

ELABORACIÓN DEL ANÁLISIS CAUSA RAÍZ POR PRESENCIA DE FUGA EN TUBERÍA FLEXIBLE 1 ½" EN EL POZO AYOCOTE 3

Tesis para la obtención del título de:
Ingeniero Petrolero

Presentan:

Ada de la Cruz Ventura

Matrícula: 14E60756

ASESOR INTERNO

Ing. Silverio Fernandez Escalante

ELABORACIÓN DEL ANÁLISIS CAUSA RAÍZ POR PRESENCIA DE FUGA EN TUBERÍA FLEXIBLE 1 1/2" EN EL POZO AYOCOTE 3

Tesis para la obtención del título de
Ingeniero Petrolero

Presenta:

Ada de la Cruz Ventura

Asesor Interno

Ing. Silverio Fernández Escalante

Comisión Revisora

Ing. Víctor Hugo Cornelio Morales

MIPA. María del Socorro Díaz Godínez

Ing. Alán Génesis Vicencio Martínez

Dedicatoria

En primer lugar a Dios, que me ha brindado una vida llena de alegrías y aprendizaje, permitiéndome vivir una muy grata experiencia en mi etapa universitaria.

A mi pareja Jesús Miguel Sánchez Cabrera, por su amor incondicional apoyo, comprensión y ayuda, ya que gracias a ti he podido llegar hasta aquí. Hemos superado tiempos muy difíciles y sé que podremos superar cualquier adversidad contando el uno con el otro,

A mis padres Héctor flores y mi madre Gloria Ventura que son parte fundamental de mi formación como persona y me enseñaron valores, hacer responsable, respetuosa, agradecida, humilde a valorar lo que tengo gracias por todo su cariño y amor.

Para mis hijos Alan Jonassi, Lucio Alexis y Ashley Damar gracias por ser pacientes en los momentos que no pude estar con ustedes, por dejarlos solos en lo que estudiaba; estoy orgullosa de ustedes y este logro es para demostrarles que si se puede lograr lo que uno se propone si yo pude ustedes también.

Para mis profesores de la carrera ingeniería petrolera que fueron muy importantes ya que sus enseñanzas y ejemplo me formaron como profesionista

Agradecimiento

Quiero agradecerle a cada uno de los docentes por cada detalle y momento dedicado para aclarar cualquier tipo de duda que me surgiera, agradecerle por la caridad y exactitud con la que enseñó cada clase, discurso y lección.

Gracias a mis asesores el Ing. Suraya Saraí Quevedo López y al Ing. Silverio Fernández Escalante por la dedicación a este proyecto de investigación.

Agradezco a la Academia de ingeniería Petrolera por ayudarme en el desarrollo de este proyecto.

A la Jefa de Carrera la M.I.P.A. Ma. Del Socorro Díaz Godínez porque cada una de sus atenciones y apoyo.

Gracias al Instituto Tecnológico Superior de Villa La Venta por abrirme las puertas y cumplir mis sueños profesionales.

Índice General

Dedicatoria.....	I
Agradecimiento	II
Índice de ilustraciones.....	VII
Índice de Tablas.....	IX
Simbología.....	X
Resumen	XI
Capítulo I: Introducción	1
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Planteamiento del problema	5
1.3 Objetivos	6
1.3.1 Objetivo general	6
1.3.2 Objetivos específicos	6
1.4 Delimitación de la investigación.....	7
1.4.1 Alcances	7
1.4.2 Limitaciones	7
1.5 Justificación.....	7
1.6 Hipótesis.....	8
1.7 Método	8
1.7.1 Enfoque de la investigación.	8
1.7.2 Tipo de investigación.....	8
1.7.3 Fuentes de investigación.....	9
1.7.4 Instrumento para la recolección de datos.	9
1.7.5 Población de estudio	9
1.7.6 Método para el análisis de la información	10
Capítulo II: Marco teórico	11

2.1 Marco referencial	11
2.2 Marco conceptual	13
2.2.1 Tubería flexible.....	13
2.2.1.1 Componentes principales del equipo de tubería flexible	13
2.2.1.1.1 Unidad de potencia	14
2.2.1.1.2 Carrete de tubería	16
2.2.1.1.3 Cabina de control	18
2.2.1.1.4 Cabeza inyectora	22
2.2.2 Análisis Causas Raíz (ACR).....	23
2.2.2.1 Concepto de ACR.....	24
2.2.2.2 Términos de la metodología de Análisis Causa Raíz (ACR)	25
2.2.3 Análisis de los Modos de Falla y sus Efectos (FMEA)	31
2.2.4 Metodología Hazard and Operability Studies (HAZOP)	32
2.2.5 Metodología Análisis Causa Raíz.....	33
2.2.5.1 Etapas de un Análisis de Causa – Raíz	33
2.2.5.2 Árbol de falla.....	35
2.2.5.2.1 Diagrama lógico de FTA.....	36
2.2.5.2.2 Tripod Beta Modificada	37
2.2.5.2.2 Diagrama de Pareto	39
2.3 Marco Legal.....	40
2.3.1 Procedimiento de instalación, operación, mantenimiento y desmantelamiento de equipos y herramientas	40
2.3.2 Anexo SSPA	42
2.3.3 Ley de Hidrocarburos	42
2.3.4 Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.....	50
2.3.5 Normas nacionales e internacionales	54
2.3.6 ILO-OSH-2001 Directrices relativas a los sistemas de gestión de la seguridad y la salud en el trabajo (OIT)	59
2.3.7 Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos	60
Capítulo III: Desarrollo de la metodología	62

3.1 Disposiciones específicas de la metodología de Análisis Causa Raíz (ACR)	62
3.1.2 Conformación del equipo natural de trabajo	63
3.1.3 Recopilación y tratamiento de datos	63
3.1.4 Jerarquización de problemas	65
3.1.5 Definición del problema	66
3.1.6 Análisis causa-efecto	68
3.2 Procedimiento para el desarrollo y construcción de un árbol de causas raíz	74
3.2.1 Planteamiento de soluciones	81
3.2.2 Evaluación de soluciones	82
3.2.3 Jerarquización de soluciones	83
3.2.4 Seguimiento a la ejecución de soluciones	85
3.2.5 Registros	85
Capítulo IV: Pruebas y resultados	86
4.1 Plano de ubicación geográfica	86
4.1.1 Estado mecánico del pozo Ayocote 3	87
4.2 Antecedentes	88
4.3 Descripción breve del proceso	89
4.3.1 Función principal del equipo o del componente	89
4.3.2 Contexto operacional	89
4.3.3 Situación operativa de la falla	90
4.4 Árbol lógico de fallas	94
4.5 Matriz de verificación de hipótesis	95
CAPITULO V: Conclusiones y recomendaciones	98
5.1 Conclusión	98
5.1 Recomendaciones	99
Bibliografía	100

Glosario	102
ANEXOS	108
ANEXO I: Nota informativa.....	108
ANEXO II: Gerenciamiento de Viajes y check list.....	109
ANEXO III: Información genérica del reporte ACR	110

Índice de ilustraciones

Ilustración 1 Componente de la unidad de tubería flexible (Cose, 2015, p. 23). ...	14
Ilustración 2 Unidad de potencia (Cose, 2015, p. 24).	15
Ilustración 3 Medidor de profundidad (Cose, 2015, p. 25).	17
Ilustración 4 Cabina y panel de control, muestra los controles del equipo de tubería flexible (Cose, 2015, p. 28).	21
Ilustración 5 Cabeza inyectora de la tubería flexible (Cose, 2015, p. 30).	23
Ilustración 6 Puntos que rodean al ACR (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019) .	25
Ilustración 7 Metodología Tripod Beta básica (Duarte, 2016, p.67).	39
Ilustración 8 Diagrama de Pareto, aplicado a daños de componentes (Fuente: elaboración propia).	39
Ilustración 9 Metodología ACR (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019)	63
Ilustración 10 Ejemplo de causa-raíz (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).	69
Ilustración 11 Elementos de una causa-raíz (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).	69
Ilustración 12 Árbol de fallas (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).	70
Ilustración 13 Problemas causados (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).	70
Ilustración 14 Hipótesis (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).	72
Ilustración 15 Pasos de modo y falla (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).	72
Ilustración 16 Causa raíz física y humana (PEMEX 2018)	73
Ilustración 17 Diagrama esquemático del árbol de causa raíz (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).	75
Ilustración 18 Título del evento (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).	76
Ilustración 19 Observaciones en el árbol de causas (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).	76

Ilustración 20 Ponderación de las observaciones (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).....	77
Ilustración 21 Causas de acuerdo a las ponderaciones (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).	77
Ilustración 22 Verificación de hipótesis (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019). ..	78
Ilustración 23 Proceso de finalización (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).	80
Ilustración 24 Registro de soluciones (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).....	82
Ilustración 25 Jerarquía de las soluciones de mayor impacto y menor esfuerzo y menor esfuerzo como prioritarias (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).....	84
Ilustración 26 Ubicación geográfica del campo Ayocote (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).	86
Ilustración 27 Estado mecánico del pozo Ayocote 3 (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).	87
Ilustración 28 Línea del tiempo del pozo Ayocote b) Acciones inmediatas realizadas (Fuente: Elaboración propia).....	91

Índice de Tablas

Tabla 1. Soluciones a la jerarquía (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).....	84
Tabla 2. Costos del impacto (Fuente: Elaboración propia)	92
Tabla 3 Verificación de hipótesis (Fuente: Elaboración propia)	95
Tabla 4 Matriz 2 de verificación de hipótesis (Fuente: Elaboración propia)	96
Tabla 5 Matriz 3 de verificación de hipótesis (Fuente: Elaboración propia)	97

Simbología

ACP: Análisis Causa Proceso

ACR: Análisis Causa Raíz

EERA: Escape, Evacuation and Rescue Analysis

ENVID: Identificación de impacto ambiental

ETA: Análisis de árbol de eventos

FMEA: Análisis modal de fallas y efectos

FTA: Análisis de árbol de fallas

HAZOP: Análisis de Peligros y operatividad

ISO: Organización Internacional para la Estandarización

JHA: Análisis de Peligros de trabajo

Md: Metros direccionales

NTP: Tiempo no planeado

OSHA: Administración de Seguridad y Salud Ocupacional de los Estados Unidos

PEM: Modelización de efectos físicos

TR: Tubería de revestimiento

TP: Tubería de producción

UTF: Unidad de tubería Flexible

Resumen

En este trabajo de tesis se realiza la documentación de lo que comprende un Análisis Causa Raíz (ACR), se aborda la metodología del desarrollo de este. Debido a que durante la inducción con N₂ en el pozo Ayocote 3, se presentó un incidente. Durante la operación, se observó una caída de presión por la que fue necesario realizar un ACR y así conocer las causas que originan la problemática. Cabe mencionar que para la correcta comprensión de esta tesis fue necesario documentar los componentes de la unidad de tubería flexible así como las partes que la integran. Se describe el proceso que realizó la unidad de tubería flexible en el pozo, y se detalla el contexto operacional que tiene la misma, posterior a ello se realizó la clasificación de la falla, y se elaboró el árbol lógico de falla para determinar las posibles hipótesis del suceso. De acuerdo al árbol lógico de falla, se da la verificación de la matriz de hipótesis aceptadas y rechazadas, los resultados que arrojó el Análisis Causa Raíz del poro en la tubería flexible de 1 ½ a 1600m determinaron las causas de lo que sucedió debido a la fatiga que presentó al realizar el bombeo de nitrógeno, otro factor que ocasionó el poro es la vida útil de la tubería, y la falta de inspección periódica visual y física.

Capítulo I: Introducción

1.1 Antecedentes

Parece que cuanto más conocemos sobre el mundo en el que vivimos, más aprendemos sobre los peligros existentes, los avances tecnológicos nos permiten ser conscientes de los posibles desastres que podrían ocurrir, esta conciencia de riesgo provoca que, cada vez haya más interés en mitigarlo o gestionarlo mediante diferentes tipos de análisis. El análisis de causa raíz no es una metodología única que sea bien definida, hay muchas herramientas diferentes, procesos y filosofías para el ACR. Sin embargo, la mayoría de estos se pueden clasificar en cinco "ideologías" que se nombran según su origen:

- ACR basado en la seguridad: del análisis de accidentes y la seguridad ocupacional y la salud.
- ACR basada en la producción: su origen es el ámbito del control de calidad de manufactura industrial.
- ACR basado en el proceso: es básicamente una continuación del ACR basado en la producción, pero con un alcance que se ha ampliado para incluir los procesos de negocio.
- ACR basado en la falla: tiene sus raíces en la práctica de análisis de fallas como los usados en ingeniería y mantenimiento.
- ACR basado en los sistemas: ha surgido como una mezcla de las escuelas anteriores, con ideas tomadas de ámbitos como la gestión de cambios, gestión de riesgos y análisis de sistemas (Keith, 2009, p.12-35).

En las industrias, y en especial las empresas de petróleo y gas, se ha tratado de llegar a un punto óptimo a través del uso de metodologías y herramientas para el análisis de las causas que producían los errores con el objetivo de poder desarrollar sistemas más seguros, este estudio de análisis de errores también llamado (ACR), empleado para investigar accidentes industriales graves, se inició

desde los años 70's, estos métodos tuvieron especial impacto en la industria nuclear y en la aviación (Keith, 2009, p.12-35).

Es importante mencionar a Frederick W. Taylor uno de los grandes innovadores que incursionó en el estudio del tiempo y movimiento en las tareas, Taylor uso del método científico para definir la "forma óptima" de cómo llevar a cabo el trabajo; dividiendo cada tarea, procesos en sus elementos más importantes con la ayuda de un cronómetro y obtuvo métodos ideales de trabajo basándose en el perfeccionamiento de los mejores elementos de los procesos de los distintos obreros, buscaba suprimir los movimientos equivocados, lentos e inútiles, para lograrlo observó a los mejores obreros, con un gran resultado que fue aumentar la producción y calidad del producto. Desde la evolución del Mantenimiento Productivo Total (TPM) ha habido un movimiento consistente hacia la exploración de la calidad del proceso en vez de la calidad del producto. Antes de la llegada del TPM, las organizaciones se contentaban con medir la calidad del producto terminado, aunque admirable la medida era demasiado tardía si se hallaban los defectos de calidad (Vorley, 2009, p. 23-46).

El producto, y probablemente todo el lote tenía que ser reprocesado a un alto costo para la organización. Entonces se introdujeron los principios de W. Edwards Deming e impulsaron el concepto de calidad de proceso, en pocas palabras, esto significa que se debe medir variables clave en el proceso para detectar cualquier variación inaceptable (Keith, 2009, p.12-35).

De esta manera, se corrige la variación en el proceso y se evita la manufactura de productos fuera de especificación. Normalmente cuando ocurre un fallo, esta es percibida porque genera ciertas manifestaciones o fenómenos de fácil localización o bien síntomas, no así las causas de la misma (causa raíz) que, mientras más complicado sea el sistema, mayor será la dificultad de localizar el origen de dichas causas, pudiendo atacar las manifestaciones del fallo pero no su origen, lo que se traduce en potencialidad de ocurrencia de fallos que se harán recurrentes. El

análisis causa raíz es una herramienta utilizada para identificar causa de falla, un análisis más profundo es mejor para ayudar a comprender los eventos y los mecanismos que actuaron como raíz del problema (Keith, 2009, p.12-35).

Los inicios de la tecnología de tubería flexible (Coiled Tubing, CT, por sus siglas en inglés) se remontan al proyecto PLUTO (Líneas de conducción debajo del Océano), un plan súper secreto concebido para instalar líneas de conducción a lo largo del Canal de la Mancha durante la Segunda Guerra Mundial (Ackett, 2012, p.5-66).

En junio de 1944, los ingenieros de las Fuerzas Aliadas desplegaron varias líneas de conducción para suministrar combustible a las fuerzas invasoras. La mayor parte de las líneas estaban fabricadas con uniones de 12 m y 3 pulgadas de diámetro interior, tubos de acero con un espesor de 0.212 pulgadas soldados entre sí para formar secciones de 1,220 m. Estas secciones de tubos más grandes se soldaban extremo con extremo, se enrollaban en tambores de 40 pies de diámetro y se remolcaban con embarcaciones.

A principios de la década de 1960 el servicio de reparación de pozos con tubería flexible requirió el desarrollo de tubería de diámetro pequeño que pudiera resistir las tensiones y esfuerzos que se experimenta cuando se embobina a un carrete de diámetro pequeño. Los primeros pioneros en el desarrollo y fabricación de la tubería flexible intentaron aplicar la misma tecnología que se aplicaba en la tubería eléctricamente soldada. En 1962 se fabricó el primer carrete liso para servicio de tubería flexible, utilizando un acero maleable con un espesor de 0.125 pulgadas por la Great Lakes Steel Company. Las longitudes del tubo solo eran de 50 pies. La tubería después se embobino en un carrete de 9 pies de diámetro sujeta a varios ciclos de flexión y de carga (Ackett, 2012, p.5-66).

En 1969 la Southwestern Pipe Inc. Comenzó a fabricar tubería continúa para el uso de la tubería flexible. Para esta fecha ya se tenían varias mejoras en la fabricación y tratamiento de la tubería, las cuales aumentaron significativamente su rendimiento general (Ackett, 2012, p.5-66).

Los últimos años de la década de 1970 y el comienzo de la década de 1980 constituyeron un punto de inflexión para la tubería flexible que hasta ese momento se fabricaba o se formaba en secciones de 457 m [1,500 pies].

En 1978, el mejoramiento de la calidad de fabricación permitió fabricación de tubos de 1 ¼" de diámetro exterior. En 1980, Southwestern Pipe introdujo el acero de baja aleación y alta resistencia de 483 (MPa) para la tubería flexible. Los primeros años de la década de 1980 fueron testigos de la introducción de la tubería flexible de 1 ½ " y 1 ¾ " de diámetro exterior.

En 1982, Quality Tubing Inc. Suministro tubería flexible a la industria en general y con Southwestern Pipe Inc. dominaron el mercado. La técnica que se utilizó en aquel tiempo permitió la fabricación de tramos continuos de tubería flexible de hasta 1500 pies de longitud.

En 1990, se fabricó la primera sarta de tubería flexible de 2 pulgadas para la terminación permanente de un pozo (Keith, 2009, p.12-35).

En la actualidad, las tuberías flexibles se fabrican con acero de alto límite elástico de 620, 689, 758 y 827 (MPa), y aleaciones resistentes a la corrosión (Ackett, 2012, p.5-66).

1.2 Planteamiento del problema

La tubería flexible (TF) está diseñada para ser suficientemente flexible y dúctil como para tolerar la acción de enrollado y desenrollado en su carrete de almacenamiento y a la vez mantener suficiente resistencia como para bajar y extraer las herramientas del fondo del pozo.

Una operación con TF típica somete la tubería a numerosos y variados tipos de esfuerzos que, con el tiempo, debilitan levemente la tubería y finalmente conducen a su puesta fuera de servicio. Durante cada despliegue de la TF, diversas fuerzas actúan en conjunto para degradar la duración en servicio de la sarta. En su trayecto hacia el interior del pozo, la sarta se extrae de su carrete de almacenamiento, se dobla por encima de un arco de guía y luego se endereza cuando pasa por el cabezal inyector para ingresar en el pozo; en el fondo, la tubería debe flexionarse para extenderse más allá del talón del pozo, en el caso de un tramo lateral (derecha). Los esfuerzos flexores tienden a alcanzar valores máximos en el arco de guía y en el carrete, donde pueden exceder el límite de elasticidad de la tubería de acero, sometiendo la sarta a deformación plástica.

Una vez concluidas las tareas de fondo de pozo, el proceso se invierte cuando la tubería se extrae del pozo y se vuelve a enrollar en el carrete. Las flexiones, dilataciones y esfuerzos de tracción reiterados ejercen cargas cíclicas en la tubería. Las tensiones resultantes imparten fenómenos de fatiga de bajo número de ciclos y daño acumulado, que producen la formación de microfisuras y finalmente obligan a retirar la sarta de servicio. Además de la fatiga de bajo número de ciclos, ciertas condiciones de operación exacerbaban las cargas de esfuerzos habituales: un radio de curvatura estrecho o la existencia de condiciones de alta temperatura o alta presión interna pueden obligar a retirar de servicio la sarta de TF al cabo de tan sólo algunos cientos de ciclos. Muchos otros factores afectan la duración en servicio de la TF. La composición metalúrgica determina su resistencia a la tracción y los tipos de

ambientes en los que puede operar. Las inclusiones o las soldaduras deficientes pueden causar defectos. Los fluidos bombeados en el fondo del pozo, tales como los utilizados para los tratamientos ácidos o las terminaciones con salmuera, pueden producir corrosión, al igual que la humedad residual que queda en la tubería durante su almacenamiento. La corrosión produce picaduras y degrada el espesor de la pared de la tubería.

Por lo anterior mencionado se generan las preguntas de investigación:

- 1.- ¿Qué pasa cuando la presión de trabajo interno aumenta en el uso de la Tubería Flexible?
- 2.- ¿Con la elaboración del Análisis Causa Raíz se puede determinar el origen de la fuga de la Tubería Flexible?
- 3.- ¿Cuál es el grado de severidad de la fuga de la Tubería Flexible?
- 4.- ¿Cómo se reforzaría la buena práctica de revisión y verificación del estado de la Tubería Flexible?

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Analizar los factores que originan la fuga en la tubería flexible mediante la metodología de investigación de causa raíz, con el fin de identificar las causas físicas, humanas y de sistema, en el pozo Ayocote 3

1.3.2 Objetivos específicos

- Describir las partes que integran la unidad de tubería flexible
- Documentar la información concerniente a las condiciones antes, durante y después de la ocurrencia de los eventos problemáticos.
- Evaluar la causa raíz, encontrar la razón fundamental, que al ser corregida evite que se presenten nuevamente esos eventos.

- Aplicar medidas para evitar recurrencia y reducir la probabilidad de que se presente de nuevo.
- Realizar un informe de la evidencia donde incluye todo el análisis, la discusión y explicación de los resultados, las acciones correctivas aplicadas y los factores asociados.

1.4 Delimitación de la investigación

1.4.1 Alcances

La metodología del ACR pueda aplicarse en cualquier incidente, para así poder llegar a la causa que origina el problema.

1.4.2 Limitaciones

- La información del pozo es de uso exclusivo y confidencial por lo que no se permite el uso a personas ajenas a la empresa.
- Acceso a las instalaciones.

1.5 Justificación

Con el uso de la tubería flexible se busca maximizar la rentabilidad, disminuir los tiempos de ejecución y operación de pozos, al igual que reducir los costos en la intervención a pozos. Por otro lado este tipo de tubería nos permite que se lleven a cabo diversas operaciones en los pozos, sin tener que extraer la tubería de producción.

Los requerimientos de la industria para realizar actividades o procesos con la tubería flexible de una mejor manera, a fin de disminuir repeticiones, errores, defectos o simplemente para ahorrar tiempo y costos, hace que sea necesario en caso de que se presente algún problema analizar detalladamente a través de la metodología Análisis Causa Raíz e identificar la causa real que contribuye directamente a que esta actividad falle o que no se desarrolle como deseamos para obtener los resultados esperados.

1.6 Hipótesis

Hi: La elaboración del Análisis Causa Raíz para la fuga en la tubería flexible 1 ½” en el pozo Ayocote 3 determinará las causas que provocaron la fuga.

Ho: El análisis causa raíz no es una metodología confiable en el caso de eventos (accidentes industriales) por lo que no servirá para identificar las causas de la fuga en la tubería flexible 1 ½” utilizada en el pozo Ayocote 3

1.7 Método

1.7.1 Enfoque de la investigación.

El enfoque que tiene este proyecto de investigación es cualitativo para proporcionar una metodología del Análisis Causa y Raíz del atrapamiento de la Tubería Flexible en pozos petroleros

1.7.2 Tipo de investigación.

En la presente tesis se desarrolla una investigación analítica de tipo investigativa que consiste en llegar a conocer las situaciones de un atrapamiento de TF a través de la descripción exacta de las actividades, objetos, procesos y personas.

1.7.3 Fuentes de investigación.

Como fuentes investigación para el desarrollo de esta tesis son:

Primarias:

- Programa de inducción de Nitrógeno con Unidad de Tubería Flexible
- Programa de Terminación del pozo Ayocote 03
- Guía de Análisis Causa Raíz
- Anexo SSPA

Secundarias:

- Tesis
- Libros
- Artículos
- Páginas de internet

1.7.4 Instrumento para la recolección de datos.

- Entrevistas
- Encuestas
- Notas informativas
- Reporte diarios

1.7.5 Población de estudio

La población de estudio es parte del campo Ayocote 3 siendo el elemento en el cual se presentó una fuga en la tubería flexible 1 ½ cuando se induce el pozo con N₂.

1.7.6 Método para el análisis de la información

El Análisis de Causa Raíz (ACR) o Root Cause Analysis (RCA por sus siglas en inglés) es una disciplina dentro de la ingeniería del mantenimiento que estudia y analiza los hechos anormales en instalaciones de todo tipo, especialmente industriales. El objetivo básico del ACR es determinar las causas que provocan los hechos no deseados analizados, tanto las subyacentes, presentes normalmente durante largos espacios de tiempo sin provocar un daño inmediato, como las desencadenantes, que son las que provocan que las consecuencias aparezcan en un momento determinado y no en otros. La determinación de unas y otras, permite, por un lado establecer responsabilidades, cuando corresponde, y por otro, determinar medidas preventivas para que los hechos estudiados no vuelvan a producirse de nuevo.

Capítulo II: Marco teórico

2.1 Marco referencial

Las unidades de Tubería Flexible se usan comúnmente debido a su capacidad de bombeo continuo, por el hecho de que no se tengan que hacer conexiones y la rapidez para introducir o extraer las sartas de manera que se puedan lavar puentes de arena, lodo y depósitos de parafina del interior de la tubería de producción (Doremus, 2012, p.25-36).

Esta técnica es de ayuda para la aproximación al conocimiento de las causas reales de los problemas, y requiere una confirmación de las hipótesis obtenidas, siempre que sea posible, para la posterior implantación de medidas de mejora orientadas a la prevención (Keith, 2009, p. 34).

El ACR es un marco estructurado y centrado en el proceso para abordar el análisis de los sucesos centinela. Una premisa fundamental debe ser evitar centrar la atención en culpar al individuo, pues, aunque se reconozcan los errores activos, lo que verdaderamente interesa es conocer los errores latentes del sistema para buscar posibles soluciones. Un análisis cuidadoso puede sugerir cambios en el sistema para prevenir futuros incidentes (Rex, 2010, p. 45).

El Análisis Causa Raíz es una potente herramienta para identificar, registrar y representar visualmente las posibles causas de un problema. En lugar de los problemas y su efecto apareciendo vasto e insoluble, el análisis causa-raíz descompone el problema en partes más pequeñas y manejarlas más fácilmente (Shojania, 2011, p. 78).

Es una metodología de confiabilidad que emplea un conjunto de procesos y técnicas, para identificar factores causales de una falla. El origen de un problema definido, relacionado con los procesos, las tecnologías, la organización y el

personal con el objetivo de identificar actividades o acciones que los eliminen (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2012).

El servicio de tubería flexible es usado en la intervención de pozos de petróleo y gas, es ampliamente aceptado como una de las operaciones más seguras, rápidas y más económicas para efectuar estimulaciones, reparaciones y perforaciones. La unidad de tubería flexible se comprende de cinco elementos básicos: cabeza inyectora, carrete, cabina de control, power pack y camión (Cruz, 2014, p.12)

Las reparaciones de pozos se definen como todas las intervenciones que se realizan en los pozos para con esto poder mantener su producción. En la industria petrolera es necesario el reacondicionamiento para con esto poder eliminar problemas que impidan la producción de los pozos (Viñas, 2016, p. 8).

2.2 Marco conceptual

Para la comprensión de este proyecto de investigación es de vital importancia conocer los siguientes conceptos, para poder desarrollarlos en la metodología de análisis causa y raíz.

2.2.1 Tubería flexible

Una sección larga y continua de tubería enrollada en un tambor. La tubería se endereza para ser bajada en un pozo y luego se rebobina para enrollarla nuevamente en el tambor de transporte y almacenamiento. Dependiendo del diámetro de la tubería (1 pulgada a 4 1/2 pulgadas) y del tamaño del tambor, la longitud de la tubería flexible puede variar entre 610 y 4 570 m [2 000 pies y 15 000 pies] o una longitud mayor. Schlumberger (2019).

2.2.1.1 Componentes principales del equipo de tubería flexible

La unidad de Tubería Flexible está formada por un conjunto completo de equipos necesarios para llevar a cabo actividades estándar en el campo, en operaciones con tubería flexible. La unidad consiste de cuatro elementos básicos:

- Carrete: Para el almacenamiento y transporte de la tubería flexible.
- Cabezal de inyección: Para suministrar en superficie la fuerza necesaria para introducir y retirar la tubería flexible.
- Cabina de control: Es la cual el operador del equipo monitorea y controla la tubería flexible.
- Unidad de potencia: Para generar la potencia hidráulica y neumática requerida para operar la unidad de tubería flexible.

Como se muestra en la siguiente ilustración, se puede observar los componentes de la unidad de tubería flexible.



Ilustración 1 Componentes de la unidad de tubería flexible (Cose, 2015, p. 23).

2.2.1.1.1 Unidad de potencia

Consiste de un motor de combustión interna diésel, que puede variar en un arreglo de 8 o 6 cilindros, con una transmisión para acoplar las bombas hidráulicas que suministran la potencia hidráulica requerida mediante mangueras de alta presión para operar los componentes del equipo de tubería flexible. Cuenta con válvulas de control de presión, filtros, intercambiadores de calor y controles de emergencia para mantener represiónados todos los sistemas en caso de que fallara el motor (Cose, 2015, p. 23-40).

El sistema está diseñado de tal forma, que permite alimentar a un generador de corriente alterna que suministra la energía a las partes eléctricas y al sistema de alumbrado.

La unidad de potencia cuenta con un compresor requerido para suministrar aire y operar los sistemas neumáticos de la unidad (bomba que acciona el estopero,

lubricación de las cadenas de la cabeza inyectora y el sistema de arranque del motor) (Cose, 2015, p. 23-40).

Existen varios tipos de configuraciones de las unidades de tubería flexible, los cuales están en función de las necesidades de operación, por esta razón el montaje de la unidad de potencia varia de la siguiente manera:

- Unidad de potencia utilizada del mismo camión de remolque, sobre una plataforma con fuente de potencia independiente, integrada en el mismo patín de la cabina de control y montada en un patín independiente.
- La unidad de potencia suministra al circuito hidráulico, una presión de 2500 psi para operar cada uno de los componentes del sistema y es regulada mediante válvulas de control de presión (Cose, 2015, p. 23-40).

En la siguiente ilustración se observa la unidad de potencia de la tubería flexible.



Ilustración 2 Unidad de potencia (Cose, 2015, p. 24).

2.2.1.1.2 Carrete de tubería

El carrete de la Tubería Flexible se fabrica de acero. Las capacidades para la tubería enrollada dependen del diámetro del tambor. El extremo de la Tubería Flexible está conectado a través de un hueco de la flecha o eje del carrete hacia una junta rotativa de alta presión (Cose, 2015, p. 23-40).

La junta rotativa está asegurada a una sección de tubería estacionaria, que se conecta al sistema de bombeo de fluidos, para cuando se requiera un bombeo continuo y la circulación pueda mantenerse mientras se realiza un trabajo (Cose, 2015, p. 23-40).

Una válvula de cierre se instala entre la tubería y la flecha del carrete para aislar la tubería de las líneas de bombeo en la superficie, en caso de emergencia. La rotación del carrete se controla mediante un motor hidráulico, el cual actúa directamente sobre el eje del carrete, opera por un sistema de cadenas y engranes dentados.

Las funciones del carrete son:

- Mecanismo almacenador de T.F.
- Provee tensión atrás y controla las camas de la T.F.
- Control de la T.F. mientras se enrolla.
- Freno cuando la T.F. no se mueve.
- Bombeo de fluidos mediante la tubería y la unión giratoria.

Los componentes principales del carrete son:

- Unión giratoria
- Guía de enrollado
- Lubricador de tubería
- Medidor de profundidad

Unión giratoria: Permite el bombeo de fluidos a la sarta de tubería flexible, mientras gira el carrete. Se encuentra montada en el eje del carrete y cuenta con un juego de empaques que evitan la fuga de líquidos durante las operaciones (Cose, 2015, p. 23-40).

Guía de tubería: Es una guía que evita que la tubería se traslape en el carrete durante la introducción o extracción de la T.F. en un pozo, su movimiento está sincronizado con el giro del carrete y se opera desde la cabina de control. La tubería flexible se guía al enrollarse en el carrete por un mecanismo llamado "conjunto de nivelar enrollar", éste enrolla y desenrolla adecuadamente (Cose, 2015, p. 23-40).

Medidor de profundidad: Es un mecanismo que indica la profundidad del extremo de la tubería dentro del pozo. Se encuentra instalado frente a la barra guía del carrete junto con el lubricador de tubería para observarlo con facilidad desde la cabina en la ilustración 3.



Ilustración 3 Medidor de profundidad (Cose, 2015, p. 25).

Lubricador de tubería: Es un dispositivo montado sobre el carrete de tubería que tiene la función de proporcionar una película de aceite para protección de la misma (Cose, 2015, p. 23-40).

Cuando se recupera tubería del pozo, la velocidad del motor del carrete se incrementa para permitir la rotación del carrete de manera que se mantenga a la par con la velocidad de extracción del inyector de tubería (Cose, 2015, p. 23-40).

La función principal del freno del carrete, es la de detener la rotación del tambor si es que la tubería se atora accidentalmente entre la tubería y el inyector, o si ocurre una condición de escape descontrolado. Cuando se transporta el carrete el freno evita la rotación del carrete.

En muchos casos el carrete de tubería está equipado con un sistema para lubricar el exterior de la T.F. evitando así la corrosión atmosférica y reduciendo las cargas de fricción que se generan al desplegar la tubería a través del dispositivo estopero.

La habilidad de controlar el torque de salida del motor hace posible variar la tensión de la tubería (entre el carrete y el inyector). La cantidad de presión hidráulica requerida para tener una tensión satisfactoria depende de la cantidad de tubería contenida en el carrete y la distancia del cuello de ganso (Cose, 2015, p. 23-40).

2.2.1.1.3 Cabina de control

Contiene todos los controles e instrumentos de cada componente del equipo que interviene. La cabina se eleva durante las operaciones con un sistema de gatos neumáticos, para facilitar la visibilidad requerida y realizar la intervención con la máxima confiabilidad, efectividad y seguridad; al verificar las condiciones de los componentes externos: carrete, cabeza inyectora y de la operación en general,

mediante la consola de control la cual se encuentra dentro de la cabina (Cose, 2015, p. 23-40).

El conjunto de la consola está completo con todos los controles e indicadores requeridos para operar y controlar todos los componentes que se hallan en uso y puede estar montado en un patín para uso costa fuera o permanentemente montado como ocurre con las unidades de tierra. La consola montada en un patín, puede estar colocada donde se le necesite en el sitio del pozo, según el deseo del operador (Cose, 2015, p. 23-40).

Los motores del carrete y el inyector se operan desde el tablero de control, a través de válvulas que determinan la dirección del movimiento y la velocidad de operación de la tubería. También están ubicados en la consola, los sistemas de control que regulan la cadena de transporte, el conjunto del estopero y varios componentes para el control del pozo (Cose, 2015, p. 23-40).

Integrada para operar todos los componentes del equipo adicional a la instrumentación propia de la cabina, como se muestra en la ilustración 4, contará con el equipo de cómputo, electrónico necesario para registrar en tiempo real y almacenar en memoria como mínimo los siguientes parámetros:

- Presión interna de la tubería.
- Presión en el espacio anular tubería flexible/tubería de producción.
- Gasto y presión de circulación.
- Peso y esfuerzo de tensión de la tubería flexible.
- Velocidad de introducción o extracción de la tubería flexible.
- Profundidad de operación de la tubería flexible.
- Esfuerzos y cargas axiales a lo largo de la tubería en los viajes de la tubería al pozo.
- Esfuerzos o cargas sinusoidales y helicoidales.

- Manómetros para indicar las condiciones de todos los sistemas del equipo y pozo.
- Presión del pozo.
- Válvulas de control.
- Freno del carrete.
- Sistemas para el control de enrollamiento en el carrete de la tubería, válvulas y manómetros para mantener la presión adecuada al lubricador de tubería.
- Control para cerrar o abrir los arietes del conjunto de preventores (BOP).
- Paro automático de emergencia.
- Control de la unidad de potencia.
- Equipo electrónico.
- Presiones hidráulicas del sistema de control de pozo.
- Presión hidráulica de la contra presión del carrete.
- Presión hidráulica del sistema motriz del inyector.
- Presión hidráulica del estopero.
- Presión de operación del inyector de tubería y dirección.
- Arranque y parada del grupo motriz o fuente de poder.

2.2.1.1.4 Cabeza inyectora

La cabeza inyectora es un sistema mecánico que proporciona la fuerza de reacción y la estabilidad necesaria para introducir y sacar la sarta de forma continua, diseñada para tres funciones básicas:

- Proporciona la confianza para introducir la tubería al pozo en contra de la presión o para superar la fricción de las paredes del pozo.
- Controlar la velocidad de entrada de la tubería en el pozo.
- Soportar el peso de la tubería suspendida y cuando es acelerada a velocidades de operación cuando se extrae del pozo.

La tubería puede correrse con el extremo descubierto o puede ser utilizada para transportar herramientas hacia el fondo del pozo, en la ilustración 5 se pueden observar los componentes de la cabeza inyectora y como se encuentra conectada.

Funciones de la cabeza inyectora:

- Introducir y recuperar la T.F.
- Guiar la T.F. al carrete y cabeza inyectora.
- Proveer el empuje requerido para insertar la tubería dentro del pozo contra la presión o para vencer la fricción del pozo. La tubería puede ser insertada mientras se la corre a extremo abierto, o usada para llevar hacia el interior del pozo herramientas y dispositivos sujetos en el extremo de la T.F.
- Controlar la velocidad de descenso de la tubería dentro del pozo, bajo varias condiciones de pozo.
- Soportar todo el peso de la tubería y acelerada a la velocidad de operación, cuando se esté extrayendo fuera del pozo.

La cabeza inyectora provee la fuerza reactiva y estabilidad para insertar o remover la tubería flexible del pozo. La carga que la cabeza inyectora debe soportar es igual a la diferencia entre la fuerza vertical producida por la presión del pozo y el peso de la tubería suspendida (Cose, 2015, p. 23-40).

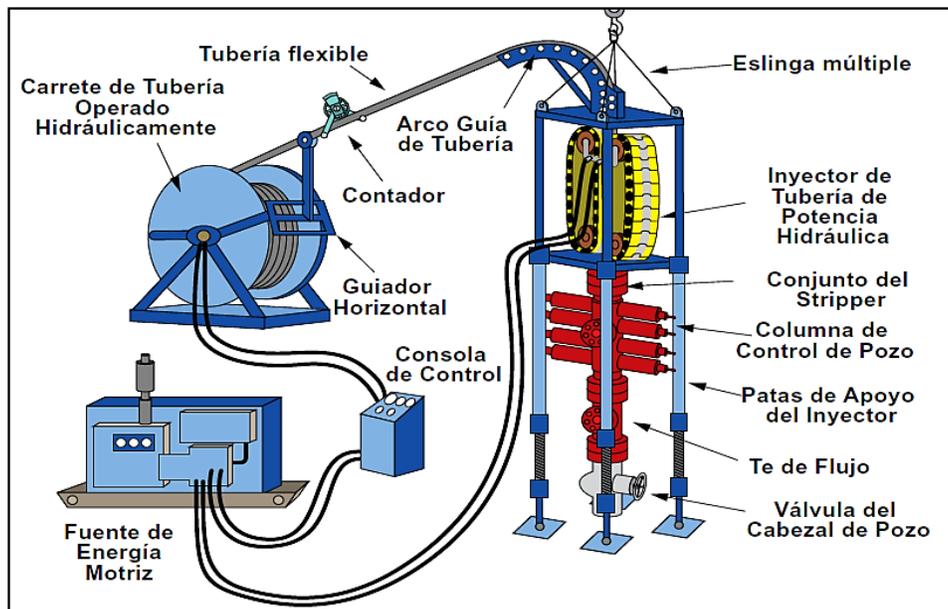


Ilustración 5 Cabeza inyectora de la tubería flexible (Cose, 2015, p. 30).

2.2.2 Análisis Causas Raíz (ACR).

En muchos casos, se está tan ocupado solventando problemas que no nos ocupamos de encontrar las causas de los mismos, por lo cual ellos seguirán ocurriendo y, nuevamente se estará demasiado ocupado para resolverlos (Livingston, 2010, p. 10-25).

A través de los años y con el surgimiento de las nuevas tecnologías, los procesos productivos pasaron de ser manuales a ser parciales y en algunos casos totalmente automatizados, los equipos son cada vez más complejos y más complicados también los sistemas productivos. Por la tanto, localizar el origen de un fallo se hará un proceso cada vez más y más complejo.

Sin embargo, actualmente se cuenta con distintas herramientas que ayudan a resolver algunos de los grandes problemas de la industria actual, como por ejemplo, hallar las causas reales por las cuales ocurre un fallo y atacarlas en lugar de conformarnos con atacar sus síntomas.

2.2.2.1 Concepto de ACR

El **Análisis Causa Raíz (ACR)** es una metodología de confiabilidad que emplea un conjunto de técnicas o procesos, para identificar factores casuales de falla.

Es decir, el origen de un problema definido, relacionado con el personal, los procesos, las tecnologías, y la organización, con el objetivo de identificar actividades o acciones rentables que los eliminen.

El ACR es un proceso que ha sido diseñado para que sea usado en la investigación de las causas de acontecimientos, que afecten la seguridad, salud, el medio ambiente, calidad, la operación y que finalmente como esto repercute en la producción de cualquier sector industrial en donde se genere un evento insatisfactorio (Livingston, 2010, p. 10-25).

Hablando en términos generales sobre lo que es el ACR podemos describirlo como una herramienta diseñada para ayudar a los profesionales a identificar no sólo qué y cómo se produjo un evento no deseado (falla, problema o accidente u incidente particular), sino también podremos saber cómo sucedió, hacer frente a un problema, con el fin de llegar a la causa (raíz) de dicha problemática además de que nos ayuda a corregir o eliminar y evitar que el problema tenga que volver a ocurrir. Es fundamental tomar en cuenta los puntos que rodean al ACR como se muestra en la ilustración 6 (Livingston, 2010, p. 10-25).

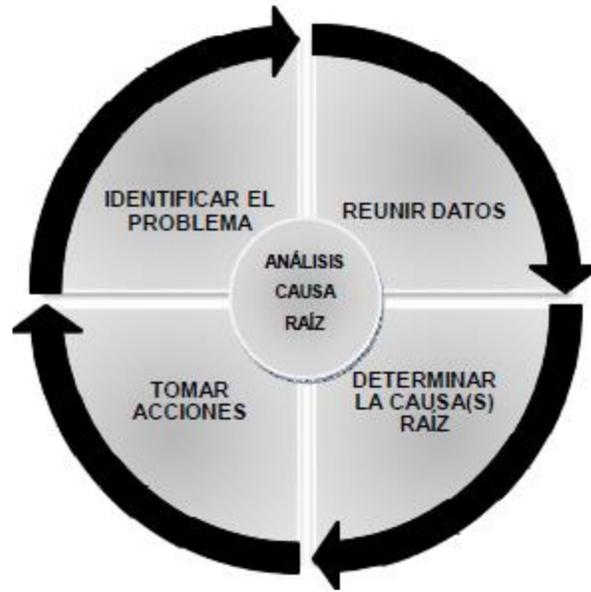


Ilustración 6 Puntos que rodean al ACR (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019)

Además de ser una metodología disciplinada es considerado a menudo como un proceso iterativo, ayudándonos a identificar las causas físicas, humanas y latentes de cualquier tipo de eventualidad, falla o incidente que ocurren una o varias veces permitiendo como ya se ha mencionado adoptar las acciones preventivas y correctivas que reducen los costos de vida útil de los activos físicos, mejorando la seguridad y la confiabilidad de la planta (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

Para llevar a cabo el ACR se utiliza una gran variedad de técnicas y su selección depende del tipo de problema, disponibilidad de los datos y conocimiento de las técnicas mencionando algunas como es el análisis causa efecto, árbol de falla, diagrama espina de pescado, análisis de cambio, análisis de barreras y eventos y por último el análisis de factores causales (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

2.2.2.2 Términos de la metodología de Análisis Causa Raíz (ACR)

Antes de revisar la descripción de la metodología de Análisis Causa Raíz (ACR), es preciso conocer las definiciones de los términos de uso común (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

Acción: con el enfoque de mantenimiento, es el efecto que causa un agente (físico, químico o humano, entre otros) sobre algo, debido a la ejecución de actividades específicas. La reparación de un equipo o componente, como consecuencia de una falla, es una acción correctiva. El análisis de fallas, es la asignación para ejecutar una tarea o series de tareas para resolver una causa identificada en la investigación de una falla o problema.

Activo: término contable para cualquier recurso que tiene un valor, un ciclo de vida y genera un flujo de caja. Puede ser humano, físico y financiero intangible. Por ejemplo: el personal, centros de trabajo, plantas y equipos, entre otros.

Análisis causa-efecto: es una herramienta utilizada en la metodología de Análisis Causa Raíz (ACR) para ordenar gráficamente el análisis de manera secuencial. Parte del evento o problema atraviesa los diferentes modos de falla e identifica la relación de causa y efectos hasta llegar a las causas raíces del evento o problema.

Análisis Costo-Beneficio (AC-B): estima el beneficio económico de la realización de un cambio, modificación o reparación mayor. El análisis compara el impacto total de una situación futura después del cambio con la situación actual, además compara el beneficio con el costo del cambio. El resultado está dado en el Valor Presente Neto (VPN).

Causa de falla (causa raíz): las causas de las fallas pueden ser físicas, humanas u organizacionales. En general, pueden ser derivadas de procesos de deterioro por razones físicas o químicas, defectos de diseño, malas prácticas operacionales o de mantenimiento, baja calidad de materiales o refacciones, u otras razones organizacionales, como presiones en los objetivos de producción, cambios en el contexto operacional, alta rotación del personal, falta de difusión o inexistencia, así como de ejecución de trabajos por personal no certificado, que conducen a la falla.

Causas raíces físicas: en los Análisis Causa Raíz, se refiere al mecanismo de falla del componente. Su solución resuelve las situaciones de falla. Ejemplos de causas raíces físicas son el material de la empaquetadura inadecuado y el recubrimiento defectuoso que permite el deterioro por corrosión externa.

Causas raíces humanas: en los Análisis de Causa Raíz, identifican las acciones humanas que provocan las causas raíces físicas. Por ejemplo, la selección inadecuada de la empaquetadura, la instalación de sellos de forma adecuada y la aplicación inapropiada del recubrimiento.

Causa raíces latentes: en los Análisis de Causa Raíz, representan las manifestaciones de los procesos organizacionales que explican la ocurrencia de las causas raíces humanas. Solo su erradicación garantiza que la falla no se repita en el equipo estudiado o en uno similar. Se basa en que el origen de todos los problemas son las decisiones u omisiones a nivel de sistema.

Confiabilidad: es la probabilidad de funcionamiento libre de fallas de un equipo o sus componentes, durante un tiempo definido bajo un contexto operacional determinado.

Confiabilidad operacional: es la capacidad de un activo (representado por sus procesos, tecnología y gente) para cumplir sus funciones o el propósito que se espera de este, dentro de sus límites de diseño y bajo un contexto operacional determinado.

Consecuencia: resultado de un evento. Puede existir una o más consecuencias de un evento, las cuales sean expresadas cualitativa o cuantitativamente. Por ello, los modelos para el cálculo deben considerar los impactos en seguridad, higiene, ambiente, producción, costos de reparación e imagen de la empresa.

Consecuencia de una falla: se define en función a los aspectos que son de mayor importancia para el operador, como el de seguridad, el ambiental y el económico.

Defecto: causa inmediata de una falla: desalineación, mal ajuste, fallas ocultas en sistemas de seguridad, entre otros.

Efecto de falla: describe lo que ocurre cuando acontece cada modo de falla.

Falla: Terminación de la habilidad de un ítem para ejecutar una función requerida.

Fallas crónicas: son aquellas fallas que ocurren con frecuencia. En ocasiones llegan a ser aceptadas como normales debido a que no se requiere mucho tiempo para ser corregidas, pero que a la larga impactan en el estado de resultados.

Fallas catastróficas: Una falla que causa la pérdida total de un ítem y que puede generar daños al personal, medio ambiente y a la instalación.

Falla funcional: es cuando el ítem no cumple con su función de acuerdo al parámetro que el usuario requiere.

Hipótesis: es una conjetura o suposición que se admite provisionalmente para ser verificada o validada, y si el resultado es verdadero, la misma se convierte en hecho.

Histograma: es un tipo de grafico que agrupa un conjunto de datos de una variable aleatoria, de manera tal que puedan apreciarse. La forma en que están distribuidos los mismos, el grado de dispersión y los valores con más alta probabilidad de ocurrencia.

Impacto económico: representa el impacto financiero por incremento en costos de mantenimiento o pérdidas de producción.

Ítem: término específico usado para denotar cualquier equipo mantenible, incluyendo sistemas, partes, materiales, subensambles, conjuntos, accesorios, etcétera.

Jerarquización: ordenamiento de tareas de acuerdo con su prioridad.

Lista jerarquizada de problemas: lista donde los problemas son ordenados según su impacto en términos de la exposición del dinero para corregirlos y su factibilidad.

Metodología: conjunto de métodos y/o procedimientos estructurados que se siguen para lograr determinados objetivos.

Mecanismo de falla: proceso físico, químico u otro que ha conducido un deterioro hasta llegar a la falla.

Modo de falla: es la forma por la cual una falla es observada. Describe de forma general como ocurre y su impacto en la operación del equipo. Efecto por el cual una falla es observada en un ítem fallado. Hechos que pueden haber causado cada estado de falla.

Probabilidad: es una medida de la posibilidad de ocurrencia de un evento. La frecuencia de ocurrencia de un evento es un indicador de probabilidad.

Riesgo: este término de naturaleza probabilística está definido como la “probabilidad de tener una pérdida”. Comúnmente se expresa en unidades monetaria. Matemáticamente se expresa como: $R(t) = P(f) \times C$, donde $R(t)$ es el riesgo en función del tiempo, $P(f)$ es la probabilidad de ocurrencia de un evento en función del tiempo, y C sus consecuencias.

Tipificación de fallas: las fallas o problemas se pueden tipificar por el tipo y el nivel de proceso que afectan en:

Fallas en componentes/equipos/sistemas.

- Desviaciones operacionales/pérdida de eficiencia.
- Problemas administrativos/médicos/otros.

Y por la frecuencia con la cual afectan en:

- Fallas/eventos aislados de alto impacto (donde se tiende a poner mayor atención).
- Fallas crónicas o recurrentes (por donde normalmente se destruye más valor).

En este medio es importante destacar que:

- Las fallas crónicas tienen un impacto acumulado similar a las fallas de alto impacto. Sin embargo, no se perciben tan fácilmente, ya que se consideran como un comportamiento normal pero que, una vez acumulado, impacta en el estado de resultados.
- Los eventos de alto impacto son causados por las mismas causas raíces que producen las fallas crónicas. Al reducir las causas de estas fallas crónicas, se reducirá la probabilidad de un evento mayor.

Valor Presente Neto (VPN): el valor presente neto es la suma de los flujos de efectivo anuales descontados al valor presente. El concepto de descontar dichos flujos se origina en que un peso es más valioso hoy que mañana. Es decir, es la diferencia entre el valor presente de las entradas de flujo de efectivo generadas por el proyecto y el importe de la inversión inicial (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

2.2.3 Análisis de los Modos de Falla y sus Efectos (FMEA)

El Análisis de los Modos de Falla y sus efectos (FMEA por sus siglas en inglés Failure Modes and Effect Analysis) es un procedimiento sistemático para el análisis de sistemas e identificar su modo de fallas potenciales, sus causas y efectos en el desempeño del sistema ya sea en su diseño, construcción u operación. Es un método para identificar la severidad de modos de falla potencial y permite identificar las medidas para mitigar la severidad de las consecuencias y así reducir el riesgo. El análisis FMEA generalmente trata con modos de falla individuales y los efectos de esos modos de falla en el sistema. Cada modo de falla se trata de manera independiente, sin relación con otras fallas en el sistema (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

El procedimiento FMEA puede aplicarse a:

Productos: aplicado a un producto sirve como herramienta predictiva para detectar posibles fallas en el diseño, aumentando las probabilidades de anticiparse a los efectos que pueden llegar a tener en el usuario o en el proceso de producción.

Procesos: aplicado a los procesos sirve como herramienta predictiva para detectar posibles fallas en las etapas de producción, aumentando las probabilidades de anticiparse a los efectos que puedan llegar a tener en el usuario o en etapas posteriores de cada proceso.

Sistemas: aplicado a sistemas sirve como herramienta predictiva para detectar posibles fallas en el diseño del software, aumentando las probabilidades de anticiparse a los efectos que pueden llegar a tener en su funcionamiento.

Otros: puede aplicarse a cualquier proceso en general en el que se pretendan identificar, clasificar y prevenir fallas mediante el análisis de sus efectos, y cuyas causas deban documentarse (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

2.2.4 Metodología Hazard and Operability Studies (HAZOP)

El HAZOP (Análisis funcional de Operatividad) es una técnica de identificación de riesgos inductiva y cualitativa, basada en la premisa de que los accidentes se producen como consecuencia de una desviación de las variables de proceso con respecto a los parámetros normales de operación de un sistema dado (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

Con el fin de realizar la identificación de los eventos riesgosos se realiza para cada escenario un Análisis Hazop, es una técnica cualitativa que permite identificar hipótesis incidentales. La técnica de identificación de peligros conocida como Análisis de Peligros y Operabilidad (Hazard and Operability Studies “HAZOP”), fue iniciada en los años sesenta por la División Mond de la Compañía Imperial Chemical Industries (ICI), con el objeto de mejorar los estándares de operación y seguridad de sus plantas existentes hasta ese entonces. Posteriormente, la compañía ICI introdujo esta técnica para sus nuevos proyectos o ampliaciones de plantas. La técnica se extendió en Inglaterra y posteriormente en toda Europa y en Estados Unidos.

El estudio de Análisis de Peligros y Operabilidad es una metodología formal de análisis sistemático y crítico al proceso y a los propósitos del diseño de las instalaciones nuevas o existentes, para valorar el potencial de los peligros de mal funcionamiento o mala operación de los diferentes equipos y de sus consecuencias a la planta, al personal o al ambiente considerándolo como un todo. Cabe hacer mención que las metodologías aplicadas están en función del paquete tecnológico del equipo (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

2.2.5 Metodología Análisis Causa Raíz

La metodología de Análisis Causa-Raíz es un método que permite encontrar la “causa raíz” de un problema, con el fin de corregir o eliminar la causa y a su vez evitar que el problema se presente nuevamente (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

Es una potente herramienta para identificar, registrar y representar visualmente las posibles causas de un problema. En lugar de los problemas y su efecto apareciendo vasto e insoluble, el análisis causa-raíz descompone el problema en partes más pequeñas y manejarlas más fácilmente.

Con el fin de mejorar la eficiencia y rentabilidad de los procesos es necesario llegar al fondo del problema, conocer su origen. El efecto que dicho problema ocasiona, no es más que un síntoma y deducir lo que ha causado que ocurra puede contribuir para establecer medidas preventivas que acaben con el problema (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

2.2.5.1 Etapas de un Análisis de Causa – Raíz

Para el desarrollo de un Análisis Causa-Raíz se contemplan cinco fases (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

1. Recolección de datos. Se debe recolectar la información concerniente a las condiciones antes, durante y después de la ocurrencia de los eventos problemáticos; la participación del personal, tomando en cuenta las medidas que haya sido tomada; factores ambientales y cualquier otra información que tenga relevancia.

2. Evaluación. El desarrollo de esta fase comprende varios pasos, establecidos de la siguiente forma:

- a) Identificar el problema
- b) Determinar la relevancia del problema
- c) Identificar las condiciones o acciones inmediatamente anteriores, alrededor del problema
- d) Identificar porqué existían las condiciones del paso anterior, es decir, la causa raíz.

El objetivo de esta fase es encontrar la causa raíz, encontrar la razón fundamental, que al ser corregida evite que se presenten nuevamente esos eventos; es decir la Causa-Raíz; y para esto se cuenta con diversas herramientas.

3. Acciones Correctivas. Una vez la causa raíz del problema ha sido identificada, se procede a tomar medidas para corregirlo y reducir la probabilidad de que se presente de nuevo, por tal razón se hace necesario implementar acciones correctivas efectivas que permitan contar con condiciones más seguras.

4. Informe. Esta fase representa la evidencia del análisis y está constituida por dos partes: primero el reporte de la ocurrencia de los hechos y segundo el sistema de procesamiento. La primera parte comprende la descripción de los eventos ocurridos; y la segunda, incluye todo el análisis, la discusión y explicación de los resultados, las acciones correctivas aplicadas y todos los factores asociados, tales como el personal involucrado y los factores de gestión involucrados en el desarrollo del proceso.

5. Seguimiento. Siendo la fase final del proceso, pretende determinar la efectividad del mismo, estableciendo si las acciones correctivas han sido eficaces en la resolución del problema. Es fundamental realizar un examen de la eficacia,

para asegurar que las acciones correctivas han sido implementadas y están cumpliendo con lo esperado, es decir prevenir la recurrencia de los problemas.

2.2.5.2 Árbol de falla

El análisis Árbol de Falla (FTA - Fault Tree Analysis) fue introducido por primera vez por Bell Laboratories y es uno de los métodos más ampliamente usados en sistemas de relatividad, mantenimiento y análisis de seguridad. Es un proceso deducible utilizado para determinar las varias combinaciones de fallas de equipo electrónico (hardware), programas de computación (software) y errores humanos que pueden causar eventos indeseables (referidos como eventos altos) al nivel del sistema (Evans, 2010, p. 35-38).

El análisis deducible empieza con una conclusión general, luego intenta determinar las causas específicas de la conclusión construyendo un diagrama lógico llamado un árbol de falla. Esto también es llamado tomar una propuesta de arriba-a-abajo.

El motivo principal del análisis árbol de falla es el ayudar a identificar causas potenciales de falla de sistemas antes de que las fallas ocurran. También puede ser utilizado para evaluar la probabilidad del evento más alto utilizando métodos analíticos o estadísticos. Estos cálculos envuelven sistemas de relatividad cuantitativos e información de mantenimiento tal como probabilidad de falla, tarifa de falla, y tarifa de reparación. Después de terminar un FTA, puede enfocar sus esfuerzos en mejorar el sistema de seguridad y relatividad (Evans, 2010, p. 35-38).

2.2.5.2.1 Diagrama lógico de FTA

Los símbolos básicos usados en un diagrama lógico de FTA son llamados puertas lógicas y son similares a los símbolos usados por diseñadores de circuitos electrónicos (Evans, 2010, p. 35-38).

El diagrama lógico parcial de FTA , utiliza las puertas 'y' y la 'o' para analizar riesgos al cliente. Entradas a la puerta 'o' en lo alto identifican las cuatro razones por la cual esta falla puede ocurrir. Una de estas razones, choque eléctrico, entonces se analiza porque resulta simultáneamente de corriente contacto de tierra al paciente y de crear un camino a la fuente de corriente eléctrica (una puerta 'y'). El análisis continua, utilizando las mismas técnicas, hasta que el nivel más bajo como error del operador o contacto de tierra abierto es identificado.

Cuando haga un FTA, sistemáticamente determine qué le pasa al sistema cuando el status de una parte u otro factor cambian. En algunas aplicaciones, el criterio mínimo para éxito es de que no falla individual puede causar daño o una pérdida de control no detectada en el proceso. En otros, donde riesgos extremos existen o cuando productos de alto valor son procesados, el criterio puede ser incrementado para requerir tolerancia de fallas múltiples.

Construcción del Árbol de Falla

1. Defina la condición de falla y escriba la falla más alta.
2. Utilizando información técnica y juicios profesionales, determine las posibles razones por la que la falla ocurrió. Recuerde, estos son elementos de nivel segundo porque se encuentran debajo del nivel más alto en el árbol.
3. Continúe detallando cada elemento con puertas adicionales a niveles más bajos. Considere la relación entre los elementos para ayudarle a decidir si utiliza una puerta 'y' o una 'o' lógica.

4. Finalice y repase el diagrama completo. La cadena solo puede terminar en un fallo básico: humano, equipo electrónico (hardware) o programa de computación (software).

5. Si es posible, evalúe la probabilidad de cada ocurrencia o cada elemento de nivel bajo y calcule la probabilidad estadística desde abajo para arriba (Evans, 2010, p. 35-38).

2.2.5.2.2 Tripod Beta Modificada

La metodología Tripod Beta Modificada es una herramienta de Análisis Causa Raíz de tipo deductivo que permite a los investigadores facilitar el análisis de información recolectada para identificar la causa raíz que conllevó al problema operacional y que causó el tiempo no planeado. Ésta metodología nació como parte del trabajo de otro grupo de investigadores quienes se dieron a la tarea de buscar y proponer una forma clara y precisa de encontrar la causa raíz. Sin embargo, la metodología Tripod Beta Modificada está ligada principalmente a la metodología Tripod Beta, como se ve en la ilustración 7 la cual es usada para identificar causas raíz de problemas relacionados con la seguridad industrial de los procesos no solo en la industria del petróleo, sino en cualquier industria en que se quiera aplicar.

Además, la metodología Tripod Beta permite identificar el error humano de una manera puntual y específica, cosa que resulta muy complicado a la hora de tratarse de problemas operacionales de perforación de pozos de petróleo. Por cuanto se espera identificar la causa del problema a raíz del comportamiento de todos aquellos parámetros que tienen que ver con la formación, con las propiedades del fluido y con la trayectoria del pozo (factores que se encuentran intrínsecamente relacionados entre sí), y no el señalamiento de un

error humano, de cualquiera de las personas que se encontraban perforando el pozo (Duarte, 2016, p.67).

La metodología a trabajar maneja los siguientes términos que permiten el desarrollo de la misma:

- Objeto. El objeto corresponde a aquel elemento que existe y es afectado por un peligro o hazard en inglés, el cual hace que se alteren sus condiciones y lo obliga a cambiar parcial o totalmente. En el estudio realizado, los pozos perforados corresponden al objeto cuya culminación exitosa se ve afectado por los diferentes peligros que conlleva una operación de perforación, y que serán descritos más adelante.
- Peligro. Representa un agente de cambio, un factor de alteración de las propiedades del objeto. Tiene las propiedades y las condiciones para cambiar, perjudicar o dañar al objeto sobre el que actúa. En la investigación realizada, los peligros corresponden a todos los factores que inciden negativamente en el pozo y que generan que no se pueda perforar el pozo de la manera que se tenía planeada.
- Evento. El evento es el acontecimiento causado por el cambio de estado del objeto que se ve negativamente afectado por el peligro. En los diferentes casos de estudio analizados, se encontró que los tiempos no planeados que afectaron la operación y que fueron ocasionados por la incidencia de los diferentes peligros corresponden a los diferentes eventos que alteraron las condiciones del pozo e impidieron que éste se completara de la manera que estaba planeada (Duarte, 2016, p.67).

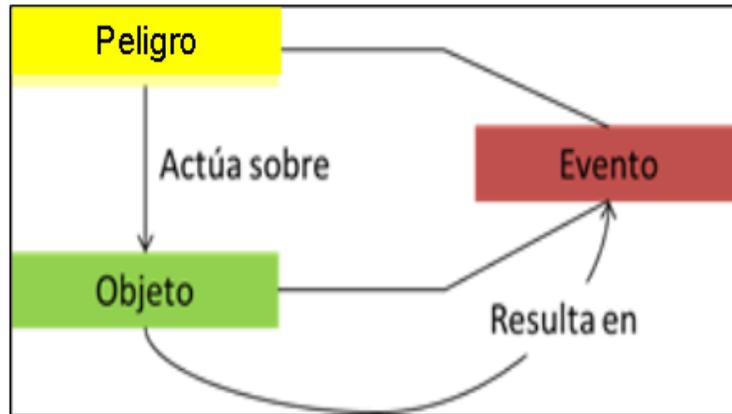


Ilustración 7 Metodología Tripod Beta básica (Duarte, 2016, p.67).

2.2.5.2.2 Diagrama de Pareto

El Diagrama de Pareto es una herramienta que permite identificar las problemáticas más frecuentes en una planta y de esta manera poder enfocar acciones para la solución de la problemática (80-20%).

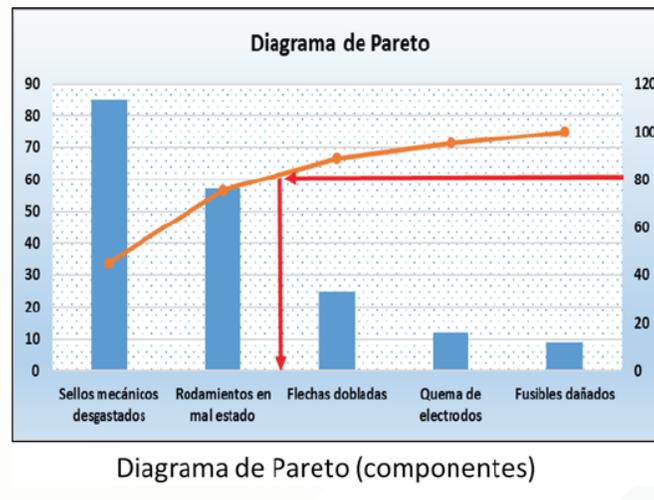


Ilustración 8 Diagrama de Pareto, aplicado a daños de componentes (Fuente: elaboración propia).

2.3 Marco Legal

2.3.1 Procedimiento de instalación, operación, mantenimiento y desmantelamiento de equipos y herramientas

Condiciones de instalación, operación, mantenimiento y desmantelamiento de equipos y herramientas durante la ejecución de los trabajos de acuerdo a PEMEX.

1. Antes de iniciar la instalación de los equipos y unidades, se deberá verificar que éstos estén libres de fluidos inflamables que pudieran contaminar y alterar la operación y/o poner en riesgo la seguridad del personal, equipos e instalaciones. Una vez instalado, se obliga a efectuar la prueba de hermeticidad de acuerdo a lo especificado y a satisfacción de PEP para que se considere el equipo listo para iniciar operaciones.

2. Para la instalación, pruebas e inicio de operaciones debe considerar para sus equipos los siguientes tiempos: en pozos con equipo de perforación y/o terminación 3 (tres) y 2 (dos) horas para su desmantelamiento; en pozos sin equipo 3 (tres) horas para su instalación, pruebas y puesta en operación y 1 (una) hora para su desmantelamiento.

3. Las Unidades de Tubería Flexible (UTF). y equipos auxiliares deberán cumplir con las dimensiones adecuadas para transitar sin restricciones en carreteras federales, estatales y municipales, así como en los caminos y accesos a las localizaciones en las que se realizarán los trabajos.

4. Se deben efectuar corridas de simulación de la operación a realizar, dicho programa deberá mostrar como mínimo:

- Análisis hidráulico con gastos y presiones durante los trabajos de limpieza y desarenamientos.

- Pronóstico de peso y tensión en la sarta de tubería flexible al bajar y levantarla a superficie.
- Elipse biaxial de esfuerzos en la tubería flexible.

5. Cada equipo de tubería flexible debe contar con sistema gráfico de registro de información en tiempo real y almacenar en memoria como mínimo los siguientes parámetros:

- Presión de circulación de fluidos a través de la tubería flexible (presión interna de la tubería).
- Presión en la cabeza del pozo (presión en el espacio anular tubería flexible / tubería de producción).
- Gasto de circulación.
- Volumen acumulado de fluidos bombeados.
- Peso y esfuerzo de tensión de la tubería flexible.
- Velocidad de introducción o extracción de la tubería flexible.
- Profundidad de operación de la tubería flexible.
- Esfuerzos y cargas axiales y combinadas a lo largo de la tubería en los viajes de la tubería al pozo graficados en elipse límite de esfuerzos.
- Vida acumulada o fatiga de la sarta de tubería flexible.

6. Se debe contar para cada operación con válvula check doble o sencilla ya sean de charnela o canica, conectores, barras rígidas y difusor.

7. Para el cambio de sarta por reemplazo para los trabajos especiales, como: registros geofísicos, disparos, cambio de diámetro de tubería flexible, se dispondrá de 72 horas contadas a partir de la hora de entrega de la orden de trabajo, para realizar el acondicionamiento del equipo y materiales en su totalidad.

8. El personal debe estar capacitado para la solución de situaciones de emergencia, que se pudieran presentar en el desarrollo de las operaciones tales

como: atrapamientos, rotura o picadura de la tubería en pozos de cualquier condición de operación, manejo de seguridad para operaciones en ambientes amargos y el control de pozos.

2.3.2 Anexo SSPA

Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental (SSPA) de acuerdo a PEMEX

1. Se deben observar estrictamente las normas establecidas para mantener el equilibrio ecológico y la protección al medio ambiente.
2. Se debe dejar totalmente limpio, libre de escombros, basura y/o cualquier tipo de contaminación imputable a él mismo, el lugar en donde se ejecutaron los trabajos.
3. Se deben seguir las normas establecidas relativas a la protección de la seguridad y salud de los trabajadores en sus centros de trabajo.

2.3.3 Ley de Hidrocarburos

De la identificación de peligros y análisis de riesgos.

Artículo 10. Los regulados deberán realizar el análisis de riesgos para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos de acuerdo a lo establecido en las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los sistemas de administración de seguridad industrial, seguridad operativa y de protección al medio ambiente aplicables a las actividades del sector

hidrocarburos que se indican y la demás normatividad aplicable que para tal efecto emita la agencia.

Artículo 11. La identificación de Peligros que realicen los Regulados deberá, por lo menos.

I. Las etapas de diseño, construcción, pre-arranque, operación, cierre, desmantelamiento y abandono del proyecto;

II. Condiciones de operación rutinaria y no rutinaria, incluyendo paros, mantenimiento y arranque;

III. Situaciones de Emergencia, Incidentes y Accidentes, incluyendo:

a) Fallas de contención de productos y materiales en las Instalaciones;

b) Fallas estructurales en las Instalaciones;

c) Eventos climáticos, geofísicos y otros eventos naturales;

d) Actos de sabotaje, vandalismo y cualquier otro acto que afecte la seguridad de las personas, el medio ambiente y las instalaciones, y

e) Factores humanos.

IV. Peligros asociados con actividades realizadas con anterioridad.

Artículo 12. Los Regulados deberán realizar la identificación de Peligros asociados a las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales.

I. Ruido;

II. Manejo de materiales y residuos peligrosos;

III. Impactos ambientales;

IV. Estabilidad de equipo de perforación;

V. Maquinaria rotante y móvil;

VI. Manejo manual de los tubos de Perforación, barrenas y otro equipo pesado;

VII. Fluidos en contenedores de presión;

VIII. Caída de objetos;

IX. Exposición al polvo, lodo, aerosoles y gases (gas sulfhídrico y dióxido de carbono);

- X.** Emisiones de Metano;
- XI.** Trabajos en altura;
- XII.** Pozos con cargas de Disparo sin detonar;
- XIII.** Explosión o fuego;
- XIV.** Choques/Colisiones;
- XV.** Espacios confinados, y
- XVI.** Instalaciones Eléctricas.

Artículo 13. Al evaluar los Riesgos, los Regulados deberán calcular tanto la probabilidad o frecuencia de la ocurrencia, como la severidad de las consecuencias derivadas del evento de Riesgo para las personas, el medio ambiente y las Instalaciones.

I. Los Regulados deberán apoyarse en criterios para la evaluación del Riesgo que:

- a)** Reflejen las mejores prácticas contenidas en estándares nacionales o internacionales;
- b)** Sean adecuados para tal fin;
- c)** Sean fáciles de comunicar a las personas involucradas en las actividades de Exploración y Extracción, y neutrales respecto del concepto favorecido o solución propuesta;
- d)** Estén fijados a un nivel tal que refleje los objetivos estratégicos u organizacionales del Regulado, y
- e)** Considere condiciones locales tales como la ubicación geográfica, condiciones ambientales, políticas, conflictos de los diferentes sectores productivos que coinciden en una misma área y las restricciones económicas para reflejar distintas aproximaciones al manejo de riesgos.

Artículo 14. Los Regulados deberán conservar la información documental y presentarla cuando le sea requerida por la Agencia, de los impactos ambientales y Riesgos de Seguridad Industrial y Operativa de los siguientes elementos de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales.

I. El transporte de equipos, materiales y personas, así como la implementación de sus medidas de prevención y mitigación de los impactos y Riesgos identificados, dentro del Área de Asignación o el Área Contractual, en cumplimiento a la normatividad aplicable y el Sistema de Administración autorizado, y las autorizaciones en materia de Impacto Ambiental que correspondan;

II. Para los casos en que los Regulados requieran realizar Operaciones Simultáneas en una misma zona de influencia.

III. Para el Peor Escenario posible para las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales, que incluya descontrol de Pozo, fuga y derrame de Hidrocarburos, incendio o explosión en las Instalaciones.

Artículo 15. Los Regulados deberán realizar la identificación de Peligros asociados a las actividades de Recolección y movilización de Hidrocarburos, incluyendo particularmente los que surjan.

- I. Sobrepresión;
- II. Baja presión;
- III. Rebosamiento o bajo nivel de líquidos;
- IV. Pérdida de contención debida a fallas del equipo;
- V. Emisiones de Metano;
- VI. Incendio, y
- VII. Escape de gases de alta toxicidad (gas sulfhídrico).

Artículo 16. Los regulados deberán conservar la información documental de la elaboración del Análisis de Riesgos y presentarla cuando le sea requerida por la Agencia para las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales.

Análisis de Riesgos de proceso. Incluyendo, por lo menos, lo siguiente:

- a) Objetivo del estudio;
- b) Alcance;
- c) Descripción del Pozo;
- d) Fase de ingeniería del Análisis de Riesgo de procesos;
- e) Fase de análisis preliminar de Peligros;
- f) Determinación de amenazas;
- g) Identificación de salvaguardas;
- h) Fase de Análisis de Riesgos;
- i) Fase de evaluación de Riesgos;
- j) Estimación del Peor Escenario;
- k) Configuración del horizonte estructural de las primeras capas del subsuelo y las zonas anómalas;
- l) Condiciones climatológicas preponderantes;
- m) Asentamientos humanos que pudieran ser afectados;
- n) Áreas Ambientalmente Sensibles que pudieran ser afectadas;
- o) Relación de la Infraestructura existente en el área;
- p) Identificación de medidas de reducción de riesgo, y
- q) Reposicionamiento de los escenarios de riesgo posterior a la aplicación de las medidas de mitigación.

Asimismo, deberá conservarse la información de los escenarios de Riesgo considerados que incluya al menos lo siguiente:

- a) Estimación del volumen total derramado y fugado por día;
- b) Composición del fluido;

- c) Estimación del volumen total derramado y fugado durante el tiempo que dure el evento;
- d) Simulación de derrame o fuga;
- e) Plan detallado de contención (mencionando el equipo a utilizar y la duración máxima del evento).

Análisis de Peligros de Perforación. Identificación de los peligros en aquellos casos en que se esperen condiciones especiales o que sobrepasen su rango de condiciones normales incluyendo sin ser limitativo, pozos de alta presión/alta temperatura, condiciones extremas del medio ambiente, alto contenido de ácido sulfhídrico (H₂S). La identificación de peligros de perforación deberá abarcar por lo menos lo siguiente:

- a) Programa de Perforación;
- b) Procedimiento de control de Pozos;
- c) Sistema de lodo;
- d) Materiales peligrosos (químicos, explosivos, radioactivos, tóxicos de los depósitos, etc.);
- e) Prueba de Producción;
- f) Trabajo con herramientas a cable o tubería flexible;
- g) Potencial de las acumulaciones imprevistas de metano en el subsuelo que puedan afectar los trabajos de Perforación, y
- h) Flujo descontrolado de petróleo o gas evaluando posibles efectos sobre trabajadores, medio ambiente, población e instalaciones.

Artículo 17. Los Regulados deberán presentar a la agencia en el aviso de inicio de actividades, cuarenta y cinco días hábiles previo al inicio de cualquier actividad, el análisis de riesgo de la etapa de ingeniería de detalle que incluya aquellos riesgos propios del proyecto y los generados por las actividades realizadas por contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores del regulado.

De la administración de riesgos e impactos.

Artículo 18. Los Regulados deberán establecer procedimientos para seleccionar, evaluar e implementar medidas de reducción de Riesgos e impactos, tales como medidas preventivas basadas en el uso de diseños más seguros para las personas, el medio ambiente y las instalaciones, así como para el aseguramiento de la integridad de las Instalaciones. Adicionalmente, deberán prever medidas aplicables en caso de incidentes o accidentes, basadas en la evaluación del riesgo, y deberán ser desarrolladas tomando en cuenta posibles fallas de las medidas de control y mitigación.

La jerarquía de las medidas de reducción de Riesgos e impactos deberá ser la siguiente:

- I. Prevención;
- II. Detección;
- III. Control;
- IV. Mitigación, y
- V. Respuesta a Emergencias.

Artículo 19. Los Regulados deberán adoptar una política de reducción de Riesgos e impactos, estableciendo las medidas que tengan el mayor efecto en la reducción de Riesgos conforme al principio de tan bajo como sea razonablemente factible. Las evaluaciones sucesivas de las medidas de reducción de riesgos e impactos deberán ser emprendidas hasta que se alcance un punto en el que todos los criterios de selección hayan sido satisfechos y ya no sea razonable implementar medidas adicionales de reducción de riesgo.

Artículo 20. Para la reducción de riesgos e impactos relacionados con la perforación y terminación de pozos, los regulados.

- I. Adecuada selección de los sitios donde se ubicarán los pozos;
- II. Programa de perforación y revestimiento optimizado;
- III. Sistemas optimizados de manejo de las tuberías de revestimiento y de las actividades relacionadas con la Perforación;
- IV. Reducción del uso de materiales peligrosos;
- V. Reducción de Operaciones Simultáneas;
- VI. Equipos o sistemas optimizados de control de Pozos;
- VII. Sistemas de Terminación optimizados para reducir los riesgos e impactos durante la terminación y las etapas de trabajo;
- VIII. Contar con procedimientos y equipos necesarios para la detección, reducción y eliminación de Emisiones de Metano;
- IX. Personal que cuente con una capacitación y entrenamiento idóneo previo a la realización de las operaciones;
- X. Planes actualizados de contingencia de derrames o fugas de fluidos provenientes del pozo y/o equipos de recuperación de Petróleo, y
- XI. Recalendarización de actividades de perforación o terminación por condiciones climatológicas severas.

La estrategia para la administración de riesgos e impactos deberá ser consistente con la etapa del Proyecto. El nivel de detalle en la estrategia deberá reflejar la escala y la fase del ciclo de vida de la Instalación en el que el proceso de administración de Riesgo se esté implementando.

Los regulados deberán desarrollar un método enfocado a las especificaciones de los requerimientos funcionales, dando mayor atención a la definición y monitoreo de sistemas y procedimientos fundamentales y de equipo crítico que a otros elementos.

Artículo 21. Previo al inicio de operación de cualquiera de los equipos e Instalaciones que se utilicen en las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales, los regulados deberán efectuar la revisión de seguridad de pre-arranque, de acuerdo a lo establecido en su sistema de administración autorizado por la agencia y cumplir con las observaciones y recomendaciones que se deriven de la revisión.

Artículo 22. Los Regulados deberán monitorear y registrar en una bitácora los Eventos que no hayan causado afectaciones a la población, a los trabajadores, al medio ambiente o las Instalaciones, en los que se vea involucrado su personal y/o el de sus contratistas, relacionados con los servicios realizados por los mismos, en todas las etapas de instalación, operación y Desmantelamiento, y presentarla cuando la Agencia lo requiera.

2.3.4 Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos

Artículo 25

Corresponde al Estado la rectoría del desarrollo nacional para garantizar que éste sea integral y sustentable que fortalezca la Soberanía de la Nación y su régimen democrático y que, mediante el fomento del crecimiento económico y el empleo y una más justa distribución del ingreso y la riqueza, permita el pleno ejercicio de la libertad y la dignidad de los individuos, grupos y clases sociales, cuya seguridad protege esta Constitución.

El Estado planeará, conducirá, coordinará y orientará la actividad económica nacional y llevará al cabo la regulación y fomento de las actividades que demande el interés general en el marco de libertades que otorga esta Constitución.

Al desarrollo económico nacional concurrirán, con responsabilidad social, el sector público, el sector social y el sector privado, sin menoscabo de otras formas de actividad económica que contribuyan al desarrollo de la Nación.

Asimismo podrá participar por sí o con los sectores social y privado, de acuerdo con la ley, para impulsar y organizar las áreas prioritarias del desarrollo.

Bajo criterios de equidad social y productividad se apoyará e impulsará a las empresas de los sectores social y privado de la economía, sujetándolos a las modalidades que dicte el interés público y al uso, en beneficio general, de los recursos productivos, cuidando su conservación y el medio ambiente.

La ley establecerá los mecanismos que faciliten la organización y la expansión de la actividad económica del sector social: de los ejidos, organizaciones de trabajadores, cooperativas, comunidades, empresas que pertenezcan mayoritaria o exclusivamente a los trabajadores y, en general, de todas las formas de organización social para la producción, distribución y consumo de bienes y servicios socialmente necesarios.

La ley alentará y protegerá la actividad económica que realicen los particulares y proveerá las condiciones para que el desenvolvimiento del sector privado contribuya al desarrollo económico nacional, en los términos que establece esta Constitución.

Artículo 27

La propiedad de las tierras y aguas comprendidas dentro de los límites del territorio nacional, corresponde originariamente a la Nación, la cual ha tenido y tiene el derecho de transmitir el dominio de ellas a los particulares, constituyendo la propiedad privada.

Corresponde a la Nación el dominio directo de todos los recursos naturales de la plataforma continental y los zócalos submarinos de las islas; de todos los minerales o sustancias que en vetas, mantos, masas o yacimientos, constituyan depósitos cuya naturaleza sea distinta de los componentes de los terrenos, tales como los minerales de los que se extraigan metales y metaloides utilizados en la industria; los yacimientos de piedras preciosas, de sal de gema y las salinas formadas directamente por las aguas marinas; los productos derivados de la descomposición de las rocas, cuando su explotación necesite trabajos subterráneos; los yacimientos minerales u orgánicos de materias susceptibles de ser utilizadas como fertilizantes; los combustibles minerales sólidos; el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos; y el espacio situado sobre el territorio nacional, en la extensión y términos que fije el Derecho Internacional.

Tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y no se otorgarán concesiones. Con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, en los términos de la Ley Reglamentaria. Para cumplir con el objeto de dichas asignaciones o contratos las empresas productivas del Estado podrán contratar con particulares. En cualquier caso, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y así deberá afirmarse en las asignaciones o contratos.

Artículo 28

En los Estados Unidos Mexicanos quedan prohibidos los monopolios, las prácticas monopólicas, los estancos y las exenciones de impuestos en los términos y condiciones que fijan las leyes. El mismo tratamiento se dará a las prohibiciones a título de protección a la industria.

Las Leyes fijarán bases para que se señalen precios máximos a los artículos, materias o productos que se consideren necesarios para la economía nacional o el consumo popular, así como para imponer modalidades a la organización de la distribución de esos artículos, materias o productos, a fin de evitar que intermediaciones innecesarias o excesivas provoquen insuficiencia en el abasto, así como el alza de precios. La ley protegerá a los consumidores y propiciará su organización para el mejor cuidado de sus intereses.

El Estado contará con los organismos y empresas que requiera para el eficaz manejo de las áreas estratégicas a su cargo y en las actividades de carácter prioritario donde, de acuerdo con las leyes, participe por sí o con los sectores social y privado.

El Estado tendrá un banco central que será autónomo en el ejercicio de sus funciones y en su administración. Su objetivo prioritario será procurar la estabilidad del poder adquisitivo de la moneda nacional, fortaleciendo con ello la rectoría del desarrollo nacional que corresponde al Estado. Ninguna autoridad podrá ordenar al banco conceder financiamiento.

El Estado, sujetándose a las leyes, podrá en casos de interés general, concesionar la prestación de servicios públicos o la explotación, uso y aprovechamiento de bienes de dominio de la Federación, salvo las excepciones que las mismas prevengan. Las leyes fijarán las modalidades y condiciones que aseguren la eficacia de la prestación de los servicios y la utilización social de los bienes, y evitarán fenómenos de concentración que contraríen el interés público.

2.3.5 Normas nacionales e internacionales

Norma ISO 31000

Es utilizada como herramienta para identificar, evaluar y mitigar los riesgos que enfrentan las organizaciones. Por ello, la ISO 31000 se actualiza para dar respuesta, con eficiencia y seguridad, a los riesgos y peligros actuales a los que se enfrentan las organizaciones y empresas en su día a día.

Te presentamos los principales cambios de la ISO 31000:2018

- Revisión de los principios de la gestión de riesgos.
- Destacar el gobierno y liderazgo de la alta dirección y la integración de la gestión del riesgo de la organización.
- Mejora del rendimiento de la organización.
- Aumento en la toma de decisión ante amenazas y riesgos a los que se enfrente el negocio.
- Mayor énfasis en el logro de objetivos de la gestión del riesgo, haciendo una revisión de procesos, acciones y controles en cada etapa del proceso.

Beneficios y ventajas para el participante

- Ofrece una mayor seguridad al participante, te permite tratar con una organización comprometida con la adecuada gestión de sus amenazas y riesgos.
- Genera un aumento en la eficacia en la respuesta ante situaciones de emergencia para la organización.
- Te permite elaborar e implementar mejores marcos para la gestión de riesgo para enfrentar posibles amenazas o riesgos.

Beneficios y ventajas para la organización

- Imagen de credibilidad y prestigio del organismo certificado.
- Brinda seguridad y confianza a sus colaboradores y clientes.

- Competitividad, fortaleza y adecuada gestión de riesgos.
- Con la norma ISO 31000:2018 permite a las partes interesadas destacar en la toma de decisiones, el logro de objetivos y la mejora del desempeño ante amenazas y riesgos que se presenten en la organización.
- Cualquier organización está expuesta a factores externos, internos e influencias que hacen que sea incierto si lograrán sus objetivos, sin embargo, con las buenas prácticas y los conocimientos obtenidos en gestión de riesgos, se puede mejorar los procesos de implementación.
- La gestión del riesgo es dinámica y ayuda a las organizaciones a establecer estrategias, alcanzar objetivos y tomar decisiones informadas.
- Contribuye a la mejora de los sistemas de gestión de riesgos.

Norma OSHA 18001

OHSAS 18001 es la norma más utilizada a nivel internacional para implementar un Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo en organizaciones de cualquier tamaño, tipo o naturaleza.

Estos Sistemas de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo requieren de una evaluación y valoración de riesgos.

La evaluación de riesgos constituye la base efectiva para poder llevar a cabo de la mejor manera posible la gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo. A su vez, la evaluación de riesgos ofrece determinadas facilidades para identificar, definir y establecer cuál será la acción preventiva que tomará la organización fundamentándose en una evaluación inicial.

Para llegar a tal evaluación inicial, la organización debe establecer como obligación la planificación de la acción preventiva de la misma.

Una evaluación de riesgos incluye dos partes: el análisis de riesgos y la valoración de riesgos, ambas fundamentadas en el análisis previo, y en caso de obtener resultados de riesgos no tolerables se procederá a incluir un control de riesgos.

Identificación del peligro

Es la primera fase del análisis de riesgos de un Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo OHSAS-18001, en ella se define el peligro como la fuente o la situación que tiene la capacidad de provocar daños tales como lesiones, perjuicios a la propiedad, al medio ambiente o a ambos.

Tras haber identificado el peligro, debe ser descrito, lo que conduce a la definición del daño o los sucesos que pueden ocurrir desde sus inicios hasta que se materialice el accidente.

Estimación del riesgo.

En esta segunda fase del análisis de riesgos del Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo OHSAS18001, tendrá lugar el tratamiento del riesgo como una combinación de probabilidad y severidad de las consecuencias de la materialización del riesgo en cuestión. El término probabilidad que hemos utilizado se encuentra integrado en el término exposición.

Podemos decir que la estimación del riesgo consiste en valorar la probabilidad y consecuencias en caso de que el riesgo llegue a materializarse.

La probabilidad será definida a partir de las propias del evento que genera el daño y de los sucesos que se desencadenan a partir de uno inicial, por ello será más difícil de determinarla cuánto más grande sea la cadena causal, debido a que además de conocer los eventos o sucesos que intervienen se requerirá conocer la probabilidad de los mismos para provocar el producto previsto.

En cuanto a las consecuencias, el hecho de que se materialice un accidente trae consigo una serie de consecuencias, con determinado nivel de probabilidad.

Por todo esto el daño de un accidente va a estar determinado por el producto entre probabilidad y severidad, por lo que si las consecuencias son de una gravedad elevada tendremos que aplicar mayor rigor para determinar la probabilidad.

Valoración del riesgo

Tras el análisis de riesgos, y considerando el orden de magnitud obtenido para cierto riesgo, se realizará su valoración respectiva. Esta valoración consiste en dar un juicio sobre el nivel de tolerancia que tiene el riesgo, siempre y cuando se trate de un riesgo controlado.

Gestión del riesgo

Si de la gestión de riesgo obtenemos que éste no sea tolerable habrá que proceder a su control. Este control se realizará mediante:

- La reducción del riesgo, haciendo modificaciones en el proceso, en el equipo o en las máquinas, o implantando medidas que disminuyan las consecuencias que lo hacen no tolerable.
- La verificación de todas las medidas de control que tengamos adoptadas.

Al conjunto de los procesos de evaluación del riesgo y control del riesgo se le denomina como gestión del riesgo, que se incluye en el Sistema de Gestión de SST OHSAS 18001.

En el momento de realizar una evaluación de riesgos, podemos encontrar que hay riesgos diferentes, como por ejemplo los siguientes:

- Riesgos que se incluyen en un contexto en el que existe una legislación específica que los trata en el marco legal vigente correspondiente.
- Riesgos que no cuentan con una legislación específica para regularlos pero que sí existen normas internacionales, nacionales o de organismos oficiales y entidades de prestigio que cubren esta carencia.
- Riesgos que tienen unas características particulares y que por ello requieren el uso de métodos de evaluación especiales.
- Riesgos que consideremos de carácter general.

Norma NMX-SAST-001-IMNC-2008

Sistemas de Administración de Seguridad y Salud en el Trabajo-Especificación tiene el propósito de apoyar a las organizaciones a formular las políticas y objetivos de seguridad y salud en el trabajo (SST) de acuerdo a los requisitos legales y otros que le apliquen, así como en la identificación de peligros de SST, y en la evaluación de riesgos relacionados.

Los beneficios de implementar un Sistema de Seguridad y Salud en el Trabajo son los siguientes:

- Reducir el número de lesiones del personal por medio de la prevención y control de riesgos en los lugares de trabajo.
- Reducir el riesgo de accidentes mayores.
- Reducir la pérdida de material causada por accidentes y por interrupciones de la producción.
- Proporcionar la oportunidad de establecer un sistema de gestión integrado que incluya calidad, ambiente, seguridad y salud.
- Asegurar que los requisitos legales apropiados se cumplan.

- Hacer frente a la importancia creciente de la seguridad y salud en el trabajo para la imagen pública.

Esta norma aplica para las organizaciones de cualquier tamaño, sin importar la naturaleza de sus actividades que pretendan:

- Establecer un sistema de administración de seguridad y salud en el trabajo para prevenir, eliminar o minimizar los riesgos a los que está expuesto el personal y otras partes interesadas.
- Implementar, mantener y mejorar continuamente un sistema de administración de seguridad y salud en el trabajo.
- Asegurar la conformidad con su política de seguridad y salud en el trabajo establecida.
- Demostrar tal conformidad a otros.
- Asegurar que los requisitos legales apropiados se cumplan.

Buscar la certificación de su sistema de administración de seguridad y salud en el trabajo por medio de una organización externa; o hacer una autodeterminación y declaración de conformidad con esta norma de SAST

2.3.6 ILO-OSH-2001 Directrices relativas a los sistemas de gestión de la seguridad y la salud en el trabajo (OIT)

Contempla un conjunto de elementos interconectados de manera tal que el enfoque de la gestión de riesgo sea de forma sistémica. El primero de ellos es una política de seguridad y salud en el trabajo, en la que se incorporan compromisos que asume la gerencia, en cuanto a velar por la seguridad y la salud de sus trabajadores. Esta política se materializa en un documento, el que debe ser difundido entre todas las partes interesadas los trabajadores, la comunidad, los clientes, los proveedores, los órganos del Estado, etc. e implica que los trabajadores tengan una participación activa, de manera que puedan estar

conscientes del interés que tiene la organización de velar por su seguridad y salud, saber los riesgos a los que se exponen y de qué manera prevenirlos. Existe una organización que estructura y asigna responsabilidades a los diferentes actores, dentro de las que establece la obligación de rendir cuentas sobre los resultados que se obtienen.

Otro elemento importante tiene relación con la competencia que los trabajadores tengan y la capacitación que se les debe proporcionar. Se necesita que el personal sea capaz de integrar la seguridad en la ejecución de esos trabajos, de manera que sea un trabajo bien hecho, es decir, que cumpla con las variables de seguridad, productividad, calidad y sustentabilidad con el medioambiente. Si alguno de estos cuatro componentes no está en la ejecución de un trabajo, aunque el equipo funcione bien y se den de manera correcta otros componentes.

2.3.7 Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos

Artículo 2

La Comisión Nacional de Hidrocarburos tendrá como objeto fundamental regular y supervisar la exploración y extracción de carburos de hidrógeno, que se encuentren en mantos o yacimientos, cualquiera que fuere su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que compongan el aceite mineral crudo, lo acompañen o se deriven de él, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos.

Se exceptúan de su objeto:

- I. La refinación, el almacenamiento, el transporte, la distribución y las ventas de primera mano del petróleo y los productos que se obtengan de su refinación;
- II. La elaboración, el almacenamiento, el transporte y las ventas de primera mano del gas;

III. Todo lo relacionado con el gas asociado a los yacimientos de carbón mineral, y
IV. La elaboración, el almacenamiento, el transporte, la distribución y las ventas de primera mano de aquellos derivados del petróleo y del gas que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas, que constituyan petroquímicos básicos.

Artículo 3

Para la consecución de su objeto, la Comisión Nacional de Hidrocarburos deberá apegarse estrictamente a la política de hidrocarburos, a la Estrategia Nacional de Energía y a los programas que emita la Secretaría de Energía y ejercerá sus funciones, procurando que los proyectos de exploración y extracción de Petróleos Mexicanos y de sus organismos subsidiarios se realicen con arreglo a las siguientes bases:

a) Elevar el índice de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables, de pozos, campos y yacimientos abandonados, en proceso de abandono y en explotación.

b) La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y a partir de los recursos prospectivos, con base en la tecnología disponible y conforme a la viabilidad económica de los proyectos.

c) La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos.

d) La protección del medio ambiente y la sustentabilidad de los recursos naturales, en exploración y extracción petrolera.

e) La realización de la exploración y extracción de hidrocarburos, cuidando las condiciones necesarias para la seguridad industrial.

Capítulo III: Desarrollo de la metodología

Un método para solucionar problemas y que tiene la intención de eliminar, o en dado caso, disminuir la causa o las causas que los generan es el Análisis de Causa Raíz (ACR). Pero ¿por qué es tan importante identificar la causa de un problema? ¿Cuáles herramientas y técnicas se pueden utilizar para identificar dicha causa? ¿Qué efecto tiene el mejorar un proceso? (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

Las causas de las fallas pueden ser físicas, humanas u organizacionales. En general, pueden ser derivadas de procesos de deterioro por razones físicas o químicas, defectos de diseño, malas prácticas operacionales o de mantenimiento, baja calidad de materiales o refacciones, u otras razones organizacionales, como presiones en los objetivos de producción, cambios en el contexto operacional, alta rotación del personal, falta de difusión o inexistencia, así como de ejecución de trabajos por personal no certificado, que conducen a la falla.

3.1 Disposiciones específicas de la metodología de Análisis Causa Raíz (ACR)

A continuación se muestran las etapas que se van a desarrollar durante la ejecución de una metodología de Análisis Causa Raíz para identificar las acciones y/o recomendaciones que eliminen las causas que las fallas y que ofrezcan rentabilidad (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

Se muestra un ejemplo de cómo abordar un problema con la Metodología del Análisis Causa Raíz.

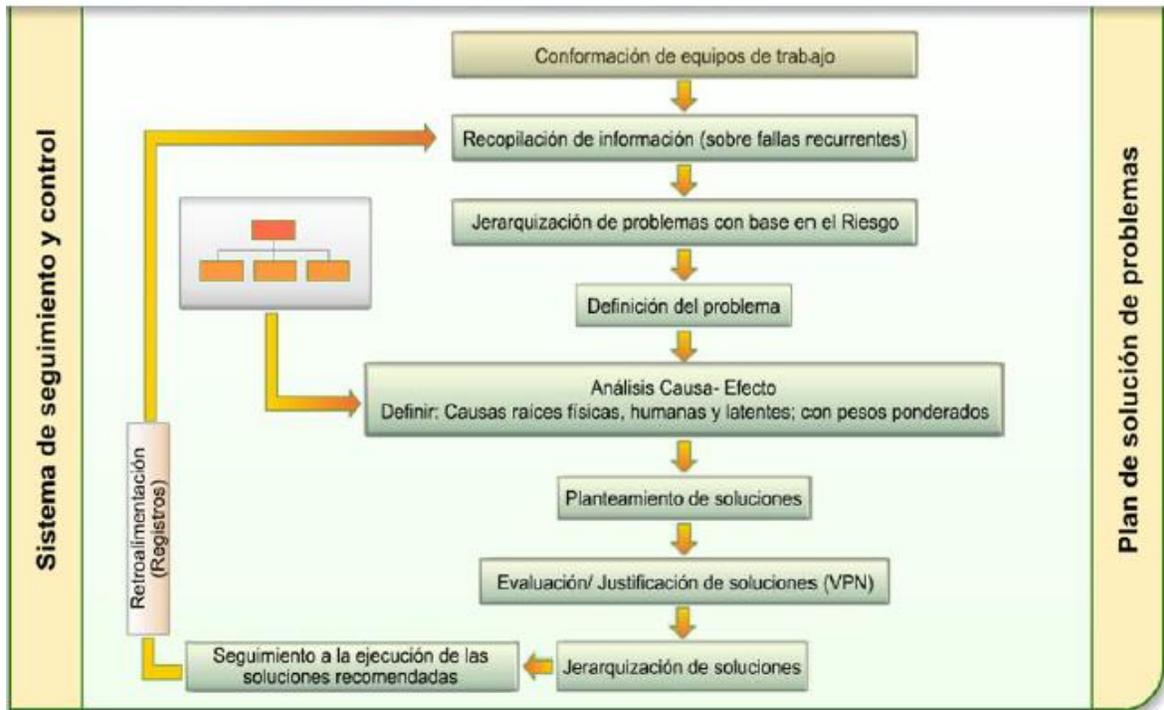


Ilustración 9 Metodología ACR (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019)

3.1.2 Conformación del equipo natural de trabajo

Se conformará el Equipo Natural de Trabajo (ENT), para ello se debe seleccionar el personal que formara parte del mismo siguiendo los criterios establecidos en la Guía para la Conformación y Operación de los Equipos de Trabajo de Confiabilidad en Pemex Exploración y Producción, Clave 202-64100-SIG-2.4-501 (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

3.1.3 Recopilación y tratamiento de datos

El análisis de un problema se inicia con la recopilación de datos de fallas de equipos y sus respectivos impactos asociados (en seguridad, ambiente, producción y costos de mantenimiento); con el objeto de jerarquizar las fallas mediante el empleo de histogramas que permitan realizar un tratamiento a los

datos. Los datos a recopilar se deberán plasmar en la herramienta computacional disponible en la instalación. Los datos mínimos requeridos son:

- Nombres de la instalación y equipo(s) asociado(s) a la falla.
- Descripción de la falla (Modo de falla).
- Fecha y hora que ocurrió la falla.
- Acciones correctivas ejecutadas.
- Costo de la reparación realizada.
- Tiempo fuera de servicio.
- Producción diferida.
- Impactos en la seguridad y en el ambiente.

Esta información se obtendrá de la revisión de:

- Diagrama de flujo de procesos y diagrama de tubería e instrumentos.
- Datos de frecuencia de fallas, producción diferida, impacto en seguridad / ambiente y costos de mantenimiento (estimados).
- Manuales de equipos.
- Manuales de operación.
- Condiciones operacionales / tendencias.
- Planes de Mantenimiento.
- Información específica sobre las fallas: causas inmediatas, estudios previos, fotos, análisis de falla, análisis de laboratorio, entre otros (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

3.1.4 Jerarquización de problemas

El proceso de jerarquización requerirá determinar el impacto por cada modo de falla. Para calcularlo se suman los costos de reparación de cada falla y los costos de pérdida de oportunidad por la producción diferida; también se puede calcular multiplicando la frecuencia de fallas por la consecuencia de cada una de ellas.

Se debe generar una lista jerarquizada de los problemas por riesgo (posible impacto, compuesto por la suma de los aspectos de seguridad, ambiente, producción diferida y costos de mantenimiento). La selección de los problemas a los cuales se aplicara el ACR debe basarse en el orden de la lista jerarquizada.

Se recomienda fijar un periodo para la frecuencia de fallas de cada familia y los riesgos cuantificables se darán en dólares/año. Los no cuantificables, por ejemplo, la afectación al ambiente, se emitirá en forma cuantitativa.

En el caso de la ocurrencia de eventos o fallas de impacto, la gerencia establecerá su prioridad dentro de la lista jerarquizada de problemas (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

Ejemplo de estimación de riesgos para jerarquización de problemas.

Las válvulas de admisión y descarga de los compresores reciprocantes sufren rotura, lo cual resulta en el disparo de las maquinas. Se tarda 40 minutos en colocar el compresor relevo.

Se producen un total de 144 fallas/año. Cada falla produce los siguientes impactos como se muestra:

Producción	900 dólares por MMPC x 5 MMPCD
Mantenimiento	180 dólares mano de obra
Materiales	120 dólares
Riesgo	144 fallas/año x (125 + 180 + 120) dólares = 61,200 dólares/año + afectación al ambiente por esquema de gas y potencialidad de accidentes por alta intervención de mano de obra por fallas

La condición de una tubería hace pensar a los expertos que ocurrirá una fuga de gas en 10 años, con una probabilidad de 50% de encontrar una fuente de ignición y que ocurra una explosión. Se estima en 1,500,000 dólares el impacto.

$$\text{Riesgo} = (1/10) \times (1/2) \times 1,500,000$$

3.1.5 Definición del problema

El equipo de trabajo formalizado debe hacer una descripción breve, pero completa, del problema en estudio. Se recomienda describir todas las formas en las cuales se ha manifestado el problema como hechos reales, no como suposiciones de lo que pudiera ocurrir. Si es necesario, se debe elaborar un esquema como un diagrama o con cualquier apoyo gráfico que permita al Equipo Natural de Trabajo (ENT) entender todos los aspectos del mismo (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

Con el fin de identificar los factores que pudieron haber intervenido en la producción del problema definido, se recomienda realizar una sesión de lluvia de ideas por parte de Equipo Natural de Trabajo (ENT) que va a realizar el ACR.

Estas sesiones pueden incluir una serie de preguntas sencillas que ayudarán a recopilar la información que el Equipo Natural de Trabajo está buscando, por ejemplo:

- ¿Cuál es el problema? (enunciado)
- ¿Cómo ocurrió el problema?
- ¿Dónde ocurrió el problema? Y ¿Dónde no ocurrió?
- ¿Qué condiciones se presentaron antes de que ocurrirá el problema?
- ¿Qué controles o protecciones pudieron prevenir que ocurriera el problema y no lo hicieron?
- ¿Cuál es el impacto del problema en Seguridad, Ambiente, Producción y Costos de Mantenimiento?

Se debe describir una breve historia del problema, indicando, de ser posible, el día que iniciaron las operaciones, la fecha en que se detectó el problema o el día que se incrementó, así como los eventos relevantes antes de esta fecha, como modificaciones al sistema, mantenimientos realizados, cambios en métodos y/o procedimientos, así como cambios de personal (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

Ejemplo de definición del problema

Cuál es el problema:

Exceso humedad en Sistema Aire Instrumento.

Historia del Problema:

Fecha inicio operación: 1995, sin problemas.

Fechas relevantes y motivo: 1998: se instalan más plantas; 2000: se instala nuevo secador.

Fecha inicio u ocurrencia del problema:

A partir de 1998 el problema se observa en 30% y a partir de 2003 aumenta un 70%.

Donde ocurre u ocurrió (y dónde no):

Planta Oriental. No ocurre en el resto de las plantas.

Impacto estimado:

Población: sin impacto.

Seguridad:

Existe potencialidad de accidentes por fallas recurrentes de equipos.

Ambiente:

Si hay quema de gas por disparo de máquinas.

Producción:

7.5 millones de dólares/año.

Frecuencia:

Continuo.

3.1.6 Análisis causa-efecto

El Análisis Causa Raíz se debe realizar mediante el método causa-efecto. Este método se basa en el hecho de que un evento de falla siempre tiene una causa, y que está a su vez tiene otra causa, convirtiéndose la primera en efecto de la segunda. Dicho de otra manera una causa siempre se convierte en efecto de otra causa, formándose de este modo una cadena de causas y efectos, que puede continuar hasta llegar a la causa fundamental del problema (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

El siguiente es un ejemplo de cadena causa-efecto:

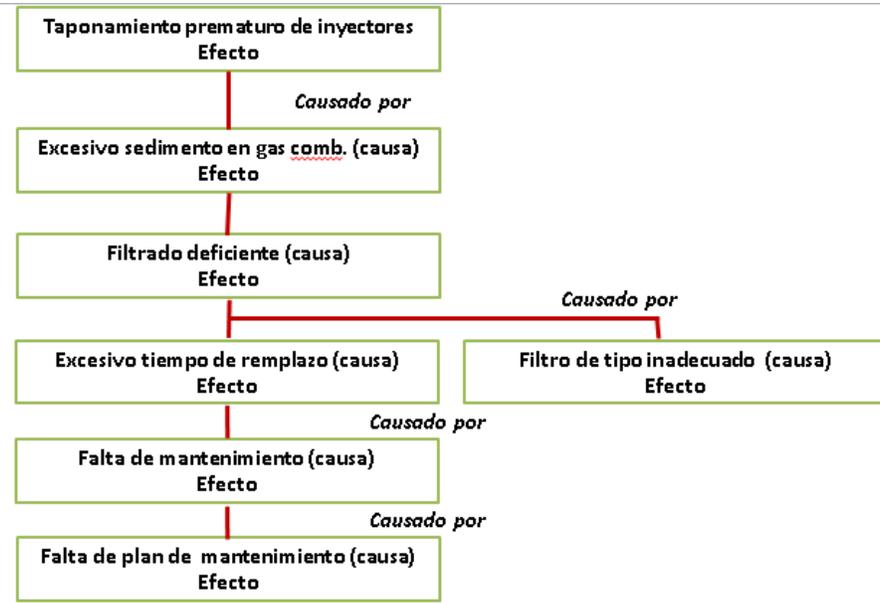


Ilustración 10 Ejemplo de causa-raíz (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

Como se ve en el árbol de fallas, un efecto puede llegar a tener más de una causa; de este modo, el análisis se convierte en un árbol lógico de fallas.

El análisis Causa-Efecto consta de los siguientes elementos.

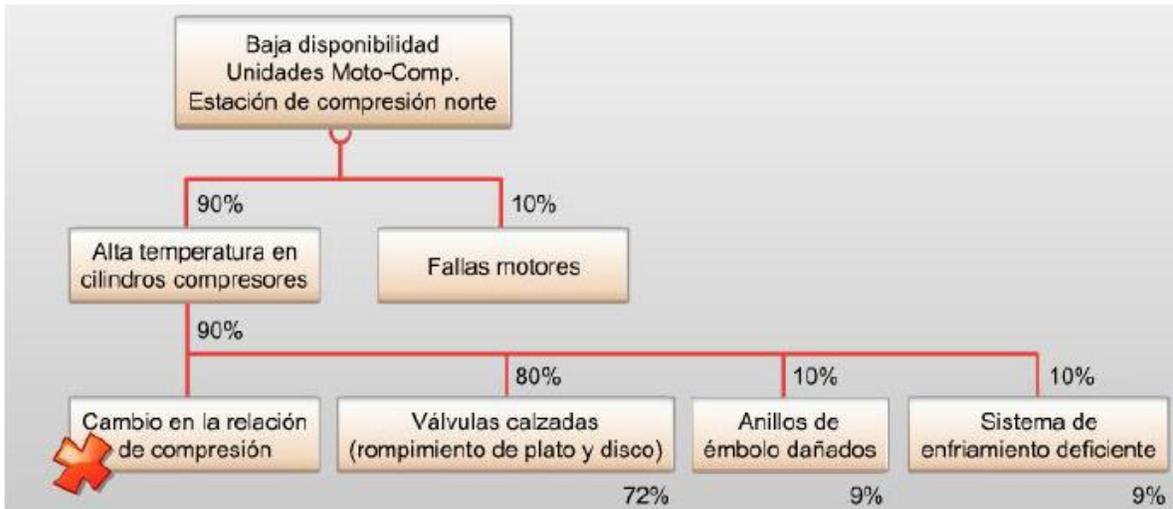


Ilustración 11 Elementos de una causa-raíz (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

Enunciado del problema: Es la caja inicial con la que comienza el análisis causa-efecto, representado por un árbol de fallas (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

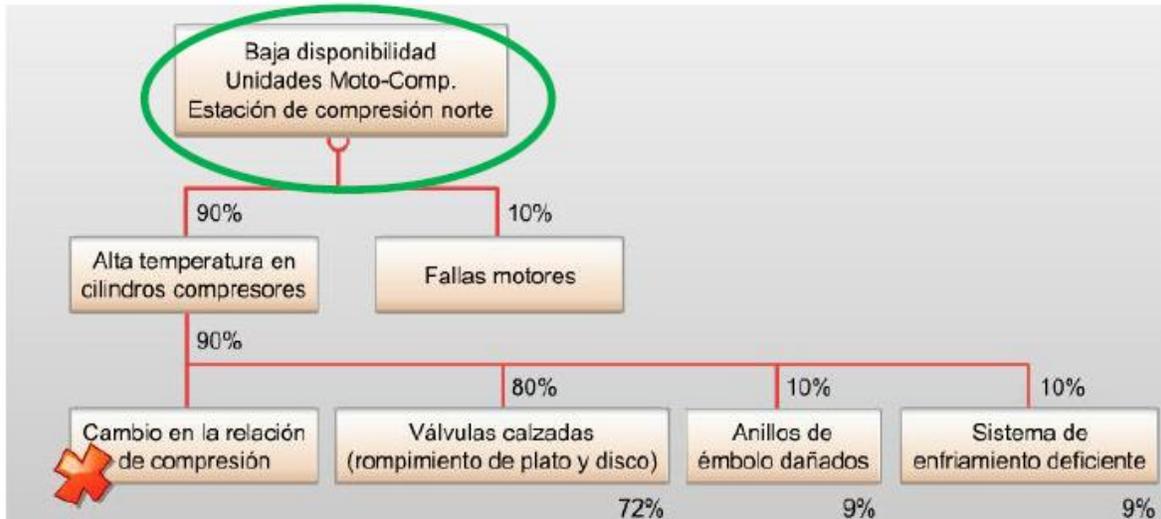


Ilustración 12 Árbol de fallas (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

Modos de falla: son hechos reales de cómo se manifiesta el evento; puede ser uno o más. Para cada modo de falla, se debe asignar un peso porcentual que represente que tanto del impacto total (Frecuencia x Consecuencias) del problema es causado por cada uno de ellos (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).



Ilustración 13 Problemas causados (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

Posibles causas / hipótesis: en el análisis causa-efecto se conectan con las cajas de los modos de falla, representando entonces las causas de éstos (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

Cada posible causa representa una hipótesis que debe ser validada por el equipo de trabajo, convirtiéndose en hecho si queda confirmada.

Para verificar o validar cada hipótesis, existen diversos métodos, que varían dependiendo de la naturaleza de la hipótesis y del modo de falla o síntoma de la falla de donde provenga la hipótesis en estudio. Cada hipótesis debe ser analizada y puede valorarse mediante:

- Análisis de falla. Pueden ser pruebas en sitio, análisis físico-químico, de materiales, entre otros.
- Verificación de datos estadísticos.
- Entrevistas con operadores y manteadores, así como expertos en la especialidad en estudio.
- Prueba de campo.

Toda hipótesis debe ser analizada, ya sea para validar o rechazar; de lo contrario no es recomendable continuar con el análisis. En el caso de las hipótesis rechazadas, éstas serán tachadas, mas no borradas para permitir la trazabilidad del análisis (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

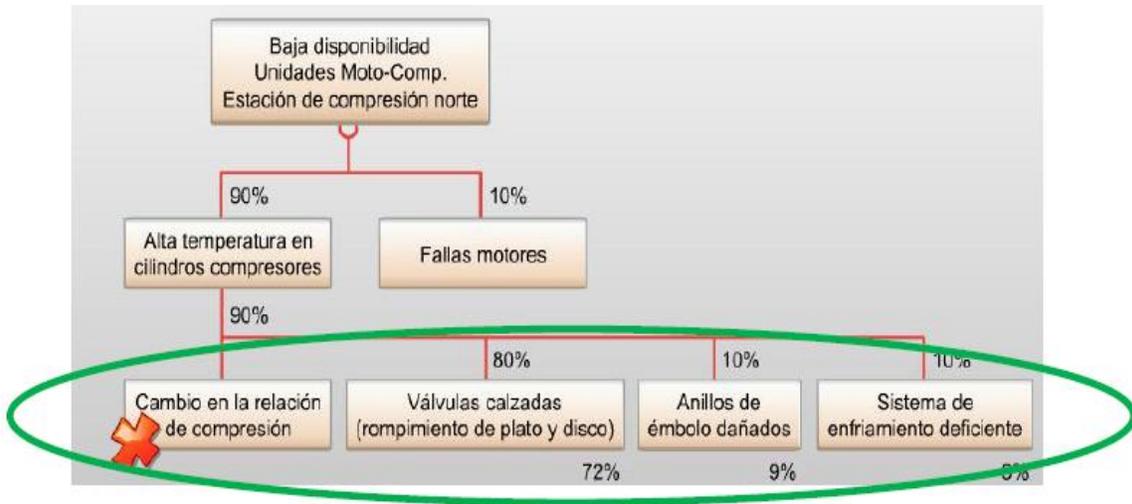


Ilustración 14 Hipótesis (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

Paso de los modos de falla y las causas: Estos pesos se obtendrán de la ponderación de los impactos de los distintos modos de falla y causas comprobadas o, bien, pueden ser asignadas por opinión de los expertos y deberá totalizar el 100%.

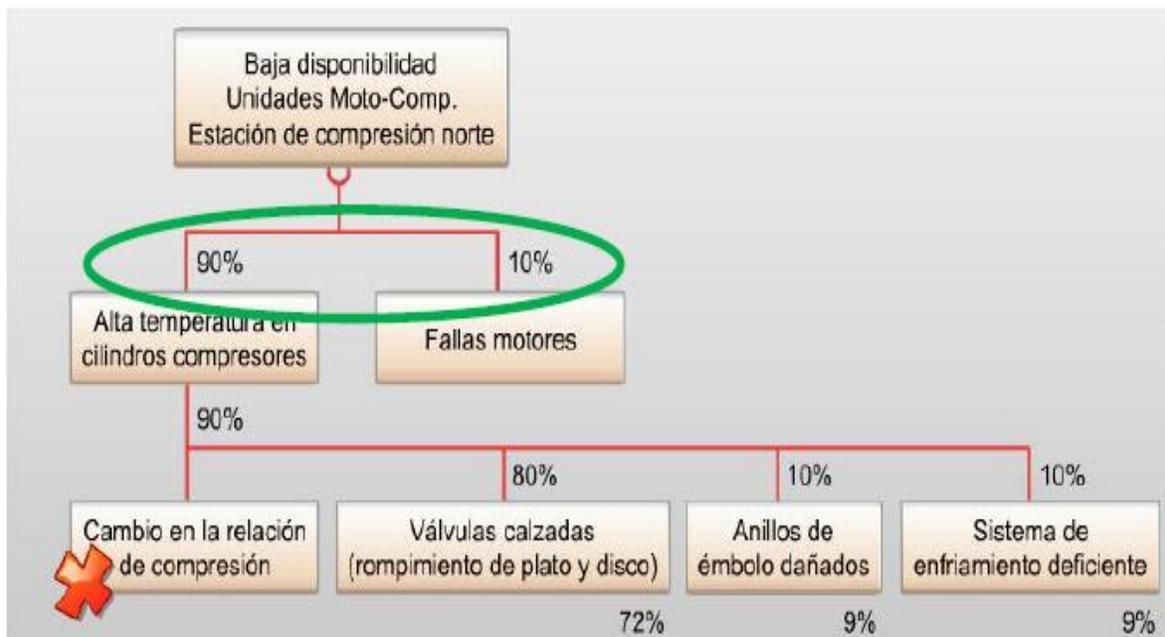


Ilustración 15 Pasos de modo y falla (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

Causas raíces físicas: son las causas que provocan directamente el disparo de los equipos, están relacionadas con fallas de componentes físicos del equipo o sustancias, como el lubricante, refrigerante o el combustible. Son los efectos de las causas raíces humanas (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

Causas raíces humanas: son el origen de las causas raíces físicas. Son ocasionadas por la intervención inapropiada del factor humano. Generalmente, se relacionan con: descuido, olvido o equivocación, es decir, errores u omisiones. Son los efectos de las causas raíces latentes (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

Causas raíces latentes o de sistema: son el origen de las causas raíces humanas. Tienen que ver directamente con el sistema organizacional o de administración. Se refiere a la no utilización de procedimientos, falla de programas, entre otras, que de no ser corregidos conducirán a la repetición del problema (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).



Ilustración 16 Causa raíz física y humana (PEMEX 2018)

3.2 Procedimiento para el desarrollo y construcción de un árbol de causas raíz

Generales

1. Los pasos generales para el desarrollo y construcción de un árbol de causas raíz, a partir de la información contenida en el reporte preliminar, son los siguientes:

Paso 1 Definir el título del evento a analizar.

Paso 2 Establecer las observaciones o hechos relevantes, relacionados con la ocurrencia del evento.

Paso 3 Ponderar cada observación o hecho, de acuerdo con la probabilidad atribuida a su relación con la causa física del evento e inicie el análisis con la de mayor probabilidad.

Paso 4 Elaborar hipótesis de las posibles causas del evento, tomando como base la observación o hecho relevante.

Paso 5 Verificar las hipótesis como verdaderas o falsas, basándose en evidencias objetivas.

Paso 6 Continuar el proceso de elaboración y verificación de hipótesis para cada observación.

Paso 7 El proceso termina, cuando se han identificado las causas raíz físicas, humanas y de sistemas.

2. Un diagrama esquemático general de un árbol de causas raíz, tiene la estructura siguiente:



Ilustración 17 Diagrama esquemático del árbol de causa raíz (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

Paso 1 Defina el título del evento a analizar.

El título del evento, puede tomarse de la descripción contenida en el reporte preliminar de un incidente o bien, una no conformidad detectada en los informes de auditoría o en los informes de desempeño.

La redacción del título del evento, incluirá primeramente el evento en sí y se complementará con la consecuencia o consecuencias del mismo, si las hubo, de una manera breve. Este será el evento detonante a analizar.

Ejemplo:

Descripción del incidente (del Reporte preliminar): Un trabajador cayó del Tanque TV-28A de Gasóleo primario mientras se disponía a tomar el nivel físico del tanque, sufriendo heridas graves y falleciendo posteriormente en el Hospital.

Título del Evento:

Caída de un trabajador del tanque TV-28A de Gasóleo primario provocándole heridas fatales

Ilustración 18 Título del evento (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

Paso 2 Establezca las observaciones o hechos relevantes relacionados con la ocurrencia del evento.

Las observaciones, son hechos relevantes captados por los sentidos durante e inmediatamente después, del evento principal y que pudieran estar relacionados con su ocurrencia.

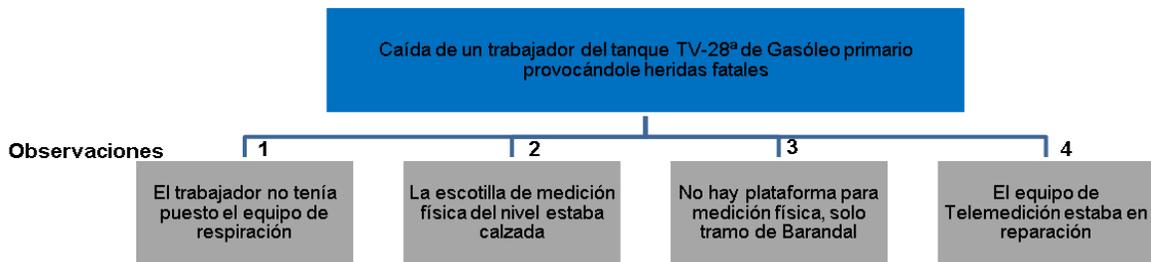


Ilustración 19 Observaciones en el árbol de causas (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

Paso 3 Pondere cada observación o hecho de acuerdo con la probabilidad atribuida, a su relación con la causa física del evento e inicie el análisis con la de mayor probabilidad.

Este paso es muy importante, ya que de él dependerá la eficiencia en la ruta que siga el análisis. Esto debe hacerse con base en la experiencia de los miembros del equipo multidisciplinario y a la calidad y suficiencia de la información disponible. De los cuatro hechos establecidos relacionados con el evento principal, asignar la ponderación en base 100.

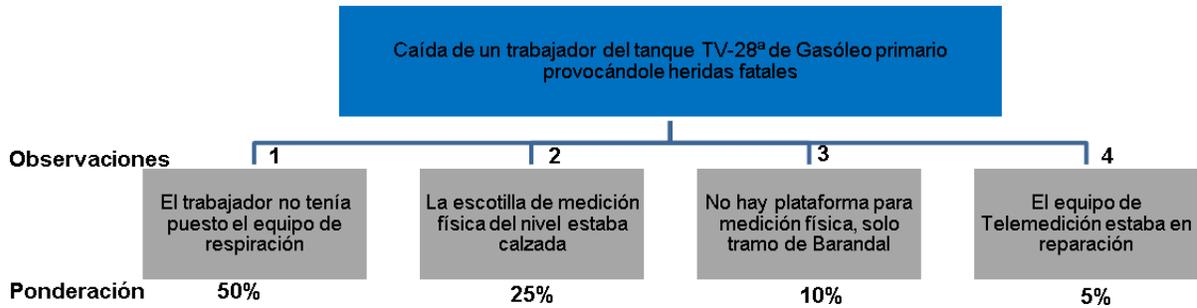


Ilustración 20 Ponderación de las observaciones (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

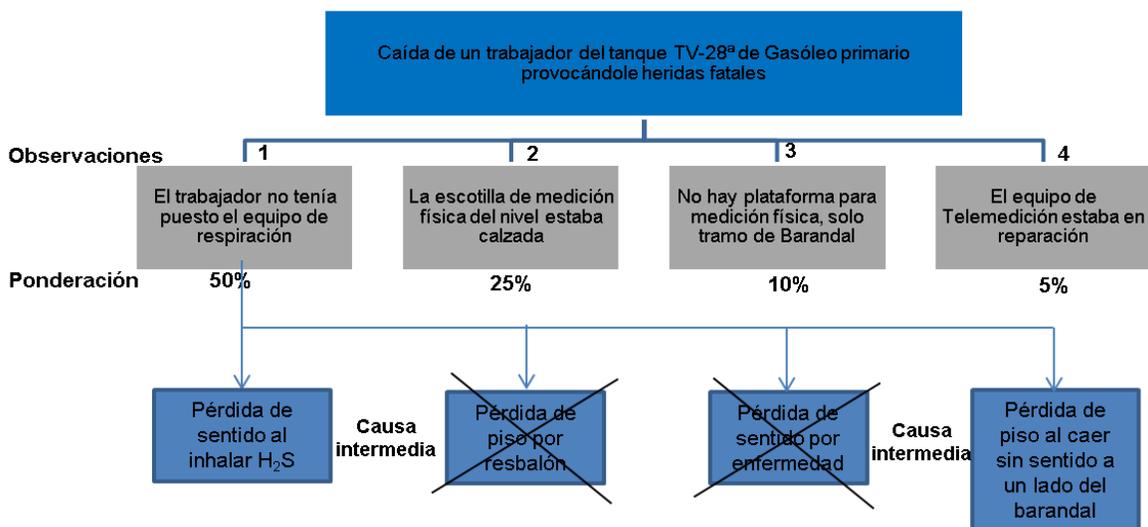


Ilustración 21 Causas de acuerdo a las ponderaciones (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

Paso 5 Verifique las hipótesis como verdaderas o falsas, basándose en evidencias objetivas

Las hipótesis son planteamientos sobre cómo pudieron haber ocurrido los hechos. Cuando se generan las hipótesis, se debe tener en cuenta todas las causas razonablemente posibles. En el caso del ejemplo, por ser ilustrativo, solo se muestran algunas hipótesis descartadas, por ser falsas.

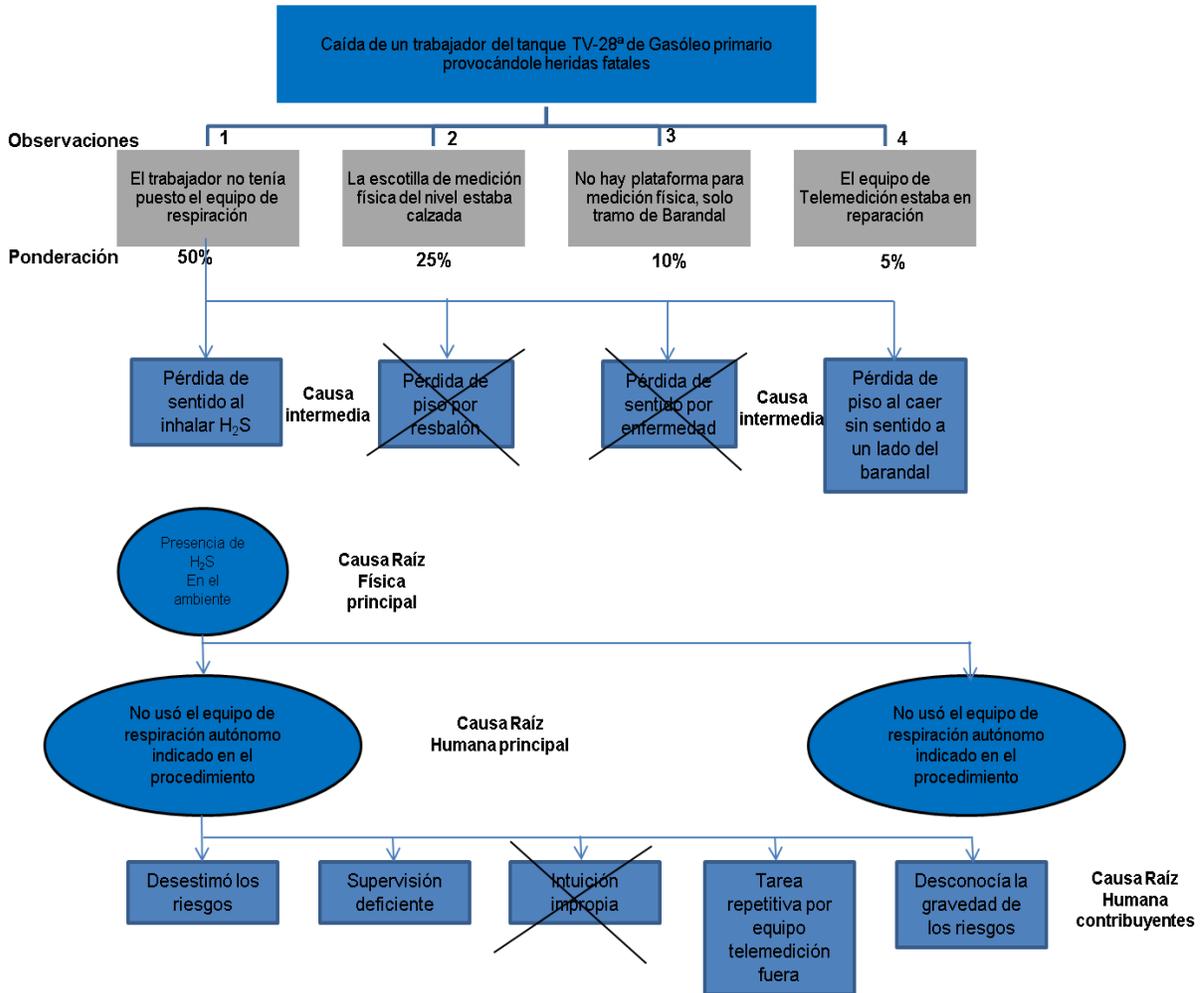


Ilustración 22 Verificación de hipótesis (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

Este es el paso que exige más esfuerzo pues requiere revisar de manera exhaustiva equipos, procedimientos, registros, entrevistas al personal, expedientes médicos, etc. Este paso nos permite continuar con el proceso a través de las hipótesis aceptadas como verdaderas y descartar las falsas.

Paso 6 Continúe proceso de elaboración y verificación de hipótesis para cada observación.

Repita el proceso desde el paso 2 con la observación que sigue en el orden de ponderación por probabilidad de relación con las causas del evento.

Es posible que al desarrollar el análisis de la observación de mayor probabilidad se resuelvan las otras observaciones y ya no sea necesario analizarlas, especialmente si todas las posibles causas (Principal y contribuyentes) ya han sido determinadas.

También es posible considerar que una observación no necesariamente debe significar alguna otra causa, sino que puede enriquecer el análisis en una de las ramas.

En el ejemplo, las observaciones 2 y 3 fueron consideradas al analizar la observación 1 y determinar la causa principal y algunas contribuyentes. La observación 4 enriqueció el análisis al final, al no constituir una posible causa, pero sí un factor que contribuyó al evento.

Paso 7 El proceso termina cuando se han identificado las causas raíz físicas, humanas y de sistemas.

Se debe considerar siempre la posibilidad de que se tenga una causa principal y otra u otras contribuyentes a nivel físico, humano o de sistemas. Así mismo, se deberá asegurar la alineación de causas Física-Humana-de Sistemas en cada “rama” del árbol.

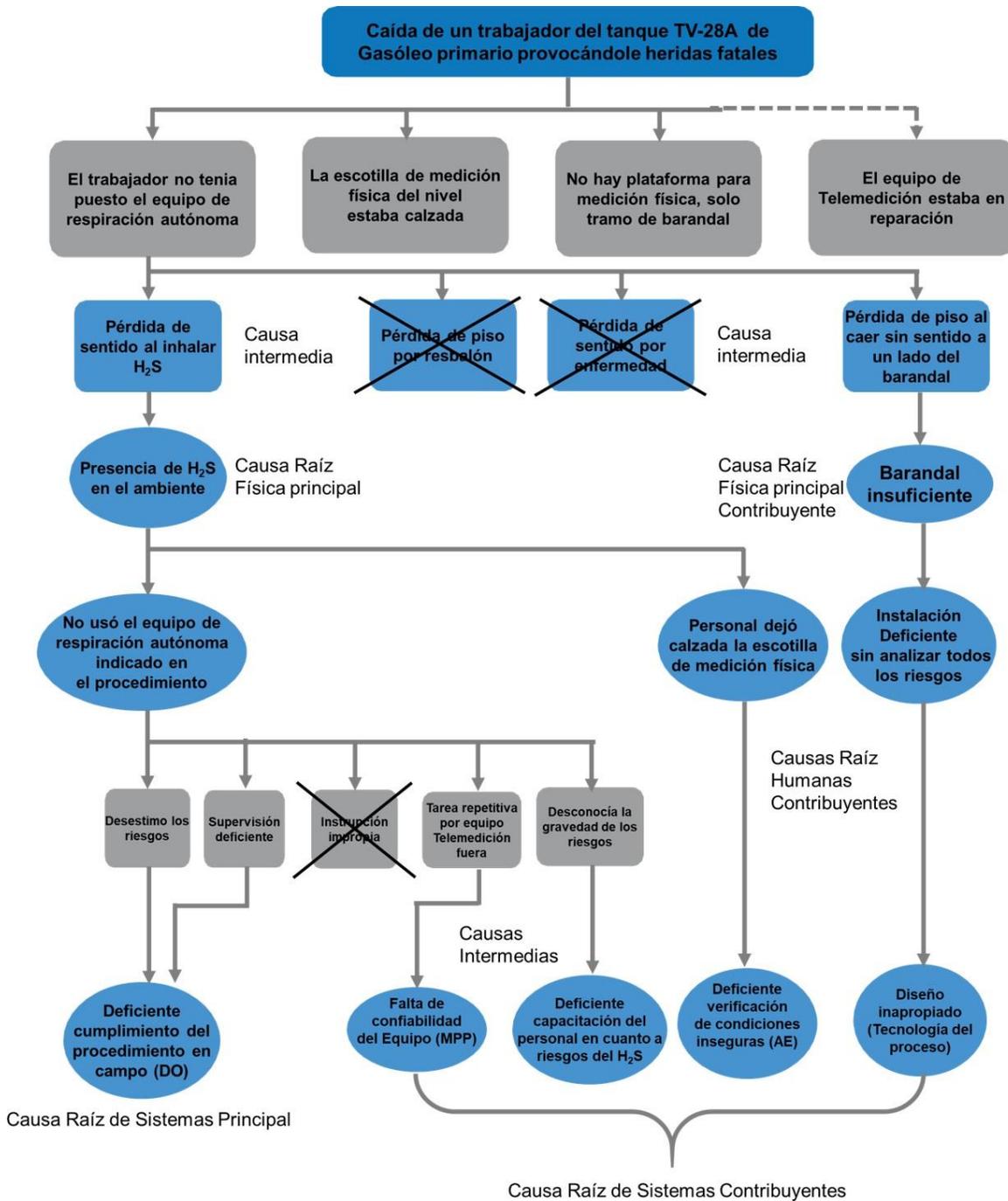


Ilustración 23 Proceso de finalización (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

3.2.1 Planteamiento de soluciones

Uno de los pasos más importantes, después de haberse realizado el Análisis Causa-Efecto, es determinar las soluciones que resolverán el problema de forma sustentable, de tal manera que éste no debe repetirse.

Se deberán plantear las acciones necesarias para corregir las causas raíces físicas que provocan la falla; así como para corregir las causas latentes, que hacen que las personas cometan errores y omisiones, así como la aparición de los problemas organizacionales.

Es importante enfocarse a corregir las causas latentes y no llevar acciones punitivas con las personas. Esto quiere decir que las acciones deben estar encaminadas a corregir causas físicas y causas latentes únicamente.

Para el registro de las soluciones, se utilizara un formato que contenga como mínimo las causas físicas, humanas y latentes, las pérdidas que se ocasionan por estas causas, las acciones correctivas propuestas, el costo de estas acciones, el tiempo de ejecución y el responsable de llevarlas a cabo. El siguiente esquema es un ejemplo.

Causas	Pérdidas	Acciones	Costo (\$)	Tiempo de ejecución de la acción			Responsable
(Físicas, humanas y latentes)	(\$)			C	M	L	
CL CH CF							
CL CH CF							
CL CH CF							

C: Corto plazo; M: mediano plazo; L: largo plazo.

Ilustración 24 Registro de soluciones (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

3.2.2 Evaluación de soluciones

Con el objeto de determinar si las soluciones propuestas son convenientes, es necesario realizar el Análisis Costo-Riesgo-Beneficio, que se refiere a comparar el costo de llevar a cabo las acciones contra el riesgo de seguir perdiendo el costo de las consecuencias si no se hace nada, considerando los beneficios al poner en marcha dichas acciones. Uno de los métodos más simples es la evaluación económica mediante el cálculo o determinación del Valor Presente Neto (VPN).

Si conocemos que la fórmula o ecuación para el cálculo del VPN es:

$$VPN = C_0 + \frac{C_1}{(1+r)} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{C_n}{(1+r)^n} = \sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1+r)^i}$$

Donde:

VPN: valor presente neto de los flujos de la caja.

C0: monto de la inversión inicial (valor negativo).

Ci: flujo de caja, que es positivo si es un ingreso y negativo si es un egreso.

r: tasa de descuento.

3.2.3 Jerarquización de soluciones

Al considerar que se pueden obtener muchas soluciones de los problemas, será necesario jerarquizarlas, tomando en cuenta la limitación de recursos para llevar a cabo los proyectos.

Una forma práctica de jerarquizar las soluciones es determinar la “Eficiencia de la Inversión” que se obtiene de dividir el VPN obtenido entre el costo de la solución. Es recomendable otorgar prioridad a las soluciones con mayor índice de “Eficiencia de la Inversión”.

Por ejemplo, si tenemos dos soluciones propuestas con VPN similar, pero una de ellas posee un costo de ejecución menor que la otra, es recomendable darle prioridad a la que represente el menor desembolso, la cual tendrá la mayor “Eficiencia de la Inversión” entre las dos.

Se deben jerarquizar las soluciones de mayor impacto y menor esfuerzo como prioritarias, según se muestra en la siguiente ilustración.

Criticidad= Frecuencia de fallo x Consecuencia

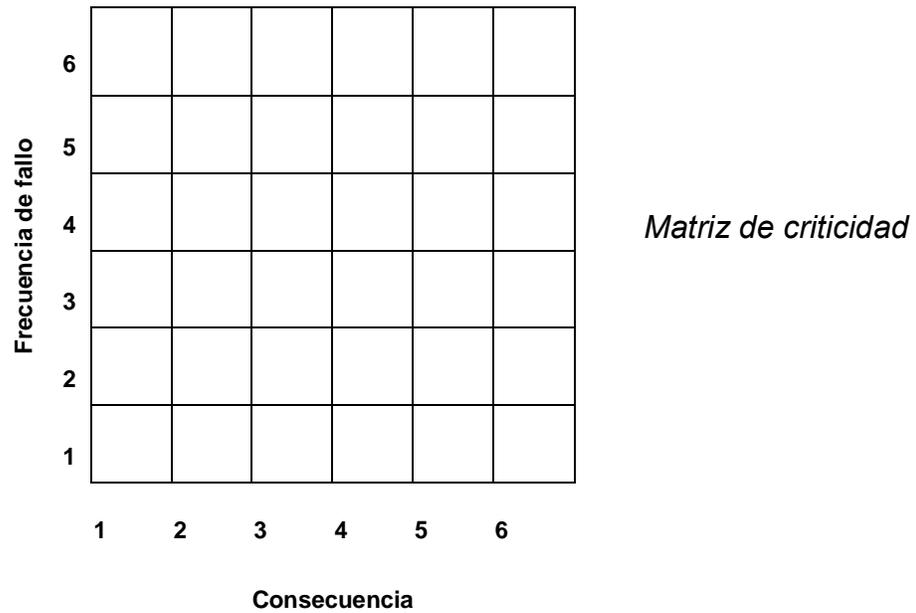


Ilustración 25 Jerarquía de las soluciones de mayor impacto y menor esfuerzo y menor esfuerzo como prioritarias (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

Las soluciones del diagrama anterior quedan priorizadas como muestra en la siguiente tabla:

Tabla 1. Soluciones a la jerarquía (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

Prioridad	Solución	Impacto (I)	Esfuerzo (E)	I-E
1	F	7	1	6
2	D	7	4	3
3	I	5	2	3
4	A	7	7	0
5	J	2	2	0
6	H	8	9	-1
7	G	5	6	-1
8	B	3	4	-1
9	C	4	8	-4
10	E	1	7	6

3.2.4 Seguimiento a la ejecución de soluciones

Las soluciones que sean autorizadas para su ejecución y su avance deben ser reportados periódicamente a la máxima autoridad de la instalación, mediante informes e indicadores del Sistema de Control y Seguimiento a la Implantación (SCSI) de SCO previamente establecidos.

A continuación se muestra las bases a seguir de la ejecución de solución:

- Capacitación en la metodología de Análisis Causa Raíz.
- Formación de asesor de la metodología de Análisis Causa Raíz.
- Jerarquización de problemas.
- Análisis de problemas / estatus.
- Justificación de soluciones.
- Ejecución de acciones de solución.
- Reuniones de seguimiento equipo guía.

Se dispondrá de un Plan de Solución de Problemas (PSP) para las regiones e instalaciones de que disponga la empresa.

3.2.5 Registros

Los registros y documentos resultantes de la aplicación de la metodología, deben mantenerse en un expediente titulado “Análisis Causa Raíz” un archivo electrónico y conservado durante la vida útil de la ubicación técnica (equipos) o la instalación, de manera que permita su consulta y revisión periódicamente o cuando sea requerido.

Capítulo IV: Pruebas y resultados

4.1 Plano de ubicación geográfica

El Campo Ayocote se encuentra en el municipio de Huimanguillo a 29 Km al sureste de las Choapas, Veracruz; a 1.6 Km al SW del pozo Paso de la Mina 1 y a 1.0 Km al Oriente del pozo La Central-501.

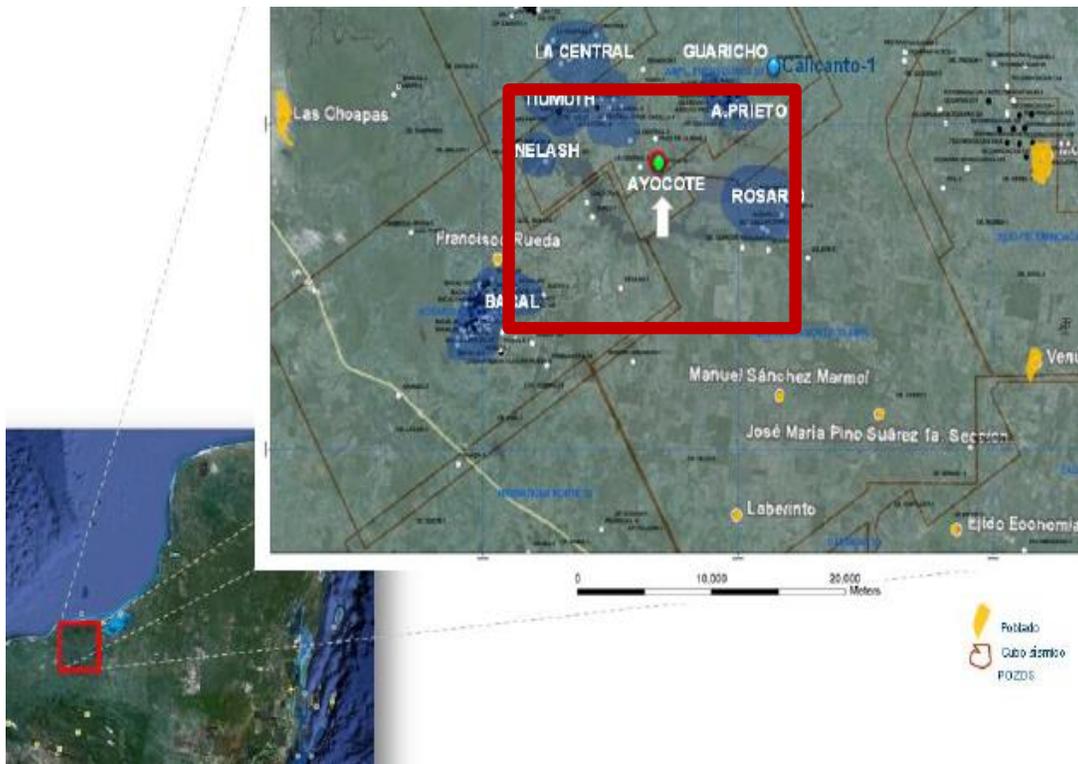


Ilustración 26 Ubicación geográfica del campo Ayocote (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

4.1.1 Estado mecánico del pozo Ayocote 3

A continuación se muestra en la ilustración el estado mecánico del pozo Ayocote 3, el cual tiene una profundidad de 3199 metros direccionales, está constituido por cuatro tipos de tubería de revestimiento, iniciando con una de 20" y finalizando con una de 7".

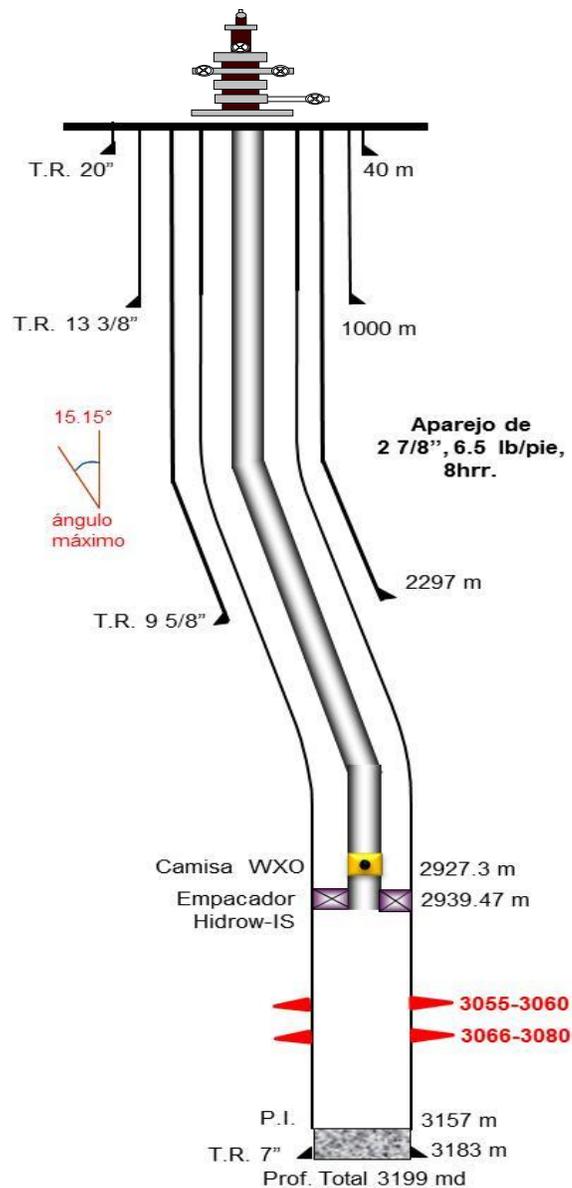


Ilustración 27 Estado mecánico del pozo Ayocote 3 (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2019).

4.2 Antecedentes

La Unidad de Tubería Flexible de 1 ½" y unidad grúa, ha realizado 19 operaciones de limpiezas e Inducciones de pozo con herramienta Convencional y/o Especial, La unidad cuenta con componentes especiales, tales como: Unidad de potencia, Cabina de control, Equipo de control de presión, Cabeza Inyectora y carrete de Tubería Flexible de 1 ½" con longitud de 3,800 M.

a) Antecedentes del pozo.

El Pozo Ayocote 3, se encontraba en etapa de reparación mayor sin equipo, al cual se le realizaron disparos de producción, posterior se realizó estimulación de limpia y derivado que no manifestó el pozo, personal del AIPBS04, solicitó la operación de Inducción de pozo con tubería flexible con la finalidad de restablecer condiciones de producción.

Cabe mencionar que la PI del pozo se encuentra a 3044 m, y los intervalos abiertos están a la profundidad de 2960 – 2975 m.

b) Programa del servicio a realizar.

Personal del AIPBS04, solicitó la operación de Inducción de pozo con tubería flexible y nitrógeno con la finalidad de restablecer condiciones de producción.

Para lo anterior, se consideró bajar herramienta convencional de 1 ¾", con bombeo de nitrógeno, hasta reconocer base de intervalos disparados 2960 – 2975m y estacionar TF, hasta encontrar punto óptimo de inducción de pozo.

c) Condiciones de la unidad, equipo o herramientas antes de la falla.

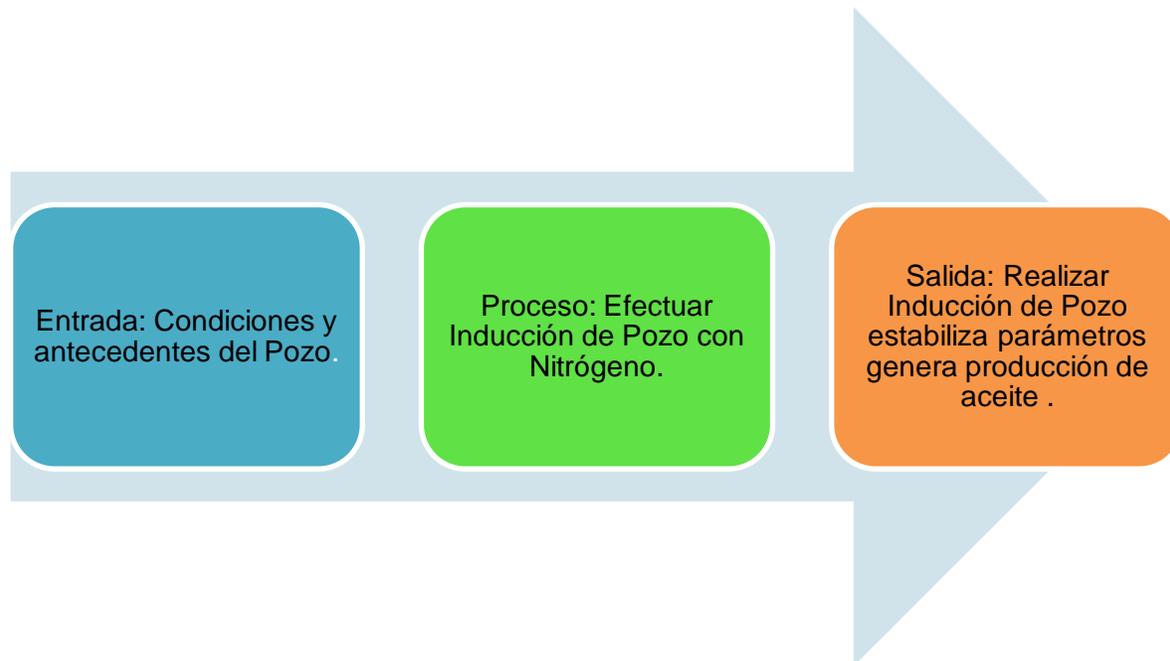
La unidad de Tubería Flexible, ha cumplido con sus programas de mantenimiento preventivo en tiempo y forma, brindando la confiabilidad operativa en la ejecución de los servicios con cero fallas. (Último mantenimiento realizado 11/03/2018).

Adicional a lo anterior, los equipos y herramientas de tubería flexible han mostrado un buen desempeño en las intervenciones realizadas, de igual manera se realiza su inspección visual y checklist, previo a cada intervención, de acuerdo a lo mencionado, la unidad de tubería flexible (UTF), bomba grúa y tubería flexible se encontraban en condiciones de operar (se realizó prueba de hermeticidad con 4,000 psi).

4.3 Descripción breve del proceso

4.3.1 Función principal del equipo o del componente

A continuación se muestra el Diagrama EPS



4.3.2 Contexto operacional

Unidad de Tubería Flexible de 1 ½” con herramienta convencional 1 ¾”, operación de inducción con nitrógeno, se realizó prueba de hermeticidad al sistema con 4,000 psi satisfactoriamente, se estuvo operando en condiciones normales con una condición climatológica temperatura 30 °C y restablecer las condiciones de producción del pozo Ayocote 3 así como garantizar la extracción del hidrocarburo con una condición climatológica temperatura 30 °C.

4.3.3 Situación operativa de la falla

El día 11/10/2018 personal de tubería flexible, ejecutaba la operación de inducción de pozo, durante la introducción de TF @1,600m. Con bombeo de nitrógeno, el operador de la UTF, alrededor de las 05:30 hrs. Observó fuga de nitrógeno en tubería por presentarse poro en la misma, por lo que en acuerdo con la coordinación de tubería flexible, acuerdan suspender bombeo de N₂ y recuperar TF a superficie.

Personal operativo atiende la emergencia suspendiendo inyección de N₂, reemplazando equipo de tubería flexible, para continuar operación de Inducción de pozo.

a) Línea del tiempo

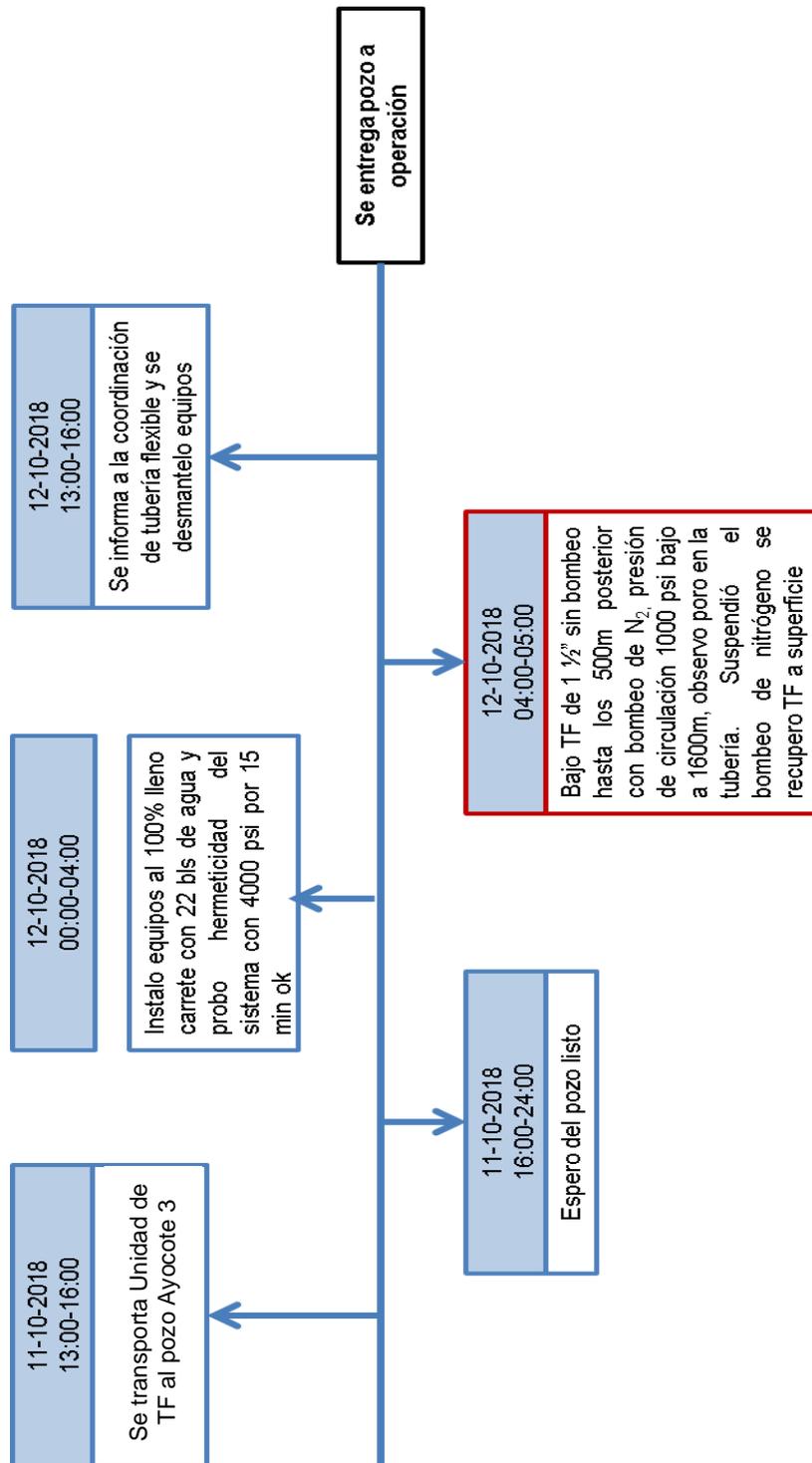


Ilustración 28 Línea del tiempo del pozo Ayocote b) Acciones inmediatas realizadas
(Fuente: Elaboración propia)

b) acciones inmediatas realizadas

- 1.- se informa del evento a la coordinación operativa de tubería flexible.
- 2.- se suspendió bombeo de n₂ y se desfogo la presión del carrete de tf a 0 psi.
- 3.- se recuperó TF a superficie 100 %.
- 4.- se aseguró pozo, para una mejor evaluación del evento.
- 5.- se movió unidad de tubería flexible de base SERAP Agua Dulce al pozo Ayocote 3, para relevar TF (flexible con poro).
- 6.- En el inter se inyectó nitrógeno por espacio anular entre TR y TP para el desplazamiento de los fluidos para no generar esperas en el servicio.

c) descripción de los impactos

El trabajo se efectuó y no hubo impacto económico ni espera por para el cliente ya que se solicitó otra unidad de tubería flexible para atender dicho servicio en el inter por cambio de programa se decidió bombear nitrógeno en directo por espacio anular de TR a TP, en el pozo Ayocote 3 en la intervención sin equipo, lo cual se detalla en la siguiente tabla:

Tabla 2. Costos del impacto (Fuente: Elaboración propia)

Daños	Descripción del Impacto	Costo del Impacto M.N.
Tubería flexible 1 ½”	(95% de vida útil, 551,298 m recorridos)	\$ 81,465.00 M.N.
Total de costos por impactos (mano de obra y soldadura)		\$ 81,465.00 M.N.

4.4 Clasificación de la falla

a) Clasificación por su origen

- En la unidad principal**
- En la unidad auxiliar
- En eq. control presión
- En herramienta de fondo
- Falla operativa

b) Clasificación por su tipo

- Esporádica**
- Recurrente
- Fallas en la función

c) clasificación por su severidad

- Falla de impacto catastrófico
- Falla de impacto mayor
- Falla de impacto grave
- Falla con impacto moderado
- Falla con impacto menor**
- Falla sin consecuencias

d) Nivel de investigación y análisis

- A
- B
- C**
- D

4.4 Árbol lógico de fallas

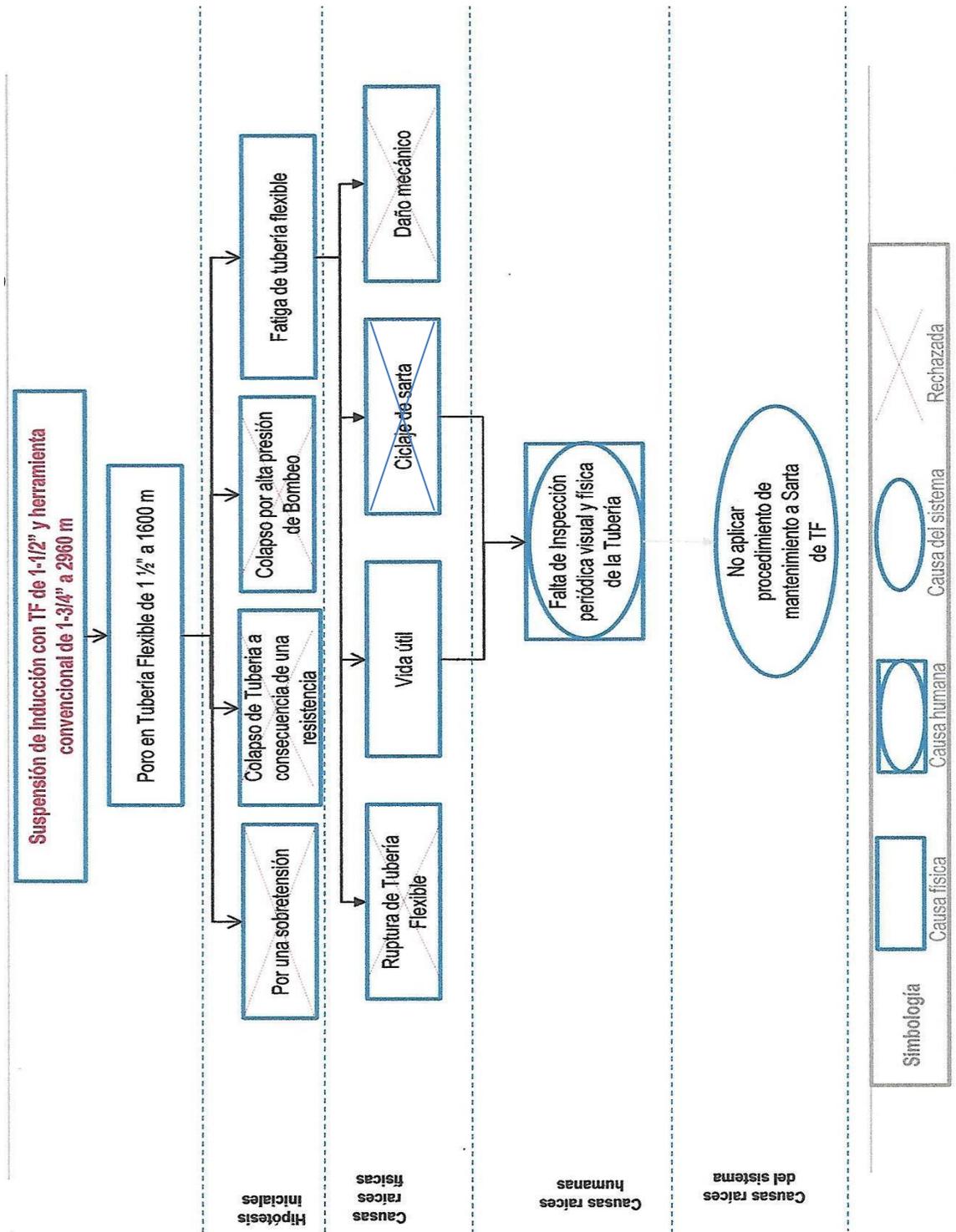


Ilustración 29 Árbol lógico de fallas del pozo Ayocote 3 (Fuente: Elaboración propia)

En el anterior árbol lógico de fallas de la ilustración 27, se tiene que al estar realizando la inducción con la tubería flexible de 1 ½” y herramienta convencional se presenta un poro en la tubería flexible al parecer por fatiga de la misma por tener más servicios permitidos por lo tanto se requiere la información de las inspecciones rutinarias antes de cada servicio para ver si se aplicó los procedimientos operativos vigentes en la revisión de la unidad antes de cada servicio.

4.5 Matriz de verificación de hipótesis

Matriz de verificación de hipótesis, derivada del árbol lógico de fallas, en la cual podemos observar las cuatro hipótesis iniciales y el resultado obtenido al final del Análisis Causa Raíz, de las cuales, solo la hipótesis de fatiga de la tubería fue aceptada.

Tabla 3 Verificación de hipótesis (Fuente: Elaboración propia)

No.	Evidencia / Modo de falla	Descripción de Hipótesis	Método de Verificación	Fecha	Responsable del Método de Verificación	Resultados (Indicar Documento de Referencia)
I	Poro en Tubería Flexible de 1 ½” a 1600 m	1. Por una sobretensión	Visual	14/Oct/18	Operativo	Rechazada (TF bajando)
		2. Colapso de Tubería a consecuencia de una resistencia	Visual	14/Oct/18	Operativo	Rechazada (Bajo a Calibrar la línea de acero con sello de plomo de 2 1/4”)
		3. Colapso por alta presión de Bombeo	Visual	14/Oct/18	Operativo	Rechazada (se manejaron presiones de 1000 psi)
		4. Fatiga de la Tubería	Visual	14/Oct/18	Operativo	Aceptada (inspecciones visuales)

Matriz de verificación de hipótesis, derivada del árbol lógico de fallas se observan la descripción de las hipótesis de las causas raíces físicas, y la aceptada fue que existe un daño mecánico.

Tabla 4 Matriz 2 de verificación de hipótesis (Fuente: Elaboración propia)

No.	Evidencia / Modo de falla	Descripción de Hipótesis	Método de Verificación	Fecha	Responsable del Método de Verificación	Resultados (Indicar Documento de Referencia)
I	Poros en Tubería Flexible de 1 ½" a 1600 m	1. Ruptura de Tubería Flexible	Visual	14/Oct/18	Operativo	Rechazada (TF bajando)
		2. Vida Útil	Visual	14/Oct/18	Operativo	Aceptada (551,298 m recorridos)
		3. Ciclaje de Sarta	Visual	14/Oct/18	Operativo	Rechazada (se realizó los cortes de Tubería)
		4. Daño Mecánico	Visual	14/Oct/18	Operativo	Rechazada (Calibro línea de Acero Libre)

Matriz de verificación de hipótesis, derivada del árbol lógico de fallas, se muestra las causas raíces humanas y del sistema las cuales las dos son aceptadas es decir la falta de inspección visual y física de la tubería y no se aplicó el procedimiento de mantenimiento a sarta de tubería flexible.

Tabla 5 Matriz 3 de verificación de hipótesis (Fuente: Elaboración propia)

No.	Evidencia / Modo de falla	Descripción de Hipótesis	Método de Verificación	Fecha	Responsable del Método de Verificación	Resultados (Indicar Documento de Referencia)
I	Poros en Tubería Flexible de 1 ½" a 1600 m	1. Falta de Inspección periódica visual y física de la Tubería	Visual	14/Oct/18	Operativo	Aceptada (no se realizó la inspección de la Tubería)
		2.No aplicar procedimiento de mantenimiento a Sarta de TF	Visual	14/Oct/18	Operativo	Aceptada (Incumplimiento al procedimiento)

CAPITULO V: Conclusiones y recomendaciones.

5.1 Conclusión

El procedimiento propuesto para el análisis causa raíz se basó en la metodología Tripod Beta, debido a que esta metodología propone el análisis de barreras, es decir de los elementos que fallaron y desencadenaron en la ocurrencia de los problemas. El procedimiento propuesto incluye el paso a paso desde la consulta de información hasta la construcción del esquema de análisis final; identificando los diferentes escenarios que se pueden presentar en un estudio durante la reparación mayor.

Con base en el incidente causa raíz se determinó que no se llevó a cabo las inspecciones visuales y físicas de la tubería. De igual manera no cuenta con los controles operativos, y la buena práctica de cortes de tubería para cambiar el punto de fatiga de la tubería.

La metodología propuesta fue aplicada a la unidad de tubería flexible de 1 ½" y unidad grúa, ha realizado 19 operaciones de limpieza e inducciones de pozo con herramienta convencional y/o especial, la unidad cuenta con componentes especiales, tales como: unidad de potencia, cabina de control, equipo de control de presión, cabeza inyectora y carrete de tubería flexible de 1 ½" con longitud de 3,800m y se determinó la relación entre los parámetros operacionales empleados y los eventos no planeados ocurridos.

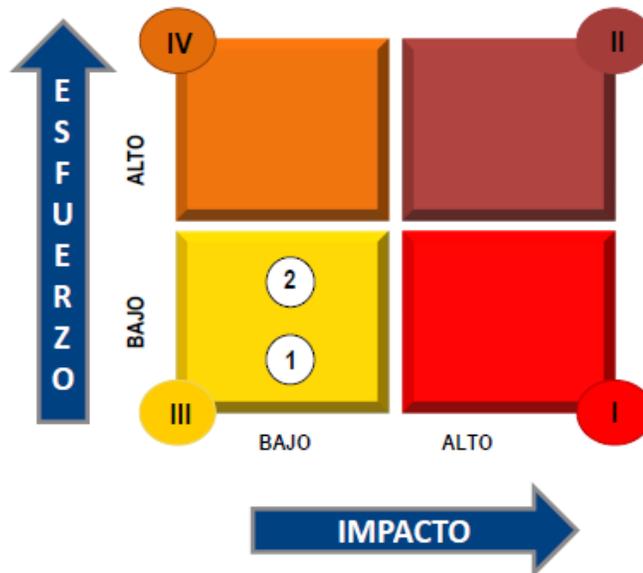
A los resultados que se llegaron con el Análisis Causa Raíz de la suspensión en la inducción tubería flexible de 1 ½ a 1600m fueron que la problemática (poro en la TF) sucedió debido a la fatiga que presento la tubería flexible al realizar el bombeo de nitrógeno, otro factor que ocasiono el poro es la vida útil de la tubería, y la falta de inspección periódica visual y física, por lo tanto se acepta la hipótesis de investigación la cual dice "la elaboración del Análisis Causa Raíz para la fuga en la

tubería flexible 1 ½” en el pozo Ayocote 3, determinará las causas de lo que sucedió” y se rechaza la hipótesis nula.

5.1 Recomendaciones

- Mantener la supervisión detallada del cuidado de la sarta de tubería así como aplicar el procedimiento de mantenimiento del cuidado de la sarta de TF.
- Reforzar la buena práctica de revisión y verificación del estado de la Tubería atreves de un programa y Check list.
- Difundir al personal operativo los resultados obtenidos del análisis causa raíz así como las recomendaciones.

Jerarquización de acciones de seguimiento



En la ilustración anterior se muestra la jerarquía de acciones de seguimiento, en el cual podemos observar que el impacto de la fuga de la tubería flexible de 1 ½” tiene un impacto de nivel III y es bajo y el esfuerzo es nivel tres que es un esfuerzo de nivel bajo.

Bibliografía

Ackert D., Beardsell M., Corrigan M. y Newman ken., (2012). The Coiled Tubing Revolution Oilfield. Texas. EU.

Bourgoyne, A.T. Jr., Millheim, K.K., Chenevert, M., (2010). Applied Drilling Engineering. Richardson, Texas. EU.

Cose Vega T., (2015). La tubería flexible y su utilización en los pozos petroleros. SLB. México, D.F.

Duarte, P. A., (2016). Propuesta de una metodología de análisis causa raíz para el diagnóstico de las causas de los problemas durante la reparación de un pozo. Bogotá, Colombia.

Evans, James R., (2010). The Management and Control of Quality .Mason, OH: South-Western Thomson Learning. Texas. EU.

Keith Mobley., (2009). Root Cause Failure Analysis. Macmillan USA.

Livingston, G. Jackson and K. Priestley. (2010). Root Causes Analysis: Literature Review. HSE (Health and Safety Executive).ISBN: 0-7176-1966-4.

Ovalles Acosta, J.C, Gisbert Soler, V., (2017). Herramientas para el análisis de causa raíz (ACR). PublishAmerica. Edición Especial.

Rex J.H., (2010). Sistematic root cause analysis. Jt Comm J Qual Improv. SPE. Texas, E.U.

Ruiz López P., (2014). Análisis de Causas Raíz. Una Herramienta Útil para la Prevención de Errores. Revista Calidad Asistencial. México, D.F.

Shojania K. G., (2011).Root Cause Analisis Agency for Healhtcare Research and Quality.

Vorley, Geoff., (2009). Mini guide to root cause analysis. Quality Management & Training Ltd. United Kingdom.

Manuales:

“Guía para la Solución de Problemas Mediante la Metodología de Análisis Causa Raíz (ACR) en Pemex Exploración y Producción”., 2016. PEMEX. México, D.F

Guía Técnica para la Investigación y Análisis de Causas Raíz., 2017. PEMEX Dirección Corporativa de Operaciones. México, D.F

Instructivo operativo para instalación y desmantelamiento de la unidad de tubería flexible, IO-SP-OP-0082-2018., 2018. PEMEX. México, D.F.

Manual de Operaciones con tubería flexible., 2014. PEMEX. México, D.F.

Manual técnico para el operador de TF., 2012, Servicios Petrotec S. A. de C. V., México, D.F.

Glosario

A

Accidente: Incidente que ocasiona afectaciones a los trabajadores, a la comunidad, al ambiente, al equipo o instalaciones, al proceso, transporte y distribución del producto.

Accidente de proceso

Evento no deseado directamente relacionado al proceso u ocurrido durante la ejecución de una actividad industrial.

Accidente personal

Evento no deseado que únicamente produce lesiones o enfermedad.

Accidente por fenómeno natural

Evento no deseado directamente relacionado con la naturaleza.

ACR

Análisis Causa Raíz. Se utiliza para investigar cuáles son las causas que han originado un determinado problema o incidencia. Determinar bien las causas raíz de una incidencia es imprescindible para poder definir acciones correctivas apropiadas que la solventen y que eviten la repetición del problema en el futuro.

Actos inseguros

Acciones realizadas por el trabajador que omite o viola el método o medidas aceptadas como seguras.

Análisis técnico del incidente/ accidente

Es el proceso de análisis de la información, evidencias y testimonio sobre los hechos ocurridos en torno a un incidente o accidente.

C

Causa Raíz

Es el origen de una falla en su estado inicial o punto de partida. En otras palabras es la razón esencial por la cual falla un material, equipo, máquina o sistema.

Causa Raíz Física

Fallas en componentes, instalaciones, equipos, accesorios, herramientas, dispositivos; referidos también a condiciones inseguras. Generalmente representan la causa inicial del por qué se presentó el incidente/accidente.

Causa Raíz Humana

Fallas en el comportamiento humano que se representan en posibles actos inseguros, acción u omisión o decisión errónea, desconocimiento, pérdida o falta de habilidades o destreza requerida.

Condiciones inseguras

Situaciones o circunstancias peligrosas, asociadas a un daño físico, derivan de elementos en el medio ambiente laboral y contribuyen a la ocurrencia de incidentes o accidentes.

E

Emergencia

Situación derivada de un incidente/accidente que puede resultar en efectos adversos a los trabajadores.

Estanco

Prohibición de la venta libre de géneros estancados, por estar su explotación reservada al estado.

ENVID

Identificación de impacto ambiental. Es un proceso sistemático técnico – administrativo que examina las consecuencias ambientales de los proyectos, programas, planes y políticas orientadas a prevenir, corregir o mitigar los efectos y/o impactos ambientales que se ocasionen sobre el entorno.

ETA

Análisis de árbol de eventos (por sus siglas en inglés Event Tree Analysis).

Exención

Consiste en liberar a una persona del pago de un impuesto

F

FMEA

Análisis modal de fallas y efectos, es un procedimiento de análisis de fallos potenciales en un sistema de clasificación determinado por la gravedad o por el efecto de los fallos en el sistema. Es utilizado habitualmente por empresas manufactureras en varias fases del ciclo de vida del producto, y recientemente se está utilizando también en la industria de servicios. Las causas de los fallos pueden ser cualquier error o defecto en los procesos o diseño, especialmente aquellos que afectan a los consumidores, y pueden ser potenciales o reales. El término análisis de efectos hace referencia al estudio de las consecuencias de esos fallos.

FTA

Análisis de árbol de fallas, es un análisis de falla deductivo de arriba hacia abajo (descendente), en el que un estado no deseado de un sistema es analizado utilizando la lógica Booleana para conjugar una serie de eventos de bajo nivel. Este método de análisis es principalmente utilizado en los campos de ingeniería de seguridad e ingeniería de fiabilidad, para comprender cómo los sistemas pueden fallar, para identificar las mejores formas de reducir un riesgo o para

determinar (o comenzar a comprender) tasas de eventos de un accidente de seguridad o una falla (funcional) de un nivel en particular de un sistema.

G

Grupo Multidisciplinario de Investigación Causa Raíz

Personal encargado de la investigación y análisis de los incidentes/accidentes.

H

HAZID

Una técnica de identificación de todos los Peligros significativos asociados a una actividad en particular (por sus siglas en inglés Hazard Identification).

HAZOP

Análisis de Peligros y operatividad s adecuado tanto para una etapa de diseño, como en la etapa de operación, evaluando en ambos casos las consecuencias de posibles desviaciones en todas las unidades de proceso, tanto si es continuo como discontinuo. La técnica consiste en analizar sistemáticamente las causas y las consecuencias de unas desviaciones de las variables de proceso, planteadas a través de unas "palabras guía".

Herramienta

Es una serie de pasos elaborados a fin de facilitar la realización de una tarea que requiere de una aplicación correcta.

Hipótesis

Suposición planteada a partir de evidencias tangibles y medibles, mediante un enunciado sujeto a verificación o comprobación, la cual de resultar verdadera se acepta y se convierte en un hecho.

I

Incidente

Evento no deseado que genera o puede ocasionar afectaciones.

Investigación Causa Raíz

Método sistemático de análisis que permiten identificar las causas que originan los incidentes/accidentes.

J

JHA

Análisis de Peligros de trabajo, es un procedimiento que lleva a integrar los principios y prácticas de salud y seguridad aceptadas en una operación en particular.

L

Lluvia de Ideas (Brainstorming)

Es un proceso didáctico y práctico mediante el cual se intenta generar creatividad mental respecto de un tema.

M

Mantenimiento

Conjunto de actividades que deben realizarse a instalaciones, equipos e instrumentos, con el fin de corregir o prevenir fallas.

Metodología

La metodología es aquella guía que se sigue a fin realizar las acciones propias de una investigación.

P

PEM

Modelización de efectos físicos (por sus siglas en inglés Physical Effects Modelling)

S

Six Sigma

Es una metodología de mejora de procesos, centrada en la reducción de la variabilidad de los mismos, consiguiendo reducir o eliminar los defectos o fallas en la entrega de un producto o servicio al cliente.

T

Tripod Beta

Modificada es una herramienta de análisis causa raíz de tipo deductivo que permite a los investigadores facilitar el análisis de información recolectada para identificar la causa raíz que conllevó al problema operacional y que causó el tiempo no planeado.

ANEXOS

ANEXO I: Nota informativa

f) Nota informativa

Nota Informativa

Fecha: 11 de abril del 2018

De: Ingo Jose Luis Toledo Yang
Coordinación Tubería Flexible

Para: Ing. Antonio Herrera Sanjuez
Encargado de Despacho de Servicio a Pozos
Sector Agua Dulce

Asunto: Pazo en Tubería Flexible a 1000 m en el pozo Aycocha 3.

Fecha, hora y lugar del evento:

Pozo Aycocha 3, en terreno de 03:30 a 5:30 horas, del día 11 de abril del 2018

Taller () Trabajo () Pozo (X)

Clasificación: (identificar con una "X" la clasificación del evento, según corresponda)

Personal Vehicular () Industrial () Ambiental (X)
Falta Operativa (X)

Personal involucrado:

Nombre	Ficha	Categoría	Antigüedad en la Cta.	Experiencia (Si o No)	Nivel de estudio (Bajo, Medio, Alto)
Enrique Ealdarza Córdoba	288577	Encargado de Millarado de Producción	15 Años	Si	Alto
Miguel Mondéz Martínez	688058	Esp. De Operación Equipos Especiales	10 Años	Si	Alto
Angel Mario Torres Moya	336548	Avib. Ter. Y Rep. De Pozos (Psc)	6 Años	Si	Alto
Solador Toledo Yang	486768	Avib. Ter. Y Rep. De Pozos (Psc)	8 Años	Si	Alto
Miguel Castañeda Pineda	344035	Coord. Equipos Espec. L. Ter. Y Contil	11 Años	Si	Alto
Jesús Ricardo Riquelme	482261	Avib. Trabajos de Perforación	8 Años	Si	Alto
Luis Manuel Nivales Valdivieso	417854	Avib. Trabajos de Perforación	6 Años	Si	Alto

Programa de trabajo:

Con Tubería Flexible de 1 1/2" y tiempo Diámetro 1.374" reconstruir hasta 3040 m, estacionarse a 2600 m para indicar el intervalo Programado 2580-2676 m

Procedimientos que aplican para desarrollar el trabajo:

Clave	Título
ID-SP-OP-0016-2015.	INSTRUCTIVO OPERATIVO PARA LIMPIEZA DE APAREJOS DE PRODUCCIÓN Y ZONA DE DISPAROS CON EQUIPO DE TUBERÍA FLEXIBLE ID-SP-OP-0016-2015

Antecedentes del pozo:

A 10 de abril de 2018.

Por parte de Coop se solicitó el servicio de Inducción el pozo salió de una Reparación con equipo con eta el día 11 de abril del 2018 a las 12:00, la cual se transportó unidad de Tubería Flexible TR-384 del Sector Agua Dulce, para su atención desde las 16:00 hrs del día 10 de abril del 2018 con unidad en subo espere de pozo fijo el cual el pozo fue entregado a las 24:00 hrs por cuestiones de despacho de área frontal y amarró del pozo.

Descripción de los hechos:

A 10 abril de 2018.

De 12:00 a 16:00 Horas

Transporto equipos de Tubería Flexible TR-384 y Unidad de Aceite aliente UAC al pozo Aycocha 3

De 16:00 – 24:00 Con Unidades de Localización espere de Pozo Listo

A 11 de abril de 2018

De 00:00 – 3:30 Horas

Elabora AST, planifica de seguridad y operación

Instalo Equipos al 100 % fijo cable con 22 lbs. de agua dulce y probó LSC con 4000 psi por 15 min de

ANEXO III: Información genérica del reporte ACR

ANEXO 4 INFORMACIÓN GENÉRICA DEL REPORTE ACR

ORGANISMO:	LÍNEA DE NEGOCIO:
CENTRO DE TRABAJO:	CODIFICACIÓN DE LA NO CONFORMIDAD:
FECHA DEL REPORTE ACR:	FECHA OCURRENCIA DE LA NO CONFORMIDAD:
Instalación donde ocurrió la no conformidad:	
Descripción de la no conformidad:	
Tipo de riesgo (A intolerable o B indeseable):	
Clasificación del incidente (Grave o Moderado):	
Causas raíz identificadas y clasificadas:	
Físicas	
Humanas	
Sistema	
Recomendaciones:	
Nombres, cargos y firmas del equipo de investigación ACR.	
Nombres, cargos y firmas de:	
Revisión: (Máxima Autoridad SSPA)	
Aprobación: (Máxima Autoridad administrativa)	
Anexos: a) Árbol de causas raíz b) Evidencias objetivas más importantes	

