



UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA
INDUSTRIAL**

**Aplicación del Método PHVA en el mejoramiento de costos del
fluido de perforación en pozos petroleros, El Alto, 2020**

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

Ingeniero Industrial

AUTOR:

Vargas Rojas, José Miguel (ORCID: 0000-0001-7663-6847)

ASESOR:

Dr. Aranda Gonzales, Jorge Roger (ORCID: 0000-0002-0307-5900)

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

Gestión Empresarial y Productiva

TRUJILLO – PERÚ

2020

DEDICATORIA

Este esfuerzo lo dedico a mi familia, mi principal pilar de apoyo para esforzarme día a día en ser un mejor profesional y a practicar la mejora continua en mi persona para llegar a ser el orgullo de ellos.

AGRADECIMIENTO

Gracias a Dios por permitirme lograr este objetivo trazado, a mi familia por ser el motivo de mejorar cada día, a las personas que participaron y orientaron en el desarrollo profesional de este trabajo de investigación y a mis docentes quienes me brindaron los recursos necesarios.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CARÁTULA	i
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTO	iii
ÍNDICE DE CONTENIDOS	iv
ÍNDICE DE TABLAS	v
ÍNDICE DE FIGURAS	vii
RESUMEN	viii
ABSTRACT	ix
I. INTRODUCCIÓN.	1
II. MARCO TEÓRICO.	7
III. METODOLOGÍA.	22
3.1. Tipo y diseño de investigación.	22
3.2. Variables y operacionalización.	22
3.3. Población, muestra, muestreo, unidad de análisis.	25
3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos.	25
3.5. Procedimientos.	27
3.6. Método de análisis de datos.	27
3.7. Aspectos éticos.	28
IV. RESULTADOS	29
V. DISCUSIÓN	86
VI. CONCLUSIONES	89
VII. RECOMENDACIONES.	91
REFERENCIAS	92
ANEXOS	96

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 01. Composición del lodo	13
TABLA 02. Matriz de operacionalización de variables	24
TABLA 03. Procedimiento.	27
TABLA 04. Costo lodo actual	32
TABLA 05. Costo detalle pozo EA11971D	33
TABLA 06. Costo detalle pozo EA11983D	34
TABLA 07. Resultado pregunta 01 Encuesta 001	35
TABLA 08. Resultado pregunta 02 Encuesta 001	37
TABLA 09. Resultado pregunta 03 Encuesta 001	38
TABLA 10. Propiedades lodo Fase superficie.	39
TABLA 11. Propiedades lodo fase producción.	40
TABLA 12. Resultado pregunta 01 Encuesta 002	46
TABLA 13. Pareto resultados pregunta 01 Encuesta 002	47
TABLA 14. Resultado pregunta 02 Encuesta 002	50
TABLA 15. Pareto resultados pregunta 01 Encuesta 002	50
TABLA 16. Plan de mejora causas raíz.	53
TABLA 17. Plan de capacitación.	55
TABLA 18. Propiedades fluido tratado 11966D (1)	59
TABLA 19. Propiedades fluido tratado 11966D (2)	60
TABLA 20. Propiedades fluido tratado 11966D (3)	60
TABLA 21. Propiedades fluido tratado 11968D (1)	61
TABLA 22. Propiedades fluido tratado 11968D (2)	61
TABLA 23. Propiedades fluido tratado 11968D (3)	61
TABLA 24. Costos post aplicación de mejora.	75
TABLA 25. Costo detalle pozo EA11966D	76
TABLA 26. Costo detalle pozo EA11968D	77

TABLA 27. Comparativa económica pozos sin mejora y con mejora.	78
TABLA 28. Situación actual de costos campaña de perforación.	80
TABLA 29. Situación propuesta de costos campaña de perforación.	81
TABLA 30. Inversión en el proyecto	82
TABLA 31. Beneficio del proyecto.	83
TABLA 32. Flujo de caja proyectado, VAN y TIR	84

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 01. Pareto	9
FIGURA 02. Histograma	10
FIGURA 03. Ishikawa	11
FIGURA 04. Diagrama de flujo optimización de costos	16
FIGURA 05. Ubicación Base CCDC	30
FIGURA 06. Organigrama.	31
GRAFICO 01. Resultado pregunta 01 encuesta 001	36
GRAFICO 02. Resultado pregunta 02 encuesta 001	37
GRAFICO 03. Resultado pregunta 03 encuesta 001	38
FIGURA 06. DOP operación actual.	42
FIGURA 07. Ishikawa alto costo proyecto de perforación.	44
FIGURA 08. Ishikawa alto costo fluido de perforación.	48
FIGURA 09. PHVA.	52
FIGURA 10. DOP operación con aplicación de mejora.	56
FIGURA 11. Pruebas de lodo.	62
FIGURA 12. Lodo antes de tratamiento.	63
FIGURA 13. Centrifuga decantadora.	63
FIGURA 14. Descarga sólida.	64
FIGURA 15. Descarga sólida.	64
FIGURA 16. Lodo tratado	65
FIGURA 17. Descarga líquida	65
FIGURA 18. Cisternas.	66
FIGURA 19. Difusión procedimiento.	67
FIGURA 20. Participación en charla.	67
FIGURA 21. Registro de participantes.	68

RESUMEN

El presente informe de investigación tiene como objetivo la aplicación de la metodología PHVA en la mejora del costo del servicio de fluidos en un pozo petrolero.

La mejora basada en la metodología PHVA reduce costos haciendo el servicio más atractivo para la inversión, mediante el tratamiento del lodo a través de un proceso centrifugo hasta convertirlo en un fluido base para ser reutilizado en la perforación de los siguientes pozos.

Se determinó luego del análisis realizado a través de encuestas, que los altos costos del servicio estaban basados en cuatro causas principales, las cuales fueron separadas en dos grupos, el primero con las tres primeras causas raíz y el segundo grupo con una, a las cuales se le brindó una propuesta de mejora.

Después de la aplicación de la mejora (reutilización de lodo) se observa que el costo promedio del fluido de perforación en un pozo asciende a \$17,284.69, mostrando una disminución de un 24% del servicio con lodo totalmente nuevo.

La evaluación económica proyecta la inversión para un escenario de 48 pozos en un año, aprobando los indicadores económicos que establecen la viabilidad del proyecto con los siguientes resultados de un VAN 49530.46 y un TIR de 29%.

Palabras claves: metodología PHVA, proceso centrifugo, pozos.

ABSTRACT

This research report aims to apply the PDCA methodology to improve the cost of fluid service in an oil well.

The improvement based on the PDCA methodology reduces costs by making the service more attractive for investment, by treating the mud through a centrifugal process until it becomes a base fluid to be reused in the drilling of the following wells.

It was determined after the analysis carried out through surveys, that the high costs of the service were based on four main causes, which were separated into two groups, the first with the first three root causes and the second group with one, to which he was given a proposal for improvement.

After applying the improvement (reuse of mud) it is observed that the average cost of drilling fluid in a well amounts to \$ 17,284.69, showing a 24% decrease in service with totally new mud.

The economic evaluation projects the investment for a scenario of 48 wells in one year, approving the economic indicators that establish the viability of the project with the following results of a NPV 49530.46 and an IRR of 29%.

Keywords: PHVA methodology, centrifugal process, wells.

I. INTRODUCCIÓN

A nivel mundial la demanda de combustibles no solo en la industria automotriz, si no en todas la que lo utilizan como materia prima sigue creciendo, así como crece la civilización y esto trae a bien la necesidad de buscar recursos propios en nuestro país para aumentar nuestra propia producción y disminuir la compra extranjera para abastecer nuestras necesidades. la industria petrolera siendo una industria cuya operatividad es muy variable y depende de muchos factores económicos externos, ajenos a cualquier esfuerzo que podríamos realizar por estabilizarlos busca oportunidades de mejora en sus procesos, siendo una alternativa la oportunidad de implementar un sistema de mejora continua en los proyectos de hoy en día.

En **mercados internacionales**. la industria de perforación de petróleo y gas es una de las industrias más grandes en el mundo y mueve millones de dólares durante su proceso. Es por lo que siempre se busca el mejor esfuerzo de sus ingenieros para lograr la mejora continua y la innovación en sus procesos, haciendo las inversiones más atractivas económica como ambientalmente.

La continuación de alza de los precios que venimos viviendo desde los inicios del 2016 se ve reflejado en este 2019 en los precios del petróleo y gas.

Esto claramente aparece luego de una vertiginosa caída en los precios, la cual refleja en un 60% acumulado hasta el 2016 desde los precios alcanzados como picos en el 2012 para el petróleo y en el 2008 para el gas. Esto como consecuencia de la sobre demanda. Entre los nos 2017 y 2018 el costo aproximado del barril de petróleo (crudo) pasó de un costo aproximado de \$46.00 en mediados del 2017 a \$ 76.00 en mediados del 2018, pero teniendo una caída a finales del mismo año dejando el precio del barril de crudo en \$62.00. Situación que alertó nuevamente la OPEP (Organización de Países exportadores de Petróleo) dando inicio a un programa de recortes para el siguiente año.

Lo mismo sucede entre los periodos de junio 2017 hasta octubre 2018, donde los precios que inicialmente se mostraban entre \$45.00 y \$47.00 dependiendo su categoría WTI y BRENT llegando a un promedio de \$70.00 y \$80.00 de acuerdo a su categoría. Convirtiendo al BRENT como el producto más afectado por los cambios realizados en la producción y exportación de petróleo crudo.

Ahora con respecto al mercado internacional, la conducta que adoptan los precios del crudo viene afectando la producción de petróleo tanto en el ámbito nacional como internacional, inclinando la balanza total de inversiones rumbo a las regiones o partes del mundo donde, a pesar de tener un escenario no muy seguro, tienen un ambiente más atractivo para el negocio de los hidrocarburos.

Las limitaciones en la oferta de petróleo en adición con los resultados de la sobre producción de los Estados Unidos y las limitaciones generadas a la producción de países de alta producción como Irán o Venezuela, continúan empujando los precios de los hidrocarburos a un camino inestable pero que según demuestran las últimas proyecciones del Banco Mundial, podría finalmente alcanzar una estabilidad de un valor de \$70.00 promedio rumbo al 2030.

Los resultados de las proyecciones del Banco Mundial estimando el precio del barril de petróleo en alrededor de \$70.00 aparece como una luz de estabilidad en este negocio tan variable. Lo que si bien es cierto no establece que el precio podría sufrir alguna leve alteración o sobresalto si constituye una proyección más probable para poder planificar proyectos de inversión que se constituyan de hoy en adelante.

En nuestro **mercado nacional**, el realce en los precios internacionales y el incremento de la producción en nuestro país nos faculta a visionar un escenario positivo para este rubro ante venideras decisiones gubernamentales en el Perú.

En nuestro país desde los años 2014 al 2018 el sector hidrocarburos contribuyo con regalías de hasta 4991 millones de dólares e inversiones de 3300 millones. Otro punto importante es el Canon para las regiones productoras, las cuales aportaron con 2955 millones de dólares. Seferino Yesquen, presidente de PERUPETRO, sugiere que el impulso en el sector de hidrocarburos podría traer inversiones de 4000 millones de dólares en los próximos años (2019 a 2023) y ayudaría a mejorar la producción de crudo hasta llegar a los 100,000 barriles diarios.

Toda esta inversión traerá a nuestro país más impuestos, empleos, canon, recursos, por lo que vendría acompañado de un desarrollo económico el cual será de amplio beneficio para todos los peruanos.

El enfoque principal de producción vendría de los lotes ubicados cerca de la cuenca del Marañón, la cual cuenta con reservas ya probadas, por lo cual es de alta importancia el crear condiciones atractivas para la inversión y desarrollo.

Como una de las principales tareas es garantizar la operatividad del oleoducto Norperuano o brindar nuevas alternativas de transporte del crudo para mejorar la producción.

En búsqueda de la reactivación de la industria Petrolera en nuestro país se tiene como esperanza que la nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos traiga cambios y condiciones más atractivas para el inversionista, como por ejemplo la incorporación de nuevos plazos o la negociación de regalías.

El **Lote X**, ubicado en la provincia de Talara, distrito el Alto es un lote ya maduro, tiene más de cien años desde que comenzó la explotación de petróleo y gas. Tiene un área aproximada de 469,52 km² y se encuentra localizado en la provincia de Talara, departamento de Piura

Cuenta con una producción aproximada de 13500 bbl diarios de crudo de alta calidad (33 grados API en promedio) a la fecha han perforado más de 6000 pozos dentro del lote y se tiene planificado continuar con una campaña

agresiva de perforación para incrementar su producción. Por otro lado, se continúa realizando trabajos de acondicionamiento y producción de pozos ya perforados.

CHINA NATIONAL PETROLEUM COMPANY (CNPC) viene operando en el Perú desde 1993 en los lotes VI y VII con exitosos trabajos de exploración y producción de petróleo, teniendo como principales logros la perforación horizontal de pozos, llegando a alcanzar una profundidad de 10840 ft.

La proyección en el Perú viene de la mano con los objetivos estratégicos que tiene como meta principal la maximización de producción y recuperación de petróleo, además de continuar apostando por la exploración de nuevas reservas de hidrocarburos. Con este objetivo se necesita de un apoyo conjunto que pueda traer resultados eficientes y desarrollo sostenible, garantizando un beneficio mutuo entre comunidad y empresa.

CNPC tiene como objetivo proyectado la perforación de 100 pozos en el año 2019 y 90 pozos en el 2020.

Esta campaña de perforación viene siendo vista con buenos ojos ya que la producción viene acompañando la inversión por parte de la empresa china.

En los continuos proyectos de perforación de pozos, los fluidos de perforación representan uno de los componentes más importantes para la realización de las actividades, permitiendo culminar la perforación con éxito, en menor tiempo y a menor costo.

El incremento de sólidos indeseables en el proceso de la perforación trae diversidad de consecuencias adversas al éxito económico de este proyecto, incrementan los costos de perforación de muchas maneras en adición al aumento de los costos del fluido de perforación y aditivos. Si estos sólidos no son controlados de manera inmediata y efectiva pueden llevarnos directamente a problemas tales como daño a la formación, mayor desgaste en los equipos tales como bombas de lodo y líneas, generación de

volúmenes excesivos de desechos sólidos y efluentes, razón por la que la función

La actividad de perforación de pozos requiere de óptimas condiciones en el fluido de perforación es así que las empresas evalúan y determinan mecanismos y procesos para obtener mejores resultados en el tratamiento y acondicionamiento de los fluidos de perforación, siendo tres los mecanismos utilizados:

- Desplazamiento: No realizar acción alguna y dejar que el fluido de perforación pierda sus características necesarias por el incremento de los sólidos de perforación. Descartar y volver a preparar fluido nuevo.
- Dilución: En el momento que el fluido empiece a perder las características solicitadas según el diseño del pozo agregar agua y adecuar el fluido nuevamente dentro de los rangos solicitados por Ingeniería de Perforación.
- Sistema Físico- Químico: Este proceso es llamado el sistema de control de sólidos y dewatering y nos permite actuar cuando el fluido empieza a perder sus características y salir de lo programado con equipos centrífugos que retiren los sólidos no deseados volviendo el fluido a los rangos recomendados.

El escenario ideal durante la perforación de un pozo es que el fluido de perforación o lodo de perforación no pierda sus propiedades principales, las cuales son de vital importancia para dar la estabilidad que las paredes del pozo requieren.

Dentro de los **trabajos previos** tenemos los siguientes:

- Al tratarse la refinación de un proceso continuo que maneja gran cantidad de materia prima, se presentan varios problemas en cuando a uso de recurso como agua, energía y crudo de petróleo, lo cual se manifiesta finalmente en costos elevados de operación y disposición

de residuos, por lo que nos propone un tratamiento terciario del agua para su reutilización en el proceso principal (Miranda , 2017, pág. 12)

- El tema de la mejora continua en las empresas se encuentra en un estado intermedio de desarrollo. Varias investigaciones han indicado que la mejora continua viene desarrollándose como forma de tener éxito empresarial y ayuda a la mejora de procesos, tal como el modelo Deming es deseable para aplicar, el cual promueve una filosofía orientada a la mejora de procesos que mejoran los resultados y repercute en operarios y en organizaciones (Flores Quispe, 2018, pág. 19)
- Mediante la reducción de un 70% de las paradas críticas del sistema hidráulico, según los diagramas de PARETO E ISHIKAWA, que son atacadas directamente mediante el nuevo plan de mantenimiento del sistema hidráulico e implementación de un equipo de microfiltrado, se reduce en promedio del 50% de paradas totales del sistema hidráulico e incremento de la disponibilidad en promedio del 11.5% de la flota de carguío y la reducción de costos en 118,540.00 Dólares Americanos, (Llerena , 2016)
- Para toda empresa los recursos financieros son limitados, sin importar su tamaño o estado de desarrollo, lo que lleva a idear estrategias de reducción de costos, optando por la reducción de la calidad de recursos, asumiendo que es la mejor manera de reducir costos. Sin embargo, existen herramientas que ayudan a incrementar las utilidades. (Hernández , 2018, pág. 02)
- “Reducir los costos operativos, mejorar los ingresos y crear una ventaja competitiva mediante la implementación de diferentes técnicas Lean Manufacturing todo en base a un análisis, diagnóstico y propuestas de mejora (Gamarra, 2017)
- “Actualmente cuando se va a realizar la perforación de un pozo de petróleo se tiene que tener como prioridad la preservación del medio ambiente, ya que los desechos generados en la perforación son

altamente contaminantes al ser expuestos al medio ambiente” (Tesis Mendoza, 2004, pág.3)

- “Los sólidos generados en la perforación con diferentes tipos de lodos, antes de que exista el sistema de control de sólidos y manejo de desechos todos estos contaminantes eran dispuestos al medio ambiente causando grandes daños ambientales. El sistema de control de sólidos tiene como objetivos fundamentales maximizar la extracción de los sólidos perforados, minimizar la pérdida de sólidos comerciales, devolver el lodo limpio al pozo, lo que reduce la dilución con agua y reduce el costo de la operación total en la perforación del pozo y lo más importante reduce el impacto ambiental al manejar menor volumen de desechos” (Mendoza, 2004, pág.3)
- Todos reconocemos la importancia que tiene el lodo en el éxito de la perforación de un pozo. Uno de los usos principales del fluido de perforación consiste en retirar del pozo los recortes no deseados (Molina , 2009, pág. 05)

II. MARCO TEÓRICO

Gutiérrez (2014) define la mejora continua como consecuencia de una forma ordenada de administrar y mejorar los procesos, identificando causas y restricciones, estableciendo nuevas ideas y proyectos de mejora.

García-Lorenzo & Prado (2003), la mejora continua es una de las herramientas básicas para aumentar la competitividad en las organizaciones.

Según la NTP-ISO 9000 (2001), Mejora continua es una "actividad recurrente para aumentar la capacidad para cumplir los requisitos" siendo los requisitos la "necesidad o expectativa establecida, generalmente implícita u obligatoria". EL PHVA Es un proceso de mejora que es usado para evaluar y resolver algún problema que pueda tener un proceso. Esta mejora aplica a los procedimientos y productos y ayuda a conseguir la mejora de la calidad de la mayoría de los procesos en una empresa. Se visualiza como una

mejora continua y está basada en la repartición de labores entre la supervisión y el grupo operativo en sus 4 fases o etapas de acción.

Escalante (2014), expone que el Ciclo de Deming o PHVA es como un procedimiento dirigido al mejoramiento, esto implica una guía que permitirá actuar de la manera correcta ante una variación, la supervisión comienza a estudiar o resaltar el estado actual y los puntos de mejora donde debería partir la formulación del plan de acción. Luego de esto se realizan las inspecciones para verificar que se hayan logrado alcanzar los objetivos trazados en el plan de acción y finalmente se analizan y evalúan los resultados obtenidos durante todo el proceso. De haber logrado los objetivos planteados, este plan de acción se estandariza y para lograr asegurar que el mejoramiento sea continuo, en el caso que no se logren los objetivos, se analizan nuevamente acciones correctivas.

El ciclo PHVA, comprende de cuatro etapas y cada una es de vital importancia para que este ciclo se pueda completar.

✓ **PLAN.**

Definir los objetivos: En este ciclo lo primero que se debe realizar es definir cuáles son las metas y objetivos que queremos conseguir. Estos tienen que ser claros y específicos.

Definir los métodos que se emplearan: Luego de tener claro los objetivos, se comenzara a definir de qué manera los vamos a lograr, estos deben referirse directamente a las principales causas o razones que afectan la eficiencia de los procesos.

✓ **HACER.**

En esta etapa se pone en marcha el plan diseñado en la parte anterior del ciclo. Es necesario que este plan sea comprendido por todos los involucrados y se sepa aplicar por lo que se debe trabajar en la capacitación. Esta fase ejecuta lo planificado en el proceso anterior.

✓ **VERIFICAR.**

Comprobar resultados: En esta etapa se realizan las verificaciones del avance del proceso y si se está llevando de acuerdo a lo planificado. En resumen, se realiza un estudio de cómo se van llevando las cosas y esta se debe hacer de dos maneras: Primero, verificar en el propio lugar de trabajo que se está desarrollando lo planificado de manera adecuada y si todo este bajo control, y segundo, realizar recolección de datos y verificar a través de resultados.

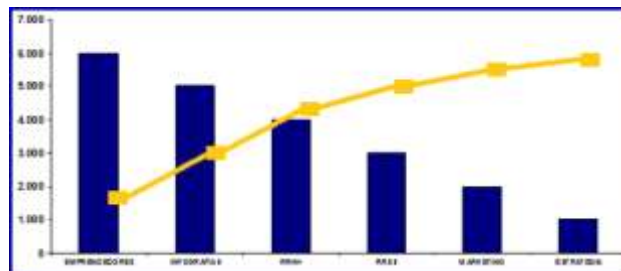
✓ **ACTUAR**

Es la última etapa. Se sistematizará y enfocará los controles aplicando el tiempo de optimización continua. En esta etapa se plasmará a manera de procedimiento la mejora obtenida en los pasos anteriores.

Pérez (2012), define herramientas de mejora de procesos, a todos los recursos que podamos encontrar para analizar las tareas en un marco de mejora de los procesos, brindar solución a los puntos débiles o problemas encontrados en la planificación. La fortaleza de estas herramientas debe radicar en que sean fáciles de emplear, entenderlas y usarlas apropiadamente

- **Diagrama de Pareto:** Gutiérrez (2014). Este diagrama es una herramienta grafica cuyo objetivo principal es ubicar y clasificar según sea su nivel de incidencia las causas más probables de un problema, separándolas de mayor a menor índice.

Figura 01: Pareto.



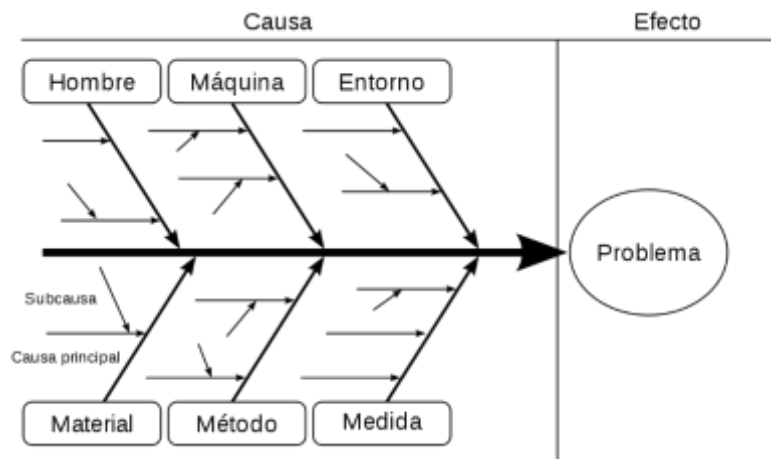
- **Histograma:** Esta herramienta estadística nos ayudara a recopilar la frecuencia de un valor determinado. Nos brinda un panorama de las tendencias de la investigación y así podremos evidenciar cual es el comportamiento para poder enfocar nuestro planeamiento y orientar nuestros objetivos a las tendencias establecidas en este gráfico.

Figura 02. Histograma.



- **Diagrama de Ishikawa:** Gutiérrez (2014), Una vez definido el problema, se estudian su causa y se representan mediante un método grafico que constan de un dibujo donde se trazan líneas y símbolos para representar alguna relación de efecto y sus causas, en especial los efectos negativos que están afectando un proceso.

Figura 03. Ishikawa.



FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN POZOS DE PETROLEO

El lodo de perforación consiste en la mezcla de productos químicos como polímeros, bentonitas, asfaltos, entre otros y agua. Este fluido es preparado con la finalidad de tener las características físicas y químicas apropiadas para el área donde realizará la perforación del pozo, dentro de estas características podemos encontrar: formaciones, presiones, áreas sensibles, columna geológica, etc. (Manual de fluidos de Baroid, Halliburton Company)

Una de las principales funciones es remover los sólidos o detritos generados durante el proceso de la perforación desde el fondo del hueco hasta la superficie, además de controlar la presión generada por la formación que se viene atravesando, lo cual es posible buscando un equilibrio entre la presión generada y las características de la composición del fluido, logrando el objetivo de mantener la estabilidad del pozo. Las contingencias que suceden durante la perforación pueden además ser controladas con la adición de productos químicos que puedan controlar algún efecto negativo durante la perforación.

El fluido o lodo de perforación es comúnmente llamado la “sangre del pozo” y su importancia es vital para la terminación de la perforación con resultados satisfactorios. Dentro de sus principales funciones podemos encontrar:

- Lubricación y enfriamiento de la broca durante la perforación del pozo.
- Retirar todos los recortes generados durante la perforación hacia la superficie.
- Mantener en equilibrio la presión de formación del pozo.
- Controlar y evitar derrumbes en el pozo durante la circulación.
- Mantener las paredes del pozo estable.
- Conservar sin daño las condiciones de productividad en las formaciones objetivo.

Dentro de todas las propiedades podemos destacar las siguientes:

- Densidad:

El término densidad refiere a la relación entre la masa de una sustancia y su volumen y es dada al fluido o lodo para poder mantener el equilibrio de las presiones de la formación mientras se va perforando. Este balance se obtiene agregando productos densificantes según sea el programa y pueda el lodo obtener el peso adecuado para la formación perforada.

Este valor es obtenido a través de una balanza presurizada de lodos, la cual es encargada de darte el resultado en libras por galón (ppg). Se cataloga un lodo liviano con peso inferior a 10.5 ppg y lodo pesado a pesos entre 10.5 y 14 ppg aproximadamente.

Mientras el fluido o lodo sea más pesado será más costoso ya que el contenido de productos químicos es más elevado.

- Contenido de sólidos (% sólidos):

Refiere a la cantidad porcentual de sólidos dentro del fluido o lodo de perforación. Esta medida incluye sólidos deseados (bentonita, barita, entre otros) y los sólidos no deseados que son incorporados durante la perforación como por ejemplo arcillas. Este porcentaje es medido a través de un ensayo de retorta y es (%) Vol. Total de sólidos/ Vol. total de fluido o lodo de perforación.

- MBT (Capacidad de intercambio catiónico):

Es la cantidad de arcillas reactivas que se encuentran dentro del fluido o lodo de perforación. Se calcula a través del método de azul de metileno (lbs/bbl de lodo).

- **VISCOSIDAD:**

Se define como la resistencia que tiene un fluido, en este caso el lodo de perforación, a fluir. Mientras que el lodo tenga mayor porcentaje de sólidos se encontrara mayor resistencia al flujo o en este caso una mayor viscosidad. (Manual de lodos Baker Hugues Baker Hughes INTEQ, 2006)

Dependiendo del uso o requerimiento de la operación, proyecto o características del yacimiento el fluido tiene una composición que vaya de acorde con las necesidades. Hoy en día por temas de regulación ambiental se utilizan fluidos de base agua (WBM) lo cuales se dividen principalmente de la siguiente manera

TABLA 01. Composición de lodo de perforación.

FASE	DESCRIPCIÓN
LÍQUIDA	Representa el componente de mayor proporción en el lodo de perforación y será el encargado de mantener en solución los aditivos o componentes que serán agregados durante el proceso de la perforación dependiendo del requerimiento operativo.
COLOIDAL O REACTIVA	Tiene como principal elemento la arcilla (bentonita) el cual será el encargado de darle el cuerpo al lodo
INERTE	Tiene al sulfato de bario (barita) como componente principal. Además, se incluyen dentro de esta clasificación a las arenas y sólidos de perforación.
QUÍMICA	Esta es la parte del fluido con mayor costo, y está formado por sustancias en solución como dispersantes, emulsificantes, controladores y reductores de filtrado, aditivos encargados de controlar el aumento de arcillas y tener el balance requerido del fluido durante la perforación.

SÓLIDA	<p>Incluye todos los elementos que durante la perforación son añadidos al lodo y son encontrados en suspensión dentro del mismo. Estos se clasifican de la siguiente manera:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● HGS (High gravity solids) Sólidos de alta gravedad específica. ● LGS (low gravity solids) Sólidos de baja gravedad específica. ● Reactivos: sólidos que reaccionan al contacto con el agua. ● Inertes: No reaccionan fácilmente.
--------	--

El deficiente control de los sólidos de perforación durante la perforación puede traer consecuencias en el lodo de perforación que podrían complicar toda la estabilidad del pozo, y generar no solo un impacto económico en el presupuesto sino también generar pérdida de tiempo y eficiencia en el proyecto. Dentro de los principales problemas que podríamos encontrar con el deficiente control de sólidos tenemos lo siguiente:

- Variación en la densidad del lodo programado.
- Viscosidad no acorde a programa.
- Al tener una variación en la viscosidad y densidad puede generar un daño al yacimiento (daño formacional).
- Desgastes no planificados al equipo de perforación, tuberías, brocas, bombas, etc.
- Pérdidas de fluido al tener propiedades que no estén de acorde a lo programado.
- Disminución del rate de perforación, lo cual traerá pérdida de tiempos no programados.
- Mayor volumen de disposición, esto genera mayor costo en transporte, disposición y daño Medio ambiente.
- Costos sobre elevados en preparar mayor cantidad de lodo, consumo de agua, costos de disposición final.

Para que el programa de perforación se mantenga dentro de lo presupuestado y programado se debe mantener el fluido o lodo de perforación dentro de sus propiedades planificadas y requeridas.

Si no mantenemos un control adecuado de estos sólidos los costos presupuestados podrían elevarse de una manera innecesaria y que afecta a la económica del proyecto, además de los problemas operativos que ocasionarían según lo mencionado en anterioridad. (Molina, 2009)

Para lograr que el proyecto de perforación sea cada vez más atractivo a inversionistas, se busca el tratamiento y reúso de este fluido en fases iniciales brindando utilidades que antes no eran vistas. Para esto el tratamiento debe enfocarse en obtener las propiedades como densidad viscosidad y MBT dentro de los rangos necesarios sin afectar la operación, esto inclina la balanza a un proyecto más atractivo y viable económicamente.

COSTOS.

Blocher, Stout, Cokins & Che (2008), la empresa competitiva incorpora en sus prácticas y planes los cambios previstos y emergentes en el ambiente de negocio contemporáneo.

Garcia, 2008, el costo se le denomina al valor monetario de la materia prima o recursos a cambio de un resultado ya sea bien o servicio. Estos pueden agruparse en dos categorías:

- Costos fijos: Son los que obligatoriamente una empresa debe incurrir, se puede incluir: salarios, rentas, pólizas, etc.
- Costos Variables: Estos no son constantes y cambian de acuerdo al volumen de producción que la empresa quiere generar.

¿Cómo podemos reducir los costos y fomentar la reutilización de recursos?

Siendo la perforación de un pozo un proyecto de alto riesgo y elevado costo de inversión, y siendo el Perú un país cada vez menos atractivo para la ejecución de estos proyectos se busca la reutilización de recursos, que no solamente nos ayudarán a mantener los proyectos debajo de los presupuestos ya establecidos sino también a buscar alternativas de mejora.

Para poder determinar el punto de mejora se utilizan diferentes técnicas de recolección de datos, en este caso usaremos dos principalmente:

Figura 04. Diagrama flujo optimización de costos.



En búsqueda de lograr un proyecto económicamente atractivo se exploran nuevas alternativas para reutilización de recursos, en este caso en particular buscamos la reutilización del fluido a través de un proceso de control de sólidos y dewatering los cuales como principales componentes requieren los siguientes recursos:

- Centrifugas decantadoras:

Estos equipos tienen como principal función remover los sólidos que son adheridos al fluido o lodo durante la perforación del pozo. Sus características varían de acuerdo a la marca, fabricante y uso, pero todos estos equipos están basados en el principio de la fuerza centrípeta.

Al ser el sistema de control de sólidos un sistema que trabaja en cadena controlando sólidos de mayor tamaño a menor, se encuentran a la centrifugas como la última barrera de control siendo capaces de retirar sólidos muy finos que no podrían ser eliminados con otros equipos de forma mecánica. Su eficiencia es mayor en lodos que no son tan pesados y mientras más pesado es el fluido el galonaje capaz de mantener la centrifuga disminuye.

Hoy en día como es de conocimiento de todos, las regulaciones ambientales son cada vez más inflexibles sobre los volúmenes de disposición, eliminación y descarga de residuos sólidos en la actividad petrolera, mostrando así las centrifugas como una alternativa de proceso bastante atractiva en el aspecto económico del proyecto.

- Centrifugación:

Se define como el proceso físico mediante el cual se retiran los sólidos de perforación del fluido o lodo de perforación del sistema activo, evitando que estos puedan causar algún daño a la operatividad del fluido o a la formación que se viene atravesando durante la perforación.

Este proceso está basado en la fuerza "G" o fuerza de gravedad y utiliza el principio de la aceleración de la centrifuga para poder generar una mayor fuerza "G" haciendo girar los sólidos que se encuentran dentro del fluido a mayor velocidad enviándolos a las paredes del cuerpo cónico o bowl

En este proceso intervienen dos componentes de la centrífuga un bowl que es un recipiente de forma cónica y un conveyor o tornillo (scroll) que se encuentra ubicado dentro del bowl, ambos giran a velocidades distintas con esto pueden lograr una velocidad diferencial la cual permite el transporte de los sólidos por las paredes del bowl hacia la descarga donde son transportados a través de una canaleta para su disposición final.

La eficiencia en la generación de la fuerza G y la velocidad diferencial que existe entre el bowl y el scroll es lo que define la capacidad de cada centrífuga en entregar sólidos más secos o húmedos y manejar mayores galonajes de procesamiento.

Finalmente, la fase líquida que ya está libre de sólidos es retornada a través de la descarga líquida de la centrífuga, la cual debe ser verificada para comprobar que las propiedades se encuentren dentro de los requerimientos.

- Dewatering

Es el procedimiento químico dentro de la separación de las fases líquida y sólida del fluido a través de una solución polimérica, mezcla de agua y un polímero floculante.

Este procedimiento es realizado con la finalidad de tratar en mayor medida los volúmenes de lodo en exceso. Por lo que se logra retirar la mayor parte de los sólidos coloidales de los fluidos o lodos de perforación que no pueden ser retirados con un procedimiento físico.

El dewatering suma una cantidad de beneficios para las operaciones lo cuales mencionamos:

- Este proceso logra obtener una mejor reología del fluido o lodo de perforación. La reología viene a ser la parte de la física que estudia la relación entre el esfuerzo y la deformación este caso del fluido de perforación y su capacidad de fluir.

- Se logra disminuir el volumen de desechos líquidos y con esto reducir los costos de disposición final ya que el volumen a disponer es más compacto y seco.
- El gasto de agua es menor y esto refleja una reducción económica y un menor impacto ambiental.
- Por último, podemos destacar que para el procesamiento de este tipo de fluidos el proceso de dewatering es altamente recomendable. Luego de analizar sus fortalezas y verificar sus beneficios tanto económicos como ambientales.

FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Sobre la base de realidad problemática presentada se plantea la siguiente pregunta de investigación:

¿De qué manera la aplicación del método PHVA disminuirá los costos en el fluido de perforación un pozo de petróleo?

JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO

Para que los proyectos de perforación sean cada vez más atractivos en inversión, se busca la manera de obtener mejores resultados económicos, siendo el fluido de perforación uno de los servicios más costosos durante la perforación de un pozo, se busca el mejoramiento del sistema de control de sólidos, con lo cual se evitará la dilución y se prolongará la vida útil del fluido de perforación reutilizando su uso durante la perforación de un pozo, además de disminuir el impacto ambiental al producir menor volumen de desecho.

- **Justificación teórica**

El principal objetivo en la perforación de la utilización de un sistema de control de sólidos es retirar todos los sólidos que son ganados en el fluido mientras se viene perforando, así se busca minimizar la pérdida de las características principales para las que el fluido o lodo de perforación fue elaborado, evitando las diluciones innecesarias y retornando el fluido o lodo de

perforación libre de sólidos nuevamente al sistema activo reduciendo el costo de operación y el impacto ambiental.

- **Justificación Económica**

El sistema de control de sólidos y dewatering permitirá reutilizar el fluido o lodo de perforación manteniendo sus propiedades dentro de un rango aceptable para la operación, así se reducirán volúmenes de preparación de fluido, volúmenes de dilución y volúmenes de disposición final, manteniendo los costos proyectados dentro de presupuesto e inclusive disminuir costos indirectos con tratamientos al fluido de descarte.

- **Justificación tecnológica**

Con los avances tecnológicos en el mundo de los hidrocarburos, se busca encontrar maneras más eficientes de utilizar al máximo los equipos con los que cuenta la operación, por lo cual se busca reutilizar el fluido o lodo de perforación con equipos cuya máxima finalidad es el descarte de los sólidos más finos, los cuales no podrán ser removidos solamente de manera física, sino que necesita un agente químico para mejorar este proceso.

HIPÓTESIS

El estudio de investigación propone: La aplicación del método PHVA mejora los costos del fluido de perforación en perforación de un pozo de petróleo

OBJETIVOS

- **OBJETIVO GENERAL**

Establecer como la aplicación del método PHVA mejora de los costos del fluido de perforación en un pozo de petróleo.

- **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- ✓ O.E.1. Cuantificar el costo del fluido de perforación en un pozo sin la aplicación del método PHVA.
- ✓ O.E.2. Describir el proceso de operación del servicio de fluidos en un pozo sin la aplicación del método PHVA en el mejoramiento del costo del fluido de perforación.
- ✓ O.E.3. Analizar los factores del alto costo de operación del servicio de fluidos en la perforación de un pozo de petróleo.
- ✓ O.E.4. Describir la aplicación del método PHVA en el mejoramiento del costo del fluido de perforación en un pozo de petróleo.
- ✓ O.E.5. Cuantificar el costo del fluido de perforación en un pozo con la aplicación del método PHVA.

III. METODOLOGÍA

3.1. TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN.

Diseño de Investigación experimental: El diseño de la investigación experimental ya que nos ayudará a establecer una relación entre la causa y el efecto de una condición.

En este diseño de investigación se observa el efecto causado por la variable independiente sobre la variable dependiente.

Se trata de un método de diseño de investigación muy práctico, ya que contribuye a la resolución de un problema.

GE=O1 -> X -> O2

- GE= Grupo Experimental
- O1= Pozos sin la aplicación del método PHVA en el mejoramiento de la calidad del fluido.
- X=Aplicación del método PHVA para mejoramiento de la calidad del fluido.
- O2= Pozos con aplicación del método PHVA para mejoramiento de la calidad del fluido.

3.2. VARIABLES Y OPERACIONALIZACIÓN.

VARIABLE INDEPENDIENTE – MÉTODO PHVA

Escalante (2014), indica que “El método PHVA o ciclo de Deming es una metodología que permite la mejora, a través de una guía lógica que permite ser aplicada para cualquier eventualidad, siendo llamada una de estas la resolución de los problemas dentro de una compañía”

Para Camison (2006) el ciclo de Deming o método PHVA es una herramienta tradicional que permite mejorar la calidad aplicado en todos los procesos de una organización y los resultados son provechosos para la gestión de los procesos”

DIMENSIONES LA VARIABLE INDEPENDIENTE

- Planificar: “Consiste en determinar los objetivos y métodos de forma anticipada, previo al estudio de la situación actual” Cuatrecasas, (2010) En esta etapa se recopilará la información necesaria para poder encontrar la razón de la aplicación de esta metodología, y a su vez el sustento para que pueda ser desarrollada.
- Hacer: Etapa en la cual la recopilación de las ideas que fueron descritas en el paso anterior es puesta en marcha. Durante esta etapa se recopilarán los resultados obtenidos al momento de realizar la mejora al procedimiento.
- Verificar: Etapa en la cual la evaluación y medición de los resultados obtenidos de la implementación de la mejora será revisado, y se comprobará el cumplimiento de los objetivos planificados. En esta etapa los resultados deben ser analizados y comparados para verificar la eficiencia de la mejora.
- Actuar: Etapa en donde los cambios ya evaluados previamente podrán ser puestos en marcha, los encargados de la mejora deberán asegurar que las acciones correctivas perduren en el transcurrir del tiempo.

VARIABLE DEPENDIENTE – COSTOS DE FLUIDO DE PERFORACIÓN

Definimos como costos de fluido de perforación al valor que genera durante el proceso de perforación de un pozo de petróleo, la preparación, acondicionamiento y disposición que genere el fluido o lodo de perforación. Este valor será cuantificado por pozo y por pie perforado.

TABLA 02. MATRIZ DE OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES.

Aplicación del Método PHVA en el Mejoramiento de costos del Fluido de Perforación en Pozos Petroleros, El Alto, 2020						
VARIABLES		DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	DIMENSIONES	INDICADORES	ESCALA
INDEPENDIENTE	APLICACIÓN DEL MÉTODO PHVA	Según Gutierrez, el ciclo PHVA es de gran utilidad para la estructuración y ejecución de los proyectos de mejora en cualquier nivel jerárquico dentro de una organización (Gutiérrez H. 2014)	La metodología PHVA se basa en sus indicadores de dimensiones. PLAN, HACER, VERIFICAR, ACTUAR los cuales brindan los datos recolectados y se expresan en una escala de razón.	1. PLANIFICAR	NÍVEL DE OBJETIVOS DEFINIDOS	RAZÓN
				2. HACER	NÍVEL DE RESULTADOS	RAZÓN
				3. VERIFICAR	NÍVEL DE REVISIÓN DE COSTOS Y OBSERVACIONES LEVANTADAS	RAZÓN
				4. ACTUAR	NÍVEL DE CORRECCIONES DE FALLAS Y MEJORAS	RAZÓN
DEPENDIENTE	COSTOS DE FLUIDO DE PERFORACIÓN	Costo es definido como el "valor" que es empleado para la obtención de bienes o servicios.	Costos generados en la preparación, tratamiento y disposición final del fluido o lodo durante toda la perforación de un pozo de petróleo y gas.	COSTOS DE INSUMOS	COSTOS INVOLUCRADOS EN EL SERVICIO DE FLUIDOS O LODOS DURANTE LA PERFORACIÓN DEL POZO	RAZÓN
				COSTOS DE MATERIA PRIMA		RAZÓN
				COSTOS DE DISPOSICIÓN FINAL		RAZÓN

3.3. POBLACIÓN, MUESTRA.

- **POBLACIÓN.**

La población del presente estudio ha sido conformada por el personal operativo y de supervisión del equipo de perforación.

- **MUESTRA**

Se tomará como muestra un total de 4 pozos, los cuales se perforarán en el año en desarrollo; 2 pozos serán desarrollados sin aplicar el mejoramiento descrito en el presente proyecto y 2 pozos serán desarrollados aplicando el ciclo PHVA en el mejoramiento del costo del fluido de perforación.

3.4. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.

Los datos relevantes se tomaron en cuenta de los siguientes instrumentos:

Las técnicas e instrumentos de recolección de datos fueron utilizadas para el desarrollo de la presente investigación son:

TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS:

- Encuestas. Se realizarán encuestas con la finalidad de obtener información desde el mismo punto de trabajo, con las personas que lo realizan día a día y poder tener información de primera mano. Esta información será la clave para poder plantear los objetivos de nuestra mejora.
- Revisión Documental: Se realizó la revisión de los documentos, para obtener información sobre los costos (Costo de volumen de fluido preparado nuevo \$ / Bbl, costo por disposición final de sólidos \$ / m³ y costo de agua utilizada \$ / Bbl) y así lograr conseguir los datos necesarios para implementar un eficaz sistema de control de sólidos y dewatering en la operación de un pozo perforado.
- Observación directa: Con el fin de obtener información del procedimiento empleado en el sistema de control de sólidos y dewatering; se realizarán

visitas y pasantías en los 4 pozos en mención líneas arriba, para observar el cumplimiento y aplicación del procedimiento del proceso.

INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS:

- Formato de reporte diario de operaciones: Son anotaciones diarias de las operaciones, donde se incluye costos, volúmenes procesados, volúmenes descartados, y toda la información relacionada a la documentación de los datos en tiempo real. Además, se preparó una hoja resumen la cual será alimentada con la información proporcionada por el personal en campo.
- Formato de registro de observaciones: Además de las anotaciones brindadas por el personal operativo, se realizarán inspecciones en puntos de mejora por personal de supervisión para poder buscar puntos de mejora y comparar la información obtenida lo cual nos dará una visión más clara de cómo enfocar nuestra mejora.
- Instrumentos diseñados para la recolección de datos: Se prepararon bases de datos las cuales serán llenadas con los datos e información obtenida durante el desarrollo del proyecto. Estos nos darán los resultados cuantitativos para verificar nuestros resultados.

VALIDEZ Y CONFIABILIDAD DE RECOLECCIÓN DE DATOS:

Validez; Los instrumentos recolectados para cumplir con los objetivos planteados en el presente proyecto, se validaron por el criterio de 3 Ingenieros de la especialidad del tema tratado. Detallados a continuación:

- **Ing. Lanny Alexander Carreño Farfán.**
Supervisor de Perforación
CIP 194699.
- **Ing. César Alberto Miranda Ochoa.**
Ingeniero de Petróleo.
CIP 214147.

- **Ing. Edgardo Junior Jiménez Cruz.**
Ingeniero de Petróleo.
CIP. 239899

3.5. PROCEDIMIENTOS

Tabla 3. Procedimiento

OBJETIVOS	TÉCNICAS	INSTRUMENTOS	FUENTES	RESULTADOS
Cuantificar el costo del fluido de perforación en un pozo sin la aplicación del método PHVA.	Análisis documental	Ficha de recolección de datos	Reportes diarios Valorizaciones	Conocer el costo actual de operación.
Describir el proceso de operación del servicio de fluidos en un pozo sin la aplicación del método PHVA en el mejoramiento del costo del fluido de perforación.	Análisis documental	Diagrama DOP	Proceso de la empresa	Conocer el procedimiento actual del servicio.
Analizar los factores del alto costo de operación del servicio de fluidos en la perforación de un pozo de petróleo.	Encuestas	D. Ishikawa Pareto	Personal operativo y supervisores	Priorizar las causas
Describir la aplicación del método PHVA en el mejoramiento del costo del fluido de perforación en un pozo de petróleo.	Análisis documental	Diagrama DOP	Proceso de la empresa	Conocer el procedimiento del servicio luego de aplicar mejora.
Cuantificar el costo del fluido de perforación en un pozo con la aplicación del método PHVA.	Análisis documental	Ficha de recolección de datos	Reportes diarios Valorizaciones	Conocer el costo actual de operación aplicada la mejora.

3.6. MÉTODO DE ANÁLISIS DE DATOS.

Con la finalidad de encontrar las causas principales del problema e identificar opciones y oportunidades de mejora se realizó el uso de los siguientes métodos de análisis de datos.

- Diagrama de Ishikawa.
- Diagrama de Pareto.
- Hojas de control.
- Gráficos de control.

3.7. ASPECTOS ÉTICOS.

Confidencialidad; Toda la información obtenida en la presente investigación será destinada para fines académicos, siendo de propiedad tanto de CNPC Perú como de CCDC Perú. Estando totalmente prohibido difundir estos datos para fines ajenos a este proyecto.

Respeto; Para la obtención de la información necesaria para sostener este proyecto, se respetó en todo momento los lineamientos y políticas de las empresas involucradas.

La información recopilada en los instrumentos de recolección de datos será copiada a formato electrónico, manteniendo la misma información con las que fueron llenados.

IV. RESULTADOS

DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

Dentro de este capítulo podremos conocer la información que se ha podido recopilar durante la investigación y el desarrollo de la misma, esta información está plasmada para brindar el conocimiento general de la empresa CNPC Chuanqing Drilling, sus principales procesos, operación en la que está involucrada.

En este trabajo también se podrá encontrar la descripción del proceso como se realizan las operaciones y en función a ello se procederá a realizar el análisis de los aspectos más importantes y su diagnóstico.

El principal objetivo en esta investigación es el análisis de los costos que conllevan la operación de fluidos de perforación en la perforación de pozos de petróleo y gas en el norte del Perú.

GENERALIDADES DE LA EMPRESA.

La empresa CNPC Chuanqing Drilling es una empresa parte del grupo de CHINA NATIONAL PETROLEUM COMPANY, empresa de petróleo nacional China, y fue creada en 1970 como una empresa de servicios de petróleo y gas, siendo la mayor contratista por más de 40 años, contando con una amplia gama de servicios especializados para el sector de hidrocarburos, además tiene independencia y autonomía para la intervención en negocios locales e internacionales en materia de cooperación técnica y económica.

CNPC Chuanqing Drilling es especializada en la integración y entrada de servicios profesionales a niveles nacionales e internacionales.

RESEÑA HISTÓRICA

CNPC Chuanqing Drilling inicia operaciones en el Perú en el año 2015 con dos principales servicios, fluidos de perforación (lodos de perforación) y control de sólidos, formando parte de los principales proyectos de perforación del norte del Perú.

En el año 2017 inicia trabajos en la campaña de perforación en el Lote X El Alto, siendo una de las principales empresas prestadoras de servicio.

Teniendo como principal objetivo la satisfacción de nuestros principales clientes CNPC Chuanqing Drilling busca nuevas alternativas de solución para poder hacer más viables los proyectos, tanto de manera operativa como de manera económica.

ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

CNPC Chuanqing Drilling en sus actividades en el Perú posee dos líneas principales, Fluidos de perforación y control de sólidos, ambas dirigidas por un coordinador especializado en su rubro.

La parte administrativa es controlada desde nuestra oficina principal en Lima, donde se lleva la parte contable, legal y de recursos humanos, dejando a la base de Talara solamente encargada de la parte operativa.

La sucursal en Perú es monitoreada por base principal en Sudamérica, la cual se encuentra ubicada en Quito, Ecuador.

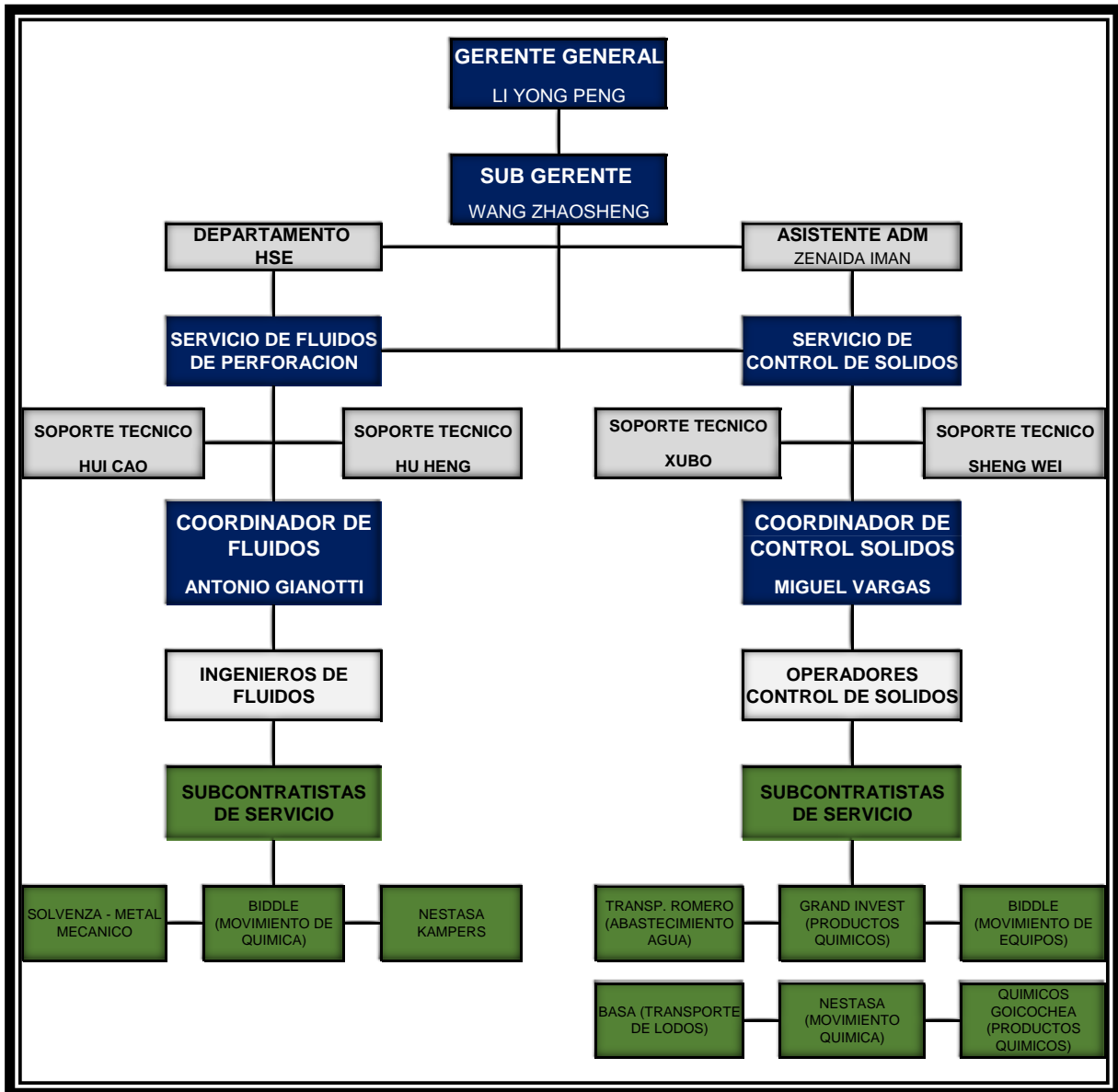
La base operativa se encuentra ubicada en la ciudad de Talara.



Figura 05. Ubicación de Base CCDC (Flecha roja)

El organigrama general de la empresa con sus respectivos cargos y cadenas de mando se muestra en la siguiente figura.

Figura 06. Organigrama



SERVICIO DE FLUIDO DE PERFORACIÓN

CNPC Chuanqing Drilling es la empresa encargada de proveer el lodo o fluido de perforación para que la operadora pueda realizar la perforación del pozo con éxito, el servicio consta de proporcionar un sistema de fluido o lodo como comúnmente es conocido, puede ser la mezcla de una o más sustancias con

características físicas y químicas apropiadas que garanticen el servicio sin daño a la formación.

El lodo es una mezcla de agua, sólidos y productos químicos lo cual circula dentro del pozo mientras está siendo perforado para poder brindar el respaldo necesario, enfriando la broca y sosteniendo las paredes del pozo durante todo el proceso de la perforación.

SERVICIO DE CONTROL DE SÓLIDOS

Servicio que se encarga del control y mantención del lodo de perforación dentro de los parámetros adecuados para evitar algún daño formaciones, perdida o problemas durante la perforación del pozo.

Consta de equipos mecánicos y químicos, los cuales mantendrán trabajando en conjunto con el sistema de lodos para garantizar que este cumpla con sus características físicas y reológicas.

COSTO OPERACIONAL ACTUAL SERVICIO DE LODOS.

Se puede observar en la siguiente tabla los costos de 2 pozos perforados durante la campaña 2020, estos pozos tienen características y profundidades similares y no tiene aún la aplicación del método PHVA propuesto.

Tabla 04. Costos del lodo actual.

COSTOS FLUIDO DE PERFORACIÓN ANTES DE LA MEJORA

POZO	MES	PROFUNDIDAD	COSTO POZO	COSTO POR PIE
EA-11971D	ABRIL	4685 FT	\$ 23,959.27	\$ 5,11
EA-11893D	ABRIL	5508 FT	\$ 23,626.49	\$ 4,29

En las siguientes tablas se muestran los costos de cada uno de los pozos donde la aplicación de la mejora no fue desarrollada.

Tabla 05. Costo detalle pozo EA 11971D

DETALLE DE COSTO FLUIDO DE PERFORACIÓN					
POZO	11971D	PROFUNDIDAD	4685 FT	COSTO POZO	\$ 23,959.27
1. COSTO DE PREPARACIÓN DE FLUIDO					
DETALLE		COSTO UNITARIO	CANTIDAD	COSTO PREPARACIÓN DE LODO	
PREPARACIÓN DE LODO PARA PERFORACIÓN DE POZO		\$ 23.77	300	\$ 7,131.00	
PREPARACIÓN DE LODO PARA PERFORACIÓN DE POZO FASE PRODUCCIÓN		\$ 23.77	402	\$ 9,555.54	
SUBTOTAL		\$ 16,686.54			
2. COSTOS ADICIONALES EN POZO					
VOLUMEN DE DISPOSICIÓN FINAL TERMINADO EL POZO (CISTERNAS DE 200 BBL)		\$ 1,500.00	800	\$ 6,000.00	
CONSUMO DE AGUA INDUSTRIAL (COSTO POR BARRIL)		\$ 2.12	600	\$ 1,272.73	
TRANSPORTE CON CISTERNA		\$ -		\$ -	
		\$ -		\$ -	
		\$ -		\$ -	
		\$ -		\$ -	
SUBTOTAL		\$ 7,272.73			

Tabla 06. Costo detalle pozo EA 11983D

DETALLE DE COSTO FLUIDO DE PERFORACIÓN					
POZO	11893D	PROFUNDIDAD	5508 FT	COSTO POZO	\$23,626.49
1. COSTO DE PREPARACIÓN DE FLUIDO					
DETALLE		COSTO UNITARIO	CANTIDAD	COSTO PREPARACIÓN DE LODO	
PREPARACIÓN DE LODO PARA PERFORACIÓN DE POZO FASE SUPERFICIE		\$ 23.77	288	\$ 6,845.76	
PREPARACIÓN DE LODO PARA PERFORACIÓN DE POZO FASE PRODUCCIÓN		\$ 23.77	400	\$ 9,508.00	
SUBTOTAL		\$		16,353.76	
2. COSTOS ADICIONALES EN POZO					
VOLUMEN DE DISPOSICIÓN FINAL TERMINADO EL POZO (CISTERNAS DE 200 BBL)		\$ 1,500.00	800	\$ 6,000.00	
CONSUMO DE AGUA INDUSTRIAL (COSTO POR BARRIL)		\$ 2.12	600	\$ 1,272.73	
TRANSPORTE CON CISTERNA		\$ -		\$ -	
		\$ -		\$ -	
		\$ -		\$ -	
		\$ -		\$ -	
SUBTOTAL		\$		7,272.73	

RESULTADO DE ENCUESTA

Las encuestas fueron realizadas al personal más experimentado en la locación, tanto personal operativo como personal de supervisión (ocho operadores y dos supervisores) el personal estuvo dispuesto a aportar con sus conocimientos diarios en la operación y lo que sucede durante el proceso.

La información recopilada y fue registrada, una vez realizadas las encuestas se realizaron las observaciones en campo para corroborar la información obtenida enfocándonos en los puntos de mayor criticidad.

En respuesta al cuestionario realizado (ver anexo Formato Recopilación Datos 001) se obtuvieron los siguientes resultados

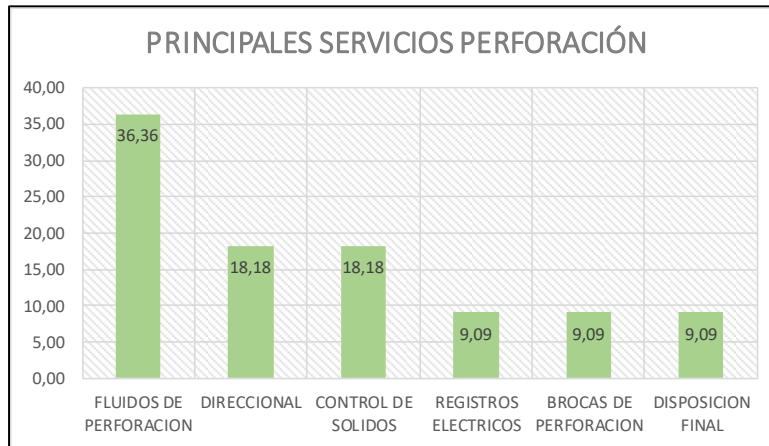
- Resultado a la pregunta número 01. **¿Cuál de las siguientes alternativas considera usted eleva mas el costo de la perforación de un pozo?**

Tabla 07. Resultado pregunta 01. Servicio con más alto costo en perforación encuesta 001

SERVICIOS CON MAS ALTO COSTO DENTRO DE PERFORACIÓN DE UN POZO		H1	%	% F1
1	FLUIDOS DE PERFORACIÓN	4	36,36	36,36
2	DIRECCIONAL	2	18,18	54,55
3	CONTROL DE SOLIDOS	2	18,18	72,73
4	REGISTROS ELÉCTRICOS	1	9,09	81,82
5	BROCAS DE PERFORACIÓN	1	9,09	90,91
6	DISPOSICIÓN FINAL	1	9,09	100,00

11

Grafico 01. Resultado pregunta 01. Servicio con más alto costo en perforación encuesta 001



INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Como resultado se puede apreciar que, dentro de la perforación petrolera, y dentro de sus principales servicios, el servicio de fluidos o lodo de perforación es un servicio que mantiene un costo elevado, lo cual afecta a la rentabilidad de los proyectos de perforación,

Resultado a la pregunta número 02. **¿Cómo considera usted se podría disminuir los costos en los servicios sin afectar su eficiencia?**

Tabla 08. Resultado pregunta 02. Alternativas de disminución de costos encuesta 001.

ALTERNATIVAS PARA LA DISMINUCIÓN DE COSTOS.		H1	%	% F1
1	REUTILIZACIÓN DE RECURSOS	6	35,29	35,29
2	ALTERNATIVAS DE INGENIERÍA	4	23,53	58,82
3	NEGOCIACIÓN CON EMPRESAS	3	17,65	76,47
4	RECORTAR TIEMPOS DE OPERACIÓN	3	17,65	94,12
5	DISMINUCIÓN DE SALARIOS	1	5,88	100,00

17

Grafico 02. Resultado pregunta 02 de encuesta 001



Si buscamos encontrar una eficiencia en este servicio, como resultado de la investigación podemos encontrar que la reutilización de recursos podría ser la principal herramienta para alcanzar el objetivo deseado, disminuir el costo del fluido o lodo de perforación y mejorar la rentabilidad del proyecto.

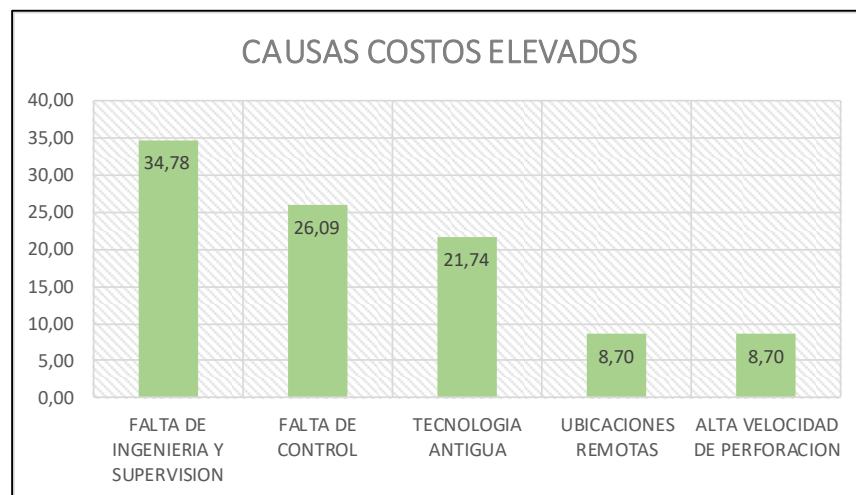
Resultado a la pregunta número 03. **¿Cuál de las siguientes alternativas cree usted eleva el costo en los servicios en la perforación?**

Tabla 09. Resultado pregunta 03 Causas de costos elevados encuesta 001.

CAUSAS COSTOS ELEVADOS		H1	%	% F1
1	FALTA DE INGENIERÍA Y SUPERVISIÓN	8	34,78	34,78
2	FALTA DE CONTROL	6	26,09	60,87
3	TECNOLOGÍA ANTIGUA	5	21,74	82,61
4	UBICACIONES REMOTAS	2	8,70	91,30
5	ALTA VELOCIDAD DE PERFORACIÓN	2	8,70	100,00

23

Gráfico 03. Resultado pregunta 03. Causas de costos elevados.



Finalmente, en la última consulta se llegó a definir que se tiene una baja supervisión en los servicios lo cual genera una falta de eficiencia y por consiguiente se pierden alternativas de solución que puedan mejorar los

procedimientos no solo en la parte operativa si no en la parte económica, siendo los supervisores y coordinadores los especialistas en el servicio brindado. Además, podemos apreciar que se considera un alto índice en la falta de control de los procedimientos, causa que se relaciona nuevamente en la ausencia de supervisión e ingeniería.

También encontramos la tecnología antigua como otra principal causal de los costos elevados, este cuadro nos ayuda a ver que existe campo de mejora en el proceso.

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO ACTUAL DEL SERVICIO DE FLUIDO DE PERFORACIÓN

El servicio de fluido o lodo de perforación se encuentra dentro de la etapa de perforación del pozo petrolero, en la actualidad luego del movimiento del equipo a la locación a perforar y participa en las siguientes etapas:

- (1) Movimiento del Equipo. Se realiza el movimiento de equipo, materiales y personal a la locación donde se realizará la perforación del pozo.
- (2) Preparación de fluido Base. Los ingenieros de fluidos proceden a la preparación del fluido base para el inicio de la perforación de la fase de superficie, este fluido se mantiene dentro de las siguientes características

Tabla 10. Propiedades lodo fase superficie.

<i>PROPIEDADES</i>	<i>RANGO</i>
<i>DENSIDAD (PPG)</i>	8.6 – 9.0
<i>VISCOSIDAD (SEG/QT)</i>	30 – 50
<i>MBT (LB/BBL)</i>	10 – 20
<i>% SOLIDOS (%)</i>	5 – 8
<i>YP (LBF/100/FT2)</i>	18

(3) Perforación de Fase de Superficie. Los ingenieros de fluidos monitorean el comportamiento del fluido durante la perforación del pozo en su fase de superficie, esta etapa culmina al llegar a la profundidad programada (aprox 500 ft).

(4) Bajada de Casing. Equipo saca sarta de perforación a superficie e inicia a bajar revestimiento de casino de superficie.

(5) Cementación de Fase Superficie. Compañía de Cementación bombea cemento a pozo e inicia cementación de fase de superficie.

(6) Preparación y acondicionamiento de fluido fase producción. Los ingenieros de fluidos proceden a la preparación y acondicionamiento del fluido base para el inicio de la perforación de la fase de producción, este fluido se mantiene dentro de las siguientes características y estar dentro de los siguientes rangos:

Tabla 11. Propiedades lodo fase producción.

<i>PROPIEDADES</i>	<i>RANGO</i>
<i>DENSIDAD (PPG)</i>	9.0 – 11.5
<i>VISCOSIDAD (SEG/QT)</i>	41– 70
<i>MBT (LB/BBL)</i>	20 – 30
<i>% SOLIDOS (%)</i>	8 – 12
<i>YP (LBF/100/FT2)</i>	10

(7) Perforación de fase de producción. Los ingenieros de fluidos monitorean el comportamiento del fluido mientras la perforación del pozo en su fase de producción continua, en esta etapa al ser la más larga es donde se tienen que realizar modificaciones al fluido dependiendo de los requerimientos de la formación y la perforación, esta etapa culmina al llegar a la profundidad programada (aprox 5000 a 5500 ft) luego que geología confirma el objetivo. Durante esta etapa

de la perforación es donde se debe mantener el mayor control de las propiedades ya que cualquier alteración al fluido que no pueda ser controlada podría traer como consecuencia una pega de tubería o un daño a la formación, lo cual significaría un sobre costo en productos químicos, tiempo de operación y recurso, aumentando el costo programado del pozo.

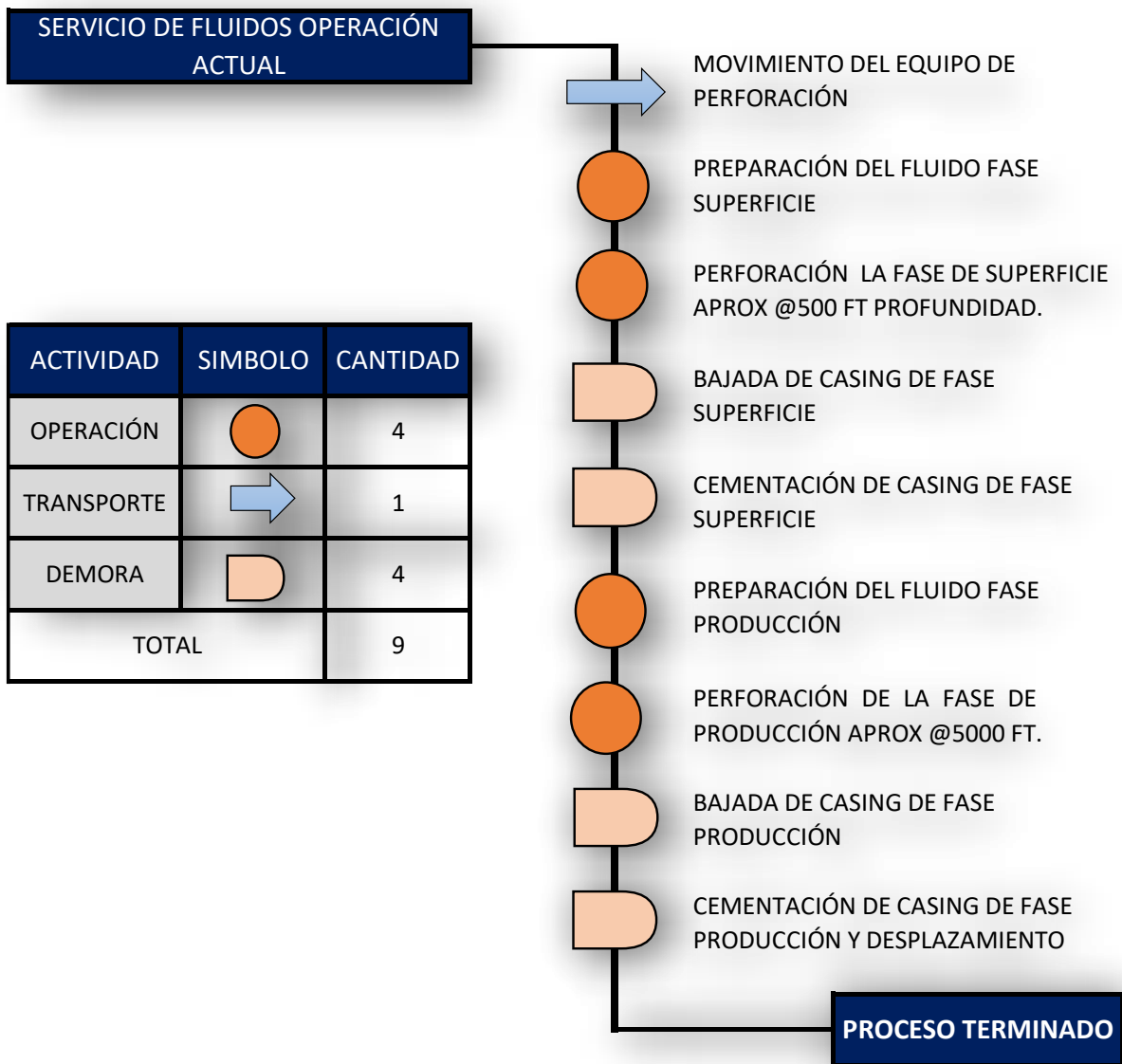
(8) Bajada Casing de fase de producción. Se realiza viaje de acondicionamiento para verificar que el hueco sea estable, se saca sarta de perforación y se procede a bajar el casing de producción.

(9) Cementación de fase de producción. Compañía de cementación realiza el bombeo de cemento al pozo de acuerdo al programa y se realiza el desplazamiento del fluido. En esta etapa es donde todo el fluido que no será reutilizado es retirado a través de una EPS RS para su posterior disposición final.

DIAGRAMA DE OPERACIONES DE PROCESOS (DOP) ACTUAL DEL SERVICIO DE FLUIDOS O LODO DE PERFORACIÓN.

En el siguiente diagrama de operaciones DOP se muestra las operaciones donde el servicio de fluido o lodo de perforación interviene, este diagrama está vinculado al capítulo anterior donde se detalla la operación.

Figura 06. DOP operación actual



ANÁLISIS DE COSTOS ELEVADOS PROYECTOS DE PERFORACIÓN.

Se aplicó un diagrama de análisis de Ishikawa (causa-efecto) con la finalidad de determinar las principales causas que originan el costo elevado de los proyectos de perforación.

Siendo la perforación una actividad que demanda altos costos de inversión económica, a pesar de que las ganancias son atractivas el riesgo que se

corre en la perforación de cada pozo son altamente costosos. Es por eso que esta investigación busca encontrar las causas principales de este problema para encontrar una alternativa de mejora.

Los altos costos de la perforación originados por diversos factores los cuales hacen estos proyectos cada vez menos atractivos para los inversionistas en el Perú, ocasionando efectos negativos en el rubro petrolero, sumado a esto factores internaciones como la sobre producción internacional o el bajo consumo de las industrias hacen que cada día el negocio petrolero se enfrente a retos económicos.

El Diagrama de Ishikawa presenta la relación existente entre el resultado no deseado del proceso, lo cual establecemos como efecto, y los diversos factores o causas que pueden ser la razón de que este resultado suceda, aplicando esta técnica podremos encontrar las principales causas raíz y presentar propuestas de mejora.

Figura 07. Ishikawa alto costo proyectos de perforación.



DESCRIPCIÓN DE LAS CAUSAS.

- a) Deficiente supervisión y opciones de mejora. Cuando no existe un control adecuado en el personal como a los materiales, se pierde el buen uso de los recursos, incrementando los costos planificados, así mismo las personas que lideran los proyectos deben buscar opciones de mejora constantes para hacer los proyectos más eficientes.
- b) Materiales de fluidos costosos. Los materiales que se usan en la preparación de fluido durante la perforación tienen un precio elevado y no existe cultura de re utilización de ellos.
- c) Excesos de confianza. Siendo el trabajo repetitivo, el personal operativo suele caer en el círculo de la confianza, entrando en una zona de confort donde solo realiza las actividades necesarias para culminar su tarea. No busca alternativas de mejora.
- d) Variaciones económicas constantes. El petróleo es un bien que depende de muchos factores externos para definir su valor comercial, y este es muy variable, lo cual encarece los proyectos de perforación.
- e) Baja producción vs inversión. Los campos petrolíferos de Perú son cada vez menos productivos, por lo que la ingeniería de perforación tiene la necesidad de preparar proyectos más riesgosos, profundos y/o más remotos para lograr elevar la rentabilidad de un pozo.
- f) Compromisos Gubernamentales. El gobierno peruano tiene mayor regulación y fiscalización en los proyectos de perforación, por lo que para que estos sean aprobados, la operadora deberá levantar cada vez más sus estándares de operación.
- g) Uso de EPS RS para disposición final. Una de las ultimas regulaciones ambientales es que no debe haber impacto alguno sobre la superficie donde se realizan los trabajos, y todos los fluidos y/o solidos al culminar la perforación deben ser transportados y dispuestos por una EPS RS habilitada.

- h) Costos elevados para servicios. Siendo las locaciones a perforar cada vez más alejadas los costos de abastecimiento de todos los servicios involucrados tienen a elevarse y hacer menos atractivos los proyectos.

CUADRO DE EVALUACIÓN DE CAUSAS

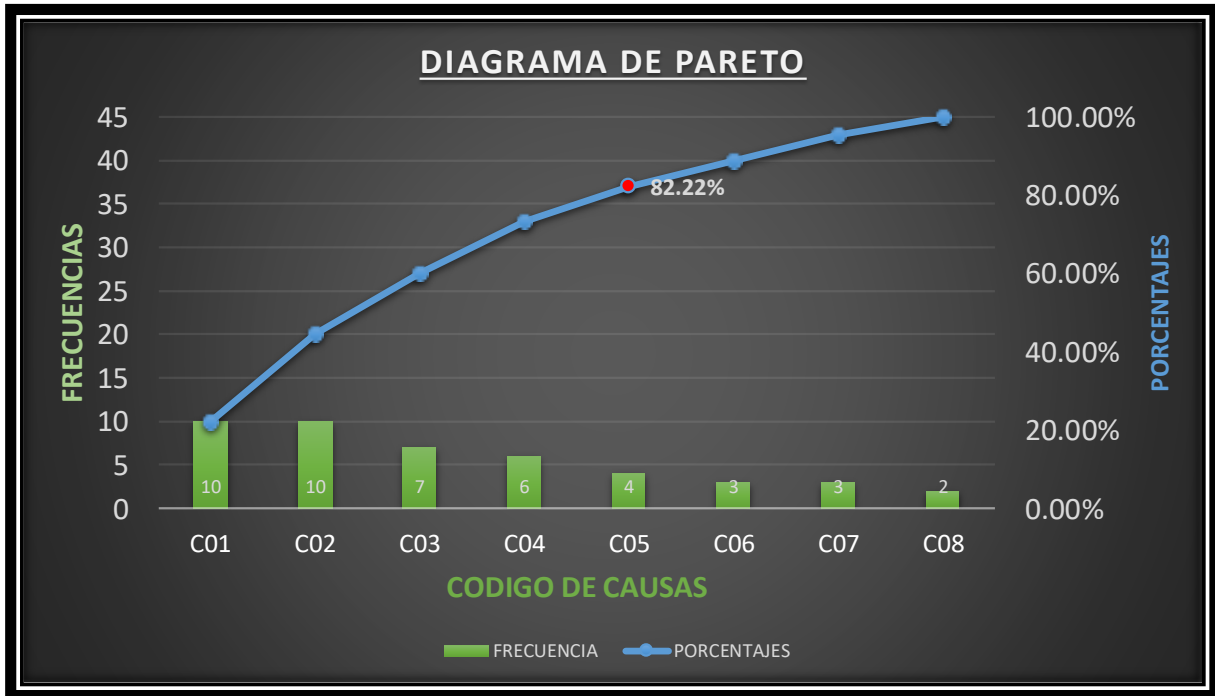
Las causas encontradas e identificadas en nuestro diagrama de causa y efecto fueron sometidas a evaluación por parte del personal operativo y de supervisión para obtener la cuantificación de cada una de ellas. Mostrando los siguientes resultados.

- Pregunta 01. ¿De las causas mencionadas, cuál cree usted eleva el costo de los proyectos de perforación?

Tabla 12. Resultado pregunta 01. Causas costo elevado de proyecto de perforación encuesta 002.

TABLA 04. CUADRO DE EVALUACIONES DE CAUSAS														
PREGUNTA: De las causas mencionadas cual cree usted eleva el costo de los proyectos de perforación?														
CÓDIGO	CAUSAS	OPERADORES								SUP		FREC	%	
		1	2	3	4	5	6	7	8	1	2			
C01	DEFICIENTE SUPERVISION Y OPCIONES DE MEJORA	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	10	22.22%
C02	MATERIALES DE FLUIDO DE PERFORACION COSTOSOS	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	10	22.22%
C03	VARIACIONES ECONÓMICAS CONSTANTES	X		X		X	X	X			X	X	7	15.56%
C04	EXCESO DE CONFIANZA	X	X		X	X			X	X			6	13.33%
C05	BAJA PRODUCCIÓN VS INVERSION	X			X			X				X	4	8.89%
C06	COMPROMISOS GUBERNAMENTALES		X				X				X		3	6.67%
C07	DISPOSICIÓN FINAL CON EPS RS			X				X			X		3	6.67%
C08	COSTOS ELEVADOS DE LOS SERVICIOS				X							X	2	4.44%
												45	100%	

Tabla 13. Pareto Causas costo elevado de proyecto de perforación encuesta 002.

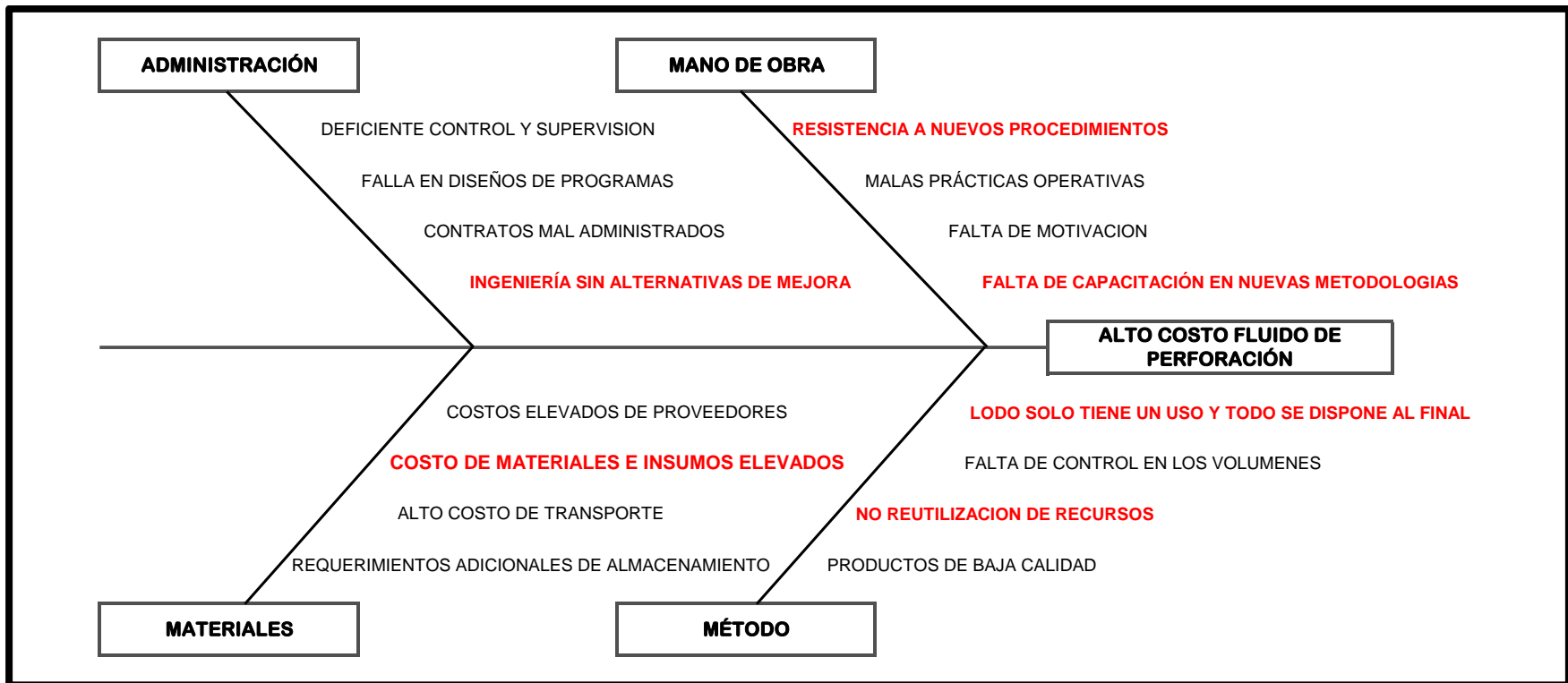


INTERPRETACIÓN: Las 05 primeras causas representan el 82.22% de los problemas basados en la encuesta realizada. Por el principio de Pareto concluimos que la mayor parte de los problemas encontrados 05 constituyen el 80% de los problemas y por ello es que se debe eliminar las causas de estos problemas.

Dentro de las 05 causas de más alto índice, encontramos con un 22.22 % Alto costo de materiales de fluido de perforación lo cual conlleva a la incrementación del costo del servicio de fluido de perforación. También con el mismo porcentaje 22.22% encontramos que la deficiente supervisión y opciones de mejora eleva los costos de los servicios involucrados dentro de los proyectos de perforación petrolera.

Al ser el servicio de fluidos de perforación un servicio fundamental en la perforación de un pozo y teniendo un índice de costo elevado, procedemos a presentar un diagrama de Ishikawa (causa – efecto) con la finalidad de determinar las principales causas que originan el costo elevado del fluido o lodo de perforación.

Figura 08. Ishikawa alto costo Fluido o Lodo de perforación.



DESCRIPCIÓN DE LAS CAUSAS DEL ALTO COSTO EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN.

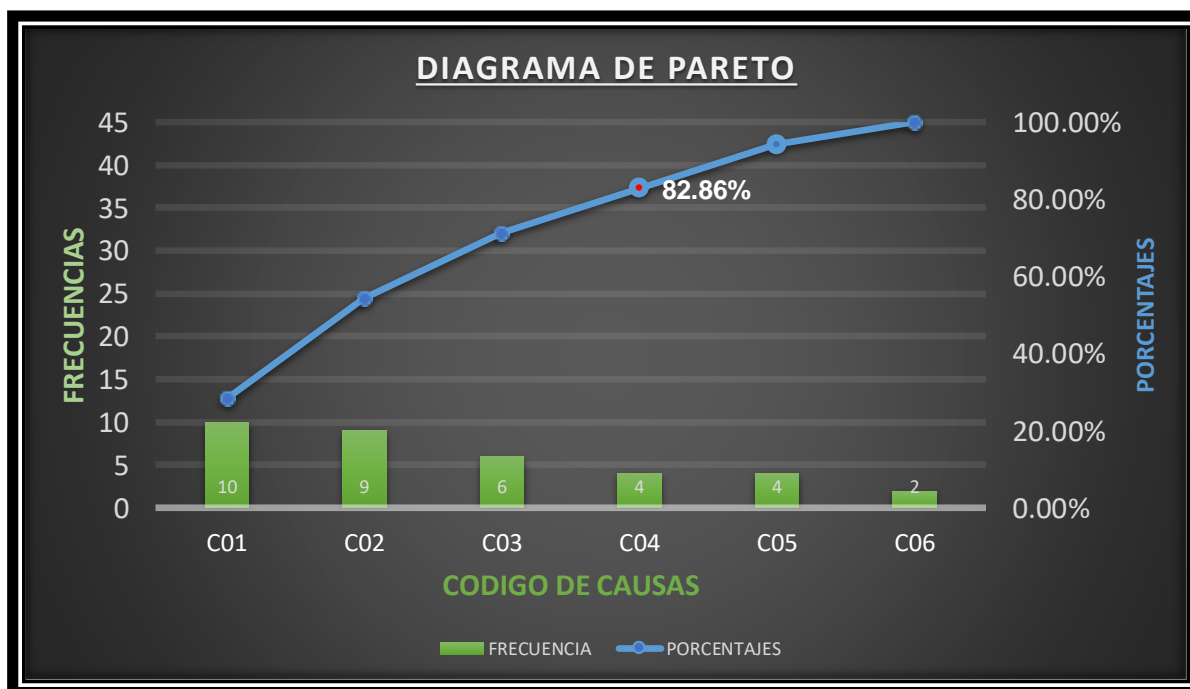
- a)** No reutilización de recursos. Los servicios de perforación vienen de tiempo donde no se requería ahorro, la inversión era abierta y no se escatimaban presupuestos por lo que no había necesidad de reutilizar materiales ni recursos.
- b)** Fluido solo tiene un uso luego se dispone. Con las nuevas disposiciones ambientales ya no es posible desechar los fluidos de perforación como se hacía antes, en un pit. Ahora todo tiene que ser dispuesto a través de una EPS RS
- c)** Costo de materiales e insumos elevados. Dentro del servicio de fluidos los materiales para densificar y mantener el fluido dentro de las propiedades requeridas para que la perforación del pozo se culmine satisfactoriamente.
- d)** Falta de capacitación en nuevas tecnologías. Los líderes de los proyectos no presentan alternativas de mejora que puedan traer nuevas metodologías para desarrollar el mismo trabajo, pero de una manera más eficiente.
- e)** Resistencia a nuevos proyectos, dentro de un proceso de alto riesgo siempre se encuentran dudas ante nuevas alternativas especialmente en un servicio tan fundamental como el fluido de perforación.
- f)** Ingeniería sin alternativas de mejora. El liderazgo y alternativas de mejora por parte de ingeniería en compañías de servicio muchas veces queda estancado en los procedimientos que siempre se han realizado y no se busca el salir del procedimiento establecido por miedo a fallar.

Las causas encontradas e identificadas en nuestro diagrama de causa y efecto fueron sometidas a evaluación por parte del personal operativo y de supervisión para obtener la cuantificación de cada una de ellas. Mostrando los siguientes resultados.

Tabla 14. Resultado pregunta 02. Causas costo elevado del lodo en Encuesta 02

TABLA 05. CUADRO DE EVALUACIONES DE CAUSAS													
PREGUNTA: ¿De las causas mencionadas cual cree usted eleva el costo del fluido de perforacion?													
CÓDIGO	CAUSAS	OPERADORES								SUP		FREC	%
		1	2	3	4	5	6	7	8	1	2		
C01	NO REUTILIZACIÓN DE RECURSOS	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	10	28.57%
C02	COSTO DE MATERIALES E INSUMOS ELEVADOS	X	X	X	X	X	X	X	X	X		9	25.71%
C03	LODO SOLO TIENE UN USO LUEGO SE DISPONE		X	X	X		X	X			X	6	17.14%
C04	FALTA DE CAPACITACIÓN EN NUEVAS TECNOLOGÍAS	X			X					X	X	4	11.43%
C05	RESISTENCIA A NUEVOS PROCEDIMIENTOS	X			X			X			X	4	11.43%
C06	INGENIERÍA SIN ALTERNATIVAS DE MEJORA		X				X					2	5.71%
											35	100%	

Tabla 15. Pareto causas de costo elevado del lodo en encuesta 002.



INTERPRETACIÓN: Las 04 primeras causas representan el 82.86% de los problemas basados en la encuesta realizada. Por el principio de Pareto concluimos que la mayor parte de los problemas encontrados 04 constituyen el 80% de los problemas y por ello es que se debe eliminar las causas de estos problemas.

Dentro de las 04 causas de más alto índice, encontramos con un 28.57 % La no reutilización de insumos o materias primas de fluido de perforación lo cual no permite que se encuentren alternativas de una posible mejora económica para el servicio.

En segundo lugar, con 25.71 % tenemos los costos de materiales e insumos, el cual podría disminuir si es que hacemos una reutilización de los recursos sin afectar las propiedades del requeridas para el éxito del proyecto

El tercer lugar con 17.14%, el lodo solo tiene un uso y luego se dispone, se acostumbraba manejar esa modalidad, ya que antes los EIA eran más permisibles, a lo que son ahora, simplemente el fluido era depositado en un pit si la perforación era en onshore sin regulación y sin costo mayor. Ahora todo fluido debe ser dispuesto a través de una compañía regulada y certificada, lo cual genera un costo de disposición de volumen final.

Y finalmente con 11.43% la encuesta arroja que la falta de capacitación en nuevas tecnologías es un factor que aumenta el costo en los servicios de fluidos de perforación.

FASE 01 – PLAN

ELABORAR UN PLAN DE MEJORA QUE PERMITA LA REDUCCIÓN DE COSTOS EN EL SERVICIO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN.

Al finalizar las evaluaciones realizadas se llega a la conclusión de que una manera para disminuir y mejorar los costos del fluido o lodo de perforación es mediante de un sistema de reutilización de fluido, tratando este fluido con el sistema de control de sólidos de manera mecánica y química para retornarlo a propiedades que puedan ser utilizados durante la perforación del siguiente pozo como fluido base. Así se disminuirá el costo del servicio reduciendo consumo de materiales e insumos, reduciendo volúmenes de disposición final y costos adicionales que puede originar el servicio.

Este proceso está basado en la metodología PHVA y cuenta con el siguiente cronograma de actividades.

Figura 09. PHVA

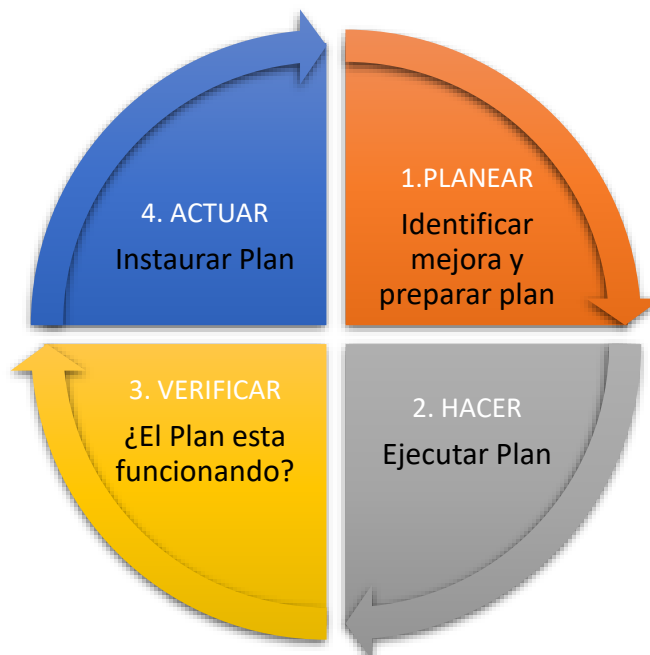


Tabla 16. Plan de mejora a causas raíz.

CAUSAS		PROPUESTA DE MEJORA	RESPONSABLE	INDICADORES
1	NO REUTILIZACIÓN DE RECURSOS	PROCEDIMIENTO DE REUTILIZACIÓN DE LODO COMO FLUIDO BASE	COORDINADOR DE CONTROL DE SOLIDOS	PORCENTAJE DE REDUCCIÓN DE COSTO DE SERVICIO DE FLUIDO POR POZO
	FLUIDO SOLO TIENE UN USO Y LUEGO SE DISPONE			
	COSTO DE MATERIALES E INSUMOS DE LODO ELEVADOS.			
2	FALTA DE CONOCIMIENTO DE NUEVAS TECNOLOGÍAS	PLAN DE CAPACITACIÓN AL PERSONAL OPERATIVO	COORDINADOR DE CONTROL DE SOLIDOS	NÚMERO DE TALLERES PROGRAMADOS
				NUMERO DE PARTICIPANTES

PROPUESTA DE PRIMERA MEJORA – PROCEDIMIENTO DE REUTILIZACIÓN DE LODO COMO FLUIDO BASE.

Se realiza un procedimiento de reutilización de lodo como fluido base para poder contrarrestar las causas que originan el alto costo del fluido de perforación. Este procedimiento tendrá las siguientes actividades y tiene un procedimiento operativo establecido para la realización de las tareas:

- a) ACONDICIONAMIENTO DE 200 BBL DE LODO TANQUE DE RESERVA. Luego de haber terminado la bajada del casing de producción, se retiran 200 bbl del sistema activo de lodo, almacenados en el tanque de reserva para ser procesados hasta obtener las propiedades requeridas para un fluido base en el siguiente pozo. Para este proceso se utiliza el sistema de control de solidos: Centrifuga decantadora HV518 y Unidad de Dewatering. Este proceso tiene una duración de aprox 4 horas.
- b) ACONDICIONAMIENTO DE 200 BBL DE LODO DEL SISTEMA ACTIVO. Luego de haber culminado la cementación del pozo, se retiran 200 bbl del sistema activo de lodo, almacenados en el principal para ser procesados hasta obtener las propiedades requeridas para un fluido base en el siguiente pozo. Para este proceso se utiliza el

sistema de control de solidos: Centrifuga decantadora HV518 y Unidad de Dewatering. Este proceso tiene una duración de aprox 4- 6 horas.

- c) ACONDICIONAMIENTO DE 200 BBL DE LODO DEL SISTEMA ACTIVO. Luego de haber procesado los 200 bbl de lodo del sistema activo, se retiran 200 bbl más del sistema activo de lodo, almacenados en el principal para ser procesados hasta obtener las propiedades requeridas para un fluido base en el siguiente pozo. Para este proceso se utiliza el sistema de control de solidos: Centrifuga decantadora HV518 y Unidad de Dewatering. Este proceso tiene una duración de aprox 4- 6 horas.
- d) ENVÍO DE LODO REUTILIZADO PARA SIGUIENTE POZO. Luego de haber terminado el tratamiento de los 600 bbl de lodo y luego de verificar que las propiedades del fluido se encuentran dentro del margen requerido se procede a cargar el fluido a tres cisternas que se encargaran de transportar el fluido al nuevo pozo para ser utilizados como fluido base.

PROPUESTA DE SEGUNDA MEJORA – PLAN DE CAPACITACIÓN EN NUEVAS TECNOLOGÍAS.

Uno de los principales requerimientos de las empresas que quieren liderar los mercados es la capacitación constante en su personal, siendo una de las principales causas del alto costo de los lodos de perforación la falta de conocimiento de tecnologías nuevas, se prepara un programa de capacitación para el personal operativo y de supervisión, el cual brindara las herramientas necesarias para poder buscar la eficiencia no solo en la parte operativa además en la económica.

Tabla 17. Plan de Capacitación.

PLAN DE CAPACITACIÓN	
EMPRESA	CNPC CUANQING DRILLING
SERVICIO	CONTROL DE SOLIDOS
PROYECTO	LOTE X - EL ALTO
PARTICIPANTES	SUPERVISORES, OPERADORES, INGENIEROS DE FLUIDOS, SUBCONTRATISTAS
TEMARIO DE CAPACITACIONES	ACONDICIONAMIENTO DE LODO PARA USO COMO FLUIDO BASE
	BENEFICIOS DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE SÓLIDOS EN LA PERFORACIÓN
	PROPIEDADES DE LODOS DE PERFORACIÓN
	DISPOSICIÓN FINAL, REQUERIMIENTOS TÉCNICOS
	PROPIEDADES PRINCIPALES DE LOS LODOS DE PERFORACIÓN Y ALTERNATIVAS DE USO
	REQUERIMIENTOS LEGALES PARA FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y DISPOSICIÓN FINAL EN HIDROCARBUROS
FRECUENCIA	DOS CAPACITACIONES POR MES, CADA CAPACITACIÓN TENDRÁ UN TIEMPO DE 4 HORAS
RESPONSABLES	COORDINADORES DE SERVICIO

ELABORADO POR	REVISADO POR	REVISADO POR	APROBADO POR
MIGUEL VARGAS	MATIAS XUBO	ALEJANDRO WANG ZHAOZHENG	LI YONG PENG
COORDINADOR SERVICIO CONTROL DE SÓLIDOS	SOPORTE TÉCNICO CONTROL DE SÓLIDOS	SUB GERENTE	GERENTE GENERAL

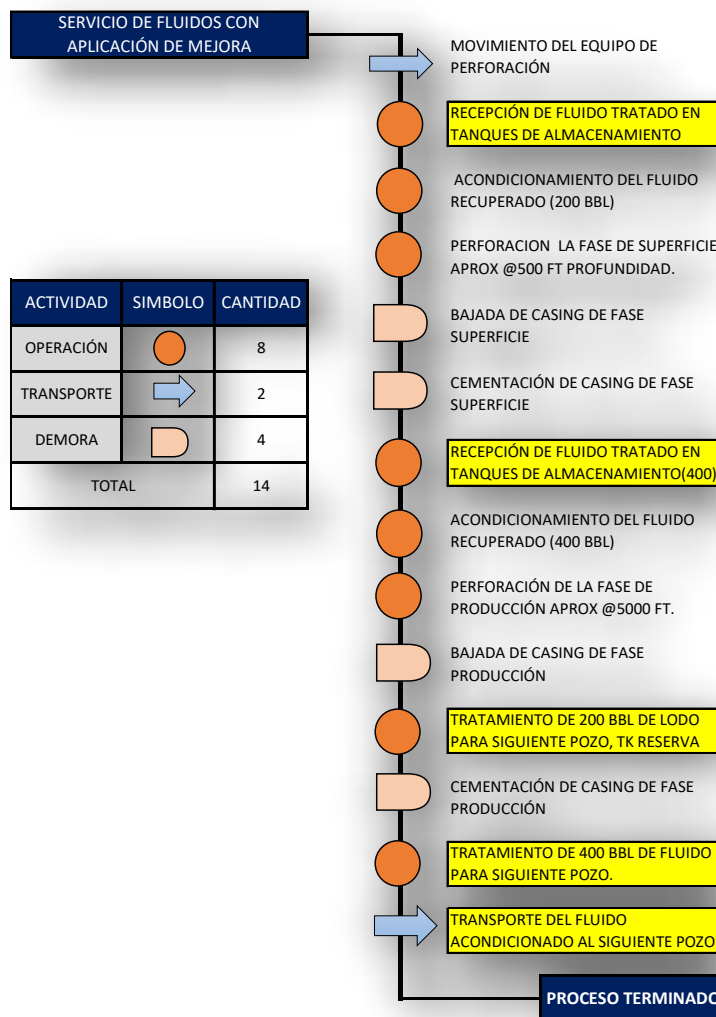
FASE 02 – HACER

Se tomaron de muestra dos pozos de la campana 2020, en coordinación con el personal de fluidos se realizó el procesamiento y re utilización del fluido para un pozo siguiente, según el procedimiento establecido.

DIGRAMA DE OPERACIONES DE PROCESOS (DOP) CON APLICACIÓN DE MEJORA (REUTILIZACIÓN DE LODO).

En el siguiente diagrama de operaciones DOP vemos que las actividades incrementan en comparación con el proceso normal de servicio de fluidos.

Figura 10. DOP Aplicación de mejora.



DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES SERVICIO DE FLUIDOS APLICANDO MEJORA (REUTILIZACIÓN DE LODO).

- Movimiento de Equipo. Se realiza el movimiento de equipo, componentes, materiales y personal a la locación donde se perforará el pozo.
- Recepción de fluido tratado. Se reciben los primeros 200 bbl de fluido que fue tratado en el pozo anterior. La cisterna que transporta el lodo se acerca al tanque de reserva y procede a la descarga del lodo en el tanque de sistema.
- Acondicionamiento de fluido recuperado. se verifican propiedades y acondicionan de acuerdo a requerimiento de la operación.
- Perforación de fase de Superficie. Se inicia la perforación de la fase de superficie, Los ingenieros de fluidos monitorean y acondicionan el comportamiento del fluido durante la perforación de esta etapa del pozo hasta llegar a la profundidad programada (aprox 500 ft).
- Bajada de Casing de Superficie. Equipo retira sarta de perforación a superficie e inicia la bajada del casing o tubería de revestimiento de esta fase.
- Cementación Casing Fase de Superficie. Compañía de cementación bombea cemento al pozo e inicia la cementación de la fase de superficie.
- Recepción de fluido tratado. Se reciben los 400 bbl de fluido restante que fue tratado en el pozo anterior. La cisterna que transporta el lodo se acerca al tanque de sistema y procede a la descarga de 200 bbl de lodo y 200 bbl en el tanque de reserva.
- Acondicionamiento de fluido recuperado. Se acondiciona fluido de acuerdo a las propiedades programadas para este pozo.
- Perforación de fase de Superficie. Se inicia la perforación de la fase de producción. Los ingenieros monitorean el comportamiento del fluido mientras se perfora esta etapa del pozo, en esta etapa se debe acondicionar el fluido de manera que la perforación se realice sin

ningún inconveniente. Se perfora hasta la profundidad estimada (aprox. 5000 o 5500 ft) luego que geología confirma el objetivo.

- Bajada de Casing de Superficie. Se realiza viaje de acondicionamiento para verificar que el hueco sea estable, se saca sarta de perforación y se procede a bajar casing de producción.
- Acondicionamiento de Fluido para siguiente pozo. Se retiran los primeros 200 bbl de lodo del tanque de reserva para ser acondicionados a fluido base para el siguiente pozo. Se realiza proceso mecánico con centrifuga y químico con dewatering hasta obtener las propiedades deseadas. El fluido acondicionado es enviado a cisterna para su posterior transporte.
- Cementación Casing Fase de Producción. Compañía de cementación realiza el bombeo de cemento al pozo de acuerdo a programa y se realiza el desplazamiento del fluido.
- Acondicionamiento de Fluido para siguiente pozo. Luego de que el pozo es cementado se inicia el proceso de los próximos 400 bbl de lodo para que sea acondicionado como fluido base para el siguiente pozo, se realiza en dos tiempos, de 200 bbl cada uno. Para poder enviar el fluido tratado a la cisterna la que se encargara de transportarlo al nuevo pozo. Las propiedades son verificadas antes de transportar el fluido.
- Transporte del fluido acondicionado al siguiente pozo. Los 600 bbl de lodo recuperado, será transportado al siguiente pozo a través de 3 cisternas de capacidad 200 bbl. Las cuales esperan el armado del equipo para el inicio de la perforación del nuevo pozo.

REQUERIMIENTO DE PROPIEDADES DE FLUIDO TRATADO.

El fluido o lodo tratado según el requerimiento de los ingenieros de fluido debe de cumplir las siguientes propiedades para que pueda ser recepcionado como fluido base para el siguiente pozo:

- Densidad: El término densidad refiere a la relación entre la masa de una sustancia y su volumen y es dada al fluido o lodo para poder mantener el equilibrio de las presiones de la formación mientras se va perforando. Para un fluido base se necesita la densidad en 8.6 ppg. (libras por galón).
- Viscosidad de embudo: Se define como la resistencia que tiene un fluido, en este caso el lodo de perforación, a fluir menor o igual a 40 seg/qt
- MBT: Es la cantidad de arcillas reactivas que se encuentran dentro del fluido o lodo de perforación. Se calcula a través del método de azul de metileno (lbs/bbl de lodo). Menor o igual a 10.
- % Solidos: Refiere a la cantidad porcentual de sólidos dentro del lodo de perforación. Para un fluido base se necesita que este menor a 5%

IMPLEMENTACIÓN DE LA PRIMERA MEJORA AL SERVICIO DE FLUIDOS (REUTILIZACION DE LODO)

POZO EA-11966D, perforado en el mes de abril, se procedió con el acondicionamiento de 600 bbl de lodo en 03 etapas de procesamiento de 200 bbl cada una. este pozo tuvo una profundidad de 5080 ft y se realizó en dos secciones, la primera de 12 ¼ hasta 500 ft y la segunda de 8 ½ hasta TD.

a) Acondicionamiento 200 bbl. Luego de haber terminado la perforación del pozo 11966D, luego de terminar la bajada de casing de producción, se retiraron 200 bbl del tanque de reserva para comenzar a ser procesados. Se obtuvo los siguientes parámetros:

Tabla 18. Propiedades fluido tratado 11966D (1)

PROPIEDADES DE LODO TRATADO PARA FLUIDO BASE 11966D (1)								
POZO	VOL PROCESADO	HORAS DE PROCESO	PROPIEDADES DEL FLUIDO TRATADO					
			DENSIDAD (PPG)	MBT	VIS	% SOL	ESTADO	
EA-11966D	200 BBL	4 HORAS	IN :	11	25	55	19	DEFICIENTE
			OUT:	8.6	9	35	2	ACEPTABLE
			DIS:	14.8	N/A			N/A

- b) Acondicionamiento 200 bbl. Luego de que la cementación del pozo 11966D se realizara y se procede con desplazamiento, previa coordinación con el Ing. de fluidos se procede a retirar 200 bbl más del sistema activo, sumando 400 bbl de lodo procesado acumulado, obteniendo los siguientes parámetros.

Tabla 19. Propiedades fluido tratado 11966D (2)

PROPIEDADES DE LODO TRATADO PARA FLUIDO BASE 11966D (2)								
POZO	VOL PROCESADO	HORAS DE PROCESO	PROPIEDADES DEL FLUIDO TRATADO					
			DENSIDAD (PPG)	MBT	VIS	% SOL	ESTADO	
EA-11966D	200 BBL	5 HORAS	IN :	11.5	45	90	24	DEFICIENTE
			OUT:	8.6	10	40	3	ACEPTABLE
			DIS:	15.4	N/A			N/A

- c) Acondicionamiento 200 bbl. Se procede a retirar 200 bbl más del sistema activo de tanques para poder ser procesados, estos completaran los 600 bbl de lodo que estaremos acondicionando para el enviar al siguiente pozo. Este procedimiento nos entregó los siguientes parámetros

Tabla 20. Propiedades fluido tratado 11966D (3)

PROPIEDADES DE LODO TRATADO PARA FLUIDO BASE 11966D (3)								
POZO	VOL PROCESADO	HORAS DE PROCESO	PROPIEDADES DEL FLUIDO TRATADO					
			DENSIDAD (PPG)	MBT	VIS	% SOL	ESTADO	
EA-11966D	200 BBL	4.5 HORAS	IN :	11.2	40	75	21	DEFICIENTE
			OUT:	8.6	10	37	3	ACEPTABLE
			DIS:	15.1	N/A			N/A

POZO EA-11968D. perforado también en el mes de abril, se procedió con el acondicionamiento de 600 bbl de lodo en 03 etapas de procesamiento de 200 bbl cada una, este pozo tuvo una profundidad de 4850 ft y se realizó en dos secciones, la primera de 12 ¼ hasta 450 ft y la segunda de 8 ½ hasta TD final.

- a) Acondicionamiento 200 bbl. Luego de haber terminado la perforación del pozo 11968D, luego de haber concluido el proceso de bajada de casing,

se retiraron 200 bbl del tanque de reserva para comenzar a ser procesados. Se obtuvo los siguientes parámetros:

Tabla 21. Propiedades fluido tratado 11968D (1)

PROPIEDADES DE LODO TRATADO PARA FLUIDO BASE 11968D (1)								
POZO	VOL PROCESADO	HORAS DE PROCESO	PROPIEDADES DEL FLUIDO TRATADO					
			DENSIDAD (PPG)	MBT	VIS	% SOL	ESTADO	
EA-11968D	200 BBL	4 HORAS	IN :	10.5	20	55	16	DEFICIENTE
			OUT:	8.6	9	37	3	ACEPTABLE
			DIS:	14.8	N/A			N/A

Acondicionamiento 200 bbl. Luego de la cementación del pozo 11968D y luego del desplazamiento, previa coordinación con el Ing. de fluidos se procede a retirar 200 bbl más del sistema activo, sumando 400 bbl de lodo procesado acumulado, obteniendo los siguientes parámetros.

Tabla 22. Propiedades fluido tratado 11968D (2)

PROPIEDADES DE LODO TRATADO PARA FLUIDO BASE 11968D (2)								
POZO	VOL PROCESADO	HORAS DE PROCESO	PROPIEDADES DEL FLUIDO TRATADO					
			DENSIDAD (PPG)	MBT	VIS	% SOL	ESTADO	
EA-11968D	200 BBL	5 HORAS	IN :	11	40	78	20	DEFICIENTE
			OUT:	8.6	10	39	2	ACEPTABLE
			DIS:	15.4	N/A			N/A

Acondicionamiento 200 bbl. Se procede a retirar 200 bbl más del sistema activo de tanques para poder ser procesados, estos completaran los 600 bbl de lodo que estaremos acondicionando para el enviar al siguiente pozo. Este procedimiento nos entregó los siguientes parámetros

Tabla 23. Propiedades fluido tratado 11968D (3)

PROPIEDADES DE LODO TRATADO PARA FLUIDO BASE 11968D (3)								
POZO	VOL PROCESADO	HORAS DE PROCESO	PROPIEDADES DEL FLUIDO TRATADO					
			DENSIDAD (PPG)	MBT	VIS	% SOL	ESTADO	
EA-11968D	200 BBL	4.5 HORAS	IN :	11.2	40	63	21	DEFICIENTE
			OUT:	8.6	10	40	3	ACEPTABLE
			DIS:	15.1	N/A			N/A

PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO TRATADO

Luego de terminar el procesamiento del fluido se realizan todas las pruebas requeridas para garantizar que el fluido o lodo procesado se encuentra dentro de los parámetros de propiedades requeridas. Al fluido se le aplicaran las siguientes pruebas de laboratorio.

- Densidad, peso del lodo con balanza atmosférica.
- Viscosidad de embudo, prueba de viscosidad con embudo de marsh.
- MBT, Prueba de azul de metileno
- % Solidos: Prueba de retorta.
- Las pruebas fueron realizadas en el Equipo y por la Ingeniera de turno.

Los resultados son mostrados en las tablas anteriores (16-21) y el lodo obtiene propiedades aceptables para fluido base.

Figura 11. Pruebas de lodo. Se realizan las pruebas requeridas según el procedimiento previo a la carga del lodo a las cisternas.



Figura 12. Lodo antes de tratamiento. El fluido luego de terminar la perforación del pozo, tiene propiedades elevadas para ser considerado fluido base, por lo que es necesario su tratamiento.



Figura 13. CENTRIFUGA DECANTADORA PARA PROCESAMIENTO DE FLUIDO. Centrifuga decantadora utilizada para el proceso mecánico de separación de las dos fases del lodo, fase sólida y líquida, principio basado en la fuerza G.



Figura 14. Descarga sólida. Cuando el lodo es acondicionado con la centrifuga la fase solida es separada de la liquida, este proceso se realiza hasta que el lodo se encuentra dentro de las propiedades aceptables.



Figura 15. Descarga sólida. Todos los sólidos excedentes en el fluido son retirados y dispuestos en el tanque de recolección para su próximo transporte a disposición final.



Figura 16. Lodo tratado. El lodo ya tratado tiene características diferentes y las propiedades requeridas para ser usado como fluido base.



Figura 17. Descarga líquida. El fluido tiene propiedades muy cercanas al agua, por lo que luego de que las pruebas son realizadas este fluido es transportado al siguiente pozo para su reutilización



Figura 18. CISTERNAS. Vehículos usados para recibir y transportar fluido tratado. para el transporte y almacenamiento del lodo tratado se utilizan cisternas de 200 bbl de capacidad. estas se encargan de transportar el lodo ya tratado al nuevo pozo para su reutilización. se utilizan tres cisternas para el total de fluido recuperado.



DESARROLLO DE LA SEGUNDA MEJORA – PLAN DE CAPACITACIÓN EN NUEVAS TECNOLOGÍAS

Se realizan charlas operativas según el cronograma de capacitación presentado a la gerencia general. Estas charlas son brindadas por los coordinadores de servicio y se realizan a el personal operativo involucrado en el procedimiento de trabajo.

La primera charla fue realizada el día 10 de marzo del 2020, y conto con una participación total de 12 operadores, lo cual representa el 34% del personal de la compañía.

Figura 19. Difusión de procedimiento operativo, se comparte la información con el personal operativo que realizara el procedimiento




Figura 20. Participación de charla. Se realizan dinámicas de intervenciones del personal operativo durante la charla brindada sobre la reutilización del lodo como fluido base, recibiendo sus aportes e ideas sobre el procedimiento.



Figura 21. Registro de participantes. Se registra la capacitación al personal y evidencia mediante hoja de capacitación.

REGISTRO DE INDUCCIÓN, CAPACITACIÓN, ENTRENAMIENTO Y SIMULACROS DE EMERGENCIA / ANEXO N° 1, R.M. N° 050-2013-TR				
N° REGISTRO:		REGISTRO DE INDUCCIÓN, CAPACITACIÓN, ENTRENAMIENTO Y SIMULACROS DE EMERGENCIA		
DATOS DEL EMPLEADOR				
RAZÓN SOCIAL O DENOMINACIÓN SOCIAL	RUC	DOMICILIO (Dirección, distrito, departamento, provincia)	TIPO DE ACTIVIDAD ECONÓMICA	N° TRABAJADORES EN EL CENTRO LABORAL
CNPC Changing Oiling Engineering Company Limited Sucursal del Perú	20001807621	Calle Dos de Mayo 818 int. 804 Miraflores - Lima	Planta de Perforación y control de aditivos	32
MARCAR X				
INDUCCIÓN	CAPACITACIÓN	<input checked="" type="checkbox"/> ENTRENAMIENTO	SIMULACRO DE EMERGENCIA	
TEMA	Procedimiento de Acondicionamiento de todo p/ventilación como fluido Base			
FECHA	10/08/2020			
NOMBRE DEL CAPACITADOR O ENTRENADOR		Miguel Vargas Rojas		
N° HORAS		01 hr		
APellidos y nombre de los capacitados	N° DNI	ÁREA	FIRMA	OBSERVACIONES
1. Calderón Anaco Juan	10071912	C/S -	[Firma]	PTL
2. Sotomayor Ramos Esteban	21466895	operación	[Firma]	PTL
3. Castro Esteban Juan	02652367	W E	[Firma]	CNPC
4. Sotomayor Pedro José	44081620	C/S	[Firma]	PTL
5. Gómez Hernández Juan	45218645	C/S	[Firma]	PTL
6. Villegas Castro Wladimir	41836213	CS	[Firma]	PTL
7. Zúñiga Ríos Guillermo	32209914	Planta	[Firma]	CCDC
8. Díaz Paula Wilfredo	02083811	Logística	[Firma]	CCDC
9. Peña Serna Víctor Luis	01130915	ESTRUCTURA	[Firma]	CCDC
10. Alarcón Víctor E.	40042117	C/S	[Firma]	CCDC
11. Olaya Guerrero Manuel	03072204	ESTRUCTURA	[Firma]	CCDC
12. Rojas Paredón	41188311	C/S	[Firma]	CCDC
13.				
14.				
15.				
16.				
17.				
18.				
RESPONSABLES DEL REGISTRO				
NOMBRE		CARGO COORDINADOR HSE	FECHA 10/08/2020	FIRMA [Firma]

PROCEDIMIENTO OPERATIVO DE LA MEJORA

 CNPC Chuangqing Drilling Engineering Company Limited 川庆钻探工程股份有限公司 (CCCC Peru)		PROCEDIMIENTO OPERATIVO	
		ACONDICIONAMIENTO DE LODO PARA REUTILIZACION	
VIGENCIA	CODIGO	SERVICIO	PROYECTO
2020 - 2021	CCDC PEPO 07 LR	CONTROL DE SOLIDOS	PERU

PROCESO OPERATIVO – ACONDICIONAMIENTO DE LODO PARA REUTILIZACION

1. OBJETIVO

Este documento tiene como principal objetivo establecer una guía para la ejecución del Proceso de acondicionamiento de lodo de perforación para su reutilización como fluido base según las normas legales vigentes y lineamientos que rigen según normas de seguridad para una adecuada operación.


2. ALCANCE

El presente instructivo es aplicable para todas las actividades en las que se realice el proceso de acondicionamiento de lodo de perforación para su reutilización como fluido base

3. DEFINICIONES:

- a. Fluido de Perforación: Es una mezcla de líquidos, productos químicos y sólidos. Los sólidos pueden ser de tipo comercial (adicionados para alcanzar propiedades deseadas) o sólidos perforados (no comerciales y contaminantes).
- b. Fluido base: Fluido resultante del proceso de reutilización de lodo de descarte para ser utilizado en siguiente pozo.
- c. Dewatering: Es la separación físico-química y mecánica de la fase sólida, líquida de un fluido de descarte.
- d. Solución: Mezcla de 2 o más sustancias que no reaccionan entre sí. El tamaño de las partículas es atómico. Las sustancias en solución no pueden ser separadas por los procesos de coagulación y/o floculación.
- e. Floculación: Punteo físico de dos o más partículas, la cual aglomera estas partículas, las aglomeraciones son fuertes y resistentes a fuerzas mecánicas, por lo general es irreversible.

COPIA NO CONTROLADA

 CNPC Chuangqing Drilling Engineering Company Limited 川庆钻探工程股份有限公司 (CCDC Peru)		PROCEDIMIENTO OPERATIVO	
		ACONDICIONAMIENTO DE LODO PARA REUTILIZACION	
VIGENCIA	CODIGO	SERVICIO	PROYECTO
2020 - 2021	CCDC PEPO 07 LR	CONTROL DE SOLIDOS	PERU

4. RESPONSABILIDADES


- a. **COORDINADOR DE OPERACIONES:** Establecer la obligatoriedad de cumplimiento de presente procedimiento, delegando las responsabilidades que correspondan a los diferentes cargos involucrados, durante la planificación, ejecución y verificación del trabajo. Establecer los recursos necesarios para la ejecución de lo establecido en éste procedimiento.
- b. **OPERADOR DE CONTROL DE SOLIDOS:** Organizar, coordinar y realizar las operaciones en campo y revisión de análisis de riesgos de acuerdo a lo indicado en el presente documento.
- c. **COORDINADOR HSE:** Verificar y controlar el cumplimiento de lo establecido en el procedimiento y el Análisis de Riesgo.

5. RECURSOS:

Los recursos que serán necesarios se indican a continuación:

- a. **EJECUCION**
 - Operador de control de sólidos.
- b. **EQUIPOS E INSUMOS**
 - Centrifuga Decantadora.
 - Bomba de alimentación.
 - Panel de control.
 - Mangueras y conexiones.
- c. **EQUIPOS DE PROTECCIÓN PERSONAL**
 - Overol Ignifugo.
 - Casco de seguridad.
 - Botas de cuero con puntera de acero.
 - Lentes de seguridad.
 - Guantes de badana
 - Protector auditivo
 - Mascarilla quirúrgica
 - Guantes de nitrilo

COPIA NO CONTROLADA

 CNPCL Chuangqing Drilling Engineering Company Limited 川庆钻探工程股份有限公司 (CCDC Peru)		PROCEDIMIENTO OPERATIVO	
		ACONDICIONAMIENTO DE LODO PARA REUTILIZACION	
VIGENCIA	CODIGO	SERVICIO	PROYECTO
2020 - 2021	CCDC PEPO 07 LR	CONTROL DE SOLIDOS	PERU

d. SISTEMAS DE PROTECCIÓN COLECTIVA

- Cintas de PELIGRO color amarillo y rojo.
- Carteles y señales informativas, restrictivas.
- Alcohol en gel
- Jabón líquido


e. EQUIPOS DE EMERGENCIA

- Botiquín.
- Camilla de emergencia
- Lavaojos
- Ducha de emergencia
- Extintores
- Kit anti-derrame

6. CONTROLES PRELIMINARES.

- a. Todo el personal debe tener y utilizar obligatoriamente: la ropa de trabajo, casco de seguridad, botas de seguridad caña alta de punta de acero, gafas de seguridad (oscuros o claros), tapa oídos, barbiquejo y guantes.
- b. Todo personal debe pasar control diario de Temperatura corporal, al inicio de cada actividad, intermedio (hora de almuerzo) y final de su jornada laboral, quedando registrado y evidenciado.
- c. Todo personal debe realizar el lavado (por mínimo de 20 segundos con abundante agua y jabón) y desinfección de sus manos (con alcohol en gel) al momento de subir a la unidad móvil que lo conducirá a su centro de labores así como cuando sea necesario hacerlo.
- d. El responsable de la actividad debe realizar su permiso de trabajo y análisis de riesgos en la tarea evaluando los riesgos potenciales del trabajo. Documentar el mismo en el formato asignado.

COPIA NO CONTROLADA

 CNPCC Chuangqing Drilling Engineering Company Limited 川庆钻探工程股份有限公司 (CCDC Peru)		PROCEDIMIENTO OPERATIVO	
		ACONDICIONAMIENTO DE LODO PARA REUTILIZACION	
VIGENCIA	CODIGO	SERVICIO	PROYECTO
2020 - 2021	CCDC PEPO 07 LR	CONTROL DE SOLIDOS	PERU

7. PASOS DEL PROCESO.


a. PROCESO QUIMICO

- Revisar las conexiones eléctricas de la Unidad de Dewatering, bombas de inyección y mangueras.
- Abrir la válvula de agua fresca o agua reciclada en los compartimentos de la Unidad de Dewatering.
- Encender el agitador cuando el volumen de agua llegue a 1/3 de su capacidad total.
- Agregar progresivamente el polímero floculante hasta llegar a una concentración aproximada de 0.3%. Lograr una mezcla homogénea.
- Mezclar la solución por unos minutos.
- Cerrar la válvula de agua cuando llegue al tope de la Unidad de Dewatering.
- Detener la agitación y se deja añejar la solución por aproximadamente 30 min. (A mayor agitación, mejor desempeño del polímero)
- Abrir la válvula de inyección de polímero en la entrada de la bomba de alimentación.

b. PROCESO MECANICO

- Revise conexiones y mangueras del trayecto del tanque de succión hasta la bomba de alimentación.
- Revise la línea de salida hacia el tanque de retorno. Abrir válvulas de ingreso a la bomba de alimentación.
- Abrir válvula de retorno al sistema, si fuera necesario.
- Encienda el panel de control "ON".
- Programar las revoluciones por minuto (RPM) de la centrifuga dentro de un rango según sea la necesidad y punto de corte adecuado.
- Acondicionar el flujo de alimentación de la bomba de alimentación según sea la necesidad.
- Inyecte polímero a bajas concentraciones según sea necesario.
- Revisar el caudal de retorno y de descarga, de ser necesario disminuir o incrementar el flujo de alimentación de la bomba de

COPIA NO CONTROLADA

 CNPC Chuangqing Drilling Engineering Company Limited 川庆钻探工程股份有限公司 (CCDC Peru)		PROCEDIMIENTO OPERATIVO	
		ACONDICIONAMIENTO DE LODO PARA REUTILIZACION	
VIGENCIA	CODIGO	SERVICIO	PROYECTO
2020 - 2021	CCDC PEPO 07 LR	CONTROL DE SOLIDOS	PERU


alimentación y/o revoluciones de la centrifuga hasta encontrar el punto de corte adecuado.

- Verificar la densidad del sólido en la descarga, tome nota para el reporte.
- Verificar la densidad del fluido en la descarga liquida, tome nota para el reporte.
- De acuerdo con el volumen de descarga y retorno se le puede aumentar o disminuir la inyección de polímero de acuerdo como sea conveniente.
- Disminuya el RPM de la bomba de inyección de polímero y apague.
- Disminuya el RPM de la bomba de alimentación y proceda a apagar.
- Disminuir las revoluciones por minuto de la centrifuga y proceda a apagar.
- Cerrar válvulas.
- Orden y limpieza en el área de trabajo.
- Luego de que las propiedades del fluido fueron verificadas se procede a la carga de fluido para siguiente pozo.

8. CONSIDERACIONES HSE

- Para realizar las operaciones los trabajadores deberán usar los siguientes equipos de seguridad y de protección personal, de manera obligatoria:
 - ✓ Botas con punta de acero
 - ✓ Casco de seguridad
 - ✓ Overol ignifugo
 - ✓ Guantes de badana
 - ✓ Lentes protectores
 - ✓ Protección auditiva (mayor a 80 db)
 - ✓ Mascarilla quirúrgica
 - ✓ Guantes de nitrilo
- Se deberá contar con un mínimo un extintor portátil de 12 Kg del tipo PQS (Polvo Químico Seco), el cual se debe inspeccionar antes de iniciar el trabajo.

COPIA NO CONTROLADA

 CNPCC Chuangqing Drilling Engineering Company Limited 川庆钻探工程股份有限公司 (CCDC Peru)		PROCEDIMIENTO OPERATIVO	
		ACONDICIONAMIENTO DE LODO PARA REUTILIZACION	
VIGENCIA	CODIGO	SERVICIO	PROYECTO
2020 - 2021	CCDC PEPO 07 LR	CONTROL DE SOLIDOS	PERU

- Se deberá adoptar la postura de distanciamiento social (2 metros de separación mínimo) entre el personal para prevenir el contagio del COVID-19.
- Se deberá adoptar las pausas activas para evitar cualquier tipo de problema ergonómico en las actividades que se realicen.
- Observar y cumplir con las señalizaciones de seguridad y medio ambiente, descritas en el mapa de riesgos.
- El grupo de trabajo deberá tener un kit de herramientas (llaves, desarmadores, martillos, alicate, entre otros), debidamente inspeccionadas.
- Se debe contar con un botiquín de primeros auxilios.
- El personal debe estar correctamente entrenado y capacitado, según las labores que desarrollará. Debe conocer el panorama de Peligros y Riesgos al que está expuesto y las medidas de control, descritas en su ART, realizado por todo personal involucrado en la tarea.
- Verificar que los accesos y áreas de trabajo estén en buenas condiciones de tránsito para el personal y equipos de trabajo.
- Mantener el orden y la limpieza en el área de trabajo.
- Los Incidentes y accidentes de seguridad, salud ocupacional y Ambientales que ocurran durante este trabajo deberán ser informados inmediatamente a Centro de Control, Fiscalizador y Coordinador de Operaciones, a la brevedad posible y anotados en el reporte diario.
- Toda actividad complementaria necesaria que no esté contemplada en el IPER, Planificación o ART, deberá ser motivo de paralización de la actividad principal para evaluar la mejor alternativa en conjunto con el personal de HSE y con la fiscalización.

9. ANEXOS

- a. Matriz IPER 04 – OPERADOR DE CONTROL DE SOLIDOS.
- b. Formato de Registro de Temperatura Corporal CCDC Perú.

COPIA NO CONTROLADA

FASE 03 – VERIFICAR

El propósito principal de esta fase es poder mostrar el resultado global luego de la aplicación de la mejora, se realizó la verificación de los costos en ambos escenarios de operación, con pozos donde toda la perforación se realizó con preparación de fluido o lodo nuevo y en dos pozos donde se reutilizó un porcentaje de fluido tratado.

Se puede observar en la siguiente tabla los costos de 2 pozos perforados durante la campaña 2020, estos pozos tienen características y profundidades similares y no tiene aún la aplicación del método PHVA propuesto.

COSTOS FLUIDO DE PERFORACIÓN DESPUÉS DE APLICACIÓN DE LA MEJORA

Tabla 24. Costos lodo post aplicación de mejora.

COSTOS FLUIDO DE PERFORACIÓN DESPUÉS DE APLICACIÓN DE LA MEJORA

POZO	MES	PROFUNDIDAD	COSTO POZO	COSTO POR PIE
EA-11966D	ABRIL	5080 FT	\$ 17,046.99	\$ 3,36
EA-11968D	ABRIL	4850 FT	\$ 17,522.39	\$ 3,61

En las siguientes tablas se muestran los costos de cada uno de los pozos donde la aplicación de la mejora fue desarrollada.

Tabla 25 Costo detalle pozo EA 11966D

DETALLE DE COSTO FLUIDO DE PERFORACIÓN					
POZO	11966D	PROFUNDIDAD	5080 FT	COSTO POZO	\$17,046.99
1. COSTO DE PREPARACIÓN DE FLUIDO					
DETALLE		COSTO UNITARIO	CANTIDAD	COSTO PREPARACIÓN DE LODO	
PREPARACIÓN DE LODO PARA PERFORACIÓN DE POZO FASE SUPERFICIE		\$ 23.77	100	\$ 2,377.00	
PREPARACIÓN DE LODO PARA PERFORACIÓN DE POZO FASE PRODUCCIÓN		\$ 23.77	263	\$ 6,251.51	
SUBTOTAL		\$		8,628.51	
2. COSTOS ADICIONALES EN POZO					
VOLUMEN DE DISPOSICIÓN FINAL TERMINADO EL POZO (CISTERNAS DE 200 BBL)		\$ 1,500.00	400	\$ 3,000.00	
CONSUMO DE AGUA INDUSTRIAL (COSTO POR BARRIL)		\$ 2.12	400	\$ 848.48	
TRANSPORTE CON CISTERNA		\$ 350.00	3	\$ 1,050.00	
ALQUILER EXTRA EQUIPO CONTROL DE SOLIDOS		\$ 520.00	1	\$ 520.00	
DISPOSICIÓN DE SÓLIDOS PRODUCIDOS POR TRATAMIENTO		\$ 1,500.00	400	\$ 3,000.00	
SUBTOTAL		\$		8,418.48	

Tabla 26. Costo detalle pozo EA 11968D

DETALLE DE COSTO FLUIDO DE PERFORACIÓN					
POZO	11968D	PROFUNDIDAD	4850 FT	COSTO POZO	\$17,522.39
1. COSTO DE PREPARACION DE FLUIDO					
DETALLE		COSTO UNITARIO	CANTIDAD	COSTO PREPARACIÓN DE LODO	
PREPARACIÓN DE LODO PARA PERFORACIÓN DE POZO FASE SUPERFICIE		\$ 23.77	100	\$ 2,377.00	
PREPARACIÓN DE LODO PARA PERFORACIÓN DE POZO FASE PRODUCCIÓN		\$ 23.77	283	\$ 6,726.91	
SUBTOTAL		\$ 9,103.91			
2. COSTOS ADICIONALES EN POZO					
VOLUMEN DE DISPOSICIÓN FINAL TERMINADO EL POZO (CISTERNAS DE 200 BBL)		\$ 1,500.00	400	\$ 3,000.00	
CONSUMO DE AGUA INDUSTRIAL (COSTO POR BARRIL)		\$ 2.12	400	\$ 848.48	
TRANSPORTE CON CISTERNA		\$ 350.00	3	\$ 1,050.00	
ALQUILER EXTRA EQUIPO CONTROL DE SOLIDOS		\$ 520.00	1	\$ 520.00	
DISPOSICIÓN DE SÓLIDOS PRODUCIDOS POR TRATAMIENTO		\$ 1,500.00	400	\$ 3,000.00	
SUBTOTAL		\$ 8,418.48			

COMPARATIVA DE COSTOS APLICANDO LA MEJORA (REUTILIZACIÓN DE FLUIDO)

Un pozo onshore de una profundidad promedio de 5000 ft, con dos secciones de perforación, la primera que es la fase de superficie con un punto de casing de 500 ft y la segunda con un punto de casing de 5000 ft, tiene un gasto aproximado en lodo de 5 a 6 dólares por pie perforado. Debido a la coyuntura actual en la que vivimos el rubro de petróleo, nos vemos obligados a encontrar alternativas de solución como la reutilización de recursos, la cuales

en esta investigación nos ayudó a demostrar que el costo del servicio de lodos disminuía considerablemente.

Tomando como muestra 4 pozos de similares características se recogen los siguientes resultados

Tabla 27. Comparativa económica de pozos sin mejora vs pozos con mejora

TABLA RESUMEN DE RECOLECCIÓN DE DATOS

	OPERACIÓN ACTUAL		OPERACIÓN CON MEJORA	
DESCRIPCIÓN	EA-11971D	EA-11893D	EA-11966D	EA- 11968D
VOLUMEN LODO NUEVO	701.84	687.95	363.00	383.00
VOLUMEN LODO REUTILIZADO	0.00	0.00	600	600
VOLUMEN LODO DISPUESTO	701.84	687.95	363.00	383.00
PROFUNDIDAD (FT)	4685.00	5508.00	5080.00	4850.00
COSTO POZO	\$ 23,959.27	\$ 23,626.49	\$ 17,046.99	\$ 17,522.39
COSTO POR PIE PERFORADO	\$ 5.11	\$ 4.29	\$ 3.36	\$ 3.61

INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS:

En el cuadro se muestran dos grupos de datos, los dos primeros pozos, son pozos donde no se aplica la mejora (reutilización de fluido), mostrando costos globales de fluido de EA 11971D \$23,959.27 dólares con una profundidad de 4685 ft, mientras que un pozo de similar profundidad como el 11968D genero un costo de \$17,522.39. teniendo una disminución del 26 % del costo del

servicio de fluido. El costo en el pozo EA 11971D por pie perforado fue de \$5.11, mientras que el pozo EA11968D obtuvo solamente \$3,61.

Similares resultados podemos encontrar en la comparación de los dos pozos que superan los 5000 ft de profundidad, el pozo EA 11893D con una profundidad total de 5508 ft y un costo de \$23,626.49 dólares mientras que el pozo EA 11966D, el cual, si reutilizo el fluido, solamente tuvo un costo de \$17,046.99, mostrando una disminución del 28% del costo del servicio de fluido.

El costo en el pozo EA11893D por pie perforado fue de \$4.29 mientras que el pozo EA11966D costo \$3.36.

Para la recolección e introducción de estos resultados se utilizaron unas fichas de recolección de datos las cuales estuvieron organizadas por pozo y nos brindaron los costos detallados (Ver anexos, formatos de recolección de datos FRD 01-04).

EVALUACIÓN DE LA RENTABILIDAD DE LA MEJORA PROPUESTA EN ESTE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN.

a) Evaluación de costos de servicio de fluido de perforación situación actual. Sin la aplicación la mejora (reutilización de fluido)

Se realizó la recolección de costos luego de haber aplicado la mejora en los pozos obteniendo los siguientes resultados en una situación actual, utilizando fluido nuevo en cada pozo a perforar, el cálculo fue basado en un escenario de 4 pozos mensuales en una campaña de perforación de un año.

c) CALCULO DE LOS INDICADORES ECONÓMICOS VAN Y TIR

Tabla 30. Inversión del proyecto.

INVERSIÓN							
DESCRIPCIÓN		COSTO UNIT	CANTIDAD POR POZO	COSTO POR POZO	CANTIDAD POR MES	COSTO MENSUAL	COSTO ANUAL
1	ALQUILER DE EQUIPO DE CONTROL DE SOLIDOS (INCLUYE CENTRIFUGA, UNIDAD DW Y OPERADOR)	\$ 520.00	1	\$ 520.00	4	\$ 2,080.00	\$ 21,840.00
	Servicio de operador	\$ 220.00					
	Servicio de alquiler centrifuga	\$ 250.00					
	Servicio Unidad de tratamiento	\$ 50.00					
2	SERVICIO DE TRANSPORTE DE FLUIDO DE POZO A POZO, VIAJE 200 BBL (INCLUYE CISTERNA, CONDUCTOR Y RIGGER)	\$ 350.00	3	\$ 1,050.00	4	\$ 4,200.00	\$ 50,400.00
	Servicio subcontratado, costo incluye, cisterna, Conductor, Rigger, tiempo de espera.						
3	CRONOGRAMA ANUAL DE CAPACITACIONES PARA PERSONAL OPERATIVO (2 capacitaciones mensuales)	C. UNIT	TOTAL X MES	COSTO MENSUAL	MESES	COSTO ANUAL	
		\$ 71.00	2	\$ 142.00	12	\$ 1,704.00	
	CURSO DE CAPACITACIÓN			C. UNIT	TOTAL AÑO		
	ACONDICIONAMIENTO DE LODO PARA USO COMO FLUIDO BASE			\$ 71	4		
	BENEFICIOS DE LOS SIST. DE CONTROL DE SÓLIDOS EN LA PERFORACIÓN			\$ 71	4		
	PROPIEDADES DE LODOS DE PERFORACIÓN			\$ 71	4		
	DISPOSICIÓN FINAL, REQUERIMIENTOS TÉCNICOS			\$ 71	4		
	PROPIEDADES DE LOS LODOS DE PERFORACIÓN Y ALTERNATIVAS DE USO			\$ 71	4		
REQUERIMIENTOS LEGALES PARA FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y DISPOSICIÓN FINAL EN HIDROCARBUROS			\$ 71	4			
						\$	73,944.00

d) BENEFICIO DEL PROYECTO.

Tabla 31. Beneficio del proyecto.

POR AÑO	COSTOS ANUALES SERVICIO DE FLUIDO			
	ANTES LODO NUEVO	DESPUÉS (CON MEJORA)	BENEFICIO	% MEJORA
	\$ 1,142,058.24	\$ 868,714.26	\$ 273,343.98	24%

POR MES	COSTOS MENSUALES SERVICIO DE FLUIDO			
	ANTES LODO NUEVO	DESPUÉS (CON MEJORA)	BENEFICIO	% MEJORA
	\$ 95,171.52	\$ 72,392.86	\$ 22,778.67	24%

POR POZO	COSTOS PROMEDIO POR POZO SERVICIO DE FLUIDO(48 POZO AÑO)			
	ANTES LODO NUEVO	DESPUÉS (CON MEJORA)	BENEFICIO	% MEJORA
	\$ 23,792.88	\$ 18,098.21	\$ 5,694.67	24%

La tabla 31 muestra los beneficios económicos que brindaría la reutilización de lodo de perforación como fluido base y el porcentaje de ahorro en comparación con la operación actual

- En un año, el costo antes de la aplicación de la mejora es de \$1,142,058.11 por la cantidad de 48 pozos perforados, luego de la aplicación de la mejora el costo disminuye a \$ 868,714.24.
- En un mes, el costo antes de la aplicación de la mejora es de \$195,171.51 por la cantidad de 4 pozos perforados, luego de la aplicación de la mejora el costo disminuye a \$ 22,778.66.

- Mientras que, por pozo perforado, la aplicación de la mejora demuestra un ahorro de \$5,694.66 dólares en el servicio de fluidos de perforación.

Tabla 32. Flujo de Caja proyectado, Van y TIR.

FLUJO DE CAJA PROYECTADO

MESES	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO NETO
0		\$ 73,944.00	-\$ 73,944.00
1	\$ 22,778.67		\$ 22,779
2	\$ 22,778.67		\$ 22,779
3	\$ 22,778.67		\$ 22,779
4	\$ 22,778.67		\$ 22,779
5	\$ 22,778.67		\$ 22,779
6	\$ 22,778.67		\$ 22,779
7	\$ 22,778.67		\$ 22,779
8	\$ 22,778.67		\$ 22,779
9	\$ 22,778.67		\$ 22,779
10	\$ 22,778.67		\$ 22,779
11	\$ 22,778.67		\$ 22,779
12	\$ 22,778.67		\$ 22,779

COK	15%
-----	-----

Calculo del VAN y TIR

INDICADORES	
SIGLA	RESULTADO
VAN	49530.46
TIR	29%

Se determinaron los indicadores económicos para lograr establecer la viabilidad del proyecto de investigación como son el VAN y TIR, encontrándose como resultados un valor actual neto de 49530.46 por lo que el proyecto sería rentable y tiene una tasa interna de retorno de 29%, valores que aprueban la rentabilidad del proyecto.

V. DISCUSIÓN

Como resultado de la aplicación de esta investigación validan que después de la aplicación de la metodología PHVA en la reutilización de lodo, mejora los costos del servicio de fluido en la perforación de pozos de petróleo y gas. Para esta discusión se realizó una comparativa con trabajos previos concluyendo que la aplicación de la mejora PHVA mejoro en la reducción de costos operacionales en el servicio de fluidos en un 24%, disminuyendo en una campaña de perforación de 48 pozos al año con un costo sin la aplicación de la mejora de \$1,142,058.11 dólares a un costo de \$868,714.24 por la misma cantidad de pozos, pero aplicando la mejora.

Miranda (2017), en su tesis describe el proceso a analizar, el tratamiento de efluentes, así como el proceso principal de refinación del cual se derivan dichos efluentes. Asimismo, se identifican los principales problemas del proceso en estudio mediante la aplicación de herramientas de diagnóstico como la técnica del interrogatorio sistemático y el análisis de aspectos e impactos ambientales, la cual a su vez se basa en una identificación de entradas y salidas del proceso y la aplicación del indice de prioridad de riesgo. Una vez hecho el diagnostico, donde propone las mejoras siguiendo la secuencia del proceso. La ultima mejora propone un tratamiento terciario del agua residual para su reutilización en el proceso principal. Con las propuestas de mejora definida se realiza una evaluación económica, la cual demuestra que además de beneficios ambientes, se puede recuperar la inversión inicial mediante los ahorros generados. Entre los logros de las mejoras de las propuestas permite la reutilización de hasta un 87% del efluente resultante como agua para desalado y refrigeración. Los ahorros permiten recuperar la inversión total.

Del presente trabajo de investigación se corrobora que con la reutilización de un 65% del lodo luego de terminar la perforación nos permite la

recuperación de la inversión y un beneficio de \$ 22,778.66 dólares mensuales, lo cual concuerda con el estudio de Miranda.

Flores (2018), en su tesis describe que la implementación del ciclo de Deming ha permitido cumplir con el objetivo principal el cual ha mejorado los costos en el área de operaciones, llegando a concluir que obtuvo un ahorro de S/. 1.112.114,00 soles reduciendo los costos operacionales en el área de distribución de productos terminados, observando una mejora en costos operacionales con una reducción de 19,5% referente a los costos en el 2017, lo cual concuerda con los resultados del presente estudio donde muestra un ahorro comparativo del 24% en un escenario con la situación actual, significando esto un ahorro de \$ 273,343.87 en el servicio de fluidos de perforación.

Barden (2016), concluye que La fortaleza principal del trabajo es haber elaborado una mejora al proceso establecido, incluyendo nuevo Check List más detallado en el cual incluye la utilización de un equipo de micro filtrado para el sistema hidráulico, para ser aplicado en el mantenimiento preventivo de la flota de carguío; podemos obtener un incremento de la confiabilidad de la flota y ahorro con en el incremento de las horas de servicio del aceite hidráulico, llegando a 4000 horas de servicio y reduciendo los costos en 118,540.00 Dólares Americanos en un periodo de 18 meses lo cual es similar a nuestro estudio donde reduce los costos anuales de \$1,142,058.11 dólares a un costo de \$868,714.24 sin afectar la operatividad del proceso.

Hernández (2018), en su tesis describe que para medir la influencia de la metodología Lean Manufacturing en los costos del área de producción de la empresa Dual Corporaciones de Servicios Generales, Se inicia con el análisis de los costos de producción, luego se identifican los desperdicios en el proceso de producción, se proponen mejoras y finalmente se analizan los costos finales de producción. Los costos más influyentes en los costos de producción de la compañía son inventario, procesamiento

incorrecto y movimiento innecesario, estos desperdicios se minimizan a partir de la utilización de la herramienta 5S, que permite estandarizar procesos, reducir tiempos de fabricación, reducir inventario, ordenar los espacios del área de producción y determinar el número óptimo de operarios de esta manera reduciendo los costos de producción, esto llevo a reducir los tiempos de fabricación en un 11%, aprovechar en un 226% más la capacidad instalada del área de producción, lo que lleva a ahorrar un 10% en los costos de producción, es decir se logro ahorrar 13087 soles en el año, lo cual concuerda con los resultados de esta investigación, que después de aplicar una metodología en este caso el PHVA para reutilizar un recursos que en la operación actual era considerado un desecho luego de terminada su función, logramos reducir el costo operativo anual de ese servicio en un 24%, generando un ahorro de 273,343.87 dólares en comparación con la operación actual.

Gamarra (2017), describe en su tesis que para reducir los costos operativos de la empresa BALE SAC y crear una ventaja competitiva mediante la implementación de diferentes técnicas Lean Manufacturing todo en base a un análisis, diagnóstico y propuesta de mejora. Se mapeo el estado actual para posteriormente ser analizado, con propuestas de mejoramiento o eliminación de problemas se proyectaron en el mapeo del estado de futuro. Se identificó también que los principales problemas detectados en el mapa de flujo de valor actual fueron desorden en el área, alto tiempo de búsqueda de herramientas y tiempos de parada de maquinas altos y frecuentes. Es por eso que se propone implementar herramientas de manufactura esbelta como solución a estos problemas. La correcta implementación de las herramientas, lograron una reducción del 58 % en el costo por mal manejo de los materiales e insumos, lo cual concuerda con esta investigación, ya que luego de aplicar la metodología PHVA para la reutilización de recursos como el lodo de perforación permite una reducción de costos del 24% en comparación con la operación actual.

VI. CONCLUSIONES

El presente trabajo de investigación concluye:

Después de la aplicación de la mejora basada en la metodología PHVA (reutilización de lodo) en el servicio de fluidos se puede observar una reducción de costos del servicio en un 24%, siendo \$18,098.21 el costo del servicio de fluidos en la perforación de un pozo luego de la aplicación de la mejora a diferencia de los \$23,792.88. dólares que se pagaba por el servicio con lodo totalmente nuevo. Información verificada en la tabla X.

- Con respecto al objetivo específico 01, Se observa que el costo promedio del fluido de perforación en un pozo sin la aplicación del método PHVA asciende a \$23,792.88, como se muestra en las tablas 04, 05, y 06.
- Con respecto al objetivo específico 02, se logra determinar que el proceso del servicio de fluidos en la perforación de un pozo de petróleo cuenta con 09 actividades las cuales son 01 de transporte (Movimiento del equipo), 04 de operación (Preparación de fluido Base, perforación de fase de superficie, preparación de fluido para fase de producción y perforación de fase de producción), y 04 de demora (bajada de casing de superficie, cementación de fase superficie, bajada de casing de producción, cementación de fase de producción), las cuales se muestran en la figura 06.
- Con respecto al objetivo específico 03, se logró determinar luego del análisis realizado a través de encuestas que los altos costos del servicio de fluidos estaban basados en 04 causas raíces principales, las que luego del análisis de Pareto dieron como resultado un 82.86 %, las cuales son; No reutilización de recursos (28.57%), costos de materiales e insumos elevados (25.71%), lodo solo tiene un uso y luego se dispone (17.1%) y finalmente Falta de conocimiento en nuevas tecnologías (11.43%), las cuales fueron separadas en dos grupos el primero con las tres primeras causas raíz y el segundo grupo

con la cuarta causa a las cuales se brindó su propuesta de mejora, tabla 15.

- Con respecto al objetivo específico 04, se diseña un método de reutilización de fluido basado en la metodología PHVA, donde en la fase 01 se realiza el planeamiento planificando las mejoras propuestas para atacar las causas raíz de la investigación. En la fase dos se realiza la ejecución de los planificado en la fase desarrollando el proceso de mejora planificado, reutilizando 600 bbl de lodo, los que antes de la aplicación se disponían con una EPS- RS. Luego de aplicarle un tratamiento recupera sus propiedades iniciales para ser usado como fluido base en la perforación de los siguientes pozos, se envía a través de cisternas de 200 bbl de capacidad y se descarga en dos etapas en el siguiente pozo, los primeros 200 bbl al momento del inicio de la fase de superficie y los otros 400 al inicio de la fase de producción. Siendo este lodo reutilizado hasta en 08 pozos, donde se descartaría y utilizaría nuevamente lodo nuevo, por recomendación de los ingenieros de fluidos. Durante la fase 03, la evaluación, se recopila toda la información obtenida luego de aplicada la mejora, se realiza la evaluación económica y la comparativa entre los pozos con lodo nuevo y los pozos con lodo reutilizado, se realiza la evaluación económica proyectando la inversión al proyecto en un año perforando 4 pozos mensuales y se presentan los resultados determinando los indicadores económicos para lograr establecer la viabilidad del proyecto VAN y TIR, con los siguientes resultados de valor actual neto 49530.46 y una tasa interna de retorno de 29%. En la última etapa se realizará ajustes de mejora continua que se puedan encontrar y se continua con lo planificado.
- Con respecto al objetivo específico 05, Se observa que el costo promedio del fluido de perforación en un pozo con la aplicación del método PHVA asciende a \$17,284.69, mostrando una disminución de

un 25 a 30 % del costo del servicio de fluidos con lodo nuevo. como se muestra en las tablas 24, 25 y 26.

VII. RECOMENDACIONES

En referencia al análisis realizado de los resultados de la aplicación de la metodología PHVA en la mejora de los costos del fluido de perforación en perforación de pozos de petróleo y gas se realizan las siguientes recomendaciones:

- Evaluar constantemente la calidad del lodo tratado buscando la optimización de este para que no afecte de ninguna manera la operación o estabilidad del pozo a perforar.
- Diseñar herramientas de recolección de datos y realizar un registro de costos para monitorear de manera detallada los materiales que disminuyen su consumo durante la reutilización del lodo.
- Implementar programas de actualización constante para el personal operativo y de supervisión los cuales traigan nuevas tecnologías que puedan ser aplicadas en la mejora de los costos de operación.
- Para concluir es importante que se realicen todos los procedimientos como se detalla en la guía elaborada, siguiendo los lineamientos de mejora continua y buenas prácticas laborales.

REFERENCIAS

- API, AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. 2008. API RP 13B-1 – ISO 10414-1: Práctica Recomendadas para Pruebas de Campo de Fluidos de Perforación Base-Agua. Estados Unidos de Norteamérica: s.n., 2008
- Ayala Capristan, J. D., & Cornejo Soto, J. B. (2018). Mejora de la productividad en la empresa P&D Andina mediante la metodología PHVA.
- Baker Hughes INTEQ, 2006, Drilling fluids reference Manual, pag 8-12
- Baroid – Halliburton Company, 2000, Manual de fluidos, pág. 12-13.
- BESSANT, John; CAFFYN, Sarah & GALLAGHER, Maeve. An evolutionary model of continuous improvement behavior. Technovation, 2001, vol. 21, no 2, p. 67-77.
- CAMPAÑA Figueroa & David Roger. Plan de mejora continua de los procesos productivos para reducir los defectos en los productos lácteos elaborados por la Pasteurizadora San Pablo. Tesis (Titulación en Ingeniería Industrial) Ecuador: Universidad Técnica de Ambato. Facultad de Ingeniería en Sistemas, Electrónica e Industrial. Carrera Ingeniería Industrial en Procesos de Automatización., 2013.
- Carrillo Castillo, D. I. (2011). Optimización de la perforación del pozo LO18-8XD mediante el uso del fluido baradril-Ntm.
- CAMISÓN, Cesar; CRUZ, Sonia & GONZALES, Tomas. 2006. Gestión de la calidad. España: Editorial Pearson, 2006. p. 1428.
- Dowell drilling fluids. Manual para Control de Sólidos. Enero 1998.
- D.S N° 039-2014-EM. 2014. Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos. Lima, Perú: Ministerio de Energía y Minas, 2014.
- Falconi, Fredy (2012). "Diseño De Un Sistema De Gestión Integral De Aguas Residuales Industriales Generadas Por El Proceso De Explotación Minera En El Proyecto Corazón, Cantón Cotacachi"
- Flores Quispe (2018)" Aplicación del ciclo Deming para reducir costos de operación de productos terminados de la empresa San Fernando S.A."

- Flotwell, 2018. Tecnología innovadora de las centrifugas decantadoras con tambor macizo.
- Gamarra, 2017. Propuesta de implementación de la metodología Lean Manufacturing para reducir los costos operativos en la gestión logística de la empresa BALE SAC,
- Garcia-Lorenzo, Prado, (2003). employee Participation Systems in Spain. Past, Present and Future. Total, Quality Management & Business Excellence, 14(1): 15-24
- GARCÍA Colín, Juan y COLÍN, Juan García. 2008. Contabilidad de costos. 2008.
- GUERRERO, Natalia. 2012. Estrategia para la minimización de costos logísticos: aplicaciones en una empresa piloto Strategy for minimizing logistics costs: a pilot enterprise applications. Tesis (Titulación en Ingeniería Industrial) Colombia: Universidad Nacional de Colombia Manizales, 2012.
- GUTIERREZ PULIDO, Humberto. 2014. Calidad y productividad. Guadalajara: Programa Educativo S.A. de CV. 2014.
- HALLIBURTON, Manual de Control de sólidos.
- INFANTE, Fabiola. Desarrollo de un plan de mejoras de los procesos logísticos en la empresa Derivados Plásticos C.A. Tesis (Titulación de Posgrado) San Diego: Universidad José Antonio Páez. Universidad José Antonio Páez, 2013.
- ISHIKAWA, Kaoru. 1985. What is total quality control? The Japanese way. Japan: Prentice Hall, 1985.
- ISHIKAWA, Kaoru y KAORU, Ishikawa. 1994. Introducción al control de calidad. s.l.: Díaz de Santos, 1994.
- IMCO Manual de fluidos de perforación.
- Indecopi. (2001), NTP-ISO 9000:2001 Sistemas de Gestión de la Calidad. Principios y Vocabulario.
- MI-SWACO. Curso de control de sólidos, 2014.
- Molina Martínez M. A. (2009). Sistema de control de sólidos en fluidos de perforación.

- Mendoza Lezama, H. M. (2004). Sistema de control de sólidos y manejo de desechos en la perforación de pozos de petróleo para la preservación del medio ambiente.
- Miranda Guevara, L. V. (2017), Análisis y propuesta de mejora en el proceso de tratamiento de efluentes oleosos en una refinería de petróleo con estrategias de producción mas limpia.
- NOV BRANDT, Sistema de dewatering. Junio 2009.
- Palacios Jesús, S. (2010). Remediación del fluido de perforación optimizando la reducción de su impacto ambiental.
- PAZ, Miguel A. (2013). Memoria de estadía Profesional. Clasificación y Diagnóstico del Manejo de los Residuos de Recortes de Perforación con Fluido de Emulsión Inversa Base Aceite de la Industria Petrolera. Universidad Tecnológica de Tabasco.119 Pág.
- PDVSA. Curso de Control de sólidos en fluidos de perforación, 2004.
- Perú, Ministerio de Energía y Minas. (2018). Mapa de Principales Proyectos Mineros 2017. Recuperado el 09 de abril de 2018.
- PERUPETRO,
- Perugachi Manuel E. (2009), “Estudio del Funcionamiento del sistema de Control de Sólidos utilizando Centrífugas Decantadoras – CETAGUA S.A” en Ecuador - Tesis para obtener el Título de Tecnólogo en Petróleo
- Pérez Guerra, Y. (2012). diseño de un procedimiento para la mejora continua de procesos. 16 convención científica de ingeniería y arquitectura. la habana: la cujae.
- PRADO, J. Carlos Prado. The implementation of continuous improvement through the participation of personnel: A case study. Production and Inventory Management Journal, 1998,
- PRIDE COLOMBIA, Curso de Control de sólidos, agosto 2003.
- Sáens, Alejandrina & Urdaneta, G Joheni A. (2014). Manejo de residuos sólidos en America Latina y el Caribe. Omnia 20(3)

- Salazar Dueñas, A. S., & Soto Sinche, L. R. (2018). Análisis y diseño de mejora continua empleando la metodología PHVA en la empresa VIAPLAST SAC.
- SÁNCHEZ, Sergio. Aplicación de las 7 herramientas de la calidad a través del ciclo de mejora continua de deming en la sección de hilandería en la fábrica. Tesis (Titulación de Titulación) Cuenca: Tesis de Licenciatura., 2013.
- SEMINARIO, SALDARRIAGA MARCOS, LEÓN TINEDO OSCAR. INGEPET - 2014. Reducción en el costo del fluido de Perforación y menor impacto ambiental, por reutilización del lodo de perforación. Lima - Perú : s.n., INGEPET - 2014.
- SOBERANEZ, Iván T. (2013). Memoria de estadía Profesional. Clasificación y Diagnóstico del Manejo de los Residuos de Recortes de Perforación con Fluido Base Agua en de la Industria Petrolera. Universidad Tecnológica de Tabasco. Pág. 114.
- Silva-Chueca, R. (2017). Rol de Perupetro en los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos.
- VALDERRAMA, Santiago. 2014. Pasos para elaborar proyectos de investigación científica. Lima: San Marcos, p. 2014. 495.
- White Álvarez Kenneth, R. C. (2016). Propuesta de mejora en la cadena de suministros para reducir los costos en el área logística de la empresa Bermanlab S.A.C.

ANEXOS

Anexo01. Matriz de Operacionalización de las Variables

APLICACIÓN DEL MÉTODO PHVA EN EL MEJORAMIENTO DE LOS COSTOS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN EN UN POZO DE PETROLEO, EL ALTO – TALARA, 2020						
VARIABLES		DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	DIMENSIONES	INDICADORES	INDICADORES
INDEPENDIENTE	APLICACIÓN DEL MÉTODO PHVA	Según Gutiérrez, el ciclo PHVA es de gran utilidad para la estructuración y ejecución de los proyectos de mejora en cualquier nivel jerárquico dentro de una organización (Gutiérrez H. 2014)	La metodología PHVA se basa en sus indicadores de dimensiones. PLAN, HACER, VERIFICAR, ACTUAR los cuales brindan los datos recolectados y se expresan en una escala de razón.	1. PLANIFICAR	NIVEL DE OBJETIVOS DEFINIDOS	RAZÓN
				2. HACER	NIVEL DE RESULTADOS	RAZÓN
				3. VERIFICAR	NIVEL DE REVISIÓN DE COSTOS Y OBSERVACIONES LEVANTADAS	RAZÓN
				4. ACTUAR	NIVEL DE CORRECCIONES DE FALLAS Y MEJORAS	RAZÓN
DEPENDIENTE	COSTOS DE FLUIDO DE PERFORACIÓN	Costo es definido como el "valor "que es empleado para la obtención de bienes o servicios.	Costos generados en la preparación, tratamiento y disposición final del fluido o lodo durante toda la perforación de un pozo de petróleo y gas.	COSTOS DE INSUMOS	COSTOS INVOLUCRADOS EN EL SERVICIO DE FLUIDOS O LODOS DURANTE LA PERFORACIÓN DEL POZO	RAZÓN
				COSTOS DE MATERIA PRIMA		RAZÓN
				COSTOS DE DISPOSICIÓN FINAL		RAZÓN

Anexo 04. Instrumentos de recolección de datos.

- *Ficha de recolección de datos*

FICHA DE RECOLECCIÓN DE DATOS

RECOLECCIÓN DE DATOS	
-----------------------------	--

DATOS GENERALES			
POZO			
LOCACIÓN			
TOTAL DÍAS			
TD ESTIMADO			
FECHA DE INICIO		FECHA FIN	
SUPERVISOR			

VOLUMENES DE FLUIDO			
COSTO POR BBL	\$	COSTO TOTAL	\$
	-		-
VOLUMEN PREPARADO			
VOLUMEN PROCESADO			
VOLUMEN RECUPERADO			
FLUIDO RECICLADO			
AGUA INDUSTRIAL			

VOLUMENES DE DESECHO				
SÓLIDOS GENERADOS PERFORACIÓN		BBL		M3
SÓLIDOS GENERADOS ECS - TTO FLUIDO		BBL		M3
VOLUMEN DE FLUIDO DE DESCARTE		BBL		M3
VOLUMEN DE SOLIDOS DE DESCARTE		BBL		M3

RESUMEN DE COSTOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZO - SERVICIO FLUIDOS			
FLUIDO NUEVO	\$ -	COSTO DE TRANSPORTE	\$ -
SISTEMA DE CS	\$ -	AGUA INDUSTRIAL	\$ -
DISPOSICIÓN FLUIDO	\$ -	DISPOSICIÓN SÓLIDOS	\$ -
COSTO TOTAL DEL POZO	\$ -		

- *Tabla de recolección de datos (procesamiento de fluido)*

PROPIEDADES DE LODO TRATADO PARA FLUIDO BASE (Muestra 01)							
POZO	VOL PROCESADO	HORAS DE PROCESO	PROPIEDADES DEL FLUIDO TRATADO				
			DENSIDAD (PPG)	MBT	VIS	% SOL	ESTADO
			IN :				DEFICIENTE
			OUT:				ACEPTABLE
			DIS:				N/A

- *Tabla comparativa de costos*

	OPERACIÓN ACTUAL		OPERACIÓN CON MEJORA	
DESCRIPCIÓN				
VOLUMEN LODO NUEVO				
VOLUMEN LODO REUTILIZADO				
VOLUMEN LODO DISPUESTO				
PROFUNDIDAD (FT)				
COSTO POZO				
COSTO POR PIE PERFORADO				

Anexo 05. Validación de instrumentos

CONSTANCIA DE VALIDACIÓN

Yo Larry Alexander Carreño Farfan con D.N.I.
Nº 03859362 de profesión Ingeniero Industrial con código
CIP 194699 desempeñándome actualmente
como Supervisor de Operaciones en pozo petrolero en
CNPC Perú

Por este medio de la presente hago constar que he revisado con fines de validación de instrumentos de, **Aplicación de metodología PHVA en el mejoramiento de los costos del fluido de Perforación en Pozo de Petróleo, El Alto – Talara, 2020**

Luego de hacer las observaciones pertinentes, puedo formular las siguientes apreciaciones.

	DEFICIENTE	ACEPTABLE	BUENO	MUY BUENO	EXCELENTE
1. Congruencia de ítems					✓
2. Amplitud de contenido					✓
3. Redacción de ítems					✓
4. Metodología					✓
5. Pertinencia					✓
6. Coherencia					✓
7. Organización					✓
8. Objetividad					✓
9. Claridad					✓

En señal de la conformidad firmo la presente en la ciudad de Talara a los 03 del mes de Junio del 2020.



Firma

LARRY ALEXANDER CARREÑO FARFAN
INGENIERO INDUSTRIAL
REG. CP Nº 194699

CONSTANCIA DE VALIDACIÓN

Yo..... EDGARDO JUNIOR JIMÉNEZ CRUZ con D.N.I
 N° 43633174 de profesión INGENIERO DE PETRÓLEO con código
 CIP..... 239899 desempeñándome actualmente
 como SUPERVISOR DE OPERACIONES en
B. A. SERVICIOS AMBIENTALES S.A.C

Por este medio de la presente hago constar que he revisado con fines de validación de instrumentos de, **Aplicación de metodología PHVA en el mejoramiento de los costos del fluido de Perforación en Pozo de Petróleo, El Alto – Talara, 2020**

Luego de hacer las observaciones pertinentes, puedo formular las siguientes apreciaciones.

	DEFICIENTE	ACEPTABLE	BUENO	MUY BUENO	EXCELENTE
1. Congruencia de ítems			✓		
2. Amplitud de contenido			✓		
3. Redacción de ítems			✓		
4. Metodología			✓		
5. Pertinencia			✓		
6. Coherencia			✓		
7. Organización			✓		
8. Objetividad			✓		
9. Claridad				✓	

En señal de la conformidad firmo la presente en la ciudad de Trujillo a los 29 del mes de Mayo del 2020.



Firma

 EDGARDO JUNIOR
 JIMENEZ CRUZ
 Ingeniero de Petróleo
 CIP N° 239899

CONSTANCIA DE VALIDACIÓN

Yo César Alberto Miranda Ochoa con D.N.I. 13508477
 Nº 13508477 de profesión Ingeniero de Petróleo con código
 CIP 214147 desempeñándome actualmente
 como Supervisor de Operaciones en
CWRC Chuaring Drilling Engineering Company Limited

Por este medio de la presente hago constar que he revisado con fines de validación de instrumentos de, **Aplicación de metodología PHVA en el mejoramiento de los costos del fluido de Perforación en Pozo de Petróleo, El Alto – Talara, 2020**

Luego de hacer las observaciones pertinentes, puedo formular las siguientes apreciaciones.

	DEFICIENTE	ACEPTABLE	BUENO	MUY BUENO	EXCELENTE
1. Congruencia de ítems					✓
2. Amplitud de contenido					✓
3. Redacción de ítems					✓
4. Metodología					✓
5. Pertinencia					✓
6. Coherencia					✓
7. Organización					✓
8. Objetividad					✓
9. Claridad					✓

En señal de la conformidad firmo la presente en la ciudad de Talara a los 01 del mes de Junio del 2020.



 CESAR ALBERTO MIRANDA OCHOA
 INGENIERO DE PETRÓLEO
 Reg. CIP N° 214147
 Firma