



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Integridad de pozos

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Luis Fernando Cruz Barajas

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Rubén Miranda Arias



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2025



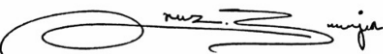
**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL
(Titulación con trabajo escrito)**



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado INTEGRIDAD DE POZOS que presenté para obtener el título de INGENIERO PETROLERO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.



LUIS FERNANDO CRUZ BARAJAS
Número de cuenta: 314277105

Agradecimientos

Siempre soñaste con este momento, de presentarte ante un público honorable para conmemorar un proceso que te costó años de esfuerzo y dedicación. Por esa capacidad y resiliencia que demostraste para realizar un proyecto único y diferente: afrontar el gran reto de estructurar una tesis. Siempre tu lucha y perseverancia de conseguir los proyectos más difíciles es una característica que te define.

Cada situación complicada que afrontaste, cada obstáculo que superaste, cada vez que te levantaste por los golpes que la vida te envió; momentos críticos y etapas difíciles donde sentiste que ya no podías. Cada carencia, cada sacrificio que tuviste que soportar en la lucha por conseguir los requisitos indispensables para alcanzar tu sueño.

Recuerdas todos los días que te levantaste diciendo “Hoy no, pero algún día...”, ese día llegó. Sumamente orgulloso de ti, nunca desististe, siempre tuviste la resiliencia de afrontar cada problema que se te presentó y que tu esfuerzo y dedicación demostrado durante todos estos años por fin obtuvo su recompensa.

Hoy finaliza un sueño, pero comienza otro...

- ¡Felicidades, Luis Fernando Cruz Barajas! -

-A la Facultad de Ingeniería y a la UNAM-

Agradecido por la gran experiencia de haber pertenecido a su máxima casa de estudios. Gracias por todos los recursos y beneficios que me otorgaron.

El honor que siento de representar a mi Universidad como próximo Ingeniero Petrolero. “Por mi raza hablará el espíritu”.

-A mi madre, Claudia Barajas Márquez-

No hay palabras suficientes para expresar cuánto te agradezco todo lo que has hecho por mí. Cada momento difícil que tuvimos que soportar, nunca me dejaste solo.

Gracias por demostrar el valor tan significativo de lo que representa ser una verdadera madre. Gracias por nunca dejar de confiar en mí.

Siempre has estado allí, dándome fuerza en los momentos difíciles y sanando las heridas que tu no provocaste. Tu amor, tu educación, tus sacrificios y tu apoyo incondicional fueron el motor que me permitió seguir adelante hasta alcanzar este gran sueño. Recuerdas “Hoy no, pero algún día...”. Ese día llegó. Este logro no solamente es mío, sino también tuyo.

-A mi padre, Fernando Cruz Suárez-

Cada palabra y cada regaño que me marcaron pero que me motivaron para seguir adelante demostrando de lo que soy capaz y superando mis propios límites. Gracias por brindarme los recursos indispensables para alcanzar este gran sueño de ser Ingeniero y la paciencia que me tuviste cuando pensaste que este día nunca iba a llegar. Este logro no solamente es mío, sino también tuyo.

-A mi hermana, Itzel Cruz Barajas-

Tú y yo sabemos las veces que nos caímos, los momentos difíciles que soportamos y las dificultades que presentamos durante todo este recorrido; este apoyo mutuo nos ayudó para afrontar cada situación adversa. Gracias por tus consejos, por tus regaños. Gracias por valorar la oportunidad que la vida nos dio de poner en alto los apellidos Cruz Barajas y por demostrar que nuestras capacidades superan nuestros propios límites. Este logro no solamente es mío, sino también tuyo.

-A mi abuela, Clara Suárez Escobar-

Siempre voy a estar agradecido por cada consejo, por cada apoyo, por cada palabra alentadora; la experiencia de vida siempre va a motivar a seguir adelante. Gracias por sentirse orgullosa de mí, por nunca quitar el renglón de impulsarme a completar este gran sueño de ser Ingeniero. Este logro no solamente es mío, sino también suyo.

-A mi abuelo, Luis Barajas Mandujano-

Cada enseñanza, cada valor, cada experiencia; tantas anécdotas contadas durante mi proceso desde la infancia hasta la edad adulta que forman parte de mi vida y que nunca voy a olvidar. Gracias por el impulso para conseguir este gran sueño, por cada palabra motivadora, por siempre confiar en mí. Este logro no solamente es mío, sino también suyo.

-A mi familia-

Gracias a cada integrante de mi familia, por el aprecio y admiración demostrado. Hacer mención especial a mi tía Verónica Barajas Márquez y a mi prima Tania Barajas Márquez, por todo el apoyo que me brindaron justo en los momentos cuando más lo necesité. Valoraron la dedicación, el esfuerzo y la perseverancia que demostré día a día para alcanzar mi más grande sueño.

-A NYOD

Hacer mención especial a Naydelin Yaeli Ortega Domínguez por el cariño y el apoyo que me demostraste desde el momento que te conocí. Nunca dejaste de motivarme en este año tan difícil que tuve, siempre tuviste las palabras para afrontar la realidad y seguir luchando.

-A mi asesor y sinodales-

Gracias por otorgarme de su tiempo para llevar a cabo la revisión de mi trabajo de tesis, por sus enseñanzas y sus consejos. La experiencia profesional siempre es de gran ayuda cuando se trata de proyectos de índole académica.

El proceso de un proyecto petrolero se justifica con la planificación de las actividades y operaciones que se van a ejecutar y monitorear durante el ciclo de vida del pozo. Dicho desarrollo va constituido y regulado por procedimientos que se apegan a lineamientos, autorizaciones, a un sistema de gestión y a las normatividades correspondientes para mantener la integridad del pozo, desde las bases de su diseño hasta su abandono.

Para un proyecto petrolero es indispensable considerar los lineamientos y las autorizaciones de perforación de pozos que la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) regula, misma que en este 2025 dejará de operar para formar parte de la Secretaría de Energía (SENER). Dicho documento mantendrá su base, pero se le realizarán modificaciones según lo considere la SENER.

Cada fase que constituye el ciclo de vida del pozo obedece a un sistema de gestión responsable de garantizar su integridad. Este sistema se conforma de diversos elementos que ayudan a cumplir el objetivo principal de la integridad de pozos, por lo que se enfoca de estructurar sus principales componentes y su relación con las operaciones en campo.

No obstante, cada una de las fases lleva consigo objetivos específicos que se relacionan con las actividades que se tienen que desarrollar. Estas actividades se conforman por:

1. *Control del pozo.* Responsable de los procedimientos de control de las presiones con las que interactúa el pozo y las medidas para contrarrestar, en caso de riesgo o presencia de influjos.
2. *Actividades durante la perforación.* Operaciones con las que se inicia la construcción del pozo desde la superficie hasta la profundidad objetivo.
3. *Integridad de la cementación.* Garantiza que el cemento que reviste las profundidades perforadas cuente con los requerimientos esenciales para dar hermeticidad al pozo.
4. *Operaciones de la terminación.* Integra los procesos que se adaptan para la producción del pozo que después de cementar la última tubería de revestimiento.
5. *Control durante la producción.* Constituye los requisitos para controlar, mantener y/o incrementar la producción del pozo.
6. *Abandono del pozo.* Posterior al cierre temporal o definitivo del pozo donde se desmantelan las instalaciones cuando el pozo ya no produce de una manera rentable.

Cada etapa tiene que ejecutarse como lo dicta el programa establecido, acreditado bajo el régimen de normas con las cuáles fue diseñado.

Desde los inicios de la industria petrolera hasta la actualidad, ha sido importante mantener la seguridad de los equipos, las instalaciones, el personal petrolero y el medio ambiente, ante la presencia de peligros y riesgos potenciales de la integridad de pozos. Es ahí, donde las capacidades del personal responsable para tomar sabias decisiones y el estricto seguimiento de las normatividades entran en vigor para asegurar y garantizar que las actividades, procesos y operaciones se realizan dentro los límites operativos.

El presente trabajo tiene como objetivo estructurar los componentes de cada fase del ciclo de vida del pozo, los requisitos con los que tiene que cumplir el proyecto petrolero, los

elementos esenciales y la identificación de riesgos potenciales para garantizar la integridad del pozo durante su vida útil, desde la planeación hasta el abandono. Sin embargo, se estructura una guía generalizada donde cada criterio puede analizarse y evaluarse detalladamente con los documentos de las normas internacionales.

The process of an oil project is justified through the planning of activities and operations to be executed and monitored throughout the well's life cycle. This development is composed and regulated by procedures that adhere to guidelines, authorizations, a management system, and relevant regulations to maintain the well's integrity, from its design foundations to its abandonment.

For an oil project, it is essential to consider the drilling guidelines and authorizations regulated by the National Hydrocarbons Commission (CNH), which in 2025 will cease to operate and become part of the Ministry of Energy (SENER). This document will maintain its foundation but will be modified as SENER deems necessary.

Each phase of the well's life cycle follows a management system responsible for ensuring its integrity. This system consists of various elements that contribute to achieving the main goal of well integrity, focusing on structuring its main components and their relationship with field operations.

However, each phase has specific objectives related to the activities that need to be developed. These activities consist of:

1. *Well control*. Responsible for the procedures to control the pressures with which the well interacts and the measures to counteract risks or influxes.
2. *Drilling activities*. Operations that begin the construction of the well from the surface to the target depth.
3. *Cementing integrity*. Ensures that the cement lining the drilled depths meets the essential requirements to provide wellbore seal integrity.
4. *Completion operations*. Integrates processes adapted for the well's production after cementing the last casing string.
5. *Production control*. Defines the requirements to control, maintain, or increase well production.
6. *Well abandonment*. Occurs after the temporary or definitive closure of the well, where facilities are dismantled when the well is no longer economically viable.

Each stage must be executed according to the established program, accredited under the standards with which it was designed.

From the beginning of the oil industry to the present day, it has been crucial to maintain the safety of equipment, facilities, oilfield personnel, and the environment against the potential dangers and risks to well integrity. This is where the capabilities of responsible personnel to make sound decisions and the strict adherence to regulations come into play, ensuring that activities, processes, and operations are carried out within operational limits.

The aim of this work is to structure the components of each phase of the well's life cycle, the requirements the oil project must meet, the essential elements, and the identification of

potential risks to guarantee well integrity throughout its useful life, from planning to abandonment. However, it provides a generalized guide where each criterion can be analyzed and evaluated in detail with international standards documents.

Contenido

¡Error! Marcador no definido.

Agradecimientos	II
Resumen	V
Abstract	VII
Objetivos	1
Objetivo principal	1
Objetivos secundarios	1
Capítulo 1. Integridad de Pozos	2
1.1. Sistema de Gestión de Integridad de Pozos, WIMS	3
1.1.1. Ciclo de vida del pozo	3
1.1.2. Elementos del WIMS.....	4
1.2. Bases de diseño del pozo	6
1.2.1. Elementos, estructura y organización	7
1.2.2. Barreras de pozo e identificación de riesgos.....	8
1.2.3. Consideraciones y entregables.....	8
1.3. Diseño del pozo	9
1.3.1. Elementos, estructura y organización	9
1.3.2. Barreras de pozo y seguimiento del control de riesgos.....	10
1.3.3. Planificación de contingencias y entregables.....	11
1.4. Construcción de pozo.....	12
1.4.1. Elementos, estructura y organización	12
1.4.2. Programa y verificación de barreras de pozo	13
1.4.3. Gestión de cambio y entregables	14
1.5. Operación de pozo	16
1.5.1. Elementos, estructura y organización	16
1.5.2. Barreras y mantenimiento de pozos	17
1.5.3. Evaluación revisión, reporte y documentación	20
1.6. Intervención de pozo.....	21
1.6.1. Elementos, estructura y organización	22
1.6.2. Barreras y entrega de pozo.....	22
1.6.3. Gestión de cambios y entregables.....	23
1.7. Abandono de pozo	24
1.7.1. Elementos, estructura y organización	24
1.7.2. Programa y barreras de pozo.....	25
1.7.3. Gestión de riesgos y entregables.....	26
1.8. Diagrama de flujo de Integridad de Pozos	28

Capítulo 2. Control de Pozos	30
2.1. Plan de control	30
2.1.1. Requerimientos para el plan.....	30
2.1.2. Presiones en el pozo.....	32
2.2. Control primario del pozo.....	33
2.2.1. Influjos.....	34
2.2.2. Prevención de influjos.....	35
2.2.3. Procedimientos ante presencia de influjos	36
2.3. Principios básicos	37
2.3.1. Información pre-registrada.....	37
2.3.2. Técnicas de circulación.....	38
2.3.3. Complicaciones.....	39
2.4. Equipamiento de superficie.....	41
2.4.1. Componentes	41
2.4.2. Arreglo del conjunto de preventores	43
2.4.3. Instalación del conjunto de preventores.....	45
2.5. Barreras de pozo, WB.....	45
2.5.1. Esquemas de barreras de pozos, WBS	45
2.5.2. Requerimientos de las barreras de pozo.....	47
2.5.3. Disposiciones, equipos y procedimientos de control de pozos	48
2.6. Diagrama de flujo de Control de Pozos	49
Capítulo 3. Actividades durante la Perforación	52
3.1. Barreras de pozo en perforación	52
3.2. Programa del pozo	54
3.2.1. Reportes de perforación	56
3.3. Fluidos de perforación	56
3.3.1. Diseño del fluido de perforación.....	57
3.3.2. Programa de fluidos de perforación	58
3.4. Manejo de recortes.....	59
3.5. Programa de barrenas e hidráulicas	60
3.5.1. Diseño de programa hidráulico	61
3.6. Ensamble de fondo, BHA	63
3.6.1. Diseño de sartas de perforación	63
3.6.2. Configuración del BHA	64
3.7. Tuberías de revestimiento	66
3.7.1. Programa de tuberías de revestimiento	68
3.8. Acciones de control de pozos.....	69
3.9. Diagrama de flujo de las actividades durante la Perforación.....	71

Capítulo 4. Integridad de la Cementación	73
4.1. Cementación de pozos	74
4.1.1. Programa de cementaciones	74
4.2. Recopilación y validación de información.....	76
4.2.1. Análisis de información de pozos de correlación.....	78
4.3. Diseño de lechada	78
4.3.1. Consideraciones	79
4.3.2. Cálculo de componentes de la lechada.....	80
4.4. Pruebas de laboratorio.....	81
4.5. Aditivos.....	82
4.6. Centralización y selección de accesorios	83
4.7. Simulación de hidráulica de cementación.....	84
4.8. Remoción de lodo	86
4.9. Registros de la integridad de la cementación.....	88
4.10. Diagrama de flujo de Integridad de la Cementación.....	90
Capítulo 5. Operaciones de la Terminación	92
5.1. Barreras de pozo en terminación.....	92
5.2. Diseño de la terminación	94
5.3. Fluido de terminación y empacante	96
5.4. Limpieza de pozo.....	97
5.5. Aparejo de producción	98
5.6. Mantenimiento de pozos.....	100
5.6.1. Diseño del programa de mantenimiento	100
5.7. Disparos de producción.....	101
5.7.1. Registros de producción.....	103
5.8. Estimulación de pozo.....	104
5.9. Acciones de control de pozos.....	106
5.10. Diagrama de flujo para operaciones de la Terminación.....	107
Capítulo 6. Control durante la Producción	110
6.1. Barreras de pozo en producción.....	110
6.2. Producción de pozos	112
6.2.1. Causas de la baja productividad de un pozo	115
6.3. Sistema integral de producción.....	117
6.4. Análisis nodal.....	118
6.4.1. Metodología de análisis	119
6.5. Sistemas Artificiales de Producción, SAP	120
6.6. Acciones de control de pozos.....	121
6.7. Diagrama de flujo para el Control durante la Producción	122

Capítulo 7. Abandono de Pozos	124
7.1. Barreras de pozo de abandono	124
7.2. Características de abandono.....	127
7.2.1. Tapón de cemento	128
7.2.2. Abandono temporal.....	129
7.2.3. Abandono permanente.....	130
7.3. Cierre, Desmantelamiento y Abandono, CDA.....	132
7.3.1. Cierre de pozos	132
7.3.2. Desmantelamiento de pozos.....	133
7.3.3. Abandono de pozos	134
7.4. Acciones de control de pozos.....	135
7.5. Diagrama de flujo de Abandono de Pozos	136
Conclusiones	138
Recomendaciones	139
Glosario	140
Referencias	144

Objetivo principal

1. Estructurar una guía generalizada de las consideraciones de integridad de pozos del ciclo de vida del pozo conforme al documento de Lineamientos de Perforación de Pozos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).
2. Integrar las operaciones primarias de cada fase del ciclo de vida del pozo y representarlas mediante diagramas de flujo.

Objetivos secundarios

1. Establecer los componentes específicos que constituyen las fases del ciclo de vida del pozo conforme a la Norma ISO 16530-1.
2. Analizar los elementos del sistema de gestión que regula la integridad de pozos conforme a la Norma ISO 16530-2.
3. Constituir los criterios que integran el control de pozos, las actividades durante la perforación, la integridad de la cementación, las operaciones de terminación, el control de la producción y el abandono de pozos conforme a las normatividades establecidas en los Lineamientos de Perforación de Pozos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).
4. Relacionar las fases del ciclo de vida del pozo con las operaciones de integridad de pozos.

Capítulo 1. Integridad de Pozos

La integridad de pozos se define como “la aplicación de soluciones técnicas, operativas y organizacionales para reducir el riesgo de liberación incontrolada de fluidos de formación a lo largo del ciclo de vida del pozo” NORSOK D-010, (AC:2024)¹. Este concepto es aplicable en todas las actividades y operaciones que se vayan a desarrollar en el pozo, desde su planeación hasta su abandono.

El objetivo de la integridad de pozos es “considerar los elementos indispensables y las acciones que se deben prever para garantizar la continuidad de las actividades subsecuentes o consecuentes de un programa, sin el riesgo de afectar alguna operación” CNH, (2022)². Para cumplir con este objetivo, es necesario considerar los siguientes criterios:

1. *Lineamientos*. Declaración de documentos y principios a seguir y respetar para el desarrollo de las operaciones de perforación de pozos. Incluyen:
 - a. Ámbito de aplicación
 - b. Interpretación
 - c. Clasificación de información
 - d. Pago de aprovechamientos
 - e. Protocolos de operación
 - f. Informe de resultados
2. *Autorizaciones*. Documentos que permiten conceder un permiso a los operadores petroleros para desarrollar las actividades a fines, integrando:
 - a. Solicitud
 - b. Supervisión
 - c. Revisión
 - d. Evaluación
 - e. Resolución
3. *Normatividad*. Leyes y/o reglamentos que rigen las conductas y procedimientos de una institución para el desarrollo de actividades específicas de perforación de pozos.

Considerando lo anteriormente mencionado, se implementa el sistema de gestión responsable de regular las acciones para garantizar la conservación de la integridad de los pozos durante su ciclo de vida como lo muestra la Figura 1.

¹ NORSOK D-010, (AC:2024). Integridad de pozos en la perforación y operación de pozos. Norma internacional Noruega que regula los requerimientos para garantizar la integridad de los pozos.

² CNH, (2024). Lineamientos de Perforación de Pozos. Encargada de la regulación de los lineamientos para perforar pozos en México hasta el 2024 y parte del 2025, debido a que la Secretaría de Energía (SENER) será la nueva reguladora de los lineamientos.

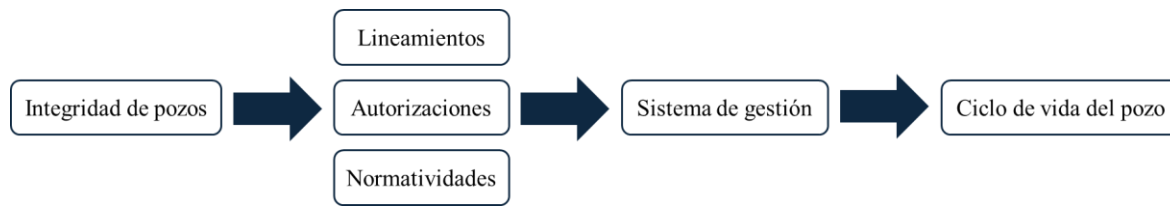


Figura 1. Estructura de integridad de pozos considerando los lineamientos, las autorizaciones y las normatividades para la implementación de un sistema de gestión para su ciclo de vida.

La integridad de pozos debe seguir los lineamientos, autorizaciones y normatividades para adaptarlo a un sistema de gestión denominado WIMS, que se implementa en la norma ISO 16530-1, aplicable a los lineamientos de la CNH. Cabe aclarar que las normatividades utilizadas son expedidas por instituciones internacionales que previamente autorizaron su difusión y confiabilidad. En estas pautas, los operadores petroleros deben seguir lo apropiado y ejercer un juicio razonable sin transparencia conocidos en el momento de tomar una decisión.

Se requiere que una empresa operadora o proveedora de servicios se asegure de que el equipo planificado para las operaciones del pozo cumpla con los estándares. En cualquier caso, en que no se cumplan los criterios donde las desviaciones de los estándares sean permisibles, la solución seleccionada debe igualar o superar lo que se ha establecido hasta la fecha, siempre y cuando la norma lo permita.

En la elección de soluciones técnicas, se deben establecer las especificaciones correctas y definir los requisitos. Esto incluye asegurarse de que la empresa operadora tenga empleados familiarizados con los conocimientos y habilidades apropiados en las operaciones de pozos, que estén calificados en el estado más actualizado disponible.

1.1. Sistema de Gestión de Integridad de Pozos, WIMS

El sistema de gestión de integridad de pozo que se implementa (por sus siglas en inglés *Well Integrity Management System, WIMS*) “es la combinación de procesos técnicos operativos y organizativos que se utiliza para garantizar la integridad del pozo durante el ciclo de vida operativo” ISO TS 16530-1, (2022)³. La norma indica que el operador debe establecer un WIMS aprobado para el ciclo de vida del pozo, que sea aplicable a todos los pozos que estén bajo su responsabilidad.

1.1.1. Ciclo de vida del pozo

El ciclo de vida del pozo es un proceso estructurado por fases donde se establecen los requisitos que deben contener las actividades y operaciones a desarrollar en un pozo, desde su planteamiento hasta su abandono. Cada fase tiene requisitos específicos para lograr los objetivos, pero todas tienen elementos y técnicas comunes. Sobre este punto, la ISO TS 16530-1, (2022) establece las fases que integran el ciclo de vida del pozo y los requerimientos con los que deben de cumplir. Estas son:

³ ISO TS 16530-1, (2022). Gobernanza del ciclo de vida para la integridad de los pozos. Norma de la Organización Internacional de Normalización que establece los requerimientos de las fases del ciclo de vida del pozo.

1. *Base de diseño.* Identifica la exposición probable a los peligros y riesgos de la superficie y del subsuelo que pueden encontrarse durante el ciclo de vida del pozo.
2. *Diseño.* Identifica los controles que se deben incorporar al diseño del pozo, de manera que se puedan establecer barreras apropiadas para gestionar los peligros identificados para la seguridad y el medio ambiente.
3. *Construcción.* Define los elementos requeridos y/o recomendados que se deben construir (incluida la reelaboración/reparación) y las tareas de verificación que se deben realizar para lograr el diseño previsto.
4. *Operación.* Define los requisitos o recomendaciones y los métodos para gestionar la integridad del pozo durante las operaciones.
5. *Intervención.* Define los requisitos mínimos o las recomendaciones para evaluar las barreras del pozo antes y después de cualquier intervención que implique romper el sistema de contención de barreras del pozo establecido.
6. *Abandono.* Define los requisitos o las recomendaciones para abandonar el pozo de manera permanente.

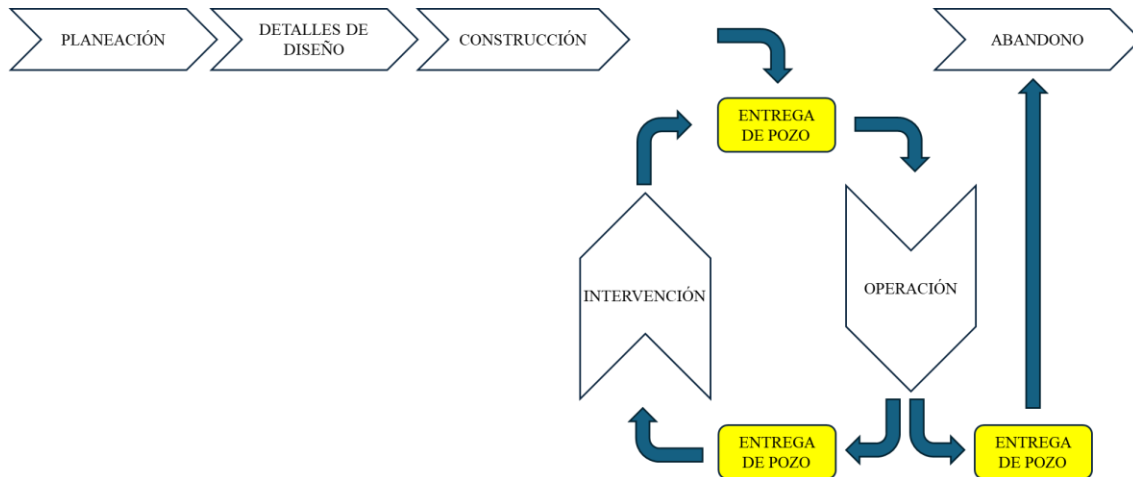


Figura 1.1.1. Visualización de la estructura de integridad de pozos y el proceso de las fases de su ciclo de vida.

1.1.2. Elementos del WIMS

Los elementos de las fases entran en vigor de manera consecuente, mientras se van desarrollando se va monitoreado el cumplimiento de sus objetivos. La norma ISO TS 16530-2, (2017)⁴ establece que los elementos operacionales del WIMS que cada fase debe de cumplir son:

⁴ ISO TS 16530-2, (2017). Integridad de pozos para la fase operacional. Norma de la Organización Internacional de Normalización que establece los elementos operacionales de las fases del ciclo de vida del pozo.

1. *Políticas y estrategias de integridad de pozos.* Definen los compromisos y obligaciones para salvaguardar la salud, la seguridad, el medio ambiente, los activos y la reputación con respecto a la integridad del pozo. Detallan qué tan bien se establece y previene la integridad a través de un sistema de gestión documentado que se aplica a todos los pozos bajo su responsabilidad.
2. *Recursos, roles, responsabilidades y niveles de autoridad.* Indican y establecen las funciones y responsabilidades de todo el personal profesional, de supervisión, operativo y de mantenimiento requerido para gestionar el WIMS.
3. *Evaluación de peligros y riesgos.* Un peligro es una fuente, situación o acto con potencial para causar un accidente; mientras que el riesgo, es la probabilidad de que dicho accidente ocurra y la gravedad de sus consecuencias. El objetivo es identificar esos peligros, riesgos asociados probables y las consecuencias, en caso de que ocurran, para la integridad durante cada una de las fases del ciclo de vida del pozo.
4. *Barreras de pozos, por sus siglas en inglés Well Barrier (WB).* Son la combinación de componentes o prácticas que contribuyen a la confiabilidad del sistema de pozo para prevenir o detener el flujo descontrolado de fluidos. Tienen el objetivo de permitir mantener el control total de los fluidos para evitar la pérdida de contención hacia el exterior del pozo, el medio ambiente y las formaciones en las que penetra.
5. *Estándares de desempeño de componentes de pozo.* Estos contienen los criterios de funcionalidad y aceptación para cada uno de los elementos críticos de seguridad de la barrera. Son la base para el desarrollo de requisitos de mantenimiento y monitoreo.
6. *Límites de funcionamiento y componentes del pozo.* Establecen los parámetros operativos para cada pozo y especifican los límites para cada parámetro, el pozo no debe operarse fuera de estos límites operativos. Deben basarse en las especificaciones de los componentes que integran el pozo con sus factores de diseño y estándares de desempeño aplicados.
7. *Seguimiento y vigilancia de pozos.* Definen los requisitos de monitoreo y vigilancia para garantizar que los pozos sean operados dentro de su envolvente. Determinan la frecuencia del monitoreo y vigilancia, en función del riesgo, y las consecuencias de traspasar las barreras para establecer la capacidad de respuesta.
8. *Gestión de la presión anular.* Es esencial gestionar las presiones anulares mediante el monitoreo constante. Cualquier cambio, aumento o disminución puede ser indicativo de un problema de integridad.
9. *Entrega de pozo.* Proceso que formaliza la transferencia y/o responsabilidad de operación del pozo respaldada por el uso de la documentación relacionada, verificando los límites operativos especificados durante el desarrollo del proyecto.
10. *Mantenimiento de pozos.* Medios por los cuales se prueban, funcionan, dan servicio y reparan periódicamente la disponibilidad, confiabilidad y condición continua de las envolturas de la barrera del pozo, los elementos de la barrera del pozo, las válvulas, los actuadores y otros sistemas de control.
11. *Gestión de fallas en la integridad de pozos.* Se debe establecer un proceso que describa la gestión de los riesgos asociados con fallas de una envoltura o de los elementos de barrera del pozo en comparación con sus estándares de desempeño, según lo definido por el operador, la legislación o el estándar de la industria.
12. *Gestión de cambio, por sus siglas en inglés Management Of Change (MOC).* Es un enfoque sistemático para abordar el cambio organizativo, normalmente en instalaciones y operaciones industriales. Aplicar un MOC para abordar, evaluar y

registrar cambios en los requisitos de garantía de integridad para un pozo individual o en el WIMS.

13. *Registros e informes de integridad de pozos.* Definen los requisitos mínimos de presentación de registros e informes para reflejar efectivamente la aplicación del WIMS y todos sus elementos, el alcance, los destinatarios y los acuses de recibo.
14. *Monitoreo del desempeño del WIMS.* Técnicas y procesos utilizados para respaldar los elementos clave del WIMS y cualquier otro elemento definido por el operador del pozo, deben monitorearse de manera rutinaria para garantizar que sean efectivos.
15. *Auditoría de cumplimiento.* Se debe establecer un proceso de auditoría para demostrar el cumplimiento del WIMS, proporcionar indicaciones claras sobre qué secciones están funcionando adecuadamente y qué secciones necesitan acciones adicionales.

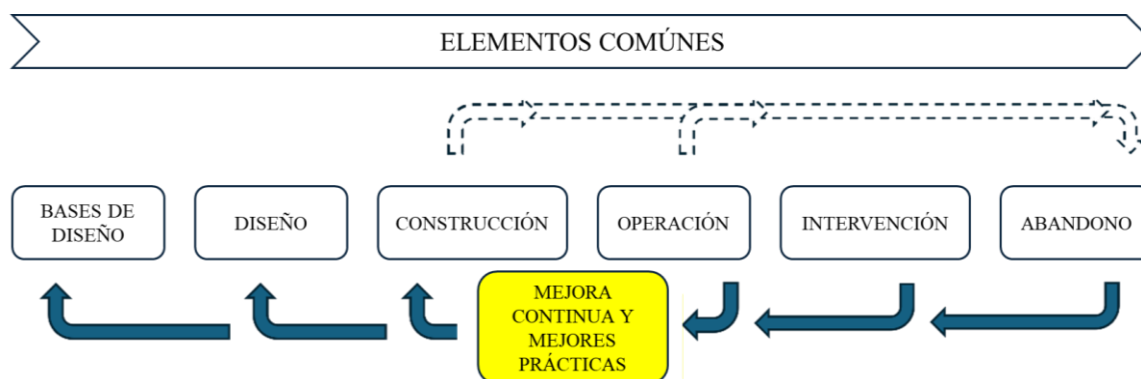


Figura 1.1.2. En cada fase se establece la mejora continua y las mejores prácticas para el desarrollo del ciclo, integrando los elementos de la ISO 16530-2.

Cada elemento común debe cumplir con su objetivo para la conservación de la integridad de pozos. Se deben detectar las anomalías que restringen la seguridad del pozo y analizar las posibles soluciones para la corrección de las fallas.

Todos los elementos anteriormente descritos, deben implementarse en cada una de las fases del ciclo de vida del pozo. Ninguna debe de evadirse o ignorarse, de lo contrario, no se estaría cumpliendo el objetivo del WIMS, poniendo en riesgo la integridad de los componentes del pozo.

1.2. Bases de diseño del pozo

El objetivo principal de la fase es “desarrollar una base de diseño que cumpla con los requisitos funcionales del pozo, al mismo tiempo que crea y mantiene la integridad durante todo su ciclo de vida” ISO TS 16530-1, (2022).

Este trabajo debe ser realizado por el personal capacitado sobre las condiciones esperadas del pozo planificado y los requisitos operativos que enfrentará a lo largo de su vida, con el propósito de identificar los riesgos potenciales y las medidas de protección que deben ser implementadas. Establecer, rastrear y revisar regularmente estas métricas ayuda a:

1. Determinar la eficacia del WIMS tal como se implementa actualmente.
2. Identificar las tendencias generales con respecto a la confiabilidad del pozo y al riesgo de integridad que se plantea.

1.2.1. Elementos, estructura y organización

Para la fase de bases de diseño, la ISO TS 16530-1, (2022) establece que los elementos específicos con las que debe de cumplir son:

- Objetivos de pozo definidos
- Adquisición de datos
- Ciclo de vida de pozo
- Información de integridad de pozo
- Parámetros de producción
- Estrategia de operación
- Información geológica
- Identificación de peligros
- Documentos de base de diseño

Junto con estos elementos, el operador del pozo debe determinar los indicadores claves de desempeño (por sus siglas en inglés *Key Performance Indicators, KPI*) y una frecuencia de revisión para evaluar la eficacia del WIMS. Los KPI son métricas cuantitativas que muestran como el equipo utilizado y el personal responsable de operación progresa hacia los objetivos.

Los recursos y las habilidades funcionales requeridas para llevar a cabo la fase de base diseño deben caracterizarse, de tal manera que los niveles de tiempo y función sean suficientes para apoyar la identificación de riesgos y peligros. Esto resulta en obtener mitigaciones satisfactorias que se consideran desde la perspectiva del ciclo de vida del pozo. En la mayoría de las organizaciones, esa es una tarea asumida por un equipo con las habilidades funcionales adecuadas de:

- Geología, geofísica, geoquímica, geomecánica, petrofísica
- Ingeniería de yacimientos y producción
- Perforación, pruebas de pozos, terminación, ingeniería submarina
- Instalaciones, operaciones de producción
- Actividades de intervención, reacondicionamiento y abandono
- Mantenimiento/inspección de pozos y revisiones técnicas de integridad de pozos

En ciertas aplicaciones, cada función general requiere una mayor elaboración y confirmación por parte de los profesionales en subespecialidades particulares. Las fuentes de donde se puede obtener la información para definir los requisitos de base de diseño son:

1. Historial de operaciones de campo.
2. Estudios locales de las condiciones de la superficie y del subsuelo.
3. Lecciones aprendidas con respecto a la integridad del pozo de otros pozos o proyectos en condiciones similares.
4. Cambios anticipados en el ciclo de vida o límites operativos del pozo que pueden afectar la integridad del pozo.

1.2.2. Barreras de pozo e identificación de riesgos

En la etapa de bases de diseño, el proceso de aseguramiento de barreras está destinado a visualizar peligros potenciales y determinar las barreras correspondientes durante todo el ciclo de vida del pozo. Debe ser como se establece en la filosofía del operador sobre la integridad de las barreras, de acuerdo con los requisitos de este documento y a partir de una evaluación. La presión debe ser controlada y monitoreada regularmente en cada etapa y no debe producir ningún efecto no deseado.

La ISO 16530-1, (2022) dicta que el nivel de detalle para identificar el peligro debe centrarse en:

- a) Contribución significativa al riesgo general si el proyecto se realiza (es decir, riesgo potencialmente inaceptable).
- b) Requieren control y mitigación a través de especial atención y seguimiento en la fase para alcanzar un nivel de riesgo aceptable.

Los peligros identificados deben capturarse y documentarse en un registro de riesgos.

1.2.3. Consideraciones y entregables

Dentro de las consideraciones de integridad del pozo para los aspectos básicos del diseño están:

- Información general del pozo que se debe proporcionar.
- Objetivos y ciclo de vida del pozo.
- Requisitos de entrada (aspectos del flujo de entrada del pozo que podrían influir en la integridad del pozo).
- Requisitos de salida (aspectos del flujo de salida del pozo que influyen en la producción).
- Pronósticos sobre la formación geológica, la presión de poro, la resistencia de la formación y la temperatura.
- Requisitos de adquisición de datos (requisitos para la adquisición de datos durante las fases de construcción y operación).
- Puede ser necesaria otra información para garantizar que el diseño del pozo proporcione el aislamiento requerido, los sistemas de mantenimiento y monitoreo de la condición de las barreras del pozo, así como las barreras del pozo para el abandono futuro. Esto incluye información pertinente al diseño de la tubería de revestimiento y la terminación.
- Características de producción e inyección.

Una actividad de control de calidad multifuncional debe estar en su lugar para la revisión final de las bases de diseño del pozo. Las opciones deben ser identificadas, explicadas y seleccionadas claramente teniendo mucho cuidado con la calidad de la construcción del pozo a lo largo de su ciclo de vida.

Los entregables para esta fase son:

- a) El diseño básico con el registro de riesgos de apoyo.
- b) El registro de riesgos debe adjuntarse y debe resaltarse el peligro principal.

1.3. Diseño del pozo

En esta fase hay que considerar la solidez del pozo a lo largo de su ciclo de vida, incluyendo cualquier intervención futura y su abandono, durante la etapa de planificación. Durante su fase de operación y desmantelamiento, se debe prestar especial atención a la gestión del hardware y de los sistemas de barreras del pozo para evitar que surjan problemas más adelante.

La base de diseño es el documento utilizado para iniciar el diseño del pozo, ya que establece las consideraciones para que ese diseño tenga éxito. A medida que se abordan los riesgos, el registro debe ser actualizado.

Entre otras cosas, se recomienda que el operador realice una revisión del diseño del pozo para asegurarse de que todos los peligros, riesgos, controles y mitigaciones identificados hayan sido tratados.

1.3.1. Elementos, estructura y organización

Los elementos específicos que la ISO TS 16530-1, (2022) establece en la fase de diseño y con los que tienen que cumplir son los siguientes:

- Control de riesgos en el diseño de pozos
- Análisis de casos de carga
- Plan de barrera de pozo
- Estándares de desempeño
- Límites de operación del pozo
- Planificación de contingencias
- Vigilancia y seguimiento
- Entregables de la fase de diseño

El operador debe definir los requisitos mínimos de competencia en materia de integridad del pozo y las calificaciones del personal utilizado para cumplir con los requisitos de la fase de diseño. Entre las habilidades funcionales que se necesitan se incluyen los siguientes:

- Ingeniería de perforación
- Ingeniería de pruebas de pozos, ingeniería de terminación, ingeniería submarina
- Geología, geofísica, geoquímica, geomecánica, petrofísica
- Ingeniería de yacimientos
- Ingeniería de producción
- Evaluación y gestión de riesgos
- Ingeniería de integridad de pozos
- Ingeniería de fluidos

El operador debe definir los requisitos de competencia y asignar personal apropiado para realizar las siguientes tareas dentro de la fase de diseño:

- Diseño de revestimiento
- Diseño de terminación
- Análisis de presiones de poro y mecánica de rocas
- Operaciones de perforación y operación
- Operaciones de prueba de pozos
- Gestión de riesgos en el diseño de pozos
- Análisis de casos de carga
- Especificaciones de equipos de pozo y terminación
- Diseño e instalación de barreras de pozo
- Aseguramiento de flujo
- Diseño de control
- Adquisición de datos de diseño
- Consideraciones sobre el ciclo de vida del pozo
- Diseño submarino, incluida la fatiga de la boca del pozo (si es necesario)
- Diseño de cementación
- Abandono

1.3.2. Barreras de pozo y seguimiento del control de riesgos

Para el seguimiento del control de riesgo y las barreras de pozo en la fase de diseño la ISO TS 16530-1, (2022) dice que se tiene que tomar en cuenta:

1. *Registro de riesgos.* Resume los peligros identificados en el documento básico de diseño y pueden identificar peligros adicionales durante el proceso de diseño del pozo.
2. *Lecciones aprendidas.* Información y conocimientos valiosos mediante el análisis previo del pozo y especialmente de los problemas encontrados al establecer y mantener la integridad.
3. *Consideraciones sobre los riesgos del ciclo de vida del pozo.* La fase de diseño debe considerar los riesgos asociados con las actividades que pueden realizarse durante el ciclo de vida del pozo y que afectan su integridad.
4. *Consideraciones adicionales.* Considerar factores asociados con el entorno del pozo que pueden influir en su integridad durante su vida útil como los mecanismos de erosión y corrosión, peligros externos y ambientales y análisis de casos de carga.

Para las barreras de pozo se debe implementar las que se necesitan durante cada etapa del proceso de construcción del pozo:

1. El sistema de barrera de pozo final que se construye verifica y entrega para la fase operativa del ciclo de vida del pozo.
2. Barreras del pozo que están colocadas durante la intervención del pozo.
3. Barreras del pozo que se necesitan durante el abandono final del pozo.
4. Barreras del pozo que quedan después del abandono del pozo.

Y deben diseñarse para:

1. Cumplir con los requisitos para las fases del ciclo de vida para todas las fuentes potenciales de flujo de entrada, incluido el abandono.
2. Prevenir el desarrollo de presión sostenida en la tubería durante el ciclo de vida.
3. Prevenir la contaminación de cualquier acuífero del pozo por fluidos producidos o inyectados durante el ciclo de vida.
4. Impedir la comunicación fluida no deseada entre zonas distintas.
5. Cumplir con todos los requisitos reglamentarios aplicables.
6. Cumplir con los estándares industriales aplicables.
7. Impedir el movimiento involuntario de fluidos dentro del pozo.
8. Ser verificable.

Además del diseño de las barreras de pozo, debe implementarse lo siguiente:

1. *Plan de barrera de pozo.* Identifica las barreras necesarias para evitar el flujo no planificado durante cada etapa de la fase de construcción del pozo.
2. *Estándares de desempeño de diseño de elementos de barreras de pozos (WBE).* Especificaciones y criterios de calificación que permiten al operador definir, diseñar, adquirir y establecer requisitos de verificación para todas las barreras de pozo individuales que conforman las barreras del pozo.
3. *Verificación de la barrera final del pozo.* Especificar los métodos de prueba y verificación para las barreras finales del pozo y las WBE de acuerdo con los estándares de desempeño del diseño.
4. *Sistemas de seguridad relacionados con la parada de emergencia.* Definir los componentes del pozo que son parte de cualquier sistema de seguridad de parada de emergencia (ESD), válvula accionada diseñada para detener el flujo de fluidos o gases nocivos al detectarse una situación peligrosa.

El límite operativo del pozo se define como la combinación de parámetros en los que todos sus componentes pueden ser mantenidos dentro de sus especificaciones, incluidos los factores de diseño, seguridad y los estándares de rendimiento relacionados con ellos.

Proporciona una lista de parámetros de los valores máximos y mínimos permitidos para cada componente, de acuerdo con el ciclo de vida del pozo en su fase de operación; esto es un resultado de diseño.

1.3.3. Planificación de contingencias y entregables

Con respecto a la fase de diseño:

- a) Hay que asegurar de que el pozo se someta a pruebas de integridad si eventos importantes y no previstos requieren tales pruebas.
- b) Contener un registro de auditoría que muestre cómo se verificaron y demostraron las barreras del pozo como confiables.
- c) Un plan de contingencia puede requerir un diseño de pozo diferente si no se puede verificar la integridad de las barreras del pozo planificadas y construidas.

Durante la fase de diseño hay que definir específicamente los requisitos de hardware y software responsables de la monitorización y vigilancia de la integridad de los pozos planificados. El hardware requerido y el procedimiento de instalación puede incluir:

- a) Sistemas de monitoreo de presión del espacio anular.
- b) Acceso al pozo para futuras intervenciones para actividades de vigilancia.
- c) Sensores y medidores de fondo de pozo.

Los entregables del diseño para la fase de construcción del pozo deben incluir lo siguiente:

- a) Programa de pozo detallado.
- b) Especificaciones del equipo.
- c) Registro de riesgos actualizado.
- d) Planos de barreras de pozos, incluidos esquemas de barreras de pozos.
- e) Límites de operación de pozos planificados.
- f) Estándares de desempeño del diseño con requisitos de verificación.
- g) Especificaciones de hardware y software de vigilancia y monitoreo.

1.4. Construcción de pozo

En conjunto, la fase de bases de diseño y diseño, constituyen el análisis de los requerimientos que necesita el pozo para su construcción, dependiendo de la información del subsuelo y los riesgos potenciales que podrían presentarse. Al completar estas dos fases, comienza la construcción del pozo con las actividades de control, perforación, cementación y terminación contenidas en el programa de pozos.

1.4.1. Elementos, estructura y organización

La ISO TS 16530-1, (2022) define que los elementos esenciales de la fase son:

- Evaluación de la gestión de riesgos
- Verificación de barreras
- Gestión de cambio
- Documentación de entrega

La estructura y organización de la fase debe definir los requisitos mínimos de competencia en materia de integridad del pozo y las calificaciones del personal utilizado para cumplir con los requisitos de la fase de construcción. Las habilidades funcionales que se necesitan:

- Ingeniería de perforación
- Ingeniería de pruebas de pozos, ingeniería de terminación, ingeniería submarina
- Geología, geofísica, geoquímica, geomecánica, petrofísica
- Ingeniería de yacimientos
- Evaluación y gestión de riesgos
- Ingeniería de integridad de pozos
- Ingeniería de fluidos
- Control y medición de perforación direccional
- Supervisión del sitio del pozo

El personal responsable de la construcción del pozo debe ser capaz de realizar:

- Evaluación de las pruebas de presión y flujo de entrada.
- Pruebas de resistencia de la formación e interpretación.
- Registro e interpretación.
- Cementación y evaluación del cemento.
- Evaluación de fluidos, desempeño hidráulico, control de calidad de los fluidos.
- Evaluación de los peligros mecánicos y del subsuelo de la roca encontrados que pueden amenazar la integridad del pozo.
- Confirmación y gestión de los peligros asociados con los pozos existentes.
- Actualizar el registro de riesgos utilizando los peligros superficiales y subterráneos identificados y confirmados.

1.4.2. Programa y verificación de barreras de pozo

El programa de pozo comienza en la etapa de diseño, especifica los procedimientos de construcción y aceptación del pozo y el momento en el que se deben probar las barreras. Incumplimientos o variaciones deben ser revisadas por el MOC.

Durante la construcción, se debe almacenar y gestionar un esquema de aseguramiento de barreras del pozo y estar disponible en el sitio mientras se encuentra en construcción y, al completarlo, se archiva de manera ordenadas.

Después de la construcción de una sección del pozo, el WBS debe actualizarse. Este documento refleja la situación actual y cualquier cambio se registra en detalle.

Cuando las barreras de seguridad se entregan al sitio de construcción del pozo, cada barrera debe venir con un archivo de calidad que incluya documentos de respaldo que confirmen que el equipo suministrado cumple con los estándares de rendimiento. Esto podría incluir:

Un certificado de prueba de presión del fabricante.

1. Informes de pruebas e inspecciones
2. Informes de verificación de diseño
3. Un certificado de inspección de aceptación
4. Una declaración de conformidad

Todos los materiales y equipos seleccionados para ser utilizados en el establecimiento de una barrera de pozo deben ser verificados en relación con el programa antes de la instalación. Donde se instala una barrera de pozo, su integridad debe corresponder las especificaciones requeridas y un registro de la verificación.

La ISO TS 16530-1, (2022) dice que las siguientes consideraciones deben abordarse en la fase de construcción del pozo:

1. *Movimiento y fatiga del cabezal del pozo.* Debe ser monitoreado durante la construcción y cualquier cambio debe ser documentado. El movimiento incluye, entre otros, crecimiento, hundimiento, inclinación y torsión. Mantener registros de los datos y supuestos utilizados para determinar la vida útil por fatiga consumida para pozos sujetos a cargas cíclicas.
2. *Cemento.* Se considera uno de los elementos críticos de barrera de pozo y, en muchos casos, es un elemento de barrera común. Se bombea y se coloca en estado líquido y se deja endurecer in situ. A menudo es difícil reparar o reemplazar el cemento una vez que se ha colocado. Estos factores contribuyen a la naturaleza crítica de este elemento de barrera de pozo en particular.
3. *Prueba de zapata de revestimiento.* Probar la capacidad del pozo para soportar una presión adicional por debajo de la zapata, de modo que el pozo sea competente para manejar un influjo de fluido o gas de formación sin que la formación se rompa.
4. *Perfil del sello del cabezal del pozo.* Debe protegerse con insertos de aislamiento adecuados (protectores de orificios de sello) para evitar daños durante las diversas operaciones de construcción.
5. *Conexiones tubulares.* Se deben implementar procedimientos específicos para garantizar la correcta conformación de las conexiones tubulares según las especificaciones del fabricante o las pertinentes (ISO o API). Estos procedimientos deben especificar la preparación y el compuesto de la rosca, la alineación o posición de la junta requerida y los valores óptimos de conformación.
6. *Desgaste de la TR.* Se deben tomar precauciones para evitar el desgaste. El plan del pozo debe tener en cuenta de modo que la tubería desgastada cumpla con los requisitos de carga de diseño del pozo. Si se prevé que se ha producido un desgaste, se debe comprobar después de completar las operaciones en esa sarta de tuberías de revestimiento. Cualquier desgaste observado que supere el plan del pozo puede indicar la necesidad de actualizar los límites operativos y las cargas de diseño.

1.4.3. Gestión de cambio y entregables

Las medidas de control descritas deben implementarse y discutirse con el personal de construcción antes de iniciar las operaciones. Es esencial que el desempeño de las medidas de control y la identificación de cualquier riesgo adicional se monitoreen regularmente para asegurarse de que las barreras estén instaladas correctamente y que el registro de riesgos se mantenga actualizado.

La construcción del pozo se realiza de acuerdo con el diseño, sin embargo, si las condiciones encontradas durante el proceso son significativamente diferentes de lo esperado, el diseño debe volver a verificarse y/o revisarse conforme el MOC.

Cualquier alteración resultante de estas revisiones debe documentarse adecuadamente, ser aprobada por el nivel de gestión correspondiente e incorporarse al esquema de barreras del pozo.

Las operaciones del pozo también pueden detenerse por razones técnicas, operativas o de seguridad. Cuando un pozo está suspendido, debe tener barreras suficientes para prevenir la migración de fluidos y hacia la superficie o a través de cualquier formación subterránea.

La elección de la barrera depende de la duración esperada de la suspensión, las condiciones en el subsuelo, las formaciones penetradas durante la suspensión y las condiciones particulares necesarias para después de la suspensión.

Conforma lo estipula la ISO TS 16530-1, (2022) los entregables para la fase de construcción son:

- a) *Información de entrega de pozo.* Proceso que formaliza la transferencia de la custodia de un pozo y/o la responsabilidad de operarlo, y se respalda mediante el uso de la documentación relacionada con la entrega del pozo. La siguiente información del pozo debe incluirse en la documentación inicial de entrega del pozo, desde la fase de construcción hasta la fase de operación:
 - a. Plano de apilamiento del árbol y la boca del pozo que proporcione, al menos, una descripción de las válvulas, sus criterios de operación y prueba (normas de desempeño), registros de pruebas y estado (abiertas o cerradas).
 - b. Estado de las válvulas de seguridad de servicio pesado, normas de desempeño y registros de pruebas.
 - c. Estado de los sistemas de ESD y actuadores.
 - d. Procedimientos de arranque del pozo que detallen las tasas de producción/inyección y las presiones y temperaturas previstas.
 - e. Detalles de cualquier WBE que haya quedado en el pozo o dispositivos que normalmente requerirían ser removidos para permitir la producción y/o monitoreo del pozo.
 - f. Esquema detallado de las barreras del pozo, que indique claramente las barreras primarias y secundarias e información sobre cualquier problema de integridad.
 - g. Esquema detallado del pozo y registros de pruebas (que muestren todas las sarta de revestimiento, con todos los tamaños, metalurgia, tipos de roscas y centralizadores, así como las densidades de los fluidos que quedan en la sarta de producción y el anular, la colocación del cemento, los reservorios y los detalles de las perforaciones).
 - h. Diagrama de presión de poro e información geológica.
 - i. Recuento detallado de la terminación tal como se instaló (que incluya todos los diámetros exteriores, interiores, longitudes, metalurgia, roscas y profundidades de los componentes).
 - j. Trayectoria del pozo, incluidas las coordenadas geográficas de la superficie del cabezal del pozo.
 - k. Presiones, volúmenes y tipos de fluidos que quedan en los anillos, el pozo, la tubería y el árbol.
 - l. Límites operativos del pozo.
 - m. Estado del sistema de control submarino y registros de pruebas (si corresponde).
- b) *Registro de riesgos.* Después de la construcción, el registro de riesgos del pozo debe actualizarse para reflejar cualquier cambio en el nivel de riesgo en función de la información de la construcción.

- c) *Mejoras continuas*. Las lecciones aprendidas durante la construcción del pozo deben documentarse y todos los problemas relacionados con la integridad deben registrarse para que se puedan incorporar al proceso del ciclo de vida.

La fase de construcción va de la mano con la de operación e intervención, donde cada una de ellas especifica los requisitos elementales para el desarrollo de sus operaciones.

1.5. Operación de pozo

Para la fase de operación del pozo, la ISO TS 16530-1, (2022) define que es un proceso proactivo de revisión, monitoreo y mantenimiento para asegurar que el pozo se opere dentro de los límites operativos y para mantener la integridad de las barreras. Los principales objetivos de integridad de pozo de esta fase son:

- Monitorear y garantizar continuamente que el área de los pozos opere dentro de los límites operativos diseñados.
- Mantener las barreras del pozo y verificar que sigan siendo efectivas.
- Gestionar anomalías y fallas de integridad de pozos.

1.5.1. Elementos, estructura y organización

Los objetivos van relacionados con los elementos de la fase para gestionar la integridad, el monitoreo y mantenimiento del pozo. Estos son:

- Seguimiento y vigilancia de pozos
- Límites operativos
- Gestión de la presión anular
- Mantenimiento de pozos
- Revisión de la vida del pozo
- Revisión de desempeño
- Informes y documentación
- Entrega del pozo

El operador debe definir los requisitos de competencia en integridad del pozo y las calificaciones del personal utilizado para cumplir con los requisitos de la fase operativa. Las habilidades funcionales que se necesitan incluyen:

- Ingeniería de pruebas de pozos, terminación, ingeniería submarina
- Geología, geofísica, geoquímica, geomecánica, petrofísica
- Ingeniería de yacimientos
- Ingeniería de producción
- Ingeniería de integridad de pozos
- Ingeniería de fluidos
- Evaluación y gestión de riesgos
- Operaciones y mantenimiento de pozos
- Química de producción

Para este personal, el operador debe definir los requisitos mínimos de competencia y asignar el personal adecuado para cumplir con las siguientes tareas:

- Pruebas y evaluación de fugas.
- Evaluación y gestión de la presión sostenida de la tubería de revestimiento.
- Fluidos, rendimiento hidráulico, control de calidad de fluidos.
- Confirmación y gestión de los peligros asociados con los pozos existentes.
- Actualización del registro de riesgos a partir de los peligros superficiales y subterráneos identificados y confirmados.
- Actualización de los esquemas de barreras del pozo.
- Operación del pozo, incluidos el arranque, el monitoreo y el apagado.
- Mantenimiento de pozos, incluidos el mantenimiento preventivo, las pruebas, la inspección, la reparación y el reemplazo.

1.5.2. Barreras y mantenimiento de pozos

Las barreras de pozo deben verificarse durante la fase operativa conforme lo dice la ISO TS 16530-1, (2022) mediante monitoreo y pruebas periódicas. Los pozos deben operarse dentro de sus límites operativos definidos y su estado debe documentarse mediante:

1. *Estándares de desempeño.* Los requisitos de verificación de desempeño tienen criterios de aceptación asociados con los cuales el personal de operaciones y mantenimiento del operador del pozo debe monitorear, mantener, inspeccionar, probar y verificar todas las WBE durante la fase operativa. Al momento de la entrega de la fase de construcción, todas las WBE deben haber sido probadas y verificadas de acuerdo con los estándares de desempeño de diseño y los criterios de aceptación asociados.
2. *Tasas de fuga.* Durante la fase operativa prolongada, la ocurrencia de acumulación de presión debido a fugas en las WBE del fondo del pozo no es poco común. Utilizando un enfoque basado en el riesgo, el operador debe definir sus tasas de fuga aceptables y la frecuencia de las pruebas para las WBE individuales dentro de los criterios de aceptación.
3. El operador debe definir los requisitos de monitoreo y vigilancia para asegurar que los pozos se mantengan dentro de sus límites operativos, y debe documentar estos requisitos en el WIMS los cuáles son:
4. *Frecuencia de monitoreo y vigilancia.* Definir y documentar el cronograma, la frecuencia y el tipo de monitoreo y vigilancia requeridos. Se puede utilizar un enfoque basado en riesgos para definir las frecuencias de monitoreo y vigilancia para las WBE en función del riesgo de pérdida de integridad de una WBE y la capacidad de responder a dicha pérdida de integridad.
5. *Límites operativos del pozo.* Identificar los parámetros operativos que se deben seguir para cada pozo o tipo de pozo, y especificar claramente los límites operativos para cada parámetro. En caso de que las condiciones del pozo cambien durante la fase de operación, se debe confirmar que los límites operativos siguen siendo aplicables.
6. *Pozos suspendidos y cerrados.* Un pozo cerrado o suspendido debe ser monitoreado de acuerdo con un cronograma basado en riesgos definido, con la debida consideración del perfil de riesgo generado por el cambio en los componentes humedecidos y no humedecidos por flujo, independientemente de si el pozo está conectado a instalaciones de producción.
7. *Inspección visual.* Se realiza para evaluar el estado general del equipo de superficie o de la línea de lodo, así como la protección asociada alrededor del pozo.

8. *Registro de pozo.* Medio de evaluación de la condición de algunas WBE como cemento, revestimiento, tubería, etc., ya sea midiendo la calidad del material y los defectos o midiendo los fenómenos relacionados con el flujo.
9. *Monitoreo de corrosión.* La corrosión de componentes estructurales o que contienen presión del pozo puede conducir a una pérdida de integridad. Un pozo generalmente está expuesto a dos procesos de corrosión distintos: corrosión interna (se origina a partir de fluidos producidos o inyectados) o corrosión externa (se origina por el contacto con agua oxigenada combinada con cloruros, H_2S o CO_2).
10. *Vigilancia y prevención de la corrosión externa.* Cuando los pozos están en riesgo debido a la corrosión externa, se debe evaluar el riesgo y definir los medios de protección. El operador debe tener un sistema de garantía para verificar que el sistema de protección (cuando corresponda) esté funcionando de acuerdo con la intención del diseño.
11. *Vigilancia de la erosión.* Se debe prestar especial atención a las secciones en la trayectoria del flujo donde la velocidad y la turbulencia pueden aumentar. Si se produce algún cambio significativo en la composición del fluido del pozo o en el contenido de sólidos, se debe volver a evaluar el riesgo de erosión y los límites de velocidad.
12. *Monitoreo de la integridad estructural.* Establecer sistemas adecuados para modelar o medir la degradación en los elementos estructurales del pozo. Un sistema de seguimiento y registro puede ayudar a evaluar la vida útil prevista de los componentes que suelen proporcionar soporte estructural al pozo.
13. *Monitoreo de la elevación del pozo.* Los cambios inesperados en las elevaciones del pozo pueden ser una indicación de la degradación del soporte estructural y pueden escalar a un nivel que afecte la integridad. Dependiendo de la configuración, puede ser normal que el pozo "crezca" cuando pasa de un estado de cierre en frío a una condición de producción en caliente. Al monitorear el hundimiento o la elevación del pozo y sus alrededores, la referencia del dato debe verificarse y registrarse periódicamente para confirmar que el dato no se haya movido.
14. *Subsidencia del yacimiento.* En algunos yacimientos maduros, el agotamiento de la presión del yacimiento o un aumento de la presión han provocado la compactación o elevación de la roca del yacimiento y/o la subsidencia de las formaciones de sobrecarga. Esto tiene el potencial de imponer cargas significativas en las sartas de revestimiento, lo que provoca la falla de la tubería de revestimiento o socavar una plataforma o un lecho de pozo.

Además, el operador debe gestionar las presiones del espacio anular de manera que se mantenga la integridad del pozo durante todo su ciclo de vida. Para gestionar la presión anular, se deben considerar:

1. *Fuentes de presión en el espacio anular.* Durante el ciclo de vida del pozo pueden producirse tres tipos de presión en el espacio anular: presión en el espacio anular impuesta por el operador, presión en el espacio anular inducida térmicamente o presión sostenida de la tubería de revestimiento.
2. *Monitoreo y prueba de la presión del espacio anular.* Definir un programa para monitorear las presiones en todos los espacios anulares accesibles. Cualquier cambio en la presión del espacio anular, ya sea aumento o disminución, podría ser indicativo

de un problema de integridad. El monitoreo regular de la tubería y los espacios anulares del pozo durante las operaciones permite la detección temprana de amenazas a la barrera o de una barrera potencialmente comprometida.

3. *Frecuencia de monitoreo de las presiones de la tubería y del anular de revestimiento.* Determinar la frecuencia de monitoreo y vigilancia de las presiones de la tubería y del anular de revestimiento.
4. *Investigación de la presión del espacio anular.* Si se ha identificado una presión anómala en el espacio anular, se deben revisar los registros y el historial del pozo para determinar la(s) causa(s) o fuente(s) potencial(es) de la presión. El operador debe establecer un procedimiento para realizar pruebas de purga/acumulación de presión. La entrada de fluidos debido a la presión sostenida en el espacio anular puede contaminar el contenido; esto debe evaluarse en términos de riesgo al realizar operaciones de prueba de purga.
5. *Presión máxima admisible en la superficie del espacio anular (MAASP).* Presión máxima que se permite que un espacio anular contenga, medida en la boca del pozo, sin comprometer la integridad de ningún elemento de barrera de ese espacio anular. Esto incluye cualquier formación expuesta en pozo abierto.
6. *Mantenimiento de la presión del espacio anular dentro de los umbrales.* Cuando la presión del espacio anular alcanza el valor umbral superior, se debe purgar hasta una presión dentro del rango operativo. Por el contrario, se debe rellenar el espacio anular cuando se alcanza el umbral inferior. Se debe documentar el tipo y el volumen total del fluido recuperado o añadido, todas las presiones del espacio anular y de la tubería y el tiempo necesario para purgar cada purga o recarga.
7. *Revisión y cambio de la MAASP y los umbrales.* Definir el proceso de revisión del espacio anular (investigación) cuando las condiciones de operación indiquen que la presión se mantiene o que se ha producido una fuga en una barrera del pozo.

A efectos de la gestión de la integridad, los requisitos de mantenimiento son aquellos relacionados con la operación y el mantenimiento de las barreras de los pozos existentes y sus partes constitutivas. Cada barrera mecánica que deba ser atendida, requiere su propio programa de mantenimiento específico que el operador debe establecer y tener disponible a petición.

Conocer las especificaciones de diseño y el rendimiento pasado ayuda en el mantenimiento o reemplazo del componente cuando sea necesario.

El mantenimiento debe realizarse para inspeccionar, probar y reparar el equipo para que funcione como se espera. El mantenimiento también debe realizarse para equipos dentro de los límites establecidos de su especificación de rendimiento.

Un programa de mantenimiento planificado es responsable de establecer qué actividades se realizan a qué frecuencias. Hay dos niveles de mantenimiento, es decir, preventivo y correctivo:

- a) *Mantenimiento preventivo*. Se lleva a cabo con una frecuencia predefinida en función de las condiciones de trabajo, el tipo de pozo y el entorno en el que opera, según lo indique un regulador.
- b) *Mantenimiento correctivo*. Generalmente se desencadena por una tarea de mantenimiento preventivo que identifica una falla o por un requisito que se identifica por una falla durante el monitoreo de un pozo.

La ISO TS 16530-1, (2022) establece que la relación entre las tareas de mantenimiento correctivo y las tareas de mantenimiento preventivo se puede medir en función de los criterios de aceptación establecidos. En los casos en que no se pueda realizar el mantenimiento de una barrera de pozo de acuerdo con la especificación de diseño original, el operador debe realizar una evaluación de riesgos para establecer los controles necesarios para mitigar el riesgo a un nivel aceptable. Esto debería iniciar una reevaluación de la(s) barrera(s) y los límites operativos del pozo a través del proceso MOC, además de:

- 1. *Piezas de repuesto*. Deben obtenerse del fabricante del equipo original (fabricante de equipos originales, OEM) confecciona componentes de los productos de otra empresa) si es posible, o de un fabricante aprobado por el OEM. Las desviaciones de esta práctica deben documentarse y justificarse claramente, y debe evaluarse su posible impacto en los límites operativos del pozo.
- 2. *Frecuencia de mantenimiento*. Definir y documentar los cronogramas y frecuencias de las actividades de mantenimiento. Se puede utilizar un enfoque basado en riesgos para definir la frecuencia y una matriz de evaluación. Se puede ajustar si se descubre que la proporción de tareas de mantenimiento preventivo/correctivo es muy alta o baja, una vez que se hayan obtenido suficientes datos históricos que establezcan tendencias claramente observables.
- 3. *Métodos de prueba de componentes*. Relacionado con el resultado de obtener las piezas de repuesto y la frecuencia de monitoreo para evaluar si las condiciones de los componentes garantizan la integridad.

1.5.3. Evaluación revisión, reporte y documentación

La ISO TS 16530-1, (2022) dice que el operador debe evaluar y gestionar los riesgos asociados con fallas de una barrera de pozo o de un elemento de barrera de pozo. Estos riesgos pueden evaluarse en relación con los estándares de desempeño definidos por el operador, por la legislación o por los estándares de la industria. Por lo tanto, los requerimientos específicos a identificar son:

- a) *Clasificación y priorización de fallas de integridad*. Evaluar el riesgo de una falla de integridad de pozo en relación con la criticidad del elemento de barrera que falló. La prioridad de reparación (tiempo de respuesta) debe establecerse de acuerdo con la exposición al riesgo.
- b) *Modelo de falla de pozo*. Se puede adoptar un enfoque para agilizar el proceso de evaluación de riesgos, el plan de acción y el tiempo de respuesta para reparar cuando ocurren fallas. Se construye como una matriz que identifica los modos más comunes de falla observados por el operador.

También debe registrar y documentar en su WIMS las actividades de integridad del pozo realizadas durante la fase operativa y definir el período de tiempo durante el cual estos registros deben mantenerse disponibles. La información que debe registrarse debe incluir:

1. Esquemas de barreras del pozo
2. Toda la información de entrega del pozo
3. Información de producción/inyección
4. Estándares de desempeño
5. Monitoreo de la presión del espacio anular
6. Pruebas de diagnóstico realizadas
7. Análisis de fluidos
8. Actividades de mantenimiento preventivo
9. Actividades de mantenimiento correctivo (reparación y reemplazo)
10. Trazabilidad de equipos y piezas de repuesto

El operador debe desarrollar un procedimiento de inspección periódica para el futuro uso de pozos desconectados o abandonados.

De acuerdo con el WIMS, se debe elaborar un plan que establezca cómo se restaurarán los pozos identificados a la producción o a la inyección, se pondrán bajo suspensión adicional o se abandonarán para evitar fallos de contención.

Este procedimiento es para documentar y detallar la estrategia planificada para el pozo, que puede incluir su abandono permanente. Los pozos no deben ser puestos en suspensión sin un plan definido para su futuro uso.

El operador debe contar con un proceso de mejora continua establecido. Para la fase operativa, este proceso de mejora debe incluir los aprendizajes de las tareas de operación, mantenimiento y verificación, que luego se pueden utilizar para proporcionar retroalimentación a la fase operativa y otras fases relevantes del ciclo de vida, por ejemplo, mediante la identificación de:

- a) Incumplimientos de las condiciones de operación del pozo dentro de los límites de operación.
- b) Tasas de fallas crecientes e inaceptables para varios componentes.
- c) Número de tareas de mantenimiento correctivo en comparación con tareas de mantenimiento preventivo.
- d) Frecuencia de exceder las frecuencias de mantenimiento y verificación.
- e) Desviaciones de los planes de vigilancia del pozo.
- f) Desviaciones de los procedimientos de gestión de la presión del espacio anular.

1.6. Intervención de pozo

Puede haber ocasiones en las que la fase operativa se interrumpa para llevar a cabo actividades de intervención de pozo. Una intervención incluye cualquier actividad en la que el operador rompa la contención para ingresar al pozo.

Define los requisitos mínimos para evaluar las barreras del pozo antes y después de una intervención, que requiere ingresar al sistema de contención de barrera de pozo establecido. Puede requerirse para llevar a cabo lo siguiente:

- Monitoreo o mejora del rendimiento de producción
- Vigilancia del yacimiento
- Trabajo de diagnóstico de la integridad del pozo
- Reparación o reemplazo de componentes del fondo del pozo
- Reparación o reemplazo de componentes del cabezal del pozo y del árbol
- Cambio de zonas de producción o inyección
- Operaciones de taponamiento y desvío de la vía
- Suspensión del pozo
- Abandono final del pozo

1.6.1. Elementos, estructura y organización

La ISO TS 16530-1, (2022) establece que los elementos para la fase de intervención son:

- Organización y planificación
- Programa de intervención de pozos
- Límites de operación
- Gestión de riesgos
- Informes y documentación
- Entrega de pozo

Con estos elementos se necesita establecer y mantener planos estratégicos que hagan provisiones integrales entre las organizaciones involucradas para planificar y llevar a cabo actividades de intervención en pozos de manera eficiente. Esto incluye programar actividades regulares planificadas y tener la capacidad de manejar incidentes inesperados que dañen la integridad.

Para llevar a cabo las operaciones de intervención las funciones, responsabilidades y niveles de autoridad que deben ser incluidos para las personas involucradas en actividades de intervención en pozos son:

- Ingeniería y operación de perforación y terminación
- Geología del subsuelo e ingeniería de yacimientos
- Especialistas en servicios de cableado y tubería flexible
- Registro e interpretación
- Evaluación de cemento
- Especialistas en servicios de pozo
- Evaluación y gestión de riesgos

1.6.2. Barreras y entrega de pozo

Como la estructura organizativa determina si la propiedad del pozo debe ser transferida cuando hay cambios de una etapa del ciclo de vida del pozo, puede haber un requisito dependiendo de la política de la empresa a quién debe ser entregado y en qué circunstancias.

En un caso de intervención, eso podría significar una transferencia de un grupo de operaciones de producción a un equipo de intervención/trabajos en el pozo, y luego ser devuelto a través de las operaciones de producción. El operador debe establecer y mantener procedimientos de entrega para gestionar este proceso. Dichos procedimientos deben abordar:

1. Cuando se produce una entrega del pozo.
2. Lista de verificación de elementos que se deben documentar antes de que pueda ocurrir la entrega.
3. Registros e informes del pozo que deben estar disponibles y generarse en la entrega.
4. Transferencia de roles y responsabilidades en la entrega.

Todas las actividades de intervención deben realizarse de acuerdo con un programa aprobado. El programa debe abordar los requisitos de la intervención, así como las medidas de mitigación y control requeridas para los peligros y riesgos asociados con la integridad. Debe contener planes y esquemas de barreras de pozos, así como métodos de verificación antes y después de la intervención.

Antes de intervenir, se debe realizar una evaluación del estado actual de la barrera. La evaluación debe identificar cualquier incertidumbre en la integridad de la barrera. Si no se puede confirmar, el operador debe evaluar los riesgos del estado actual y determinar las medidas a tomar.

La evaluación también debe abordar la posibilidad de fallas durante las actividades planificadas y las contingencias requeridas. Para ello, se debe implementar:

1. *Plan de barrera de pozo.* Identifica las posibles vías de fuga y las barreras que se deben instalar y verificar para aislar dichas vías de fuga.
2. *Calificación de la barrera del pozo.* Si se necesita reparar o reemplazar una barrera de pozo durante una intervención, el equipo y el material seleccionados deben estar calificados de manera que demuestren su idoneidad para el propósito.
3. *Verificación de las barreras de pozo.* Antes de iniciar cualquier actividad de intervención, el operador debe establecer los procedimientos de verificación que se aplicarán para confirmar la integridad de las barreras de pozo requeridas. En caso de que no cumpla con los criterios de verificación, el operador debe tener planes de contingencia establecidos para mantener (o restablecer) la integridad aceptable del pozo.
4. *Límites operativos del pozo.* Luego de la actividad de intervención, el operador debe revisar y, si es necesario, actualizar los límites operativos.

1.6.3. Gestión de cambios y entregables

El operador debe identificar, a partir de cualquier actividad de intervención dada, las principales áreas de riesgo para sí mismo y prevenir la gestión formal de los aspectos de integridad, controles o contramedidas.

En un registro de riesgos, los riesgos deben ser ingresados y luego revisados con el personal responsable de llevar a cabo la intervención. Para eventos de integridad encontrados en una intervención de equipo que difiera significativamente del plan, éste último debe ser reverificado y/o revisado de acuerdo con su proceso de MOC para abordar las diferentes condiciones.

Después de la intervención, es necesario modificar el registro de riesgos para reflejar cambios en el nivel, tanto de los datos antiguos como de la nueva información obtenida.

El operador debe identificar toda la información que se requiere registrar para la gestión continua de la integridad del pozo después de la actividad de intervención. Esto puede incluir, entre otros, información sobre lo siguiente:

- a) Entrega del pozo.
- b) Lecciones aprendidas.

Además, esto puede incluir actualizaciones de:

- a) Registros controlados de pozos “tal como fueron construidos”.
- b) Límites operativos del pozo.
- c) Requisitos de inspección y mantenimiento del pozo.
- d) Registro de riesgos.

1.7. Abandono de pozo

La ISO TS 16530-1, (2022) establece que la fase de abandono define los requisitos y objetivos para abandonar permanentemente un pozo. Es la actividad final que incluye el establecimiento de barreras permanentes, de modo que se mantenga la integridad sin intención de volver a ingresar al pozo en el futuro.

Los requisitos de abandono deben considerarse durante todo el ciclo de vida, comenzando desde la base del diseño. Los pozos deben diseñarse, construirse y mantenerse de manera que se puedan abandonar de manera efectiva.

Al prepararse para las actividades de abandono, el operador debe identificar los objetivos de la actividad y las opciones para alcanzar dichos objetivos. Los objetivos de las actividades específicas de integridad para el abandono pueden incluir, entre otros:

- Prevención de que los fluidos de formación, inyección y del pozo escapen al medio ambiente
- Prevención del flujo cruzado de fluidos entre formaciones/zonas discretas
- Prevención de la contaminación de los acuíferos
- Aislamiento de materiales radiactivos u otros materiales peligrosos que puedan permanecer en el pozo en el momento del abandono
- Requisitos legales específicos

1.7.1. Elementos, estructura y organización

Los elementos de la fase de abandono que establece la ISO TS 16530-1, (2022) son los siguientes:

- Prevención de formación, inyección y escape de fluidos de pozo al medio ambiente
- Prevención del flujo cruzado de fluido entre formaciones/zonas discretas
- Prevención de la contaminación del acuífero
- Aislamiento de materiales radiactivos u otros materiales peligrosos que puedan permanecer en el pozo al momento del abandono
- Requisitos legales específicos

Debe establecer y mantener una capacidad organizacional para ejecutar eficazmente los planes de abandono, según corresponda. Las habilidades funcionales que se necesitan incluyen:

- Ingeniería y operaciones de perforación, terminación e intervenciones
- Ingeniería y operaciones de cementación
- Ingeniería geológica del subsuelo y de yacimientos
- Ingeniería estructural
- Evaluación y gestión de riesgos

El operador debe definir claramente los roles, responsabilidades y niveles de autoridad requeridos y asignados a aquellos involucrados en la planificación, ejecución y cualquier actividad posterior al abandono. Debe definir los requisitos de competencia y asegurarse de que solo personas competentes sean asignadas a las actividades de planificación y ejecución del abandono.

1.7.2. Programa y barreras de pozo

Todas las actividades de abandono se llevan a cabo de acuerdo con un programa aprobado desarrollado para esta fase. El abandono debe abordarse en el programa, así como las medidas de mitigación/controles particulares que sean necesarias, según los peligros/riesgos asociados con la integridad del pozo.

Debe incluir planes y esquemas de barrera, así como medios para la verificación de las barreras antes y durante su abandono. Las partes aplicables de los requisitos de la fase de diseño del pozo (por ejemplo, aquellos que hubieran sido relevantes en la fase de abandono) deben incluirse en el programa según corresponda.

En la selección de barreras y la cantidad para el abandono, se deben considerar al menos los siguientes factores:

1. Identificación de fuentes potenciales de flujo que puedan existir en el momento del abandono del pozo.
2. Posibles fuentes de flujo futuras debido a la represurización del yacimiento.
3. Agotamiento de un yacimiento que genere un potencial flujo cruzado hacia otras zonas distintas.
4. Identificación de posibles vías de fuga.
5. Opciones para establecer barreras permanentes para posibles vías de fuga en el momento del abandono.
6. Capacidad para verificar la efectividad del aislamiento con cemento anular (inicialmente y antes del abandono).
7. Capacidad para acceder a secciones del pozo para la colocación de barreras permanentes.
8. Compactación de la formación.
9. Fuerzas sísmicas y tectónicas.
10. Temperatura.
11. Regímenes químicos y biológicos que puedan existir.

Los materiales seleccionados para las barreras permanentes deberán estar calificados para demostrar que mantendrán la integridad en el entorno del fondo del pozo al que se espera razonablemente que estén expuestos.

El operador debe especificar los requisitos para la posición, ubicación, configuración y redundancia de la barrera para objetivos de aislamiento específicos, que pueden incluir el aislamiento de lo siguiente:

1. Zonas de hidrocarburos del yacimiento
2. Zonas de gas poco profundas
3. Zonas de alquitrán y carbón (hidrocarburos que no fluyen)
4. Zonas de agua sobrepresionada
5. Fluidos de inyección
6. Acuíferos poco profundos
7. Materiales peligrosos que quedan en el pozo

El operador debe establecer criterios de verificación, incluidos los requisitos regulatorios pertinentes, para confirmar que la barrera del pozo se ha establecido y está en buen estado. El elemento de barrera de abandono puede degradarse con el tiempo, por lo que también puede ser necesario repetir una evaluación de riesgos. Los operadores deben verificar que las leyes actuales están en vigor antes de proceder a la desactivación de pozos.

1.7.3. Gestión de riesgos y entregables

La ISO TS 16530-1, (2022) establece que el operador debe identificar las áreas de riesgo clave, los controles preventivos y las medidas de mitigación que se requieren para gestionar los aspectos de integridad del pozo de la actividad de abandono.

Los riesgos deben documentarse en un registro y revisarse con el personal involucrado en la realización del abandono. Al planificar las actividades, el operador debe identificar claramente lo siguiente:

1. Todos los objetivos de integridad de la actividad de abandono.
2. Los riesgos que pueden amenazar el logro de cada uno de los objetivos.
3. Los medios disponibles para controlar y mitigar dichos riesgos.
4. La capacidad de cumplir con los requisitos reglamentarios.

Al identificar y evaluar dichos riesgos y objetivos de abandono, el operador debe considerar al menos:

1. Los riesgos asociados con cualquier actividad concurrente en el momento del abandono.
2. La propiedad del pozo y la responsabilidad, obligaciones y riesgos a largo plazo.
3. Posibles actividades futuras en el lugar de abandono o áreas adyacentes (actividades superficiales y subterráneas).
4. Posibles cambios en la presión del yacimiento y la composición del fluido debido a proyectos futuros o procesos naturales.

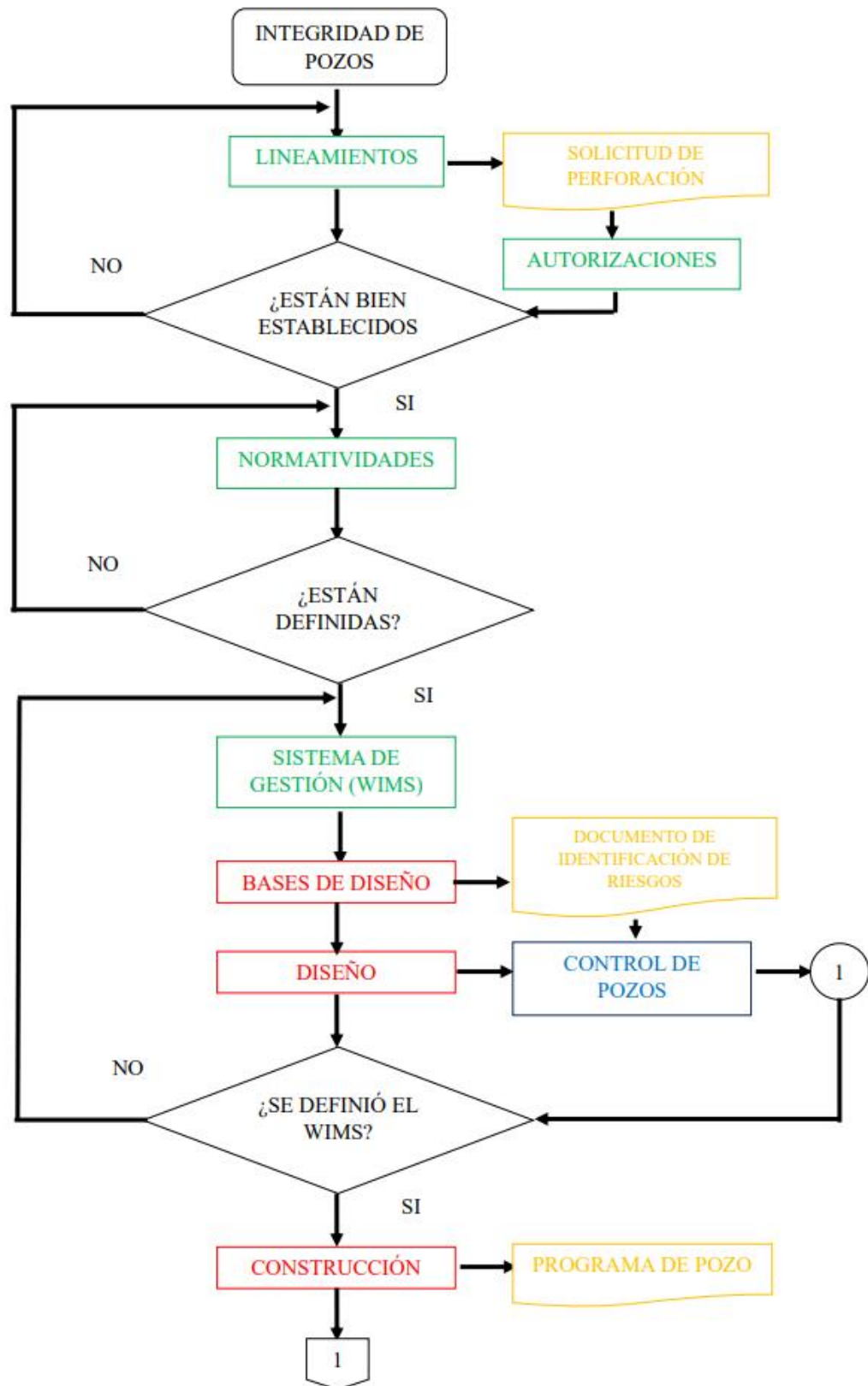
El operador debe identificar la documentación y los informes que se requieren para:

- a) Dar como resultado la aceptación final del abandono y la entrega de la ubicación del pozo.
- b) Documentar la configuración final del pozo en el momento del abandono.

El operador debe establecer los requisitos para la disponibilidad a largo plazo de la documentación del pozo después del abandono y prever requisitos que aborden, entre otros, los siguientes aspectos:

1. El período durante el cual se deben conservar los registros.
2. La accesibilidad de los registros del pozo.
3. Los medios y lugares seguros para almacenar los registros.

1.8. Diagrama de flujo de Integridad de Pozos



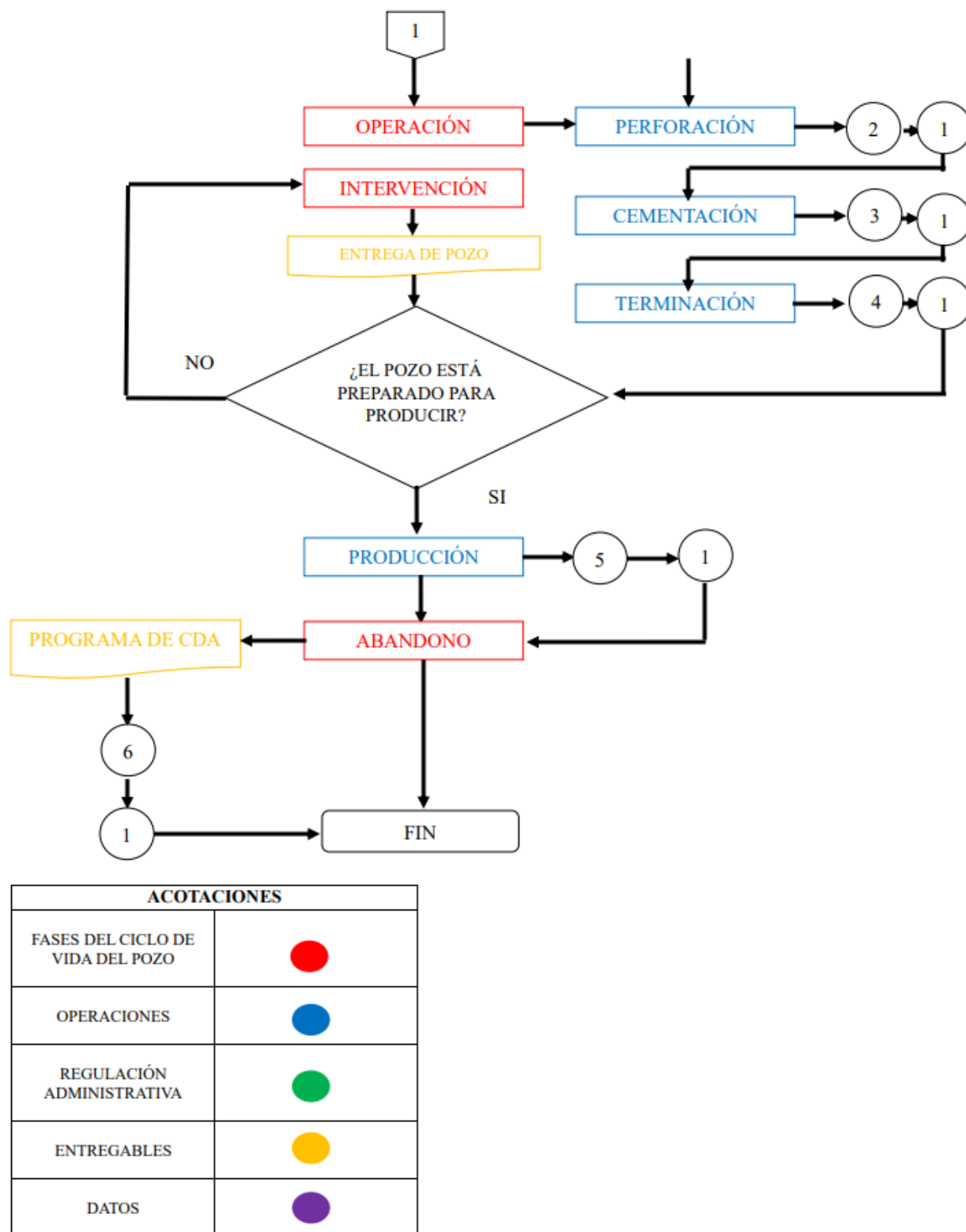


Figura 1.8. Estructura en un diagrama de flujo de la integridad de pozos. Las fases del ciclo de vida del pozo de color rojo; las operaciones de color azul; las regulaciones administrativas de color verde; los entregables de amarillo y los datos de morado.

Capítulo 2. Control de Pozos

Como se estableció en el capítulo 1, para que el objetivo de la integridad de pozos se pueda cumplir otro factor primario que debe considerarse es el control del pozo, debido a las presiones con las que se interactúa en las operaciones. En todo momento existe una probabilidad de riesgo, si estas presiones no son monitoreadas constantemente.

La correcta elección del equipamiento de superficie y la identificación de las barreras son las condiciones que aseguran la integridad de los componentes que conforman al pozo. No obstante, deben implementarse las acciones y los procedimientos de control de pozo, en caso de presencia de influjos, dependiendo la fase u operación en la que se esté trabajando.

Para mantener las presiones, es necesario realizar un plan donde se establezcan los elementos que garantizarán mantener el control primario del pozo. Para que la integridad de los pozos se cumpla en relación con el control de las presiones, es necesario implementar lo siguientes:

1. Plan de control del pozo
2. Control primario del pozo
3. Principios básicos
4. Equipamiento de superficie
5. Barreras de pozo

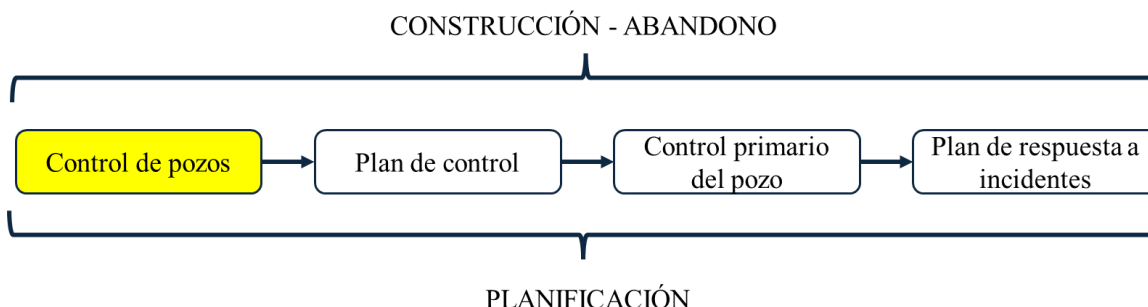


Figura 2. Estructura de control de pozo para mantener el control primario de las presiones.

2.1. Plan de control

Un plan de control es un “programa elaborado que tiene como objetivo mantener un pozo controlado durante la fase de operación que se considera. Para tener éxito, las condiciones del subsuelo deben predecirse, detectarse y controlarse teniendo en cuenta las condiciones que se encontrarán, el equipo que se utilizará, los procedimientos que se seguirán y la capacitación del personal responsable de las operaciones” WCI, (2022)⁵.

2.1.1. Requerimientos para el plan

Para tener una buena planificación, la CNH en sus lineamientos establece que se debe incluir una lista de verificación de procedimientos de operaciones y equipos que dependen de la

⁵ WCI, (2022). Control de Pozos Internacional. Capacitación impartida bajo la regulación de la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC).

profundidad de perforación, las políticas de la empresa, las regulaciones gubernamentales y el uso previsto del equipo de control del pozo. Para complementar, el WCI (2022) estructura los elementos esenciales:

1. *Recopilación de datos.* Considerar la recopilación de todos los datos disponibles utilizados en las fases de base de diseño y diseño.
2. *Flujos poco profundos.* Los flujos de gas y líquido a poca profundidad son problemáticos donde quiera que ocurran.
3. *Tuberías de perforación, revestimiento y de trabajo.* Al considerar el control del pozo, los requisitos más importantes de la tubería de revestimiento son la resistencia del tubo, la profundidad de perforación y la desalineación, la exposición al hidrógeno y al sulfuro, los agujeros desviados, las deformaciones, los largos tiempos de perforación y la corrosión; son algunos de los factores que afectan el control y el rendimiento.
4. *Cementación.* Las tuberías de revestimiento deben estar cementadas adecuadamente para confinar los fluidos del pozo, esto es especialmente importante en la cementación de superficies y conductores. Un buen trabajo de cementación es esencial para que cualquier presión que se encuentre más adelante no se escape alrededor de la tubería de revestimiento y se escabulla hacia la superficie.
5. *Conjunto de equipos de prevención de reventones.* Su función principal es confinar los fluidos del pozo al pozo, proporcionar medios para agregar fluido y permitir que se extraigan volúmenes controlados mientras se permite el movimiento controlado de la tubería.
6. *Fluidos de control.* Son fluidos circulantes que se utilizan en las operaciones de perforación, cementación y terminación de pozos, formados por mezclas de aditivos químicos que proporcionan propiedades fisicoquímicas idóneas a las condiciones operativas y a las características de la formación litológica a perforar.
7. *Operaciones de servicio.* Su propósito es llevar a cabo y coordinar las actividades y procesos necesarios para gestionar y brindar servicios en los niveles acordados a los operadores, clientes y partes interesadas.
8. *Planes de respuesta a influjos.* Una vez que se hayan recopilado todos los datos del pozo y se haya completado un plan general del mismo, la atención debe centrarse en la respuesta a posibles influjos durante la perforación y el reacondicionamiento.
9. *Desconexión del Riser.* Cuando ocurre un incidente, es necesario asegurar el pozo y desconectar el tubo ascendente antes de que se produzcan daños en la boca del pozo o en cualquier parte de la plataforma de perforación o del equipo de control del pozo.
10. *Operaciones simultáneas.* Se deben considerar los planes para operaciones simultáneas cuando las operaciones de perforación y reacondicionamiento se realizan en estrecha proximidad con otras operaciones. Asegurarse de que las operaciones en un pozo no provoquen la pérdida de control en otro.
11. *Logística.* El acceso al pozo, el transporte, la adquisición de materiales y equipos, el personal de servicio competente y adecuadamente capacitado y las comunicaciones son extremadamente importantes durante una situación de control de pozo. Se debe considerar la posibilidad de organizar con antelación los servicios de un contratista.
12. *Seguridad y equipo médico.* Los planes de contingencia deben prepararse con anticipación, dentro de los que se consideran el equipo de protección personal, equipos y servicios de detección y monitoreo de H₂S, capacitación del personal en

primeros auxilios, servicios de evacuación médica e identificación de hospitales y clínicas locales.

13. *Comunicación.* Al diseñar el plan del pozo, se debe contactar a todas las posibles fuentes de información. Antes de comenzar las operaciones, es recomendable que todas las partes involucradas comprendan los factores, procedimientos y peligros.
14. *Entrenamiento y capacitación de personal.* Todo el personal involucrado en las operaciones debe estar familiarizado con los componentes y la instalación del sistema de control de pozos; ser capaz de reaccionar de manera rápida y eficiente ante posibles situaciones que requieran su uso. RIG PASS (Programa que identifica elementos centrales de los programas de capacitación para nuevos empleados de plataformas y reconoce los programas que se adhieren a esos elementos) y WELLCAP (programa que enfatiza el conocimiento y las habilidades prácticas fundamentales para el control exitoso del pozo) son las capacidades primordiales para la capacitación del personal.

2.1.2. Presiones en el pozo

El WCI (2022) establece que el entendimiento de las presiones y sus interrelaciones es un factor importante para resolver problemas de control de pozos. Todas las personas involucradas en la perforación de pozos petroleros, desde el operador hasta los ayudantes, deben estar informados sobre las presiones. Las presiones que se deben considerar son:

- a) *Presión de fluido.* Los fluidos ejercen presión, esta presión es el resultado de la densidad o peso del fluido y la altura vertical de la columna del fluido. Un fluido pesado ejercerá mayor presión debido a su alta densidad. Para calcular cuánta presión ejerce un fluido de una determinada densidad se utiliza el gradiente de presión. El gradiente de presión es la fuerza que ejerce un fluido a una determinada profundidad.
- b) *Presión hidrostática.* Presión total del fluido en un punto dado del pozo también definido como la presión ejercida por una columna de fluido estacionaria (que no está en movimiento).
- c) *Presiones atmosféricas y manométricas.* Un manómetro ubicado en el fondo de una columna de fluido registra la presión hidrostática de esa columna.
- d) *Presión de formación.* Presión ejercida por el contenido de líquido o gas en los espacios porosos de la formación. Esta presión puede ser afectada por el peso de la sobrecarga (presión causada por el peso de las capas de material superpuestas a una profundidad específica debajo de la superficie terrestre) por encima de la formación, que ejerce presión tanto sobre los fluidos porales como sobre los granos (matriz). Este también se mide por el gradiente de sobrecarga, que es el cambio de presión por una profundidad determinada causada por la combinación de peso de la roca además del fluido o gas contenido.
- e) *Presión de fractura.* Cantidad de presión que se necesita para deformar de modo permanente (fallar o agrietar) la estructura rocosa de la formación. Si el fluido tiene libertad de movimiento no es suficiente para causar una fractura; en cambio, si no puede desplazarse o acomodarse sí puede ocurrir una fractura o deformación permanente de la formación. Los gradientes de fractura por lo general aumentan con la profundidad, debido al aumento de la presión por sobrecarga.

Además, para evaluar estas presiones, es necesario realizar las siguientes pruebas a la formación:

- a) *Pruebas de integridad de formación o prueba de admisión, por sus siglas en inglés Leak Off Test (LOT)*. Método que se utiliza para estimar la presión y/o la densidad equivalente del fluido que puede soportar la zona por debajo del revestidor. Para llevar a cabo la prueba, es necesario que el fluido a circular en el pozo debe estar limpio para asegurar que posee una densidad adecuada conocida y homogénea.
- b) *Prueba de presión de integridad, por sus siglas en inglés Pressure Integrity Test (PIT)*. Se realiza cuando es inaceptable generar una fractura o un daño a la formación. Al realizar esta prueba, el pozo se presuriza hasta un nivel de presión predeterminado o hasta una determinada densidad del lodo. Si esa presión se mantiene, la prueba se considera conclusiva.

Ambas pruebas tienen puntos a favor y en contra. En el caso de PIT, la formación no es fracturada pero no se determina la presión máxima antes de que la formación comience a aceptar fluido; para el caso de LOT, se determina la presión que se requiere para que la formación comience a aceptar fluido, pero existe el riesgo de fracturar la formación. Para ello, hay que considerar:

- a) *Densidad de integridad estimada y presión de integridad*. Fuerza total aplicada contra la formación que ocasiona la admisión o el daño. Se trata de la combinación de la presión hidrostática de un fluido (lodo) y de una fuerza adicional. La fuerza aplicada aumenta la presión total contra la formación.
- b) *Densidad de lodo equivalente*. Suma de todas las presiones a una profundidad o en una zona dada. La zona que está por debajo de la zapata del revestidor no siempre es el punto más débil, por esa razón, se debe hacer un ensayo en otra zona con una densidad de lodo equivalente predeterminada.
- c) *Pérdidas de presión y presión de circulación*. La cantidad de fuerza que se utiliza para superar la fricción se denomina pérdida por fricción. Se pueden perder presión en el sistema de circulación de los pozos mientras se bombea fluido por las líneas de superficie, hacia abajo por la columna y hacia arriba por el espacio anular. La presión de bombeo es la cantidad de fricción a superar para mover fluido por el pozo a un determinado caudal.
- d) *Presión de compresión y de pistoneo*. La presión total que actúa en un pozo se ve afectada cada vez que se saca o se baja tubería al pozo. La presión de pistoneo ocurre porque el fluido del pozo no puede bajar con la misma velocidad con la que las tuberías están subiendo. Esto crea una fuerza de succión y reduce la presión por debajo de la columna; y la de compresión ocurre cuando se baja la tubería muy rápido, el fluido no tiene el tiempo de despejar el camino e intenta comprimirse.
- e) *Presión de fondo de pozo*. Se puede estimar sumando todas las presiones conocidas que inciden dentro o sobre el lado anular.

2.2. Control primario del pozo

La determinación de los factores anteriores permite mantener el control primario del pozo, que es el “mantenimiento de una presión hidrostática que es igual o mayor que la presión de formación que impide el flujo de formación” WCI, (2022). Comprender el control de pozos requiere cierto conocimiento previo, es necesario determinar tanto el desempeño del pozo como el desempeño del equipo.

2.2.1. Influjos

Un influjo, surgencia, patada, etc., es una “condición existente cuando la presión de formación que excede la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación, permitiendo el ingreso del fluido de la formación al pozo. Si esta presión no es controlada y monitoreada puede derivar en un descontrol del pozo” WCI, (2022).

El WCI (2022) establece que la mejor forma de evitar un influjo es que el peso del fluido (lodo) sea suficientemente alto para contrarrestar las presiones de formación, y suficientemente liviano para evitar que se pierda circulación o que se disminuya la velocidad de perforación. Las siguientes fuentes de información sirven para predecir las presiones de formación:

- Información geológica, sísmica e histórica
- Indicadores obtenidos durante la perforación
- Perfiles del pozo obtenidos mediante registros
- Indicadores de presión durante la perforación

Siempre que la presión de la formación exceda la presión que ejerce la columna de lodo, puede ocurrir que el fluido de formación ingrese al pozo ocasionando la pérdida del control primario de este. Esto puede tener su origen en uno o en una combinación de los siguientes factores:

- a) *Densidad insuficiente del lodo.* Ocurre cuando el fluido (lodo) no tiene el peso suficiente para controlar la formación. El fluido debe ejercer suficiente presión hidrostática para al menos igualar la presión de la formación.
- b) *Llenado deficiente del pozo.* Siempre que disminuye el nivel de lodo en el pozo, cae la presión hidrostática ejercida por este fluido. Cuando decae esta presión por debajo de la de formación, el pozo fluye. Si se desea mantener una presión constante sobre la formación, se debe llenar el pozo con una cantidad de fluido igual al volumen (de acero) que se saca de tubería.
- c) *Pistoneo/Compresión.* Si la presión de compresión aumenta demasiado, puede haber pérdida de circulación, fractura de la formación o rotura del revestidor. Si la presión de pistoneo conlleva una presión negativa, permitirá que ingrese fluido no deseado al pozo.
- d) *Pérdida de circulación.* Si el nivel de fluido en el pozo baja, disminuirá la presión que estaba ejerciendo. Si la presión hidrostática del fluido pierde nivel por debajo de la presión de la formación el pozo puede comenzar a fluir.
- e) *Obstrucciones en el pozo.* Cuando hay una obstrucción en el pozo se debe recordar que puede haber presión atrapada por debajo. Tener precaución con esta presión si se requiere intervenir para quitar los obstáculos.
- f) *Aumento en la presión de la formación.* La geología de la zona donde se perfora un pozo afecta en forma directa las presiones de formación (normales, anormales y subnormales). En lugares con presencia de trampas en el subsuelo o estructuras que contienen gas o petróleo afectan estas presiones.
- g) *Problemas con el equipamiento/fallas en el equipamiento.* Muchos problemas de influjos ocurren debido a un mal funcionamiento o una falla total del equipo de cierre de pozo. La falla de una sola pieza del equipo puede provocar una situación

incontrolada. Realizar pruebas del equipo o cada vez que lo requieran es esencial para la integridad del pozo.

2.2.2. Prevención de influjos

Un influjo puede ocurrir en cualquier momento en que no se ejerza suficiente presión para controlar la presión de formación. El operador debe ser capaz de reconocer e identificar ciertas señales que advierten de un posible influjo.

Para poder detectar un influjo en su etapa más temprana, el WCI (2022) dice que se deben conocer los indicadores que advierten que el pozo está fluyendo. Si se observa una o más de las siguientes señales, se deben de iniciar los procedimientos de control:

1. *Aumento en el caudal de retorno.* Si se advierte un aumento en el caudal de retorno (fluye hacia afuera más del que se está bombeando) y el régimen de bombeo no ha sido cambiado, significa que existe un ingreso de fluido de formación al pozo.
2. *Incremento de volúmenes en el tanque.* Si el pozo está aportando fluido, se observará también un incremento en el volumen del sistema de lodos. Toda vez que se aumente o disminuya la densidad del lodo se debe notificar al operador para su control.
3. *Rastros de gas/petróleo durante la circulación.* Cuando se advierte un incremento abrupto de gas, existe la posibilidad de que el pozo esté aportando petróleo o gas debido a que no se está ejerciendo suficiente presión sobre la formación. A medida que mayor cantidad de gas ingresa y se expande, la presión hidrostática continúa disminuyendo hasta que el pozo comienza a fluir.
4. *Disminución en la presión de bombeo/aumento en el caudal de bombeo.* El ingreso de fluido de la formación suele disminuir la densidad de la columna de lodo, ocasionando que disminuya la presión que dicha columna ejerce. Como resultado, se necesitará menos fuerza para mover una columna más liviana y la presión de bombeo disminuirá.
5. *Pozo fluyendo con bomba parada.* A medida que el pozo fluye, existe un incremento de fluido de formación que desplaza el lodo del pozo. El operador puede pensar que las bombas están funcionando cuando en realidad no están en funcionamiento. El monitoreo del pozo debe ser constante y debe haber comunicación para determinar si el pozo está fluyendo.
6. *Llenado deficiente durante la sacaba de tubería del pozo.* Durante la sacada de tubería debe recibir suficiente cantidad de lodo para mantener el pozo lleno. Se debe llevar un registro de la cantidad de paradas de tubería retirados versus el volumen de líquido inyectado para llenar verificando visualmente que el pozo esté lleno.
7. *Se saca la tubería llena.* Si el fluido de formación es suabeado o si una burbuja de gas sigue a una herramienta de mucho diámetro hacia arriba en el pozo, se produce la expansión de la burbuja. La fuerza de esta no permite que el fluido caiga en el interior de la tubería ocasionando que comience a salir lleno.
8. *Variaciones en el peso de la sarta.* El fluido del pozo favorece la flotación, es decir, sostiene parte del peso de la herramienta. Mientras más pesado es el lodo mayor es la flotación que proporciona, por lo tanto, mayor es el peso que sostiene. A medida que la densidad del lodo disminuye, reduce la capacidad de flotabilidad.
9. *El pozo no devuelve el desplazamiento correcto en la bajada de tubería.* A medida que se baja la tubería del pozo, el desplazamiento de fluido hacia afuera debe ser igual

al desplazamiento del tubo. Si se hace descender la tubería demasiado rápido puede ocurrir que es empuje el fluido dentro de una formación más abajo, ocasionando un descenso de nivel de la columna de fluido y una disminución de la presión hidrostática. Si la presión del fluido desciende por debajo de la formación, el pozo comenzará a fluir.

10. *Con tubería fuera del pozo.* Cuando la tubería no está en el pozo debe cerrarse, evitando la caída de objetos y que el pozo fluya. Es recomendable contar con una alarma sensible a la presión para monitorear la acumulación en el sistema de cerrado. Cuando hay que dejarlo abierto se debe disponer que el operador controle el flujo.
11. *Revestimiento del pozo.* Cuando se está bajando tubería de revestimiento se detectará el influjo por el hecho de que el flujo de lodo desplazado no se detiene durante el enroscado de los tubos. Se debe llevar un registro para comparar volúmenes de desplazamiento teóricos y reales, para determinar si se está desplazando mucho lodo.
12. *Durante la cementación.* Cuando se circula cemento, se debe monitorear el sensor de flujo para poder detectar cualquier incremento. Se deben monitorear los aumentos de volumen en los tanques, comparándolos con el volumen de cemento desplazado para asegurarse de que este volumen es esencialmente igual al volumen de cemento bombeado.

De igual manera, el WCI (2022) hace mención de que los impactos que generan los influjos repercuten negativamente en la operación, por lo que es esencial evitar la ocurrencia y recurrencia de estos problemas en los procesos operativos. Hay diferentes tipos de planeación para prevenir los influjos, entre los que están:

- a) Prevención de problemas de influjos mediante la estimación de las presiones de formación.
- b) Prevención de problemas de influjos mediante la estimación del gradiente de salinidad de formación. Tanto las formaciones permeables y no permeables que no sean contentivas de hidrocarburos se encuentran saturadas por agua. Esta agua cognata posee una salinidad que normalmente tiene un gradiente creciente a medida que la profundidad aumenta. Esta condición genera ciertos inconvenientes durante la perforación debido a que dependiendo de la salinidad del lodo se crean condiciones proclives al fenómeno hp de ósmosis, que es un proceso que ocurre cuando dos soluciones de diferente concentración están separadas por una membrana semipermeable, el solvente de la solución de menor concentración tiende a pasar a la solución de mayor concentración.
- c) Prevención de problemas de influjos mediante la estimación de la dureza de la formación. En el proceso de perforación pasar de una formación dura a una formación blanda con los mismos parámetros es una situación delicada, por ser proclive a generar desviaciones que generan problemas geométricos. Este tipo de problemas incrementan la presión de circulación de forma errática debido a la reducción de las áreas de flujo.

2.2.3. Procedimientos ante presencia de influjos

Los procedimientos deben estar escritos en cada pozo y de acuerdo con el tipo de equipo disponible y operación por lo que el WCI (2022) menciona que, si ocurre un influjo y no se le reconoce o no se controla puede transformarse en un reventón. Un reventón es un influjo

descontrolado. El personal responsable de las operaciones debe estar preparado para controlar el pozo en caso de influjos. Los procedimientos para controlar el influjo detectado son:

- a) *Procedimiento de cierre de pozo.* Una vez detectada el influjo, debe cerrarse el pozo tan pronto como sea posible. Este proceso se realiza para proteger al personal y el equipo, detener el ingreso de fluido de formación hacia el pozo, brindar la oportunidad de organizar el procedimiento para controlar el pozo y permitir el registro de las presiones de cierre.
- b) *Procedimiento de verificación (chequeo) de flujo.* Proceso por el cual se observa el pozo, estando las bombas de lodo apagadas, para determinar la existencia de un influjo. Deberá prolongarse lo suficiente como para asegurar si el pozo está estático o fluyendo.
- c) *Procedimiento de espaciamiento y suspensión.* No es lo ideal cerrar una válvula del preventor de influjos alrededor de una junta de herramienta. Para esto, es necesario conocer la distancia desde el piso del equipo hasta cada uno de los preventores que podrían cerrarse.
- d) *Procedimiento de derivación durante la perforación.* Proceso para desviar del equipo fluidos peligrosos reduciendo la posibilidad de incendios y evitando que se forme un cráter alrededor del revestidor.
- e) *Procedimiento con cabezal rotatorio.* Se utiliza para perforaciones con aire en zonas con presencia de grandes cantidades de gas superficial y para aplicaciones en perforaciones en las que la presión de la formación es menor que la presión hidrostática de fluido en el pozo. El cabezal permite perforar o circular mientras se separa y quema el gas y se retorna el fluido a los tanques.
- f) *Procedimiento de prueba del acumulador y preventor de reventones.* Proceso para analizar el funcionamiento e integridad de estos componentes.

2.3. Principios básicos

Después de que el pozo se cierra y el fluido de formación deja de entrar en la cabeza de pozo, la presión en el fondo del pozo pronto cae a la par. Su presión debe mantenerse aún más alta para evitar que más fluido de formación entre.

En esta etapa del ciclo de producción del pozo, todos estos procedimientos solo sirven para causar problemas aún más grandes más adelante, a medida que pasa el tiempo y los gastos crecen aún más. Al mismo tiempo, no se debe permitir que la presión en el fondo del pozo se acumule en exceso.

Finalmente, si es necesario circular un influjo fuera del pozo, la circulación debe continuar al mismo tiempo que se mantiene una presión constante en el fondo del pozo. Puedes posponer la extracción física o comenzarla ahora mismo, pero lo que se decida a hacer, la presión en el fondo del pozo debe permanecer igual o superior a la presión de formación.

2.3.1. Información pre-registrada

Para controlar un pozo con éxito, el WCI (2022) dice que se debe tener un registro previo de la información esencial, siendo lo más precisa posible. Entre la información que se debe considerar está:

1. *Caudal y presiones de control.* Para muchas situaciones de control de influjos, no solo se debe prevenir el ingreso de fluido al pozo sino también debe de estar preparado para circular la surgencia del pozo a la superficie. Para esta operación se debe registrar con la bomba, la velocidad de régimen de bombeo y de presión de control.
2. *Presión de cierre de tubería.* Cuando se cierra el pozo, la tubería es el conducto de medición de un manómetro que llega hasta el fondo del pozo. Registra la diferencia entre la presión de fondo del pozo y la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo en la tubería.
3. *Presión de cierre en el revestidor.* Generalmente, el fluido de formación es más liviano que el lodo que está en el espacio anular, por esa razón la presión del anular se reduce. La presión de formación actúa sobre las dos columnas (tubería y anular). Como la presión hidrostática del anular es menor, la lectura en el anular será mayor; por contrario, si la hidrostática del fluido del anular (recorte más gas) es mayor que en la tubería, la lectura en el revestidor será menor.
4. *Densidad de lodo de control.* El lodo densificado de control debe circular por el pozo antes de que se reinicien las operaciones de perforación. El momento de ser bombeado dependerá del método de control a usar.
5. *Consideraciones de presión anular.* Se basan en la presión de estallido (presión interna de fluencia del revestidor), presión máxima del BOP y la presión que puede producir daños en la formación. Se debe tener en cuenta que en el uso en campo el revestidor y el equipamiento están sujetos a desgaste, fatiga y daños por corrosión, que pueden afectar el desempeño óptimo y bajar los límites de presión.

Un pozo de flujo de retorno que está completamente fuera de control no debe ser detenido, sino gestionado a un nivel seguro. Algunos métodos permiten que el fluido circule fuera de él, eliminan el ingreso del pozo y lo dejan con presiones tolerables que garantizan la seguridad; otros pueden enviar un fluido de control hacia abajo en el pozo sin retorno.

El WCI (2022) menciona que existen dos formas básicas de evitar un influjo adicional; la primera, trata de agregar suficiente contrapresión sobre la columna de fluido como para igualar la presión de formación y la segunda, consiste en mantener una contrapresión considerable y reemplazar el fluido que está en el pozo por otro suficientemente pesado como para dominar la presión de formación.

2.3.2. Técnicas de circulación

Cada vez que se lleva a cabo una operación de control de pozos, los datos recopilados y analizados ayudan a la organización a tener confianza en la realización del trabajo. Los operadores tienen una gran experiencia relevante para esta tarea por las capacitaciones previas realizadas, por lo que saber tomar una buena decisión es importante.

Si los registros están incompletos, puede llevar fácilmente a la operación a diferentes causas de fracaso. Los parámetros y variables deben registrarse de manera oportuna y precisa para garantizar que la presión se mantenga.

El WCI (2022) dicta que los métodos de control de pozos son procedimientos de circulación de fondo constante. La diferencia entre cada uno de ellos está cuando se circula el influjo fuera del pozo y cuando se bombea el lodo de control al momento de decidir cómo controlar el pozo. Estos métodos se caracterizan por mantener una presión de fondo igual o

suficientemente alta para a la presión de formación. Si a esto se complementa el evitar la pérdida de circulación, el pozo será controlado sin permitir otro influjo. Los métodos son:

- a) *Método del perforador*. Técnica que se utiliza para circular fluidos de formación fuera del pozo sin llegar a controlarlo. En ciertos casos, este método origina presiones anulares muy altas, en comparación con otros y requiere de más tiempo para controlar el pozo. En este método, primero se circula o elimina el influjo; luego, después de que el pozo está desbalanceado, reemplaza el fluido del pozo con otro que debe ejercer mayor presión contra la formación.
- b) *Método esperar y densificar*. Este método desplaza el influjo en el menor tiempo y mantiene la presión en el pozo y superficie más bajo que cualquier otro método. Primero, el pozo se cierra luego de haberse registrado un influjo; después, se registran las presiones estabilizadas y el volumen del influjo; luego, se densifica el fluido antes de comenzar la circulación (espere y densifique); por último, se circula el fluido por el pozo manteniendo las presiones y la densidad correcta mientras dura el control del pozo.
- c) *Método concurrente*. Implica densificar el fluido presente mientras se circula. Su principal ventaja reside en que puede comenzar la operación de control tan pronto como se registren las presiones de cierre o cuando se determina que puede llegar a sobrepasar la máxima presión admisible en superficie. El método puede ser usado en el momento que se tenga problemas de densificar el lodo, sin necesidad de cerrar y reestablecer la circulación.

2.3.3. Complicaciones

El WCI (2022) hace referencia que cuando ocurren complicaciones durante cualquier actividad, la experiencia y el sentido común generalmente resuelven el problema. Una vez identificada la anomalía, se investiga para deducir las posibles soluciones. Entre los factores a analizar cuando existen complicaciones están:

- 1. *Presiones de cierre*. Normalmente no son considerada como complicaciones, sin embargo, pueden presentarse cuando son muy altas o bajas. Una vez que el pozo ha sido cerrado, registrar el tiempo de los influjos y anotar las presiones de cierre de tubería y del revestidor cada minuto hasta que muestren cierto grado de estabilización.
- 2. *Válvula de contrapresión, flotadora o de retención*. Estas válvulas se usan para trabajos de presión para evitar los efectos de tubo en “U” en el anular. Las regulaciones determinan su uso en diferentes intervalos del pozo ya que ayuda a que la lectura de la presión sea cero o que registre un valor intermedio no confiable.
- 3. *Excesiva presión en el revestidor*. Si la presión de cierre del revestidor alcanza el punto que puede exceder la presión de estallido, requiere el cierre del pozo o disminuir el régimen de bombeo. Si la presión de cierre continúa incrementando, analizar la situación tomando en cuenta toda la información disponible para llegar a una conclusión concreta para solucionar el problema.
- 4. *No se dispone de presión de control o no es confiable*. En muchas ocasiones, donde no se perfora, el régimen de la presión de control no se registra. Las propiedades del lodo, componentes de la herramienta o la profundidad pueden cambiar y hacer que el último registro de régimen de control no sea lo suficientemente confiable.

5. *Fallas en la bomba y cambio de bomba.* Si la bomba falla o no está funcionando correctamente, durante el proceso de control del pozo, cambie la bomba. En caso de que la falla sea repentina, cerrar el pozo nuevamente y aplicar el método volumétrico, hasta reparar la bomba o colocar otra en línea.
6. *Bloqueo en la sarta.* Esto se advierte cuando la presión de circulación incrementa súbitamente. El operador no debe reaccionar y ajustar el estrangulador para mantener la presión original, esto originará un ingreso adicional de fluido de formación al pozo.
7. *Hueco en la tubería o sarta de perforación.* Si la tubería está sin movimiento (estático), es muy poco probable la formación de una fisura con caudal lento de circulación, que cuando se tiene una operación normal de perforación. Sin embargo, el pozo abierto puede ensancharse o que la tubería tenga una falla, a raíz de la fatiga por el movimiento y/o rotación.
8. *Tubería corroída.* Cuando el lodo corta o erosiona las partes del sello de las tuberías, puede ocasionar una fisura. Una fisura en la tubería está relacionada con la caída gradual de la presión de la bomba.
9. *Fallas en el manómetro.* Es muy poco probable que se presente un problema con los manómetros durante las operaciones de control. Sin embargo, se debe tener en cuenta que si el manómetro principal falla, el manómetro alterno debe ser localizado remotamente.
10. *Bloqueo/colapso en anular.* Si el anular se bloquea completa o parcialmente, la presión de circulación de la bomba va a observar un incremento y la presión en el anular va a ir decreciendo. Si se continúa bombeando, las presiones por debajo del bloqueo, presurizará al pozo provocando el riesgo de fracturar la formación.
11. *Cambios en los tanques.* No son considerados siempre como una complicación, pero es importante su observación. Un cambio en el nivel de los tanques es una de las primeras señales en la detección de in flujo y la pérdida de circulación.
12. *Daños o fallas en el revestidor.* El deterioro del revestidor puede ser ocasionado por temperaturas mayores a los 121°C. En el diseño, se debe considerar un factor de seguridad entre el acero y la temperatura, ya que el revestidor es la defensa principal contra la migración de fluido de una zona a otra.
13. *Fallas en BOP.* Tanto los planes de contingencia como los planes de emergencia deben incluir planes de acción cuando se tenga problemas con el BOP. Una falla puede contraer un influjo adicional o que los fluidos de formación fluyan a la superficie.
14. *Presiones entre revestidores.* Existen muchas causas para la existencia de presión entre revestidores, algunas de esas razones es el resultado de una mala adherencia del cemento, corrosión, fatiga, fallas del empaque y efectos de temperatura sobre el material tubular y fluido de empaque. Estos problemas deben ser identificados antes de proceder con la actividad planeada.

Sea cual sea la complicación, debe ser identificada para analizar las posibles soluciones, utilizando la experiencia, los conocimientos y el sentido común. Es importante que todo el personal responsable del control de pozo esté altamente capacitado, con la finalidad de saber actuar rápidamente ante la presencia de influjos.

2.4. Equipamiento de superficie

2.4.1. Componentes

El control de pozos no podrá ser llevado a cabo si no se cuenta con un equipo con el debido mantenimiento y monitoreo constante. Para esto, el WCI (2022) establece los siguientes elementos indispensables, que conforman el equipo de control de pozos:

1. *Conjunto preventor de reventones (BOP)*. Consiste en un juego de válvulas hidráulicas con diámetro de tamaño considerable y niveles de presión altos que accionan con rapidez ante presiones anormales. El BOP se puede armar con una variedad de configuraciones de acuerdo con el Instituto Americano de Petróleo (API), que incluye la descripción de los componentes en la norma API RP53.
2. *Preventores anulares*. Dispositivos para control de la presión de cabeza de los pozos. Se utiliza para cerrar sobre cualquier equipamiento que se encuentre dentro del pozo y como cabezal lubricador para mover o extraer la tubería bajo presión. La mayoría de los preventores tienen un diseño para una presión de cierre máxima recomendada de 1,500 psi, sin embargo, tienen una cámara de presión máxima de trabajo de 3,000 psi.
3. *Sistema desviador (diverter)*. La función de este sistema es guiar o desviar la corriente de fluido del pozo para que no pase al área del piso de perforación del equipo. Están diseñados para operar durante periodos breves de alto caudal de flujo, pero no de alta presión.
4. *Cabezal rotatorio*. Unidad de rotación diseñada para operaciones de perforación liviana, reparación y reacondicionamiento. La fuente de energía para la rotación es fluido hidráulico suministrado por las bombas hidráulicas.
5. *Esclusas (ariete, RAM)*. Bloque de acero que se recorta de manera de adecuarse al tamaño de la tubería, alrededor de la cual va a cerrarse. En el recorte. Se encuentra una empaquetadura de caucho autoalineable.
6. *Empaquetadores*. Son un elemento sellador hechos de caucho de alta ductilidad preparados para situaciones que soporten las condiciones de trabajo en campo.
7. *Espaciadores*. Si se circulan fluidos abrasivos, generalmente no es deseable circular por las aberturas de circulación de los preventores de ariete, por lo que el espaciador provee salidas y más flexibilidad para las opciones de conexión de las líneas de control.
8. *Bridas y anillos*. Los puntos de conexión son el punto débil en sistemas de tuberías o válvulas. Las bridas y anillos reciben un trato indebido durante el proceso de armado del equipo que pueden dar lugar a fallas en pruebas de presión si no se asegura que sean bien instaladas.
9. *Conexiones de estrangulador y líneas de ahogo*. Las conexiones de alta presión dentro del BOP son un punto débil que debe verificarse y volver a revisarse.
10. *Línea de llenado*. El objetivo de esta línea es la de llenar el pozo durante las carreras y periodos sin circulación. El mantenimiento de esta línea es ligero, pero si se deja fluido en ella, puede producirse un tapón o dañarse la línea por efecto de fluidos corrosivos.
11. *Sistemas de cierre/acumuladores*. Al producirse un influjo, es esencial cerrar el pozo lo más rápido posible para evitar que se agravie el problema. Dada la importancia del

- factor de confiabilidad, los sistemas de cierre poseen bombas extra y volumen en exceso de fluido, al igual que sistemas alternativos o de reserva.
12. *Múltiple de estrangulación.* Sirve para facilitar la circulación desde el BOP bajo una presión controlada. Las distintas entradas y salidas proporcionan rutas alternativas para poder cambiar los estranguladores o reparar las válvulas.
 13. *Estranguladores.* Es un elemento que controla el caudal de circulación de los fluidos. Al restringir el paso del fluido con un orificio, se genera una contrapresión o fricción extra en el sistema, lo que provee un método de control del caudal de flujo y de la presión del pozo.
 14. *Equipo para manejar el gas.* La ausencia de este equipo dificultaría las operaciones de control de pozos, haciéndolas más peligrosas debido a la acumulación de gas en el lugar de trabajo. La finalidad de este equipo es la de remover grandes volúmenes de gas que podrían generar mezclas explosivas al combinarse con aire alrededor del equipo.
 15. *Separadores de gas.* Son la primera línea de defensa contra el gas en el lugar de trabajo. Son recipientes simples con aberturas conectados al final de la línea de estrangulación justo antes de la entrada del fluido a la piletta. La mayor parte del gas que acompaña a un influjo se separa del fluido después del estrangulador; este es el gas del que se ocupa el separador.
 16. *Válvulas de seguridad y flotadoras.* Un medio para cerrar la tubería de sondeo es básico para el equipamiento de control de pozos. Todo este equipo es operado por la dotación de boca de pozo. Es indispensable que tanto el perforador como el jefe de equipo se aseguren que la dotación comprende las reglas básicas para la operación y mantenimiento de este equipo.
 17. *Sistema múltiple de circulación (MANIFOLD).* Provee la capacidad de seleccionar diferentes rutas de flujo. La selección de la bomba y de la ruta de fluido se logra por medio del sistema de múltiple de la bomba. El personal debe tener cuidado y verificar la correcta alineación del Manifold.
 18. *Indicador de retorno de lodo.* Es una paleta en la línea de salida de flujo que da cuenta del flujo de fluido por la línea. Esta señal se transmite a la consola del perforador donde se registra el porcentaje de flujo y/o galones por minuto. En la mayor parte de las operaciones, un cambio relativo respecto de un valor establecido es indicador de un peligro potencial.
 19. *Piletas o tanques.* Mantienen, tratan o mezclan fluidos para circulación, almacenamiento o bombeo. Se debe determinar el volumen de las piletas para cada trabajo en particular y se debe contar con suficientes tanques de reservas.
 20. *Dispositivo para medir el volumen de fluido.* Es una combinación del sensor de línea de salida de flujo y un contador de emboladas de bomba que mide el lodo necesario para llenar el pozo en una carrera.
 21. *Tanque de maniobra.* Tanque pequeño que permite la medición correcta del fluido dentro del pozo. Es el modo más adecuado para medir el volumen de fluido necesario para llenar el pozo en una sacada o el volumen de fluido desplazado en la bajada.
 22. *Detector de gas.* Se utilizan para advertir sobre el incremento de gas en el flujo de salida del pozo y de áreas de concentración de gas en lugares donde pudiera ocurrir una explosión o incendio. Deberán probarse periódicamente con gas normalizado y deberán ventilarse las líneas de aspiración para remover gases atrapados o de antigua acumulación.

23. *Sistema de alarma.* Todas las alarmas deben de instalarse para responder al estímulo mínimo para su activación, deben estar a mano y con los indicadores visuales y auditivos en posición encendido.

2.4.2. Arreglo del conjunto de preventores

El Manual de estandarización de conexiones superficiales de control de PEMEX MECSC (2006)⁶ establece que el criterio para seleccionar el arreglo del conjunto de preventores debe considerar la magnitud del riesgo expuesto y el grado de protección requerida en cada de una de las etapas durante el proceso de perforación y mantenimiento de pozos, así como la presión del yacimiento esperada en la superficie. La clasificación API para el conjunto de preventores, se basa en el rango de la presión de trabajo.

Tabla 1. Clasificación de preventores de acuerdo con su presión de trabajo y las condiciones de servicio.⁷

CLASIFICACIÓN DE PREVENTORES (API)			
TIPO API	NORMA API	PRESIÓN DE TRABAJO lb/pg ²	CONDICIONES DE SERVICIOS
2M	6 B	2000	Trabajo ligero
3M		3000	Bajo presión
5M		5000	Media presión
10M	6 BX	10000	Alta presión
15M		15000	Extrema presión

Los preventores son un sistema para controlar las presiones del pozo, entre las cuáles tiene la función de:

1. Cerrar el pozo en caso de un influjo imprevisto.
2. Colocar suficiente contrapresión sobre la formación.
3. Recuperar el control primario del pozo.

Durante las operaciones de perforación o mantenimiento, si llegara a manifestarse un flujo o brote, el sistema de control superficial debe tener la capacidad para cerrar el pozo y circular el fluido invasor fuera de él. El control de un pozo lo constituyen en la superficie, los sistemas de circulación y de preventores.

En este mismo manual, se dicta que los arreglos de preventores lo forman varios componentes dependiendo de las condiciones del pozo. Pueden ser:

1. *Esférico.* Tiene como principal característica, efectuar cierres herméticos a presión sobre cualquier forma o diámetro de tubería o herramienta que pueda estar dentro del pozo. Se recomienda no cerrar este preventor si no hay tubería dentro del pozo.
2. *Arietes.* Tiene como característica principal poder utilizar diferentes tipos y medidas de arietes.

⁶ PEMEX, (2006). Manual de estandarización de conexiones superficiales de control (MECSC). Establecen los requerimientos para los equipos de control de pozos.

⁷ Tabla obtenida de PEMEX, (2006). Manual de estandarización de conexiones superficiales de control. Establecen los requerimientos para los equipos de control de pozos.

3. *Anulares*. Constan de una pieza de acero fundido de baja aleación y de un conjunto sellante diseñado para resistir la compresión y sellar eficazmente alrededor de la tubería. En caso de emergencia, permite el movimiento vertical de la tubería y colgar la sarta cerrando los candados del preventor.
4. *Variables*. Los arietes variables o ajustables son similares a los descritos anteriormente. La característica que los distingue es cerrar sobre un rango de diámetros de tubería.
5. *Ciegos*. Su función es cerrar totalmente el pozo cuando no se tiene tubería en su interior y que por la manifestación del brote no sea posible introducirla.
6. *De corte*. La función de estos arietes es cortar la tubería y actuar como arietes ciegos para cerrar el pozo cuando no se dispone de los arietes ciegos.

Además, el sistema de control superficial debe probarse en función de las actividades siguientes:

- a) Al instalar o antes de perforar la zapata de cada tubería de revestimiento.
- b) Antes de perforar una zona de alta presión o de yacimiento.
- c) Después de efectuarse cualquier reparación o cambio de sello en el conjunto de preventores o en alguno de sus componentes, en el que deberá probarse por lo menos la parte reparada.

La API RP 59 (2017)⁸ se establece que las primeras pruebas de operación en las que intervengan el sistema de preventores y el equipo auxiliar se efectúan como mínimo cada 15 días. En pozos exploratorios que, estando en la fase de perforación de la zona productora, será como mínimo cada 7 días por turno de trabajo a bordo. En el sistema de control superficial, se debe pasar agua limpia para limpiar y quitar sólidos que puedan obstruir las posibles pérdidas.

Los datos de las pruebas de presión por tubería, las inspecciones visuales y el funcionamiento del sistema de control en la superficie se registran en la bitácora del perforador. Si alguno de los componentes de primordial importancia del sistema o sus sistemas de control fallaran, deben pararse enseguida para ser reparados.

Se recomienda que todos los operadores conozcan el funcionamiento y los servicios del sistema de control por superficie. Se dan las mismas instrucciones a los trabajadores recién contratados antes de comenzar en sus funciones.

Para el arreglo de un conjunto de preventores, el MECSC (2006) establece que debe permitir:

- a) Cerrar la parte superior del pozo alrededor del elemento tubular (tubería de perforación, tubería pesada o de los lastrabarrenas) y en su caso, bajo condiciones de presión meter la tubería hasta el fondo del pozo.
- b) Descargar en forma controlada el fluido invasor (gas, aceite, agua salada, o una combinación de ellos y el lodo contaminado).
- c) Bombear fluidos al interior del pozo y circular el brote a la superficie.
- d) Colgar la tubería de perforación y si es necesario, cortarla.
- e) Conectarse al pozo nuevamente, después de un periodo de abandono temporal.

⁸ API RP 59, (2017). Control de Pozos, estándares y procedimientos. Guía que establece las prácticas de seguridad para las operaciones de control de pozos por el Instituto Americano del Petróleo (API).

- f) Una redundancia en equipo para que en caso de que algún componente falle pueda inmediatamente operarse otro.

2.4.3. Instalación del conjunto de preventores

Antes de proceder a la instalación de un conjunto de preventores o después de cada etapa de perforación, el MECSC (2006) establece que debe verificarse en el pozo lo siguiente:

1. Inspeccione visualmente el cuerpo de cada preventor con objeto de verificar que no estén dañados o desgastados.
2. Inspeccione el tipo y las condiciones que guardan cada uno de los anillos a instalar.
3. Revise que todos los birlos o espárragos y tuercas sean de la medida y tipo apropiado, que no estén dañados u oxidados, que cumplan con las especificaciones API para el rango de la presión de trabajo, temperatura y resistencia al ácido sulfhídrico (H₂S) si se requiere.
4. Inspeccione el buen estado del elemento sellante frontal de cada ariete, así como el del preventor anular.
5. Verifique la posición en la instalación de cada preventor, así como la correcta conexión de las líneas de apertura y cierre.

Las operaciones no deben iniciarse hasta que el sistema de control superficial esté debidamente instalado y probado, en lo que respecta a su operación y presión de trabajo.

2.5. Barreras de pozo, WB

Las barreras de pozo (por sus siglas en inglés *Well Barrier, WB*) son una “barrera física que se instalan en los pozos, deben de prevenir el movimiento no controlado de fluidos de formación hacia la superficie y hacia otras formaciones. Estas se definen antes del comienzo de una actividad u operación, identificando los elementos de barrera de pozo WBE (por sus siglas en inglés *Well Barrier Elements*) requeridos que deben estar en su lugar, sus criterios de aceptación específicos y su método de monitoreo” NORSOK D-010, (AC:2024).

No solo se deben definir las barreras físicas sino también las operacionales, humanas y administrativas.

2.5.1. Esquemas de barreras de pozos, WBS

La NORSOK D-010, (AC:2024) dicta que las barreras de pozo y sus elementos se preparan en esquemas (*por sus siglas en inglés Well Barrier Schematic, WBS*) para cada actividad y operación del pozo. Se debe realizar una WBS:

1. Cuando un nuevo componente de pozo actúa como barrera de pozo.
2. Para ilustrar el pozo terminado (planificado y construido).
3. Para recompletar o reparar pozos con WBE deficientes.
4. Para el estado final de los pozos abandonados permanentemente.

No es necesario hacer un nuevo esquema para los diferentes tipos de conjuntos en funcionamiento cuando los elementos y la activación de las barreras secundarias del pozo no se ven afectados. El WBS debe contener la siguiente información:

1. Un dibujo que ilustre las barreras del pozo, con la barrera primaria del pozo mostrada en color azul y la barrera secundaria del pozo mostrada en color rojo.
2. La integridad de la formación cuando la formación es parte de una barrera del pozo.
3. Yacimientos/fuentes potenciales de entrada.
4. Listado tabulado de WBE con requisitos iniciales de verificación y monitoreo.
5. Todos los revestimientos y cemento. Los revestimientos y cementos definidos como WBE deben etiquetarse con su tamaño y profundidad.
6. Los componentes deben mostrar una posición relativamente correcta en relación con los demás.
7. Información del pozo. Campo/instalación, nombre del pozo, tipo de pozo, estado del pozo, presión de diseño del pozo/sección, número de revisión y fecha, “Preparado por”, “Verificado/Aprobado por”.
8. Etiquetado claro del estado actual de la barrera del pozo, planificada o construida.
9. Cualquier WBE fallida o dañada debe indicarse claramente.
10. Un campo de notas para información importante sobre la integridad del pozo (anomalías, exenciones, etc.).

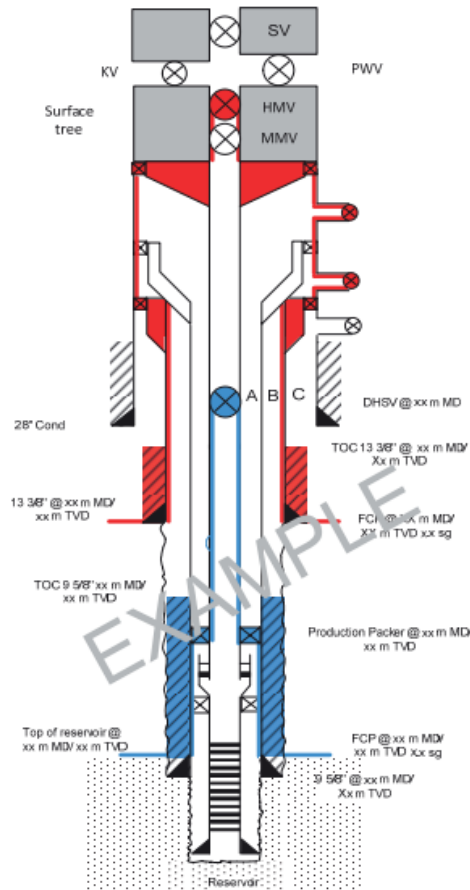


Figura 2.5.1. Ejemplo de WBS, con sus respectivas barreras de pozo primarias (color azul) y las barreras de pozo secundarias (color rojo).⁹

⁹ Obtenida de NORSOK D-010, (AC:2024). Integridad de pozos en la perforación y operación de pozos. Norma internacional Noruega que regula los requerimientos para garantizar la integridad de los pozos.

2.5.2. Requerimientos de las barreras de pozo

La misma norma NORSOK D-010, (AC:2024) define los requerimientos de barrera de pozos:

1. *Función y número de WB.* Se debe instalar la siguiente cantidad de barreras de pozo:
 - a. Para una barrera de pozo.
 - i. Flujo cruzado no deseado entre zonas de formación.
 - ii. Formación con presión normal sin hidrocarburos y sin potencial de fluir a la superficie.
 - iii. Formación de hidrocarburos con presión anormal sin potencial de fluir a la superficie (por ejemplo, formación de alquitrán sin vapor de hidrocarburos).
 - b. Para dos barreras de pozo.
 - i. Formaciones que contienen hidrocarburos.
 - ii. Formación con presión anormal y potencial de fluir a la superficie.
2. *Principios de selección y construcción.* Las barreras de pozo se diseñan, seleccionan y construyen con la capacidad de:
 - a. Soportar la presión diferencial máxima y la temperatura a la que pueden estar expuestas (teniendo en cuenta los regímenes de agotamiento o inyección en pozos adyacentes).
 - b. Ser sometidas a pruebas de presión, pruebas de funcionamiento o verificación por otros métodos.
 - c. Garantizar que ninguna falla única de una barrera de pozo o barrera de pozo pueda provocar un flujo incontrolado de fluidos o gases del pozo al ambiente externo.
 - d. Restablecer una barrera de pozo perdida o establecer otra barrera de pozo alternativa.
 - e. Operar de manera competente y soportar el entorno al que pueden estar expuestas con el tiempo.
 - f. Determinar la posición/ubicación física y el estado de integridad en todo momento cuando sea posible dicho monitoreo.
 - g. Ser independientes entre sí y evitar tener barreras de pozo en común en la medida de lo posible.
3. *Elementos de barrera de pozos comunes.* Para algunas actividades de pozos, no es posible establecer dos barreras de pozos independientes. Cuando existe un elemento de barrera de pozos común, se debe realizar un análisis de riesgos y aplicar medidas de reducción de riesgos.
4. *Verificación de los elementos de barrera del pozo.* Cuando se haya instalado un WBE, su integridad deberá:
 - a. Verificarse mediante pruebas de presión mediante la aplicación de una presión diferencial.
 - b. Cuando a) no sea factible, verificarse mediante otros métodos especificados.
5. *Pruebas de presión de barreras de pozos.* Las pruebas de presión de barreras de pozos o WBEs se deben realizar:
 - a. Antes de que puedan quedar expuestas a un diferencial de presión en su fase operativa.
 - b. Después del reemplazo de los componentes de confinamiento de presión de una WBE.

- c. Cuando exista sospecha de una fuga.
 - d. Cuando un elemento estará expuesto a una presión/carga diferente a la que se probó originalmente.
 - e. Si el elemento de barrera ha sido expuesto accidentalmente a una presión/carga diferencial superior a los valores originales de diseño del pozo.
6. *Monitoreo de la WB.* Se deben monitorear todos los parámetros relevantes para evitar el flujo incontrolado del pozo; definir y documentar los métodos y la frecuencia para verificar el estado de la barrera del pozo o las barreras de agua; mantener el control del volumen del fluido en todo momento cuando el fluido sea una barrera del pozo; monitorear y registrar la presión en todos los anillos accesibles, verificar y calibrar con frecuencia toda la instrumentación utilizada para el monitoreo requerido de los parámetros; evaluar el uso de alarmas, secuencias automatizadas y apagados en función del riesgo y el tiempo de respuesta necesario y realizar evaluaciones de la interfaz hombre-máquina durante el diseño.
7. *Deterioro de la barrera del pozo.* Las situaciones en las que la función de la barrera del pozo se debilite, pero aún se considere aceptable, se deben documentar, actualizar y aprobar.
8. *Tablas de criterios de aceptación de elementos (EAC).* Se deben establecer criterios de aceptación de elementos de barrera de pozo para todos los WBE utilizados. Los requisitos y pautas generales técnicos y operativos relacionados con los WBE se recopilan en las tablas EAC, que se aplicarán a todo tipo de actividades y operaciones. Los criterios de aceptación descritos y las referencias enumeradas en las tablas son para fines de selección e instalación y no reemplazan los requisitos técnicos y funcionales que las normas o la empresa operadora especifican para el equipo.

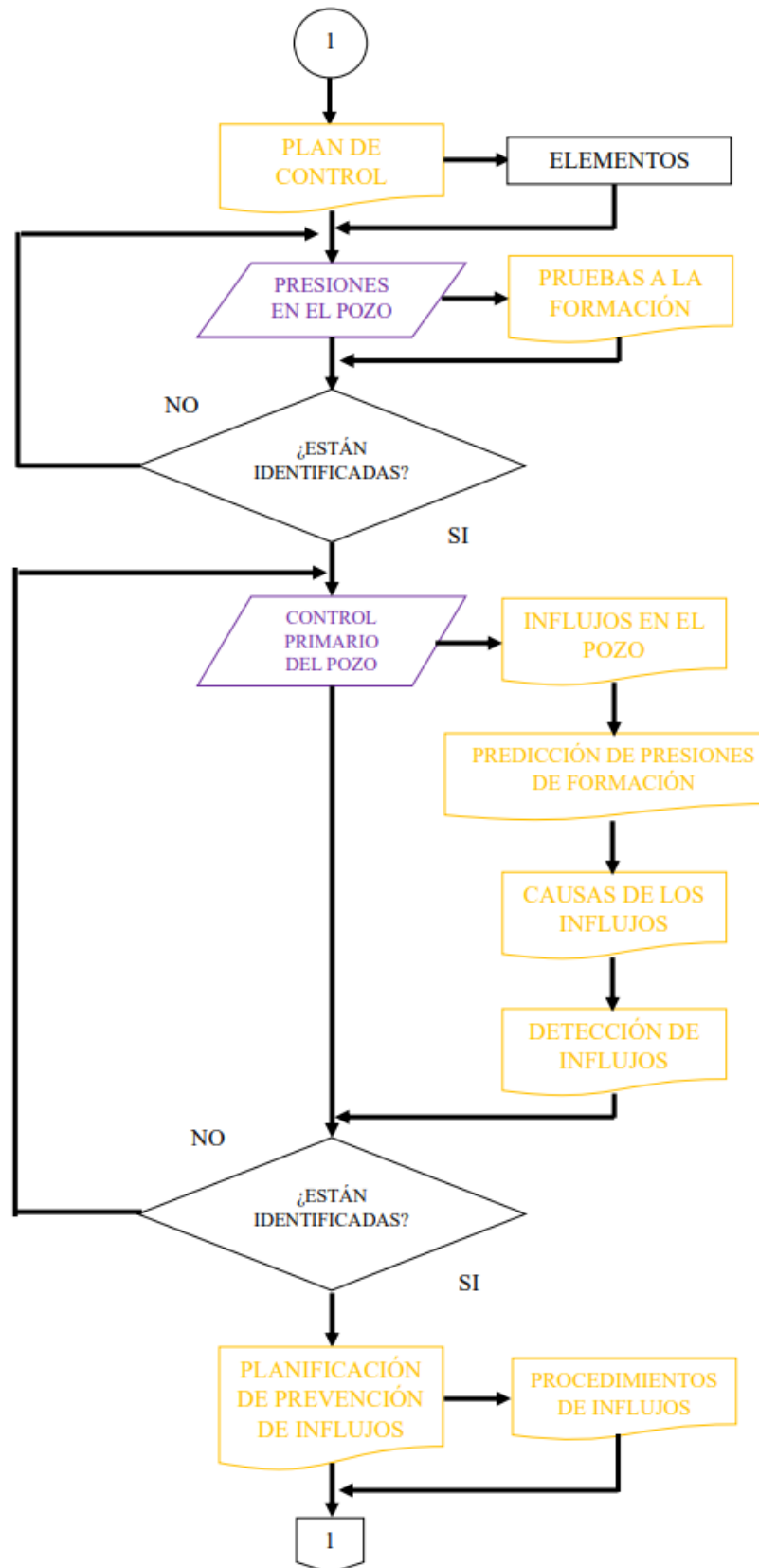
2.5.3. Disposiciones, equipos y procedimientos de control de pozos

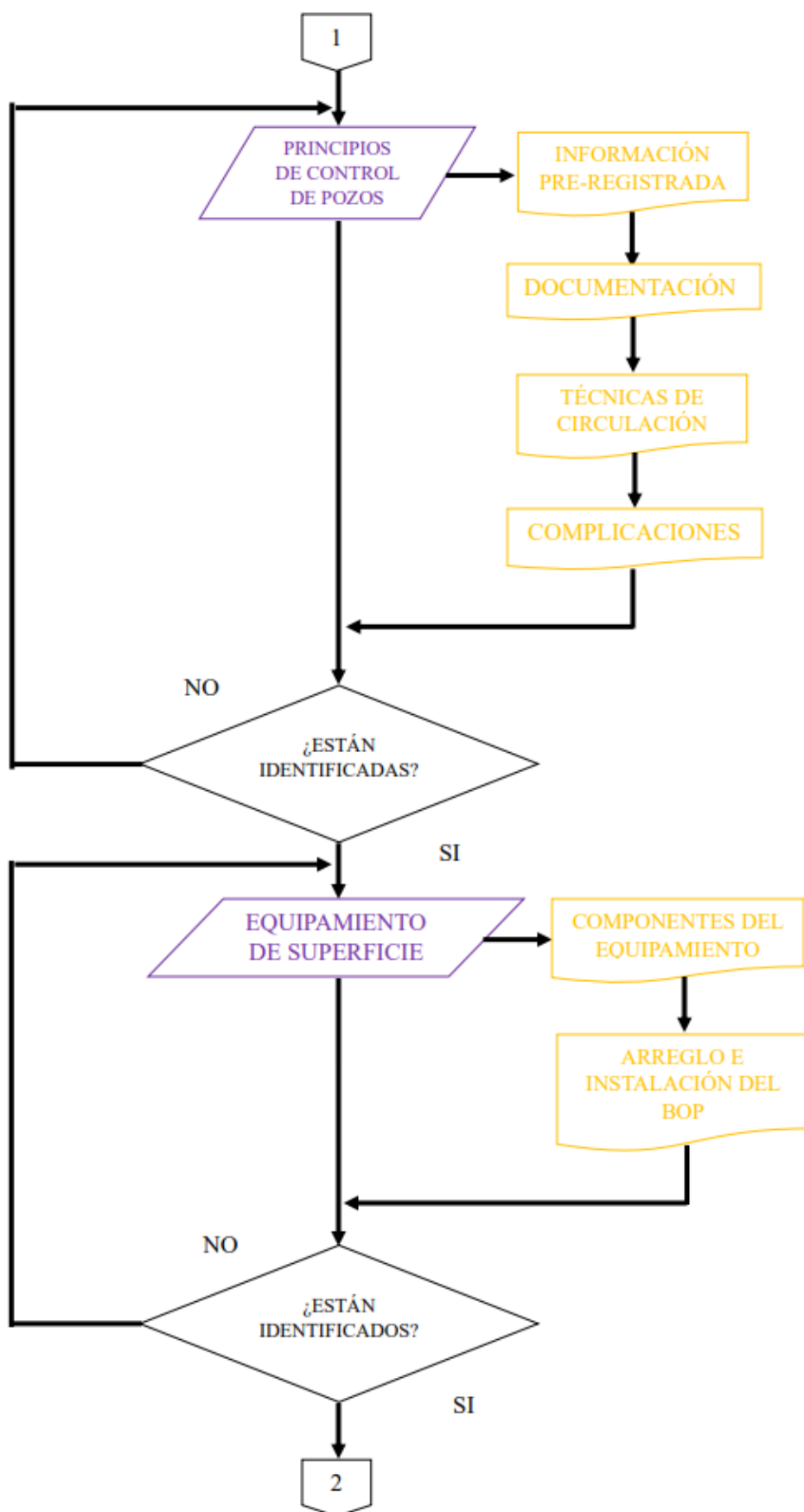
La NORSOK D-010, (AC:2024) establece que los planos de disposición de los equipos y los diagramas de flujo para los equipos de control de pozos deben ser de fácil acceso para los operadores de estos equipos, de modo que sea posible determinar la posición de una junta tubular en relación con los arietes/válvulas de corte en todo momento. Estos planos y diagramas de flujo deberán incluir:

1. Descripción geométrica (ubicación, tamaño, distancias al piso de la plataforma, distancias entre arietes, etc.).
2. Limitaciones operativas (presión, temperatura, tipo de fluido, caudales, etc.).
3. Descripción general del sistema de circulación de fluidos (bomba, incluidos el estrangulador y el colector de corte).

Debe existir un plan para activar las barreras de pozo/WBE (procedimiento de acción de control de pozos), antes del inicio de todas las actividades y operaciones del pozo. El operador y el contratista deben asegurarse de que todo el personal involucrado esté familiarizado con los procedimientos de acción de control de pozos.

2.6. Diagrama de flujo de Control de Pozos





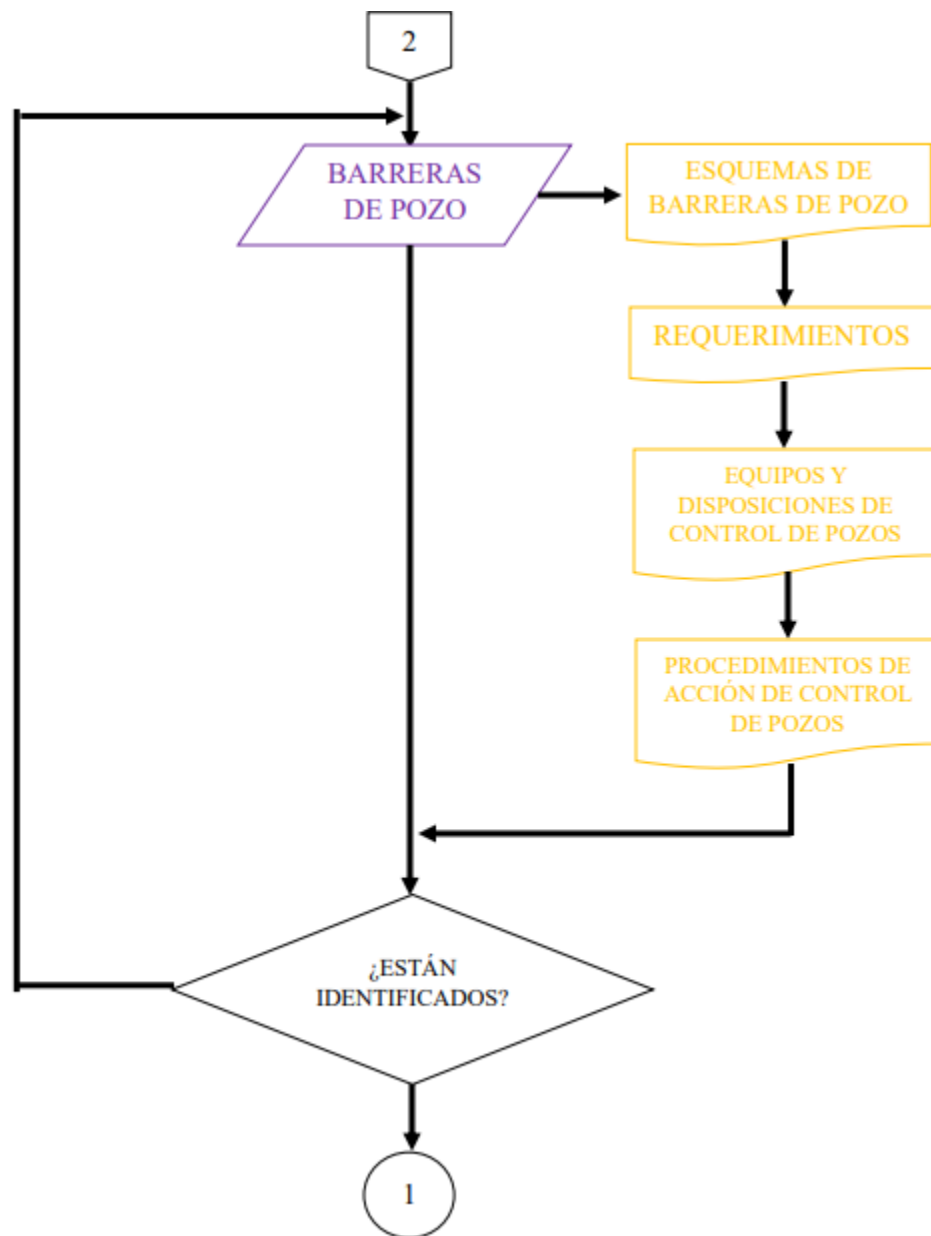


Figura 2.6. Control de pozos estructurado en un diagrama de flujo, la entrada de datos de color morado y los entregables de esos datos en amarillo.

Capítulo 3. Actividades durante la Perforación

La parte de construir la integridad del pozo empieza con la perforación de un conducto desde la superficie hasta el yacimiento, para permitir su explotación racional de forma segura y a un menor costo posible. Este proceso comienza en la fase de construcción del pozo simultáneamente con la de operación.

Una vez que la planificación del pozo está clara, se debe especificar los detalles operativos para cada etapa de perforación. Para esto, las actividades de perforación se administran en:

1. Barreras de pozo en perforación
2. Programa del pozo
3. Fluidos de perforación y control de sólidos
4. Manejo de recortes
5. Barrenas e hidráulica
6. Aparejos de fondo y diseño de sarta de perforación por etapa
7. Tuberías de revestimiento
8. Acciones de control de pozos
9. Cementaciones

Esta documentación, sus respectivas revisiones y los protocolos de comunicación, están sujetos a auditorias por entidades estatales competentes, estipulado en regulaciones gubernamentales.

3.1. Barreras de pozo en perforación

Se inicia con la perforación del pozo y termina con la preparación de los equipos de terminación, prueba o abandono. Su objetivo es presentar el nombramiento de barreras de pozo, uso y diseño para que este trabajo sea hecho de manera segura.

La NORSOK D-010, (AC:2024) establece que para las actividades de perforación se debe preparar un WBS para cada actividad y operación del pozo. La siguiente lista define los requisitos y lineamientos específicos:

1. La perforación del pozo superior para el conductor y la tubería de revestimiento de superficie se puede realizar con la columna de fluido como la única barrera del pozo.
2. La tubería de revestimiento de superficie se debe instalar antes de perforar en una zona con presión anormal.
3. Antes de perforar la tubería de revestimiento de superficie, se debe instalar un preventor de reventones de perforación.
4. La flotación (llenado parcial) de tuberías no cortables en pozos abiertos o con perforaciones expuestas debe realizarse con dos WBE calificados ubicados dentro de la tubería. Los WBE internos deben estar diseñados de manera que el fluido pueda circular.

La siguiente WBS es un ejemplo y describe una posible solución para definir e ilustrar las envolventes de barreras de pozos para la perforación. Sin embargo, la WBS es generalizada para las actividades de perforación, pero puede cambiar dependiendo si requiere un cambio operacional o de seguridad.

Barrera de pozo primaria (de color azul en ilustración):

- Columna de fluido.

Barrera de pozo secundaria (de color rojo en ilustración):

- Formación in-situ.
- Cemento de tubería de revestimiento.
- Tubería de revestimiento.
- Cabeza de pozo.
- Elevador (riser) de alta presión.
- BOP de perforación.

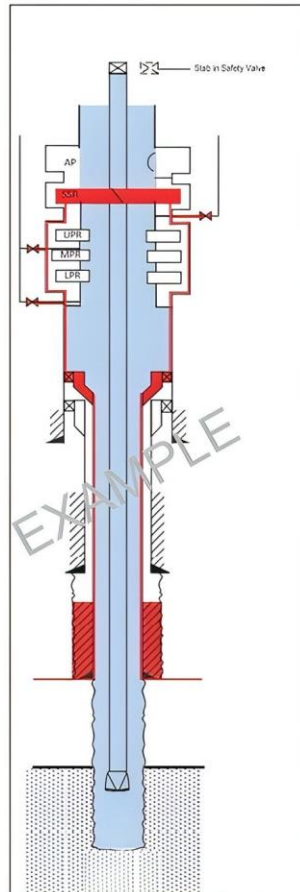


Figura 3.1. Ejemplo de WBS para las actividades durante la perforación, con sus respectivas barreras de pozo primarias (color azul) y secundarias (color rojo).¹⁰

¹⁰ Obtenido de NORSOK D-010, (AC:2024). Integridad de pozos en la perforación y operación de pozos. Norma internacional Noruega que regula los requerimientos para garantizar la integridad de los pozos.

3.2. Programa del pozo

El programa de perforación “representa una guía de instrucciones de las operaciones que se realizarán en cada etapa para la construcción del pozo: equipos, materiales, servicios y un tiempo estimado para cada una de ellas. Su contenido presenta gráficas y tablas que cubren todo el programa” H. Olivares, Roberto. (2021)¹¹.

La CNH en sus lineamientos establece que los operadores petroleros deben documentar y dejar constancia de la perforación en papel del pozo a ser autorizado, así como del trabajo realizado para obtener el programa de perforación final y el de terminación preliminar. Para tratar las actividades, se deben realizar juntas de trabajo o talleres para revisar etapa por etapa. La revisión que se realice debe comprender las siguientes actividades:

1. Validar o modificar los análisis y planes de mitigación de riesgos, así como los planes para atención de contingencias.
2. Validar o modificar las actividades y tiempos estimados de ejecución.
3. Determinar los requerimientos de equipos, materiales, servicios, logística, recursos humanos, roles de los miembros del equipo, estrategias del plan de acción y un protocolo de comunicación que permita optimizar los tiempos de ejecución y de espera de materiales y servicios.
4. Establecer el sistema de gobernabilidad: niveles de dirección y ejecución, responsabilidades, toma de decisiones y protocolo de comunicación durante la ejecución de las actividades de perforación y terminación del pozo.

El programa de perforación final y el de terminación preliminar son lo que forman parte del documento integrado de diseño y guardan relación con los requisitos que se han presentado para la solicitud de autorización del pozo. Este programa debe contener lo siguiente:

1. *Programa del pozo.*
 - a. Datos generales.
 - b. Geopresiones.
 - c. Programa direccional (trayectoria).
 - d. Programa de toma de información.
 - e. Fluido de perforación y control de sólidos.
 - f. Manejo de recortes.
 - g. Barrenas e hidráulica.
 - h. Aparejos de fondo y diseño de sarta de perforación por etapa.
 - i. Tuberías de revestimiento.
 - j. Cementaciones.
 - k. Conexiones superficiales de control.
 - l. Características de equipo de perforación.
 - m. Identificación de riesgos potenciales.
 - n. Programa calendarizado de requerimiento de materiales.
 - o. Costos de perforación.
 - p. Anexos. Toda información extra que se considere importante.

¹¹ H. Olivares, Roberto. (2021). Perforación vertical y direccional de pozos. Capacitación recibida por la Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS).

2. Firmas de autorización.

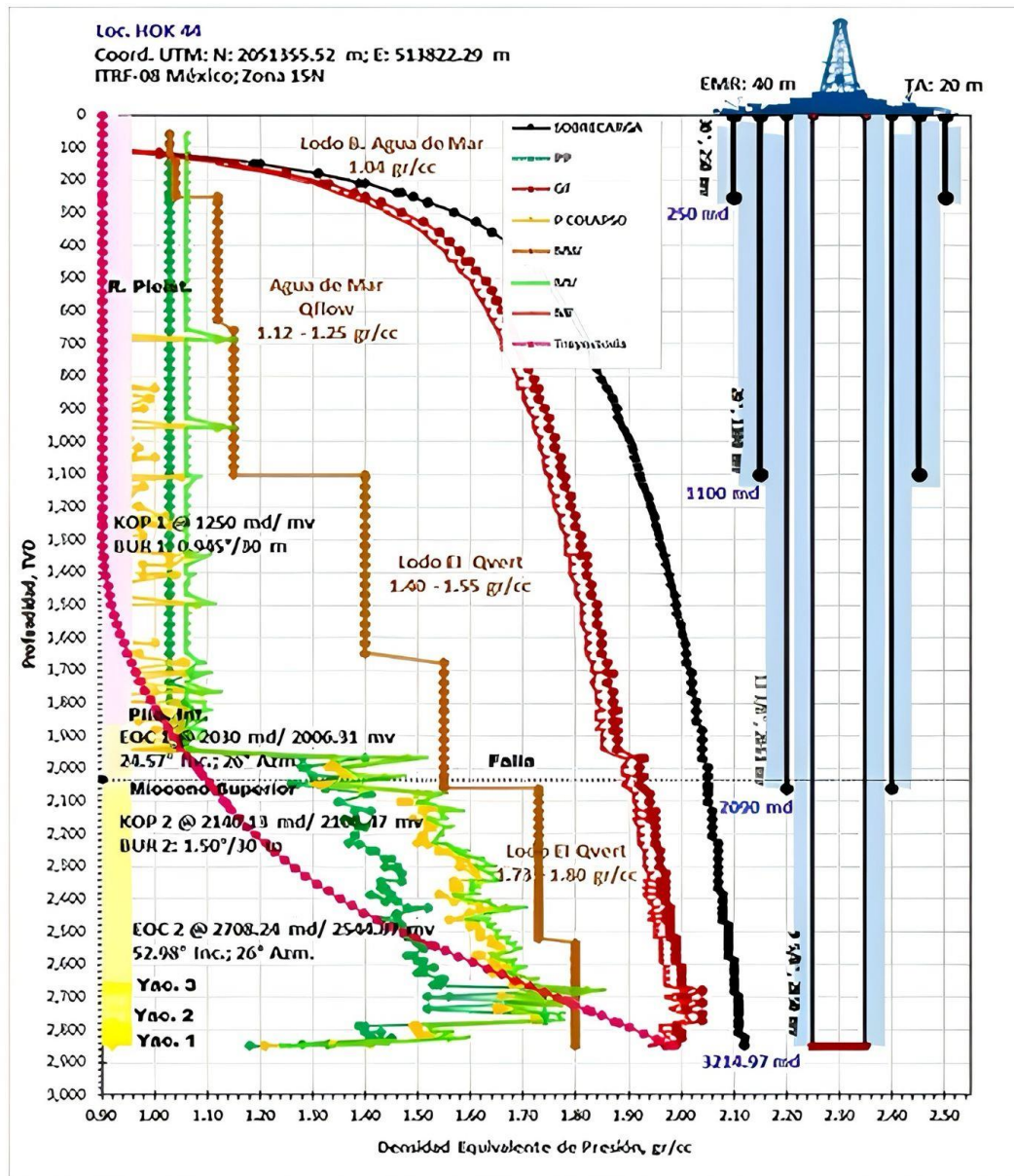


Figura 3.2. Ejemplo de arquitectura de pozo para el programa de perforación planificado para Hok 44.¹²

Puede haber muchos datos en el programa de perforación. Sin embargo, hay que tener cuidado en no excluir datos demasiados o innecesarios, de lo contrario, el programa no tendrá significado ni importancia para los operadores. Dadas las características particulares y longitud de cada pozo, cada programa es distinto en su contenido específico, pero mantiene la estructura general de un diseño del pozo.

¹² Obtenido de PEMEX, (2019). Programa de perforación del pozo Hok-44 en el campo Hok-A.

3.2.1. Reportes de perforación

Durante los distintos procedimientos llevados a cabo en la perforación de pozos petroleros, se deben coleccionar la información y los datos que serán útiles en las operaciones. Es fundamental registrar de manera ordenada y en un determinado período temporal la información que vamos recogiendo.

“Un informe de perforación contiene toda la información generada durante la perforación de un pozo” H. Olivares, Roberto. (2021). Una de sus funciones principales es obtener allí la historia completa de cómo fue perforado y acabado, que en el futuro sirve como una indicación del pozo para perforar otros pozos cercanos. Las características de estos reportes son:

1. Se realiza de manera diaria.
2. Se van registrando todas las actividades que se van realizando en las diferentes operaciones.
3. Incluye la problemática presentada durante las operaciones.
4. El transporte de los equipos a utilizar.
5. La salida del equipo para ser incorporados en otros lugares donde se requieran luego de terminado, abandonarlo o suspenderlo.

El estado mecánico elaborado, a través de los reportes diarios de perforación, es una de las funciones elementales de estos reportes. El estado mecánico se utiliza para:

- Operaciones como instalación de SAP.
- Métodos de recuperación secundaria y mejorada.
- Mantenimiento y limpieza.
- Reparaciones mayores y menores al pozo.
- Hasta el abandono del pozo.

3.3. Fluidos de perforación

“Los fluidos de perforación son mezclas de líquidos y materiales pertenecientes a los primeros fluidos de control, utilizados en la industria del petróleo y gas para facilitar la perforación de pozos. El diseño del programa de los fluidos de perforación va en función de la litología, temperatura, hidráulica, tipo de pozo, perfil del agujero, programa de diámetro de agujero, programa de tuberías de revestimiento, profundidad del pozo, logística, daños a la formación y restricciones ambientales” H. Olivares, Roberto. (2021).

Los fluidos deben ser desarrollados con las propiedades y características apropiadas para todas las operaciones que se realizarán, considerando los costos y por cada etapa correspondiente al diseño del pozo. Las funciones de los fluidos de perforación son:

Tabla 2.. Funciones de los fluidos de perforación.¹³

PRIMARIAS	SECUNDARIAS	TERCIARIAS	COMPLEMENTARIAS
Asociadas a las propiedades del fluido de perforación	Se convierten en primarias cuando ocurre una operación en específico, pero no siempre se requieren	Las que cualquier fluido hace, sin importar su origen	No dependen del fluido de perforación
• Control de la presión (densidad) • Limpieza de pozo (viscosidad) • Suspender recortes (tixotropía) • Control de la filtración (Impermeabilidad)	•	• Flotación de la sarta • Disipar calor • Lubricar la entrada y salida de la sarta	• Minimizar el impacto al medio ambiente

3.3.1. Diseño del fluido de perforación

El diseño del fluido de perforación debe hacerse de forma que las condiciones y problemas específicos del campo a perforar condicionen cuál es la mezcla óptima del sitio. Para cada etapa de la perforación se debe analizar detalladamente, para que el fluido del programa se optimice, y el medio ambiente no será acarreado que sufra tal daño.

La CNH en sus lineamientos establece que los operadores deben llevar a cabo las mejores prácticas de la industria relacionadas con el uso de fluidos de perforación, incluyendo las siguientes prácticas:

1. Implementar las siguientes normas durante la perforación de cada fase del pozo:
 - a. Norma API RP 13 B-1: “Prácticas recomendadas de procedimientos estándares para determinar las características de fluidos de perforación base agua”.
 - b. Norma API RP 13 B-2: “Prácticas recomendadas de procedimientos estándares para fluidos de perforación base aceite”.
2. Disponer de los equipos requeridos para el monitoreo de fluidos de perforación de acuerdo con las mejores prácticas de la industria.
3. Llevar un registro de los inventarios diarios de los fluidos de perforación, así como de los materiales y aditivos utilizados durante su preparación, en el informe de fluidos de perforación.

¹³ Obtenido de M. Arias, Rubén. (2024). Apuntes de fluidos de perforación.

Además, el WCI (2022) menciona que, al hacer uso de los fluidos de perforación, deben ser minimizados los efectos colaterales que las normatividades especifican durante la perforación, los cuales son:

- Daño a la formación
- Corrosión de la tubería de perforación
- Disminución de la velocidad de perforación
- Problemas de compresión y pistoneo
- Pérdida de circulación
- Aprisionamiento de la herramienta
- Erosión de las paredes del pozo
- Asentamiento en las piletas
- Desgaste de la bomba
- Contaminación ambiental con el cemento

3.3.2. Programa de fluidos de perforación

El programa de perforación establece que el programa de fluidos de perforación debe contener todas las especificaciones para realizar las actividades programadas sin el riesgo de ocurrir anomalías durante su ejecución. El programa debe contener:

1. Programa de fluidos de perforación.
 - a. Tipos de fluidos de perforación que se usará.
 - b. Objetivos del fluido de control en cada etapa de perforación.
 - c. Producto, concentración y función por etapa.
 - d. Volumetría de fluidos de control en cada etapa de perforación.
 - e. Los rangos de densidad necesarios para balancear las presiones de los fluidos de la formación en cada sección del agujero descubierto.
 - f. Materiales requeridos y de contingencia por cada etapa.
 - g. Consideraciones reológicas por cada etapa y tipo de fluido.
 - h. Análisis de sensibilidad reológica del fluido por cada etapa.
 - i. Análisis hidráulico (programa hidráulico).
 - j. Reologías mínimas y máximas por cada tipo de fluido utilizado.
 - k. Equipo de control de sólidos.
 - l. Modificaciones del equipo por etapa.
 - m. Análisis de pozos correlativos.
2. Recomendaciones generales por cada tipo de fluido empleado en cada etapa.
 - a. Problemas potenciales por cada etapa.
 - b. Reforzamiento de la formación por cada etapa.
 - c. Contaminantes y su respectivo tratamiento.
 - d. Acciones ante potenciales pérdidas de circulación.
 - e. Tendencia de análisis.

Etapas	D.E Agujero TR F.C. (qr/cc)	Profundidad (md/ mv) BHST (°C)	Régimen de Presión	Trayectoria	Barrera Sarta	Objetivo de la Perforación
1	36° 30° Bentonítico 1.04	250 md 250 mv 31.76	Normal Lubias y Arenas	Vertical	---	Guía estructural para la construcción del pozo
2	28° 20° QFlow 1.15	1,100 md 1,100 mv (F. Concepción – Plio. Pleistoceno) 57.52	Normal Lubias y Arenas	Vertical	Tricónica Navegable	Aislar acuíferos de agua dulce, ganar gradiente de fractura (integridad mecánica), y establecer la base para la instalación de las CSC. Bajar TR 20° @ 1100 mv ↓ (Plio Inferior)
3	16° 13 3/8° EI 1.55	2,090 md 2,061mv (F. Encanto – Plio. Inf.; F. Depósito – MS) 110	Transición de zona de presión anormal	Direccional	PDC Rotatoria Navegable	Aislamiento de Zona de Transición y Zona de Presión Anormal #1 Bajar TR 13 3/8° @ 2090 mv ↑ Mioceno (Zona de Presión Anormal #1)
5	12 1/4° 9 5/8° EI 1.80	3214.97md 2,850 mv (Mioceno Superior) 116	Anormal Zona de presión anormal que incluyen los Yac. 3.2.1 de Mioceno Superior	Direccional Perfil Tipo "J" KOP @ 1260 md BUR: 1.5°/30 m Inc. 52.98° Azim. 20° DV: 869.28 m	PDC Rotatoria Navegable	*Aislamiento de la Zona de Presión Anormal Alta y Falla Inversa Bajar y cementar TR 9 5/8° @ 3214.97 (MC).

Figura 3.3.2. Ejemplo de programa de fluidos de perforación del programa para el pozo Hok 44.¹⁴

El programa tiene en cuenta todos los requisitos de los fluidos que se utilizan en la perforación, pero se añaden las sugerencias que pueden darse si hay algún problema potencial de riesgo o agentes contaminantes que interfieren en el curso normal de las actividades. Los operadores responsables, en base a sus conocimientos y a los datos recopilados, deben seguir las mejores prácticas etapa por etapa para asegurar el proceso de perforación y elegir el fluido adecuado; si hace falta, se llevan a cabo operaciones correctoras para solucionar cualquier anomalía.

3.4. Manejo de recortes

Los recortes de perforación son los “fragmentos de roca que se obtienen del proceso de perforación, constituidos por minerales de las formaciones perforadas impregnados en el fluido de perforación” H. Olivares, Roberto. (2021).

De acuerdo con las regulaciones de envío de materiales peligrosos y residuos, el rescate transformador de recortes de perforación se monitorea, captura, transporta y es llevada a cabo con las medidas de seguridad necesarias, inspeccionando ese sistema de transporte, evaluando y documentando manifiestos reglamentarios que especifiquen cantidad, volumen y tipo del residuo a ser transportado.

Previamente al llenado de la unidad tienen que ser chequeadas las condiciones de viaje. Esta verificación debe ser completada antes de salir, trasladando el peso hasta el centro de tratamiento, que es un dato que se debe de ir anotando también en las bitácoras.

¹⁴ Obtenido de PEMEX, (2019). Programa de perforación del pozo Hok-44 en el campo Hok-A.

Así mismo, es estrictamente necesario que se realice la caracterización de los recortes de perforación y se documente el análisis para tener por escrito cada detalle. Sobre la base de los datos de este análisis, se elabora diariamente una tabla comparativa con % de aceite y agua en los recortes, de conformidad con las normas pertinentes. El manejo de recortes debe contener lo siguiente:

1. Proceso de manejo de recortes.
2. Proceso de tratamiento dependiendo del tipo de fluido impregnado, sea agua o aceite.
3. Compromiso de calidad.

Etapas 30"- Agujero 36"

No aplica por retorno al lecho marino

Etapas 20"- Agujero 26"

Etapas	Profundidad Intervalo (m.d.)	Longitud (m)	Diámetro del agujero con 10% de descalibre	Toneladas de recorte	Volumen de recorte impregnado (m ³)	Cajas requeridas
20"	250 a 1100	850	28.6"	1585.3	704.6	233

Etapas 13 3/8"- Agujero 16"

Etapas	Profundidad Intervalo (m.d.)	Longitud (m)	Diámetro del agujero con 10% de descalibre	Toneladas de recorte	Volumen de recorte impregnado (m ³)	Cajas requeridas
13 3/8"	1100 a 2090.13	990.13	19.25	836.6	371.8	123

Etapas 9 5/8"- Agujero 12 1/4"

Etapas	Profundidad Intervalo (m.d.)	Longitud (m)	Diámetro del agujero con 10% de descalibre	Toneladas de recorte	Volumen de recorte impregnado (m ³)	Cajas requeridas
9 5/8"	2090.13 a 3215	1124.84	13.475	465.7	207	69

Figura 3.4. Ejemplo de esquema de manejo de recortes del programa de perforación del pozo Hok 44.¹⁵

El manejo de recortes se debe especificar por cada etapa de la perforación, incluyendo la profundidad y longitud del intervalo, las toneladas de recorte, el volumen impregnado en metros cúbicos y las cajas requeridas para almacenarlos, cuidando en todo momento la seguridad de las operaciones.

3.5. Programa de barrenas e hidráulicas

La barrena de perforación es la herramienta de corte que está en la parte inferior de la sarta de perforación y que se utiliza para romper o triturar la formación durante la perforación rotatoria. Elegir la correcta y el funcionamiento óptimo son también dos condiciones indispensables para el éxito en el proceso de perforación

Para realizar la perforación, “las barrenas funcionan con base en dos principios esenciales: fallar la roca venciendo sus esfuerzos de corte y los esfuerzos de compresión. El principio de ataque de la barrena se realiza mediante el cizallamiento generado por los cortadores de la barrena que vence la resistencia de la roca. La forma de ataque dependerá del tipo y

¹⁵ Obtenido de PEMEX, (2019). Programa de perforación del pozo Hok-44 en el campo Hok-A.

características de la roca que se desea cortar, principalmente en función de su dureza” H. Olivares, Roberto. (2021).

Para el proceso de selección de una barrena es importante conocer los objetivos de perforación, que incluye todo tipo de requisitos especiales del operador para perforar el pozo. La información requerida para seleccionar un diseño de barrena es:

1. Análisis de pozos de correlación.
2. Evaluación del desgaste de las barrenas previamente empleadas.
3. Los rendimientos obtenidos en pozos vecinos.
4. Los registros geofísicos de pozos vecinos y del mismo pozo.
5. Los datos sísmicos del área.
6. Las restricciones de perforación.
7. De acuerdo con el medio.
8. Las propiedades de los fluidos de perforación.
9. Las tablas e información geológica.
10. Los catálogos de barrenas.
11. Los boletines sobre las características de las barrenas.
12. Las clasificaciones de las barrenas (IADC).

La metodología para la selección de la barrena a emplear, conforme a las condiciones del pozo por cada etapa, primero se considera el estudio mecánico del pozo; después, el estudio de las barrenas de los pozos de correlación; consecuente, la selección de las características de la barrena y, por último, la elección del candidato.

En la actualidad existen diferentes tipos de barrenas para la perforación de pozos que difieren entre sí, por su estructura de corte o por su sistema de rodamiento. La IADC (2020)¹⁶ ha desarrollado códigos para la denominación de los diferentes tipos de barrena de acuerdo con sus aplicaciones. El desgaste de las barrenas se debe evaluar de acuerdo con el código IADC para calificación de barrenas.

3.5.1. Diseño de programa hidráulico

El objetivo de realizar un diseño del programa hidráulico en las diferentes etapas del programa de perforación es tratar de cumplir con la mayor parte de los parámetros de la optimización hidráulica y obtener una mayor velocidad de penetración. Otro objetivo de la hidráulica es minimizar los problemas que se desarrollan durante las actividades de perforación, como:

1. Capacidad de las bombas de lodos.
2. Densidad y propiedades reológicas altas del fluido de perforación.
3. Presión de trabajo de alguna parte del equipo superficial.
4. Profundidad del pozo, mayores longitudes de tubería de perforación.
5. Disminución del diámetro de la tubería.

¹⁶ IADC, (2020). Asociación Internacional de Contratistas de Perforación. Organización que busca mejorar los intereses de los contratistas de perforación de petróleo y gas.

El programa de barrenas y su hidráulica se realiza considerando los datos del campo y los requerimientos específicos en cada etapa de perforación para el proyecto. Los datos que se deben de incorporar al programa son los siguientes:

1. Programa de barrenas y requerimientos específicos por cada etapa.
 - a. Hidráulica general de la perforación.
 - b. Recomendaciones de las barrenas.
 - c. Programa esquemático de barrenas.
 - d. Observaciones y recomendaciones con pozos de correlación.
2. Resultados de las simulaciones hidráulicas durante la perforación por cada etapa.
 - a. Caudal de flujo (gasto).
 - b. Caídas de presión.
 - c. Densidad equivalente circulante (DEC).
 - d. Hidráulica de la barrena.
 - e. Observaciones por cada etapa.

Programa de Barrenas													
Etapa	Barrenas				Intervalo (m)		Rendimiento			Parámetros Operacionales			
	Nº	D.E. (pulg)	Tipo Código IADC	Toberas TFA (pulg ²)			Tirante (m)	ROP (m/hr)	Tiempo (hr)	PSB (Ton)	RPM	P. Bomba (psi)	Gasto (gpm)
30°	1	36	XR+C IADC: 115 	3x24" +1(28) 1.926	20	250	190	28	6.8	2-8	50-100	--	600-1000
20°	2	26	SR1GRC IADC: 115W 	3(18)+ 1(20) 1.052	250	1,000	850	22	38.6	2-8	60-80+MF	900	900-1,000
13 3/8"	3	16"	SFE65 IADC: S123 	7(13)+ 2(12) 1.128	1,100	2,090	990	42	23.6	2-10	120-160	800	850-880
9 5/8"	4	12 1/4	MMD65 IADC: 5223 	9 (13) 1.166	2,090	3,215	1,125	21	53.6	2-13	110-160	600	650-670

Figura 3.5.1. Ejemplo de esquema del programa hidráulico del programa de perforación del pozo Hok 44.¹⁷

Este programa debe ser muy específico en cuanto a la selección de la barrena a utilizar, rendimiento, hidráulica y parámetros que tendrá al operar por etapa, con el fin de evitar problemas de calibración y/o mala elección de los componentes responsables de la perforación.

¹⁷ Obtenido de PEMEX, (2019). Programa de perforación del pozo Hok-44 en el campo Hok-A.

3.6. Ensamble de fondo, BHA

“La sarta de perforación es parte del equipo de perforación, formado por diferentes componentes unidos por medio de conexiones, que tienen por finalidad transmitir rotación y torque desde la mesa rotaria, así como el transporte de fluido de perforación a la barrena. Es todo aquel arreglo o combinación de la columna de perforación (drill pipe), el arreglo de fondo de pozo (BHA) y cualquier otra herramienta usada para que la barrena gire en el pozo” H. Olivares, Roberto. (2021).

El objetivo principal de las sarts de perforación es poder dar la suficiente rotación a la barrena para que ésta pueda realizar su trabajo de perforación. Las funciones primordiales son:

1. Proporcionar peso sobre la barrena.
2. Conducir el fluido en su ciclo de circulación.
3. Darle verticalidad o direccionalidad al hoyo.
4. Proteger la tubería del pandeo y de la torsión.
5. Reducir patas de perro, ojos de llave y escalonamiento.
6. Asegurar la bajada del revestidor (TR).
7. Reducir daño por vibración al equipo de perforación.
8. Servir como herramienta complementaria de pesca.
9. Construir un hoyo en calibre.
10. Darle profundidad al pozo.

Estas funciones están reguladas por 2 factores, responsables complementarias del desarrollo del objetivo de las sarts de perforación:

- a) WOB (Weight on bit – Peso sobre la broca) durante la perforación.
- b) ROP (Rate of penetration – tasa de penetración) durante la perforación.

3.6.1. Diseño de sarts de perforación

El término diseño de sarts de perforación es el “proceso para determinar las especificaciones que deben tener los materiales utilizados en la perforación, con la premisa de seleccionar la (s) que más convenga (n) a partir de requerimientos preestablecidos” H. Olivares, Roberto. (2021). El diseño debe adecuarse a las propiedades de los materiales y a los esfuerzos que se someten las tuberías por:

1. *Tensión*. Una sarta de trabajo al estar suspendida verticalmente sufrirá un esfuerzo axial llamado tensión, producto de su propio peso.
2. *Colapso*. La compresión ocurre cuando la sarta de perforación se somete a fuerzas que intentan acortar su longitud.
3. *Torsión*. Fenómeno donde la sarta de perforación se detiene y luego se desliza bruscamente.

Con base en el concepto y de acuerdo con sus componentes, el diseño de una sarta de perforación se puede dividir en las siguientes partes:

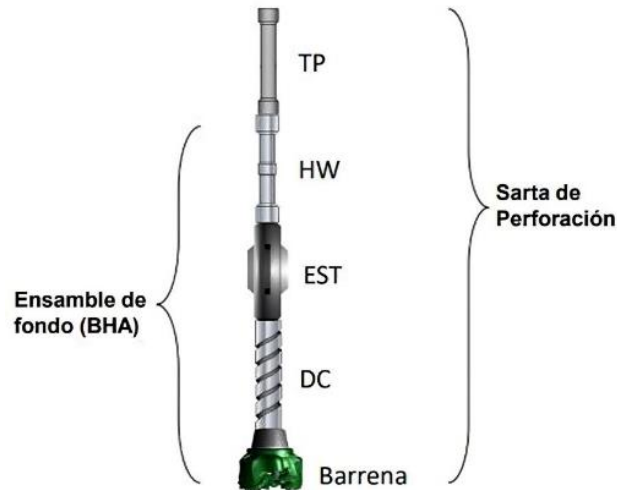


Figura 3.6.1. Estructura de la sarta de perforación y el BHA.¹⁸

- Diseño de tubería de perforación (TP). Tienen longitud de 9 metros aproximadamente, organizadas en lingadas de 27 metros cada una.
- Diseño de tubería pesada (HW). Proporciona un cambio gradual de rigidez de la herramienta rígida a frágil tubería de perforación, reduciendo la fatiga al colocar tubería en el punto de transición.
- Diseño de aparejo de fondo y longitud de lastrabarrenas (DC). Son barras de acero huecas utilizadas para auxiliar a la tubería de perforación y dar peso a la barrena durante las operaciones de perforación.
- Selección de la barrena para perforar.

Para establecer el diseño de los componentes, deben realizarse los siguientes cálculos:

- Cálculo de la longitud de la tubería de perforación.
- Cálculo del peso de cada herramienta.
- Cálculo del peso total de la sarta de perforación.
- Cálculo de la cantidad de tubos de tubería de perforación.
- Cálculo de la cantidad de lingadas.

3.6.2. Configuración del BHA

Según lo establece H. Olivares, Roberto (2021), la selección del tipo de configuración se hace en función de la severidad de las condiciones de operación a las que estará sometida la sarta de perforación, determinada en pozos de correlación. Existen tres tipos de configuraciones de ensambles de fondo (BHA), los cuales permiten mantener el punto neutro (punto en la sarta de perforación donde los esfuerzos de tensión y compresión son igual a cero) por debajo de la sección de la tubería de perforación.

¹⁸ Obtenido de H. Olivares, Roberto. (2021). Perforación vertical y direccional de pozos. Capacitación recibida por la Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS).

1. *Tipo 1.* Es la configuración más simple, está compuesta por lastrabarrenas y tubería de perforación. El peso sobre la barrena se aplica con los lastrabarrenas y el punto neutro es localizado en los lastrabarrenas.
2. *Tipo 2.* Esta configuración utiliza tubería pesada por arriba de los lastrabarrenas, como transición entre lastrabarrenas y tubería de perforación. En este arreglo, el peso sobre barrena también se aplica con los lastrabarrenas y el punto neutro es localizado dentro de la longitud de estos.
3. *Tipo 3.* Esta configuración utiliza lastrabarrenas únicamente para lograr el control direccional, mantener la verticalidad del pozo o reducir la vibración de la sarta de perforación. El peso sobre barrena se aplica con los lastrabarrenas y la tubería pesada, el punto neutro se localiza en la tubería pesada.

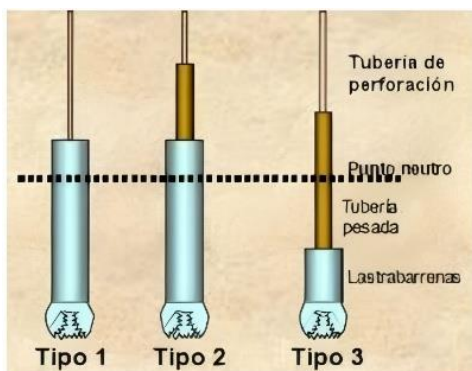


Figura 3.6.2. Configuración del BHA.¹⁹

Para que sea efectiva la selección, de manera segura se basa en las condiciones del pozo donde se opera. El tipo 2 es el más frecuente para diseñar sartas de perforación por la transición entre tubos y lastrabarrenas.

Sin embargo, hay que usar estabilizadores en independencia de que se plantee una configuración u otra. Estos se sitúan alrededor de la lastrabarrena para que quede estabilizado el conjunto del fondo de agujero y así, al disminuir el contacto con las paredes del pozo, desviarlo y controlarlo.

La sarta de perforación que va a ser dejada debe tener el margen adecuado de resistencia para su peso total; a su misma vez, su misma sección debe tener capacidad suficiente para llevar la de abajo hacia arriba si tensamos sobre su peso, con lo cual romperá tubería en ese punto más débil.

En conjunto, el diseño de las sartas de perforación y el aparejo de fondo debe contener:

1. Componentes de la sarta de perforación por cada etapa.
2. Diagrama de la sarta de perforación por cada etapa.
3. Análisis de torque y arrastre por cada sarta durante la perforación.
4. Margen de jalón por cada sarta durante la perforación.

¹⁹ Obtenido. H. Olivares, Roberto. (2021). Perforación vertical y direccional de pozos. Capacitación recibida por la Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS).

5. Requerimientos de tubería de perforación.

Sarta Pendular				Lodo Bentonítico: 1.05 gr/cc			Ff: 0.866242						
	Descripción	DE (pulg)	Máx. DE (pulg)	Conexión		Torque de Apriete (Lbs_pie)	Longitud (m)	Longitud Acumulada (m)	Peso Métrico (Kg/m)	Peso Acumulado (Ton)		BSR (DS1)	SR
		DI (pulg)		Abajo	Arriba					Aire	Flotado		
1	Barrena Tricónica 36" (LJA; IADC: 111)	9.750	36.000			0.000	60.000.00	0.64	0.64	1436.97	0.95	0.8	2.5 - 3.2
		3.750		7 5/8" Reg	Pin	0.00							
2	Porta Bna Liso 9 1/2"	9.500	9.500	7 5/8" Reg	Box	0.000	89.730.00	1.00	1.64	293.91	1.20	1.0	2.5 - 3.2
		4.000		7 5/8" Reg	Box	0.00							
3	VCP 9 1/2"	9.500	9.500	7 5/8" Reg	Box	0.000	89.730.00	1.00	2.64	321.62	1.60	1.4	2.5 - 3.2
		3.000		7 5/8" Reg	Box	0.00							
4	2 DC 9 1/2"	9.500	9.500	7 5/8" Reg	Pin	0.000	89.730.00	19.00	21.64	321.62	7.70	6.7	2.5 - 3.2
		3.000		7 5/8" Reg	Box	0.00							
5	Estabilizador 9-1/2" x 36"	9.500	36.000	7 5/8" Reg	Pin	25.750	89.730.00	1.20	22.84	217.72	7.90	6.8	2.5 - 3.2
		3.000		7 5/8" Reg	Box	0.88							
6	DC 9 1/2"	9.500	9.500	7 5/8" Reg	Pin	0.000	89.730.00	9.50	32.34	321.62	11.00	9.5	2.5 - 3.2
		3.000		7 5/8" Reg	Box	0.00							
7	Estabilizador 9-1/2" x 36"	9.500	36.000	7 5/8" Reg	Pin	25.750	89.730.00	1.20	33.54	217.72	11.30	9.8	2.5 - 3.2
		3.000		7 5/8" Reg	Box	0.88							
8	3) DC 9 1/2"	9.500	9.500	7 5/8" Reg	Pin	0.000	89.730.00	28.50	62.04	321.62	20.40	17.7	2.5 - 3.2
		3.000		7 5/8" Reg	Box	0.00							
9	Combinacion 7 5/8" Reg-P 6 5/8" Reg-C	8.000	8.000	7 5/8" Reg	Pin	0.000	***	1.00	63.04	222.93	20.60	17.8	2.5 - 3.2
		2.810		6 5/8" Reg	Box	0.00							
10	3 DC 8" Espirales	8.000	8.000	6 5/8" Reg	Pin	0.000	53.930.00	28.50	91.54	222.87	27.00	23.4	2.5 - 3.2
		2.813		6 5/8" Reg	Box	0.00							
11	Combinacion 6 5/8" Reg x XT 57	6.500	6.500	6 5/8" Reg	Pin	0.000	***	1.00	92.54	142.50	27.10	23.5	2.25 - 2.75
		2.500		XT57	Box	0.00							
12	15 TP HW 5 7/8", 65.387 lbs/pie con tool joint 5-7/8" 26.40	5.875	7.000	XT57	Pin		63.700.00	150.00	242.54	97.30	40.00	34.6	1.8-2.5
		4.000		XT57	Box								
13	#pie G-105, Premium	5.709	7.000	XT57	Pin		91.665.30	7.46	250.00	43.54	40.30	34.9	1.8-2.5
		5.045		XT57	Box								

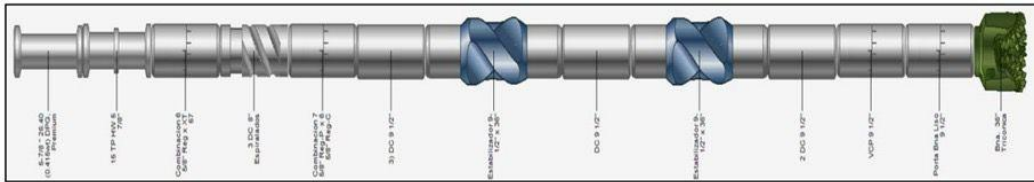


Figura 3.6.2. Ejemplo de esquema de sarta y BHA del programa de perforación del pozo Hok 44.²⁰

Para aumentar la vida útil de la sarta es recomendable llevar el control de calidad de los componentes que la integran debido que, durante las operaciones, puede sufrir afectaciones en la integridad que deben ser corregidas para no afectar el desempeño y la planeación de las actividades.

3.7. Tuberías de revestimiento

Las tuberías de revestimiento son “tuberías especiales que constituyen el medio con el cual se reviste el agujero que se va a perforar, tiene como objetivo proteger las zonas perforadas. Dentro de las operaciones que se efectúan en la perforación de un pozo, es el que se refiere a la protección de las paredes del agujero para evitar derrumbes y asilar manifestaciones de fluidos” H. Olivares, Roberto. (2021).

Las funciones de las TR son:

²⁰ Obtenido de PEMEX, (2019). Programa de perforación del pozo Hok-44 en el campo Hok-A.

1. Evitar derrumbes en el pozo durante la perforación.
2. Evitar contaminaciones de aguas superficiales.
3. Suministrar un control de las presiones de formación.
4. Prevenir la contaminación de las zonas productoras con fluidos extraños.
5. Al cementarlo, se puede aislar la comunicación de las formaciones de interés.
6. Confinar la producción del pozo a determinados intervalos.
7. Facilitar la instalación del equipo de superficie y de producción.

La finalidad del diseño es escoger una tubería de revestimiento que tenga una determinada clase y tipo de ensambladura, y que sea capaz de resistir las fuerzas que se le van a aplicar. Sin embargo, por el 18% del costo total del pozo, es fundamental que los cálculos de diseño sean optimizados hasta alcanzar los más baratos que garanticen todavía así integridad del pozo durante las operaciones de perforación.

En la etapa de planeación, una vez determinado este perfil característico de las presiones, se deben seleccionar las profundidades de anclaje a partir del fondo del pozo tomando en cuenta que el gradiente de fractura no podrá exceder cierta profundidad en la parte superior.

Para la realización de programas de revestimiento, administradores de perforación de petróleo deben tener en cuenta el confort o no compatibilidad con normas propias y mejores prácticas dentro de sus regulaciones completas. En su función de igualar fuerzas para proveer a la tubería el peso total que tenga que soportar sin que falle un metro de ella, quienes diseñen y seleccionen la tubería, deben tener en cuenta los respectivos escenarios con mucha tensión y compresión y someterse a presiones lo suficientemente grandes como para dar ese tipo de resultados.

H. Olivares, Roberto (2021) argumenta que el número de tuberías de revestimiento que se colocan en un pozo es función de la naturaleza de las formaciones por atravesar y de la profundidad final de hoyo. Estas son:

1. *TR. Conductora*. Es un tubo guía de diámetro grande que se coloca a profundidades someras, cementada hasta superficie o lecho marino. Se utiliza para reforzar la sección superior del hoyo y evitar que la circulación de fluidos de perforación lo lave demasiado.
2. *TR. Superficial*. Tiene como objetivo fundamental proteger las formaciones superficiales de las condiciones de perforación más profundas. La profundidad de asentamiento varía y dependiendo del área operacional y generalmente se cementa hasta superficie.
3. *TR. Intermedia*. Este tipo de revestidor proporciona integridad de presión durante las operaciones de perforación subsecuentes. También se le llama Protectora porque protege las formaciones de altos pesos de lodo.
4. *TR. Liner*. Las camisas protectoras o intermedias son sarta que no se extienden hasta la superficie y se cuelgan de la anterior sarta de revestimiento. El propósito de esta sarta es prevenir problemas de pérdida de circulación cuando se requieren altos pesos de lodo. Proporciona la misma protección que el revestidor intermedio.
5. *TR. Explotación*. Es la sarta de revestimiento a través de la cual se completa, produce y controla el pozo durante toda su vida productiva y en la cual se pueden llevar a cabo muchas reparaciones y terminaciones. Este revestidor se coloca hasta cubrir la zona

productiva y proporciona un refuerzo para la tubería de producción (“tubing”) durante las operaciones de producción del pozo.

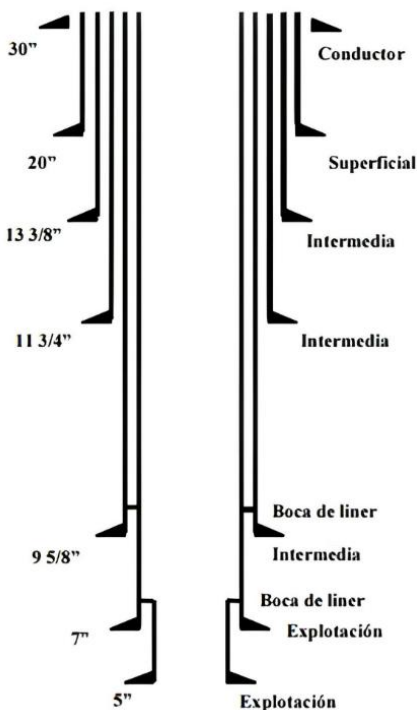


Figura 3.7. Ejemplo de estructura de las TR en pozo.²¹

3.7.1. Programa de tuberías de revestimiento

Se debe tomar en cuenta que una TR puede ser alterada por algún problema durante la perforación que pueda obligar a un asentamiento fuera del programa, considerando el uso de una TR adicional. El programa de tuberías de revestimiento debe contener lo siguiente:

1. Programa de TR.
 - a. Criterios de diseño.
 - b. Presión interna (cargas de estallido).
 - c. Presión externa (cargas de colapso).
 - d. Cargas axiales (tensión y compresión).
 - e. Cargas triaxiales.
2. Mínimos factores de seguridad de TR por etapa.
3. Distribución de TR por etapa.
4. Simulación de la introducción de la TR por etapa.
5. Bitácora de viajes por cada TR.
6. Observaciones y recomendaciones.

²¹ Obtenido de H. Olivares, Roberto. (2021). Perforación vertical y direccional de pozos. Capacitación recibida por la Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS).

D.E.	Peso Métrico	Grado de Acero	Conexión	D.I.	Drift	Resist. Presión Interna	Resist. Presión Colapso	Resist. Axial		Distribución		Longitud
	(pulg)			(Lbs/pie)	(pulg)	(pulg)	(Psi)	(Psi)	Cuerpo	Conexión	(m.d.b.m.r.)	
TR Conductora de 30" @ 250 m												
30	264.87	X-42	Drill Quip	28.300	28.00	2,147	1,054	3,277.11	4,540	0.0	249.5	249.5
30	264.87	X-42	Drill Quip	Zapata Guía						249.5	250.0	0.5
Make Up Loss: 7.360 pulg. Torque Óptimo: 40,000 Lbs_pie												
TR Superficial de 20" @ 1,100 md (Aislamiento de Acuíferos)												
20	133.00	K-55	Antares ER	18.730	18.543	3,060	1,500	2,125.00	2,125.00	0.0	1,073.0	1,073.0
20	133.00	K-55	Antares ER	Cople Flotador						1,073.0	1,073.5	0.5
20	133.00	K-55	Antares ER	18.730	18.543	3,060	1,500	2,125.00	2,125.00	1,073.5	1,099.5	26.0
20	133.00	K-55	Antares ER	Zapata Flotadora						1099.5	1,100.0	0.5
10 Centradores de Flejes 20" x 26". Make Up Loss: 4.724 pulg. Torque Óptimo: 32,120 Lbs_pie												
TR Intermedia de 13 3/8" @ 2090 md												
13 3/8	72.00	P-110	TSH-521	12.347	12.250	7,400	2,880	2,284.00	1,599.00	0.0	2,063.0	2,063.0
13 3/8	72.00	P-110	TSH-521	Cople Flotador						2,063.0	2,063.5	0.5
13 3/8	72.00	P-110	TSH-521	12.347	12.250	7,400	2,880	2,284.00	1,599.00	2,063.5	2,089.5	26
13 3/8	72.00	P-110	TSH-521	Zapata Flotadora						2,089.5	2,090	0.5
25 Centradores de Resina 13 3/8" x 16". Make Up Loss: 4.650 pulg. Torque Óptimo: 37,000 Lbs_pie												
TR Producción de 9 5/8" @ 3215 md												
9 5/8	53.50	P-110	Vam Slijl	8.535	8.379	10,900	7,950	1,943.00	1,450.00	0.0	3,188.00	3,188.00
9 5/8	53.50	P-110	Vam Slijl	Cople Flotador Big Bore						3,188.00	3,188.5	0.5
9 5/8	53.50	P-110	Vam Slijl	8.535	8.379	10,900	7,950	1,943.00	1,450.00	3,188.5	3,214.5	26
9 5/8	53.50	P-110	Vam Slijl	Zapata Big Bore						3,214.5	3,215.00	0.5
42 Centradores de Resina 9 5/8" x 12 1/4". Make Up Loss: 6.039 pulg. Torque Óptimo: 23,500 Lbs_pie												

Figura 3.7.1. Ejemplo de programa de TR del programa de perforación del pozo Hok 44.²²

Cada tubería de revestimiento debe ser especificada en cada etapa de la perforación, donde se establecen las profundidades de asentamiento y los requerimientos técnicos a soportar durante la cementación de cada una de ellas.

3.8. Acciones de control de pozos

La NORSOK D-010, (AC:2024) dicta que los escenarios de incidentes para los cuales se deben disponer de procedimientos de acciones de control de pozos en las actividades de perforación son las siguientes:

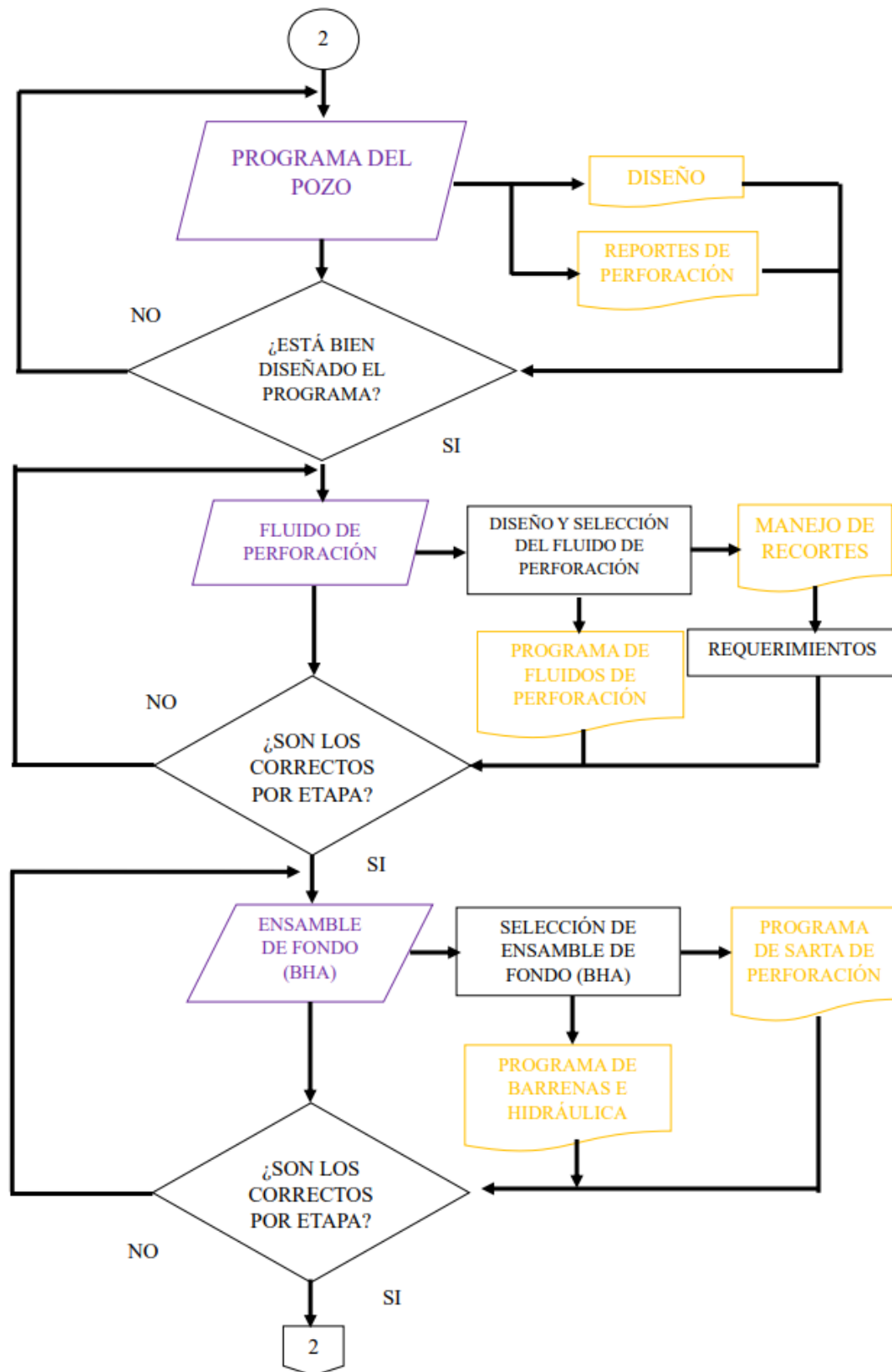
- Entrada de gas poco profunda.
- Influencia que se produce con tuberías cortables o herramientas a través del BOP. Incluir plan para centralizar la tubería antes del corte.
- Influencia que se produce con tuberías o herramientas no cortables a través del BOP.
- Entrada de agua que se produce sin tuberías ni herramientas a través del BOP.
- Influencia que contiene H₂S.
- Influencia de cualquiera de los pozos laterales perforados previamente. Perforación del pozo lateral en un pozo multilateral.

Para los procedimientos mencionados, se deben realizar los siguientes simulacros de control de pozos con la frecuencia y el objetivo específico:

²² Obtenido de PEMEX, (2019). Programa de perforación del pozo Hok-44 en el campo Hok-A.

1. Patada de gas de poca profundidad en la perforación.
 - a. Frecuencia. Una vez por pozo con tripulación de gira.
 - b. Objetivo. Entrenamiento de respuesta ante una entrada de gas poco profunda.
2. Patada de perforación - taladro.
 - a. Frecuencia. Una vez por semana por tripulación.
 - b. Objetivo. Entrenamiento de respuesta ante un influjo durante la perforación.
3. Taladro de estrangulamiento.
 - a. Frecuencia. Una vez por pozo con tripulación de gira.
 - b. Objetivo. Práctica en el manejo del estrangulador operado a distancia con presión en el pozo.
4. Taladro de H₂S.
 - a. Frecuencia. Antes de perforar en una zona/yacimiento potencial de H₂S.
 - b. Objetivo. Práctica en el uso de equipos respiratorios.
5. BOP submarino: BOP en el taladro de cubierta.
 - a. Frecuencia. Cada vez que BOP está en cubierta.
 - b. Objetivo. Operar paneles BOP.
6. BOP submarino: Perforadora desviadora/perforadora de gas en riser.
 - a. Frecuencia. Cada vez que se aterriza el BOP, antes de que el agua de mar se desplace del sistema ascendente.
 - b. Objetivo. Desviador de alineación.

3.9. Diagrama de flujo de las actividades durante la Perforación



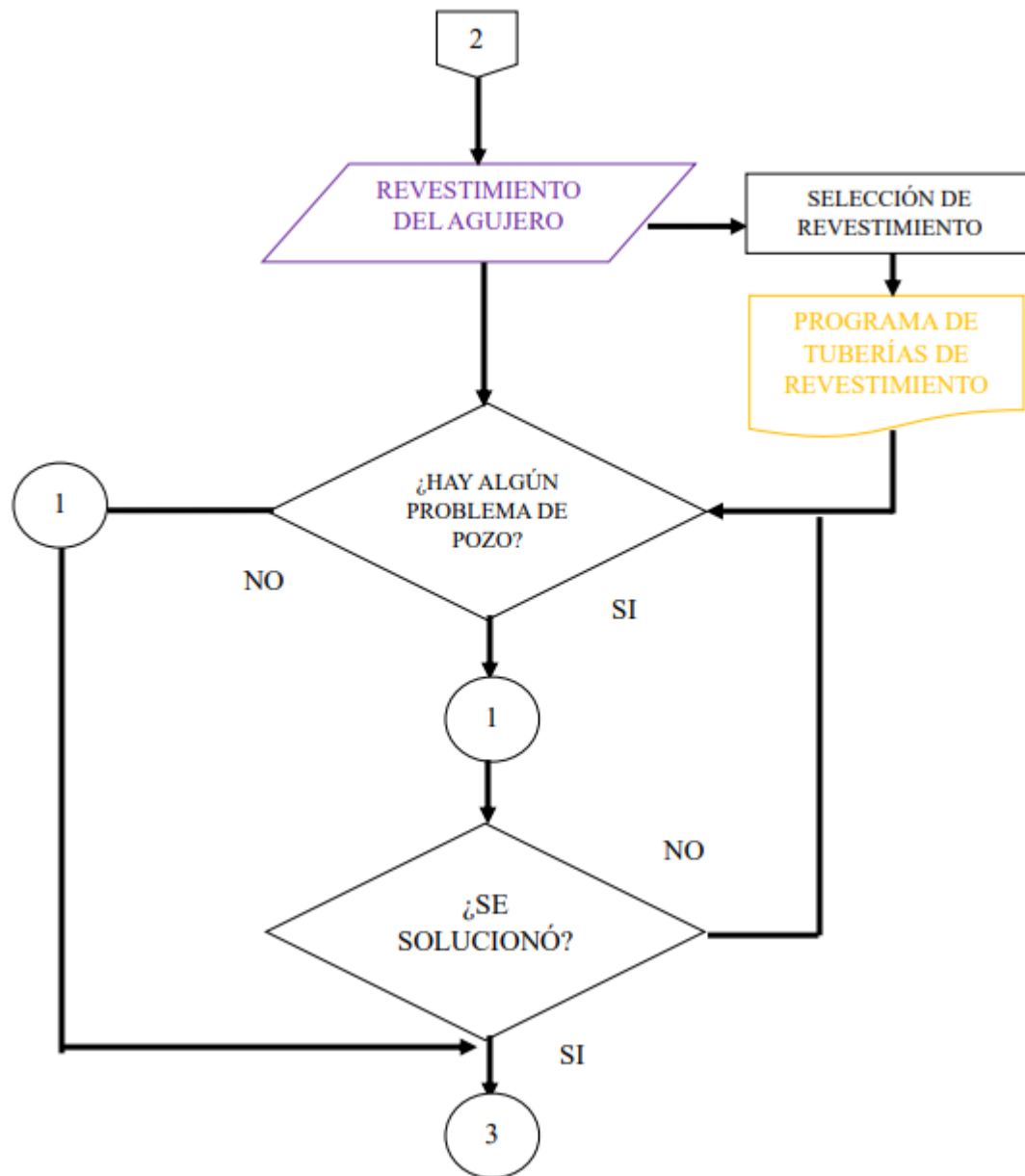


Figura 3.9. Actividades durante la perforación representadas en un diagrama de flujo. Las entradas de datos están de color morado y los entregables de esos datos de amarillos.

Capítulo 4. Integridad de la Cementación

Como parte del proceso de la construcción de pozos, se lleva a cabo la cementación de las tuberías de revestimiento que se establecieron para alcanzar el yacimiento y producir hidrocarburos. Esta operación requiere una adecuada planeación para definir las condiciones de desplazamiento y obtener una buena adherencia entre la formación cemento-tubería, asegurando un sello efectivo que aisle las diferentes capas geológicas, soporte la tubería y reduzca el proceso corrosivo. En dichas actividades deben implementarse las siguientes:

1. Cementación de pozos
2. Recopilación y validación de información
3. Diseño de lechada
4. Pruebas de laboratorio
5. Aditivos
6. Centralización y selección de accesorios
7. Simulación de hidráulica de cementación
8. Remoción de lodo
9. Registros de integridad de cementación

Estas actividades deben realizarse para proteger la tubería de revestimiento en el agujero perforado, aislar zonas de diferentes fluidos, evitar o resolver problemas de pérdida de circulación, reparar fugas en el revestidor y proteger el agujero de un colapso. Estos objetivos deben cumplirse para cuidar la integridad de la cementación durante el desarrollo de las fases operativas del ciclo de vida del pozo.

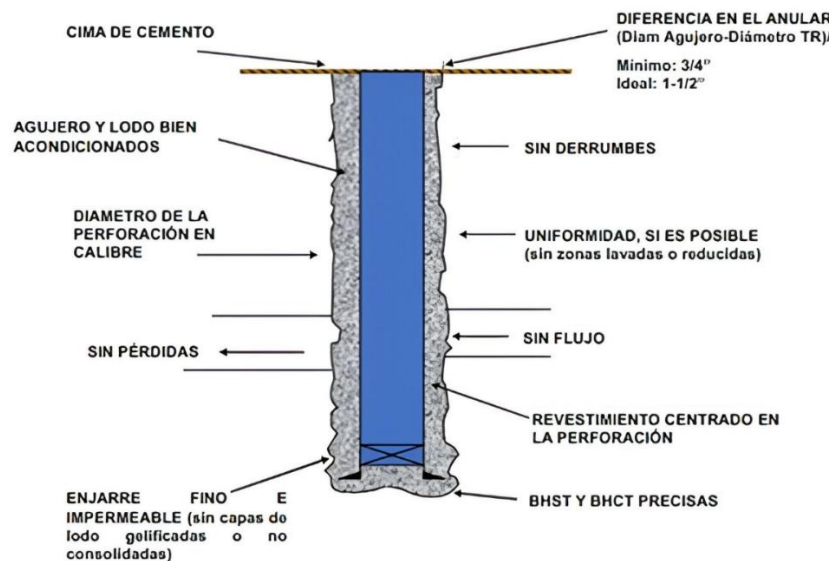


Figura 4. Esquema de cementación de pozos.²³

²³ Obtenido de H. Olivares, Roberto. (2021). Perforación vertical y direccional de pozos. Capacitación recibida por la Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS).

4.1. Cementación de pozos

La empresa Newpek (2023)²⁴ establece que los trabajos de cementación exigen una sinergia de trabajo en equipo, a los fines de planificar todas las subactividades vinculadas al revestimiento y aislamiento hidráulico efectivo de las secciones de agujero que sean perforadas. Así, los diseños de las lechadas de cemento deben pasar por un programa riguroso de evaluación del escenario del pozo a cementar, identificar riesgos potenciales, establecer premisas y objetivos fundamentales de la cementación, realizar pruebas de laboratorio, simular las condiciones reales con programas de cómputo especializado, desplegar la logística de movilización a la localización y comunicación efectiva en el desarrollo de las operaciones. En conjunto, todo esto promoverá alcanzar una cementación de calidad, con buena integridad alrededor de las zapatas de las TR.

Las cementaciones se clasifican de acuerdo con los objetivos, puede ser:

1. *Cementación primaria*. Proceso mediante el cual se mezcla y coloca cemento en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la formación expuesta del agujero, asegurando un sello completo y permanente.
2. *Cementación forzada*. Consiste en inyectar cemento a presión a través de disparos o ranuras en la tubería de revestimiento al espacio anular, con el objetivo de cementar los espacios que durante la cementación primaria no se logró.
3. *Tapón de cemento*. Volumen de lechada de cemento que se coloca en el agujero o en el interior de la tubería de revestimiento según la operación que se requiera, con el objetivo de taponar ese espacio.

4.1.1. Programa de cementaciones

Los programas de cementaciones deben contener lo siguiente:

1. Cementaciones.
2. Programa de cementación preliminar.
 - a. Cementación por etapa.
 - b. Datos generales.
 - c. Accesorios requeridos para la introducción y cementación de la TR.
 - d. Diseño de las lechadas de cemento.
 - e. Preflujos. Baches programados.
 - f. Fluido de perforación y sus propiedades reológicas. Las condiciones del fluido de perforación reflejadas en este apartado se refieren a las condiciones en las cuales el pozo quedará antes de realizar la cementación de la etapa y, en este caso, las propiedades del fluido de con el que se desplazará durante la cementación.
 - g. Resultados de las pruebas de laboratorio utilizados para la elaboración del programa de cementación.
 - h. Programa de pruebas de laboratorio en campo y condiciones que deberán cumplir las lechadas.
 - i. Volúmenes, gastos, tiempos operativos del programa de bombeo y tiempo de contacto de los fluidos lavadores, espaciadores y de desplazamiento.

²⁴ Obtenido de Newpek Exploración y Extracción, (2023). Cementación de pozos. Empresa mexicana que opera en el sector del petróleo y gas.

- j. Diferencial de presión en cople diferencial al terminar el desplazamiento.
 - k. Resultados de la simulación del trabajo de cementación.
 - l. Características de equipos y herramientas a utilizar.
 - m. Posición final de los fluidos.
 - n. Centralización de la TR.
 - o. Fichas técnicas de equipos a utilizar de zapata, cople, centradores y tapón superior e inferior.
3. Hermeticidad.
 4. Centralización.
 5. Simulación y distribución de fluidos.
 6. Garantizar la hermeticidad.
 7. Pruebas de goteo (si es que se requiere).
 8. Matriz de pruebas de cementación.
 9. Fichas técnicas de unidades de cementación.
 10. Logística operacional, plan de mitigación de riesgos y plan para atención de contingencia.
 11. Plan de mitigación de riesgos en las cementaciones.
 12. Plan de atención de contingencias en las cementaciones.

Diámetro TR (pulg)	Profundidad (md)	Densidad de Lechadas (gr/cc)	Cima cemento (md)	Base cemento (md)	Gasto desplazamiento (bpm)	Máx. DEC (gr/cc)
20"	1,100	1.80	100	900	7-2	1.80 (Zap. 30")
		1.90	900	1,100		1.86 (Fondo)

Accesorios requeridos para la introducción y cementación de la TR

Accesorios:	Zapata flotadora para TR 20", 133.00 Lbs/pio, k-55, Antares ER Cople flotador para TR 20", 133.00 Lbs/pio, k-55, Antares ER Tapón limpiador para TR 20", 133.00 Lbs/pio, k-55, Antares ER Tapón de desplazamiento para TR 20", 133.00 Lbs/pio, k-55, Antares ER 10 Contradores de Flejes de 20" X 26"
--------------------	---

Diseño de las Lechadas de Cemento

DATOS PARA EL DISEÑO					
Profundidad:	1,100	m	Densidad del lodo	1.25	gr/cc
Diámetro agujero:	26	pulg	Tipo de lodo	Polimérico Inhibido	
Exceso:	30	%	Temperatura de fondo	56.00	°C
Cima de cemento:	100	m	Temperatura circulante	30.00	°C

LECHADA DE LLENADO – CEMENTO CLASE "H"					
Cantidad de cemento	131.00	Ton	Agua de mezcla	41.23	L/saco
Volumen de lechada	149.52	m3	Rendimiento	57.00	L/saco
Vol. Fluido de mezcla	108.02	m3	Densidad lechada	1.60	gr/cc
Tirante a cubrir	800	m	Tiempo bombeable	07:30-08:00	Hrs

ADITIVOS	CONCENTRACIÓN	UNIDAD DE MEDIDA
Cemento	100.00	%BWOC
Antiespumante	0.20	Lts/Sc
Agente Gelificante	0.56	Lts/Sc
Extendedor	0.85	Lts/Sc

LECHADA DE AMARRE – CEMENTO CLASE "H"					
Cantidad de cemento	53.45	Ton	Agua de mezcla	27.17	L/saco
Volumen de lechada	40.63	m3	Rendimiento	38.00	L/saco
Fluido de mezcla	29.04	m3	Densidad lechada	1.90	gr/cc
Tirante a cubrir	200	m	Tiempo bombeable	04:30-5:00	Hrs

ADITIVOS	CONCENTRACIÓN	UNIDAD DE MEDIDA
Cemento	100.00	%BWOC
Antiespumante	0.10	Lts/Sc

Figura 4.1.1. Ejemplo de programa de cementación de pozos del programa de perforación del pozo Hok 44.²⁵

²⁵ Obtenido de PEMEX, (2019). Programa de perforación del pozo Hok-44 en el campo Hok-A.

A fin de contribuir con el éxito de la actividad de cementación, la CNH en sus lineamientos dicta que los operadores petroleros deben verificar y cumplir, previamente a la ejecución de dicha actividad, los siguientes requerimientos:

1. Que cuenten con copia de los certificados de calidad emitidos por los proveedores del cemento y productos para la preparación de lechadas, fluidos lavadores, fluidos espaciadores u otros que se requieran en la operación.
2. Que el cemento utilizado como base cumpla como mínimo con los requerimientos establecidos en la norma API SPEC 10A: “Especificaciones para cementos y materiales usados en la cementación de pozos”; y con la Norma ASTM C 150/ C 150 M-16 “Especificaciones para Cemento Portland de la Sociedad Americana de Pruebas y Materiales”.
3. Que se realice la adquisición de información en el agujero descubierto con respecto a los registros geofísicos de pozos, con el propósito de detectar la presencia de acuíferos, otros fluidos y descripciones litológicas.
4. Que se validen y supervisen las pruebas de laboratorio de las lechadas, compatibilidades de los fluidos y que se actualice el programa de cementación; incluyendo simulaciones mediante software.
5. Que todos los centradores utilizados en las actividades de cementación cumplan, al menos, con las siguientes especificaciones:
 - a. API Spec 10D: “Especificaciones para centradores flexibles de tuberías de revestimiento”.
 - b. API Spec 10TR-4: “Reporte técnico concerniente a las consideraciones que se deben tener en cuenta para la selección de centradores para actividades de cementación primaria”.
 - c. API RP 10D: “Prácticas recomendadas para ubicación de centradores y pruebas de los sujetadores (stop collars)”.
6. Que cuenten con certificados de calidad emitidos por los proveedores de los siguientes elementos: tapones de limpieza y desplazamiento, zapatas, cople flotador, centradores y colgadores.
7. Que cuenten con certificados de inspección de los cabezales, tuberías y accesorios.
8. Que cuenten con una lista de los equipos mínimos requeridos y verifiquen que están en las condiciones operativas requeridas.

En el capítulo 4 sobre integridad de la cementación, se especifican los detalles técnicos de las lechadas de cemento y los procedimientos que se deben realizar para garantizar que las operaciones de cementación cumplan con el objetivo principal de hermeticidad de las TR. Dichas actividades van reguladas con registros que permiten evaluar la calidad de la cementación verificando los contactos cemento-TR y cemento-formación.

4.2. Recopilación y validación de información

La planificación de la operación de cementación requiere que analicemos una cantidad fija de características, tales como: condiciones de agujeros abiertos, las propiedades del lodo, diseño y posicionamiento de las lechadas, equipos para implementar la operación de cementación. Además, los aspectos arriba señalados en conjunto con el acopio y evaluación de datos establecidos por Newpek (2023) permiten diseñar el cemento y su colocación en la

posición correcta, para soportar tanto las condiciones de presión como las de temperatura de trabajo. Se debe obtener la siguiente información:

1. Del pozo a diseñar.
 - a. Diámetros de la última TR cementada, profundidad de asentamiento, diámetros, grados, y peso de cada sección.
 - b. Profundidad y diámetro promedio del agujero.
 - c. Datos de la TR por cementar, diámetro, grado y peso de cada sección.
 - d. Trayectoria del pozo, profundidad de inicio de desviación (Kick off), estaciones de desviación (ángulo y rumbo).
 - e. Perfil de gradientes de las presiones de poro y fractura de las formaciones atravesadas en la última etapa de la perforación.
 - f. Tipo de lodo empleado durante la perforación y sus características (densidad, lecturas del viscosímetro Fann a 300 y 600 rpm, o en su defecto viscosidad plástica y punto de cedencia).
 - g. Gradiente de fractura durante la prueba de goteo en la última etapa de perforación.
 - h. Temperatura de fondo y superficial del pozo.
 - i. Intervalos por cubrir de cemento.
 - j. Características y litología de la formación.
2. De pozos de correlación:
 - a. Reporte post-operativo de cementaciones (compañías de servicio).
 - b. Profundidades de brotes, pérdida de fluidos y densidades equivalentes de circulación durante la perforación y cementación.
 - c. Evaluación de cementaciones.
 - d. Reporte de operaciones previas, durante y después de la cementación.

POZO: RN 25 H			
Concepto	Si	No	Observación
Tubería			
Asentamientos (MD y MV)	☒	☐	
Diámetro Exterior	☒	☐	
Diámetro Interior	☒	☐	
Grado	☒	☐	
Peso	☒	☐	
Distribución	☒	☐	
Columna Geológica			
Contactos	☐	☒	
Litología	☒	☐	
Gradientes de Presión			
Datos tabulados	☒	☐	
Gráfico	☒	☐	
Fluido de Control			
Densidad por etapa	☒	☐	
Tipo Fluido	☒	☐	
Reologías (Vp y Yp)	☒	☐	
Información adicional			
Perfil de Temperatura o Gradiente	☐	☒	
Reportes SIOP de cementaciones pozos correlación	☒	☐	RN 14
Reportes post operativos de compañía de servicio	☐	☒	
Programa direccional	☒	☐	

Figura 4.2. Ejemplo de la recopilación de datos para la cementación de pozos del programa de perforación de PEMEX del pozo Hok 44.²⁶

²⁶Obtenido de PEMEX, (2019). Programa de perforación del pozo Hok-44 en el campo Hok-A.

Cabe destacar que esta información va integrada en las fases de bases de diseño y diseño del pozo, será implementada para determinar las propiedades de las lechadas de acuerdo con las características de la formación y la geometría del pozo. No obstante, debe apegarse a la normatividad correspondiente y documentarse con las autoridades responsables de las operaciones de cementación.

4.2.1. Análisis de información de pozos de correlación

Newpek (2023) establece que se tienen que verificar las condiciones que prevalecieron durante la cementación de las tuberías de revestimiento de los pozos de correlación, este aspecto es fundamental para establecer áreas de oportunidad que permitan mejorar el diseño de las operaciones o replantear aspectos que deben ser considerados para la cementación del pozo en diseño.

El análisis de las cementaciones de los pozos de correlación permite verificar las condiciones durante la introducción de la tubería, temperatura, acondicionamiento del agujero, presión y gasto de bombeo, propiedades reológicas de los fluidos, circulación durante la operación, resultados post operativos, entre otros.

En conjunto con la recopilación, validación de información y el análisis de los pozos de correlación se diseña el proceso de cementación con los siguientes criterios:

1. Fabricación y composición del cemento
2. Requerimiento de agua
3. Rendimiento de la lechada
4. Tiempo operativo
5. Tiempo bombeable
6. Resistencia a la compresión
7. Temperatura estática de fondo (BHST)
8. Temperatura circulante de fondo (BHCT)

Si hay algún problema significativo que haya aparecido (esto implica retrasos en tiempo y coste), el análisis debe ser realizado para cada etapa. Debe quedar constancia de la causa y aplicar las lecciones aprendidas para que el pozo en el que se desarrollen trabajos no vuelva a presentar cualquier problema de nuevo.

4.3. Diseño de lechada

Las lechadas de cemento, realizadas con cemento portland, son diseñadas para alcanzar un aislamiento efectivo en las zonas de interés, manteniendo la seguridad del pozo durante y después de su colocación, deben tener propiedades que soporten y protejan la tubería de revestimiento. El diseño se basa en muchas consideraciones para cada caso específico, entre otras están:

1. Propiedades de la lechada
2. Propiedades del cemento fraguado
3. La hidráulica del cemento cuando es bombeado para colocarlo en el pozo
4. Consideraciones económicas
5. Disponibilidad de cemento y aditivos

Newpek (2023) dicta que la clasificación del cemento portland, según las normas API son:

- a) *Cemento clase A o tipo I*. Diseñado para emplearse a 1830 m de profundidad como máximo, con temperatura de 77° C y donde no se requieren propiedades especiales.
- b) *Cemento clase B o tipo II*. Diseñado para emplearse hasta 1830 m de profundidad, con temperatura de hasta 77° C y en donde se requiere moderada resistencia a los sulfatos.
- c) *Cemento clase C o tipo III*. Diseñado para emplearse hasta 1830 m de profundidad como máximo, con temperatura de 77° C donde se requiere alta resistencia a la compresión temprana. Se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos.
- d) *Cemento clase D*. Diseñado para emplearse de 1830 a 3050 m de profundidad con temperatura de hasta 110° C y presión moderada. Se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos.
- e) *Cemento clase E*. Diseñado para emplearse de 1830 a 4270 m de profundidad con temperatura de 143° C y alta presión. Se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos.
- f) *Cemento clase F*. Diseñado para emplearse de 3050 a 4880 m de profundidad con temperatura de 160° C, en donde existe alta presión. Se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos.
- g) *Cemento clase G y H*. Conocidos como cementos petroleros diseñados para emplearse desde la superficie hasta 2240 m tal como se fabrican. Pueden modificarse con aditivos para usarlos en un amplio rango de condiciones de presión y temperatura.

4.3.1. Consideraciones

En la guía práctica de diseño para efectuar cementaciones primarias de PEMEX (2008)²⁷ dice que la densidad de la lechada es la primera consideración en el diseño de esta, domina la mayoría de las propiedades del cemento (rendimiento de la lechada y necesidades de materiales). Está influenciada por los límites de presión de poro y fractura del pozo y la columna de lodo que cubre la lechada. Hay un amplio rango de densidades que pueden ser alcanzadas por el uso de aditivos, extendidores y de peso. Se consideran generalmente dos lechadas para la cementación de las tuberías de revestimiento:

1. *Lechada de Amarre*. Esta se coloca en el fondo del pozo alrededor de la tubería y cubre generalmente de 200 a 300 metros. Estas lechadas tienen propiedades mecánicas superiores para sellar zonas problemáticas dando soporte a la tubería de revestimiento y desarrollan esfuerzo compresivo alto para poder continuar con la perforación (> 500 psi).
2. *Lechada de relleno o baja densidad*. Normalmente cubre y sella otras zonas arriba de la cima de la lechada de amarre, soportando y protegiendo la tubería manteniendo el control hidrostático del pozo. Los requerimientos mecánicos no son tan exigentes y esto permite que se incremente el rendimiento reduciendo costos.

La densidad de diseño de la(s) lechada(s) debe mantenerse durante la ejecución de los trabajos para asegurar sus propiedades, las variaciones en la densidad afectan otras propiedades, incluso reducen el tiempo bombeable.

²⁷ PEMEX, (2008). Guía práctica de diseño para efectuar cementaciones primarias. Unidad de Producción y Mantenimiento de Pozos. PEMEX.

4.3.2. Cálculo de componentes de la lechada

La determinación del volumen de las lechadas a ocupar en las operaciones de cementación, dependiendo de las condiciones de diseño, permite administrar la cantidad de los componentes que se necesitarán en dichos volúmenes, cuidando en todo momento los parámetros que deben cumplir para su correcto desempeño.

Los cálculos que deben realizarse para los volúmenes de las lechadas son las siguientes:

1. *Cálculo del volumen de lechada.* Se determina a partir de los diámetros programados en el pozo considerando la cima de cemento programada y el volumen de cemento entre zapata y cople, más un 15 a 25 % de exceso en el agujero descubierto dependiendo de las características de la formación (porosidad y permeabilidad), posibilidad de que se presenten zonas deslavadas y de las características de la lechada a utilizar.
2. *Cálculo del volumen para el desplazamiento.* El volumen de desplazamiento (Vd) es igual a la suma de los volúmenes de cada sección de tuberías de trabajo (en caso de liner) y/o de revestimiento desde la superficie hasta el cople de retención.
3. *Cálculo de bache lavador.* Volumen de fluido que se bombea primero cuya función es remover el lodo y eliminar el enjarre.
4. *Cálculo de bache espaciador.* Volumen bombeado después del lavador y antes de la lechada cuya función es separar estos fluidos.

a. Volumen de lechadas.

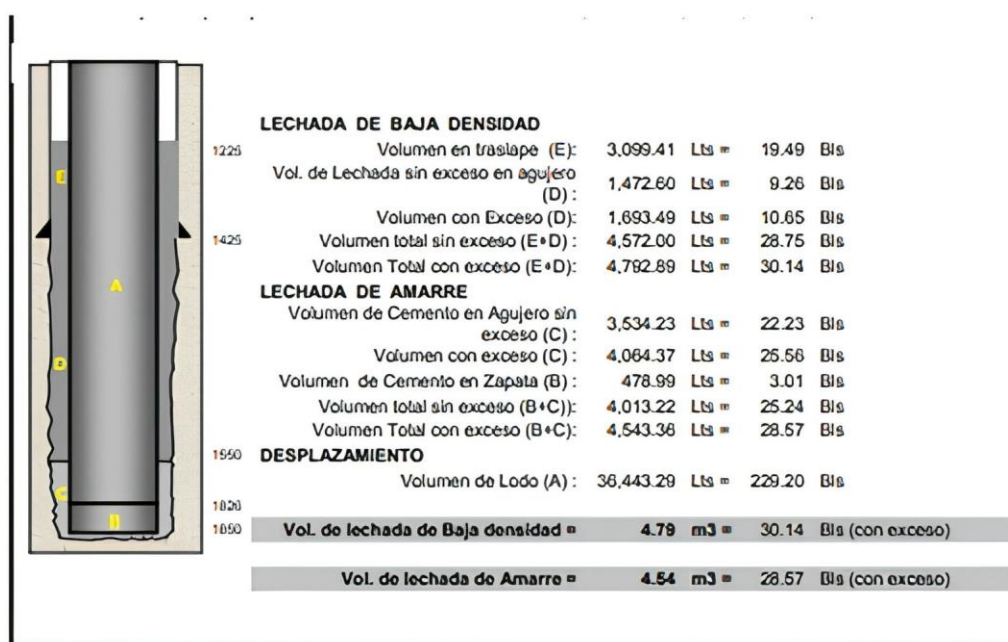


Figura 4.3.2. Ejemplo de diseño de lechada de cemento del programa de perforación del pozo Hok 44.²⁸

²⁸Obtenido de PEMEX, (2019). Programa de perforación del pozo Hok-44 en el campo Hok-A

4.4. Pruebas de laboratorio

Durante el diseño de la lechada se verifican diversas propiedades, a través de pruebas de laboratorio especificadas en la norma API (2015)²⁹. Entre las propiedades principales que se verifican están:

1. *Densidad*. La densidad [lb/gal] es el peso por unidad de volumen de un material seco con aire atrapado, debe ser suficiente para poder controlar el pozo. Está relacionada con la flotabilidad del fluido, es decir, con la fuerza de levantamiento generada por la diferencia entre la densidad de los sólidos y la del fluido, de modo que al aumentar la densidad del fluido aumentan las fuerzas de flotación que actúan sobre los sólidos.
2. *Consistencia de una lechada de cemento*. Este procedimiento está limitado para una temperatura máxima de 88 °C [190°F]. El objetivo principal es mantener la lechada en estado dinámico agitándose a 150 r/min $\pm$ 15 r/min y a la temperatura circulante de fondo de pozo [BHCT] hasta una temperatura máxima de 88 °C [190 °F], con la finalidad de simular las condiciones en el pozo.
3. *Reología*. Estudio de relación entre el esfuerzo y la deformación en los materiales que son capaces de fluir. Estas características se controlan con el fin de facilitar la mezcla y bombeabilidad, obteniendo las características deseadas del caudal del fluido.
4. *Viscosidad*. Se adecua la viscosidad necesaria para asegurar el desplazamiento más eficiente de lodo que deberá proporcionar buena adherencia en la formación y la TR. La norma recomienda una viscosidad de lechada de 10 a 15 Bc (unidades de consistencia usadas en pruebas a cementos).
5. *Agua libre*. Volumen de agua que se separa de la lechada. Se mide después de haber agitado la lechada 20 minutos en el consistómetro atmosférico y haberla dejado en reposo dos horas. El máximo valor de agua libre aceptado por la norma es de 1.4 %. El agua libre se evita utilizando la cantidad de agua adecuada y mezclando la lechada correctamente.
6. *Resistencia a la compresión*. Se debe verificar el desarrollo de la resistencia a la compresión en 8, 12 y 24 horas de permanecer en reposo a condiciones de presión y temperatura de fondo de pozo. Es generalmente aceptado como resistencia mínima para soportar el peso de la tubería, 500 psi (35 kg/cm²) a las condiciones de 3000 psi y temperatura estática de fondo del pozo.
7. *Control de filtrado*. La pérdida de fluido en lechadas para tuberías de revestimiento superficiales e intermedias deberá tener valores máximos de 200 cm³/30 min, para complementos de 500 cm³/30 min, y para liners de 50 cm³/30 min utilizando una presión diferencial de 1000 psi a temperatura de circulación de fondo. Para evitar canalización de gas, este valor debe ser restringido a un máximo de 20 cm³/30 min a temperatura estática de fondo.
8. *Sedimentación*. Una lechada debe tener la capacidad para mantener en suspensión los sólidos que la componen de una forma homogénea en toda su

²⁹ API Spec 19 B, (2015). Prácticas recomendadas para pruebas de cemento de pozos. Norma por el Instituto Americano del Petróleo que proporciona directrices para los ensayos de cementación de pozos.

longitud formada. Representa la estabilidad de la lechada bajo condiciones de presión y temperatura una vez que está colocada en el espacio anular.

9. *Tiempo bombeable*. Las pruebas de tiempo bombeable sirven para determinar el tiempo que una lechada está en estado líquido en las condiciones de presión y temperatura simuladas del pozo.
10. *Permeabilidad al agua*. La permeabilidad es la capacidad que tiene un material de permitirle a un líquido que lo atraviese, se expresa en milidarcy [mD]. Se afirma que un material es permeable si deja pasar a través de él una cantidad apreciable de fluido en un tiempo dado, e impermeable si la cantidad de fluido es despreciable.
11. *Resistencia de gel estático*. Esta prueba consiste en determinar la fuerza de interacción entre los geles que se forman en la transición del estado líquido y sólido en la lechada de cemento en condiciones estáticas.

4.5. Aditivos

En las cementaciones de pozos, en la guía dice que se requiere que los cementos API sean efectivos en un amplio rango de condiciones geofísicas:

1. Temperaturas que varían desde zonas frías hasta 350 °F
2. Presiones desde P atm. en pozos someros a > 30000 psi en pozos muy profundos
3. Gradientes de fracturas muy bajos
4. Ambiente corrosivo
5. Arenas con sobre presión

Con el desarrollo de aditivos de cementación, se puede alterar el comportamiento natural de los cementos API y alcanzar con éxito la colocación del cemento en el anular, el rápido desarrollo de resistencia a la compresión y un aislamiento zonal durante la vida del pozo. La clasificación de los aditivos es:

1. *Aceleradores*. Acortan el tiempo bombeable y aceleran el proceso de fraguado.
2. *Retardadores*. Alargan el tiempo bombeable y retardan el proceso de endurecimiento.
3. *Reductores*. De pérdida de presión por fricción y pérdida de agua.
4. *Extendedores*. Reducen el peso de la lechada e incrementan el rendimiento.
5. *Densificantes*. Incrementan el peso de la lechada y disminuyen el rendimiento.
6. *Dispersantes*. Dispersan la lechada para obtener una reología adecuada.
7. *Control de filtrado*. Mantienen la lechada fluida y reológica estable. No dejan escapar el agua de mezcla hacia las zonas permeables.
8. *Control de pérdida*. Controla la pérdida de fluido en la formación a través de la filtración.

Cada aditivo tiene características únicas para modificar el cemento, dependiendo de los requerimientos de las operaciones, se utilizará el que mejor se acondicione a los parámetros de cementación. Se aplicarán las mejores prácticas para seleccionar el aditivo que vaya a cumplir correctamente con los objetivos cuidando la integridad de la cementación.

4.6. Centralización y selección de accesorios

Los centralizadores son “accesorios que se instalan en la parte externa de la TR que tienen por objeto centrar la tubería para reducir su excentricidad dentro del agujero y mejorar la eficiencia de la cementación” H. Olivares, Roberto. (2021).

En la colocación de centradores, Newpek (2023) establece que deben considerarse las zonas susceptibles a pegaduras por presión diferencial (zonas permeables) y severidades del agujero importantes (patas de perro) o irregularidades (ojos de llave). La experiencia práctica ha mostrado que valores entre el 75 y 90% de centralización son adecuados inclusive en pozos horizontales.

El diseño de una cementación primaria implica la selección de los accesorios principales que formarán parte de la tubería a cementar. Los accesorios que deben considerarse son:

1. Zapata.
 - a. Zapata guía. Tiene la función de asegurar que la tubería de revestimiento sea introducida de forma sencilla al agujero evitando que se atasque en zonas lavadas o pozos desviados, tiene una nariz redondeada que guía a la tubería a través de resistencias.
 - b. Zapata flotadora o de autollenado. Tienen la ventaja de ser zapatas guías y adicionalmente cuentan con una válvula que impide el regreso de fluidos al interior. Como desventaja este tipo de accesorios incrementa el tiempo de introducción de la tubería ya que se tiene que parar para llenar. Una vez que se alcanzó la profundidad total se activa la válvula de flotación mediante el lanzamiento de una esfera de metal. El equipo de auto llenado se recomienda cuando la carga al gancho es una preocupación o cuando las condiciones del agujero pueden deteriorarse y se requiera de circulación en inversa o de introducir la tubería rápido.
 - c. Zapata diferencial. Estos combinan los beneficios de los equipos de flotación y auto llenado. Están diseñados para llenarse automáticamente y regular el nivel de fluido en el interior de la tubería. Este tipo de equipos es usado cuando las tuberías son muy largas para reducir el efecto de presión de surgencia y la posibilidad de daño a la formación, también ahorran tiempo de introducción y reduce la posibilidad de pegaduras.
2. Coples. Se utilizan principalmente para proporcionar un asiento para los tapones, se colocan uno o dos tramos arriba de la zapata para proporcionar un espacio suficiente en la tubería para que quede atrapado. Esto evita que el cemento contaminado sea colocado en el espacio anular para obtener una buena adherencia del cemento.
3. Tapones. Barreras semirígidas usadas para separar el cemento del fluido de perforación y/o baches, limpian la tubería e indican cuando el desplazamiento ha terminado. Existen dos tipos:
 - a. Superior (sólido). Se bombea antes del fluido de desplazamiento, luego de haber bombeado toda la lechada. Evita que el fluido de desplazamiento forme canalizaciones a través de la lechada, que es más viscosa.
 - b. Inferior (diafragma). Entra en la tubería de revestimiento delante de la lechada de cemento, sus escobillas de goma barren el lodo y sólidos de la pared de la tubería de revestimiento manteniéndolos siempre delante del tapón.

Para seleccionar la cantidad de centralizadores es necesario el uso de un software, permite obtener de manera confiable el dato dependiendo de las características de la formación y el desempeño de las operaciones.

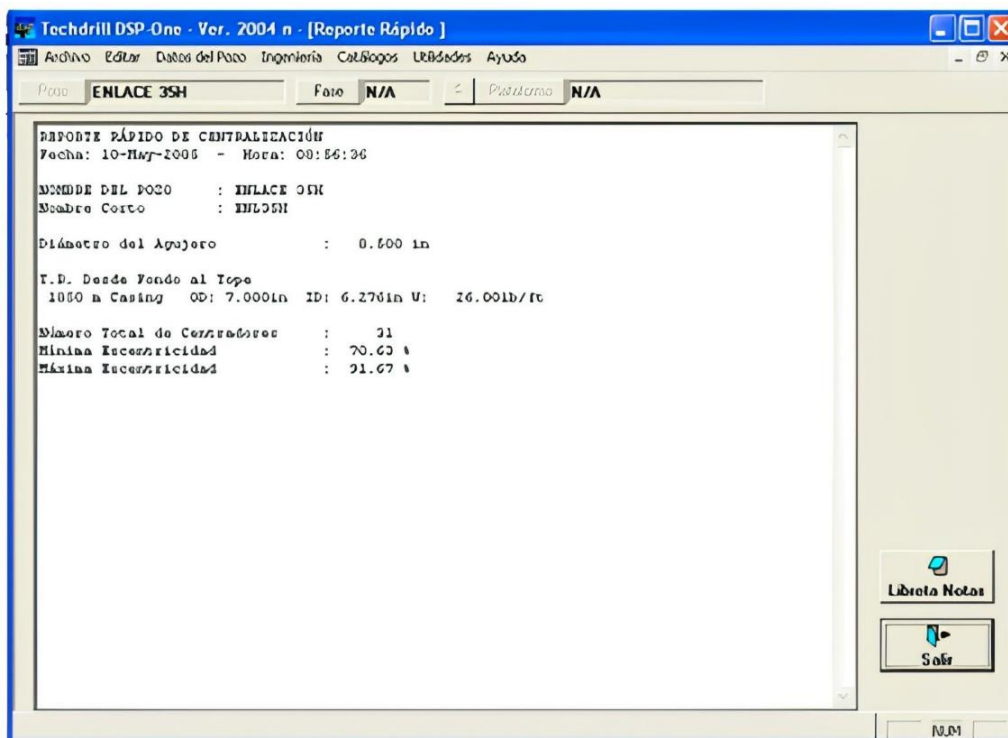


Figura 4.6. Ejemplo del uso de un software para los centralizadores del programa de perforación del pozo Hok 44.³⁰

Los responsables de estas actividades tienen que ser estrictamente cuidadosos debido a que la integridad del pozo depende de la selección de centralizadores, utilizar pocos debilitan la estructura de las tuberías provocando problemas de estabilidad.

4.7. Simulación de hidráulica de cementación

La simulación hidráulica es fundamental en el diseño adecuado de una cementación, generalmente se realiza con un simulador en el que las consideraciones principales que la guía de PEMEX implementa son:

1. Gradientes de presión de poro y fractura.
2. Geometría y programa direccional del pozo.
3. Densidad y características reológicas de los fluidos con los que se realizará la perforación (se incluyen también las del fluido con las que se tiene lleno el pozo).
4. Volúmenes de los fluidos (lechadas, baches y desplazamiento).
5. Gastos de bombeo.
6. Accesorios especiales que reduzcan el área de flujo.

La secuencia básica para realizar una simulación consiste fundamentalmente en:

³⁰ Obtenido de PEMEX, (2019). Programa de perforación del pozo Hok-44 en el campo Hok-A.

1. Entrada de datos.
 - a. Información del pozo.
 - b. Tipo de trabajo y tipo de pozo.
 - c. Geometría del pozo.
 - d. Condiciones del pozo.
2. Diseño de fluidos.
 - a. Tipo de fluido.
 - b. Propiedades de los fluidos.
 - c. Datos de productos.
3. Secuencia de bombeo.
 - a. Posición de fluidos al final del trabajo.
 - b. Volúmenes de la geometría del pozo.
 - c. Verificar el levantamiento de la TR.
4. Diseño de colocación.
 - a. Régimen de flujo.
 - b. Presión diferencial durante desplazamiento.
 - c. Densidad equivalente de circulación.
 - d. Elección de un gasto anular aceptable.
 - e. Tiempo operativo (cédula de bombeo) y tiempo de desplazamiento.
 - f. Máxima presión diferencial.
 - g. Verificación del efecto de caída libre, ajustar bombeo para minimizar el efecto.
 - h. Verificación de seguridad y control del pozo.
 - i. Simulador de temperatura.
5. Generar reportes.

Cuando se realiza la simulación, los factores que se tratan de optimizar son los del diseño de colocación.

Cédula de bombeo

Fluido	Densidad (gr/cm ³)	Volumen (bls)	Gasto (bpm)	VP	YP
LAVADOR	1.03	60.00	4.00	2	
ESPACIADOR	1.48	30.00	4.00	60	24
LECHADA BAJA	1.60	30.14	4.00	62	18
LECHADA AMARRE	1.90	28.57	4.00	105	20
DESPLAZAMIENTO	1.35	229.20	4.00	26	16

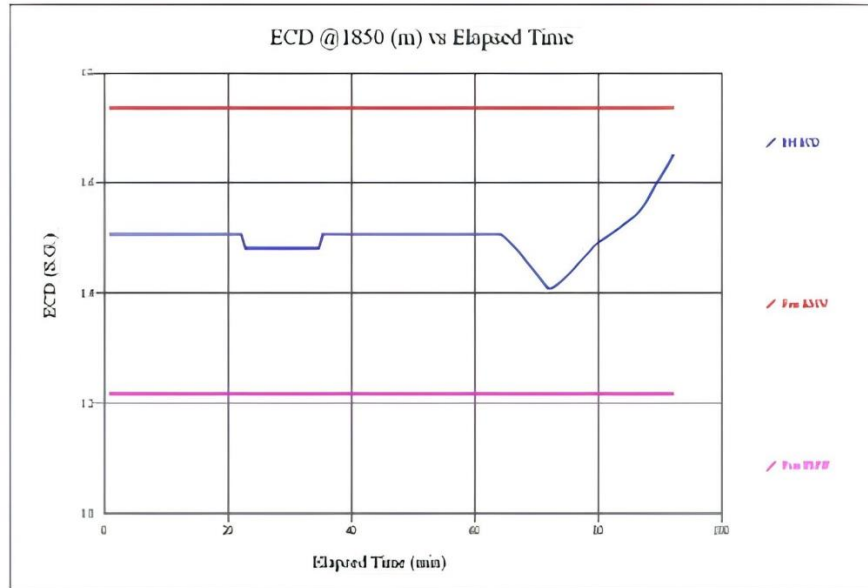


Figura 4.7. Gráficos de la simulación de la hidráulica de cementación del programa de perforación del pozo Hok 44.³¹

“Durante la ejecución de una cementación primaria, inicialmente los fluidos en el pozo se desplazan al mismo ritmo de bombeo que en la superficie. Sin embargo, cuando la diferencia de densidades entre el lodo y la lechada de cemento es significativa, esta diferencia de densidades causa, eventualmente, que el ritmo de flujo de los fluidos en el espacio anular sea diferente al ritmo de flujo dentro de la tubería de revestimiento” Newpek, (2023). Por ello, es indispensable realizar la simulación del cemento para identificar las problemáticas hidráulicas que se podrían tener cuando se estén realizando las operaciones y evitar anomalías en la integridad de la cementación.

4.8. Remoción de lodo

Uno de los aspectos más importantes en el diseño de una cementación consiste en considerar una adecuada remoción de lodo para que la eficiencia de desplazamiento sea optimizada, es decir, la relación entre el área cementada y el espacio anular.

Para asegurar que exista una remoción adecuada de lodo, Newpek (2023) establece que se debe verificar que los baches al pasar por el espacio anular estén en régimen turbulento, para alcanzar este régimen se debe tener en el espacio anular un gasto crítico que depende de la reología del fluido, centralización de la tubería y del gradiente de fractura, vigilar que no se rebase. Este régimen es difícil de alcanzar, por lo que si a través del simulador se observa que se requieren gastos muy elevados o no es posible alcanzarlo sin inducir pérdidas de circulación o si existen limitaciones del equipo de bombeo, se debe optimizar a régimen laminar. Para que se remueva el lodo en forma efectiva en este régimen, se deben considerar los siguientes criterios:

³¹ Obtenido de PEMEX, (2019). Programa de perforación del pozo Hok-44 en el campo Hok-A.

1. *Diferencias de densidades.* La densidad del fluido desplazante debe ser mayor que la del fluido que desplaza, es decir, la densidad del bache espaciador debe ser 10% mayor que la densidad del lodo en el pozo y la densidad del cemento debe ser 10% mayor que la del bache espaciador.
2. *Gasto mínimo.* Gasto mínimo que debe alcanzarse para asegurar que la diferencia de presiones sea mínima, asegurando que todo el lodo este en movimiento en el espacio anular. Esta en función de la reología y la centralización, para conocer el gasto mínimo es necesario contar con un simulador que facilite su cálculo.
3. *Diferencia de reologías.* Para asegurar que la presión por fricción del fluido desplazante sea mayor que la del fluido desplazado, el fluido desplazante debe tener reologías mayores. Se considera que el punto de cedencia del fluido que desplaza debe ser 20% mayor que el del fluido que desplaza.
4. *Gasto máximo.* Las velocidades deben ser iguales alrededor de la TR, por lo que se establece un gasto máximo para que se cumpla este criterio, depende de la centralización y de la diferencia de densidades. Este criterio impone un gasto mínimo anular, se requiere de un simulador para determinar este gasto.
5. *Compatibilidad de fluidos.* Las consecuencias de que no se cumpla este aspecto podrían ser: reacciones interfaciales indeseadas, alta reología, viscosidades muy altas, gelificación muy alta, cambios en las propiedades de la lechada del cemento, alteración del tiempo bombeable, incremento en la pérdida de fluido, reducción en el esfuerzo compresivo y reducción de la adherencia del cemento. Esto se puede prevenir mediante ensayos de compatibilidad y cuidar los gastos y reologías.

En la actualidad, existen software que nos permite verificar si durante la cementación se va a tener una colocación efectiva de la lechada o si existen canalizaciones.

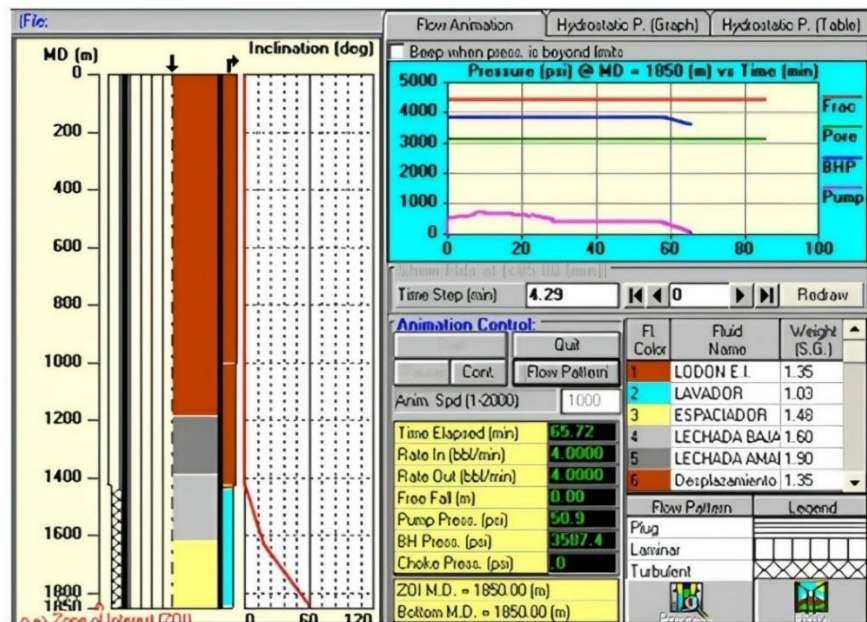


Figura 4.8. Ejemplo de remoción de lodo del programa de perforación del pozo Hok 44.³²

³² Obtenido de PEMEX, (2019). Programa de perforación del pozo Hok-44 en el campo Hok-A.

4.9. Registros de la integridad de la cementación

Como garantía de los trabajos de revestimiento y cementación de las secciones perforadas, posterior al periodo de fraguado de las lechadas de cemento (con base a pruebas de laboratorio – esfuerzo compresivo), el Ing. M. Gutierrez, Jacobo (2023)³³ establece que se deben realizar pruebas de hermeticidad para verificar la integridad mecánica de las TR. Son aquellos cuyo objetivo es corroborar el estado de las barreras diseñadas para mantener la integridad y calidad de la cementación del TR. Las herramientas actualmente disponibles para evaluar cementación están basadas en principios acústicos.

La clasificación de los registros con base en el tipo de adquisición es en tiempo real o en memoria y dependiendo del transporte se realiza por unidad de registros eléctricos (Wireline), unidad de línea de acero (Slickline) o por tubería flexible.

Los registros se realizan para detectar problemas de integridad de pozos por fluidos corrosivos, cementación inadecuada, anomalías en los metales y por abrasión. Se evalúan para mantener la salud y seguridad del personal, evitar riesgos ambientales y pérdidas de producción mediante detección temprana e identificación de anomalías, planificación y monitoreo de la periodicidad de evaluación y optimización del diseño con el mantenimiento y rehabilitación de los equipos utilizados.

En general, las causas comunes de una pobre cementación son:

1. Cemento no fraguado
2. No suficiente tiempo de fraguado
3. Temperatura en el pozo diferente al de diseño
4. Problemas de contaminación del cemento
5. Perdida de filtrado
6. Mala centralización
7. TR recostada en el agujero
8. Espacio anular reducido
9. Hueco fuera de calibre

CBL es el registro de adherencia de cemento (Cement Bond Log) y VDL es el registro de densidad variable (Variable Density Log), ambos van acompañados por el tiempo de tránsito. Estos registros van de la mano debido a que deberán mostrar buena adherencia del cemento tanto a la tubería como a la formación, si una de las dos condiciones no se cumple se debe implementar una solución para remediar la mala cementación.

Se utilizan los registros CBL-VDL para la evaluación del trabajo de cementación e integridad del cemento, CBL en el ámbito cuantitativo y VDL cualitativo. Además, ayuda a identificación las zonas de pobre cementación, sea el caso, buscando las soluciones para reparar por medio de una cementación forzada o por tapones de cemento.

³³ M. Gutiérrez, Jacobo. (2023). Apuntes de registros de pozo entubado. Registros esenciales para verificar la calidad de la cementación.

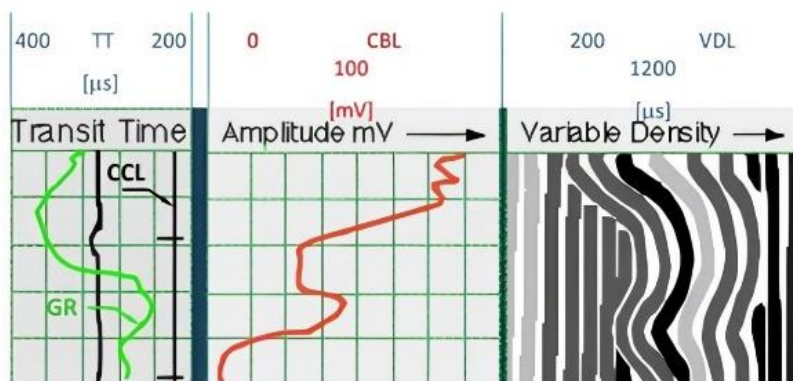
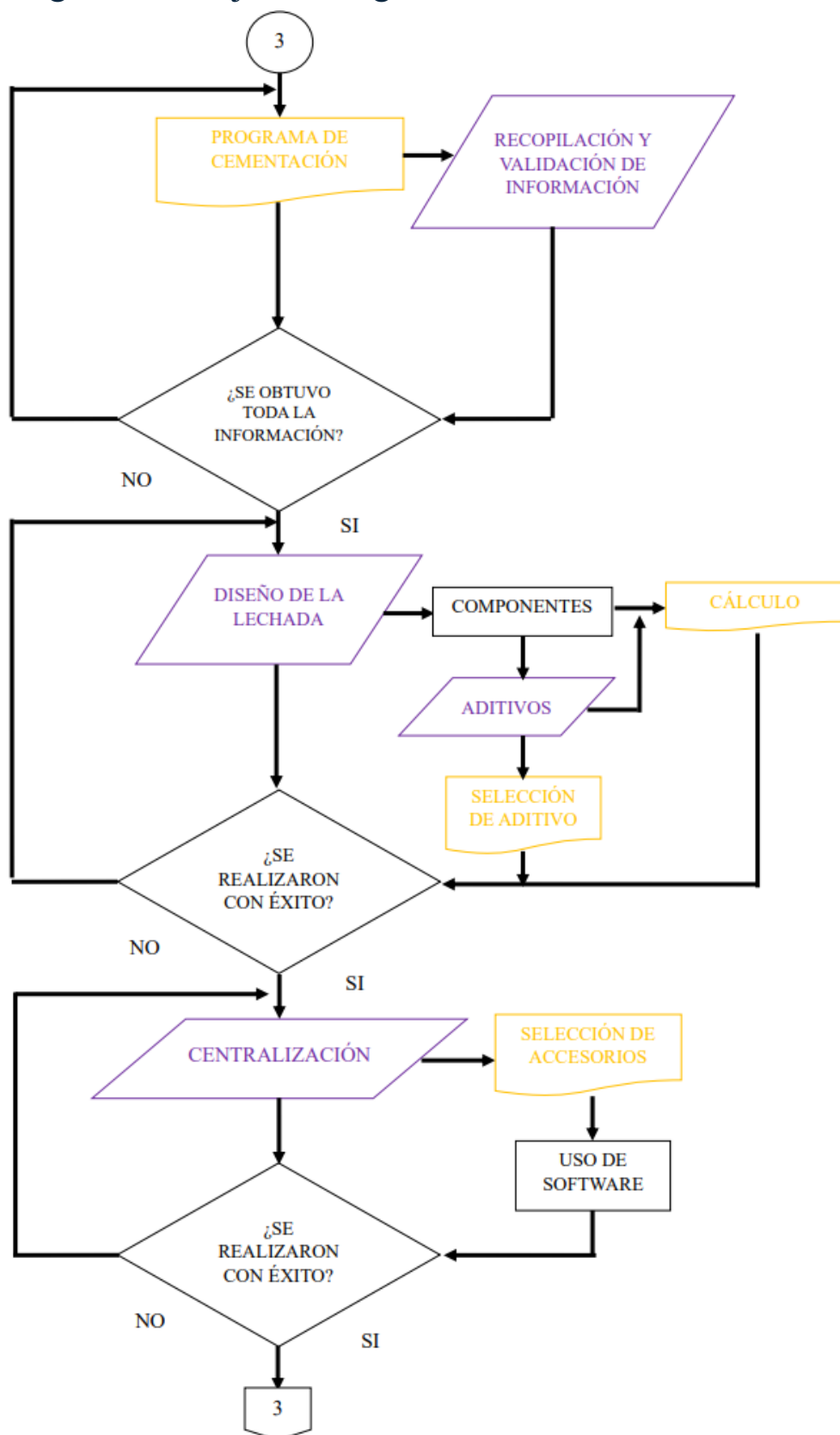


Figura 4.9. Registros CBL y VDL para la integridad de la cementación.³⁴

Para el control de calidad es indispensable que la herramienta este calibrada antes de cualquier actividad que requiera su uso, en caso contrario, realizar el proceso de calibración y verificación del estado de los equipos.

³⁴ M. Gutiérrez, Jacobo. (2023). Apuntes de registros de pozo entubado. Registros esenciales para verificar la calidad de la cementación.

4.10. Diagrama de flujo de Integridad de la Cementación



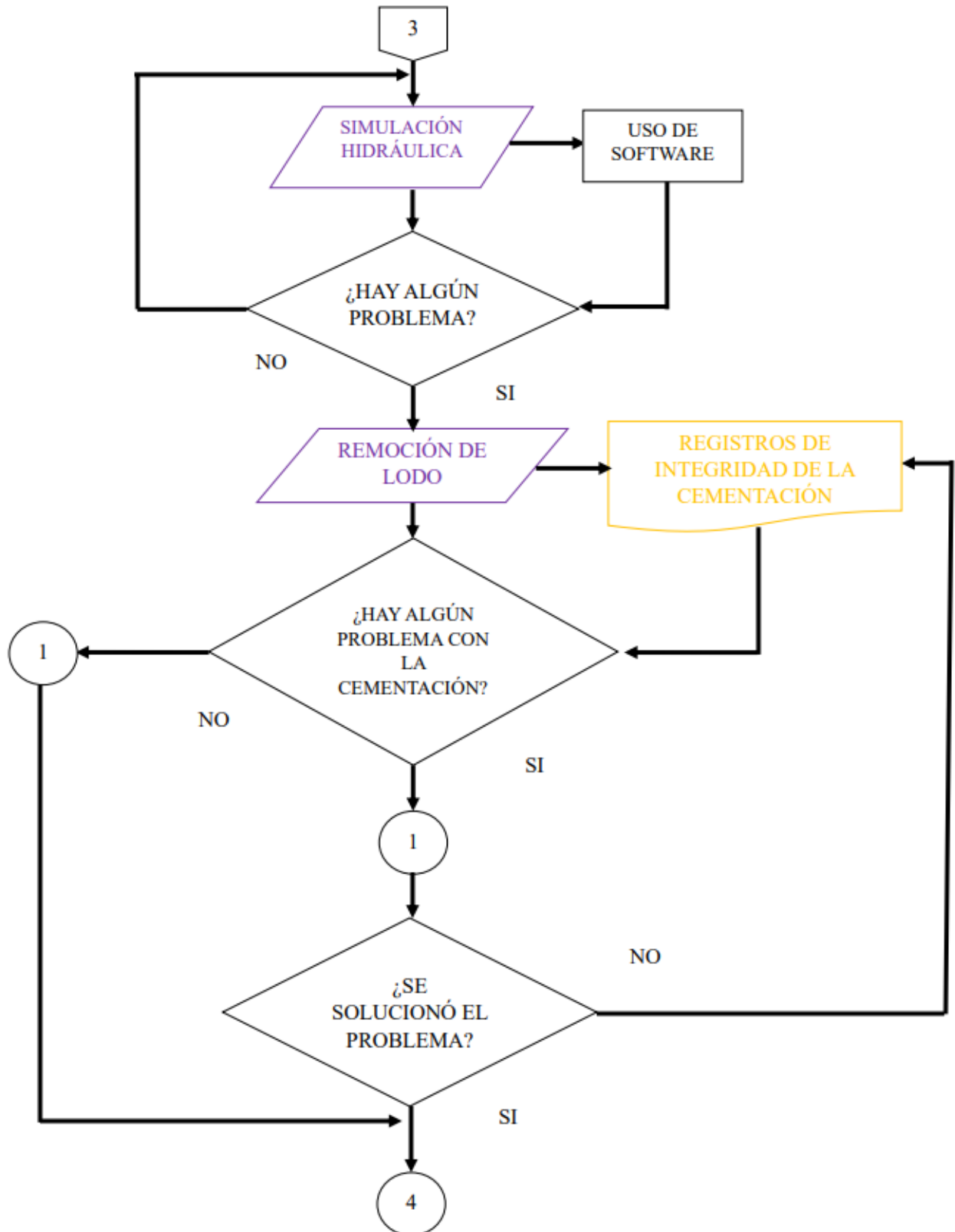


Figura 4.10. Integridad de la cementación estructurada en un diagrama de flujo, donde la entrada de datos se visualiza de color morado y los entregables de esos datos de color amarillo.

Capítulo 5. Operaciones de la Terminación

La terminación de pozos es el “conjunto de procesos operativos que se realizan después de cementar la última tubería de revestimiento y garantizar la hermeticidad de la cementación, con la finalidad de comunicar el yacimiento con la superficie para la producción de hidrocarburos o inyección de fluidos a la formación, según sea el caso” Garaicoechea P. Francisco & Benítez H. Miguel (1983). Para el correcto diseño de la terminación, es esencial establecer lo siguiente:

1. Barreras de pozo en terminación
2. Diseño de la terminación
3. Fluido de terminación y empacante
4. Limpieza del pozo
5. Aparejo de producción
6. Mantenimiento de pozos
7. Disparos
8. Estimulación de pozos
9. Acciones de control de pozos

El objetivo primordial de la terminación de un pozo es “obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo empleando las mejores prácticas y equipos adecuados a las características del yacimiento” Garaicoechea P. Francisco & Benítez H. Miguel (1983)³⁵. No sólo se deben considerar los costos iniciales y la producción en la etapa fluyente, sino también las condiciones del pozo a largo plazo previendo las futuras reparaciones y la instalación de sistemas de producción artificial.

Para que un pozo petrolero permita extraer con eficiencia los hidrocarburos debe constituir una salida estable y duradera, dependiendo del tipo de terminación a emplear sea el caso específico del pozo.

“Un factor que afecta comúnmente a la producción es el daño a la formación (disminución de la permeabilidad) causado por el filtrado de lodo durante la perforación e incrementa al disparar el intervalo productivo. Para reducir o prevenir ese daño a la formación, es necesario seleccionar el fluido de terminación adecuado a las condiciones del pozo” Rosas R. Mario (2023)³⁶. El diseño de terminación debe tener en cuenta el abandono permanente.

5.1. Barreras de pozo en terminación

Esta actividad comienza después de que el pozo se perfora hasta su profundidad total y se registra; finaliza cuando se instala el árbol, se prueban las barreras y se entrega el pozo a la organización de producción.

Para las actividades de terminación, la NORSOK D-010 (AC:2024) estipula que se debe preparar un WBS para cada actividad y operación del pozo. La siguiente lista define requisitos y lineamientos específicos para barreras de pozo:

³⁵ Obtenido de Garaicoechea P. Francisco & Benítez H. Miguel (1983). Apuntes de terminación de pozos.

³⁶ Obtenido de Rosas R. Mario (2023). Apuntes de terminación y mantenimiento de pozos.

1. Todas las barreras de pozo, líneas de control y dispositivos de sujeción deben ser resistentes a cargas ambientales (exposición química, temperatura, presión, desgaste mecánico, erosión, vibración, etc.).
2. Todos los pozos de producción o inyección deberán estar equipados con un árbol.
3. Se debe instalar una válvula de seguridad de fondo de pozo (por sus siglas en inglés downhole safety valve, DHSV) en la sarta de terminación para todos los pozos que penetren en un yacimiento que contenga hidrocarburos o pozos con suficiente presión de yacimiento para elevar los fluidos a la superficie o al nivel del lecho marino (incluidas las formaciones de inyección supercargadas).
4. Todos los pozos de producción o inyección deberán tener un sello anular entre la sarta de terminación y la tubería de revestimiento o liner, es decir, un obturador de producción.
5. Es posible instalar un tapón de suspensión de tubería (o un tapón de tubería de instalación superficial) y un tapón de tubería de instalación profunda en la sarta de terminación.
6. El orificio de la tubería deberá tener un transmisor de presión continuo que monitoree a nivel de la cabeza del pozo/árbol con alarmas.
7. La presión en el espacio anular deberá tener un transmisor de presión continuo con alarmas a nivel de la cabeza del pozo/árbol con límites de presión de operación seguros definidos.
8. Todos los espacios anulares accesibles deberán estar equipados con manómetros con límites de presión de operación seguros definidos.

Las siguiente WBS es un ejemplo y describe una posible solución para definir e ilustrar las envolventes de barreras de pozos para la terminación. Sin embargo, la WBS es generalizada para las actividades de terminación, pero puede cambiar dependiendo si requiere un cambio operacional o de seguridad.

Barrera de pozo primaria (de color azul en ilustración):

- Columna de fluido.
- Formación in-situ.
- Cemento de tubería de revestimiento (liner).
- Cemento de tubería de revestimiento (liner de producción).
- Empacador superior de revestimiento.

Barrera de pozo secundaria (de color rojo en ilustración):

- Formación in-situ.
- Cemento de tubería de revestimiento (liner).
- Liner.
- Empacador superior de revestimiento.
- Tubería de revestimiento.
- Cemento de tubería de revestimiento.
- Cabeza de pozo.
- Elevador (riser) de alta presión.
- BOP de perforación.

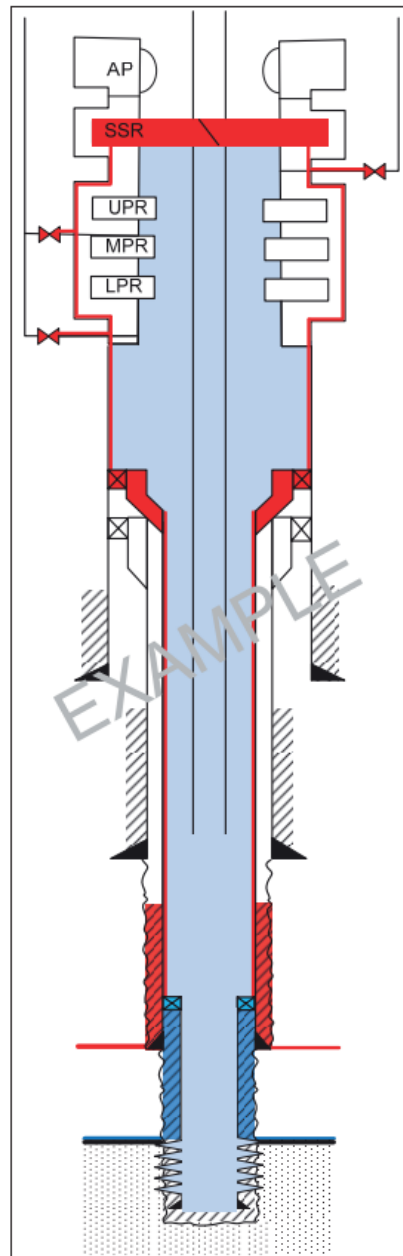


Figura 5.1. WBS para las operaciones de la terminación con sus respectivas barreras de pozo primarias (color azul) y secundarias (color rojo).³⁷

5.2. Diseño de la terminación

Para diseñar una adecuada terminación de pozos es necesario contar con la siguiente información:

³⁷ NORSOK D-010, (AC:2024). Integridad de pozos en la perforación y operación de pozos. Norma internacional Noruega que regula los requerimientos para garantizar la integridad de los pozos.

- Columna geológica y características de la formación.
- Características petrofísicas de la formación productora y de las formaciones atravesadas por la barrena.
- Características de los fluidos de formación.
- Problemas en el pozo.
- Antecedentes de pruebas durante la perforación.
- Pruebas de formación.
- Análisis de registros.

Según Garaicoechea P. Francisco & Benítez H. Miguel (1983), las terminaciones se clasifican de formas variadas y no solo por la interfaz del agujero/yacimiento, también es por el método de producción (flujo natural o levantamiento artificial), número de zonas productivas (terminación simple o de zonas múltiples) o por la función del pozo (productor o inyector).

Para realizar una terminación óptima de un pozo es indispensable disponer de toda la información posible, recopilada durante su perforación. La terminación debe planearse y elaborarse en un programa que indique la secuencia de trabajos que se realizarán, incluyendo el estado mecánico del pozo y los accesorios que se van a utilizar. Los tipos de terminación por la interfaz del agujero son:

- a) Agujero descubierto.
- b) Agujero revestido.

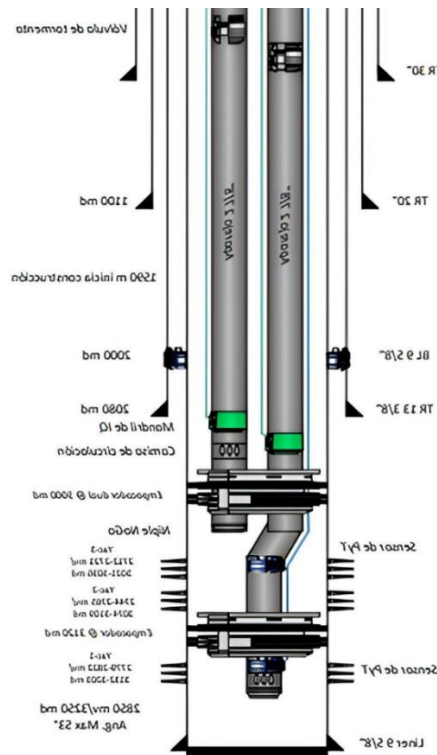


Figura 5.2. Ejemplo de diseño de la terminación del programa de perforación del pozo Hok 44.³⁸

³⁸ Obtenido de PEMEX, (2019). Programa de perforación del pozo Hok-44 en el campo Hok-A

Hoy en día, la selección del tipo de terminación es en agujero revestido, dado que en agujero descubierto se puede efectuar en yacimientos de baja presión donde revestir el agujero no es necesario, ya que la formación productora no es deleznable y no hay problemas de contactos con gas y/o agua. Terminar en agujero revestido permite la posibilidad de efectuar reparaciones subsecuentes a los intervalos productores y explotar varias zonas de interés al mismo tiempo.

5.3. Fluido de terminación y empacante

“Son aquellos fluidos que se colocan contra la formación productora cuando se mata, limpia, tapona, estimula y perfora (disparos) un pozo. El fluido de terminación es utilizado como fluido de control para el control del pozo, el desplazamiento de fluidos y minimización de daños a la formación. En cambio, el fluido empacante es el que queda en el espacio anular existente entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento por encima del empacador después de correr el sistema de terminación y aislar todos los dispositivos de circulación” Garaicoechea P. Francisco & Benítez H. Miguel (1983).

Como fuente principal de daños, mientras los líquidos se encuentran en contacto con la formación, de todas maneras, no se puede evitar este contacto. El operador debe seleccionar líquidos que no puedan causar estos daños, pues es especialmente importante en formaciones que no responden bien a las inyecciones estimulantes.

Los operadores petroleros, para las actividades de terminación, deben diseñar el fluido a emplear considerando:

1. Las características de la formación productora
2. La geometría del pozo
3. Las condiciones de presión y temperatura del agujero
4. La compatibilidad con los fluidos de formación

“Al sacar la tubería de perforación del pozo, se debe llenar el espacio anular con fluido de terminación para evitar la disminución de la presión hidrostática. El tipo de fluido seleccionado debe de estar limpio y libre de sustancias extrañas en suspensión, dado que tiene que proteger de todo daño a la formación productora y controlar el pozo durante las operaciones de terminación” Rosas R. Mario (2023).

Para las especificaciones técnicas de los fluidos de terminación es necesario especificar si es para inducción, terminación o estimulación; agregar la descripción del fluido, su densidad, volumen, aditivos y las observaciones para su uso.

Tipo	Descripción	Densidad (g/cm ³)	Volumen (m ³)	Observaciones
Fluido de terminación	Lodo de emulsión inversa	1.83	5	-
Bache espaciador	Bache viscoso base agua	1.01	8	-
Bache lavador	Lavador químico alcalino	1.01	6	-
Bache lavador	Lavador químico surfactante	1.01	8	Se preparará en base de Cía. de fluidos
Bache espaciador	Bache viscoso base agua	1.01	5	-
Fluido empacante	Salmuera con inhibidores de corrosión y bactericidas	1.20	100	Se agregarán inhibidores y bactericidas

Figura 5.3. Ejemplo de diseño del fluido de terminación y empacante del programa de perforación del pozo Hok 44.³⁹

5.4. Limpieza de pozo

El propósito del lavado del pozo es desplazar el lodo de perforación hasta la última etapa con un fluido de terminación, si no se mantiene el efecto de lavado, los sólidos adheridos a la pared del revestidor taponan los agujeros de la formación productiva durante los disparos y el pozo pierde mucho de su permeabilidad.

La operación para ejecutar ahora consiste en sacar el lodo de perforación llevado a la última etapa con un fluido de terminación libre de sólidos. Si la operación de lavado es incompleta, los sólidos que no se quitan pueden tapar los agujeros y canales de la formación productora en el momento de los disparos, lo que resulta una reducción radical en la permeabilidad y, por otra parte, en la producción.

Para la metodología de su diseño, en la guía de diseño de lavado de pozos de PEMEX (2008)⁴⁰ dice que las consideraciones para el lavado del pozo son:

1. *Sarta de lavado.* La utilización de herramientas que pretende mejorar la eficiencia de la limpieza debe ser analizada antes de su introducción al pozo, con la finalidad de evaluar el riesgo y el beneficio esperado por el incremento de recursos a emplear.
2. *Tipo, posición y cantidad de baches.* Se ha observado que no se requiere una gran variedad y cantidad de baches para ejecutar una operación rápida y exitosa de lavado, por lo que se sugiere emplear únicamente fluidos espaciadores, lavadores, viscosos y de terminación.
3. *Volumen o longitud lineal de los baches.* La función del bache espaciador es separar dos fluidos para evitar su contaminación, éste debe proveer una distancia suficiente para mantener los fluidos alejados uno del otro.
4. *Presión diferencial máxima durante el desplazamiento.* Se requiere obtener con el objetivo de determinar el equipo de bombeo a utilizar. Si la presión diferencial es mayor a la presión de trabajo de las bombas de lodo se debe emplear la unidad de alta presión, de lo contrario, se utilizan las bombas de lodo con el mayor diámetro de camisa posible.

³⁹ Obtenido de PEMEX, (2019). Programa de perforación del pozo Hok-44 en el campo Hok-A

⁴⁰ PEMEX, (2008). Guía de diseño de lavado de pozos.

5. *Ingeniería de fluidos.* Se deben analizar los modelos reológicos que caracterizan el comportamiento de los fluidos de lavado de pozo para comprender su desplazamiento y acarreo de sólidos.
6. *Nivel de turbidez.* La turbidez es una medida de la luz dispersada por las partículas suspendidas en el fluido. Un fluido limpio ha sido definido como el que no contiene partículas de diámetro mayor a dos micras.

A nivel general, para el desarrollo de una buena limpieza de pozo es necesario:

1. Datos del pozo.
2. Datos del bache separador.
3. Datos del bache lavador.
4. Datos del bache viscoso.
5. Datos de las bombas de lodo.
6. Cálculo de volúmenes de los baches.
7. Cálculo de la presión diferencial estática.
8. Gasto mínimo de bombeo considerando turbulencia del bache lavador y eficiencia de transporte.

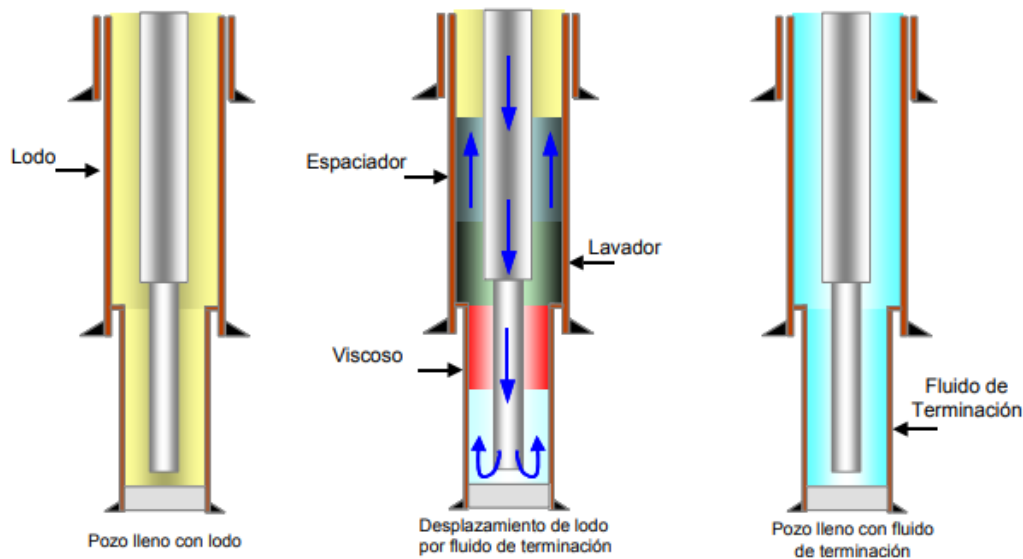


Figura 5.4. Limpieza de pozo en las operaciones de terminación.⁴¹

5.5. Aparejo de producción

El aparejo de producción es el “medio por el cual se transportan los fluidos del yacimiento a la superficie y pueden clasificarse de acuerdo con sus condiciones. Se debe seleccionar, diseñar e instalar un aparejo de producción en cualquier programa de operación durante la intervención de un pozo” Garaicoechea P. Francisco & Benítez H. Miguel (1983).

⁴¹ Obtenido de PEMEX, (2008). Guía de lavado de pozos.

Las consideraciones del diseño de los aparejos de producción son:

1. Factor de flotación.
2. Agentes de corrosión.
3. Presión del yacimiento.

En cuanto a los accesorios se encuentran:

- Equipos de control subsuperficial.
- Sistemas de seguridad.
- Empacadores de producción.
- Conexiones superficiales de control.

La optimización de las herramientas de producción y los componentes que integramos al pozo, a través de los cuales se extraen los hidrocarburos líquidos, gases y sus derivados, es particularmente importante debido a que ellos son el único equipo mecánico que permite cambiar la conducta de un pozo.

“Los fluidos que entran al pozo a través del intervalo disparado o agujero descubierto vienen fluyendo por el medio poroso de la formación productora pasando a través de la vecindad del pozo y siguen su curso por el aparejo de producción. Estos fluidos requieren ser levantados a superficie mediante la actuación de gradientes de presión entre la presión hidrostática y la caída de presión por fricción, la magnitud depende de la profundidad del yacimiento y el tipo de sistema de producción que va a ser colocado. Si la presión de fondo es suficiente para levantar los fluidos se considera un pozo fluyente, en caso contrario, se requiere de un sistema artificial de producción (SAP)” Garaicoechea P. Francisco & Benítez H. Miguel (1983).

Hay un gran número de factores que pueden aumentar o disminuir el peso sobre el empacador después de anclado. Se debe considerar si existe la posibilidad de que alguno de estos factores aumente, como:

1. Los factores que tienden a aumentar el peso (incrementan la longitud de la tubería) a un empacador ya colocado.
2. Los factores que tienden a disminuir el peso (acortando la tubería) a un empacador ya colocado.
3. Fricción.

CANT	DESCRIPCIÓN	O.D.	I.D.	Drift	LONG.	CIMA	BASE
		(pg)	(pg)	(pg)	(m)	(md)	(md)
	EMR-YUGOS				40.00	0.00	40.00
1	Colgador tipo mandril Cameron para TP de 2 3/8" de 11" x 4.84 OD, conexión inferior y superior caja 2 7/8" 6.4# VTOP . Preparado para recibir líneas para válvula de tormenta, sensor de fondo, línea de inyección de químicos.Es bajado con el Master bushing de 11"	4.840	2.441	2.347	0.28	40.00	40.28
1	Combinación P x P 2 7/8", 6.4#, TRC-110, VTOP	3.800	2.441	2.347	1.50	40.28	41.78
11	Tramo de TP 2 7/8" 6.4# TRC-110, V-TOP	3.223	2.441	2.347	108.22	41.78	150.00
1	Válvula de control subsuperficial (Tormenta) 2 7/8" 6.4#, 13CR V-TOP , 5M. Servicio para CO2. Conectores autoclave.	5.166	2.312	2.312	1.27	150.00	151.27
299	Tramo de TP 2 7/8" 4.6# TRC-110, V-TOP	3.223	2.441	2.347	2843.87	151.27	2995.14
	Marca Radioactiva #1					2995.14	2995.14
1	Mandril de inyección de químicos 2 3/8", 4.6# 13 CR, VTOP, con conector para línea de 3/8"	4.545	2.371	2.347	0.36	2995.14	2995.50
1	Tramo corto de TP 2 7/8" 6.4# TRC-110, V-TOP	3.223	2.441	2.347	4.50	2995.50	3000.00
1	EMPACADOR RECUPERABLE HIDRÁULICO DUAL para TR de 9 5/8" 53.5 Ø, 5 M., material 13 CR.	8.320	2.930		3.68	3000.00	3003.68
1	Combinación Adapter C) 3 1/2" 9.2# VTOP x P) 2 7/8" 6.4#, VTOP	3.800	2.441	2.347	0.35	3003.68	3004.03
1	Tramo de TP 2 7/8" 4.6# P-110, V-TOP	3.223	2.441	2.347	9.50	3004.03	3013.53
1	Mandril portasensor de TP de 2 7/8" , 7.5 M, 150°C (para medir anular)	4.545	2.371	2.347	0.29	3013.53	3013.83

Figura 5.5. Ejemplo de esquema del aparejo de producción del programa de terminación preliminar del pozo Hok 44.⁴²

5.6. Mantenimiento de pozos

La etapa de producción de un pozo necesita una serie de operaciones que en realidad constituyen su terminación. Durante su vida productiva es necesario su reacondicionamiento para aprovechar correctamente la energía del yacimiento, así como eliminar problemas mecánicos que impidan su producción o su inyección.

Las intervenciones “son todas aquellas realizadas en los pozos para mantener la producción, mejorar la recuperación de hidrocarburos o cambiar los horizontes de producción aprovechando al máximo la energía del propio yacimiento” Rosas R. Mario (2023).

De acuerdo con el objetivo de la intervención, el mantenimiento de pozos se clasifica como:

1. *Reparación mayor.* Intervención que implica la modificación sustancial y definitiva de las condiciones y /o características de la zona productora o de inyección.
2. *Reparación menor.* Trabajos de rehabilitación cuyo objetivo es corregir fallas en el estado mecánico del pozo y restaurar u optimizar las condiciones de flujo del yacimiento. Estos trabajos no modifican las propiedades petrofísicas de la zona productora.

5.6.1. Diseño del programa de mantenimiento

La programación en las operaciones de mantenimiento de aparejos de producción requiere de información básica del pozo, tales como: tipo y características de aparejo de producción, diámetros y longitudes de tubería, así como profundidad del empacador, diámetros y profundidades de las válvulas de inyección.

⁴² Obtenido de PEMEX, (2019). Programa de perforación del pozo Hok-44 en el campo Hok-A

Con los datos anteriores, y con las características de los hidrocarburos y las condiciones del pozo, en el Manual para el I. T. P. y coordinador de perforación y mantenimiento de pozos (2003)⁴³ dice que el ingeniero de diseño debe efectuar un análisis de los esfuerzos a los cuales estará sometido el aparejo de producción, para determinar los tipos de rosca, peso, grado y tipo de tubería, así como los accesorios que se van a utilizar. Se deben tomar en cuenta, además, los porcentajes producidos de HS y CO. El análisis de esfuerzos debe contemplar operaciones futuras, como estimulación, limpiezas o inducción, éstas generan elongación y contracción en el aparejo.

Las consideraciones para el diseño del programa de mantenimiento son:

1. El programa de intervención debe considerar todas las posibles desviaciones que pueda sufrir en su desarrollo el programa, hasta lograr el objetivo.
2. En el proceso de introducción del aparejo se requiere efectuar una medición precisa de los tramos de tubería y accesorios para realizar el ajuste adecuado.
3. Debe realizar el ajuste de tubería, tomando como referencia la profundidad de anclaje del empacador.

5.7. Disparos de producción

Para evaluar y optimizar la producción y la recuperación de cada zona es esencial obtener una comunicación adecuada entre el fondo del pozo y las zonas de interés, así como un buen aislamiento entre dichas zonas.

En la guía de diseño de disparos de producción de PEMEX (2009)⁴⁴ se establece que el diseño de los disparos de producción tiene como propósito seleccionar el mejor sistema de disparos, para obtener una mayor productividad del pozo y un óptimo aprovechamiento del yacimiento. Las consideraciones en el diseño de disparos de producción son:

1. Objetivo de la terminación
2. Características de la formación
3. Determinación de los factores geométricos en función de la productividad

Con lo anterior establecido, los disparos deben analizarse para la selección del disparo adecuado y sus componentes:

1. Sensitividad
2. Estabilidad
3. Componentes
4. Mecanismo de transporte

Para seleccionar adecuadamente el intervalo productor de un pozo, es necesario recopilar y analizar toda la información (petrofísica, geofísica, geológica) disponible del yacimiento.

Aunque existe la tecnología necesaria para asegurar buenos disparos, en la mayoría de los pozos en muchas áreas regularmente se tiende a obtener disparos deficientes. Las tres causas más probables para la obtención de disparos deficientes son:

⁴³ PEMEX, (2003). Manual para el I. T. P. y coordinador de perforación y mantenimiento de pozos.

⁴⁴ PEMEX, (2009). Guía de diseño de disparos de producción.

- a) Desconocimiento de los requerimientos para disparar óptimamente.
- a) Control inadecuado del claro (distancia entre la carga y la tubería de revestimiento), particularmente cuando se corren las pistolas a través de la tubería de producción.
- b) La práctica generalizada de preferir realizar los disparos en función de su precio, en lugar de su calidad.

Para el tipo de pistolas que existen son:

1. Disparos con bala.
2. Disparos a chorro.

Este tipo de disparos pueden ser recuperables o desechables, dependiendo del tipo y las condiciones para su uso.

Entre los factores que afectan los resultados de los disparos están:

- Taponamiento de los disparos
- Limpieza de los disparos taponados
- Efecto de la presión diferencial
- Efectos de usar fluidos limpios
- Efecto de la resistencia a la compresión
- Densidad de los disparos
- Costo
- Limitación de presión y temperatura
- Control del pozo
- Daño en el cemento y la tubería de revestimiento
- Necesidad de controlar el claro de las pistolas
- Medición de la profundidad
- Disparos orientados
- Penetración contra tamaño de agujero

Una vez que se tiene el diseño del disparo de producción, es necesario entrar al software que nos permite calcular el desempeño de las cargas en el fondo del pozo simulando las condiciones de trabajo reales.

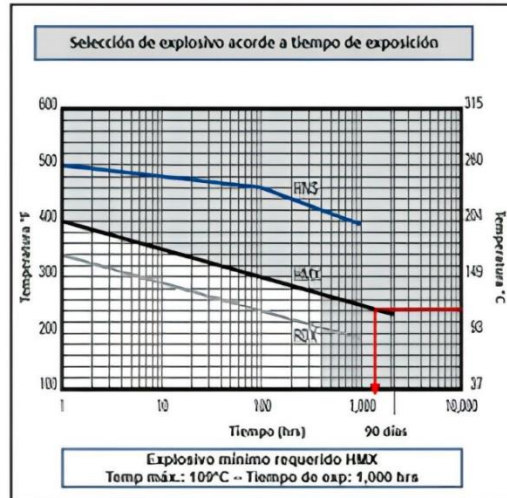


Figura 30.5.1 Selección de diámetro de pistola y tipo de carga

Diámetro (pg.)	Tipo	Fase (grados)	CPM	Explosivo
4 5/8	BigHole	60°	20°	HMX

*Se ajustarán las características de la pistola

Características de tubería de explotación							
OD	Libraje	Grado	ID	Posición	Stand off	Material	Dens. fluido
in	lb/ft		in	tubing		en anular	en anular
9 5/8"	53.5	TRC-110	5.75	Centralizado	-	Cemento	1.83

Formación

Tipo de roca	Arenisca		Esf. compresivo (UCS)	2500-3500	psi
Porosidad	24	%	Esf. Vertical	8100	psi
Densidad bruta	2.71		Presión de poro	6800	psi
Fluido en formación	Acéite		Daño en pozo		in

Figura 5.7. Ejemplo de selección de disparos de producción del programa de terminación preliminar del pozo Hok 44.⁴⁵

5.7.1. Registros de producción

En la guía de disparos de producción (2009) se menciona que los registros de producción se toman después que se han cementado las tuberías de revestimiento, colocado el aparejo de producción y disparado el intervalo productor. Estos registros permiten conocer con más detalle el comportamiento de los pozos y las formaciones. Los beneficios que se pueden obtener son:

1. Evaluación de la eficiencia de la terminación
2. Información detallada sobre las zonas que producen o aceptan fluidos
3. Detección de zonas ladronas
4. Canalización de cemento
5. Perforaciones taponadas
6. Fugas mecánicas

Para correr los registros de producción se han ido desarrollando técnicas depuradas de interpretación, permitiendo que las interpretaciones en los pozos sean más efectivas. Existen 4 condiciones básicas en relación con el pozo:

⁴⁵ Obtenido de PEMEX, (2019). Programa de perforación del pozo Hok-44 en el campo Hok-A.

1. Estado mecánico del pozo
2. Calidad de la cementación
3. Comportamiento del pozo
4. Evaluación de las formaciones

Las herramientas de los registros de producción han sido diseñadas para correrse con cable y grabar gráficas o cintas magnéticas, con información sobre las condiciones del pozo que proporcionan los datos para evaluar la eficiencia de la terminación.

5.8. Estimulación de pozo

El proceso de estimulación de pozos “consiste en la inyección de fluidos de tratamiento a gastos y presiones bajas que no sobrepasen a la presión de fractura, con la finalidad de remover el daño ocasionado por la invasión de los fluidos a la formación durante las etapas de perforación y terminación” Garaicoechea P. Francisco & Benítez H. Miguel, (1983).

En la guía de diseño de estimulación de pozos (2008)⁴⁶ se establece que cuando existe un pozo precandidato a estimular se requiere de un riguroso proceso para ejecutar y evaluar el tratamiento. Este proceso contiene:

- a) Validación del pozo propuesto
- b) Determinación y caracterización del daño
- c) Selección del sistema de fluidos para el tratamiento
- d) Cálculo del parámetro para su ejecución

El daño causa una distorsión en el flujo lineal en dirección al pozo debido a restricciones en el tamaño de los poros de la roca, ocasionando una caída de presión extra en las inmediaciones del pozo. Para determinar el tipo de daño ocasionado en la formación se debe evaluar lo siguiente:

1. Componentes del daño
2. Efectos del daño
3. Origen del daño

Independientemente del origen o la naturaleza del daño, este afecta el patrón de flujo natural de los fluidos en la formación. Los tipos de daño se agrupan de 3 tipos:

1. Daño a la permeabilidad absoluta
2. Cambios en la permeabilidad relativa
3. Alteración de la viscosidad

Analizando lo anterior, se puede establecer si el daño fue por invasión de fluidos, por invasión de sólidos o asociado a la producción. Para lograr la remoción del daño es necesario evaluarlo tomando en consideración los siguientes puntos:

1. Revisión de operaciones previas a la actual del pozo
2. Pruebas de laboratorio
3. Cuantificación del daño

⁴⁶ PEMEX, (2008). Guía de diseño de estimulación de pozos.

Dependiendo del tipo y caracterización del daño, los tratamientos de estimulación de pozos pueden ser de dos formas: por estimulación matricial (gasto y presiones de inyección por debajo de la presión de fractura) o por fracturamiento hidráulico (gasto y presiones de inyección superiores de la presión de fractura).

Los parámetros más importantes de análisis para dimensionar el tratamiento de estimulación son:

1. Datos del yacimiento
2. Curvas de incremento y decremento
3. Análisis de muestras y pruebas de laboratorio

Para la revalidación del proceso de tratamiento es necesario contar con un software capaz de evaluar las condiciones del daño y seleccionar el método de estimulación que mejor se adapte para solucionar los problemas de producción. El software debe contemplar:

1. Selección del candidato
2. Establecer la naturaleza y localización del daño
3. Selección de los fluidos de tratamiento y sus aditivos en función del daño pronosticado
4. Determinación de la presión y gasto de inyección
5. Determinación de los volúmenes de los fluidos de tratamiento
6. Desarrollar cédulas y estrategias de colocación de los fluidos de tratamiento
7. Definir etapas de limpieza de pozo
8. Análisis económico y rentabilidad del tratamiento



Figura 5.8. Ejemplificación del daño a la formación.⁴⁷

⁴⁷ Obtenido de Rosas R. Mario (2023). Apuntes de terminación y mantenimiento de pozos.

5.9. Acciones de control de pozos

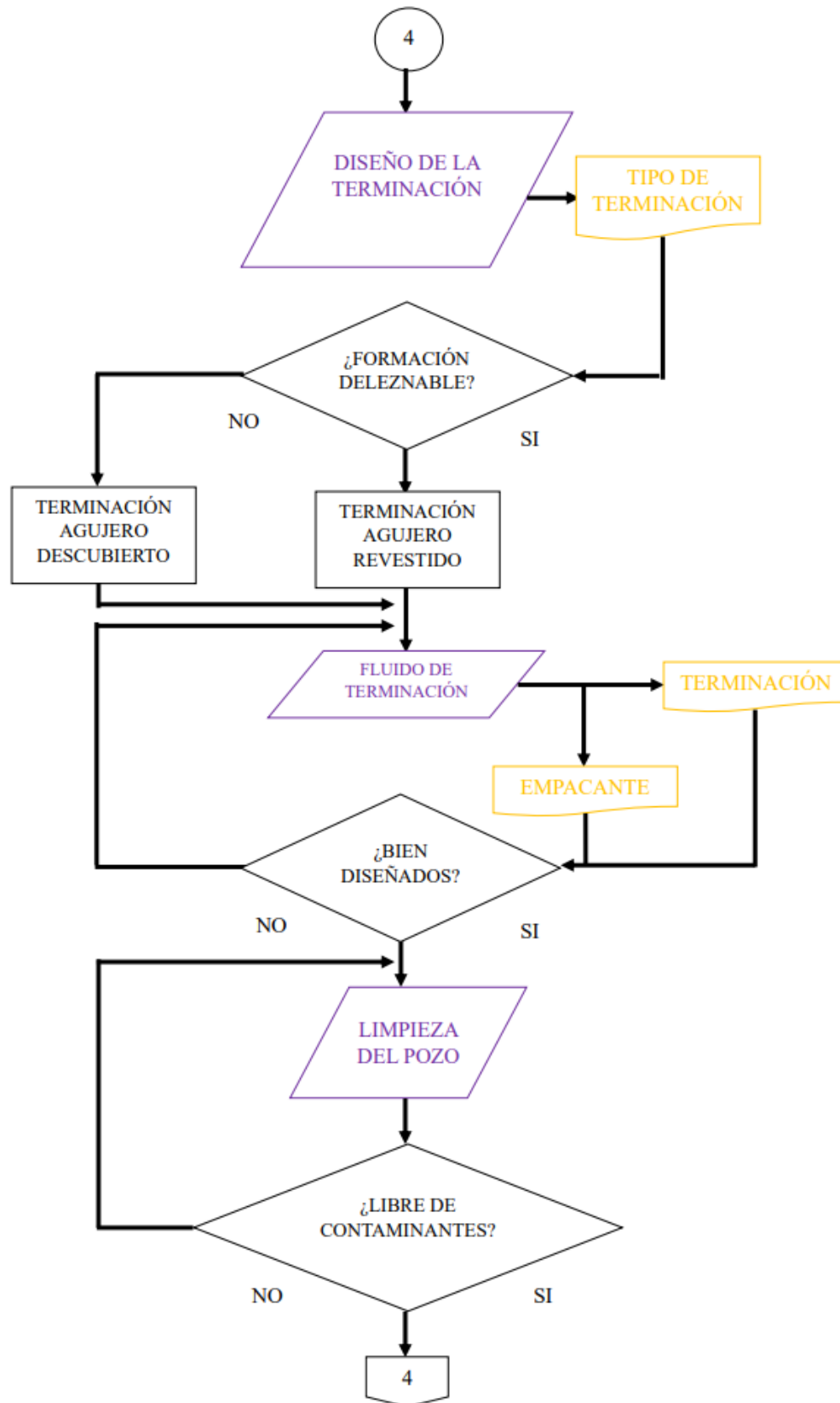
En NORSOK D-010, (AC:2024) se dicta que los escenarios de incidentes para los cuales se deben disponer de procedimientos de acciones de control de pozos en las actividades de perforación son las siguientes:

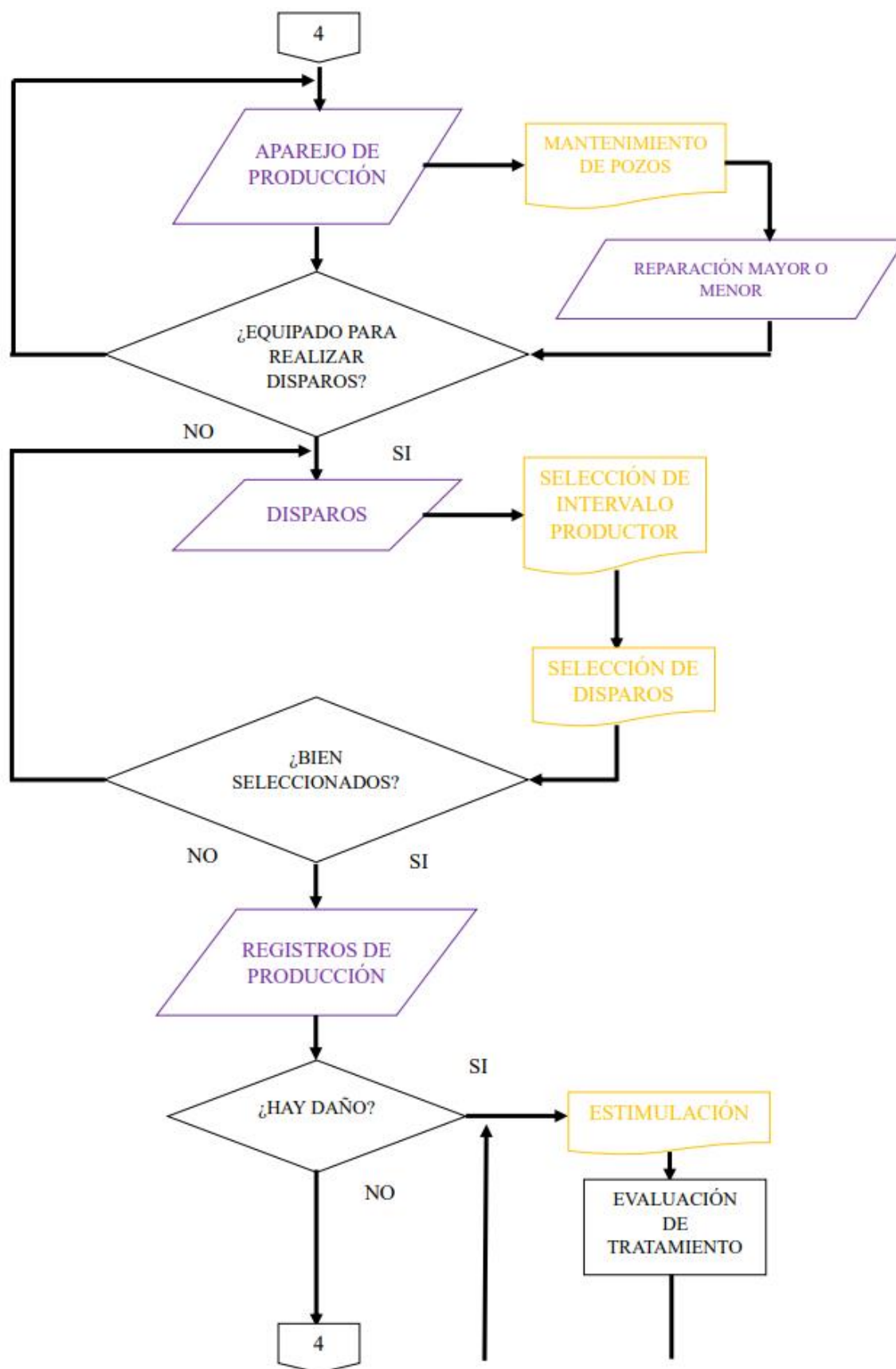
- a) Influjos/entrada de pozo (patada) o pérdida de fluido al ejecutar o tirar de la tubería de terminación. Se debe preparar una válvula de seguridad de inserción (tubería) (con las mismas conexiones que la cuerda) y estar lista para usarse en todo momento.
- b) Pasar elementos no cortables por los cilindros de corte del BOP.
- c) Ejecución de finalizaciones con múltiples líneas de control.
- d) Funcionamiento e instalación de tamices de arena. Efectos de sobretensión y de swab. Imposibilidad de cerrar el pozo con tubería perforada a través del BOP.
- e) Desconexión planificada o de emergencia de tubería vertical marina. Se aplica a operaciones submarinas.
- f) Conducir o desviarse. Se aplica a los buques.
- g) Fallo de anclaje. Pérdida de una o más anclas/cadenas de ancla.

Para los procedimientos mencionados, se deben realizar los siguientes simulacros de control de pozos con la frecuencia y el objetivo específico:

- 1. Patada en la terminación - taladro.
 - a. Frecuencia. Una vez por tripulación antes del inicio de la operación principal.
 - b. Objetivo. Entrenamiento de respuesta a una afluencia mientras se corre con una finalización inferior o superior.
- 2. Simulacro de desconexión de emergencia de tubo ascendente marino (incluido las pruebas de árbol submarino (por sus siglas en inglés subsea test tree SSTT, si se utiliza).
 - a. Frecuencia. Una vez por tripulación tan pronto como sea posible después del montaje.
 - b. Objetivo. Entrenamiento de respuesta.

5.10. Diagrama de flujo para operaciones de la Terminación





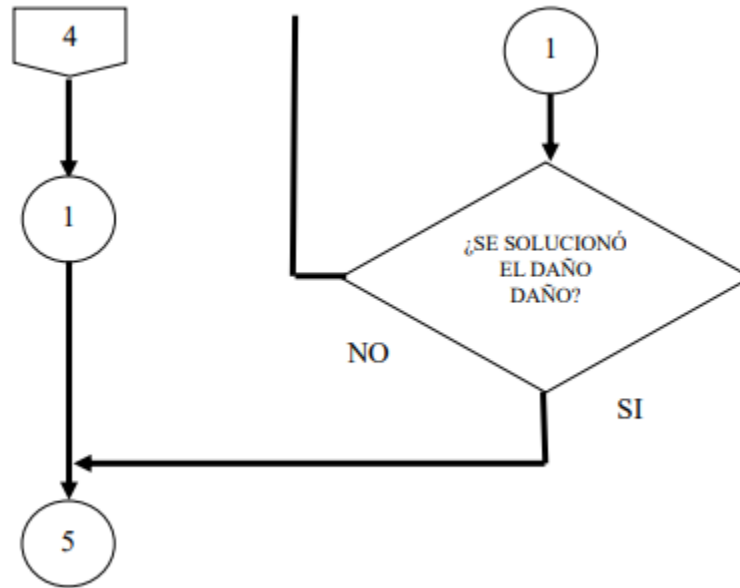


Figura 5.10. Operaciones de la terminación estructuradas en un diagrama de flujo, con la entrada de datos de color morado y los entregables de esos datos de amarillo.

Capítulo 6. Control durante la Producción

Ramírez S. Jetzabeth, (2015)⁴⁸ se establece que para que un pozo petrolero sea explotado de manera óptima pero racional, sin tener que elegir entre una larga vida productiva del pozo y un periodo muy productivo corto, los ingenieros de producción deben dictar ciertos lineamientos sobre cómo debe producir un pozo. Para ello se requiere visualizar claramente y de forma integral el comportamiento de los fluidos dentro de la formación a lo largo de la tubería y en superficie.

El ingeniero de producción tiene dos objetivos fundamentales:

1. Diseñar e implementar los parámetros de operación de un pozo o sistema de pozos nuevos, de una forma segura y de manera óptima, asociada con la maximización de la ganancia o de la producción y sometiendo a algunas restricciones.
2. Vigilar el comportamiento de los pozos en producción para determinar si estos se comportan de acuerdo con lo esperado y hacer los diagnósticos apropiados para mantener el sistema de producción en un estado óptimo.

Para lograr estos objetivos, el ingeniero de producción se vale de diferentes técnicas y herramientas como el análisis de datos de producción, presión, tipos de fluidos, etc. Esto incluye:

1. Barreras de pozo en producción
2. Producción de pozos
3. Sistema Integral de Producción (SIP)
4. Análisis nodal
5. Sistemas Artificiales de Producción (SAP)
6. Acciones de control en producción

6.1. Barreras de pozo en producción

La actividad comienza después de que la organización de construcción/intervención haya entregado el pozo a la organización de producción y concluye con una devolución a la organización de perforación para la intervención, reacondicionamiento o abandono.

Para las actividades de producción, la NORSOK D-010, (AC:2024) menciona que se debe preparar un WBS para cada actividad y operación del pozo. Cualquier cambio en el estado de la barrera del pozo o falla de una barrera de pozo se debe documentar en el WBS.

Para pozos que están inyectando con una presión en el fondo del pozo más alta que la integridad de la formación, la presión máxima del yacimiento se debe indicar en el WBS.

Los pozos con una fuente de entrada/depósito deben tener dos barreras mecánicas independientes. Esto también se aplica a los pozos que podrían desarrollar un potencial de entrada debido a la inyección.

⁴⁸ Ramírez S. Jetzabeth. (2015). Fundamentos de la tecnología de productividad de pozos petroleros.

Los pozos sin fuente de entrada/depósito deberán tener como mínimo una barrera mecánica. Para pozos con una sola barrera mecánica, se requieren pruebas de entrada a intervalos predeterminados para confirmar que el pozo no fluirá.

El estado de los elementos de barrera para pozos se conoce mediante el registro de la presión de los tubos y el espacio anular, la temperatura, los caudales, las composiciones de los fluidos y las pruebas de presión/fugas de los elementos de barrera para pozos.

Al realizar pruebas de fuga, se prefiere un diferencial de presión de 70 bar para todos los WBE con una tasa de fuga permitida. El WBE que se va a probar puede tener una presión diferencial menor, siempre que:

1. La tasa de fuga permitida se ajuste (reduzca) en consecuencia.
2. La presión máxima en la boca del pozo sea inferior a 70 bar.

La siguiente WBS es un ejemplo y describe una posible solución para definir e ilustrar las envolventes de barreras de pozos para la producción. Sin embargo, la WBS es generalizada para las actividades de terminación, pero puede cambiar dependiendo si requiere un cambio operacional o de seguridad.

Barreras de pozo primarias (de color azul en la ilustración):

- Formación in-situ.
- Cemento de tubería de revestimiento.
- Tubería de revestimiento.
- Empacador de producción.
- Cadena de terminación.
- Componente de la cadena de terminación.
- Válvula de seguridad de fondo de pozo, DHSV.

Barreras de pozo secundarias (de color rojo en la ilustración):

- Formación in-situ
- Cemento de tubería de revestimiento
- Tubería de revestimiento de producción
- Colgador de tubería de revestimiento de producción con conjunto de sello.
- Cabeza de pozo (válvula anular).
- Colgador de tuberías.
- Conector cabeza de pozo/árbol.
- Árbol de superficie.

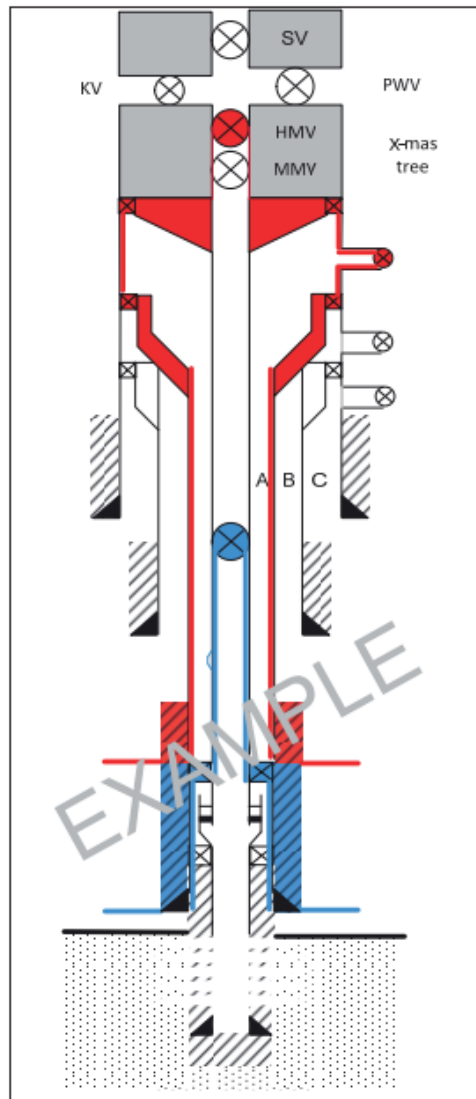


Figura 6.1. Ejemplo de WBS para el control de la producción, indicando de color azul las barreras de pozo primarias y de rojo las secundarias.⁴⁹

6.2. Producción de pozos

La ingeniería de producción “se encarga de la aplicación de conocimientos técnicos y científicos al transporte de los recursos hidrocarburos desde el yacimiento hasta los puertos o puntos de venta” Economides J. Michael (2012)⁵⁰. Determinan qué método de producción se debe usar, diseñan y optimizan las instalaciones de superficie para el tratamiento primario de los hidrocarburos con el objetivo de llevar el crudo o gas a condiciones específicas a las cuales se puede comercializar o distribuir, además, de que intenta maximizar la producción

⁴⁹ NORSOK D-010, (AC:2024). Integridad de pozos en la perforación y operación de pozos. Norma internacional Noruega que regula los requerimientos para garantizar la integridad de los pozos.

⁵⁰ Economides J. Michael, (2012). Sistemas de producción de pozos

(o inyección) de manera rentable. La producción de aceite y gas natural involucra dos sistemas muy diferentes, pero íntimamente relacionados:

1. *El yacimiento*. Medio poroso con características únicas de almacenamiento y flujo.
2. *Las estructuras artificiales*. Incluyen los conjuntos del pozo, el pozo de fondo y la cabeza de pozo, así como las instalaciones de superficie, separación y almacenamiento.

Una vez que un pozo está listo para producir, Ramírez S. Jetzabeth, (2015) hace mención que los ingenieros de producción deben comenzar las tareas para maximizar la recuperación de fluidos que se encuentran en el yacimiento. En la ingeniería en general, se considera que existen tres etapas de explotación en la vida de los yacimientos:

- a) *Primaria*. Comienza desde el inicio de la explotación de un campo o yacimiento y es aquella en la cual se aprovecha la energía natural con la que cuenta el campo.
- b) *Secundaria*. Durante esta etapa, el objetivo es inyectar al yacimiento energía adicional, ya sea a través de inyección de agua o gas natural. Ambos procesos permiten el mantenimiento de la presión o sirven como métodos de desplazamiento de fluidos dentro del yacimiento.
- c) *Mejorada*. En esta etapa, para continuar la explotación de un campo o yacimiento, se requiere la implantación de otros métodos con el fin de aumentar los factores de recuperación de aceite y gas.

Hay que reconocer que en el caso de algunos yacimientos no es fácil identificar estas etapas, incluso, en ciertos casos se ha encontrado que no existió la etapa primaria y fue necesario pasar a la secundaria o mejorada. Va a depender de las condiciones del yacimiento y de las características del gas y el aceite encontrados.

El proceso de producción comienza desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo. Los componentes de producción de pozos son:

1. Volumen y fase de los hidrocarburos del yacimiento.
 - a. Yacimiento.
 - b. Porosidad.
 - c. Espesor.
 - d. Fluidos producidos.
 - e. Profundidad del yacimiento.
 - f. Saturación de fluidos.
 - g. Clasificación de yacimientos.
2. Extensión areal.
3. Permeabilidad.
4. Zona cerca del pozo, interfaz física entre la formación y el pozo y la terminación.
5. Pozo.
6. Equipamiento de superficie.
7. Tanques de almacenamiento y tuberías.

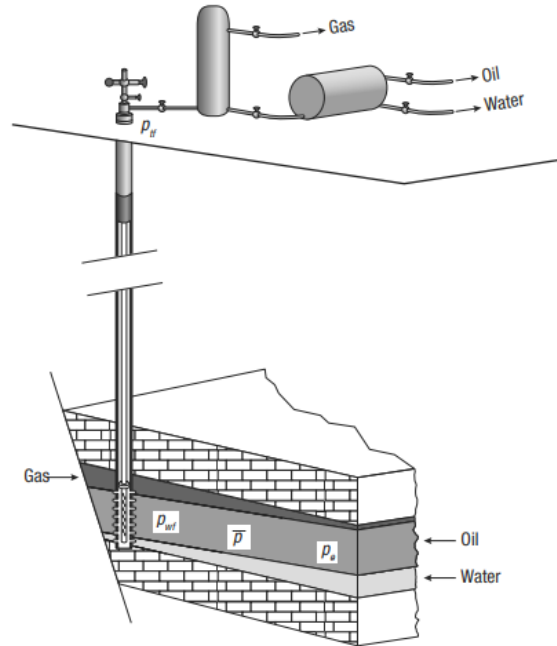


Figura 6.2. Esquema de producción de pozos.⁵¹

En Economides J. Michael, (2012) se establece que el papel de un ingeniero de producción de petróleo es maximizar la capacidad de entrega de pozos de manera rentable. Las principales funciones de un sistema de producción de aceite y gas son las siguientes:

1. Proporcionar un conducto para el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta el punto de almacenamiento o venta y a veces también desde la superficie hasta el subsuelo.
2. Separar cada uno de los fluidos producidos del yacimiento.
3. Minimizar la producción o los efectos negativos de los subproductos.
4. Almacenar los fluidos producidos si no pueden ser exportados inmediatamente.
5. Medir las cantidades de fluidos producidos y controlar el proceso de producción.
6. Proporcionar una parte de la energía necesaria para el transporte de fluidos a través del sistema.

Los pozos en los que la energía del yacimiento puede vencer las caídas de presión a lo largo de sistema integral de producción (SIP), permite el transporte de los fluidos hasta la superficie y se hacen llamar pozos fluyentes.

Para analizar el flujo de fluidos a través del sistema de producción se puede dividir en las partes que lo compone:

1. Flujo de entrada al pozo.
2. Flujo dentro del pozo.
3. Flujo a través del estrangulador y las líneas de descarga.

Se pueden describir los componentes como una red de elementos conectados en los nodos.

⁵¹ Obtenido de Economides J. Michael. (2012). Sistemas de producción de pozos.

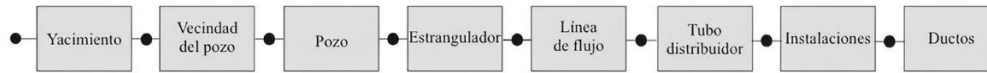


Figura 6.2. Sistema de producción representado como una red.⁵²

6.2.1. Causas de la baja productividad de un pozo

Es necesario entender las causas que provocan el que un pozo no esté produciendo a su nivel óptimo a fin de obtener la solución del problema. Ramírez S. Jetzabeth (2015) categoriza los problemas en tres:

1. Problemas asociados al yacimiento.
 - a. *Baja conductividad de la formación.* Al producto entre el espesor de una formación y su permeabilidad específica se le conoce como conductividad de la formación. Se tendrán valores bajos cuando la permeabilidad tenga un valor bajo, los espesores no sean grandes o cuando ambas características presenten valores bajos.
 - b. *Bajas permeabilidades relativas.* Conforme la presión de confinamiento en una roca aumenta, la permeabilidad específica disminuye. En las vecindades del pozo los esfuerzos de la roca aumentan conforme ocurren caídas de presión durante la producción. Esta reducción de la presión se ve reflejada en la acentuación de la presión de confinamiento de todo el yacimiento y consecuentemente, en la disminución de la permeabilidad.
 - c. *Disminución de la permeabilidad específica.* Relacionado con las características litológicas del yacimiento, cuando diferentes porosidades estarán presentes.
 - d. *Baja porosidad.* El movimiento de fluidos a través del yacimiento depende de su presión; cuando esta es grande, el desplazamiento será mayor y viceversa. Así, cuando la presión baja, el flujo de fluidos hacia los pozos disminuye también.
 - e. *Baja presión de yacimiento.* Conforme aumenta la saturación de gas, muchas veces debido a una disminución de la presión, el gas es mayormente producido por encima del aceite.
 - f. *Altas relaciones gas-aceite o agua-aceite.* Cuando se tiene una considerable producción de agua en un pozo de gas o aceite, se puede reducir la saturación y la permeabilidad relativa del hidrocarburo; se tiene que realizar una separación y manejo del agua producida, aumentando los costos operativos y; el gradiente de presión en las tuberías aumenta, incrementando también la presión de fondo y disminuyendo la producción.
 - g. *Turbulencia.* Una formación contiene sólidos en solución que cuando ocurren caídas de presión al haber producción, dichos sólidos pueden precipitarse. Estos se van a alojar en los poros de la formación impidiendo el adecuado flujo de fluidos. Puesto que la máxima caída de presión ocurre en las cercanías del agujero, es allí donde se tiene la mayor depositación, lo cual agrava la

⁵² Obtenido de Economides J. Michael. (2012). Sistemas de producción de pozos.

- situación porque se produce un daño que ocasionará una nueva caída de presión.
- h. *Precipitados inorgánicos*. Una baja permeabilidad ocasiona una baja tasa de producción. La permeabilidad presente en la formación puede inferirse de los análisis de núcleos o de los registros.
 - i. *Baja permeabilidad del aceite*. En ocasiones, el empleo de ciertos productos para aliviar un problema puede resultar contraproducente. Tales como el uso de ácidos, aditivos o agua incompatible, en vez de solucionar el problema con el aceite deriva de otros problemas como la precipitación de algunos componentes del aceite.
 - j. *Emulsiones*. Se trata de agua que ingresa al sistema de producción que trae consigo microorganismos en suspensión que taponan la formación o los equipos., provocando una bajada de producción considerable.
 - k. *Agua contaminada*. Que el filtrado de lodo llegue al medio poroso de la formación y la intrusión de partículas sólidas al espacio poroso son dos problemas que pueden ocasionar los lodos con agua contaminada. Esto debido a que el ingreso de partículas sólidas puede verse negativamente reflejado en un valor menor de porosidad al que se tenía antes del filtrado.
 - l. *Lodo de perforación*. La filtración de lodo a base de agua salada puede genera el hinchamiento de las partículas arcillosas (los canales de flujo se ven reducidos); y dispersión de aquellas partículas que son transportadas (esto hasta que ocurre un taponamiento en los canales de flujo).
 - m. *Migración de hinchamiento de arenas*. Se trata cuando hay producción de agua que erosiona los equipos de producción provocando que los tanques de almacenamiento se llenen de arena, reduciendo la producción y la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos.
 - n. *Producción de arena*. Es común en muchas zonas que el aceite y el gas se produzcan a partir de areniscas no consolidadas o pobremente consolidadas. En tales formaciones, las arenas pueden ser producidas con los mismos fluidos, originando grandes pérdidas en cantidades de material rocoso al ser arrastradas por el fluido y produciendo arena.
2. Problemas asociados a la terminación del pozo.
- a. *Calidad de los disparos*. Diversos estudios de producción llegan a la conclusión de que son pocos los disparos que contribuyen al flujo de hidrocarburos porque muchas veces están mal diseñados y hechos.
 - b. *Taponamiento*. En otras ocasiones, la depositación de un compuesto orgánico o inorgánico puede ser la causa por la que un pozo no produzca a su nivel óptimo. Algunas veces, la terminación parcial del pozo se hace con toda la intención para evitar una producción excesiva que pueda derivar en una sobreexplotación del yacimiento. En ese caso se debe actuar con mucho cuidado para no confundir este efecto con algún problema del pozo.
3. Problemas asociados al equipo de producción.
- a. *Depósitos orgánicos*. Relacionado con una mala adherencia de la TR, provocando que se formen canales de comunicación entre zonas.
 - b. *TR y cementación*. La TR puede presentar errores debido a perforaciones o fugas ocasionadas por la acción corrosiva de algunos fluidos y por mal diseño.

- c. *Tubería de producción*. Otras dificultades que se pueden presentar son la corrosión y el desgaste en las válvulas de inyección de gas, la abrasión del metal de los sistemas de bombeo por producción de arena, el desgaste debido al tiempo de los empacadores; lo cual provocan la migración de fluidos en el espacio anular entre la TP y la TR.
- d. *Zonas ladronas*. Es una formación en la cual se manifiesta una pérdida de circulación, ya que existe un flujo preferencial al ser una zona de alta permeabilidad. Para disminuir la permeabilidad de las zonas ladronas se utiliza un colchón obturante basado en fluidos reactivos.

6.3. Sistema integral de producción

La productividad de pozos es la relación del grado de utilización efectiva de cada uno de los elementos del sistema integral de producción (yacimiento-pozo-instalaciones superficiales) y la optimización eficiente y eficaz de los recursos utilizados para maximizar la producción y el valor del negocio.

El sistema integral de producción (SIP) es el “conjunto de elementos a través del cual se administra el transporte de fluidos desde el yacimiento hasta la superficie para separar el aceite, gas, agua y sedimentos acondicionando cada fase en las instalaciones para su envío a almacenamiento y/o comercialización” Economides J. Michael, (2012).

Para entender el funcionamiento de un SIP, se deben conocer cada uno de sus componentes. Los elementos básicos del SIP son:

1. *Yacimiento*. Se le llama así a la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente.
2. *Pozo*. Desde el yacimiento hasta la cabeza en superficie.
3. *Tubería de descarga*. Estructuras de acero cuya finalidad es transportar gas, aceite y, en algunos casos agua, desde la cabeza del pozo hasta el tanque de almacenamiento.
4. *Estrangulador*. Aditamento que se instala en los pozos productores con el fin de restringir el flujo de fluidos. Permite obtener el gasto deseado y prevenir la conificación de agua, la producción de arena y, sobre todo, aumentar la seguridad de las instalaciones superficiales.
5. *Separadores*. Equipos que separan la mezcla de aceite y gas o, en algunos casos, aceite, gas y agua que provienen de los pozos.
6. *Líneas de flujo de las cabezas de pozo a las instalaciones de superficie*.
7. *Tanques de almacenamiento y tuberías hasta el punto de ventas*. Recipientes de gran capacidad para almacenar la producción de fluidos de uno o varios pozos.

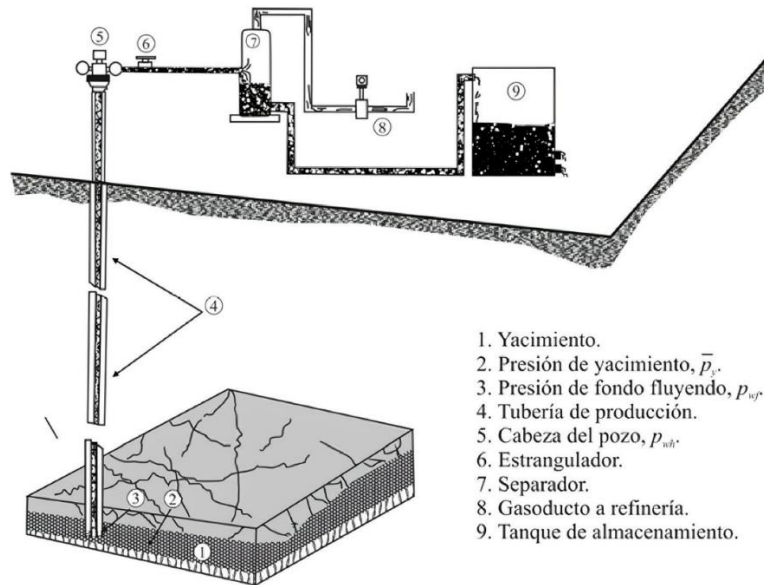


Figura 6.3. Esquema del Sistema Integral de Producción.⁵³

6.4. Análisis nodal

“Es una técnica que permite optimizar pozos y sistemas de recolección de fluidos hidrocarburos” Ramírez S. Jetzabeth, (2015). La técnica consiste en detectar y cuantificar el impacto de las restricciones al flujo, sobre la capacidad de producción del pozo y del sistema.

Para generar modelos de pozos confiables y representativos del comportamiento real de la producción, se establece que es esencial disponer de una correlación de flujo multifásico que permita simular el perfil dinámico de presión y temperatura tanto en la tubería de producción como en la línea de flujo en la superficie.

Este análisis nodal consiste en dividir el sistema de producción en nodos solución para calcular las caídas de presión, así como el gasto producido para poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un pozo. Generalmente se obtiene un incremento en la producción y una mejora en la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor. El análisis nodal puede utilizarse para:

- Determinar las excesivas resistencias al flujo o caídas de presión en cualquier parte del sistema.
- Determinar el efecto de cualquier elemento sobre el comportamiento total del pozo productor.
- El efecto sobre el gasto que tendría disminuir la presión del separador, eliminar o cambiar válvulas o conexiones inapropiadas, colocar separadores a boca de pozo, etc.

En el caso de un pozo nuevo, el análisis nodal permite definir el diámetro óptimo de la tubería de producción, del estrangulador y de la línea de descarga, por las que deben fluir los

⁵³ Obtenido de Economides J. Michael. (2012). Sistemas de producción de pozos.

hidrocarburos, así como predecir su comportamiento de flujo y presión para diferentes condiciones de operación.

En el análisis nodal se evalúa un sistema de producción dividido en 3 componentes:

1. Flujo a través del medio poroso, incluyendo el daño
2. Flujo a través de la tubería vertical
3. Flujo a través de la tubería horizontal

Con la aplicación de esta técnica se adecua la infraestructura tanto de superficie como de subsuelo, para reflejar en el tanque de almacenamiento el verdadero potencial de producción de los pozos asociados a los yacimientos del sistema total de producción. Detecta restricciones al flujo y cuantifica su impacto sobre la capacidad de producción total del sistema.

Si se conocen la presión y el gasto en uno de los extremos, para un análisis de este tipo es suficiente una sola pasada para obtener las presiones y velocidades de flujo en todos los nodos.

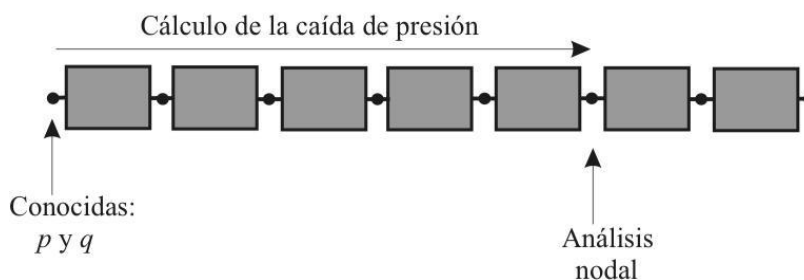


Figura 6.4. Estructura de análisis nodal.⁵⁴

6.4.1. Metodología de análisis

Ramírez S. Jetzabeth, (2015) establece que la metodología del análisis se usa para evaluar problemas de producción en pozos de petróleo y gas, puede ser aplicado en pozos con distintos SAP y para analizar el comportamiento de pozos inyectoros. Esta consiste en:

- Selección del diámetro de la tubería
- Selección del diámetro de la línea de flujo
- Diseño de las redes de flujo en superficie
- Diseño del empacamiento de arena
- Diámetro del choque en superficie
- Diámetro de la válvula de seguridad en subsuelo
- Evaluación y simulación de pozos
- Diseño del sistema de levantamiento artificial
- Analizar los sistemas de producción multipozo

⁵⁴ Obtenido de Ramírez S. Jetzabeth, (2015). Fundamentos de la tecnología de productividad de pozos petroleros.

La cantidad de aceite y gas fluyendo dentro del pozo desde el yacimiento depende de la caída de presión en el sistema de tuberías y, a su vez, la caída de presión del sistema de tuberías depende de la cantidad de fluidos moviéndose a través del mismo sistema de tuberías. Por lo tanto, el sistema de producción integral debe ser considerado como una unidad.

La producción de un pozo puede ser a menudo restringida por el comportamiento de un solo componente en el sistema. Si el efecto de cada componente sobre el comportamiento del sistema total de producción se puede analizar de forma aislada, el comportamiento del sistema se podrá optimizar en forma económica.

6.5. Sistemas Artificiales de Producción, SAP

También está el caso en el que el yacimiento no cuenta con la energía suficiente para llevar los fluidos a la superficie, por lo que se han desarrollado distintas técnicas que proveen una energía externa al yacimiento, para ayudarlo a vencer las caídas de presión a lo largo del SIP después de los disparos, es decir a nivel pozo, las mismas que reciben el nombre genérico de sistemas artificiales de producción (SAP).

El levantamiento artificial de los fluidos es “el área de la ingeniería de producción que está relacionada con las tecnologías usadas para estimular e incrementar el gasto de producción de los pozos fluyentes, para volver a poner a producir los pozos no fluyentes o para estabilizar la producción de los pozos mediante el uso de una energía externa para ayudar a que la presión del yacimiento sea mayor que las caídas de presión en el pozo” Ramírez S. Jetzabeth, (2015).

Los SAP son equipos adicionales a la infraestructura del pozo que suministran energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad determinada. Esto no quiere decir que un pozo no debe fluir con la energía propia del yacimiento para que sea aplicado un SAP, ya que, aunque sea fluyente, la implementación de un SAP es de gran ayuda para optimizar la producción. Hay 5 tipos de SAP, estos son:

1. Con bombas superficiales.
 - a. Bombeo Mecánico (BM).
 - b. Bombeo Electrocentrífugo.
 - c. Bombeo de Cavidades Progresivas.
 - d. Bombeo Hidráulico.
2. Sin bombas superficiales.
 - a. Bombeo Neumático (BN).

Para la selección de los SAP, hay que tener en cuenta diferentes factores:

- a) Características de producción.
- b) Propiedades de los fluidos.
- c) Características del pozo.
- d) Tipo de yacimiento.
- e) Calidad de energía.
- f) Localización.
- g) Instalaciones en la superficie.
- h) Problemas operacionales.

Los diferentes SAP presentan ciertas ventajas y desventajas en su uso, debido a que por sus características principales pueden o no utilizarse en un ambiente dado. Además, todos los SAP están gobernados por su principio de funcionamiento, materiales de fabricación, componentes, etc.; los cuales van a permitir o no su implementación en pozos con ciertas características.

Las condiciones de presión, temperatura, tipo de fluidos, estado mecánico de los pozos, entre otras variables, son las que limitan la posibilidad del uso de un SAP u otro. Es esencial conocer las virtudes y defectos de cada uno para poder hacer una selección óptima dependiendo de las características presentes en cada pozo. La selección de SAP se basa en el resultado de un análisis técnico y económico para cada aplicación, debido a que ciertos métodos presentan un mejor comportamiento que otros.

6.6. Acciones de control de pozos

En NORSOK D-010, (AC:2024) menciona que se deben establecer procedimientos de control de pozos para diferentes escenarios. Las acciones para asegurar el pozo y los pozos vecinos se deben indicar claramente en caso de fallas de la barrera del pozo.

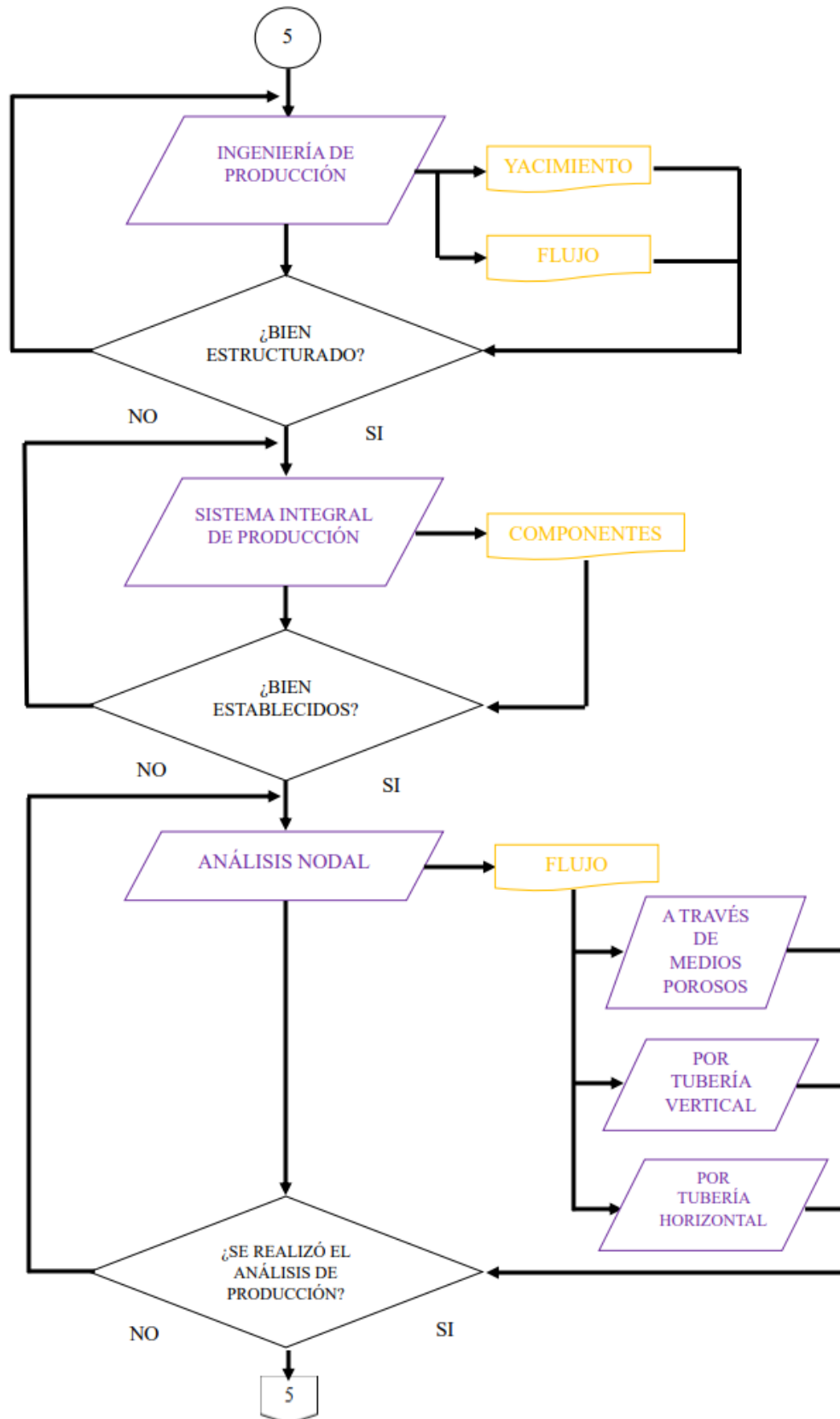
Los procedimientos genéricos para cerrar el pozo deben estar disponibles en todo momento y se debe realizar una evaluación basada en el riesgo del tiempo de respuesta necesario. Se debe mantener el plan de contingencia en caso de reventón, incluidas las posibilidades de perforación de pozos de alivio.

Al confirmarse la pérdida de la barrera primaria o secundaria del pozo, se debe cerrar el pozo y verificar la barrera restante. Solo se deben realizar actividades relacionadas con el restablecimiento de la barrera del pozo en el pozo afectado. Las fallas múltiples de la barrera del pozo en el mismo pozo deben dar lugar inmediatamente a una alerta a la organización de respuesta a emergencias.

Si el riesgo de pérdida de contención aumenta significativamente al cerrar el pozo, se puede mantener el pozo en producción hasta que se restablezca la barrera del pozo. La producción continua se basará en una evaluación de riesgos que demuestre:

- a) La producción continua reduce la probabilidad de una mayor degradación de la barrera del pozo.
- b) El riesgo de fallas adicionales de la barrera del pozo se mantiene al mínimo en comparación con el cierre del pozo.
- c) No se describen simulacros en esta sección.

6.7. Diagrama de flujo para el Control durante la Producción



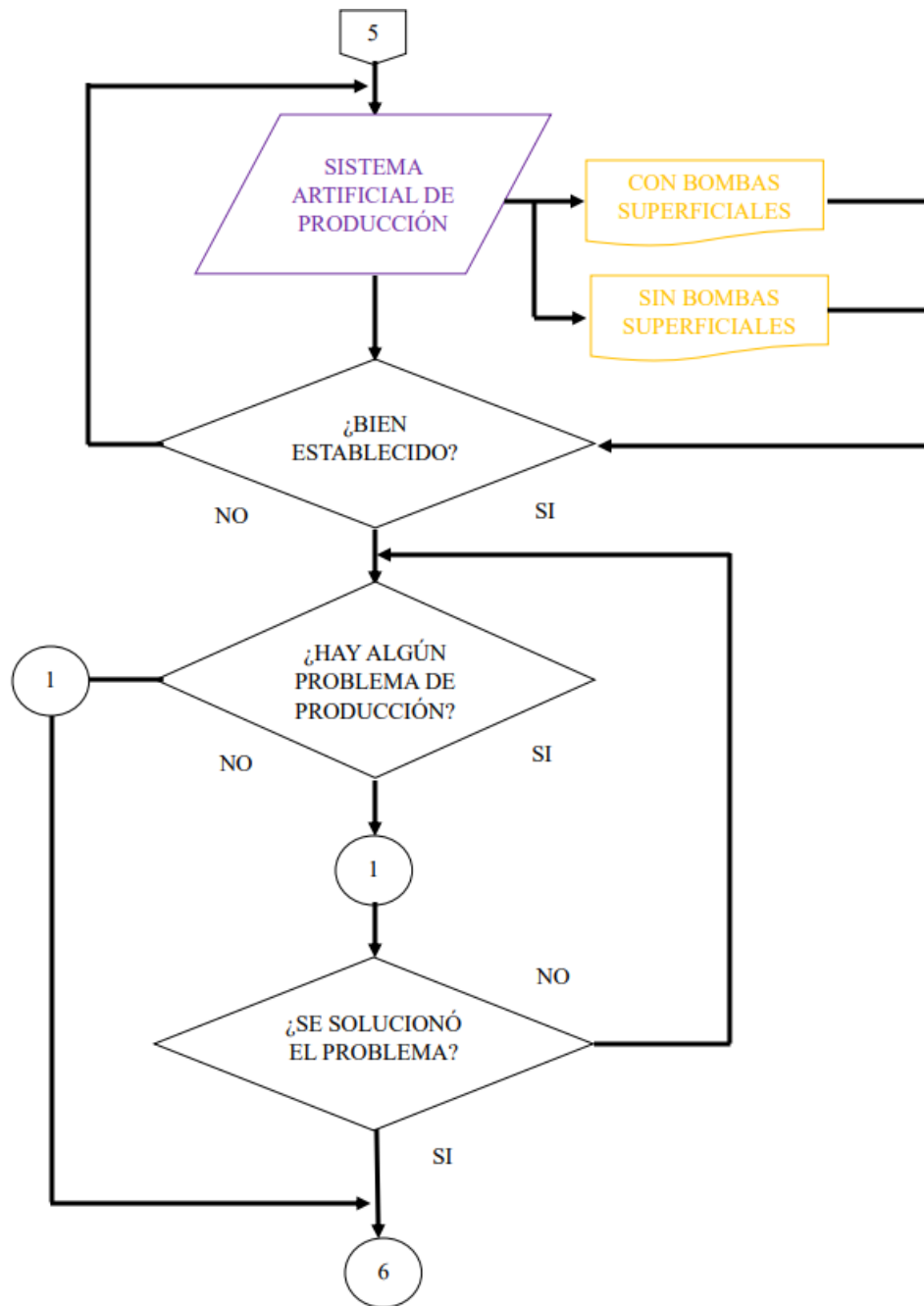


Figura 6.7. Control de la producción estructurado en un diagrama de flujo, con la entrada de datos de color morado y los entregables de esos datos de amarillo.

Capítulo 7. Abandono de Pozos

El abandono es la fase final del ciclo de vida del pozo, se realiza posterior al cierre definitivo y desmantelamiento de una instalación en la que el sitio queda en condiciones seguras de manera definitiva y ya no existen causas supervenientes de impacto al medio ambiente o, en su caso, se ha llevado a niveles de cumplimiento normativo.

La ISO TS 16530-1 (2022) dicta que esta actividad aplica para todos los pozos que califican para abandono permanente o abandono temporal, que tienen por objetivo garantizar la integridad mecánica del pozo después de abandonado, para evitar la migración de fluidos hacia la superficie. Los operadores son responsables de la planificación, diseño, logística y ejecución de las actividades de cementación relacionadas con los trabajos para el abandono de los pozos. Lo esencial para la fase de abandono de pozos es:

1. Barreras de pozo de abandono
2. Características de abandono
3. Programa de cierre, desmantelamiento y abandono (CDA)
4. Acciones de control de pozos

Previo a llevar a cabo el cierre, desmantelamiento y abandono se realiza una planificación de las actividades que se pretenda ejecutar, considerando las particularidades asociadas al tipo de proyecto y a los riesgos identificados.

El programa de abandono “debe contener las características del cemento utilizado para los tapones y los procedimientos de mezcla del cemento establecidos en las normas API SPEC 10 A, Especificaciones para cementos y materiales usados en la cementación de pozos y API RP 10 B, Prácticas recomendadas para pruebas de cementos para Pozos” Lineamientos de CNH, (2024).

Estas pautas se aplican a todos los pozos de exploración, evaluación y desarrollo que estén abandonados o suspendidos permanentemente. Debe reconocerse que cada pozo es único y debe considerarse de forma individual, tanto para pozos terrestres y marinos.



Figura 7. Proceso de abandono de pozos.

7.1. Barreras de pozo de abandono

Los pozos abandonados temporalmente (suspendidos) están destinados a ser reingresados en el futuro. La colocación de barreras puede depender de si el pozo se abandonará temporal o permanentemente. Esta operación se realiza cuando el pozo ya no potencialmente rentable, llega a su límite económico y las empresas deciden acondicionar el pozo al abandono.

En NORSOK D-010, (AC:2024) se establece que las prácticas de taponamiento y abandono de pozos variarán según los requisitos reglamentarios, el tipo de pozo y el propósito. Se deben aplicar prácticas operativas y de ingeniería sólidas a cada operación de taponamiento de pozos.

Las barreras de abandono pueden incluir aquellas ubicadas:

1. A lo largo de cualquier revestimiento o zapata expuesta
2. En pozos abiertos
3. Por encima de los intervalos perforados en pozos entubados
4. En puntos donde se ha quitado el revestimiento
5. A lo largo de las partes superiores de los revestimientos
6. Por encima y por debajo de fuentes de agua utilizables
7. Por encima o por debajo de zonas que contienen hidrocarburos u otras zonas de flujo potencial
8. En la superficie o en la línea de lodo

Las aplicaciones de las barreras de pozo se desarrollan en el entorno operativo:

1. Tipos de formación.
 - a. *Zonas de flujo potencial.* Son cualquier formación en un pozo donde el flujo es posible cuando la presión del pozo es menor que la presión de poro. El aislamiento de estas zonas será el objetivo principal del taponamiento y abandono del pozo, a menos que se considere aceptable el flujo cruzado. Antes de las operaciones de abandono permanente, se deben identificar todas las zonas de flujo potencial en el pozo.
 - b. *Fuentes de agua utilizables.* Las aguas subterráneas (acuíferos) aptas para el consumo humano o animal con o sin tratamiento se clasifican como fuentes de agua utilizables. Estos tipos de formación se deben proteger de la contaminación por migración de fluidos o escorrentía de agua superficial.
 - c. *Zonas de inyección y agotadas.* Las zonas de inyección o eliminación son formaciones geológicas cuyos estratos están aislados de las fuentes de agua utilizables suprayacentes por una capa impermeable en la que se inyectan fluidos para su eliminación o carga. Las zonas agotadas son formaciones cuyas presiones de yacimiento son menores que las presiones de la formación adyacente como resultado de las operaciones de producción. Estas zonas pueden impedir la estabilidad del tapón durante la colocación. Tanto las zonas de inyección como las agotadas se aislarán durante el abandono a menos que se considere aceptable el flujo cruzado.
2. Posición.
 - a. *Instalación de barreras.* Durante el abandono del pozo, la colocación de una barrera impide el flujo de fluidos de formación a la superficie o al lecho marino, el flujo cruzado entre formaciones permeables y la contaminación de fuentes de agua utilizables. Dado que el estado geológico inicial era un sello continuo, el abandono del pozo se realiza normalmente mediante la creación de una barrera continua a lo largo del pozo en la ubicación del sello natural.
 - b. *Presiones y resistencias de la formación.* La ubicación de una barrera de abandono permanente suele ser a una profundidad en la que la integridad de

la formación puede soportar la presión de las zonas de flujo potencial que se están aislando. Un sello natural para una zona de flujo potencial suele comenzar inmediatamente por encima de la parte superior de la zona de flujo potencial.

- c. *Pozo abierto*. Los métodos utilizados para colocar tapones de abandono de pozo abierto pueden incluir el desplazamiento, la compresión, la tubería flexible y los empaquetadores inflables de pozo abierto con tubería pasante.
- d. *Pozo entubado*. Los abandonos de pozos entubados generalmente implican la cementación por compresión y/o un tapón de cemento para sellar posibles vías de la zona de flujo, como perforaciones, así como la colocación de tapones de cemento en el pozo entubado.
- e. *Zapata de revestimiento*. Las operaciones de abandono que se realizan en la zapata de revestimiento proporcionan una barrera para aislar el pozo abierto que se encuentra debajo y el pozo abierto de las secciones superiores del pozo.
- f. *Tapón de revestimiento o tapa de liner*. Un tapón de revestimiento o tapa de liner puede introducir una nueva ruta de flujo que no estaba aislada por las barreras del pozo colocadas más profundamente en el pozo. Puede ser necesario colocar un tapón a lo largo del tapón de revestimiento o tapa de liner para proporcionar una barrera que aisle las secciones del pozo que se encuentran debajo del tapón de revestimiento o tapa de liner de las secciones superiores del pozo.
- g. *Fuentes de agua utilizables*. Los tapones de cemento se colocan normalmente en las fuentes o zonas de agua utilizables para aislarlas por completo del contacto con el pozo por encima y por debajo de ellas.

La siguiente WBS es un ejemplo y describe una posible solución para definir e ilustrar las envolventes de barreras de pozos para el abandono. Sin embargo, la WBS es generalizada para las actividades de abandono permanente, pero puede cambiar dependiendo si requiere un cambio operacional o de seguridad.

Barreras de pozo primarias (de color azul en ilustración):

- Formación in-situ.
- Tapón (plug) de cemento.

Barreras de pozo secundarias (de color rojo en ilustración):

- Formación in-situ (en la zapata).
- Cemento de tubería de revestimiento.
- Tubería de revestimiento.
- Tapón de cemento o mecánico (colocado a una profundidad en la que se pueda volver a ingresar al pozo de manera segura).

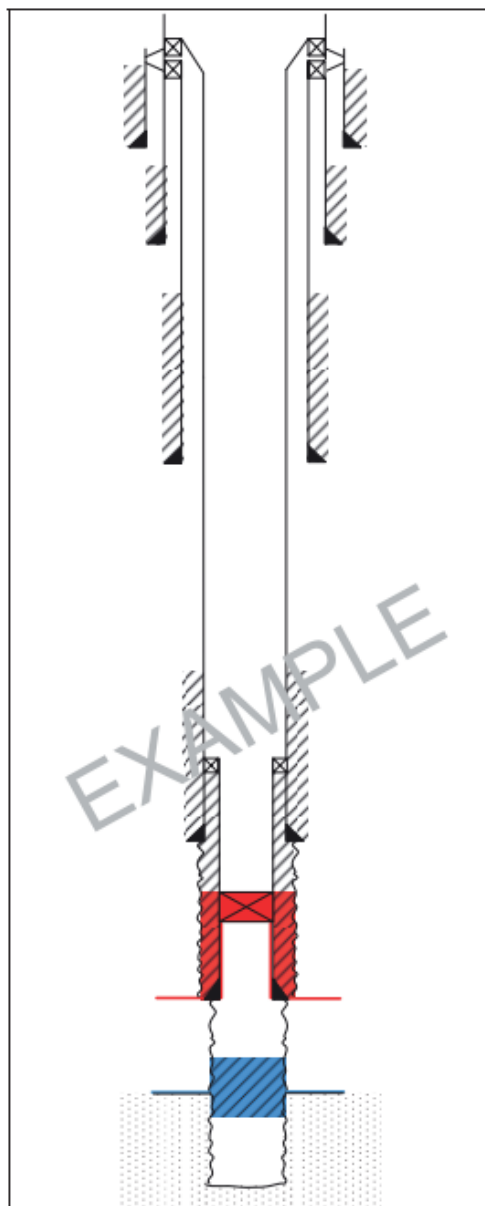


Figura 7.1. Ejemplo de WBS para el abandono de pozos con sus respectivas barreras de pozo primarias (color azul) y secundarias (color rojo).⁵⁵

7.2. Características de abandono

En API 65-3, (2021)⁵⁶ se estipulan las principales características de los materiales de abandono deberían ser las siguientes:

⁵⁵ NORSOK D-010, (AC:2024). Integridad de pozos en la perforación y operación de pozos. Norma internacional Noruega que regula los requerimientos para garantizar la integridad de los pozos.

⁵⁶ API 65-3, (2012). Taponamiento y abandono de pozos.

1. Permeabilidad muy baja. Para evitar el flujo de fluidos a través de la barrera.
2. Integridad a largo plazo. Características de aislamiento duraderas del material, que no se deterioran con el tiempo.
3. Resistencia a los fluidos y gases del fondo del pozo (CO₂, H₂S, hidrocarburos).
4. Propiedades mecánicas adecuadas para acomodar cargas y cambios en el régimen de presión y temperatura, incluidos cambios en el servicio durante todo el ciclo de vida del pozo.
5. Sin contracción y capaz de adherirse al revestimiento y la formación. Para evitar el flujo entre el tapón de barrera y/o el espacio anular del revestimiento y para evitar el cambio de posición de la barrera en el pozo.

La técnica de colocación del material de obturación en el fondo del pozo es extremadamente importante, especialmente en casos de aplicaciones a través de tubería. Se debe tener en cuenta los volúmenes, la contaminación y la contracción. Se recomienda un soporte para evitar el hundimiento de la lechada de cemento para todos los tapones de cemento.

Actualmente el cemento se utiliza en los pozos como materia prima para fines de abandono, esto no excluye el uso de otros materiales. Los materiales alternativos deben cumplir con las características de abandono y debe haber un medio por el cual se puedan verificar las barreras.

7.2.1. Tapón de cemento

El taponamiento de pozos es la “técnica balanceada de colocación de un volumen relativamente pequeño de cemento en una zona determinada. Su finalidad es proveer un sello para el abandono de pozos” API 65-3, (2021). Estos, deben contener las características del cemento utilizado para los tapones y los procedimientos de mezcla del cemento establecidos en las normas API SPEC 10 A, “Especificaciones para cementos y materiales usados en la cementación de pozos” y API RP 10 B, “Prácticas recomendadas para pruebas de cementos para Pozos”.

Cuando se requiere abandonar un pozo y prevenir la comunicación entre zonas, se colocan varios tapones de cemento a diferentes profundidades. Se colocan generalmente frente a zonas potenciales de alta presión.

Los factores de diseño para el tapón de cemento son:

1. Geometría del agujero
2. Geomecánica
3. Datos del pozo
4. Datos de la tubería de revestimiento
5. Datos de desviación
6. Fluidos

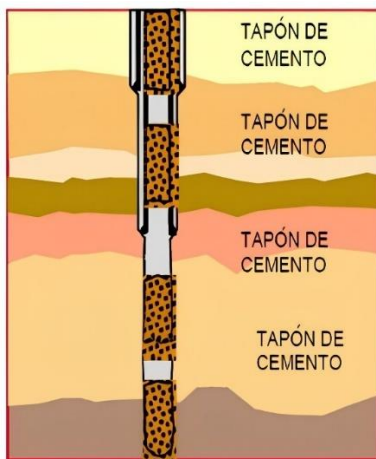


Figura 7.2.1. Esquema de tapón de cemento.⁵⁷

7.2.2. Abandono temporal

El abandono temporal se realiza cuando por cuestiones técnicas, económicas o de seguridad se decide interrumpir la producción de un pozo, colocando tapones mecánicos que se plantean remover en un futuro para reanudar con la producción u otro propósito a fin.

En los lineamientos de CNH se dicta que los operadores petroleros deben cumplir con lo siguiente en caso de que realicen el abandono temporal:

1. Para pozos terrestres, se deben sellar los intervalos abiertos del pozo, probar la integridad de la tubería de revestimiento y sellarla en la superficie, conforme a lo siguiente:
 - a. Colocar un tapón de superficie que debe tener al menos 60 metros de longitud y su cima debe colocarse entre 100 y 250 metros debajo del contrapozo.
 - b. Soldar una placa de acero provista de una válvula de alivio en la parte superior del revestimiento de menor diámetro.
 - c. Instalar un árbol de válvulas en el pozo o sellar con una placa de acero en la brida superior del cabezal del pozo, e instalar una válvula de alivio.
2. En pozos equipados con liner, el aislamiento debe ser realizado de acuerdo con uno de los procedimientos siguientes:
 - a. Colocar un tapón de cemento de al menos 30 metros de longitud, de modo que su base quede posicionada 10 metros por encima de la cima del liner.
 - b. Colocar un tapón mecánico 10 metros arriba de la cima del liner. En el abandono temporal de emergencia de un pozo, prevalecerán los procedimientos del plan para atención de contingencias específico para cada caso.
3. En pozos costa afuera. No se permite abandono temporal de pozos costa afuera ni lacustres. Únicamente se permitirá lo anterior, con base en el análisis técnico y el análisis económico que el operador petrolero presente. Además, de recuperar el cabezal y tubería de revestimiento, así como limpiar el sitio donde se desarrollan las actividades de perforación.

⁵⁷ API 65-3, (2021). Taponamiento y abandono de pozos.

7.2.3. Abandono permanente

Este tiene por objetivo aislar el pozo permanentemente bajo condiciones de seguridad y protección ambiental, prevé el aislamiento con tapones de cemento y/o mecánicos de las zonas productivas (iniciando del agujero descubierto), de la zapata del casing y de los colgadores de liner.

En los lineamientos de CNH se establece que los operadores deben cumplir el siguiente procedimiento cuando realicen el abandono permanente:

1. En pozos equipados con liner, el pozo debe ser aislado con tapón de cemento de al menos 30 metros de longitud, con la base del tapón colocada en la parte superior del liner y sin perjuicio de la adopción de los demás procedimientos de abandono.
2. En pozos de agujero descubierto:
 - a. Colocar un tapón de cemento con el fin de cubrir los intervalos permeables que contienen hidrocarburos o acuíferos, dejando la cima del tapón por lo menos 30 metros por encima de los intervalos permeables y el fondo 30 metros por debajo de éstos, o en el fondo del pozo. Ello, si la distancia del fondo del pozo a la base del intervalo fuera menor a 30 metros.
 - b. Colocar un tapón de cemento de al menos 60 metros de longitud, de manera que su base se coloque, como mínimo 30 metros por debajo de la zapata de la tubería de revestimiento más profunda.
 - c. En caso de pérdida de circulación en los estratos permeables durante los procedimientos de abandono, colocar un tapón mecánico permanente próximo a la zapata de la tubería de revestimiento más profunda y probar su hermeticidad. El tapón de cemento deberá colocarse mínimo 30 metros de longitud por encima del tapón mecánico.
3. En pozos con un intervalo superficial disparado, el aislamiento debe ser realizado por uno de los siguientes métodos:
 - a. Colocar un tapón mecánico permanente aproximadamente 20 metros por encima de la cima del intervalo disparado y colocar un tapón de cemento de al menos 30 metros de longitud por encima del tapón mecánico.
 - b. Colocar un tapón de cemento de al menos 60 metros de longitud, de modo que su base quede posicionada a 20 metros de la cima del intervalo disparado.
4. En pozos con accidente mecánico, donde una sección de la tubería de revestimiento es recuperada, el tramo restante debe ser aislado de acuerdo con lo siguiente:
 - a. Si la parte restante de la tubería de revestimiento está dentro de otra tubería de revestimiento, se debe aplicar alguno de los siguientes procedimientos:
 - i. Colocar un tapón de cemento de manera que su base quede posicionada por debajo de la profundidad donde se encuentra la parte restante de la tubería de revestimiento y su cima a 30 metros por encima de la parte superior de la misma tubería.
 - ii. Colocar un tapón mecánico permanente a 15 metros por encima de la profundidad donde se encuentra la tubería de revestimiento restante, y colocar un tapón de cemento de al menos 30 metros de longitud por encima del tapón mecánico o

- iii. Colocar un tapón de cemento de 60 metros de longitud, de modo que su base quede posicionada máximo 30 metros por encima de la profundidad donde se encuentra la tubería de revestimiento restante.
- b. Si la profundidad de la parte restante de la tubería de revestimiento está por debajo de la zapata de la tubería de revestimiento de diámetro superior, se debe ejecutar el abandono de pozos de agujero descubierto.
- c. En pozos con accidente mecánico donde no haya sido colocada suficiente tubería de revestimiento superficial para proteger los acuíferos existentes, se debe colocar un tapón de cemento. Dicho tapón debe extenderse 15 metros por debajo de la base del acuífero más profundo y al menos 15 metros por encima de la cima del acuífero más superficial. El operador debe verificar la correcta colocación del tapón tocando éste con tubería de producción o con tubería de perforación. Si al verificar la integridad del tapón, se determina que el tapón no fue colocado correctamente, se debe repetir la operación de taponamiento. Adicionalmente, se debe colocar un tapón de al menos 30 metros de longitud, que se extienda 15 metros por debajo de la zapata de la tubería de revestimiento superficial, hasta 15 metros por encima de la zapata. En el caso de pozos costa afuera, se debe colocar un tapón de cemento que se extienda 30 metros por debajo de la base del acuífero y 30 metros por encima de la cima del acuífero.
- d. En un pozo inactivo con cualquier tipo de terminación, donde esta haya sido retirada dejando una parte remanente de la tubería de producción, el intervalo que fue productor debe ser aislado colocando un tapón mecánico lo más cercano posible a la cima de la tubería de producción remanente. Adicionalmente, por encima del tapón mecánico debe colocarse un tapón de cemento, de al menos 60 metros de longitud.
- e. En pozos multilaterales se deberán cumplir las disposiciones del presente apartado que apliquen para cada una de las ramificaciones.
- f. En pozos costa afuera, el tapón de superficie debe tener al menos 30 metros de longitud y su cima debe colocarse entre 100 y 250 metros por debajo del lecho marino.
- g. En pozos costa afuera que producían en agujero descubierto, se pueden utilizar los siguientes métodos:
 - i. Un tapón de cemento, asentado por el método de desplazamiento, cuya cima esté al menos 30 metros por encima de la zapata del revestimiento más profundo y cuya base esté al menos 30 metros por debajo de dicha zapata.
 - ii. Un tapón de cemento cuya base esté al menos 30 metros por debajo de la zapata de la tubería de revestimiento más profunda y cuya cima esté al menos 15 metros por encima de dicha zapata; un retenedor de cemento de presión diferencial colocado encima de este tapón y un segundo tapón de cemento encima del retenedor y cuya cima esté 15 metros por encima del retenedor, o
 - iii. En caso de conocerse o esperarse pérdida de circulación en el agujero, colocar un tapón puente asentado de 15 a 30 metros por encima de la zapata, con un tapón de cemento encima del tapón puente; la cima del

tapón de cemento debe estar al menos 15 metros por encima del tapón puente.

Los operadores pueden aplicar sus métodos de abandono permanente de pozo, siempre y cuando sean equivalentes o superiores a los descritos, en cuyo caso deberán incluirlos en la notificación de abandono. Deberán entregar un informe detallado del abandono permanente, podrá usar el cemento u obturantes químicos permanentes en la formación productora, previo a la colocación de tapones y a fin de reducir el riesgo de la aportación de fluidos de dicha formación.

7.3. Cierre, Desmantelamiento y Abandono, CDA

El programa CDA es un “documento que establece las actividades, los tiempos de ejecución y los responsables de llevar a cabo el cierre, desmantelamiento y/o abandono de instalaciones de pozos en cumplimiento de los requisitos establecidos en la regulación aplicable” ASEA (2019)⁵⁸.

Para elaborar el programa de actividades, se considera la actualización de los elementos y requisitos del WIMS. En este sentido, se tomar en cuenta lo siguiente:

1. Procedimientos para asegurar la competencia del personal.
2. Personal suficiente para llevar a cabo las actividades contempladas en cada etapa.
3. Procedimientos que detallen la realización de las actividades y establezcan los responsables de llevarlas a cabo.
4. La comunicación al personal involucrado de las tareas y actividades a realizar durante cada etapa.
5. El aseguramiento de los recursos económicos, materiales y equipos suficientes e idóneos para llevar a cabo las actividades de cada etapa.
6. Los programas y protocolos establecidos en la regulación aplicable.

Es necesario considerar el uso futuro al que se destinará el sitio del proyecto que será abandonado. El operador conserva la documentación y otras evidencias de las acciones que se lleven a cabo, de acuerdo con lo establecido en el WIMS.

7.3.1. Cierre de pozos

La etapa de cierre inicia cuando el operador realiza el paro definitivo de equipos e instalaciones, ya sea por la finalización del proyecto o por consideraciones técnicas de otra índole. El cierre de pozos es el “proceso en la cual una instalación deja de operar de manera temporal o definitiva, en condiciones seguras y libre de hidrocarburos” (Agencia de seguridad, energía y medio ambiente, 2019).

En el proceso de cierre de pozos se realiza lo siguiente:

1. Recopilación de información del pozo.
2. Procedimientos detallados de las actividades a realizar.
3. Manejo integral de residuos.
4. Verificación de las actividades realizadas.

⁵⁸ Obtenido de Agencia de Seguridad, Energía y Medio Ambiente (ASEA). (2019). Guía para el cierre, desmantelamiento y abandono de pozos.

En esta etapa consiste en llevar a cabo las siguientes actividades:

- a) *Inertización*. Es la reducción controlada de la concentración de oxígeno para evitar la combustión y lograr condiciones estables en un equipo o instalación, ante agentes exteriores ya sean físicos, químicos o biológicos.
- b) *Desenergizado*. Proceso en el que se desplaza la energía fuera de equipos e instalaciones de forma controlada hasta alcanzar el equilibrio estático, termodinámico y electroestático, con el objeto de evitar incidentes o accidentes.
- c) *Vaciado y limpieza*. Proceso de desplazamiento y purgado de hidrocarburo o cualquier otro material de los equipos e instalaciones.
- d) *Aislamiento de equipos e instalaciones*. Con objeto de evitar cualquier liberación o intercambio no deseados de energía y/o materia, se requiere aislar físicamente y de manera completa los equipos e instalaciones.

Dichas actividades se tienen que monitorear y verificar para asegurar que el primer paso de abandono de pozos se realizó correctamente, manejando con responsabilidad los residuos del vaciado y limpieza de las instalaciones y equipos.

Una vez concluidas las actividades de cierre, se implementarán los mecanismos para el control de acceso, conservación y monitoreo del sitio para garantizar que los equipos e instalaciones permanecen en condición segura, con el fin de prevenir cualquier evento no deseado durante el periodo que transcurra entre la conclusión del cierre y el inicio del desmantelamiento.

7.3.2. Desmantelamiento de pozos

El desmantelamiento de pozos “es la etapa en la que se realiza la remoción total o parcial, el desarmado y desmontaje en el sitio, o la reutilización y disposición segura de equipos y accesorios de una instalación” ASEA, (2019).

El desmantelamiento inicia con la verificación del cumplimiento del programa de cierre, esto es importante en particular cuando se presentan largos periodos entre el término del cierre y el inicio del desmantelamiento.

El objetivo de esta etapa es la remoción, en condiciones seguras, de todas las estructuras, equipos, instalaciones, materiales y residuos, garantizando en todo momento la seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente. Es importante que el operador mantenga la documentación y registros de las acciones que se lleven a cabo, de acuerdo con lo establecido en el WIMS.

La planificación de las actividades debe ser previa al inicio de la etapa de desmantelamiento, en la que se establecerán las acciones y procedimientos a seguir:

1. Recopilación de información del pozo.
2. Inventario de equipos e instalaciones a desmantelar.
3. Análisis de riesgo del desmantelamiento.
4. Evidencia de los equipos a ser desmantelados.
5. Opciones de manejo para la remoción que incluyan las alternativas de recuperación, reutilización y disposición de equipos y materiales.
6. Programa de desmantelamiento.

7. Consideración de los términos y condicionantes establecidos en la autorización en materia de evaluación de impacto ambiental para la etapa de desmantelamiento.
8. Procedimientos de verificación de las actividades contempladas para el desmantelamiento.

El operador toma en cuenta los resultados de los estudios y análisis realizados en las etapas previas, así como las condiciones de los equipos e instalaciones a dismantelar y las del entorno. En particular:

1. Reportes e informes de la situación del proyecto a ser dismantelado.
2. Resultados de los análisis de estabilidad y seguridad estructural.
3. Estudios de viabilidad de las diferentes opciones de dismantelamiento.

Una vez concluidas las actividades de dismantelamiento, se mantienen los mecanismos para el control de acceso, conservación y monitoreo del sitio, a fin de garantizar que éste permanece en condición segura y prevenir cualquier evento no deseado durante el periodo que transcurra entre la conclusión del dismantelamiento y el inicio del abandono.

7.3.3. Abandono de pozos

El objetivo de la etapa de abandono es dejar el sitio en condiciones seguras para el uso futuro al que sea destinado, de manera que ya no se presenten causas supervinientes de impacto ambiental o daños a terceros en sus bienes o en sus personas.

La ASEA establece que el operador verifica el cumplimiento de las acciones contempladas para la etapa de dismantelamiento, de acuerdo con las actividades establecidas en el programa CDA. Planifica los trabajos a realizar durante la etapa de abandono con base en los resultados del análisis de riesgo actualizado, los términos y condicionantes establecidos en la autorización en materia de evaluación de impacto ambiental del proyecto, la caracterización del sitio conforme a la regulación aplicable, y en su caso, los resultados del diagnóstico de daños al medio ambiente ocasionados por las actividades del operador o de la actualización de la línea base ambiental.

Los operadores realizarán un reconocimiento del sitio a abandonar. La información que resulte del mismo es la base para establecer las actividades del programa en la etapa de abandono, las cuales son:

1. Recopilación de información del pozo.
2. Procedimientos de abandono.
3. Los procedimientos de verificación de las actividades del programa CDA, así como los responsables de su aplicación.

Una caracterización de sitios contaminados es la determinación cualitativa y cuantitativa de los contaminantes químicos o biológicos presentes, provenientes de materiales o residuos peligrosos, para estimar la magnitud y tipo de riesgos que conlleva dicha contaminación.

En función de estos riesgos, es posible establecer las medidas adecuadas para reducir o eliminar los contaminantes hasta un nivel seguro para la salud o el ambiente, o para prevenir su dispersión en el mismo.

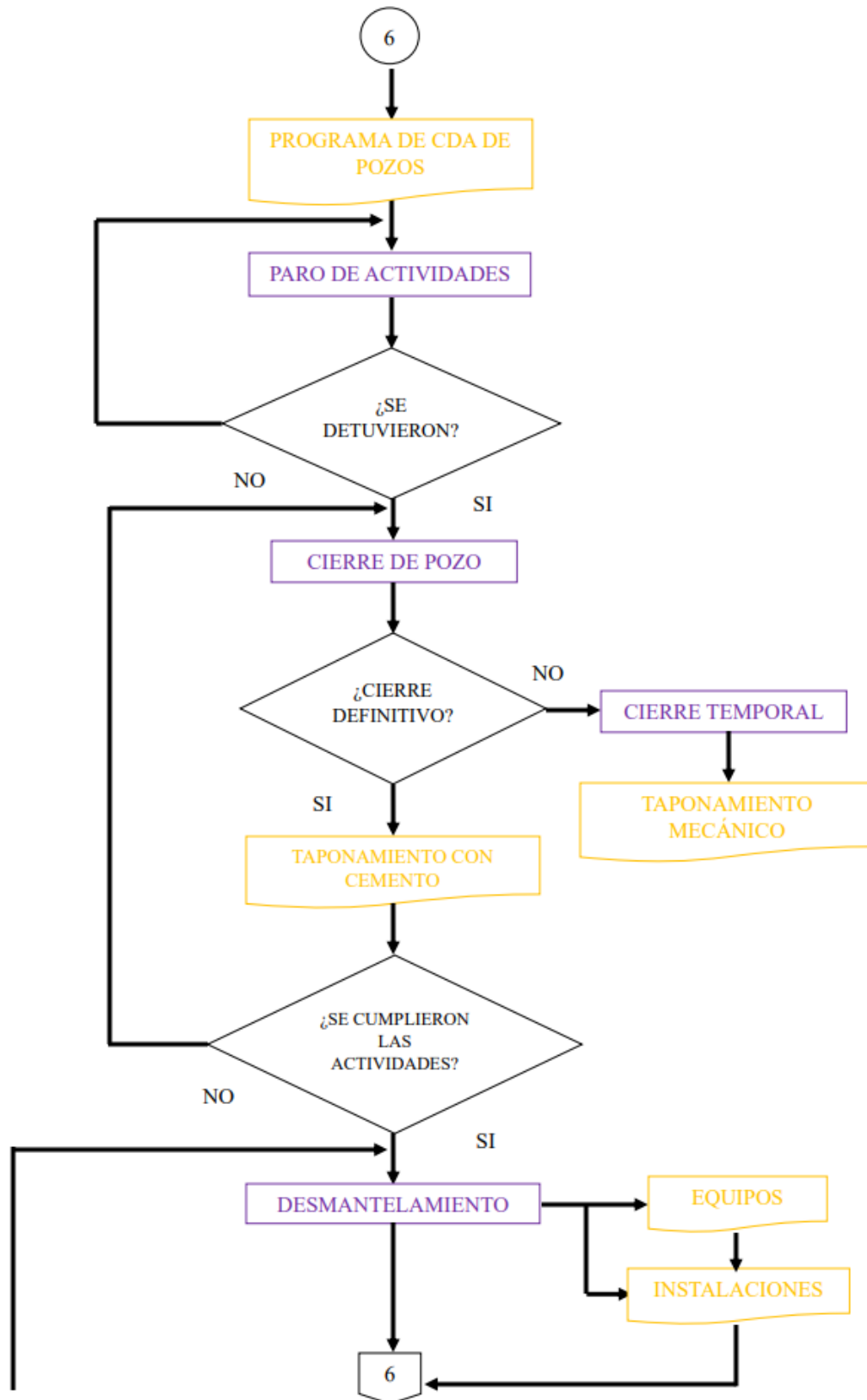
Una vez ejecutadas las actividades del programa CDA, es recomendable elaborar e implementar un programa de conservación y monitoreo, con el fin de identificar riesgos que pudieran permanecer en el sitio del proyecto o en las instalaciones y tomar acciones para su control o mitigación, particularmente relacionados con ductos, estructuras y/o equipos pesados que continúen en el lugar.

7.4. Acciones de control de pozos

La NORSOK D-010, (AC:2024) dicta que los escenarios de incidentes para los cuales se deben disponer de procedimientos de acciones de control de pozos en las actividades de abandono son las siguientes:

- a) Corte de tubería de revestimiento. Pérdidas de fluido o presión de gas atrapada en el anular de la TR.
- b) Conjunto de sello de suspensión o abandono temporal. Pérdidas de fluido o presión de gas atrapada en el anular de la TR.
- c) Reingreso de pozos suspendidos o temporalmente abandonados. Tener en cuenta la presión atrapada debajo del ariete de cizallamiento o debajo de los tapones debido a una posible falla de los tapones temporales.

7.5. Diagrama de flujo de Abandono de Pozos



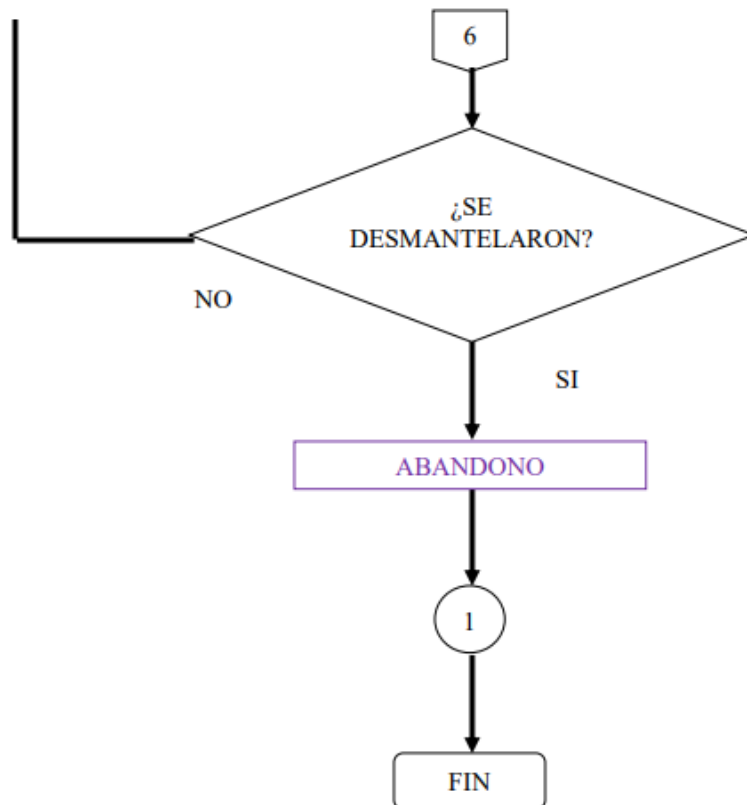


Figura 7.5. Abandono de pozos estructurado en un diagrama de flujo, con la entrada de datos de color azul y los entregables de esos datos en amarillo.

Conclusiones

1. Se debe considerar que la guía generalizada es una estructura de las operaciones que se desarrollan en campo de un pozo, no obstante, cada una de estas contienen detalles específicos operativos que solo se pueden identificar bajo las prácticas dentro de la industria o mediante la capacitación certificada de estas operaciones.
2. Con la transferencia de la CNH a la SENER, los lineamientos mantendrían su base, pero con las respectivas modificaciones que se implementen. Hasta marzo del 2025 la CNH seguirá regulando los lineamientos.
3. Mediante un diagrama de flujo se estructuraron las fases/operaciones y los elementos que conforman la integridad de pozos, aunado a uno específico por cada actividad a realizar en el pozo. Esto permite identificar y entender el seguimiento de la integridad de pozos, responsable de garantizar la seguridad operacional de los programas diseñados para un pozo. Todos los elementos son importantes, ninguno debe de omitirse o restarle importancia.
4. Las normas internacionales ISO 16530-1, ISO 16530-2 y NORSOK D-010 establecen las pautas y requisitos que deben contener los proyectos petroleros para garantizar que se mantendrá la integridad de cada uno de sus equipos y componentes, incluyendo la labor humana y el cuidado del medio ambiente.
5. Cada fase del ciclo de vida del pozo se relaciona específicamente con las actividades y operaciones de campo; la de bases de diseño y la de diseño, con la planificación de integridad y control de pozos; la de construcción, con las actividades durante la perforación, integridad de la cementación y operaciones de la terminación; la de operación, desde las actividades durante la perforación hasta el abandono del pozo; la de intervención, con todas las fases dependiendo donde se requiera implementar; y la de abandono, con las actividades que se realizan cuando el pozo se va a abandonar.
6. Estos criterios deben ser tomados en cuenta por todo aquel individuo que quiera relacionarse dentro de la industria petrolera y no tenga bien identificadas las operaciones primordiales de un pozo.
7. Es importante que se conozcan los componentes que constituyen la integridad de pozos y el sistema de gestión responsable del monitoreo durante las operaciones. Cada operación se debe apegar a las normativas nacionales e internacionales, donde se especifican con mayor detalle los requerimientos para realizar las actividades correctamente.
8. La presente guía generalizada se diseñó con el propósito de fomentar el conocimiento e instruir a los estudiantes en formación de la Facultad de Ingeniería de la UNAM o de cualquier otra universidad sobre la importancia de la integridad dentro de la planificación de un proyecto petrolero.

Recomendaciones

1. Se le sugiere al lector mantenerse informado de las actualizaciones de dichas normas y crear una biblioteca personal para consultar su contenido cuando se le requiera, específicamente si se le asigna el diseño de los programas del pozo.
2. Estar actualizado de las noticias de CNH y su transferencia a la SENER, verificar cuáles fueron las modificaciones.
3. Analizar documentos de problemas operativos en las instalaciones petroleras importantes mejorará el entendimiento de la importancia de seguir la normatividad correspondiente para el cuidado de la integridad del pozo.
4. Consultar los documentos oficiales de las normas si se desean visualizar los detalles específicos de cada actividad u operación.

A

Análisis nodal. Es una técnica que permite optimizar pozos y sistemas de recolección de fluidos hidrocarburos.

Aparejo de producción. Medio por el cual se transportan los fluidos del yacimiento a la superficie y pueden clasificarse de acuerdo con sus condiciones.

Autorizaciones. Documentos que permiten conceder un permiso a los operadores petroleros para desarrollar las actividades a fines

B

Barrena. Herramienta de corte que está en la parte inferior de la sarta de perforación y que se utiliza para romper o triturar la formación durante la perforación rotatoria.

Barreras de pozos. Son la combinación de componentes o prácticas que contribuyen a la confiabilidad del sistema de pozo para prevenir o detener el flujo descontrolado de fluidos.

C

Centralizador. Accesorios que se instalan en la parte externa de la TR que tienen por objeto centrar la tubería para reducir su excentricidad dentro del agujero y mejorar la eficiencia de la cementación.

Ciclo de vida del pozo. Proceso estructurado por fases donde se establecen los requisitos que deben contener las actividades y operaciones a desarrollar desde el planteamiento hasta su abandono.

Cierre de pozos. Proceso en la cual una instalación deja de operar de manera temporal o definitiva, en condiciones seguras y libre de hidrocarburos.

Conjunto preventor de reventones, BOP. Consiste en un juego de válvulas hidráulicas con diámetro de tamaño considerable y niveles de presión altos que accionan con rapidez ante presiones anormales.

Control primario del pozo. Mantenimiento de una presión hidrostática que es igual o mayor que la presión de formación que impide el flujo de formación.

D

Desmantelamiento de pozos. Es la etapa en la que se realiza la remoción total o parcial, el desarmado y desmontaje en el sitio, o la reutilización y disposición segura de equipos y accesorios de una instalación.

E

Entrega de pozo. Proceso que formaliza la transferencia de la custodia de un pozo y/o la responsabilidad de operarlo, y se respalda mediante el uso de la documentación relacionada con la entrega del pozo.

Estándares de desempeño de diseño de elementos de barreras de pozos, WBE. Especificaciones y criterios de calificación que permiten al operador definir, diseñar, adquirir y establecer requisitos de verificación para todas las barreras de pozo individuales que conforman las barreras del pozo.

Estimulación de pozos. Consiste en la inyección de fluidos de tratamiento a gastos y presiones bajas que no sobrepasen a la presión de fractura, con la finalidad de remover el daño ocasionado por la invasión de los fluidos a la formación durante las etapas de perforación y terminación.

F

Fluido de terminación. Utilizado como fluido de control para el control del pozo, el desplazamiento de fluidos y minimización de daños a la formación.

Fluido empacante. Es el que queda en el espacio anular existente entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento por encima del empacador después de correr el sistema de terminación y aislar todos los dispositivos de circulación

G

Gestión de cambio, MOC. Enfoque sistemático para abordar el cambio organizativo, normalmente en instalaciones y operaciones industriales.

I

Indicadores claves de rendimiento. Métricas cuantitativas que muestran como el equipo utilizado y el personal responsable de operación progresa hacia los objetivos.

Influjo. Condición existente cuando la presión de formación que excede la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación, permitiendo el ingreso del fluido de la formación al pozo. Si esta presión no es controlada y monitoreada puede derivar en un descontrol del pozo.

Ingeniería de producción. Se encarga de la aplicación de conocimientos técnicos y científicos al transporte de los recursos hidrocarburos desde el yacimiento hasta los puertos o puntos de venta.

Integridad de pozos. Aplicación de soluciones técnicas, operativas y organizacionales para reducir el riesgo de liberación incontrolada de fluidos de formación a lo largo del ciclo de vida del pozo.

Intervenciones. Son todas aquellas realizadas en los pozos para mantener la producción, mejorar la recuperación de hidrocarburos o cambiar los horizontes de producción aprovechando al máximo la energía del propio yacimiento.

L

Límite operativo del pozo. Combinación de parámetros en los que todos sus componentes pueden ser mantenidos dentro de sus especificaciones, incluidos los factores de diseño, seguridad y los estándares de rendimiento relacionados con ellos.

Lineamientos. Declaración de documentos de principios a seguir y respetar para el correcto desarrollo de la perforación de pozos

N

Normatividad. Leyes y/o reglamentos que rigen las conductas y procedimientos de una institución para el desarrollo de actividades específicas de perforación de pozos.

P

Plan de control. Programa elaborado que tiene como objetivo mantener un pozo controlado durante la fase de operación que se considera.

Presión máxima admisible en la superficie del espacio anular, MAASP. Presión máxima que se permite que un espacio anular contenga, medida en la boca del pozo, sin comprometer la integridad de ningún elemento de barrera de ese espacio anular.

Programa CDA. Documento que establece las actividades, los tiempos de ejecución y los responsables de llevar a cabo el cierre, desmantelamiento y/o abandono de instalaciones de pozos en cumplimiento de los requisitos establecidos en la regulación aplicable.

Prueba de presión de integridad, PIT. Se realiza cuando es inaceptable generar una fractura o un daño a la formación.

Pruebas de integridad de formación o prueba de admisión, LOT. Método que se utiliza para estimar la presión y/o la densidad equivalente del fluido que puede soportar la zona por debajo del revestidor

R

Recortes de perforación. Fragmentos de roca que se obtienen del proceso de perforación, constituidos por minerales de las formaciones perforadas impregnados en el fluido de perforación.

Reporte de perforación. Contiene toda la información generada durante la perforación de un pozo.

RIG PASS. Programa que identifica elementos centrales de los programas de capacitación para nuevos empleados de plataformas y reconoce los programas que se adhieren a esos elementos.

S

Sistema de gestión de integridad de pozo. Combinación de procesos técnicos operativos y organizativos que se utiliza para garantizar la integridad del pozo durante el ciclo de vida operativo.

Sistema desviador (diverter). La función de este sistema es guiar o desviar la corriente de fluido del pozo para que no pase al área del piso de perforación del equipo. Están diseñados para operar durante periodos breves de alto caudal de flujo, pero no de alta presión.

Sistema Integral de Producción, SIP. Conjunto de elementos a través del cual se administra el transporte de fluidos desde el yacimiento hasta la superficie para separar el aceite, gas,

agua y sedimentos acondicionando cada fase en las instalaciones para su envío a almacenamiento y/o comercialización.

Sistemas de seguridad relacionados con la parada de emergencia, ESD. Válvula accionada diseñada para detener el flujo de fluidos o gases nocivos al detectarse una situación peligrosa.

T

Taponamiento de pozos. Técnica balanceada de colocación de un volumen relativamente pequeño de cemento en una zona determinada. Su finalidad es proveer un sello para el abandono de pozos.

W

WELLCAP. Programa que enfatiza el conocimiento y las habilidades prácticas fundamentales para el control exitoso del pozo, son las capacidades primordiales para la capacitación del personal.

Referencias

- Agencia de seguridad, energía y medio ambiente. (2019). *Guía para el cierre, desmantelamiento y abandono de pozos.*
- API 65-3. (2021). *Taponamiento y abandono de pozos.*
- API RP 53. (1997). *Prácticas recomendadas para los sistemas de equipos de prevención de reventones para pozos de perforación.*
- API RP 59. (2017). *Operaciones de control de pozo.*
- API Spec 10B. (2015). *Prácticas recomendadas para pruebas de cemento de pozos.*
- CNH. (2024). *Lineamientos de perforación de pozos.*
- Diavaz. (2022). *Optimización de la producción con sistemas artificiales de producción.*
- Economides J., M. (2012). *Sistemas de producción de pozos.*
- Garaicoechea P, F., & Benítez H, M. (1983). *Apuntes de terminación de pozos.*
- Hernández Olivares, R. (2021). *Perforación vertical y direccional de pozos.*
- IADC. (2020). *Barrenas .*
- ISO TS 16530-1. (2022). *Gobernanza del ciclo de vida para la integridad de pozos.*
- ISO TS 16530-2. (2015). *Integridad de pozos para la fase operacional.* Suiza.
- Medina Gutiérrez, J. (2023). *Registros de pozo entubado.*
- Miranda Arias, R. (2024). *Apuntes de fluidos de perforación.*
- Newpek. (2023). *Cementación de pozos.*
- NORSOK D-010. (AC:2024). *Integridad de pozos en perforación y operaciones de pozos.*
- PEMEX. (2003). *Manual para el I. T. P. y coordinador de perforación y mantenimiento de pozos.*
- PEMEX. (2006). *Manual de estandarización de conexiones superficiales de control.*
- PEMEX. (2008). *Guía de diseño de estimulación de pozos.*
- PEMEX. (2008). *Guía de diseño de lavado de pozos.*
- PEMEX. (2008). *Guía para diseñar y efectuar cementaciones primarias.*
- PEMEX. (2009). *Guía de diseño de disparos de producción.*
- PEMEX. (2019). *Programa de perforación y preliminar de terminación. Pozo Hok-44.*
- Ramírez Sabag, J. (2015). *Fundamentos de la tecnología de productividad de pozos petroleros.*

- Rasso Zamora, C. (2020). *Un siglo de la perforación en México*.
- Resendiz Alvarado, M. (2024). *Manual de perforación*.
- Rosas Rivero, M. (2023). *Terminación y mantenimiento de pozos*.
- Well Control International. (2022). *Control de pozos*.