



UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

“Propuesta de Plan de mejora para aumentar la producción del
proceso de extracción de petróleo en una empresa petrolera del norte
del Perú 2020”

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
Ingeniero Industrial

AUTOR:

Garboza Periche, Pedro Miguel (ORCID:0000-0002-2996-4992)

ASESORA:

Mg. Guerrero Millones, Ana María (ORCID: 0000-0001-7668-6684)

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

Gestión Empresarial y Productiva

Piura – Perú

2020

Dedicatoria

A Dios por dador de la vida, por su amor fuera de límites.

A mis padres, hermanos, esposa e hijos por todo el apoyo que me brindaron durante todo este proceso de desarrollo profesional.

Con mucho cariño, amor y respeto.

Agradecimiento

En primera instancia agradezco a mi formadora Mg. Ana Guerrero Millones, persona de gran sabiduría quien se ha esforzado en apoyarme a llegar al punto donde me encuentro, transmitiéndome sus conocimientos y dedicación. He logrado importantes objetivos como es, culminar el desarrollo de mi tesis con éxito y obtener el ansiado título profesional.

Índice

DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTO	iii
Índice	iv
Índice de tablas	v
Índice de figuras	vi
Resumen	vii
Abstract	viii
I. INTRODUCCIÓN	1
II. MARCO TEÓRICO	13
III. METODOLOGÍA	20
3.1. Variables y operacionalización	21
3.2. Población, muestra	21
3.3. Técnicas e instrumentos de recolección de datos, validez y confiabilidad del instrumento	21
3.4. Procedimiento	22
3.5. Método de análisis de datos	23
3.6. Aspectos éticos	23
IV. RESULTADOS	25
V. DISCUSIÓN	40
VI. CONCLUSIONES	41
VII. RECOMENDACIONES	42
REFERENCIAS	43
ANEXOS	

Índice de tablas

Tabla 1: Clasificación del agua	16
Tabla 2: Propiedades Físico-Químico del agua de formación.	17
Tabla 3: Producción promedio de barriles por mes agosto 2019 – agosto 2020	33
Tabla 4: Causas por categoría	36
Tabla 5: Matriz de Vester	37
Tabla 6: Factores a tener en cuenta para la propuesta	39
Tabla 7: Costos de la propuesta	42

Índice de figuras

Figura 1. Proceso de extracción del petróleo.	31
Figura 2. Producción en barriles de crudo 2019-2020	32
Figura 3. Total, de tramos reemplazados	34
Figura 4. Total, de horas trabajadas	34
Figura 5. Diagrama de Ishikawa	35
Figura 6. Diagrama de Pareto	38

Resumen

La investigación titulada “Propuesta de Plan de mejora para aumentar la producción del proceso de extracción de petróleo en una empresa petrolera del norte del Perú 2020”, tuvo como objetivo general diseñar una propuesta de plan de mejora para aumentar la producción del proceso de extracción de petróleo en una empresa petrolera del norte del Perú 2020. La investigación desarrollada fue aplicada con diseño descriptivo propositivo. La población estuvo conformada por la totalidad de trabajadores del área de producción de la empresa petrolera de la ciudad de Talara. En esta investigación se consideró la técnica de la observación directa, percibiendo la realidad del proceso de extracción de petróleo, así como las operaciones de mantenimiento de bomba y ductos. La encuesta fue realizada al personal producción y de análisis químicos, con esa información se elaboró el diagrama de Ishikawa y de Pareto. Se hizo uso también del análisis documental brindada por las áreas respectivas. Se encontró que existen paradas de la producción en la planta por roturas de líneas, problemas de saturación en el proceso de tratamiento del agua de formación. Se determinaron los costos actuales de mantenimiento preventivo los cuales ascienden a un total de S/.9,115.69. Se elaboró la propuesta en base a la solución de los problemas críticos encontrados en el mantenimiento de la bomba y por las rupturas de los ductos.

Palabras Clave: producción de petróleo, proceso de extracción, tratamiento de agua de formación

Abstract

The research entitled "Proposal for an improvement plan to increase the production of the oil extraction process in an oil company in northern Peru 2020", had the general objective of designing a proposal for an improvement plan to increase the production of the oil extraction process. oil in an oil company in northern Peru 2020. The research developed was applied with a descriptive and purposeful design. The population was made up of all workers in the production area of the oil company in the city of Talara. In this research, the technique of direct observation was considered, perceiving the reality of the oil extraction process, as well as the pump and pipeline maintenance operations. The survey was carried out to the production and chemical analysis personnel, with this information the Ishikawa and Pareto diagram was elaborated. The documentary analysis provided by the respective areas was also used. It was found that there are production stops in the plant due to line breaks, saturation problems in the formation water treatment process. The current costs of preventive maintenance were determined, which amount to a total of S / .9,115.69. The proposal was prepared based on the solution of the critical problems found in the maintenance of the pump and due to the ruptures of the pipelines.

Keywords: oil production, extraction process, formation water treatment

I. INTRODUCCIÓN

David Córdova (2016), en su investigación realizada en la Universidad Tecnológica Equinoccial, identifica como problema que los reservorios cancelan producciones de petróleo indicando que el método de recuperación primaria no es eficiente en algunos campos, para ello busca optimizar el sistema de inyección de agua para obtener las máximas tasas de inyección.

Jorge Telenchana (2014), en su investigación realizada en la Universidad Central de Ecuador, busca evaluar los resultados del proyecto de inyección de agua implementada en los campos hormiguero-nantu del Oriente Ecuatoriano, sostiene la hipótesis que, de darse una oportuna implementación de un proyecto de recuperación secundaria, incrementaría y mejoraría la recuperación de petróleo.

Melany Echeverría (2015), informa en su investigación realizada en la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso que generar una propuesta para la optimización del uso del agua industrial en el proceso de producción de Nestlé, genera beneficios no económicos de este proyecto, la colaboración al medio ambiente desarrolla un manejo sustentable del recurso hídrico.

El Instituto Argentino de Petróleo y Gas (2013), presenta un informe relaciona a la práctica de operaciones de pozos no convencionales que necesitan de fractura hidráulica para realizar la explotación de hidrocarburos líquidos y gas en la Cuenca Neuquina. Y define como yacimientos no convencionales, aquellos referidos al petróleo o gas almacenados en formaciones de poca permeabilidad que requieren de fracturación hidráulica. Es para ello que se requiere de suministros de agua para estas fracturas, dándole la importancia a este elemento respecto a su gerenciamiento y utilización.

Stork Perú S.A.C. es una empresa del sector hidrocarburos del distrito de El Alto, entre sus principales actividades se encuentra la operación, mantenimiento, construcción, montaje, ejecución de proyectos, consultoría y gestión integral de activos de la industria del petróleo y gas, minería, energía, producción y

fiscalización en planta; entre sus principales clientes en la Región, se encuentra la Corporación Nacional de Petróleo de China (CNPC) dedicada a la producción y exploración de hidrocarburos como petróleo y gas. En el caso de la industria petrolera, se hacen uso de diversas herramientas para la producción y exploración del crudo, como los acueductos y los oleoductos, el primero es utilizado para transportar el agua de formación en grandes cantidades, y mediante un método de recuperación secundaria, logra elevar la producción del pozo petrolero; mientras que el oleoducto está compuesto por tuberías conexas utilizadas para el transporte del crudo de pozos petroleros hacia baterías. En Perú, la Corporación Nacional de Petróleo de China (CNPC) tiene la concesión de los pozos petroleros de Lote X, y la empresa Stork Perú S.A.C. les brinda el servicio de producción y fiscalización de dicho lote.

Actualmente Stork Perú S.A.C desarrolla actividades en el cuadrante de la batería LA-08 a RS 202-LA06 de los pozos inyectoros de Lote X, y presenta paralizaciones constantes en las actividades del cuadrante mencionado, para poder atender reparaciones de tramos de acueductos, los cuales se encuentran en situación precaria, tienen parches y corrosión severa tanto interna como externa, no cuentan con protección necesaria, y no tienen soportes tipo H, que les permitan ubicarse a una distancia prudente del suelo.

Esta situación ocasiona que la producción se haya visto afectada por la paralización de la inyección del agua de formación tratada, proveniente de una planta inyección Pias Zapotal hacia el cuadrante de la batería LA-08 y RS-202 de la batería LA-06, incurriendo en la necesidad de reemplazar determinados tramos de acueductos, en consecuencia, la producción de unos determinados pozos petroleros ha disminuido, y de no encontrar solución, se produciría una cadena continua de reemplazos en tramos de acueductos, que terminarían por reducir aún más la productividad. Es por ello que para abordar este problema se plantea elaborar una propuesta de plan de mejora para aumentar la producción del proceso de extracción de petróleo en una empresa petrolera del norte del Perú 2020.

Para el planteamiento del problema se planteó la pregunta general, ¿Cómo una propuesta de Plan de mejora, aumentará la producción de petróleo en una empresa petrolera del norte del Perú 2020?, así mismo se plantean las preguntas específicas: ¿cuál es la producción actual del proceso de extracción de petróleo en un empresa petrolera del norte del Perú 2020?, ¿cómo es el proceso de extracción de petróleo en una empresa petrolera del norte del Perú 2020?, ¿qué factores se considerarán en la propuesta de plan de mejora en una empresa petrolera del norte del Perú 2020.?, ¿cuál es el costo beneficio de la implementación de la propuesta de plan de mejora en una empresa petrolera del norte del Perú 2020?.

El presente estudio se justificación de manera teórica ya que permite aplicar la teoría de mejora continua del ciclo de Deming en un contexto real de la problemática encontrada del sector hidrocarburo, desde el punto de vista práctico, nace de la necesidad de una empresa del norte del Perú 2020., de mejorar su producción en el proceso de extracción de petróleo, centrado en el tratamiento de la calidad del agua de formación, ya que de esto deriva el deterioro de los canales de distribución, en este caso de los acueductos los cuales, al encontrarse en estado de corrosión, producen la paralización de la planta, disminuyendo así la producción. Económicamente la propuesta de plan de mejora buscó aumentar la producción para incrementar la productividad y la utilidad de la misma. Es por ello que la propuesta de Plan de mejora permitirá aumentar la producción, disminuyendo el deterioro de los acueductos, aumentando la producción y productividad en una empresa petrolera del norte del Perú 2020.

Habiéndose justificado el desarrollo de este trabajo de investigación, se planteó la hipótesis de la misma: La ejecución de un plan de mejora para el proceso de extracción permitirá un aumento de la producción en una empresa petrolera del norte del Perú 2020.

Así mismo se han formulado objetivos que ayudarán al desarrollo de la presente investigación, como objetivo general se plantea; diseñar una propuesta de plan de mejora para aumentar la producción del proceso de extracción de petróleo en

una empresa petrolera del norte del Perú 2020. Para lograr este objetivo se plantearon los objetivos específicos de: determinar la producción actual del proceso de extracción de petróleo en una empresa petrolera del norte del Perú 2020, describir el proceso de extracción de petróleo de una empresa petrolera del norte del Perú 2020, definir los factores a considerar en la propuesta de plan de mejora en una empresa petrolera del norte del Perú 2020. Calcular el costo de la implementación de la propuesta de plan de mejora de una empresa petrolera del norte del Perú 2020.

II. MARCO TEÓRICO

Iniciando con el estado del arte de la presente investigación, se puede decir que han existido numerosas herramientas y procedimientos para gestionar y lograr buenos resultados para la mejora de procesos (Cabrera, 2010), los cuales se aplican dependiendo de cada tipo de empresa. Las medidas designadas para mejorar un determinado aspecto, deben ser consideradas de manera sistemática, no deben ser elegidas de manera aleatoria o improvisada, deben planificarse de manera meticulosa a la práctica y verificar sus efectos; por ejemplo, un plan de mejora centrado en la enseñanza debe traducirse en una mejora comprobada del nivel de aprendizaje (Universidad de Navarra, 2015).

El 2015, la ISO 55000 determinó que un modelo de gestión de mantenimiento es un estándar internacional que abarca la gestión total de los activos.

Para la elaboración del trabajo de investigación se desarrolló una búsqueda de previas investigaciones relacionadas a la problemática de este mismo, en el ámbito internacional, nacional y local, las consideradas son: Telenchana (2014), Morales (2014), Córdova (2016), Echeverría (2015), Moya (2014).

A nivel internacional se encontraron trabajos de investigación de Ecuador y Venezuela:

Morales (2014), realizó su proyecto de investigación de “Estimación del factor de recobro de petróleo mediante la inyección de agua en el yacimiento IB / BS 101 del Campo Boscán”, en la Universidad Central de Ecuador con el objetivo de evaluar la recuperación mejorada de petróleo a través de la inyección de agua en el yacimiento del campo Boscán. Se recopiló y evaluó información mediante diferentes herramientas y aplicaciones suministradas por el MPPPYM (carpeta física de pozos y proyectos, junto a diferentes softwares). Llegando a la conclusión que el programa de inyección existente, ha sido eficiente y ha logrado resultados positivos en las producciones asociadas a los pozos vecinos de las áreas de inyección, pudiendo así incrementar el factor de recobro.

Telenchana (2014), en su investigación de “Evaluación de resultados del proyecto de inyección de agua implementada en los campos hormiguero-nantu en el yacimiento “M1” Y “U Inferior” en la Universidad Central de Ecuador, tiene como objetivo evaluar los resultados del proyecto de inyección de agua implementada en los campos hormiguero-nantu del Oriente Ecuatoriano, basado en la hipótesis que sostiene en realizar una oportuna y adecuada implementación de un proyecto de recuperación secundaria, logrará incrementar y mejorar la recuperación de petróleo en un yacimiento, para ello es necesario contar con estos resultados, logrando un incremento en las reservas recuperables de petróleo y se puede optimizar el Factor de Recobro.

Córdova (2016), en su investigación de “proyecto de inyección de agua de formación para incrementar el factor de recuperación en un campo X de la Amazonía ecuatoriana” realizada en la Universidad Tecnológica Equinoccial, propone que la planta de inyección tiene como función principal controlar el agua de inyección periódicamente e inyectar a la formación y mantener los caudales adecuados. Se contempló que los reservorios están cancelando su producción ya que el método de recuperación primaria no es eficiente en algunos campos, para ello busca optimizar el sistema de inyección de agua se debe obtener las máximas tasas de inyección por lo cual se realiza pruebas para conocer los diferentes parámetros petrofísicos y los análisis de las diferentes pruebas realizadas y así poder evaluar si es factible o no realizar este proyecto de inyección de agua de formación.

Melany Echeverría (2015), titula su tesis: Propuesta de optimización del uso del agua industrial en planta Cachantun, VI Región, Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, identifica como problema central la disminución del indicador hídrico de la planta, reduciendo así su producción, por lo que tiene como objetivo realizar un esquema del proceso actual de producción en la planta, con la finalidad de generar una propuesta, con su respectivo diseño, evaluación técnica y económica, para la optimización de la empresa Nestlé, mediante la metodología DMAIC llegó a la conclusión que dentro de las 3 líneas utilizadas en la operación, la línea 4 fue la que gastó mayor cantidad del recurso hídrico, reduciendo la producción de la empresa.

Las investigaciones previas a nivel nacional se encuentran de Chiclayo.

MOYA (2014) en su investigación titulada "planificación y control de la producción para aumentar el rendimiento en la compañía estrella del norte de Chiclayo", cuenta con un objetivo general evaluar los conflictos en la producción de la empresa Estrella del Norte, y haciendo uso de la técnica de observación mediante un estudio de mercado, llegó a concluir que es necesaria la elaboración de un plan y control para incrementar la producción de la empresa, logrando con ello un buen desarrollo de actividades, llegando a la conclusión de que debe existir un sistema de control y planificación de la producción, para incrementar la productividad.

Habiendo realizado una investigación bibliográfica con las variables consideradas en la investigación, no se encontraron a nivel local, trabajos previos.

Para una más completa información, en el presente trabajo de investigación se abordarán teorías relacionadas a plan de mejora, al proceso de extracción de hidrocarburos de una planta petrolera, sus componentes, y la producción.

La producción es una serie de procedimientos, donde se transforman los insumos o materiales en una representación de productos terminados (Caba, Chamorro y Fontalvo, 2011). Los indicadores de producción son aquellas variables que sirven para identificar defectos o procedimientos erróneos cuando se elabora u ofrece un producto o servicio. Estas métricas son el sustento sobre el cual se definen los procesos de mejora continua, en este caso en la producción de extracción petrolera, y los indicadores considerados serán: el "cumplimiento de plazos", el cual es un porcentaje que indica la cantidad de requerimientos cumplidos en el plazo correspondiente; la "rotura del stock mide el tiempo en el que la cadena de producción se encuentra paralizada producto de la rotura de equipos o pérdidas de materias primas, en esta investigación serían los acueductos; finalmente el "Lead time" es el tiempo que pasa desde el inicio del proceso de producción hasta su finalización.

La producción de extracción petrolera inicia con el flujo del yacimiento, mediante calor y energía natural el crudo atraviesa grandes distancias hasta llegar al pozo petrolero; luego se da la producción en el pozo, una vez que el crudo llega al fondo del pozo, continúa su trayecto mediante la tubería de perforación hasta llegar a la superficie; luego se da la fase de recolección del crudo, el petróleo es recolectado a través de un sistema de líneas de flujo que se conectan del cabezal de pozos, hasta las estaciones de Flujo; como cuarta fase, se separa el gas ya que en las estaciones de flujo ingresa tanto el crudo como el gas, al salir de las estaciones se separan para usos diferentes; en la quinta fase se da el almacenamiento de crudo, el cual es bombeado a través de los ductos hasta los tanques, en los cuales se elimina el agua de formación y la sal, colocándolo bajo especificaciones comerciales; finalmente el crudo limpio es almacenado en los tanques y es enviado mediante oleoductos a las refinerías respectivas y/o a los terminales de embarque para exportación (Castillo, 2014).

Las definiciones de agua de formación son diversas, según el Oilfield Glossary cuando se habla de agua de formación generalmente es la misma que aquella de formación geológica, intersticial, pero esta puede ser también diferente debido al influjo del agua de inyección. El agua de formación surge mediante un proceso geológico mediante años de deposición de sedimentos y por el tiempo que se ha mantenido entrampada, disuelve sales logrando en equilibrio químico de iones. Las características del agua de formación dependen de su naturaleza química en su formación geológica, por lo que tiene cierto porcentaje de sales minerales: calcio, potasio, hierro, sulfatos, bicarbonato, carbonato, bromuro, hidróxido, y ácidos débiles no volátiles, combinaciones orgánicas, gases disueltos como dióxido de carbono, ácidos orgánicos, entre otros. La clasificación del agua de formación se puede apreciar en la Tabla 1.

Tabla 1: Clasificación del agua

Origen	Corrosiva	Incrustante
Meteóricas, connata, epigenética, diagenética.	Es agresiva ya que logra disolver los metales y el cemento rápidamente. La corrosiva genera daño como las rupturas en intercambiadores de calor y tuberías.	Es lo opuesto a las aguas de corrosión, ya que tiende a depositar y precipitar el carbonato de calcio, causando deposiciones en la superficie de las formaciones y en los equipos.

Fuente: elaboración propia

Continuando con las teorías relacionadas al agua de formación, se determinan sus once propiedades físico – químicas y microbiológicas de acuerdo a su composición, apreciada en la Tabla 2. Es muy importante saber cómo el agua de formación se transforma en agua inyectada, por lo que primero deben realizarse pruebas de compatibilidad para saber si contienen sólidos y en caso de haber se pueden usar tanques de filtración o tratamientos químicos.

Tabla 2: Propiedades Físico-Químico del agua de formación.

Dureza Total	Cationes	Aniones
Son producto del calcio y el magnesio, son importantes ya que sus elementos pueden formar incrustaciones. Es la cantidad del carbonato de calcio (CaCO ₃) en el agua.	Los aniones y cationes en aguas de formación causan acidez, solubilidad, y reducción redox, cambiando la absorción y precipitación del agua.	En su mayoría los aniones con más presencia en aguas de formación son los yoduros, bromuros y cloruros.
Turbidez	Ph	Sólidos Suspendidos Totales
Se da por la presencia de sólidos disueltos en el agua, además de corrosión y abrasión, como la arcilla, microorganismos de, tuberías.	Traduce la intensidad de la condición alcalina o ácida de una solución.	Son usados para evaluar la agresividad de las aguas de formación y determinar la eficiencia en su tratamiento.
Conductividad	Sólidos Totales Disueltos	Alcalinidad
Se refiere a la capacidad que tiene el agua para conducir la electricidad, dependiendo de la cantidad de iones, sales y bases inorgánicas, presentes en ella.	Los sólidos totales disueltos (TDS) están compuesto por materiales inorgánicos solubles.	Es la cantidad de carbonatos y bicarbonatos presentes en el agua.
Temperatura	Bacterias	
Afecta la tendencia al depósito de sulfatos y carbonatos, la solubilidad de los gases en el agua, la gravedad, y el pH.	Las bacterias ayudan a la corrosión y obstrucción de acueductos ya que generan sulfuro de hidrógeno e incrementan la corrosión del agua. Producen ácidos que inician o aceleran la corrosión sobre la superficie del metal, oxidan el hierro soluble en el agua, causando precipitados y formación de depósitos.	

Fuente: elaboración propia

En este trabajo de investigación se consideró la calidad del agua de formación tomando en consideración la Norma ISO 9001, cuya filosofía es la mejora continua enfocada en proyectos de mejora que obtengan créditos financieros, como el enfoque de Six Sigma en la continua mejora de procesos, logrando un complemento con la ISO 9001. Es por ello que para lograr una buena calidad de agua de formación, se considerarán los procesos para tratarla antes de ser inyectada: el proceso mecánico, mediante la precipitación (gravitacional) separa los sólidos del agua de formación ya sea en separadores, tanques de lavado o en las piscinas API; y el proceso químico, que aplica insumos químicos al sistema de reinyección de agua y de separación agua-petróleo, los tratamientos

utilizados más frecuentemente son los siguientes: deshidratación de petróleo mediante antiespumantes, demulsificantes, dispersantes de sólidos, antiparafínicos; tratamiento de agua de formación para inyección y reinyección: inhibidores, clarificadores, biocidas, etc; inhibición y control total de sólidos, en líneas de flujo, equipos de proceso y pozo. El manejo del agua dentro del proceso de extracción de petróleo, involucra: la reutilización del agua, los sistemas de recirculación y desarenadores, y el tratamiento de agua residuales.

Habiendo determinado las teorías acordes al agua de formación, se abordará ahora las teorías sujetas a los tipos de inyección del agua, esta varía dependiendo de la posición de los pozos inyectoros y productores, y es por ello que se clasifica en dos diferentes formas: la inyección periférica e inyección en arreglos. La inyección periférica: es la más tradicional e inyecta el agua fuera de la zona de petróleo, como se puede apreciar en la Imagen 1. Se caracteriza por ser la más utilizada al desconocer la estructura del yacimiento, colocando los pozos de inyección de manera externa a la zona de explotación del petróleo.

La inyección en arreglos o también llamada interna: a diferencia de la anterior, si inyecta el agua dentro de la zona de petróleo, como se puede apreciar en la imagen 2. El agua ingresa a este sector y empuja el crudo hacia los pozos productores. Se caracteriza porque es usada generalmente en yacimientos de áreas extensas y busca realizar un barrido más homogéneo, la selección del área depende de la estructura, la continuidad de las arenas, la permeabilidad, la porosidad y del número y ubicación de los pozos del yacimiento.

La infraestructura para la inyección y el tratamiento de los fluidos luego de salir de los pozos de inyección y productores, son tales como bombas de inyección de agua, compresores para elevar la presión del gas, los conductos o acueductos, “las instalaciones de producción, los tipos de inyección, la presión y la tasa de inyección son variables muy importantes” (Thakur y Satter, 1994). Considerando ello, uno de los principales problemas abordados por la presente investigación es la corrosión y daño de los acueductos o las tuberías. Según Paris de Ferrer (2007) uno de los principales problemas en la inyección de agua, es la corrosión en las tuberías de inyección por la presencia de oxígeno y sales en el agua, para ello recomienda el uso de productos ya mencionados

anteriormente como el sulfito de sodio, bactericida e inhibidor de corrosión incrementando la vida útil de estos pozos y los acueductos.

Las teorías de acueductos, aplicadas en la presente investigación se apegan a la dada por la RAE, “conducto de agua formado por canales y caños subterráneos, o por arcos levantados”, siendo así los sistemas de irrigación que permite transportar agua en forma líquida. Según Barajas (2015) existen tres tipos de acueductos, aquellos que funciona por gravedad como se ve en Imagen 7, los que funcionan por bombeo de aguas superficiales como se muestra en la Imagen 8, y los que funciona por bombeo de aguas subterráneas como se ve en la Imagen 9. Se hace la mención que el reglamento a considerar en este trabajo, para determinar la integridad de un acueducto, es el decreto supremo para la integridad de ductos: Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por ductos –

El plan de mejoras es el conjunto de medidas de cambio, optadas por una organización, para mejorar su rendimiento, o incrementar su producción o productividad en cualquier rubro (Deming, 1989). El plan de mejoras tiene como objetivo la optimización continua del proceso, y por ello integra la decisión estratégica sobre qué cambios deben darse en los diferentes procesos de la organización, para que se dé un mejor servicio. El plan de mejora permite identificar las causas que originan debilidades, identificar las acciones de mejora, analizar su posibilidad, establecer prioridades, disponer de un plan de las acciones futuras y de un sistema de seguimiento y control de estas, negociar la estrategia que se tomará, incrementar la eficiencia y eficacia de la gestión. Para cumplir estos objetivos el plan de mejora necesita tener conocimiento de dos factores clave, el tiempo estándar de las operaciones (TE) y el despilfarro por fallos de gestión (Cg), las cuales son expresadas en las siguientes funciones matemáticas: $TE = TN \times (1 + S)$ y $Cg = \frac{TI}{\sum TE}$.

III. METODOLOGÍA

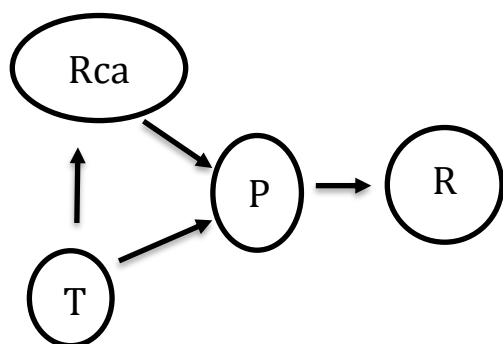
3.1. Tipo y diseño de investigación

Según Hernández, Fernández y Baptista (2014) la investigación de tipo aplicada hará uso de los estudios para resolver problemas: resultados e impacto. De acuerdo al objetivo planteado será una investigación de tipo aplicada, ya que los conocimientos que se desarrollarán se basan en las teorías sobre producción, y plan de mejora.

Se aplicó un diseño de tipo no experimental, debido que el autor no manipuló ninguna variable, únicamente mediante la observación describió la realidad presentada, y haciendo uso de las teorías relacionadas, planteó una propuesta para dar origen a una nueva realidad.

Según Alexander, Guta y Poole (2014), “la investigación no experimental usa un marco descriptivo”, atendiendo al diseño de contrastación será descriptiva y propositiva, porque se centrará en describir la realidad tal y como se está dando en la actualidad; no se realizará ninguna manipulación de la variable.

El diseño de la investigación es representado en el siguiente esquema:



Dónde:

Rca = Realidad problemática del proceso de extracción de la empresa.

T = Teoría de Plan de Mejora

P = Propuesta

R = Realidad cambiada

3.2. Variables, operacionalización

La investigación consideró dos variables complejas: la variable independiente constituida por “plan de mejora”, que se define como un conjunto de medidas de cambio, optadas por una organización, para mejorar su rendimiento, o incrementar su producción o productividad en cualquier rubro (Deming, 1989) y la variable dependiente “la producción”, que se define como una serie de procedimientos, donde se transforman los insumos o materiales en una representación de productos terminados (Caba, Chamorro y Fontalvo, 2011). El procedimiento de Operacionalización de las variables se detalla en el Anexo 1.

3.3.- Población y muestra

Según Bernal (2010) en metodología de investigación una población es el grupo que contiene ciertas características que son objeto de estudio para el investigador, esta puede estar conformada por organizaciones, personas, procesos, equipos, etc. Para el presente trabajo de investigación se tomó en consideración el proceso de extracción de petróleo en la empresa Stork Perú S.A.C. Por otro lado, la muestra parte de la población seleccionada, de ella se extrae información necesaria para realizar el estudio de una investigación, mediante la observación y medición se toma esta información para poder realizar el estudio (Bernal, 2010). En este caso la muestra por conveniencia consistió en el proceso de extracción de petróleo de la empresa Stork Perú S.A.C durante el año 2019.

3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos, validez y confiabilidad

Las técnicas utilizadas en la presente investigación consistieron en la observación directa, la entrevista y el análisis de documentos. La observación directa fue el punto de partida de la investigación. Se utilizó para recoger información tanto del personal, así también de las actividades realizadas en la empresa. A través de la entrevista se recabó información verbal de parte del ingeniero experto en tratamiento de agua y del operador de la planta de tratamiento, así como de operador de inyección. El análisis documentario

permitió recolectar la información de documentos físicos y virtuales con los que cuenta la empresa. Se utilizó la encuesta para recoger información del personal del área de producción Stork Perú S.A.C.

En la presente investigación los instrumentos utilizados para registrar la información estuvieron constituidos por las guías de entrevista, aplicadas al ingeniero experto en tratamiento de agua para conocer el proceso actual del tratamiento de agua de formación la empresa; al operador de Inyección del Lote X para conocer el proceso actual de extracción de la empresa y para averiguar porqué ocurren las rupturas en el acueducto entre los tramos: Cuadrante Bat. La08 a RS-202 Bat. La06. A través de las guías de análisis documental se recabó la información sobre lo costos por reparación de rupturas de tuberías, la producción de los pozos recuperados, los tiempos de rotura de tuberías. Se utilizó la ficha de análisis documental normativo para recabar información relacionada con la de la normatividad que contiene los procesos de tratamiento de agua de formación en la planta de tratamiento, así como del proceso de extracción de la empresa. Para la recolección de datos a través de la observación, para conocer las dimensiones de los equipos, métodos de trabajo, requerimientos e insumos se utilizó una guía de observación.

La validación de los instrumentos se basó en el juicio de expertos, a través del soporte de tres profesionales en ingeniería industrial de la Universidad César Vallejo, quienes a través del juicio de expertos validaron los instrumentos a ser utilizados en la investigación. Como no se utilizó cuestionarios por no medir constructos, no fue necesario realizar una prueba de fiabilidad mediante el alfa de Crombach.

3.5. Procedimiento

Para realizar el diagnóstico de la situación actual en el proceso de extracción de petróleo en la empresa Stork Perú S.A.C en cuanto a la productividad y de esta manera poder realizar la propuesta de un plan de mejora se realizó el siguiente procedimiento:

- Se estructuró una entrevista de 11 preguntas para el operador de planta de

la estación 951 del Lote X de la empresa Stork Perú S.A.C.

- Se estructuró una entrevista de 10 preguntas para el operador de Inyección del Lote X de la estación 951 del Lote X de la empresa Stork Perú S.A.C.
- Se estructuró una entrevista de 17 preguntas para el ingeniero experto encargado del tratamiento de agua de formación en la planta de tratamiento de la Estación 951 del Lote X.
- Se realizó la observación estructurada para la determinación de los formatos a considerar para la obtención de información útil en la investigación.
- Se aplicaron las entrevistas al operador de planta, operador de Inyección y el ingeniero experto encargado del tratamiento de agua y se realizó el análisis respectivo de cada una de las entrevistas estructuradas y se procedió a sacar una conclusión por cada una de las entrevistas.

Con los resultados obtenidos del diagnóstico y análisis actual se planteó la propuesta de un plan de mejora.

3.6. Método de análisis de datos

Con los datos recogidos, mediante la aplicación de los instrumentos como la entrevista y la guía de entrevista, se elaboró una base de datos utilizando el programa de Microsoft Excel 365 para luego ser procesada y por último en el informe de investigación se realizará una interpretación o análisis correspondiente utilizando el estadístico apropiado.

3.7. Aspectos éticos

El primer aspecto considerado en este apartado consistió en la autorización solicitada de manera formal a la empresa Stork Perú S.A.C. para el manejo de la información y la recopilación de datos que se llevó a cabo en la empresa. Es así que se garantiza cumplir con los requisitos establecidos por la empresa, en cuanto a la seguridad de la información la cual será de uso únicamente para fines de estudio de la presente investigación, y no será reproducida de ninguna manera sin la autorización pertinente.

El presente trabajo de investigación, fue elaborado bajo los criterios del autor, ceñidos con la ética y profesionalismo que implica el compromiso de la originalidad del documento y al citado respectivo de los autores revisados, y de los trabajos consultados, determinando que la información contenida es veraz y original.

El trabajo de investigación estuvo sujeto al cuidado de la información obtenida, y de la fuente, en el sentido que los cuestionarios realizados fueron utilizados únicamente por el investigador para fines de análisis de los datos y no serán público sin el consentimiento del entrevistado. Por último, se considerará la veracidad de la información, registrándola sin intervenir de manera subjetiva sobre los datos recogidos, de tal manera que reflejen la realidad exacta.

IV. RESULTADOS

Se realizaron las entrevistas a los operadores de inyección, de planta y al experto de tratamiento de agua de formación. Los resultados obtenidos se describen a continuación

Entrevista de conocimiento operador de inyección:

1. ¿Cómo se realiza el proceso de extracción de crudo y que problemas se presentan por lo general?

Se realiza mediante la unidad de bombeo mecánico y los problemas más frecuentes consisten en roturas de línea y de las fajas, así como deficiencia en la bomba P-203C.

2. ¿Se han tenido paradas de producción debido a las rupturas de las tuberías por falta de mantenimiento o algún otro motivo?

Las paradas más frecuentes son debidas a la corrosión, por obstrucción, por presiones altas y por dosificación incorrecta de químicos en el agua de formación-

3. ¿Quién realiza las reparaciones de las líneas cuando éstas se rompen?

Las reparaciones son realizadas por el personal de la empresa contratista Hermanos Benites E.I.R.L

4. ¿Cree Ud. que el "bacth" es importante para darle una mayor durabilidad a la tubería?

Si es importante para prolongar la vida útil del acueducto.

5. Considera Ud. que el personal está capacitado para realizar las reparaciones en la línea, ¿con qué frecuencia?

Sí está capacitado ya que reciben charlas cada 3 meses

6. ¿Cuántos tramos de tubería existen desde el cuadrante de la Batería LA08 hasta el RS 202 Batería LA06?

Existen un aproximado de 306 tramos.

7. ¿Cuántos tramos fallan constantemente y cuáles son?

Son 7 tramos los que fallan frecuentemente y son 1, 12, 32, 100, 200, 250 y 290

8. ¿La empresa cuenta con un plan de supervisión para las líneas?

Sí, una cuadrilla de medición de espesores pertenecientes a la contratista Hermanos Benites E.I.R.L

9. ¿Qué tiempo demora la reparación después que se formula el requerimiento?

Aproximadamente de 3 a 4 horas.

10. ¿Se llevan registros de las rupturas que se presentan?

Sí, de algunas reparaciones

Después de realizada la entrevista al Operador de Inyección, se encuentra que existe una deficiencia en cuanto al tratamiento químico del agua de formación, esto origina las roturas constantes en los tramos mencionados dentro de la pregunta # 07, donde el involucrado sugiere se mejore la calidad del tratamiento químico inyectando las dosis adecuadas. Otro factor que manifestó el involucrado causal de la baja producción, es las paradas por fallas de la Bomba P-203C, ubicada dentro de la planta de procesamiento Pias Zapotal, responsable de impulsar el agua de formación hacia los pozos inyectoros y estos a su vez a los pozos de recuperación secundaria.

Entrevista al Operador de Planta de la Estación 951

1. ¿Cómo se realiza el proceso de tratamiento del agua de formación y que problemas se presentan por lo general?

Básicamente el agua que ingresa es bruta de campo (petróleo + agua), se realiza la separación por decantación y es drenado en un segundo tanque el cual es succionado por medio de una bomba hacia un equipo llamado US Filter que internamente cuenta con cascara de nuez molida la cual permite

quitar las impurezas y el aceite del agua a través de la inyección de un producto químico.

2. ¿Se han tenido paradas de producción de la planta debido a rupturas de las tuberías por donde se desplaza el agua de formación o por algún otro motivo?
Si, se han tenido paradas, pero por lapsos de tiempos cortos mientras dura la reparación

3. ¿Quién realiza las reparaciones de las líneas cuando éstas se rompen?
Lo realiza una empresa contratista Hermanos Benites E.I.R.L

4. ¿Cree Ud. que el “bacth” es importante para darle una mayor durabilidad a la tubería por donde se desplaza el agua de formación?
Claro que es importante ya que se adicionan químicos específicos para lograr la durabilidad y resistencia de las tuberías

5. ¿Considera Ud. que el personal está capacitado para realizar los análisis físicoquímicos a las aguas de formación?
El personal está altamente capacitado y formado para la realización de dichos análisis, los cuales son constantemente capacitados en periodos de 3 a 5 meses.

6. ¿Sabe usted que es un sistema de gestión de seguridad y salud ocupacional?
Un sistema de gestión de seguridad y salud ocupacional son todas las normas, medidas y precauciones a tener en la realización de alguna actividad o trabajo.

7. ¿Pueden identificar los riesgos que existen en el área de trabajo?
Exposición a productos químicos, intoxicación, altas presiones, caídas, golpes

8. ¿Qué normativa conoce de productividad?
La norma ISO como 9001-15, asegura la calidad en los procesos de producción de las organizaciones

9. ¿La empresa cuenta con un plan de supervisión para las líneas?
Si, como el recorrido diario y un seguimiento para el posterior cambio de líneas en mal estado
10. ¿Qué tiempo demora la reparación de la tubería después que se formula el requerimiento?
Si la rotura es menor, la reparación es inmediata, y si la línea necesita reemplazo, se realiza en un lapso mínimo de una semana.
11. ¿Se llevan registros de los tratamientos de agua de formación en la planta?
Si, por parte de la empresa contratista asignada a realizar dichos tratamientos.

Culminada la entrevista al Operador de la Planta de tratamiento Pias Zapotal, se encuentra que existen paradas de la producción en la planta por roturas de líneas debido a la corrosión existente en las paredes internas de la misma, las reparaciones en algunos casos demoran alrededor de una semana ocasionando que el agua de formación no sea inyectada a los RS ubicados en distintos lugares del yacimiento lo cual ocasiona una baja de la producción en pozos de recuperación secundaria.

Entrevista al Ing. Experto Encargado del tratamiento de agua de formación en la planta de tratamiento Estación 951 Lote X.

1. ¿Cuáles son los procesos para el tratamiento del agua de formación en la planta?
Se utilizan tres tratamientos: decantación, clarificación y filtración. Para la clarificación se usan floculantes y coagulantes y para la filtración cáscara de nuez.
2. ¿De los tratamientos mencionados, en cuales se presentan problemas o puntos de mejora? ¿Detalle por favor?
La filtración presenta problemas de saturación de cascara debido a los altos ingresos de aceites y sólidos.

3. ¿Qué problemas se presentan por lo general en el proceso de tratamiento de agua de formación?

La obstrucción de las líneas debido a formación de incrustación y a sólidos aglomerados

4. ¿Cómo considera el estado de las cañerías instaladas en la planta, son adecuadas para el transporte químico?

Regular

5. ¿Cree Ud. que el bacto químico contiene las cantidades adecuadas para una buena calidad del tratamiento de agua de formación?

Los cálculos en base a prueba nos indican que sí, y se ve reflejado en el tratamiento, el problema es la aprobación, si se recomienda por ejemplo 100 ppm, muchas veces solo se aprueba el 70% por un tema de presupuesto de la operadora.

6. ¿Qué normativa conoce sobre productividad de procesos?

Norma ISO, procedimientos de trabajos, IPER, art

7. ¿Con que entidad del estado certifican sus productos químicos? ¿qué procedimientos deben de realizar?

Tenemos aprobada la certificación 17025

Procedimientos: NACE, APHA

8. ¿Cuentan con un sistema de información, para registrar la data obtenida en todos los procesos desarrollados?

Si

9. ¿Considera Ud, que las cantidades químicas inyectadas en el tratamiento de agua de formación son las adecuadas para una mejor calidad?

Si

10. ¿El cliente le ha comentado que existe un plan de seguridad?

Si

11. ¿Qué riesgos existen en los procesos del tratamiento del agua de formación?

Infecciones, alergias, asfixias, intoxicación

12. ¿Cuenta con las herramientas adecuadas para un análisis físico-químico en la planta?

Sí

13. ¿Qué riesgos existen al tener contacto con los químicos en la piel?

Dermatitis

14. ¿Se cuenta con algún procedimiento o protocolo de seguridad ante un evento de contacto con algún químico?

Si

15. ¿Existen procedimientos con respecto a la manipulación de químicos dentro de la planta?

Si

16. ¿Cree Ud. que el tratamiento químico que se le da al agua de formación en la planta es suficiente para eliminar las sales agresivas que existen en ella?

No, también el tema operativo es importante, las limpiezas con raspa tubo también nos ayudan a mantener nuestros acueductos en buen estado.

17. ¿Considera Ud. que el agua de formación es una causal de las roturas del acueducto desde el cuadrante de la Batería LA08 al RS 202 de Batería LA06?

¿Por qué?

Si, se trata de un fluido corrosivo con tendencia severa, esto sumado a acueductos antiguos, es suficiente para generar roturas por eso las bombas dosificaciones no pueden fallar.

A la finalización de la entrevista al Ingeniero Químico, se encuentra que existe un problema en el proceso de tratamiento del agua de formación el cual está centrado en la filtración ya que presenta problemas de saturación de cascara debido a los altos ingresos de aceites y sólidos, esto conlleva la obstrucción de los acueductos debido a la formación de incrustación y a sólidos aglomerados, donde considera que el estado de los acueductos está en malas condiciones. Otro dato importante a considerar es el presupuesto aprobado por parte del cliente en cuanto a las cantidades inyectadas de químicos al tratamiento de agua de formación, muchas veces no se inyecta lo ideal debido a la falta de presupuesto, razón por la cual se tienen muchas paradas de la producción debido a las roturas de tramos en acueductos instalados a lo largo de todo el yacimiento.

Con la información recopilada se describe el proceso de extracción de petróleo de una empresa petrolera del norte del Perú 2020 en la Figura 1.

Proceso de extracción de petróleo de una empresa petrolera del norte del Perú 2020

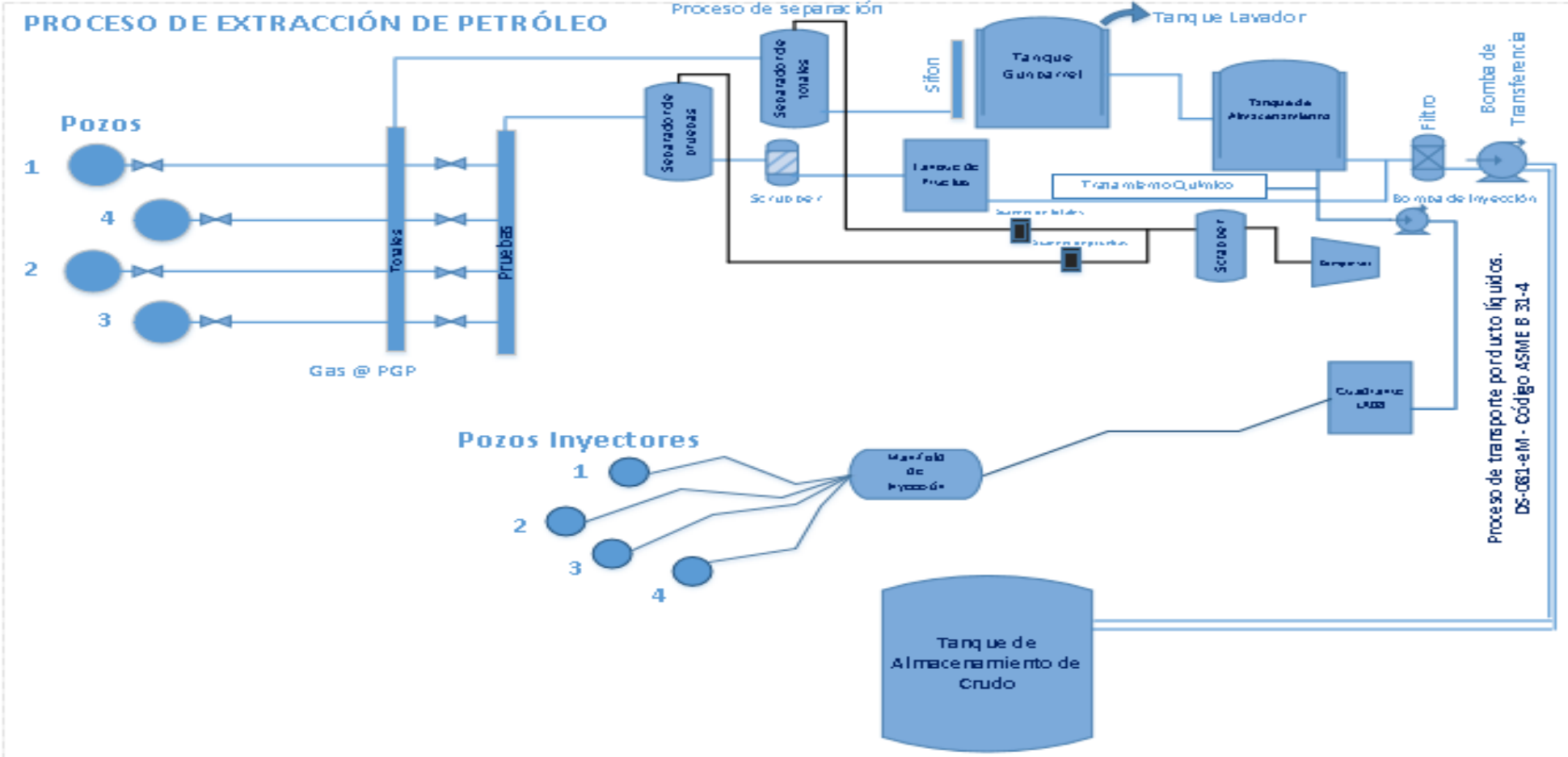


Figura 1. Proceso de extracción del petróleo.
Fuente: Elaboración propia

Para determinar la producción actual de barriles en el proceso de extracción de petróleo en una empresa petrolera del norte del Perú 2020, se tomó como referencia la producción promedio mensual de 12 pozos durante el periodo de agosto 2019 a agosto 2020. En la Figura 2 se muestra la variación de la producción durante este periodo. Los datos fueron obtenidos como resultado del análisis documental a través de las Fichas del Plan diario de producción (Tabla 8).

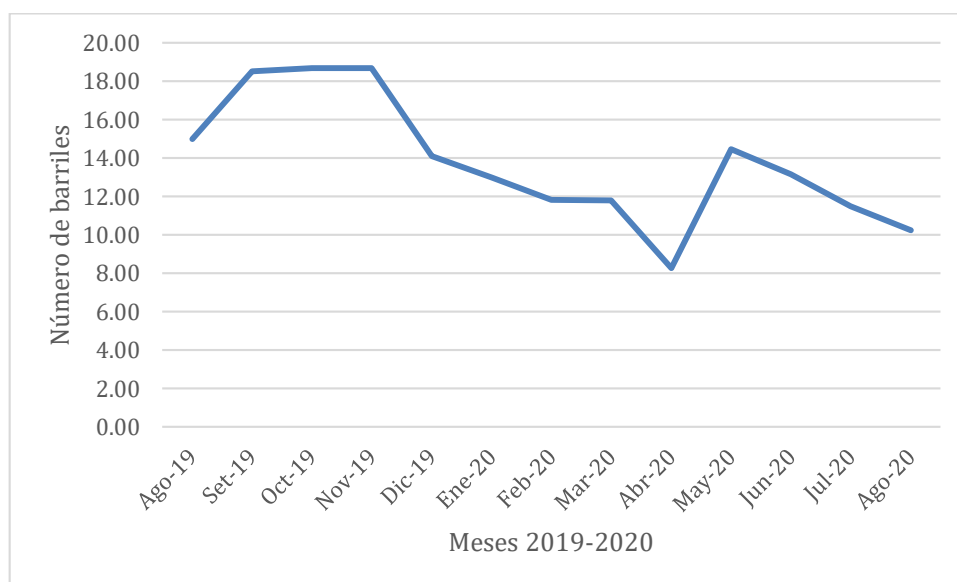


Figura 2. Producción en barriles de crudo 2019-2020

Fuente: Anexo 8, Datos de producción 2019-2020

Se aprecia en la Figura 2, después de una constante en el número de barriles producidos durante los meses de setiembre a noviembre del 2019 un fuerte descenso de diciembre 2019 a marzo del 2020. Se acentúa el descenso durante la pandemia con un pico máximo en el mes de abril. Durante el mes de mayo sufre un ligero aumento para después nuevamente descende.

Tabla 3.
Producción promedio de barriles por mes agosto 2019 – agosto 2020

Pozo	Ago-19	Set-19	Oct-19	Nov-19	Dic-19	Ene-20	Feb-20	Mar-20	Abr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Ago-20
EA 2294	7.69	14.79	14.79	14.79	11.40	10.79	6.08	7.28	11.18	12.47	9.63	8.63	7.63
EA 2311	8.57	11.00	11.00	11.00	8.01	5.00	4.52	5.52	6.72	14.95	10.88	11.88	9.88
EA 2414E	11.79	10.02	12.04	12.04	10.45	15.20	9.31	8.31	5.31	10.59	4.66	4.66	4.66
EA 6118	3.12	1.98	1.98	1.98	1.50	1.98	0.55	2.15	3.10	2.48	2.48	2.48	2.48
EA 6228	25.73	27.72	27.72	27.72	20.17	21.22	17.35	18.61	12.61	21.84	21.84	19.84	17.84
EA 6231	20.43	15.68	15.68	15.68	13.85	10.15	8.14	12.31	7.31	17.15	17.64	13.64	12.64
EA 7087	12.04	24.20	24.20	24.20	22.10	18.85	15.82	10.82	8.98	16.10	15.40	12.40	10.40
EA 7103D	0.79	3.96	3.96	3.96	1.19	2.42	1.42	0.42	0.42	4.30	4.20	4.10	4.10
EA 8004	42.99	55.20	55.20	55.20	35.18	30.44	45.32	38.32	17.25	33.33	33.82	28.82	25.82
EA 8009	21.86	38.05	38.05	38.05	30.45	25.41	17.20	19.20	12.52	23.90	17.91	14.91	12.91
EA 8016	21.09	15.62	15.62	15.62	11.85	12.20	14.20	17.24	10.52	10.52	13.57	11.57	10.57
EA 8028	4.00	4.21	4.21	4.21	3.10	2.45	1.99	1.48	3.20	6.12	6.06	5.06	4.06
	15.01	18.54	18.70	18.70	14.10	13.01	11.83	11.81	8.26	14.48	13.17	11.50	10.25

Fuente: Resúmenes de producción agosto 2019 – agosto 2020

Como resultado de la recolección de datos a través del análisis documental (Reportes de la Empresa Contratista Hermanos Benites E.I.R.L) se obtuvo el número trabajos de reemplazo de tuberías realizados en la línea mostrados en el Anexo 8. El resumen del número de tramos reemplazados y el total de horas trabajadas en el periodo junio 2019 – agosto 2020 se presentan en las Figuras 2 y 3.

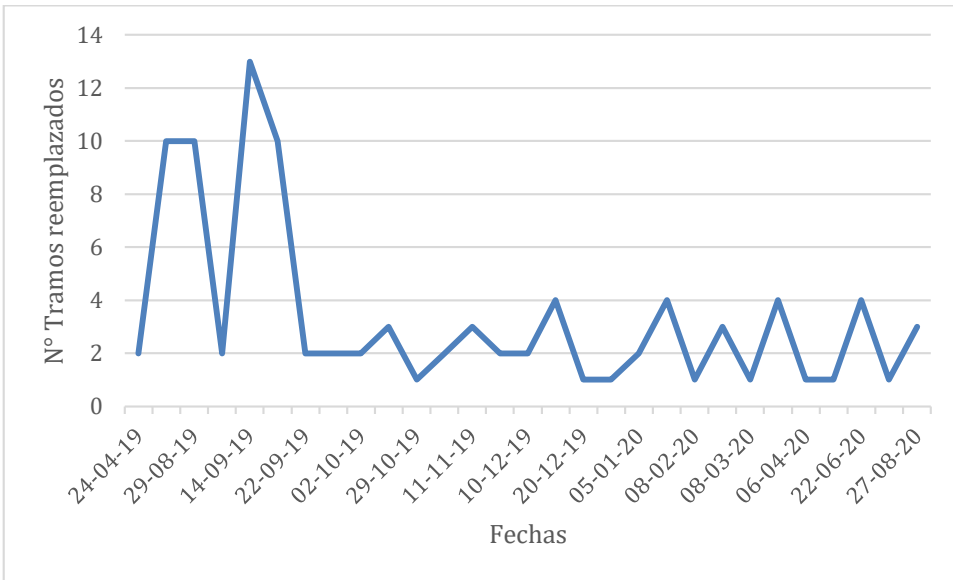


Figura 3. Total, de tramos reemplazados
Fuente: Reporte de reemplazos Empresa Contratista Hermanos Benites E.I.R.L.

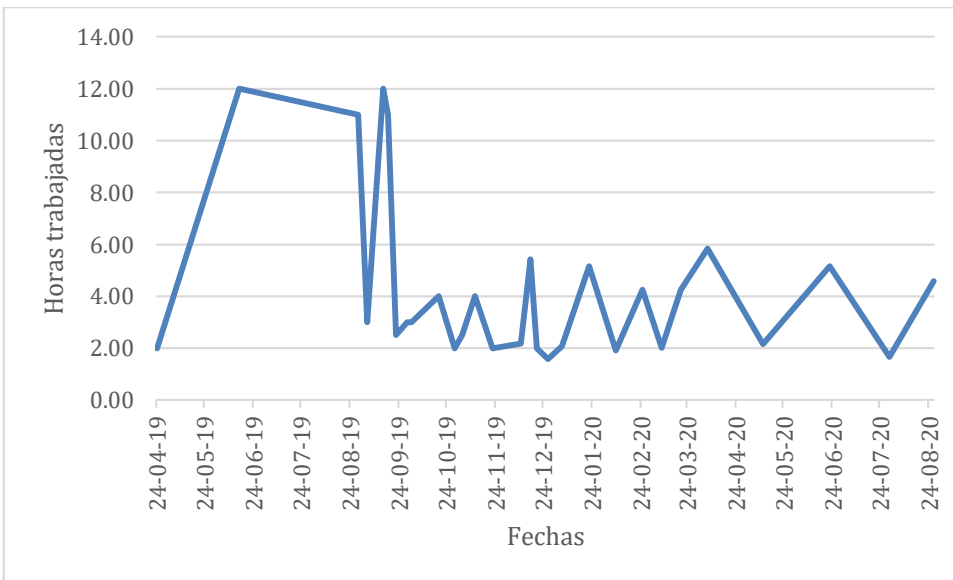


Figura 4. Total, de horas trabajadas
Fuente: Reporte de reemplazos Empresa Contratista Hermanos Benites E.I.R.L.

En la figura 3 y 4 se observan valores altos en el periodo abril – setiembre 2019 tanto para el número de reemplazos como los tiempos empleados mientras que en el periodo septiembre 2019 – agosto 2020.

En la figura 5 se muestra el diagrama de Ishikawa donde se identifican las principales causas de la baja producción de barriles de petróleo, esta información fue obtenida de las entrevistas realizadas a los operadores de inyección y de planta, así como al ingeniero químico encargado del agua de formación.

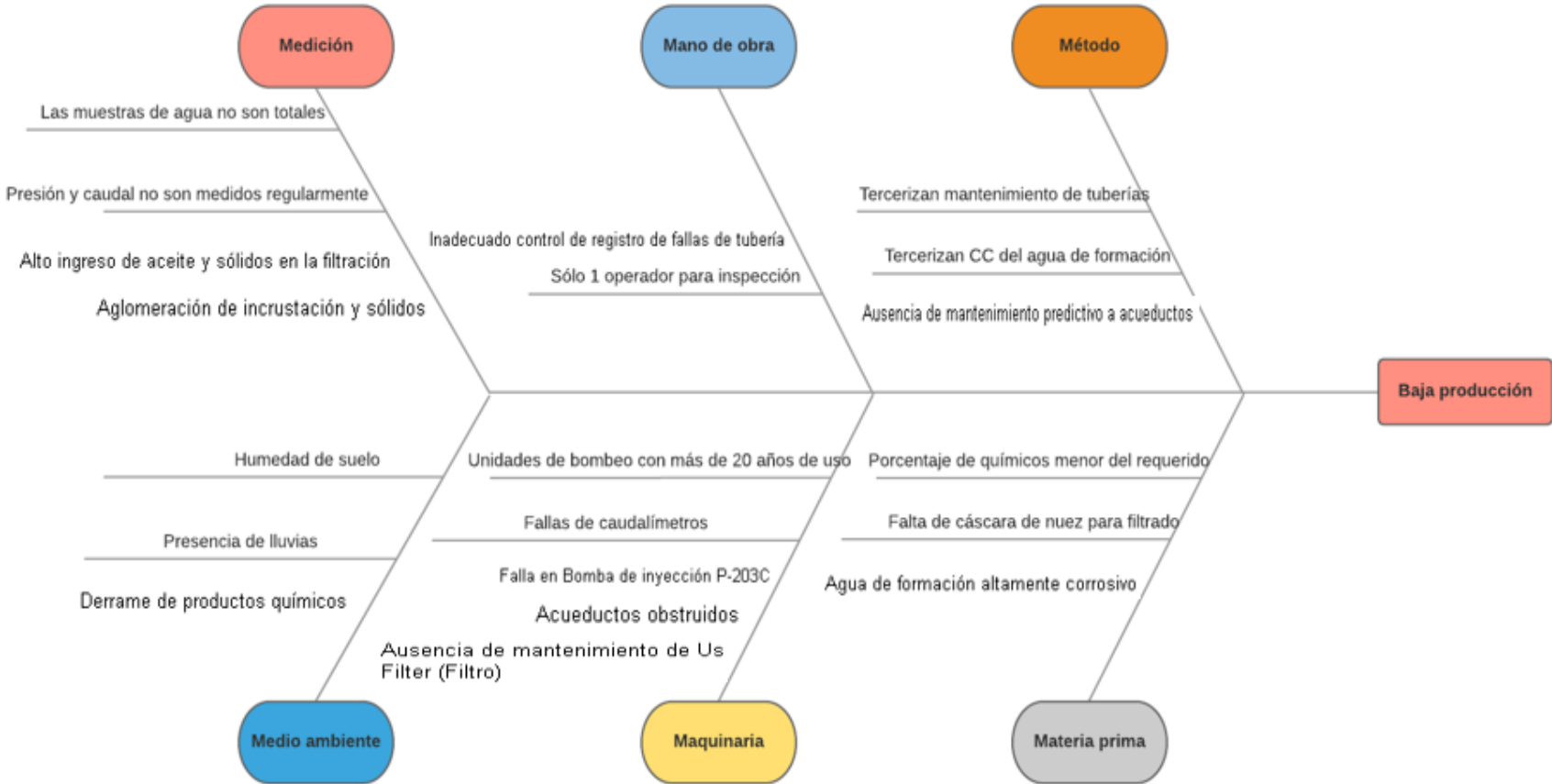


Figura 5. Diagrama de Ishikawa
Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 4 se muestran las equivalencias de las causas por categoría:

Tabla 4.
Causas por categoría

Código	Causas
C1	Las muestras de agua no son totales
C2	Presión y caudal no son medidos frecuentemente
C3	Alto ingreso de aceite y sólidos en la filtración
C4	Aglomeramiento de incrustación y sólidos
C5	Inadecuado control de registro de fallas de tubería
C6	Solo un operador por inspección
C7	Tercerizan mantenimiento de tuberías
C8	Tercerizan control de calidad del agua de formación
C9	Ausencia de mantenimiento predictivo a acueductos
C10	Humedad de suelo
C11	Presencia de lluvias
C12	Derrame de productos químicos
C13	Unidad de bombeo con más de 20 años de uso
C14	Fallas de caudalímetro
C15	Falla de bomba de inyección P-203C
C16	Acueductos obstruidos
C17	Ausencia de mantenimiento de Us Filter (Filtro)
C18	Porcentaje de químicos menor del requerido
C19	Falla de cascara de nuez
C20	Agua de formación altamente corrosiva

Fuente: Elaboración propia.

Para el análisis de las causas se utiliza la matriz de Vester Causa Efecto.

Tabla 5.
Matriz de Vester

C	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	Total
C1	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	5
C2	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	3
C3	1	1	0	0	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	0	1	0	1	1	0	13
C4	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	0	0	1	15
C5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	2
C6	1	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0	7
C7	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	4
C8	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	4
C9	1	1	0	0	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	0	0	0	1	1	0	11
C10	1	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1	1	0	1	0	0	1	1	1	0	12
C11	1	1	0	0	1	1	1	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	1	0	0	10
C12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	0	0	0	1	1	0	15
C14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C15	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	0	16
C16	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	17
C17	1	1	0	0	1	1	1	1	1	0	0	1	0	1	0	0	0	1	0	0	10
C18	1	1	0	0	1	1	1	1	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	1	0	9
C19	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	6
C20	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	19

Fuente: Elaboración propia,

Para determinar las causas determinantes a partir de Matriz de Vester se construye el Diagrama de Pareto

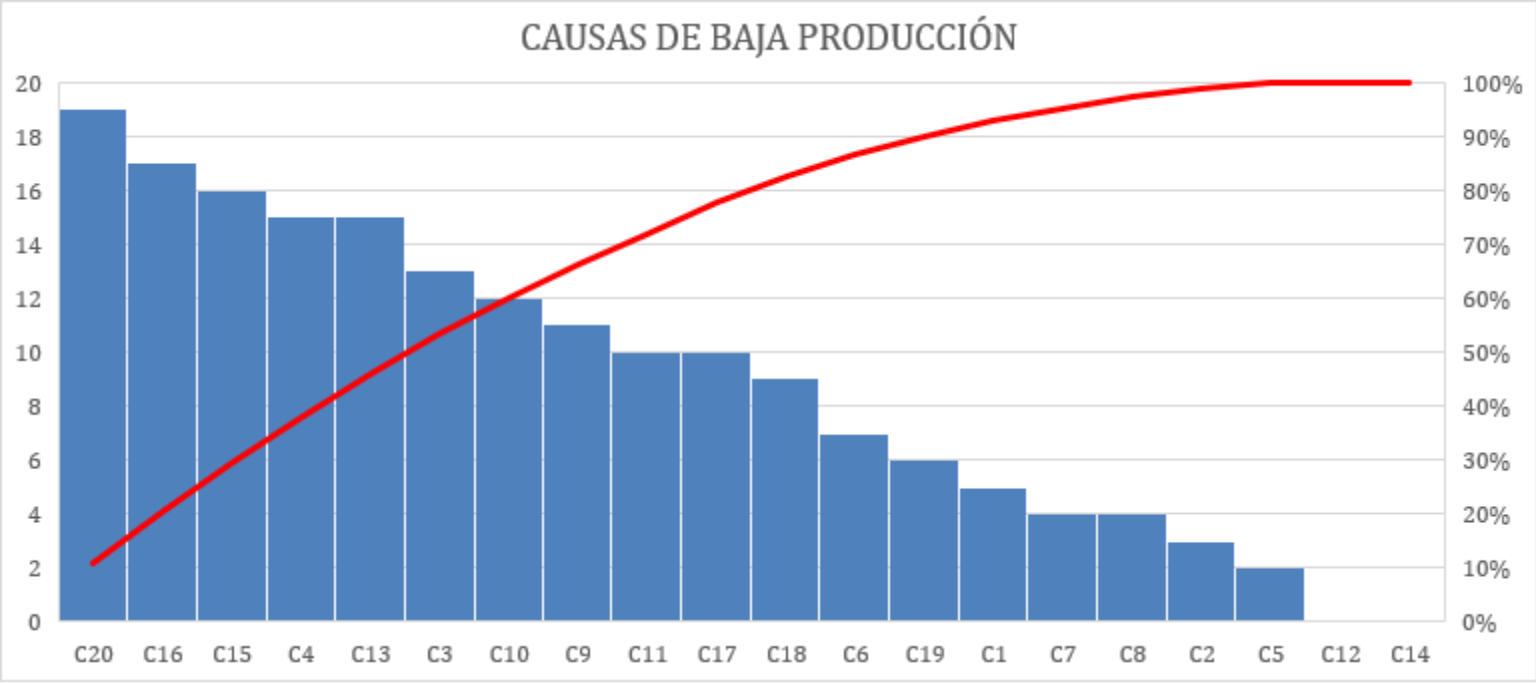


Figura 6. Diagrama de Pareto
Fuente: Elaboración propia

Los factores a considerar en la propuesta de plan de mejora de la empresa Stork Perú S.A.C. se identifican a partir del Diagrama de Pareto y corresponden a las causas que están dentro del 80%. Estas causas se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6.
Factores a tener en cuenta para la propuesta

Causas	Total	%	Acumulado
Agua de formación altamente corrosiva	19	11%	11%
Acueductos obstruidos	17	10%	20%
Falla de bomba de inyección P-203C	16	9%	29%
Aglomeramiento de incrustación y sólidos	15	8%	38%
Unidad de bombeo con más de 20 años de uso	15	8%	46%
Alto ingreso de aceite y sólidos en la filtración	13	7%	53%
Humedad de suelo	12	7%	60%
Ausencia de mantenimiento predictivo a acueductos	11	6%	66%
Presencia de lluvias	10	6%	72%
Ausencia de mantenimiento de Us Filter (Filtro)	10	6%	78%
Porcentaje de químicos menor del requerido	09	5%	83%
Solo un operador por inspección	07	4%	87%
Falla de cascara de nuez	06	3%	90%
Las muestras de agua no son totales	05	3%	93%
Tercerizan mantenimiento de tuberías	04	2%	95%
Tercerizan control de calidad del agua de formación	04	2%	97%
Presión y caudal no son medidos frecuentemente	03	2%	99%
Inadecuado control de registro de fallas de tubería	02	1%	100%
Derrame de productos químicos	00	0%	100%
Fallas de caudalímetro	00	0%	100%
	178		

Fuente: Elaboración propia

Los factores que deben ser considerados en la propuesta están relacionados con la propuesta: agua de formación altamente corrosiva, acueductos obstruido, falla de bomba de inyección P-203C, aglomeramiento de incrustación y sólidos, unidad de bombeo con más de 20 años de uso, alto ingreso de aceite y sólidos en la filtración, humedad de suelo, ausencia de mantenimiento predictivo a acueductos, presencia de lluvias y ausencia de mantenimiento del Us Filter (Filtro).

En la figura 7 se muestra un mapa geográfico de acueducto de 3" desde el cuadrante L08 – RS 202 LA06



Figura 7. Mapa geográfico del acueducto



Figura 8. Galería fotográfica de la tubería del acueducto

Como resultado de la inspección al acueducto, como se observa en la figura 8, se ha determinado lo siguiente:

- La extensión del acueducto se encontró sobre el suelo y sin protección en los tramos enterrados
- Los tramos # 3(2), 4(1), 9(5), 10(1), 11 (10), 12(1), 15(1), 19(4), 25(6), 27(2), 28(2), 57(1), 78(1), 84(1), 142(3), 144(1), 269 (2), 271(1), tienen parches en la tubería. Un total de 45.
- Se evidencio la **corrosión externa severa** que se encontró a lo largo del acueducto.
- No tiene punto de instalación de probeta, se requiere habilitarlos.

Para el cálculo de la propuesta se han considerado los costos de mantenimiento preventivo, inspección y reparación de oleoducto y materiales químicos (Tabla 7).

Tabla 7.
Costos de la propuesta

Item	DESCRIPCIÓN	PE-RIODO	Costo US\$	Costo Total US\$
1	MANTENIMIENTO PREVENTIVO BBA P-203C	SE-MES-TRAL	911,569.00	1,823,138.00
	Aceite SHELL OMALA RL 68			
	Elemento de FILTRO HYDAC 0095 MA 010 BN			
	Grasa SHELL ALVANIA EP 2			
	Grasa SHELL STAMINA EP 2			
2	INSPECCIÓN Y REPARACIÓN DE ACUEDUCTO	ANUAL	4,528.84	4,528.84
	Equipo de corte completo (INCLUYE: GASES, MANGUERAS, MANÓMETROS Y OPERADOR)			
	Corte y biselado de tubería 3" Ø SCH 40			
	Pega de tubería 3" Ø SCH 40			
	Unión soldada de 3" Ø SCH 40			
	Manipuleo de tubería de 3" Ø SCH 40			
	Tendido de tubería de 3" Ø SCH 40			
	Arenado y pintado M2			
	Prueba con tintes penetrantes			
	Prueba radiográfica			

	Máquina de soldar a combustión con motor diesel (INCLUIDO SOLDADOR)			
	CONSUMIBLES ASÍ COMO MOVILIZACIÓN Y DESMOVILIZACIÓN)			
	Equipo de corto completo (INCLUYE: GASES, MANGUERAS, MANÓMETROS Y OPERADOR)			
	Camión plataforma con brazo hidráulico de 6 toneladas como mínimo, antigüedad no mayor de 6 años.			
	(INCLUYE OPERADOR, COMBUSTIBLES, LUBRICANTES, MOVILIZACIÓN Y DESMOVILIZACIÓN)			
	Retro excavadora			
	Transporte de tuberías y estructuras metálicas			
3	DOSIFICACIÓN, COSTO Y CONSUMO QUÍMICO POR DÍA			
	Inhibidor Corrosión Nalco EC1304A	DIA- RIO	114.31	41,723.15
	Inhibidor Incrustacion Nalco EC6146A			
	Biocida Nalco EC6298A			
	Biocida Nalco EC6112A			
	Secuestrante de Oxígeno Nalco 780			
	Coagulante Chemlok 20160			

	Floculante Nalco EC6029			
	Floculante Nalco EC6019			
4	EPP'S	SE- MES- TRAL	480	960
	Casco			
	Overol			
	Botas caña larga punta de acero			
	Guantes			
	Lentes de seguridad			
	Protector auditivo			
	Barbiquejo			
	Corta viento			
	Respirador con filtro			
	Mandil			
COSTO TOTAL				\$ 1,870,349.99

Fuente. Elaboración propia

V. DISCUSIÓN

MOYA (2014) en la investigación para aumentar el rendimiento en la compañía estrella del norte de Chiclayo", debió evaluar los conflictos en la producción de la empresa haciendo uso de la técnica de observación llegó a concluir que es necesaria la elaboración de un plan y control para incrementar la producción de la empresa. En la presente investigación en base a la producción promedio mensual de 12 pozos durante el periodo de agosto 2019 a agosto 2020 se comprobó que la producción actual tiene una curva descendente lo cual nos indica que existe una pérdida de crudo en barriles. Al igual que Moya (2014) se llegó a la conclusión que debe realizarse un Plan de mejora para aumentar la producción de petróleo.

Telenchana (2014) postula la hipótesis que debe darse una oportuna implementación de un proyecto de recuperación secundaria, incrementaría y mejoraría la recuperación de petróleo. En la investigación desarrollada se tiene en cuenta en el proceso de recuperación secundaria de los pozos, la utilización de agua de formación y de esta manera también como Telenchana se incrementaría la recuperación de petróleo debiendo tenerse en cuenta en el desarrollo de la propuesta.

Morales (2014), realizó su proyecto de investigación de "Estimación del factor de recobro de petróleo mediante la inyección de agua en el yacimiento IB / BS 101 del Campo Boscán", llegando a la conclusión que el programa de inyección existente, ha sido eficiente y ha logrado resultados positivos en las producciones asociadas a los pozos vecinos de las áreas de inyección, pudiendo así incrementar el factor de recobro. La recuperación de petróleo es exitosa mediante la inyección de agua por lo que es necesario en la presente investigación tener los cuidados en el tratamiento del agua para tener resultados exitosos.

VI. CONCLUSIONES

Se diagnosticó la situación actual en el Proceso de extracción de petróleo de una empresa petrolera de la ciudad de Talara y se encontró que el agua de formación es altamente corrosiva por lo cual los acueductos se obstruyen frecuentemente, existe fallas en la bomba de inyección P-203C por falta de mantenimiento.

Se diseñó la propuesta teniendo en cuenta la elaboración de un plan de mantenimiento preventivo para la bomba P-203C, la elaboración de un plan de mantenimiento de las líneas de acueductos y la elaboración de un procedimiento de control de los porcentajes de químicos del agua de formación para evitar las paradas debidas a la corrosión por obstrucción.

Actualmente no se está aplicando una dosificación recomendada por los especialistas en el tratamiento del agua de formación, como resultado se obtiene aglomeramiento de incrustación y sólidos en los acueductos.

VII. RECOMENDACIONES

Capacitar al personal de producción en la filosofía de mantenimiento productivo total para que conserve la bomba de transferencia en perfectas condiciones.

Debe implementarse un sistema de filtrado previo para eliminar o bajar los niveles de sólidos en el agua de formación.

Diseñar un plan de monitoreo químico al agua de formación en puntos estratégicos que comprenda desde las instalaciones de la Planta Est. 951, Cuadrante LA08 hasta el RS-202 LA06

REFERENCIAS

- Agencia Nacional de Evaluación de la Calidad y Acreditación Plan de Mejoras, Herramientas de Trabajo., 2015. Disponible en: <https://bit.ly/2VeVwJq>
- Aguilar, Luis. Aplicación de la gestión de inventarios para mejorar la productividad en el área de almacén de repuestos de la Empresa Soyuz S.A. Universidad César Vallejo, 2018. Disponible: <https://bit.ly/2VgKXW5>
- Arroyo Nicolás, Villadeza Juan. Propuesta de mejora para la optimización del proceso de fabricación de tableros de melanina en la empresa Interforest S.A.C. Lima: Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas, 2018. Disponible en: <https://bit.ly/3fVjD7P>
- Bernilla, Jonel. Plan de mejora de la gestión de almacenamiento para elevar la productividad en j.ch. Comercial S.A. Chiclayo, 2018. Disponible en: <https://bit.ly/3fVO0Ln>
- Bolaños, Rafael. Gestión de mantenimiento e ISO 55000 sobre manejo de activos físicos, Gestipolis [en línea]. [Fecha de consulta: 05 de Junio de 2020]. Disponible en: <https://bit.ly/2VhZmS5>
- Canchica, Verónica. Diseño de un plan de mantenimiento basado en la Metodología del “mantenimiento Centrado en Confiabilidad” Para la flota de equipos de carga palas hidráulicas O&K” de la Mina paso diablo de carbones del Guasare, s.a. Venezuela. Disponible en: <https://bit.ly/31kCa9H>
- Caballero, Alberto. Sistema de control de proyectos de construcción de vivienda usando indicadores clave, España 2016. Disponible en: <https://bit.ly/2AXgntW>

- Castillo, Jennifer. Proceso de producción petrolera, 2014 [en línea] [Fecha de consulta: 02 de Mayo de 2020]. Disponible en: <https://bit.ly/384TCQH>
- Chapoñan, Jorge. Plan de mejora en los procesos productivos en la fabricación de muebles de melanina para incrementar la productividad en una empresa de Melanina. Chiclayo, 2018. Universidad César Vallejo. Disponible: <https://bit.ly/2BGtvmQ>
- Chávez, Roger. Aplicación de la mejora de procesos para incrementar la competitividad en el área de operaciones, en Zwei Hunde Ingenieros SAC, Flores, Milton. Plan de mejora continua en el proceso de selección de menestras para incrementar la productividad de la empresa Agrobeans SRL, Chiclayo, 2018. Disponible en: <https://bit.ly/31cZLZG>
- Control Group. Cómo utilizar los indicadores de producción para saber si el proceso es correcto, 2019 [en línea]. [Fecha de consulta: 19 de Abril de 2020]. Disponible en: <https://bit.ly/3dzFtMu>
- Cruz Bustamante, Tesis de Planificación de la producción. Universidad César Vallejo, Trujillo 2018. Disponible en: <https://bit.ly/31eKTda>
- Echevarría, Melany. Propuesta de Optimización del Uso del Agua Industrial en Planta Cachantun, VI Región. Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, Chile 2015. Disponible: <https://bit.ly/2AZs9nA>
- Guerra, Diego. Estado del arte y análisis de métodos de optimización de recursos en plantas de producción. Universidad de valladolid, 2015. Disponible en <https://bit.ly/31fa93k>.
- González, Eliana. Propuesta para el mejoramiento de los procesos productivos de la empresa Servioptica LTDA. Bogotá 2004. Disponible en: <https://bit.ly/2NpbD2E>.

- Iglesias, Pablo. La Optimización Como Pilar Evolutivo, [en línea]. [Fecha de consulta: 16 de Mayo de 2020]. PABLOYGLESIAS Blog. Artículo, 2018. Universidad Privada del Norte, 2014. Disponible: <https://bit.ly/382bxaS>
- Llanos, Almendra. Plan de mejora continua para incrementar la productividad en la empresa Ladrillera North Ceramic SAC, Lambayeque. Universidad César Vallejo, Chiclayo 2018. Disponible en: <https://bit.ly/3fWYfPC>
- Melgar, Christian. Propuesta para el mejoramiento de los procesos de producción en una empresa de corte y confección. UPC, 2016. Disponible en: <https://bit.ly/2CED7zf>
- Mejía, Jesús. Propuesta de mejora del proceso de producción en una empresa que produce y comercializa microformas con valor legal. Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas. Lima, 2016. Disponible en: <https://bit.ly/37VyKvh>
- Ortega, Alexis. Análisis y mejora de los procesos operativos y administrativos del centro de producción confecciones de la fundación benéfica acción solidaria. (Tesis GUAYAQUIL 2010). Disponible en: <https://bit.ly/37XbCwi>
- Orozco, Eduard. Propuesta de plan de mejora en la producción de una empresa agropecuaria. Trujillo: Universidad Señor de Sipán, 2016. Disponible: <https://bit.ly/2Z5s4GP>
- Oviedo, Ángel. Mejora de los Procesos Administrativos y de Ventas de la Empresa Cyber Jeans. Ecuador, 2007. Disponible en: <https://bit.ly/37VVco2>

- Peralta, Angélica. Crecimiento de producción y exportación agrícola de la región Junín en el periodo 2011-2016. Lima, 2018. Disponible: <https://bit.ly/2CEVvYP>
- Pupuche, Esther. Trabajo de investigación para ostentar el Título de Ingeniero Industrial, Universidad Señor de Sipán, Trujillo 2016. Disponible: <https://bit.ly/2Yzyhfj>
- Rojas. Productividad y Métodos de Gestión, Lima, 2017. Disponible en: <https://bit.ly/31gYv7Q>
- Salazar, Roberto. Optimización de la Gestión de la Calidad, Mediante Aplicación de la Norma Iso 9001:2015, en la Empresa Ingeoma Sac. Universidad César Vallejo, Lima: 2019. Disponible: <https://bit.ly/2CDYqkt>
- Valencia, Reyes. El control de producción y el control de inventario de una empresa agropecuaria. Universidad César Vallejo, Lima 2018. Disponible en: <https://bit.ly/2NxG9qZ>
- París de Ferrer, M. (2001), Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, Segunda Edición, Maracaibo: Venezuela
- Zapata, José, Gestión de mantenimiento en los transportadores de cajas de cerveza en la línea de envasado n°03 en una planta embotelladora de bebidas de Motupe. Chiclayo 2017. Disponible: <https://bit.ly/2CweX9U>.
- Cuzquen, Eric, Plan de mejora en el proceso de producción para incrementar la productividad de la piladora “El Marañón” Chiclayo - 2019 . Disponible: <https://hdl.handle.net/20.500.12692/47289>

ANEXOS

**“Propuesta de Plan de mejora
para aumentar la producción del
proceso de extracción de petróleo
en una empresa petrolera del
norte del Perú 2020”**

Elaborado por:	Revisado por:	Aprobado por:	Fecha elaboración
			21/10/2020

Índice

Carátula
Índice
Generalidades
Objetivos
Normativa
Alcance
Desarrollo de la propuesta
Cronograma de actividades
Presupuesto

1. Generalidades

Después de haber analizado el proceso actual de extracción y determinado el valor de la producción de petróleo de una empresa petrolera de la ciudad de Talara, se encontró que el tratamiento químico del agua de formación no es el adecuado porque se originan incrustaciones y sólidos aglomerados en las tuberías del acueducto lo que trae como consecuencia que las tuberías se rompan. Otro factor de ruptura de las tuberías lo constituye la antigüedad de las mismas y la falta de un programa de mantenimiento. A estos dos factores se le agregan las paradas en el proceso productivo ocasionado por fallas de la Bomba P-203C.

En base a lo descrito en el párrafo anterior se propone la elaboración de un procedimiento para controlar los porcentajes de químicos en el agua de formación según la Norma NACE TMO194-2014 y evitar las paradas ocasionadas por la corrosión y obstrucción de los acueductos, realizar un levantamiento histórico de la antigüedad de las tuberías para elaborar un plan de mantenimiento, así como realizar un plan de mantenimiento a la bomba Bomba P-203C.

2. Objetivos

General

Diseñar una propuesta de plan de mejora para aumentar la producción del proceso de extracción de petróleo en la empresa Stork Perú S.A.C.-2020

Específicos

- Elaborar un plan de mantenimiento preventivo para la bomba P-203C. Elaborar un plan de mantenimiento de las líneas de acueductos teniendo en cuenta su antigüedad.
- Planificar las tareas de mantenimiento, que lleven a maximizar la confiabilidad de operación de ductos terrestres de transporte, de transferencia, y líneas de conducción e inyección
- Elaborar un procedimiento de control de los porcentajes de químicos del agua de formación según la Norma NACE TMO194-2014 para evitar las paradas debidas a la corrosión por obstrucción.

3. Normativa

Ley Orgánica que norma las actividades de Hidrocarburos en el territorio nacional:
LEY N° 26221.

4. Alcance

Personal de las áreas de producción y personal del área de tratamiento, directivos y clientes.

5. Desarrollo de la propuesta

5.1. Plan de Mantenimiento preventivo para la bomba P-203C

Todo operador de planta de producción debe conocer las tres reglas necesarias para la conservación de la bomba en buen estado:

- A. Seguir un programa de inspección preventiva, consistente en una lista de los elementos que deben incluir en cada inspección.
- B. Tener en existencia un surtido de piezas de repuesto y de reparación tales como las que se incluyen en los manuales de cada elemento.
- C. Ahorrar mucho tiempo y evitar trastornos adquiriendo los repuestos del propio fabricante del aparato, lo cual garantiza que los repuestos tengan las características de las piezas originales.

La aplicación del mantenimiento preventivo se verá reflejada en:

- Aumento de la disponibilidad del equipo.
- Disminución de paradas.
- Reducción de reparaciones.
- Reducción de costos.
- Incremento de la vida útil del equipo

Actividades el día de corte programado: Las actividades establecidas se muestran en la Tabla 1.

Tabla1.
Actividades a realizar

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDAD	hora inicio	Hora final	Total
1	Realizar traslado del taller de mantenimiento al punto de trabajo	07:30:00	07:45:00	00:15:00
2	Identificar las fases de los cables de alimentación.	07:45:00	07:55:00	00:10:00
3	Medir voltajes, corrientes, temperaturas y resistencia de puesta a tierra	07:55:00	08:05:00	00:10:00
4	Desenergizar los tableros de la estación de bombeo	08:05:00	08:15:00	00:10:00
5	Realizar el respectivo aterramiento de la línea de alimentación	08:15:00	08:25:00	00:10:00
6	Señalizar la zona de trabajo.	08:25:00	08:35:00	00:10:00
7	Retirar las tapas laterales y superior de los tableros	08:35:00	08:45:00	00:10:00
8	Realizar una inspección visual de las instalaciones	08:45:00	08:55:00	00:10:00
9	Realizar pulverizado de aire a los tableros con compresor y una brocha, trapo industrial	08:55:00	09:15:00	00:20:00
10	Abrir los arrancadores pre-satr y pulverizar con aire comprimido, y solvente dieléctrico.			
11	Retirar tapas de contactores de potencia para conmutación (contactores para arranque de motores) desarmarlos y ver el estado de los platinos (contactos) así como limpiar el núcleo de la bobina de accionamiento, nunca lijar ni platinos ni núcleo, si	09:15:00	12:00:00	02:45:00
12	Si se presenta ventilación forzada verificar que los abanicos giren libremente y retirar los filtros de aire y pulverizar.			

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 2.
Bombas de Transferencia y Motores - PLANTAS
 Equipos: Bombas - Motor Eléctrico

Item	Tag	Planta	Tipo de Equipo	TIPO DE EQUIPO	Bomba Transferencia				Ultimo	Proximo	2021												COMENTARIO			
					Marca	Modelo	Serie	Rotulado	Preven-tivo	Preven-tivo	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC				
1	P-203C	PIAS ZAPO-TAL	BOMBA CENTRIF-UGA HORIZONTAL	BBA	WOOD GROUP	HDC	7007J71332P	PCE-0072-158	26/11/2020	26/02/2021																
2	P-203C	PIAS ZAPO-TAL	BOMBA CENTRIF-UGA HORIZONTAL	MOE	WEG	HGE 5811	175143.01.08	MOE-5712-158	26/11/2020	26/02/2021																
3	P-203D	PIAS ZAPO-TAL	BOMBA CENTRIF-UGA HORIZONTAL	BBA	GENERAL ELEC-TRIC	HD CAST	7013A73639P	S/R	17/12/2020	17/06/2021																
4	P-203D	PIAS ZAPO-TAL	BOMBA CENTRIF-UGA HORIZONTAL	MOE	SIEMENS	-	E18583.01.1	S/R	17/12/2020	17/06/2021																

Fuente: Elaboración propia

Tabla 3: Costos de recursos materiales consumibles

LISTADO DE MATERIALES								
ITEM	DESCRIPCIÓN	CÓD. JDE	UNID.	CANT. X IN-TERV.	CANT. X AÑO	COSTO UNIT. US\$	COSTO X IN-TERV. US\$	COSTO ANUAL US\$
1	ACEITE SHELL OMALA RL 68	136-12-24-20003	LT	31.000	124.000	3.39	105.22	420.89
2	ELEMETO DE FILTRO HYDAC 0095 MA 010 BN	156-68-28-20044	EA	1.000	4.000	35.00	35.00	140.00
3	GRASA SHELL ALVANIA EP 2	136-16-12-20003	KG	0.250	2126	3.97	0.99	8,449.57
4	GRASA SHELL STAMINA EP 2	136-16-12-20005	KG	1.500	6.000	17.54	26.31	105.23
							167.52	9,115.69

5.2. Planificación de las tareas de mantenimiento para maximizar la confiabilidad de operación de ductos terrestres de transporte, de transferencia, y líneas de conducción e inyección.

5.2.1. Objetivo

Disponer de documentación calificada para Planificar las tareas de mantenimiento, que lleven a maximizar la confiabilidad de operación de ductos terrestres de transporte, de transferencia, y líneas de conducción e inyección, verificando el cumplimiento del marco legal local, directrices y definiciones de la Compañía.

5.2.2. Alcance

Este documento aplica para:

Ductos de acero al carbono utilizados para el transporte y transferencia de las Áreas de Producción de gas y petróleo operadas por E&P. Para los siguientes ductos:

- Diámetro mayor o igual a seis (6") pulgadas.
- Para diámetros menores a seis (6") pulgadas, cuyo análisis de riesgo de cómo resultado un riesgo ALTO.

Líneas de Conducción e inyección de acero al carbono de las Áreas de Producción de gas y petróleo operadas por E&P. Para las siguientes:

- Diámetro menor a seis (6") pulgadas.
- Para diámetros mayores a seis (6") pulgadas, cuya funcionalidad se defina como línea de conducción y/o inyección.

Tiene validez en activos propiedad de la empresa aun cuando la operación se tercerice con las siguientes características:

a-Si los activos son propiedad y operados por la Empresa.

b-Si los activos son propiedad de tercero operados directamente o indirectamente por la Empresa se aplicará según lo indicado en el contrato específico.

5.2.3. Documentación de referencia

- Curso Integridad Estructural de Ductos
- Procedimiento de Pinturas

- Para líneas de conducción/inyección “Patrón para el Gerenciamiento de Integridad Estructural de los Ductos”

5.2.4. Normativa de referencia adoptada

Para ductos, se adopta como normativa de referencia el documento “Patrón para el Gerenciamiento de Integridad Estructural de los Ductos”, vigente.

API 1120 “Training and qualification of liquid pipeline maintenance personnel”

API 5L – “Specification for Line Pipe”

5.2.5. Marco Legal

Se debe considerar la normativa regional y/o gubernamental vigente según corresponda en cada país, así como las cláusulas específicas de los contratos adquiridos por la Empresa.

5.2.6. Listado de mejores prácticas

A-Mandatarias

- Identificar individualmente las válvulas con categoría de equipo en el CMMS, así como su ubicación e identificación física en el sitio de instalación.
- Generar, en caso de excavaciones, los permisos requeridos según los procedimientos operativos aprobados por la empresa. Adoptar la clasificación por zonas prevista en la norma ASME B 31.8. Capítulo 8, tabla 854.1
- Establecer criterios de limpieza interna mecánica y química para controlar los depósitos y la corrosión interna.
- Elaborar los Análisis de Riesgos de la red de ductos utilizando el IAP (Integrity Assessment Program) o SIGECOR (Sistema de Gerencia de Corrosión), según corresponda. Aplicable durante la etapa de diseño y operación. A partir de su disponibilidad.
- Efectuar simulaciones en la red de ductos para determinar potencialidad de corrosión interna y establecer planes mantenimiento.

- Implementar programas de mantenimiento de los Corredores de ductos.
- Adecuar identificación de secciones y progresivas de los ductos.
- Instalar camisas con espacio anular inertizado, presurizado, y monitoreado para ductos enterrados en pases de Río.
- Identificar los pases de río individualmente e incorporar a los planes de mantenimiento las defensas aluvionales y de tránsito (u otras equivalentes) construidas como protección de ductos.
- Calificar y certificar al personal de mantenimiento y operación de ductos, según los criterios de la norma API 1120 “Training and qualification of liquid pipeline maintenance personnel”.
- Disponer de planos de corredores de ductos donde se incluyan propietarios de tierras, instalaciones o actividad dentro de la franja de seguridad, sensibilidad ambiental y topografía.
- Disponer de los Planos “as built” de los ductos con sus coordenadas UTM.
- Evitar y/o controlar efectos de interferencia entre sistemas de protección catódica.
- Considerar las trampas de envío y recepción de herramientas, sistemas de protección catódica, sistemas de monitoreo de corrosión y sistemas de inyección de químicos, como parte integral del ducto. Por lo que toman la criticidad y nivel de riesgo del ducto.
- Identificar las trampas de envío y recepción de herramientas de limpieza individualmente con categoría de equipo en el CMMS, así como su ubicación e identificación física en el sitio de instalación. Y deberán contar con el plan de mantenimiento respectivo.
- Colocar indicadores de paso de herramientas.
- Identificar los sistemas de control (inyección de química y protección catódica) y monitoreo de corrosión individualmente con categoría de equipo en el CMMS, así como su ubicación e identificación física en el sitio de instalación. Deberán contar con el plan de mantenimiento respectivo.

- Mantener actualizado en el CMMS la información técnica de los ductos (material de construcción, diámetro, espesor nominal, longitud, presión de diseño y operación, temperatura de diseño y operación, tipo de fluido, caudal).
- Mantener actualizada en el CMMS la información correspondiente a las actividades de mantenimiento realizadas en los ductos.
- Cumplir con el procedimiento de “MANEJO DEL CONTROL DE CAMBIO”.
- Asegurar que existen Planes de Contingencia específicos para atender emergencias en fallas de ductos. Dimensionando los equipos, accesorios, materiales y personal requerido.
- Identificar todas las actividades de mantenimiento de ductos. Los mismos deben tener un instructivo de trabajo específico con su respectiva hoja de revisión incluida en el sistema CMMS.
- Incorporar en el diseño de ductos la instalación de válvulas de bloqueo antes y después de áreas de alta sensibilidad ambiental o poblacional (cruces de ríos, morichales, área pobladas, etc).
- Aislar eléctricamente todo ducto que sale y llega a una facilidad de producción.
- Considerar el aislamiento mecánico (soporte -ducto; ducto-ducto) y eléctrico (cuando tienen sistema de protección catódica y por efecto galvánico)
- Instalar soportes en ductos aéreos.
- Los ductos al ser enterrados, deberán ser enterrados con revestimiento y a profundidades de acuerdo con el análisis de riesgo respectivo.
- Instalar resguardos y/o sistemas de protección para válvulas o estaciones en la trayectoria del ducto.
- Identificar y facilitar el acceso a la traza o corredor de seguridad de los ductos, según norma aplicable.
- Incluir en el plan de mantenimiento las estructuras soporte de ductos (soportes H, puentes, pasarelas) se considerarán como parte del ducto.
- Mantener registro de los análisis de modos y efectos de falla (AMEF).

- Mantener registro de los costos estimados asociados con la tarea específica de mantenimiento.

Específico, Adicional para Líneas de Conducción/Inyección:

- Elaborar los Análisis de Riesgos de la red de ductos utilizando SIGECOR (Sistema de Gerencia de Corrosión). Aplicable durante la etapa de diseño y operación, a partir de su disponibilidad. En este sentido se puede realizar el ABR del SIGECOR a un grupo de Líneas de Conducción/Inyección de acuerdo a la zona de sensibilidad ambiental.
- Establecer criterios de limpieza interna mecánica y química para controlar los depósitos y corrosión interna, según el análisis de riesgo de cada área.
- Considerar las trampas/válvulas para herramientas de limpieza de envío y recepción de herramientas, sistemas de protección catódica, sistemas de monitoreo de corrosión y sistemas de inyección de químicos, como parte integral de la línea de conducción. Por lo que toman la criticidad y nivel de riesgo de la línea de conducción/inyección.
- Incorporar en el diseño de líneas de conducción/inyección, con nivel de riesgo ALTO, la instalación de válvulas de bloqueo antes y después de áreas de alta sensibilidad ambiental o poblacional (cruces de ríos, morichales, área pobladas, etc).

Cronograma de la propuesta

En la Tabla N ° 4 se presenta el cronograma de ejecución para la implementación de la propuesta cual comprende las siguientes actividades:

1. Aprobación de la propuesta por la Gerencia: Esta actividad comprende la presentación al Gerente de los objetivos y el informe de elaboración de la propuesta.
2. Coordinación con los jefes de mantenimiento y producción: Una vez aprobada la propuesta, se coordina las facilidades, el personal requerido y las actividades que realizará el personal.
3. Recolección de información: Esta actividad consiste en recolectar datos tanto del mantenimiento de las bombas como las reparaciones realizadas en los ductos y constatar físicamente el estado de la bomba y de los ductos.
4. Asignación de tareas.: Se asignan tareas al personal que llevará a cabo la propuesta.
5. Aplicación de los planes de mantenimiento preventivo de la bomba.
6. Aplicación de la pplanificación de las tareas de mantenimiento de los ductos terrestres de transporte, de transferencia, y líneas de conducción e inyección.
7. Presentación de avance a Gerencia: Presentación de un avance preliminar mediante informe con evidencias fotográficas.
8. Capacitación a personal de mantenimiento de la bomba y de los ductos terrestres de transporte, de transferencia, y líneas de conducción e inyección.
9. Presentación de mejoras a Gerencia.: Presentación del informe final (actividad preliminar) con los resultados obtenidos.

Actividades	Tiempo(meses)																			
	Ene-21				Feb-21				Mar-21				Abr-21				May-21			
	1S	2S	3S	4S	1S	2S	3S	4S	1S	2S	3S	4S	1S	2S	3S	4S	1S	2S	3S	4S
Aprobación de la propuesta por la Gerencia	■																			
Coordinación con los jefes de mantenimiento y producción		■	■																	
Asignación de tareas		■	■	■																
Recolección de información					■	■	■	■												
Aplicación de los planes de mantenimiento preventivo de la bomba.									■	■	■	■								
Aplicación de la planificación de las tareas de mantenimiento de los ductos terrestres de transporte, de transferencia, y líneas de conducción e inyección.									■	■	■	■								
Presentación de avance a Gerencia:													■							
Capacitación a personal de mantenimiento de la bomba y de los ductos terrestres de transporte, de transferencia, y líneas de conducción e inyección.														■	■	■				
Presentación de mejoras a Gerencia.																		■	■	
Elaboración del informe final																			■	■
Presentación de Informe final a Gerencia																				■

Fuente: Elaboración propia