



**UNIVERSIDAD DE MATANZAS
FACULTAD DE CIENCIAS TECNICAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA**

**Propuesta de un método fiable para el registro e
información del tiempo de trabajo de los pozos
productores habilitados con sistema de elevación
artificial**

**Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en Perforación de
pozos de petróleo y producción de petróleo.**

Mención: Producción de petróleo

Autor: Ing. Roylan Quevedo Cárdenas

Matanzas

2023



**UNIVERSIDAD DE MATANZAS
FACULTAD DE CIENCIAS TECNICAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA**



**CENTRO POLITÉCNICO DEL
PETRÓLEO
SEDE: VARADERO**

**Propuesta de un método fiable para el registro e
información del tiempo de trabajo de los pozos
productores habilitados con sistema de elevación artificial**

**Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en Perforación de
pozos de petróleo y producción de petróleo**

Mención: Producción de petróleo

Autor: Ing. Roylan Quevedo Cárdenas

Tutor: MSc. Yunier Morales García

MSc. Milagros Beaton Berenguer

Matanzas

2023

NOTA DE ACEPTACIÓN

Presidente del Tribunal

Miembro del Tribunal

Miembro del Tribunal

Calificación

Ciudad, fecha

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Yo, Roylan Quevedo Cárdenas, declaro ser el único autor de esta investigación realizada en la Universidad de Matanzas, como requisito parcial para optar por la Especialidad de Postgrado en Perforación de Pozos de Petróleo y Producción de Petróleo. Mención Producción de petróleo y autorizo que la misma sea utilizada por la mencionada Institución y por la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro como material de consulta. Para que así conste, firma:

Nombre y Apellidos

Firma

*“Lo que no se define no se puede medir. Lo que no se mide, no se puede mejorar.
Lo que no se mejora, se degrada siempre”*

William Thomson Kelvin

AGRADECIMIENTOS

A mi fiel amigo incondicional y profesor de la ciencia, que sin su ayuda no hubiera podido realizar mi tesis, Mariano Jesus Villar Morejón.

A mi amor Cary y a mi familia, por constituir el principal apoyo y la razón final de todas mis campañas.

A mis amigos, Greter Ramirez y Reynier Febles.

A los profesores, que han llenado vacíos de conocimiento en esta área del saber.

A los compañeros de trabajo, que con paciencia y dedicación, no han escatimado tiempo y esfuerzo para ayudarme en este trabajo.

A mis tutores, que me han conducido y enseñado a caminar por esta intrincada y maravillosa senda de la investigación.

A todos,

¡Muchas Gracias!

RESUMEN

El presente trabajo se realiza en los pozos productores, habilitados con sistema de extracción artificial, pertenecientes a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro. En la actualidad no se dispone de un método fiable para la obtención de las horas de trabajo de las unidades de bombeo, lo cual repercute negativamente en la gestión de seguimiento de los planes de producción y en la planificación futura. En esta investigación se propone un método que permite a los operadores de los Centros Colectores, tomar lecturas fiables del tiempo de trabajo de los pozos. Mediante la aplicación de métodos, técnicas y herramientas de investigación se obtiene un método sencillo y eficaz para el registro e información del tiempo de trabajo de los pozos basado en la tecnología de VDF, actualmente instalada para otros fines. El método nombrado como Método para recoger la lectura del tiempo de trabajo de los pozos, a partir del registro de los VDF instalados se demuestra en la práctica que es técnicamente factible y conveniente para aplicar en la empresa debido a la fiabilidad que se obtiene comparado con el método tradicional empleado. La solución propuesta puede ser generalizada al resto de las empresas productoras de petróleo del país.

ABSTRACT

The present work is carried out in the producing wells, enabled with an artificial extraction system, belonging to the Center's Oil Drilling and Extraction Company. Currently, there is no reliable method for obtaining the working hours of the pumping units, which has a negative impact on the management of monitoring production plans and future planning. In this research, a method is proposed that allows the operators of the Collecting Centers to take reliable readings of the working time of the wells. Through the application of research methods, techniques and tools, a simple and effective method is obtained for the recording and information of the working time of the wells based on the VDF technology, currently installed for other purposes. The method named as Method to collect the reading of the working time of the wells, from the record of the installed VDFs, is demonstrated in practice to be technically feasible and convenient to apply in the company due to the reliability obtained compared to the traditional method used. The proposed solution can be generalized to the rest of the country's oil producing companies.

TABLA DE CONTENIDO

Introducción	1
Capítulo 1: Análisis bibliográfico	4
1.1 El fondo de pozos. Clasificaciones en la Epep-Centro.....	4
1.1.1 Fondo de perforación.....	6
1.1.2 Fondo de ensayo	6
1.1.3 Fondo de explotación.....	6
1.1.4 Fondo de conservación.	7
1.1.5 Fondo de liquidación.....	8
1.1.6 Fondo de control.....	8
1.1.7 Fondo de inyección.	8
1.2 Métodos de explotación de los pozos de petróleo crudo y gas.....	9
1.3 Sistemas de levantamiento artificial convencionales	9
1.3.1 Sistema de Bombeo Mecánico	10
1.3.1.1 Unidad Convencional de Bombeo Mecánico	10
1.3.1.2 Unidad de Bombeo de geometría especial Mark II.....	10
1.3.1.3 Unidad de Bombeo Balanceadas por Aire.....	11
1.3.1.4 Unidad Rotaflex de Bombeo Mecánico.....	11
1.3.2 Sistema de bombeo Hidráulico	12
1.3.3 Sistema de levantamiento con Bomba por Cavidades Progresivas	13
1.3.4 Sistema de levantamiento con Bomba Electrosumergible	14
1.4 Sistemas de levantamiento artificial no convencionales	15
1.4.1 Sistema de levantamiento por Gas lift	15
1.4.2 Sistema de levantamiento por Swab.....	15
1.4.3 Sistema de levantamiento Plunger Lift	15
1.4.4 Sistema de levantamiento Chamber Lift.....	16
1.4.5 Sistema de levantamiento Recoil.....	16
1.5 Principales sistemas utilizados en Cuba para mejorar la eficiencia operacional de los sistemas de bombeo convencionales	16
1.5.1 Los accionamientos de motores eléctricos por variadores de frecuencia (VDF).....	17
1.5.1.1 Tipos de variadores de velocidad.....	17
1.5.1.2 Principio de funcionamiento	18

1.5.2	Los sistemas de control electrónico inteligentes (SCEI)	20
1.6	Otros sistemas utilizados para mejorar la eficiencia del proceso de extracción	21
1.7	Coeficiente de explotación. Su importancia	22
1.8	Conclusiones Parciales del Capítulo 1	23
Capítulo 2: Caracterización del objeto de estudio y diseño teórico metodológico de la investigación		25
2.1	Generalidades de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (Epep-Centro)	25
2.2	Diseño teórico metodológico de la investigación	28
2.2.1	Descripción de los pasos por etapas del procedimiento.....	30
Capítulo 3: Resultados y discusión		40
3.1	Aplicación del procedimiento de investigación	40
3.2	Conclusiones parciales del capítulo 3	54
CONCLUSIONES		55
RECOMENDACIONES		56
BIBLIOGRAFIA.....		57
ANEXOS		61

Introducción

El objetivo actual de la industria petrolera no está centrado en dirigir todos los recursos a la búsqueda de grandes yacimientos. El comportamiento de la industria ha cambiado ya que las empresas más grandes del mundo gastan cada vez menos en exploración y han empezado a dirigir sus esfuerzos a proyectos y áreas que antes no les interesaban. El cambio tiene justificaciones geológicas, económicas y estratégicas, y todas ellas surgen del hecho que cada vez es más difícil, arriesgado y costoso encontrar grandes yacimientos de petróleo. Por eso el sistema petrolero está encaminado a incrementar las reservas y la rentabilidad de los campos que ya están en producción (Barceló, 2017). También se han venido imponiendo las presiones ambientalistas de la sociedad, que limitan de cierta manera a las compañías, de la libertad gozada en décadas anteriores, de abrir más y más campos petroleros; de manera que la estrategia de hoy se ha movido, desde la explotación extensiva de nuevos yacimientos, hacia la explotación intensiva de los yacimientos existentes. Ambos propósitos se facilitan a partir del desarrollo en los últimos años, de tecnologías de extracción y control de pozos cada vez más avanzadas.

En la provincia de Matanzas se encuentra la dirección de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo Centro (Epep-Centro) la cual explota, por más de 30 años, los yacimientos Guásima, Marbella y Varadero, ubicados en la parte septentrional de la Provincia, en la faja gasopetrolífera del norte de Cuba. En la misma, una parte de los pozos en explotación producen de forma natural a expensas de sus propias presiones internas, ya sea petróleo o gas; en cambio, la mayoría de los pozos productores de petróleo, necesitan que se les instale mecanismos de bombeo artificial. La Epep-Centro se crea en 1976 precisamente con el objetivo de extraer petróleo y gas, básicamente para el consumo nacional. Entre los indicadores más importantes que se utilizan para conocer la eficiencia del proceso de extracción, se encuentra el coeficiente de explotación (K_e) de los pozos productores, se calcula solamente para los pozos habilitados con mecanismos de bombeo artificial, ya que son los más expuestos a sufrir interrupciones que afectan la producción, a veces frecuentes, y por diferentes causas.

Dicho coeficiente, además ser un indicador que mide la eficiencia en el proceso de extracción, también resulta de suma importancia para hacer pronósticos de producción a futuro; muy importante en el proceso de planificación de la empresa. Sin embargo, desde hace algún tiempo

se han venido presentando discrepancias entre la producción prevista a partir del coeficiente de explotación (K_e), y la producción real obtenida; de manera que el K_e calculado ha dejado de ser fiable para el pronóstico y la planificación de la producción.

El K_e depende de dos variables para realizar su cálculo: las horas total trabajadas de los pozos activos, que se obtiene en los recorridos programados e informe diario emitido por los operadores de los Centros Colectores y la segunda variable es horas total calendario de los pozos activos, la cual es una constante para cada pozo, ya que la explotación de estos se considera que son las 24 horas del día y todos los días del año. Para los pozos que se explotan a régimen las horas total calendario se determinan en dependencia del ciclo de explotación planificado.

Teniendo en cuenta que la información que emite el operador de extracción constituye el único método existente para conocer ese total de horas, aunque en su recorrido debe revisar además el correcto funcionamiento del pozo, sus parámetros, estado físico de la unidad y los niveles de aceite sea el caso. Un operador puede pertenecer a alguno de los centros colectores existentes, o al grupo de pozos periféricos distantes de estas instalaciones. Aunque sus funciones no varían, el recorrido a las unidades se realiza cada cuatro y doce horas respectivamente.

Para que la información recibida de las horas trabajadas por cada pozo sea fiable, debe de realizarse ese recorrido en el tiempo establecido, que esté garantizada la energía eléctrica en el periodo intermedio entre cada supervisión, y que el trabajador cumpla con sus funciones.

El fallo eléctrico es posible por muchos motivos y no es detectable sino está presente el operador en el instante; los problemas de transportación también son frecuentes; y hay evidencias que pozos que han sido intervenidos, luego aparecen en el parte de producción con el total de horas trabajadas máximas en un mes. Esto lógicamente falsea la información y aun cuando el reporte refleja un alto coeficiente de explotación, la cantidad de petróleo y gas producido no coincide con el rendimiento de las unidades de bombeo según su medición calculada.

Es por ello que se han definido las siguientes problemáticas:

1. El cálculo del indicador K_e y las variables que intervienen no es veraz debido a que no se tiene con exactitud la parada de los pozos por alguna falla y no se puede precisar el tiempo real trabajado; se desconoce la afectación a la producción y que acciones ejecutar para disminuir la afectación ocurrida.

2. Por concepto de acciones de mantenimiento no se identifican las horas trabajadas para aplicar el mantenimiento preventivo planificado.
3. La única fuente para realizar el cálculo del coeficiente de explotación es la información entregada en el recorrido.
4. Cuando alguno de los recorridos no se realiza, igual se entrega información estimada.

Es precisamente la situación anterior la que da origen a la presente investigación, que permite plantear el siguiente **Problema**:

¿Cuáles son las causas por las que el tiempo de trabajo reportado por los operadores para los pozos habilitados con sistemas de elevación artificial, no es fiable?

Para resolver este problema se propone la **Hipótesis**:

Si se utiliza el registro de los Variadores de frecuencia actualmente instalados, se puede proponer un método que permita tomar lecturas fiables del tiempo de trabajo de los pozos.

De ahí que el **Objetivo General** de esta investigación es:

Proponer y validar un método que permita a los operadores de los Centros Colectores, tomar lecturas fiables del tiempo de trabajo de los pozos habilitados con sistemas de elevación artificial

Objetivos específicos:

1. Diagnosticar el estado actual de la información que tributa al cálculo del coeficiente de explotación de los pozos de petróleo y gas en la Epep-Centro.
2. Sistematizar dentro de los elementos teórico metodológicos relacionados con los métodos de elevación artificial y su tecnología, aquello que permita cuantificar las horas de trabajo de los mismos.
3. Proponer un método de registro del tiempo de trabajo, utilizando la tecnología instalada antes identificada.
4. Validar el método propuesto.

Capítulo 1: Análisis bibliográfico

En este capítulo se abordan los principales aspectos teóricos asociados a la explotación de yacimientos de petróleo y gas, sobre todo lo relacionado con la clasificación de los pozos en el yacimiento, los diferentes métodos de extracción y la tecnología empleada para ello; puntualizándose el caso de la Epep-Centro.

1.1 El fondo de pozos. Clasificaciones en la Epep-Centro

Actualmente no existe una clasificación oficial a nivel mundial, de los tipos de pozos de petróleo, sin embargo dentro de la industria existen diferentes clasificaciones para los pozos petroleros dependiendo el enfoque que se requiera, por lo que a continuación se hace una breve descripción de algunas de ellas.

- Pozo Exploratorio: Son aquellos pozos que son perforados con el propósito de realizar un estudio del subsuelo dentro de un campo nuevo o incluso para llevar a cabo el análisis de una nueva formación productora dentro de un campo en el que se tiene registro de producción.
- Pozo Delimitador: Este tipo de pozo se realizan como una etapa intermedia en los proyectos de exploración y producción, estos pozos permite determinar la extensión del yacimiento y conocer las propiedades físicas de la formación y del fluido.
- Pozo de Desarrollo: Estos pozos ya son conocido como productores, ya su objetivo principal es producir el hidrocarburo que previamente se estudió por medio de los pozos delimitadores (Priscilla, 2019).
- Pozo Productor: Se realizan para permitir la producción de hidrocarburos en superficie.
- Pozo Estratigráfico: Este tipo de pozos va relacionado con los pozos de exploración, su objetivo no es ser pozos productivos sino que a través de este se puede adquirir información de la geología y petrofísica del subsuelo donde se está perforando el pozo. Es común que en este tipo de pozos no se lleve a cabo una terminación, ya que no se tienen expectativas que llegue a convertirse en un pozo productor ya que solo se realiza para adquirir información y poder evaluar la formación del campo (Howard, 1992).
- Pozo Observador: Son pozos que se utilizan una vez que su vida productiva ha alcanzado su límite o bien son pozos inyectores que ya no son utilizados con este fin, y ahora son usados

para estudiar el comportamiento del yacimiento. Esto significa que pueden existir dos o más pozos en un mismo yacimiento que se localizan separados por cierta distancia y por ejemplo, mientras estás haciendo alguna práctica en un pozo productor podrás observar como es el comportamiento a lo largo del yacimiento a través de uno o más pozos observadores (Montserrat, 2020).

- Pozo Inyector: Son los pozos cuyo objetivo es ser medio de comunicación entre la superficie y el yacimiento para la inyección de fluidos, estos pueden ser gas, agua, vapor de agua o bien agentes químicos. Este tipo de pozos comúnmente se utilizan para mantener la presión del yacimiento o bien ejercer una presión que sea capaz de desplazar los fluidos que se localizan en la formación hacia la zona de disparos (Jamaluddin, 2018) (Montserrat, 2020).

En las empresas petroleras cubanas la clasificación de los pozos se establece en el procedimiento PC-IY / R 2501 “Reglamento del fondo de pozos” (Cruz, 2018). A continuación se resume lo procedimentado.

El fondo de pozos está constituido por todos los pozos que se perforan con el objetivo del estudio geológico, exploración y desarrollo de los yacimientos de petróleo y gas; los que se registran en un documento oficial con este nombre, Fondo de Pozos, en el cual se mantiene actualizado el estado y movimiento de clasificación de cada uno de ellos.

De la utilización que se le da al Fondo de Pozos depende la efectividad de los indicadores tecnológicos de la empresa (coeficiente de explotación, coeficiente de utilización y coeficiente de aprovechamiento). Estos elementos determinan el desarrollo y aprovechamiento de los yacimientos, así como el incremento de su producción.

El Fondo de Pozos de la Epep-Centro se divide en siete categorías:

- Fondo de perforación.
- Fondo de ensayo.
- Fondo de explotación.
- Fondo de conservación
- Fondo de liquidación
- Fondo de control
- Fondo de inyección

1.1.1 Fondo de perforación.

Está constituido por todos aquellos pozos, tanto de exploración como de desarrollo que se encuentran en proceso de perforación durante el mes en curso o que hayan estado en esta categoría la mitad más uno de los días del mes.

1.1.2 Fondo de ensayo.

Lo constituyen aquellos pozos, tanto de exploración o evaluación así como de desarrollo, que una vez terminada su perforación se encuentran en el proceso de ensayo o en espera de ser ensayado en aquellas zonas de interés de petróleo y gas ya sea un intervalo para su explotación, para la inyección o para el estudio del acuífero durante la exploración.

El fondo de ensayo se divide en:

- Pozos en ensayo: Aquellos en los cuales se realizan trabajos de ensayo propiamente dichos.
- Pozos en espera de ensayo: Aquellos que, por falta de capacidad de ensayo, materiales u otro motivo, se encuentran en espera de ser ensayados.
- Pozo en explotación experimental: Los que se haya decidido pasar a explotación experimental por un período no mayor de seis meses para realizar trabajos de investigaciones y control de producción.

1.1.3 Fondo de explotación.

Lo constituyen aquellos pozos que fueron perforados con esa categoría y que se encuentran aptos para su explotación y por los pozos de exploración o evaluación que una vez terminados los trabajos de ensayo e investigación por su interés productivo se decide ponerlos en explotación, pasando automáticamente a considerarse de explotación a partir de ese objetivo. El Fondo de explotación se divide en pozos activos y pozos inactivos.

- Pozos activos: son aquellos que se encuentran actualmente en explotación de los diferentes tipos de hidrocarburos (petróleo o gas, o ambos), al mismo tiempo se subdividen en activos petrolíferos y activos gasíferos. Los pozos activos petrolíferos se clasifican en activos surgentes, activos por bombeo y activos por swab-compresor. En la empresa se maneja además, dentro de esta categoría, una subcategoría denominada “pozos alto productores”, compuesta en estos momentos por más de 20 pozos que son responsables de más del 70% de la producción de la empresa.

- Pozos inactivos: son aquellos que potencialmente pueden ser pozos de explotación o ser utilizados para la recuperación secundaria, pero que para lograr este objetivo es necesaria la realización de estimulaciones, la liquidación de alguna avería, ampliación o cambio de zona o cualquier otro trabajo para su utilización. Los pozos inactivos se dividen en petrolíferos y gasíferos.

1.1.4 Fondo de conservación.

Lo constituyen aquellos pozos que, transcurrido un mes de terminado el ensayo, no pueden ser puestos en explotación, los que durante un mes estuvieron en espera de ensayos, así como aquellos pozos del fondo de explotación que necesitan detener su explotación por cualquiera de las razones siguientes:

Para los pozos de exploración:

- Hasta la existencia mínima de condiciones para su explotación (instalaciones) o el inicio de la explotación del yacimiento.
- Los ubicados fuera del contorno gasopetrolífero que puedan ser utilizados como pozos de inyección o control.
- Para los pozos de explotación (gasíferos o petrolíferos):
- Su explotación se detiene para evitar desgasificación o inundación del yacimiento.
- Su explotación se detiene con fines de protección contra incendios u otra medida sanitaria.
- Existen poblaciones cercanas o zonas de desarrollo turístico.
- Gasíferos que no pueden ser conectados al gasoducto por problemas de presión.
- Gasíferos que no tengan asegurado un consumidor.
- Petrolíferos completamente inundados que tengan utilización futura como extractores o como pozos de inyección en la misma zona.
- Pozos que necesiten una tecnología adecuada para su explotación.

En este grupo también se incluyen los pozos en perforación a los cuales resulte imposible su acceso por inundaciones, derrumbes, etc. en áreas aledañas a su ubicación; y los que con el equipo instalado sea imposible continuar su perforación cuando se trata de una variación del proyecto técnico económico aprobado.

1.1.5 Fondo de liquidación.

Lo constituyen aquellos pozos, tanto de exploración como de desarrollo, que por diferentes motivos se imposibilita la continuación de los trabajos en los mismos, o sea, se hace nula su utilización para cualquier actividad de petróleo y gas.

El mismo se divide en:

- Pozos esperando liquidación. Son aquellos que han sido propuestos para liquidar y a los cuales se les está confeccionando la documentación para su liquidación y, por tanto, están pendientes de aprobación. El plazo de su presentación no debe exceder los dos meses a partir del inicio del proceso de liquidación.
- Pozos liquidados. Son aquéllos que se han liquidado por disposición de la Oficina Nacional de Recursos Minerales (ONRM) mediante la emisión del certificado correspondiente, por lo que se sobreentiende que han cumplido todos los requisitos para su liquidación. A los mismos debe aplicárseles el reglamento que regula el cierre de los pozos que se liquiden.

1.1.6 Fondo de control.

Se confecciona con los pozos que por su ubicación en el yacimiento o en el bloque geológico brindan información representativa del mismo referente a la presión de la capa. Estos pozos permanecen cerrados durante todo el año y deben poseer un programa anual de investigaciones.

Es requisito indispensable que los mismos estén debidamente equipados para cumplimentar dicho programa de investigaciones.

1.1.7 Fondo de inyección.

Son los pozos que se utilizan para la inyección de agua a la capa. Se subdividen en:

- Pozos de inyección para mantenimiento de la presión de capa del yacimiento.
- Pozos de absorción que se utilizan para la evacuación de las aguas residuales de los procesos productivos.

De todas las categorías anteriores, la relacionada con el presente trabajo es la de fondo de pozos en explotación.

1.2 Métodos de explotación de los pozos de petróleo crudo y gas.

En el mundo y en Cuba existen dos tipos fundamentales de métodos de explotación de pozos de petróleo y gas, ellos son: el método natural o por surgencia y el método de elevación artificial.

En general, consisten en lo siguiente:

- Metodo natural. El método natural es el menos complicado y más económico que se pueda utilizar, ya que el petróleo llega a la superficie por la energía propia del yacimiento, ya sea por empuje hidráulico, por gas disuelto o por algún otro mecanismo. Este método se utiliza principalmente en la primera etapa de explotación de los pozos, período en el cual los mismos conservan aún en gran medida su energía natural.
- Método de elevación artificial. Cuando la energía natural del yacimiento logra cierto nivel en el pozo, pero no es suficiente para que los fluidos de producción se eleven de forma natural a la superficie, se recurre al empleo métodos de levantamiento artificial para poder continuar extrayendo el petróleo. De ellos, existen dos formas básicas:
 - Levantamiento Artificial por la inyección de un fluido al pozo, donde la fuerza externa de energía normalmente es un gas a alta presión proveniente de una planta compresora o de un yacimiento gasífero.
 - Levantamiento Artificial por Bombeo, donde la fuerza externa de energía es una bomba accionada por un motor eléctrico o de otro tipo que puede estar en superficie o en el subsuelo. Este es el método más costoso en la explotación de un yacimiento (Lyons & Plisga, 2011).

1.3 Sistemas de levantamiento artificial convencionales

Los sistemas convencionales de levantamiento artificial, tienen todos una bomba en el subsuelo que realiza el levantamiento artificial del petróleo crudo; y son fundamentalmente de cuatro tipos:

- Sistema de bombeo mecánico con bomba de pistón
- Sistema de bombeo hidráulico
- Sistema de bombeo por cavidades progresivas
- Sistema de levantamiento con Bomba Electrosumergible

1.3.1 Sistema de Bombeo Mecánico

Este es el método de levantamiento artificial más usado a nivel mundial. Consiste en una bomba de pistón en el subsuelo de acción recíproca, que se abastece con energía producida en la superficie y transmitida a ella a través de una sarta de cabillas, desde un motor eléctrico o de combustión interna. Es muy aplicable a crudos pesados y extrapesados, en pozos con bajo nivel de fluido, capaz de manejar el agua, es simple y fácil de operar por el personal de campo y bajo costo de mantenimiento (Avila & Pineda, 2019).

1.3.1.1 Unidad Convencional de Bombeo Mecánico

Es un mecanismo ubicado en superficie, donde el movimiento rotatorio se obtiene a partir de un motor, ya sea eléctrico o de combustión interna, que con ayuda del reductor y del mecanismo biela- manivela y balancín, se transforma en movimiento de avance y retroceso que se transmite al pistón de la bomba mediante una sarta de cabillas. La configuración típica convencional se muestra en la figura 1.1 (Peyerl, Good, & Figueirôa, 2019).



Figura 1.1 Unidad Convencional de bombeo mecánico. Fuente: (Orjuela & Vanegas, 2019)

1.3.1.2 Unidad de Bombeo de geometría especial Mark II

Este tipo de unidad consiste principalmente en una variable del diseño convencional, cambiando la posición de los brazos y el poste maestro para obtener un sistema torsional, con el fin de reducir el torque de los engranajes. Este diseño se muestra en la figura 1.2 y permite soportar más fluido sin sobrecargar el equipo. Es un equipo más costoso en comparación con el convencional.



Figura 1.2 Unidad de Bombeo de geometría especial Mark II. Fuente: (Orjuela & Vanegas, 2019)

1.3.1.3 Unidad de Bombeo Balanceadas por Aire

Son unidades que se caracterizan por utilizar un cilindro de aire comprimido en reemplazo de las piezas metálicas, lo que facilita el transporte de la unidad debido a su reducción de peso, así como los costos de instalación, aunque los costos de mantenimiento si son significativamente altos debido al sistema de balanceo el cual se compone de cilindro de aire, compresor y controles neumáticos, figura 1.3 (Sahay, 2001).



Figura 1.3 Unidad de Bombeo Balanceadas por Aire. Fuente: (Orjuela & Vanegas, 2019)

1.3.1.4 Unidad Rotaflex de Bombeo Mecánico

Tienen una configuración muy diferente a las anteriores. El Rotaflex es una unidad de baja velocidad de bombeo y carrera larga. En dichos equipos el motor eléctrico, la fuente de energía primaria, está conectado directamente a una caja reductora, la cual transmite el movimiento de rotación a una rueda dentada motora que conduce una cadena a velocidad relativamente constante, unida a una sarta de varillas igual que en los casos anteriores que comunica el movimiento de ascenso y descenso a una bomba reciprocante en el subsuelo. Tiene una longitud

de carrera de 306 pulgadas lo que significa ahorros operacionales e incremento de productividad. Su imagen se muestra en la figura 1.4 (Meehan & Ahmed, 2016).



Figura 1.4 Unidad Rotaflex de Bombeo Mecánico. Fuente: (Orjuela & Vanegas, 2019)

1.3.2 Sistema de bombeo Hidráulico

El Bombeo Hidráulico, figura 1.5, basa su funcionamiento en la Ley de Pascal, la cual establece que al ejercer una presión sobre un punto determinado de la superficie de un líquido, esta presión se transmite con igual intensidad a todos los puntos en la superficie del líquido. Se utiliza un fluido denominado motriz, el cual fluye a lo largo de la tubería de producción del pozo, este fluido motriz forma una mezcla con el fluido proveniente del yacimiento, en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción. Lo que se busca con la utilización del fluido motriz, es transmitir la potencia necesaria al fondo del pozo, para que los fluidos provenientes del yacimiento puedan ser levantados hacia superficie (Ricaurte & Carrillo, 2016). Existen dos métodos de bombeo hidráulico que se usan en la industria:

El tipo pistón, que consta de pistones recíprocos comunicados, donde uno se encuentra presurizado por el fluido motriz y otro es movilizado por el fluido proveniente del yacimiento.

El de Bomba Jet, que consta de una bomba tipo Jet, la cual se encarga de llevar el fluido motriz a alta velocidad, para que se mezcle directamente con los fluidos del pozo.

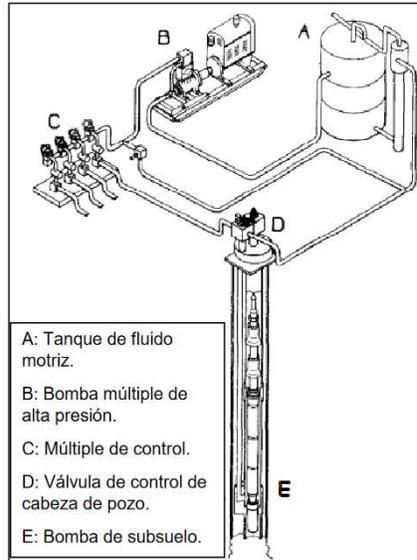


Figura 1.5 Sistema de bombeo Hidráulico: (Ricaurte & Carrillo, 2016)

La fuente de energía primaria es un motor eléctrico o de combustión interna, acoplado directamente a una bomba hidráulica de alta presión que impulsa el fluido motriz a la bomba en el subsuelo.

1.3.3 Sistema de levantamiento con Bomba por Cavidades Progresivas

El bombeo por cavidades progresivas (PCP) es un método de elevación artificial en el cual la transferencia de energía al fluido se hace a través de una bomba de desplazamiento positivo, conformada por el rotor y el estator, y trabaja sumergida en el pozo de petróleo. La geometría del conjunto es tal que forma una serie de cavidades herméticas idénticas. El rotor al girar en el interior del estator origina un movimiento axial de las cavidades, progresivamente, en el sentido desde la succión para la descarga, y realiza la acción de bombeo. El accionamiento de la bomba puede ser originado en la superficie, por medio de una sarta de varillas y un cabezote de accionamiento, o directamente en el fondo del pozo por medio de un accionador eléctrico o hidráulico acoplado a la bomba (Ricaurte & Carrillo, 2016).

Según (Avila & Pineda, 2019) los sistemas PCP tienen algunas características únicas que los hacen ventajosos con respecto a otros métodos de levantamiento artificial, una de sus cualidades más importantes es su alta eficiencia total. Típicamente se obtienen eficiencias entre 50 y 60%. La imagen general del sistema se muestra en la figura 1.6.

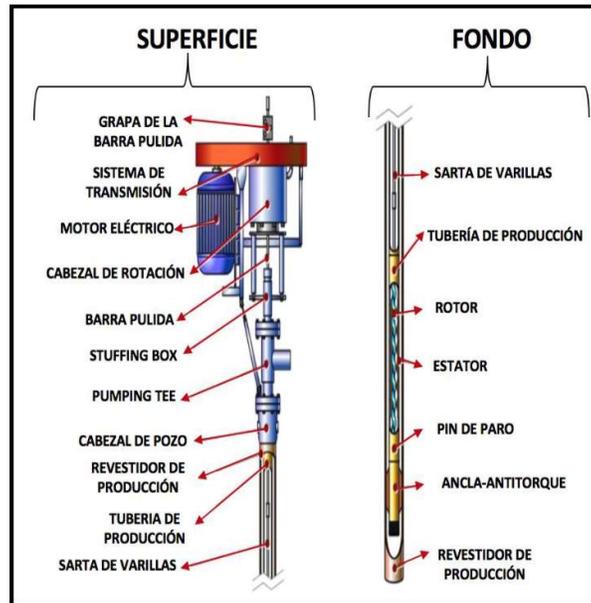


Figura 1.6 Generalidades del equipamiento de superficie y subsuelo del sistema PCP. Fuente: (Avila & Pineda, 2019)

1.3.4 Sistema de levantamiento con Bomba Electrosumergible

A diferencia de todos los anteriores, este sistema consta de una electrobomba centrífuga de varias etapas sumergida en el fluido que se va a bombear, la cual se conecta a la superficie mediante un cable que suministra la energía eléctrica al motor. La imagen general del sistema se muestra en la figura 1.7. (Ricaurte & Carrillo, 2016).

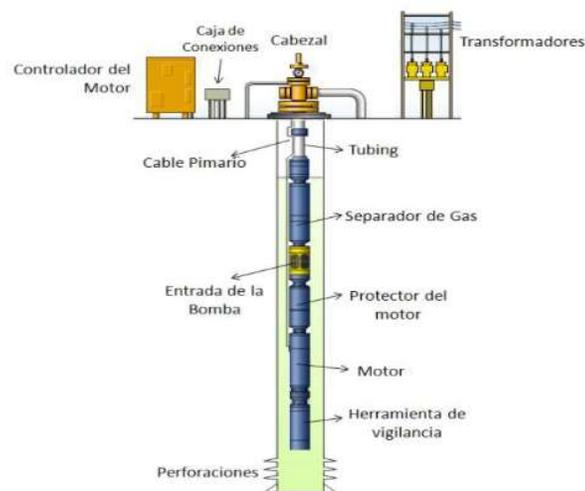


Figura 1.7 Sistema de levantamiento con Bomba Electrosumergible. Fuente: (Ferro & Cruz, 2020)

1.4 Sistemas de levantamiento artificial no convencionales

Dentro de estos se utilizan principalmente cinco sistemas, ellos son:

- Sistema de levantamiento por Gas lift
- Sistema de levantamiento por Swap
- Sistema de levantamiento Plunger lift
- Sistema de levantamiento Chamber lift
- Sistema de levantamiento Recoil

1.4.1 Sistema de levantamiento por Gas lift

El sistema de levantamiento gas consiste en inyectar gas a alta presión a través del anular, dentro de la tubería de producción a diferentes profundidades, con el propósito de reducir el peso de la columna de fluido y ayudar a la energía del yacimiento en el levantamiento o arrastre de petróleo y el gas hasta la superficie. Al inyectar gas la presión ejercida por la columna se reduce y el pozo es capaz de fluir. Los dos sistemas básicos de levantamiento con Gas Lift son levantamiento continuo y levantamiento intermitente (Barceló, 2017) (Gálvez & Cueva, 2021).

1.4.2 Sistema de levantamiento por Swab

Esta operación consiste en succionar la columna de fluido petróleo o petróleo-agua que se encuentra en la tubería de producción, desde una profundidad determinada hasta la superficie utilizando un cable de acero enrollado o winche (Barceló, 2017).

1.4.3 Sistema de levantamiento Plunger Lift

Éste sistema es una forma de levantamiento artificial basado en un método de cierre y apertura del pozo en superficie con el fin de utilizar la energía del yacimiento para producir los líquidos acumulados en el pozo mediante un pistón que actúa como una interface sólida entre el nivel de líquido y el gas de levantamiento. El pistón es una restricción que permite el paso de gas alrededor de este por efecto del slip y alcanza velocidades superiores a la velocidad crítica del líquido con el fin de minimizar el líquido que se regresa alrededor del pistón (Barceló, 2017) (Gálvez & Cueva, 2021).

1.4.4 Sistema de levantamiento Chamber Lift

Es una modificación del levantamiento del Gas Lift, que consta de una cámara de acumulación la cual opera cíclicamente, permitiendo alternadamente el ingreso del crudo a la cámara y la inyección de gas desde la superficie para desplazar el crudo acumulado.

El principio físico básico que envuelve este tipo de levantamiento es que al momento del contacto gas-petróleo, el crudo disminuye su densidad, pero además el gas ayuda a impulsar el crudo acumulado, debido a la presión a la cual se inyecta (Barceló, 2017) (Gálvez & Cueva, 2021).

1.4.5 Sistema de levantamiento Recoil

El equipo Recoil, figura 1.8, es un sistema de extracción no convencional para la recuperación de petróleo en pozos marginales que no utiliza accesorios convencionales, ya que su instalación se realiza sobre la superficie directamente encima del revestimiento. Consta de un motor eléctrico que acciona una serie de mecanismos para desplazar una cinta de alta resistencia que logra descender una manguera dentro del casing hasta encontrar el nivel del fluido (Gálvez & Cueva, 2021).

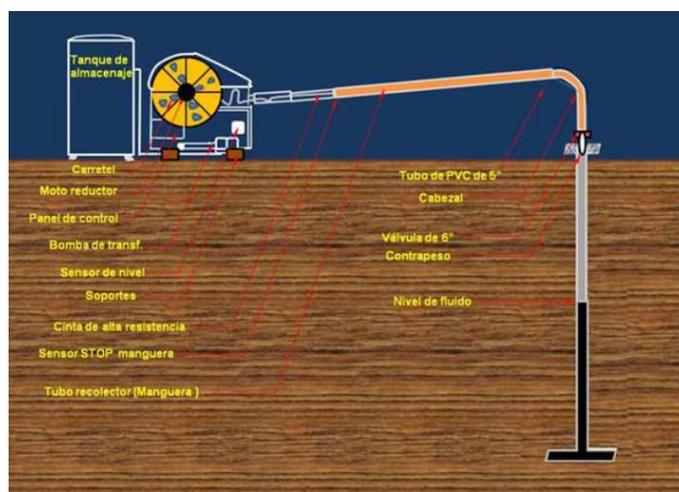


Figura 1.8 Procedimiento Operativo del Sistema Recoil. Fuente: (Gálvez & Cueva, 2021)

1.5 Principales sistemas utilizados en Cuba para mejorar la eficiencia operacional de los sistemas de bombeo convencionales

Para mejorar la eficiencia operacional de los sistemas de bombeo convencionales existen dos aspectos importantes a tener en cuenta; uno es la capacidad de aporte de fluido del yacimiento

y el otro la eficiencia en el funcionamiento de la bomba. Ambos están muy relacionados. Si la bomba extrae más fluido por unidad de tiempo, que el yacimiento puede aportar, este se “seca” temporalmente, la bomba funciona en vacío y esto trae problemas al equipo y baja la eficiencia del bombeo. Si la bomba extrae menos fluido que lo que el yacimiento puede aportar por unidad de tiempo, entonces se está perdiendo capacidad de bombeo y de producción. La clave radica en encontrar un equilibrio entre ambos y por supuesto, de los intereses del productor. Para establecer un equilibrio entre la capacidad de aporte del yacimiento y el volumen de fluidos que eleva la bomba, lo que normalmente se hace es controlar la velocidad de movimiento de la bomba, ya sea el movimiento circular en el caso de las bombas centrífugas, o alternativo en el caso de las bombas de pistón; y esto se logra controlando la velocidad del motor. Para ello en la Epep-Centro se usan dos tipos de sistemas de control.

- Motores eléctricos accionados con variadores de velocidad (VDF)
- Motores eléctricos controlados por sistemas de control electrónico inteligentes (SCEI)

1.5.1 Los accionamientos de motores eléctricos por variadores de frecuencia (VDF)

Este tipo de accionamiento se puede emplear para el control y protección de motores eléctricos de inducción, en cualquiera de los sistemas convencionales donde estos se empleen.

Desde la invención de los motores eléctricos a mediados del siglo XIX, creados por Moritz von Jacobi (1834) y desarrollados por Werner von Siemens y James Clerk Maxwell (1866), ha sido necesaria la regulación de la velocidad de los motores, debido a su gran aplicación en control de procesos industriales, que en su mayoría trabajan a velocidades variables, pero con valores precisos; para dar solución a esta necesidad se usaron inicialmente reóstatos de arranque (potenciómetro para manejar mayor corriente) y variadores mecánicos; posteriormente se han impuesto los variadores electrónicos debido a su economía, fiabilidad y además del poco mantenimiento que necesitan (Sting & Pérez, 2015).

El variador de velocidad es, en un sentido amplio, un dispositivo o conjunto de dispositivos mecánicos, hidráulicos, eléctricos o electrónicos empleados para controlar la velocidad giratoria de maquinaria, especialmente de motores (Tedesco, 2010).

1.5.1.1 Tipos de variadores de velocidad

En términos generales, puede decirse que existen tres tipos básicos de variadores de velocidad: mecánicos, hidráulicos y eléctrico-electrónicos.

- Variadores mecánicos: Dentro de esta categoría están los variadores de paso ajustable y los variadores de tracción.
- Variadores hidráulicos: Existen tres tipos dentro de esta categoría, variador hidrostático, variador hidrodinámico y variador hidroviscoso.
- Variadores eléctrico-electrónicos: Existen cuatro categorías, variadores para motores de corriente continua, variadores de velocidad por corrientes de Eddy, variadores de deslizamiento y variadores para motores de corriente alterna (también conocidos como variadores de frecuencia), de estos últimos, a continuación se amplía información recopilada, por ser de interés para la investigación (Barnes, 2003).

En la actualidad se puede decir que los mecánicos y los hidráulicos van perteneciendo cada vez más al pasado, imponiéndose los eléctrico-electrónicos, que son los que se emplean en la Epep-Centro.

1.5.1.2 Principio de funcionamiento

Los variadores de frecuencia permiten controlar la velocidad tanto de motores de inducción (asíncronos de jaula de ardilla o de rotor devanado), como de los motores síncronos mediante el ajuste de la frecuencia de alimentación al motor.

Para el caso de un motor síncrono, la velocidad se determina mediante la siguiente expresión:

$$N_s = \frac{120 \cdot f}{P} \quad 1.1$$

Cuando se trata de motores de inducción, se tiene:

$$N_m = \frac{120 \cdot f \cdot (1 - s)}{P} \quad 1.2$$

Donde:

N_s : velocidad síncrona, rpm

N_m : velocidad mecánica, rpm

f : frecuencia de alimentación, Hz

s : deslizamiento, adimensional

P : número de polos

Como puede verse en las expresiones 1.1 y 1.2, la frecuencia y la velocidad son directamente proporcionales, de tal manera que al aumentar la frecuencia de alimentación al motor, se incrementará la velocidad de la flecha, y al reducir el valor de la frecuencia disminuirá la velocidad del eje. Por ello es que este tipo de variadores manipula la frecuencia de alimentación al motor a fin de obtener el control de la velocidad de la máquina

Estos variadores mantienen la razón Voltaje/ Frecuencia (V/Hz) constante entre los valores mínimo y máximos de la frecuencia de operación, con la finalidad de evitar la saturación magnética del núcleo del motor y además porque el hecho de operar el motor a un voltaje constante por encima de una frecuencia dada (reduciendo la relación V/Hz) disminuye el par del motor y la capacidad del mismo para proporcionar potencia constante de salida.

Las principales aplicaciones en las que se utilizan los variadores de frecuencia son (Sting & Pérez, 2015), para controlar la velocidad del motor en:

- Bandas transportadoras.
- Bombas y ventiladores centrífugos.
- Bombas de desplazamiento positivo.
- Ascensores y elevadores.
- Extrusoras
- Centrífugas.
- Compresores de aire.
- Pozos petrolíferos, etc.

Son muchas las ventajas de los variadores de frecuencia para motores de corriente alterna (Acosta & Carreño, 2015). A continuación citaremos solo algunas de ellas:

- a) Permite arranques suaves, progresivos y sin saltos.
- b) Controla la aceleración y el frenado progresivo.
- c) Distintas velocidades de operación para cada fase del proceso.
- d) Compensación de variables en procesos variables.
- e) Permitir operaciones lentas para fines de ajuste o prueba.
- f) Ajuste de la tasa de producción.
- g) Permitir el posicionamiento de alta precisión.
- h) Control del Par motor (torque).
- i) Limita la corriente de arranque.

- j) Permite el control de rampas de aceleración y deceleración regulables en el tiempo.
- k) Consigue un ahorro de energía cuando el motor funcione parcialmente cargado, con acción directa sobre el factor de potencia.
- l) Puede detectar y controlar la falta de fase a la entrada y salida de un equipo.
- m) Protege al motor.
- n) Puede controlarse directamente a través de un autómatas o microprocesador.
- o) Se obtiene un mayor rendimiento del motor.
- p) Permite monitorear variables como la tensión, el consumo de corriente, par motor, entre otras.
- q) Diagnosticar los fallos existentes en el equipo y los guarda en su memoria.
- r) Registra las horas de trabajo del motor y del variador en cuestión, así como sus arranques y paradas.
- s) Posibilidades de comunicación a través de protocolos de comunicación motbus, CanOpen, entre otros según el fabricante y modelo.
- t) Invierte la rotación del motor sin tener que intercambiar los cables.

1.5.2 Los sistemas de control electrónico inteligentes (SCEI)

Este tipo de accionamiento se puede emplear en cualquier pozo habilitado con sistema convencional de elevación, que utilicen bombas en el subsuelo de tipo jet o reciprocantes. En el caso de la Epep-Centro se utiliza en dos pozos con sistema de elevación hidráulico y bombas reciprocantes en el subsuelo.

El sistema SCIE básicamente está constituido por un armario que se coloca en superficie, desde el cual se encuentran, entre otros, los siguientes elementos;

- Los Convertidores de frecuencia de los diferentes motores asíncronos que posee el sistema.
- Dispositivos de protección automática para convertidores de frecuencia de motores y del propio armario.
- Las fuentes de alimentación de los circuitos de baja potencia y sus dispositivos de protección.
- El controlador lógico programable.
- Módulo de salidas analógicas.
- Unidad de interfaz con sensores de posición.
- Los relé de control, etc.

Asimismo, el sistema permite controlar multitud de parámetros de operación, a través de una pantalla interactiva, como las que se muestran en la figura 1.9

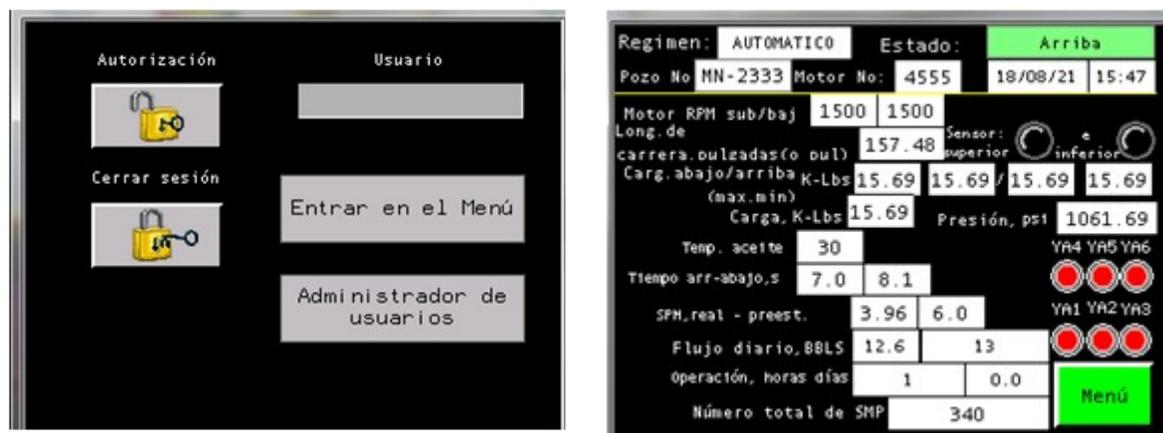


Figura 1.9 Pantallas de trabajo del SCEI. Fuente: (Konkov, 2021)

1.6 Otros sistemas utilizados para mejorar la eficiencia del proceso de extracción

Uno de los sistemas más utilizados para para mejorar la eficiencia del proceso de extracción, es el sistema de monitoreo de fondo de pozo (SRO). Este sistema se vienen utilizando desde la década de los años 60, y se trata de sensores ubicados en el fondo de los pozos, que monitorean de forma continua parámetros como la presión y la temperatura en la profundidad, de cuyo comportamiento se sacan conclusiones que permiten tomar decisiones importantes a corto, mediano y largo plazo, para mejorar la eficiencia del proceso de extracción. En la Epep-Centro se emplean tres tipos de SRO; “Canada tech”, “Datacan” y “GeoPsi”. Una configuración típica de sonda de presión, es la que se muestra en la figura 1.10.

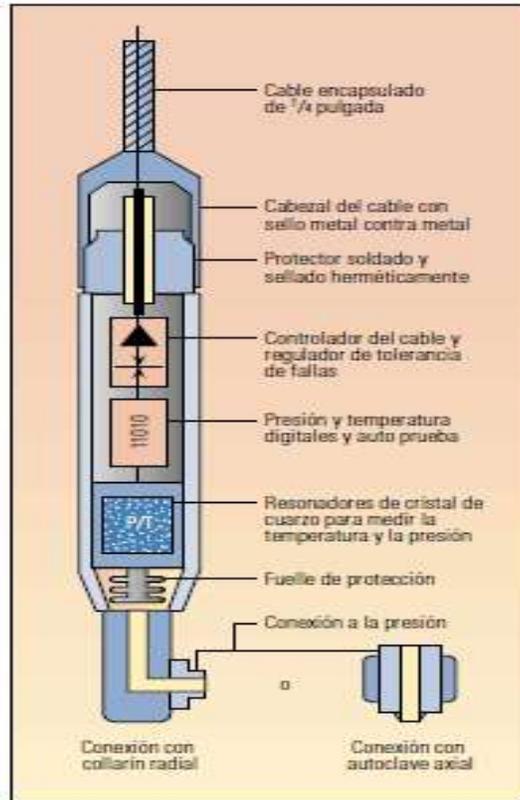


Figura 1.10 Sonda típica con resonadores de cristal de cuarzo, para medir presión y temperatura. Fuente: (Eck, Ford, Ewherido, & otros, 2000)

Los datos de presión y temperatura que aportan, con indicación de referencia horaria y calendaria, constituyen una valiosa fuente de información que permite a los ingenieros conocer, entre otros aspectos, los siguientes:

- Drenaje de los yacimientos
- Productividad de los pozos
- Tasa de declinación del yacimiento
- Estimación de reservas, etc

1.7 Coeficiente de explotación. Su importancia

Existen tres indicadores claves que dan una medida de la efectividad en la utilización del activo más importante que tiene una empresa dedicada a la exploración, perforación y extracción de petróleo y gas, su fondo de pozos; ellos son:

- coeficiente de explotación

- coeficiente de utilización
- coeficiente de aprovechamiento

Además de los anteriores existe otro indicador de capital importancia, para conocer el estado de madurez del yacimiento donde están los pozos y su vida útil probable: el coeficiente de declinación.

Estos elementos son determinantes para planificar el desarrollo acelerado de los yacimientos y controlar su explotación.

El coeficiente de explotación (K_e), en la mayoría de la bibliografía consultada, se define como el indicador que caracteriza el grado de explotación de los pozos durante un período de tiempo dado y se calcula como la relación entre las horas trabajadas de los pozos activos y las horas calendario correspondiente (A.Φ, C.Γ., & 3.Φ., 2010) (Camacho, 2014) (Verrier, 2014). De forma muy similar se define éste indicador en el reglamento PC-YI/R2501, con la diferencia que se emplea el término de horas plan en sustitución de horas calendario (Cruz, 2018).

$$K_e = \frac{\text{horas total trabajadas de los pozos activos}}{\text{horas total calendario de los pozos activos}} \quad 1.3$$

Donde:

- Horas totales trabajadas en los pozos activos: Son las horas reales que el pozo está en funcionamiento durante el periodo de tiempo dado.
- Horas totales calendario en los pozos activos: Son las horas calendario en ese periodo, que el pozo pudo haber estado en funcionamiento.

El conocimiento del coeficiente de explotación resulta de capital importancia para la toma de decisiones relativas a la optimización del proceso de extracción, así como para hacer pronósticos de producción; todo lo cual permite proyectar el futuro de la empresa en el negocio de la extracción de petróleo y gas.

1.8 Conclusiones Parciales del Capítulo 1

1. La organización y actualización que se logre tener sobre el fondo de pozos, es el punto de partida para el control de la efectividad de los indicadores tecnológicos de la empresa (coeficiente de explotación, coeficiente de utilización y coeficiente de aprovechamiento), los que determinan el desarrollo y aprovechamiento de los yacimientos, así como el incremento de su producción.

2. En la Epep-C los métodos de explotación de pozos de petróleo y gas que se utilizan son el método por surgencia y el método de elevación artificial, en el caso de éste último, se lleva a cabo, en su mayoría, a través de sistemas de levantamiento convencionales.
3. En los sistemas de levantamiento convencionales, equilibrar la capacidad de aporte del pozo a la bomba, y la capacidad de llenado de la bomba al aporte del pozo, se convierte en un problema de eficiencia del sistema que se resuelve comúnmente cambiando la velocidad del motor primario del sistema de bombeo.
4. Para mejorar la eficiencia operacional de los sistemas de bombeo convencionales, en la empresa se utilizan los accionamientos de los motores eléctrico de inducción (motores primarios), mediante variadores de frecuencia (VDF), o utilizando sistemas de control electrónico inteligentes (SCEI); así como mediante el uso de sistemas de monitoreo del fondo del pozo. Todos estos sistemas tienen incorporados mecanismos de conteo de tiempo, que permiten registrar tiempo de trabajo.
5. El coeficiente de explotación (K_e), es uno de los parámetros más importantes a tener en cuenta para medir la efectividad en el uso que se le está dando a las potencialidades del yacimiento, gestionar la producción de petróleo y pronosticar capacidades futuras de producción.

Capítulo 2: Caracterización del objeto de estudio y diseño teórico metodológico de la investigación

En este capítulo se da una visión de la empresa, desde lo general hasta lo particular, en los aspectos relacionados con el problema objeto de estudio. Se explican las técnicas y métodos que se emplearán en la investigación; y se presenta el diseño teórico metodológico que servirá de base para el proceso investigativo, explicándose cada una de sus partes.

2.1 Generalidades de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (Epep-Centro)

La Epep-Centro, se crea el 18 de diciembre de 1976 por la Resolución No. 76-109 del extinguido Ministerio de Minería y Geología. Se encuentra ubicada en Guásimas, perteneciente al Municipio de Cárdenas. Tiene su zona de operaciones comprendida en las provincias de Ciego de Ávila, Villa Clara, Cienfuegos y Matanzas. Cuenta con el yacimiento Varadero, el mayor del país, con reservas del orden de los 2 mil millones de barriles de petróleo pesado y viscoso con densidades entre 9 y 10 grados API. Posee además otros seis pequeños yacimientos; que también aportan producción, en algunos casos de petróleo algo más ligero, que ayuda a la mezcla para el tratamiento de toda la producción que se vende.

Su misión consiste en satisfacer una parte de las necesidades energéticas del país como resultado de la exploración y explotación de yacimientos gaseo- petrolíferos; actuando además en representación de CUPET, como contrapartida de firmas extranjeras.

Su visión es ser una organización empeñada en el desarrollo integral de la actividad petrolera nacional, de manera que alcance el liderazgo productivo y tecnológico en un ambiente innovador y participativo. (García, 2015)

La estructura organizativa de la Epep-Centro está formada por una Dirección General a la cual se subordinan cuatro direcciones de Regulación y Control (Dirección de Capital Humano, Dirección Jurídica y de Negocios, Dirección Contable Financiera y Dirección Técnica) y nueve Unidades Empresariales de Bases (UEB): Producción, Construcciones y apoyo a la producción, Compras y comercialización, Producción Majagua, Inversiones y reparaciones capitales,

Mantenimiento, Ingeniería y perforación de pozos; Transporte y Aseguramiento especializado para exploración y producción. En la figura 2.1 se muestra el organigrama de la empresa.



Figura 2.1 Estructura administrativa de la Epep-Centro. Fuente: Elaboración propia

Posee una fuerza de trabajo integrada por 1592 trabajadores, con la composición que se muestra en la tabla 2.1:

Tabla 2.1 Composición de la fuerza de trabajo

Categorías	Cantidad	% del Total
Categoría Cuadros	26	1,6
Categoría administrativos	10	0,6
Categoría técnicos	657	41,3
Categoría servicios	51	3,2
Categoría Operarios	848	53,3
Total	1 592	
<i>...del total</i>		
Sexo masculino	1 231	77,3
Sexo femenino	361	22,7
<i>...del total</i>		
Trabajadores jóvenes (< 35 años)	340	21,4
Militantes del PCC	317	19,91
Militantes de la UJC	38	2,39

Fuente: Archivo de RRHH Empresa

El proceso de producción de la empresa cuenta con dos etapas fundamentalmente: Extracción-Recolección y Tratamiento, ambas pertenecientes a la UEB de Producción. El proceso comienza con la extracción del crudo de los pozos ubicados en el yacimiento, por medio de las Unidades de bombeo instaladas. De esta forma el fluido de producción es transportado hacia los Centros Colectores mediante el oleoducto instalado, o en carros sisternas directamente hacia la Planta de Procesamiento de Crudo (PPC), cuando se trata de pozos aislados que no están acoplados a ningún Centro Colector. Una vez que se lleva a cabo la separación primaria del gas acompañante en los Centros Colectores el crudo continúa hacia las Estaciones de Rebombeo. En la Estación de Rebombeo Oeste (ERO), al petróleo extraído de los pozos se le adiciona solvente que se

utiliza como sustancia reductora de viscosidad para garantizar una mejor transportación del crudo e influir positivamente en el tratamiento posterior del mismo y sustancia química desemulsionante, que tiene la propiedad de destruir o neutralizar la acción de las emulsiones, favoreciendo la separación de las fases agua-petróleo. En la PPC se llevan a cabo las siguientes operaciones: Recepción de crudos, Calentamiento inicial, segunda etapa de separación, Bombeo hacia los tanques de tratamiento con calentamiento final y Tiempo de reposo del crudo. Con cada una de estas etapas se logra aplicar un tratamiento adecuado, de forma tal que se alcancen los índices de calidad requeridos para posteriormente enviarlos por el Oleoducto Magistral hacia la UEB División Territorial de Comercialización de Combustibles de Matanzas (Epep-C, 2022). Para después utilizarlo básicamente en sectores importantes del país, tales como lo son la producción de energía eléctrica, la producción de cemento, etc.

Para el proceso de extracción -recolección, la empresa cuenta con más de 150 pozos perforados, de ellos una parte están agotados y otros no se encuentran en producción.

El total de pozos en producción en estos momentos es de 99 pozos; una parte de ellos produce gas y la mayoría produce petróleo crudo. De ellos, 25 son clasificados como altos productores. Sin considerar los pozos que actualmente no se encuentran en producción, desde el punto de vista administrativo, los pozos están organizados en torno a las unidades organizativas mostradas en la tabla 2.2:

Tabla 2.2 Distribución de los pozos productores

Áreas	Pozos en producción	
	Gas	Petróleo
1. Centro Colector No 2 (CC-2)	2	12
2. Centro Colector No 4 (CC-4)		12
3. Centro Colector No 7 (CC-7)		16
4. Centro Colector No 9 (CC-9)		7
5. Centro Colector No 10 (CC-10)		10
6. Centro Colector No 11 (CC-11)		9
7. Centro Colector No 12 (CC-12)		4
8. Pozos Periféricos		27
9. Majaguillar – San Antón	0	0
Total:	2	97
	99	

Fuente: Fondo de pozos de la Empresa, 2022

Los pozos que producen gas lo hacen de forma natural, en tanto los que producen petróleo pueden hacerlo de forma natural, si tienen la suficiente energía interna para que el fluido llegue al exterior por surgencia, o mediante la incorporación de mecanismos artificiales de elevación

(sistemas de bombeo) dotados en algunos casos con sistemas automáticos de control que les otorgan por diferentes vías, según sean estos, un mejor aprovechamiento de la capacidad de extracción. Los pozos surgentes producen todo el tiempo, pero los que necesitan sistemas de bombeo pueden sufrir interrupciones de mayor o menor tiempo por diferentes causas, lo que produce pérdida de eficiencia en los mismos.

Por la razón anterior, se hace necesario calcular el indicador K_e (coeficiente de explotación), de la forma que se explica en el capítulo 1, lo que permite tomar decisiones de extracción, hacer predicciones a futuro y planificar la producción de la Empresa. Una de las variables empleadas en la fórmula es el tiempo de trabajo de cada pozo. Para los surgentes, que producen todo el tiempo, salvo excepciones, $K_e = 1$; pero para el resto K_e es un valor normalmente menor que 1. No existe un procedimiento que obligue a los operadores reportar las horas trabajadas de la unidad de bombeo, no obstante existe el procedimiento PC-ET/T 0207, versión 10, nombrado: Reglamento tecnológico del Centro Colector -7 (Villalonga, 2020), donde se establece que los operadores deben realizar un recorrido diario cada 4 horas. En este recorrido se verifica el correcto funcionamiento del pozo, sus parámetros, estado físico de la unidad de bombeo y los niveles de aceite. Los operadores aprovechan éste recorrido para verificar que la unidad de bombeo está operando y de esta forma reportan las horas trabajadas. En el caso de los pozos pertenecientes al centro colector periférico se realiza de la misma forma pero con un intervalo en los recorridos de 12 horas (Bravo, 2020).

El desplazamiento en los últimos años a nivel mundial de una estrategia de explotación extensiva de nuevos yacimientos, hacia la explotación intensiva de los yacimientos existentes, por razones que ya hemos explicado en este informe, ha impulsado la introducción de nuevos desarrollos tecnológicos, con alta presencia de la automatización, en los procesos de extracción de crudo y gas. Ello incluye también la aplicación de soluciones automáticas en el registro e información del tiempo de trabajo de los mecanismos artificiales de elevación.

2.2 Diseño teórico metodológico de la investigación

Para conducir la investigación se plantea un diseño teórico basado en la relación causal que existe entre el problema científico, las preguntas, y el objetivo de investigación; basado en la

herramienta del diagrama del árbol (Betancourt, 2018), cuyo resumen gráfico se muestra en la figura 2.2.

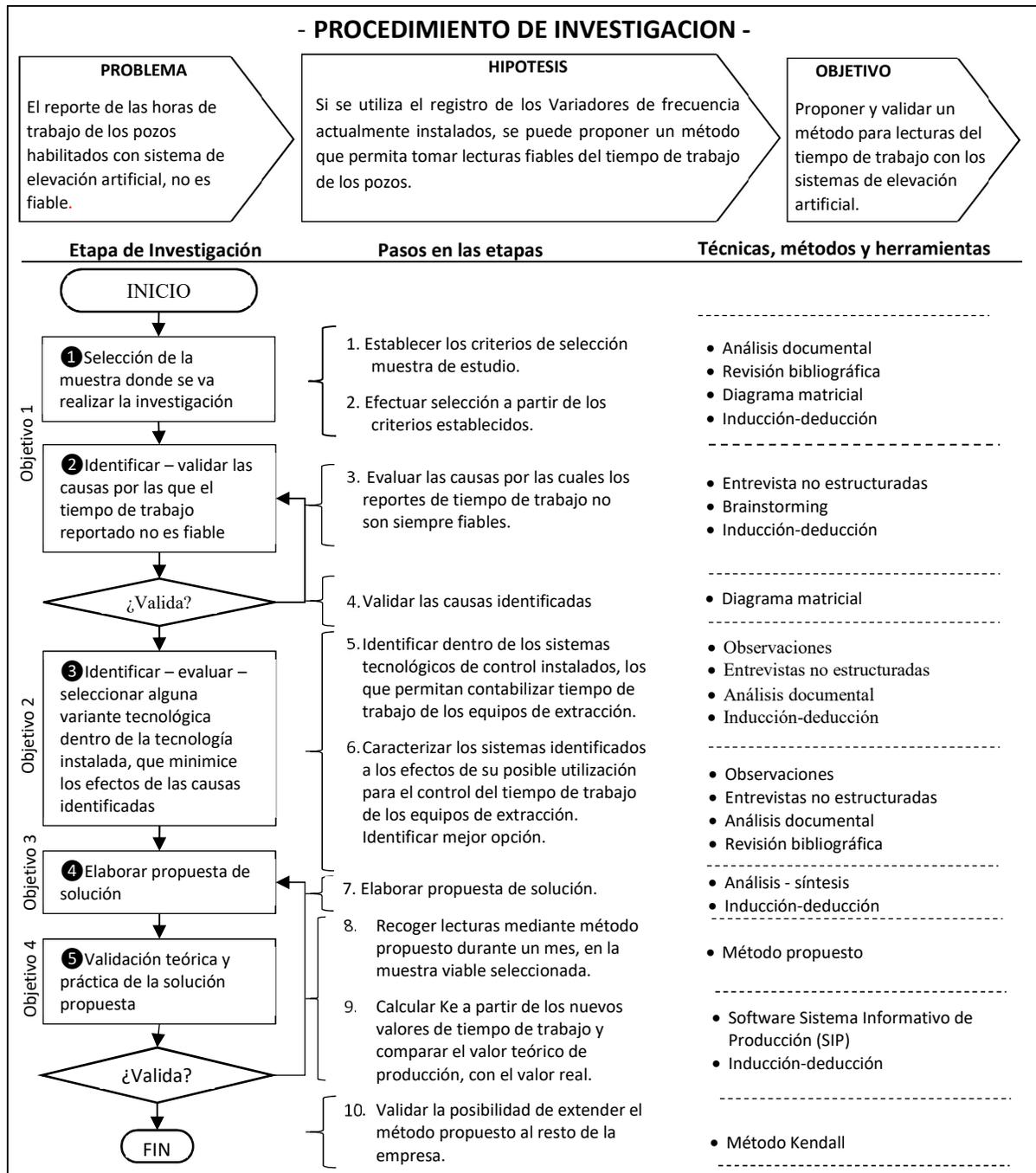


Figura 2.2 Relación causa-consecuencias entre el problema, pregunta científica, el objetivo de la investigación y la solución. Fuente: elaboración propia

2.2.1 Descripción de los pasos por etapas del procedimiento

Primera Etapa

Selección de la muestra donde se va realizar la investigación

Paso 1: Establecer los criterios de selección para la muestra de estudio

Los fija el investigador (con su equipo de trabajo si fuera el caso). El propósito es definir los parámetros a tener en cuenta para, dentro de todo el universo de pozos productores de petróleo habilitados con sistema de elevación artificial en el campo de extracción de la empresa, para acotar de forma conveniente el objeto de investigación. Los criterios deben permitir que el objeto de investigación acotado contenga en sí y sea representativo del problema a resolver, sea capaz de aportar respuestas a las preguntas de investigación, y sea materialmente manejable para el investigador durante la investigación. Para ello se requiere de un primer esclarecimiento de la situación, mediante entrevistas no estructuradas, informales, flexibles, planteadas de manera tal, que puedan adaptarse a los sujetos y a las condiciones (Meneses & Rodríguez, 2011) y análisis documental, técnica orientada a cubrir las deficiencias de la información, así como para confrontar la información aportada por diferentes vías (Valencia, 2018). En el caso de esta investigación, se utiliza para revisar los documentos normativos vigentes en el país, relacionados con el objeto de estudio, a partir de lo cual se logra caracterizar cada uno de ellos en función de los objetivos de la investigación. Con la información recogida, a los criterios se llega mediante un proceso analítico de inducción-deducción (Quesada & Medina, 2020).

Paso 2: Efectuar la selección a partir de los criterios establecidos.

La selección la realiza el propio investigador (con su equipo de trabajo si fuera el caso), a partir del proceso de toma de decisión que se explica a continuación.

Una vez establecidos los criterios de selección, el investigador identifica dentro de todo el campo petrolero de la empresa, la parte de él que más se ajuste a los criterios establecidos. Para ello se requiere de un segundo esclarecimiento de la situación mediante observaciones en el terreno, entrevistas no estructuradas y revisión documental; a fin de esclarecerse de en cuanto a su estructura administrativa, física, tecnológica y de información. Con la información obtenida, el investigador aplicará una matriz de calificación de criterios (Diagrama matricial, 2023), tabla 2.4, la cual le ayudará a tomar decisiones.

Tabla 2.4 Matriz de calificación de criterios No 1

Opciones	Criterio 1	Criterio 2	Criterio 3	Criterio 4	Criterio "n"	Σ criterios

Fuente: (Villar, 2011)

La calificación se hace siguiendo el criterio, según tabla 2.5:

Tabla 2.5 Criterio de calificación

Valoración	Calificación
Muy alto	5
Alto	4
Medio	3
Poco	2
Ninguno	1

Fuente: (Villar, 2011)

Criterios de elección:

- Se elige la opción que obtenga mayor valor en la última columna (Σ criterios), con las siguientes consideraciones:
 - Las opciones con criterios calificados de 1 o 2, quedan “invalidadas”
 - Las opciones con criterios calificados de 3, en ausencia de 1 y 2, categorizan la opción como “elegible con reserva”.
 - Las opciones con criterios calificados solo de 4 y 5, categorizan como “elegibles”
 - Entre “elegibles” y “elegible con reserva”, se priorizan los “elegibles”

Segunda Etapa.

Identificar – validar las causas por las que el tiempo de trabajo reportado no es fiable.

Paso 3. Evaluar las causas por las cuales los reportes de tiempo de trabajo no son siempre fiables.

Para ello se realiza una entrevistas no estructurada a un grupo de referencia, compuesto por “los operadores” del área administrativa seleccionada “Opción” en el paso anterior. La actividad se coordina con el jefe de dicha área. Se realiza en un local donde todos puedan estar sentados, con una pizarra al frente, tiza o plumón, y un moderador que es quien conduce la actividad. Se comienza explicando a los presentes que se han reunido para conocer su opinión personal sobre

“una pregunta” en particular que se escribirá en la pizarra, pero que para evitar interferencias e influencias entre ellos, todos deben cumplir las siguientes cuatro reglas mientras se esté realizando el ejercicio:

- Reglas No 1: Solo se puede hablar de uno a la vez.
- Reglas No 2: No se puede interrumpir a un compañero mientras está hablando.
- Reglas No 3: Todos los presentes están en la entera libertad de expresar su opinión sobre la pregunta que se hará.
- Reglas No 4: Ninguno de los presentes está autorizado para negar o poner en duda la opinión de otro compañero.

A continuación, se escribe “la pregunta” en la pizarra, y el moderador comienza dar la palabra a cada uno de los presentes. El moderador, mediante un proceso de inducción-deducción, va resumiendo en la pizarra a manera de tópicos independientes, lo esencial de lo que cada cual opina al respecto.

¿Cuál es la pregunta? La pregunta la elabora el investigador y debe ser explícita en cuanto a conocer las causas por las cuales existe el problema que se está investigando.

Cuando nadie tenga otra opinión que ofrecer, se agradece a los participantes por su colaboración y se da por terminada la actividad.

Paso 4. Validar las causas identificadas en el paso anterior.

Para ello se realiza un ejercicio con un grupo de referencia diferente al que participó en el paso anterior. En este caso el grupo está formado por el representante administrativo del área seleccionada en el paso 2, además de los operadores del resto de las áreas que participaron como opciones electivas en el paso 2. Aún cuando no se trate de un grupo de expertos, para obtener resultados confiables es válido determinar estadísticamente la cantidad de miembros, de la siguiente forma:

- Fijar los siguientes parámetros:
 - % de error máximo tolerado para el juicio de los expertos $P = 0.05$ (5%).
 - Nivel de confianza en los resultados $NC = 95\%$, factor $K = 3.841$.
 - Nivel de precisión o tolerancia permitida $I =$ entre $0.12 - 0.14$.
- Calcular la cantidad de miembros del grupo aplicando la ecuación 2.1.

La actividad se coordina con el Director de la UEB de Producción. Se realiza en un local donde todos puedan estar sentados, con una pizarra al frente, tiza o plumón, lápiz o bolígrafo para cada

participante y un moderador que es quien conduce la actividad. Se comienza explicando a los presentes que se han reunido para conocer si están de acuerdo, en desacuerdo o tienen algo nuevo que agregar, a un “listado de causas identificadas que presuntamente están afectando una actividad importante de la empresa”, y que aparecen en una planilla que se le entregará a cada uno, donde solo tienen que hacer una cruz (X) para la causa que estén de acuerdo, en la casilla correspondiente ubicada en la columna de la extrema derecha. Asimismo, que si piensan que hay algo que agregar, lo escriben en observaciones, al final de la hoja. Se indica además que para evitar interferencias e influencias entre ellos, todos deben cumplir la siguiente regla mientras se esté realizando el ejercicio:

- Regla: Ningún miembro del grupo está autorizado a opinar en voz alta o hacer comentarios relacionados con el contenido de los ítems a calificar, mientras los formularios de calificación no se hayan recogido.

A continuación, se entrega a cada participante una primera matriz de calificación de criterios (planilla de validación personal, Anexo 1) con las causas identificadas en el Paso 3, boca abajo, y se orienta que no pueden voltearla hasta que se les indique. Posteriormente se escribe en la pizarra la misma pregunta que se le hizo al primer grupo de referencia en el paso 3; y hecho esto se les indica que pueden voltear la planilla y comenzar a trabajar.

Cuando todos hayan terminado y recogidas las planillas con las respuestas de todos los participantes se vuelcan los resultados en una segunda matriz de calificación de criterios vacía (planilla de validación por el grupo) que el coordinador ha escrito en la pizarra mientras el grupo trabajaba.

La calificación de la segunda matriz se hace, aplicando a cada causa calificada, según tabla 2.8

Tabla 2.8 Regla de interpretación de resultados

$\sum x$	Interpretación
0	Se elimina la causa. Ha sido mal identificada.
>0 < 9	Se mantiene la causa, pero solo es válida para las áreas cuyos representantes la validaron. Si ocurriera que dentro de los representantes de la misma área existen opiniones diferentes, se asume la opinión de la mayoría.
= 9	Se mantiene la causa y es válida para todas las áreas

Fuente: Elaboración Propia

Tercera Etapa.

Identificar – evaluar – seleccionar alguna variante tecnológica dentro de la tecnología instalada, que minimice los efectos de las causas identificadas

Paso 5. Identificar dentro de los sistemas tecnológicos de control instalados, los que permitan contabilizar tiempo de trabajo de los equipos de extracción.

El propósito de este paso es exactamente el que se indica en su título; o sea, identificar, dentro de la tecnología de control instalada en los pozos en explotación ubicados en el área administrativa seleccionada en el paso 2 para realizar el estudio, aquellos que tengan incorporada un contador de tiempo. La información se obtiene básicamente mediante la observación en el campo y entrevistas no estructuradas a especialistas relacionados con el área en materia de “tecnología”, “electricidad” y “automática”. Es importante identificar la cantidad de pozos con sistema de elevación artificial instalada (SEA), de ellos los que tienen una tecnología instalada aprovechable (TIA) con contador incorporado de tiempo de trabajo, lo que las hace utilizable a nuestros propósito, de estos últimos los que están funcionando; y finalmente el % que representan los que están funcionando del total de los que están instalados.

Una vez obtenida la información, ésta se resume de forma breve y concisa, en las tablas 2.9 y 2.10.

Tabla 2.9 Resumen empresa

Equipos instalados	Empresa			
	Pozos con SEA	...De ellos con TIA	TIA que Funcionan	%*
Totales:				

SEA: Sistema de Elevación artificial
TIA: Tecnología Instalada Aprovechable
**% que representan los que están en funcionamiento, del total de pozos habilitados con sistema de elevación artificial en la empresa*

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 2.10 Resumen CC-7

Equipos instalados	CC-7			
	Pozos con SEA	...De ellos con TIA	TIA que Funcionan	%*
Totales:	16	19		

SEA: Sistema de Elevación artificial
TIA: Tecnología Instalada Aprovechable
**% que representan los que están en funcionamiento, del total de pozos habilitados con sistema de elevación artificial en el CC-7*

Fuente: Elaboración Propia

Esto permite tener una visión del peso que representa cada una de las tecnologías instaladas con capacidad para medir tiempo de trabajo, respecto al universo de pozos habilitados con sistema de elevación artificial en la empresa, y en el área seleccionada en el paso anterior,

Paso 6. Caracterizar los sistemas identificados a los efectos de su posible utilización para el control del tiempo de trabajo de los equipos de extracción habilitados con sistema de elevación artificial; e identificar la mejor opción.

El propósito de este paso es estudiar las características de funcionamiento de las distintas tecnologías de control habilitados con contadores de tiempo identificados en el paso anterior, para elegir la más conveniente. Para ello se realizan estudios bibliográficos, entrevistas al personal técnico que trabaja con estos equipos, observaciones en el terreno, etc; para posteriormente someter la información reunida a un análisis de inducción-deducción que permita encontrar las ventajas y desventajas en la utilización de cada uno de ellos. Todo ello debe documentarse de forma precisa y concreta.

Los resultados de este paso, en combinación con los resultados del paso anterior, permiten identificar la mejor opción.

Cuarta Etapa.

Elaborar propuesta de solución.

Paso 7. Proponer método de solución.

Basado en la elección realizada en el paso anterior, proponer una forma diferente de realizar el proceso de registro, recolección e información del tiempo de trabajo de los pozos habilitados con sistema de elevación artificial. Esto tiene dos momentos;

- Primer momento; describir que hay que hacer, técnicamente, para que el equipo seleccionado, además de realizar la función para la cual fue instalado originalmente, también realice el conteo fiable de las horas de trabajo del pozo.
- Segundo momento; redactar el nuevo método para recolección e información del tiempo de trabajo de los pozos, de manera fácilmente comprensible para los que van a realizar la recogida de datos.

Si existiera a futuro, tomando como punto de partida la parte tecnológica o el método para la solución propuesta, la posibilidad de interconectar esta con cualquier otra tecnología que mejorara sus prestaciones, o evento que se viera beneficiado, debe mencionarse como una posible ventaja adicional.

Quinta Etapa.

Validación teórica y práctica de la solución propuesta.

Paso 8. Recoger lecturas mediante el método propuesto durante un mes, en la muestra viable seleccionada; y compararlas con las lecturas tomadas por el operador por el método tradicional.

Basado en los resultados del paso anterior, recolectar para un periodo de tiempo significativo (no menor de un mes) las lecturas de tiempo de trabajo usando el medio tecnológico seleccionado en el paso anterior, y compararlas con las lecturas reportadas por los operadores en el mismo periodo de tiempo en la muestra seleccionada. Los resultados se resumen en la tabla 2.11.

Tabla 2.11 Resumen de lecturas del tiempo de trabajo por pozos usando el medio tecnológico seleccionado y el reporte tradicional de los operadores

No	Pozos	Lecturas y HTR por el VDF			HTR-Oper.	Δ HTR (Oper-VDF)
		Lectura* (1 nov 2022)	Lectura* (1 dic 2022)	HTR-VDF		
*Las lecturas fueron tomadas entre las 10:30 am y las 12:00 m **HTR-VDF: Horas trabajadas registradas por los VDF *** HTR-Oper: Horas trabajadas reportadas por los operadores						

Fuente: Elaboración Propia

Paso 9. Calcular Ke a partir de los nuevos valores de tiempo de trabajo y comparar el valor teórico de producción, con el valor real.

El paso consiste en calcular el coeficiente Ke para cada pozo de la muestra, usando como variable en la formula el tiempo de trabajo reportado por los operadores usando el métodos tradicional y usando como variable el tiempo de trabajo registrado por los VDF. Los resultados se resumen en la tabla 2.12:

Tabla 2.12 Calculo del coeficiente Ke, a partir de las lecturas tomadas en el periodo por el método tradicional, y las tomadas a partir del registro de los VDF

No	Pozos	HTR-VDF	HTR-Oper.	Ke-Oper	Ke-VDF
<i>HTR-VDF: Horas trabajadas registradas por los VDF</i> <i>HTR-Oper.: Horas trabajadas reportadas por los operadores</i>					

Fuente: Elaboración Propia

A continuación comparar la producción real obtenida en el mismo periodo por cada uno de los pozos muestreados, con la producción teórica que debieron haber obtenido el Ke-Oper y el Ke-VDF. Los resultados se resumen en la tabla 2.13:

Tabla 2.13 Comparación de la producción con el Ke-Oper y el Ke-VDF

No	Pozos	Producción teórica según (Ton)...		Producción real(Ton)	Δ Prod 1	Δ Prod 2
		1 (Ke-VDF)	2 (Ke-Oper)			
<i>1 (Ke-VDF): Producción teórica usando Ke-VDF</i> <i>2 (Ke-Oper): Producción teórica usando Ke-Oper</i> <i>Δ Prod 1: Diferencia entre la producción real y la teórica usando Ke-VDF</i> <i>Δ Prod 2: Diferencia entre la producción real y la teórica usando Ke-Oper</i>						

Fuente: Elaboración Propia

A partir de los resultados obtenidos, sacar conclusiones que validen o no el método propuesto en la práctica. Si no se obtienen resultados que validen el método en la práctica, es necesario regresar al paso siete y proponer un nuevo método de solución.

Paso 10. Establecer el alcance más conveniente para la aplicación del método en la empresa

Si el método fue validado técnicamente en el paso anterior, en este paso se procede a evaluar el alcance más conveniente para su aplicación en la empresa. Para ello se realizará un ejercicio Kendall (Pérez, 2020), con un grupo de trabajo multidisciplinario, sin categoría de expertos, formado por compañeros seleccionados de las diferentes áreas con incidencia en el proceso; concretamente, producción, tecnología, yacimiento y mantenimiento.

Para obtener resultados confiables con el grupo de trabajo, es necesario, como se hizo en el paso 4, determinar estadísticamente la cantidad de miembros, de la siguiente forma:

- Manteniendo los mismos parámetros fijados en el Paso 4, tenemos:
 - % de error máximo tolerado para el juicio de los expertos $P = 0.05$ (5%).
 - Nivel de confianza en los resultados $NC = 95\%$, \rightarrow factor $K = 3.841$.
 - Nivel de precisión o tolerancia permitida al error permitida a los miembros del grupo, entre 0.12 – 0.14 (12-14%)

- La cantidad de miembros del grupo, aplicando la expresión;

$$M = \frac{P \cdot (1 - P) \cdot K}{I^2} \quad 2.4$$

El grupo debe estar compuesto por entre 9 y 13 miembros.

Nota: No es necesario determinar el nivel de experticia de los miembros del grupo, porque cada uno desde su especialidad y con más de 5 años de experiencia, está relacionado con el problema, o con la tecnología asociada a la solución que se propone.

El ejercicio se coordina con el Director Técnico y los directores de las UEB(s) de Producción y Mantenimiento. Se les explica a los directores el objetivo del ejercicio y se les pide que seleccionen a varios de sus mejores especialistas dentro de una cuota que asigna el investigador para cubrir la cantidad de 9-13 miembros. Cada miembro del grupo recibirá vía correo electrónico, el Modelo de Encuesta de evaluación individual que se muestra en el anexo 3.

La evaluación en puntos otorgada por cada miembro del grupo, se registra por el investigador en la siguiente matriz de calificación de rangos (tabla 2.14)

Tabla 2.14 Matriz de Rangos

Aspecto a evaluar	E1	E2	E3	E4	...	$\sum A_i$	Δ
¿La solución que se propone es factible de extender al resto de la empresa, teniendo en cuenta su posibilidad técnica y conveniencia práctica?						0	0.00
Totales	0	0	0	0	0	0	

Fuente: Elaboración Propia

Para conocer la validez estadística de los resultados, se calcula el rango promedio y posteriormente el coeficiente de concordancia de Kendall por las siguientes expresiones:

$$T = \frac{1}{2} \cdot (K + 1) \cdot M \quad 2.5$$

Dónde:

T: Rango promedio.

K: Número de variables a evaluar

M: Número de expertos

$$W = \frac{12 \cdot \sum \Delta^2}{M^2 \cdot (K^3 - K)} \quad 2.6$$

Dónde:

W: Coeficiente de concordancia de Kendall.

Δ : Diferencia entre la puntuación total recibida por la variable (R_j) y el rango promedio (T).

Si $W \geq 0.5$, existe concordancia entre los miembros del grupo. En ese caso se elige el alcance que obtenga mayor puntuación ($\sum A_i$).

Capítulo 3: Resultados y discusión

En este capítulo se aplica el procedimiento teórico metodológico de investigación presentado en el capítulo II, hasta obtener los resultados de la investigación. Se realizan conclusiones parciales del capítulo.

3.1 Aplicación del procedimiento de investigación

Primera Etapa

Selección de la muestra donde se va realizar la investigación

Paso 1: Establecer los criterios de selección para la muestra de estudio

Luego de realizar un análisis documental, conjuntamente con una revisión bibliográfica y haber investigado preliminarmente con el personal de operación, tecnología, yacimiento y mantenimiento, se definen los siguientes criterios:

1. Facilidad del acceso necesario durante la investigación (físico o equivalente). Posibilidad de visitar el campo con transporte.
2. Que sea representativa del problema (densidad del problema e impacto). Tener en cuenta la cantidad de pozos con su producción.
3. Que tenga utilidad tecnológica potencial a los efectos de la solución. Tener identificado los pozos que más tecnología tienen para implementar la solución.
4. Que se disponga de información suficiente sobre el problema. Que los operadores recojan las horas según los recorridos que le tienen preestablecidos.

Paso 2: Efectuar la selección a partir de los criterios establecidos.

En la tabla 3.1 se muestran la matriz de calificación de los criterios establecidos de los centros colectores.

Tabla 3.1 Matriz de calificación de criterios

Opciones	Accesibilidad investigador	Impacto/densidad del problema	Utilidad tecnológica potencial	Disponibilidad información	Σ
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	($\Sigma 2 \rightarrow 5$)
CC-2	2	2	2	5	11
CC-4	3	3	1	5	12
CC-7	4	4	5	5	18
CC-9	3	3	3	5	14
CC-10	5	3	1	5	14
CC-11	2	4	4	5	15
CC-12	2	3	5	5	15
Periféricos	2	5	1	5	13
Majaguillar-San Antón	1	1	1	1	4

Fuente: Adaptado de Villar 2011

La puntuación a cada centro fue realizada por el investigador arrojando que el CC-7 es la instalación que presenta el mayor valor de puntos. Teniendo en cuenta que es donde existe el mayor número de pozos que poseen la tecnología para implementar la solución, además de ser el tercer centro más productor, así como la posibilidad de visitar sus pozos y teniendo en cuenta la disciplina tecnológica de los operadores en la recogida de horas según lo procedimentado. En la tabla 3.2, se realiza el resumen de la puntuación que se le asignó a cada instalación utilizando la tabla 3.1 y teniendo en cuenta los criterios de elección fijados en el paso 2.

Tabla 3.2 Resumen de resultados

Opciones	Rangos de calificación			Categoría obtenida
	1 y 2	3	4 y 5	
CC-2	x		x	No elegible
CC-4	x	x	x	No elegible
CC-7			x	<u>Elegible</u>
CC-9		x	x	<u>Elegible con reserva</u>
CC-10	x	x	x	No elegible
CC-11	x		x	No elegible
CC-12	x	x	x	No elegible
Periféricos	x		x	No elegible
Majaguillar-San Antón	x			No elegible

Fuente: Elaboración Propia

Todos los centros colectores, que tienen rangos de calificación entre uno y dos puntos quedan invalidados (No elegibles), a continuación se da una argumentación para cada caso:

- CC-2: la ubicación de los pozos es distante unos de otros, por lo que el acceso se torna difícil, además constituye el centro con menor productividad y cuenta solamente con dos pozos con potencial tecnológico instalado.
- CC-4: no posee pozos con potencial tecnológico instalado.
- CC-10: cuenta solamente con un pozo con potencial tecnológico instalado.
- CC-11, CC-12 y Perifericos: difícil acceso a los pozos, ya sea por la lejanía ó por las condiciones del entorno.
- Majaguillar-San Antón: el investigador no tiene posibilidad de acceso a éstos pozos debido al lugar dónde se ubican (Municipio Martí).

Los centros colectores con rango de calificación igual a tres y que no se incluyen en la calificación anterior entre uno y dos, son “Elegibles con reservas”, para ésta categoría sólo aplica el CC-9 ya que constituye el cuarto pozo más productor, posee una accesibilidad medianamente aceptable para el investigador y posee pontencial tecnológico.

Los centros colectores con rango de calificación entre 4 y 5, que no se incluyen en las calificaciones anteriores aplican como “Elegible”, en ésta categoría se encuentra el CC-7. Ésta instalación es la de mejor accesibilidad para el investigador, es el tercer centro colector más productor y el de mayor potencial tecnológico.

Segunda Etapa.

Identificar – validar las causas por las que el tiempo de trabajo reportado no es fiable.

Paso 3. Evaluar las causas por las cuales los reportes de tiempo de trabajo no son siempre fiables.

En el Centro Colector 7, después de haber debatido con los integrantes de la muestra, acerca de ¿Cuáles son las causas por las cuales el tiempo de trabajo reportado a los pozos habilitados con sistema de elevación artificial, puede tener errores?

Las opiniones emitidas, luego de varias rondas de intervención por los diferentes miembros del grupo de referencia, fueron resumidas por temas, quedando las siguientes causas:

1. La única fuente de información del tiempo de trabajo de los pozos, es el reporte de operadores, y no se puede en la práctica verificar su exactitud por el personal que realiza el cálculo del Ke.
2. No se efectúan o no se pueden efectuar todas las visitas a los pozos por parte de los operadores, debido;
 - Decisión personal sin causa externa. No tengo deseos de caminar tanto, no voy a coger sol, no voy a ir uno por uno porque desde aquí puedo verlos todos.
 - Decisión personal con causa externa. Está muy lejos y no tengo en que ir, es de noche y no tengo linterna, está lloviendo y no tengo capa ni botas.
3. Se realizan los recorridos, pero pueden ocurrir paradas de las que el operador no se entera;
 - Falla temporal del fluido eléctrico de la red nacional, que no afecta el lugar donde están las oficinas.
 - Acciones de mantenimiento mal coordinadas con el centro, de las que el operador no se entera.
 - Acciones de mantenimiento preventivo planificado, cuyo tiempo de interrupción el centro decide no incluirlo como afectación.
 - Fallas o averías en el equipamiento tecnológico, donde no se sabe con exactitud el tiempo transcurrido desde que ocurrió hasta que fue detectado
4. Cuando faltan lecturas, independientemente de la causa, se acepta un promedio estimado para el cálculo del indicador Ke, lo que actúa como alternativa condescendiente ante el error.

Paso 4. Validar las causas identificadas en el paso anterior.

Se calcula la cantidad de miembros dando como resultado que el grupo debe estar compuesto entre 9 y 13 miembros. Se tomarán 9, que representarán a las nueve áreas que fueron candidatos electivos en paso 2.

Nota: no es necesario determinar el nivel de experticia de cada uno de los miembros, porque cada uno de ellos está relacionado directamente con el problema que se investiga y tienen varios años de experiencia realizando el mismo trabajo.

En la tabla 3.3 se desglosa la composición del grupo seleccionado para validar las causas.

Tabla 3.3 Número de representantes por centro colector

Áreas	Representantes
CC-2	1
CC-4	1
CC-7	1
CC-9	1
CC-10	1
CC-11	1
CC-12	1
Periféricos	1
Majaguillar SA	1
Total:	9

Fuente: Elaboración Propia

Aplicando a los resultados de la matriz, la regla de interpretación de resultados descrita en la tabla 2.8 del capítulo 2, se obtiene que todas las causas identificadas fueron validadas y que se ajustan a todos los centros colectores de la empresa; sin que existan otras causas de interés además de esas según tabla 3.4.

Como se observa, en las causas identificadas primero y validadas posteriormente, existe una ineficiencia en el método aplicado y de error humano, por lo que una solución tecnológica sería conveniente.

Tabla 3.4 Planilla de validación por el grupo

Causas identificadas	Representantes									Σx
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1. La única fuente de información del tiempo de trabajo de los pozos, es el reporte de operadores, y no se puede en la práctica verificar su exactitud por el personal que realiza el cálculo del Ke.	x	x	x	x	x	x	x	x	x	9
2. No se efectúan o no se pueden efectuar todas las visitas a los pozos por parte de los operadores, debido;	x	x	x	x	x	x	x	x	x	9
- Decisión personal sin causa externa. No tengo deseos de caminar tanto, no voy a coger sol, no voy a ir uno por uno porque desde aquí puedo verlos todos	x	x	x	x	x	x	x	x	x	9
- Decisión personal con causa externa. Está muy lejos y no tengo en que ir, es de noche y no tengo linterna, está lloviendo y no tengo capa, ni botas.	x	x	x	x	x	x	x	x	x	9
3. Se realizan los recorridos, pero pueden ocurrir paradas de las que el operador no se entera;	x	x	x	x	x	x	x	x	x	9
- Falla temporal del fluido eléctrico de la red nacional, que no afecta el lugar donde están las oficinas.	x	x	x	x	x	x	x	x	x	9

- Acciones de mantenimiento mal coordinadas con el centro, de las que el operador no se entera.	x	x	x	x	x	x	x	x	x	9
- Acciones de mantenimiento preventivo planificado, cuyo tiempo de interrupción el centro decide no incluirlo como afectación.	x	x	x	x	x	x	x	x	x	9
- Fallas o averías en el equipamiento tecnológico, donde no se sabe con exactitud el tiempo transcurrido desde que ocurrió hasta que fue detectado	x	x	x	x	x	x	x	x	x	9
4. Cuando faltan lecturas, independientemente de la causa, se acepta un promedio estimado para el cálculo del indicador Ke, lo que actúa como alternativa condescendiente ante el error.	x	x	x	x	x	x	x	x	x	9
Nuevas causas identificadas										
(no se identifican nuevas causas)										

Fuente: Elaboración Propia

Tercera Etapa.

Identificar – evaluar – seleccionar alguna variante tecnológica dentro de la tecnología instalada, que minimice los efectos de las causas identificadas

Paso 5. Identificar dentro de los sistemas tecnológicos de control instalados, los que permitan contabilizar tiempo de trabajo de los equipos de extracción.

Según se muestra en la tabla 3.5, la empresa cuenta con 95 pozos que poseen el sistema de elevación artificial, de ellos con tecnología instalada aprovechable (TIA) con contador incorporado de tiempo de trabajo 52 pozos, de estos solo 41 funcionan correctamente, representando el 32,54 % de todos los pozos de la empresa.

La tecnología instalada identificada como aprovechable por tener incorporado contador de tiempo de trabajo, es la siguiente;

- Variadores de velocidad (VDF) para el accionamiento de los motores eléctricos
- Registradores de fondo SRO permanentes (Surface Read Out)
- Sistemas de control electrónico inteligente (SCEI)

Se debe aclarar que los TIA están instalados en los pozos más productores de la empresa representando el 90% de la producción, además los pozos que tienen instalados los variadores de velocidad son los mismos que tienen Surface Read Out (SRO) Registradores permanentes.

Tabla 3.5 Resumen de la tecnología instalada aprovechable en los pozos de la empresa

Equipos instalados	Empresa			
	Pozos con SEA	...De ellos con TIA	TIA que Funcionan	%*
Variadores de Velocidad (VDF)	95	34	28	29,4
Surface Read Out (SRO) Registradores permanentes		15	10	10,5
Sistema de Control Electrónico Inteligente (SCEI)		3	3	3,15
Totales:	95	52	41	
<i>SEA: Sistema de Elevación artificial</i> <i>TIA: Tecnología Instalada Aprovechable</i> *% que representan los que están en funcionamiento, del total de pozos habilitados con sistema de elevación artificial en la empresa				

Fuente: Elaboración Propia

En la tabla 3.6 se refleja un resumen de los TIA ubicados en el centro colector siete (CC-7), al que tributan 16 pozos, de ellos 15 pozos poseen sistema de elevación artificial, y de estos 14 utilizan la tecnología instalada aprovechable, siendo el 93,3%.

Como se puede observar en el CC-7, existen dos tipos de equipamiento que pueden contar horas, el variador de velocidad con 14 que funcionan correctamente ilustrando el 93,3 % y el Surface Read Out (SRO) registradores permanentes que son cinco y de ellos tres que trabajan bien siendo el 20,0%.

Tabla 3.6 Resumen de la tecnología instalada aprovechable en los pozos del CC-7

Equipos instalados	CC-7			
	Pozos con SEA	...De ellos con TIA	TIA que Funcionan	%*
Variadores de Velocidad (VDF)	15	14	14	93,3
Surface Read Out (SRO) Registradores permanentes		5	3	20,0
Sistema de Control Electrónico Inteligente (SCEI)		0	0	0
Totales:	15	19		
<i>SEA: Sistema de Elevación artificial</i> <i>TIA: Tecnología Instalada Aprovechable</i> *% que representan los que están en funcionamiento, del total de pozos habilitados con sistema de elevación artificial en el CC-7 Nota: Hay 5 pozos que tienen VDF y SRO				

Fuente: Elaboración Propia

Después de realizar una comparación entre las tablas 3.5 y 3.6. se puede observar:

- La tecnología instalada más utilizable son los variadores de velocidad, a nivel de empresa y del CC-7.
- La empresa cuenta con 34 variadores de velocidad, de ellos el 41,17% pertenecen al CC-7, el porcentaje restante está distribuido en los seis Centros Colectores restantes, por lo que constituye la instalación de avanzada con esta tecnología.
- Solamente tres pozos en la empresa cuentan con Sistema de Control Electrónico Inteligente (SCEI), ninguno de los cuales pertenece al CC-7.
- Los pozos con SEA en el CC-7 representan el 15,79% del total de pozos de la Empresa.
- El 36,54% de la Tecnología Instalada Aprovechable se encuentra en los pozos del CC-7.
- De los 28 Variadores de velocidad que se encuentran funcionando actualmente en toda la empresa, el 50% se encuentra instalado en el CC-7.

Paso 6. Caracterizar los sistemas identificados a los efectos de su posible utilización para el control del tiempo de trabajo de los equipos de extracción habilitados con sistema de elevación artificial; e identificar la mejor opción.

En la tabla 3.7 se caracterizan los tres sistemas de control instalados en los pozos con posibilidades de contabilizar tiempo de trabajo, a nivel de empresa y particularizando en el CC-7; viendo en cada uno de ellos las ventajas y las desventajas.

Tabla 3.7 Ventajas y desventajas de los sistemas de control instalados en los pozos con posibilidades de contabilizar tiempo de trabajo

Técnicas de control	Ventajas y desventajas	¿Instalado en CC-7?
Variadores de Velocidad (VDF)	<p>Ventajas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mayor cantidad de pozos con la tecnología instalada • Si este sistema se descompone, el pozo no puede seguir trabajando y deja de bombear fluido. • El operador está familiarizado con la tecnología y le es fácil recoger la lectura. • El equipo trae implementado el registro de horas trabajadas. • Especialista en automática de la empresa puede personalizar y estandarizar la pantalla donde se recoge la lectura. • El especialista del taller de instrumentación y automática puede capacitar a los operadores. 	SI

	<p>Desventajas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • No se puede identificar que el sistema de bombeo dejó de trabajar por varillón, bigote o correa partida • El operador tiene que ir al pozo a recoger la lectura 	
Surface Read Out (SRO) Registradores permanentes	<p>Ventajas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Analizando los datos recolectados en una PC, se identifica el momento que dejó de bombear por varillón, bigote o correa partida <p>Desventajas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Si este sistema se descompone, el pozo puede seguir trabajando y bombeando fluido. • El operador no está familiarizado con la tecnología • Para poder poner el registro de horas trabajadas de fácil acceso al operador o personalizar el sistema hay que contratar a un especialista del extranjero. • El operador tiene que ir al pozo a recoger la lectura 	SI
Sistema de Control Electrónico Inteligente (SCEI)	<p>Ventajas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sin este sistema el pozo no puede trabajar, no puede bombear. • El equipo trae implementado el registro de horas trabajadas. • El operador está familiarizado con la tecnología y es fácil recoger la lectura. • No hay que capacitar a los operadores • Al sistema no hay que hacerle ninguna personalización. <p>Desventajas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Menor cantidad de pozos con la tecnología instalada (tres nada más en toda la empresa) • El operador tiene que ir al pozo a recoger la lectura 	NO

Fuente: Elaboración Propia

Que el operador deba ir al pozo para recoger la lectura, es en estos momentos una desventaja común a los tres sistemas. Por otra parte, los Variadores de Velocidad (VDF) y los Sistemas de Control Electrónico Inteligente (SCEI), tienen cinco ventajas cada uno, pero el último tiene una desventaja importante, y es que en la empresa solo hay tres en existencia (dos en el centro colector 2 y uno en el centro colector 10). El sistema SRO tiene como desventaja significativa que si el sistema se descompone, el pozo continúa trabajando. Por lo que el VDF está por encima de todos ya que es el más representado en la empresa y en el CC-7 (ver resultados paso 5), por

lo que se selecciona este sistema como opción tecnológica para el nuevo método de registro del tiempo de trabajo de los pozos.

Cuarta Etapa.

Elaborar propuesta de solución.

Paso 7. Proponer método de solución.

Siguiendo la metodología, se procede de la forma siguiente:

- Primer momento; describir que hay que hacer, desde el punto de vista técnico, para que los VDF, además de realizar la función para la cual fueron instalados originalmente, también realicen el conteo fiable de las horas de trabajo del pozo.

Estos equipos vienen programados de origen para realizar el conteo de las horas de trabajo del motor eléctrico que accionan; y estas son las horas de trabajo del pozo (excepto en los tres casos que se mencionan en el paso anterior, como desventajas del uso del variador); pero no en todos los casos la lectura de este parámetro está fácilmente accesible al operador que tomaría la lectura, ya que no se presenta en la pantalla principal, y tendría que hacer una serie de operaciones de búsqueda en el menú del equipo para acceder a la información. Para evitar esto, en todos los casos el especialista de mantenimiento que atiende los VDF, reconfiguró la pantalla principal para que la información de tiempo de trabajo apareciera en esta. Se aprovechó la oportunidad para que igualmente apareciera en esta pantalla, otras variables de frecuente interés para el personal de mantenimiento, tecnólogos y operadores.

- Segundo momento; redactar el nuevo método para recolección e información del tiempo de trabajo de los pozos, de manera fácilmente comprensible para los que van a realizar la recogida de datos.

Existen en la Empresa y en el CC-7, tres tipos de VDF; a saber, los siguientes:

- VDF modelo SDRIVE 150, del fabricante Power Electronics. La lectura se muestra de forma permanente en la primera pantalla del equipo.
- VDF modelo Altivar 61 (ATV61), del fabricante Schneider. La lectura se muestra de forma permanente en la primera pantalla del equipo.
- VDF modelo Altivar ATV650D90N4, del fabricante Schneider. La lectura se muestra de forma permanente en la primera pantalla del equipo.

En el Anexo No 2 se explica de forma fácil y detallada el método en cada caso para obtener la lectura del tiempo de trabajo del pozo.

Es posible a futuro, si se instalan los sistemas de comunicación necesarios, lograr que las lecturas de los valores anteriores se muestren en las máquinas de proceso que se encuentran en los centros colectores.

Quinta Etapa.

Validación teórica y práctica de la solución propuesta.

Paso 8. Recoger lecturas mediante el método propuesto durante un mes, en la muestra viable seleccionada; y compararlas con las lecturas tomadas por el operador por el método tradicional

En la tabla 3.8 se muestra el resumen de las lecturas en el periodo 1ro de noviembre 2022 hasta 1ro de diciembre 2022, usando el contador de horas de los VDF y su comparación con el tiempo reportado por los operadores usando el método tradicional.

Tabla 3.8 Resumen de lecturas del tiempo de trabajo por pozos usando el contador de horas de los VDF y el reporte tradicional de los operadores

No	Pozos	Lecturas y HTR por el VDF			HTR-Oper.	Δ HTR (Oper-VDF)
		Lectura* (1 nov 2022)	Lectura* (1dic 2022)	HTR- VDF		
1	VDW-4001	1400400	1401048	648	720	+72
2	VDW-4002	132624	133152	528	720	+192
3	VDW-4003	1107048	1107696	648	720	+72
4	VDW-4004	6600	7296	696	720	+24
5	VDW-4005	1190184	1190832	648	720	+72
6	VDW-4006	1008	1728	720	720	0
7	VDW-4007	8880	9528	648	720	+72
8	VDW-4008	17688	18384	696	720	+24
9	VDW-4009	1331040	1331688	648	720	+72
10	VDW-4010	1163088	1163736	648	720	+72
11	VDW-4011	0	648	648	720	+72
12	VDW-4012	0	695	695	720	+25
13	VDW-4013	0	648	648	720	+72
14	VDW-4014	0	648	648	720	+72
*Las lecturas fueron tomadas entre las 10:30 am y las 12:00 m **HTR-VDF: Horas trabajadas registradas por los VDF *** HTR-Oper: Horas trabajadas reportadas por los operadores						+913

Fuente: Elaboración Propia

Como se observa, en todos los casos, excepto en el pozo VDW-4006, el tiempo de trabajo de los pozos reportado por los operadores, es mayor que el registrado por los VDF lo cual es lógico porque un tiempo de trabajo de 720 horas significa que ninguno de los pozos tuvo afectación en el periodo, lo cual es falso ya que como mínimo hubo afectación por mantenimiento, si no en todos, en algunos de ellos. Por el método tradicional se informaron 913 horas de más.

Paso 9. Calcular Ke a partir de los nuevos valores de tiempo de trabajo y comparar el valor teórico de producción, con el valor real.

En la tabla 3.9 se puede observar las diferencias de horas trabajadas reportadas por el operador contra las horas registradas por el variador de velocidad, y su impacto en el cálculo del Ke para los mismos pozos en igual periodo de tiempo.

Tabla 3.9 Cálculo del coeficiente Ke, a partir de las lecturas tomadas en el periodo por el método tradicional, y las tomadas a partir del registro de los VDF

No	Pozos	HTR-VDF	HTR-Oper.	Ke-Oper	Ke-VDF
1	VDW-4001	648	720	1,00	0,90
2	VDW-4002	528	720	1,00	0,73
3	VDW-4003	648	720	1,00	0,90
4	VDW-4004	696	720	1,00	0,97
5	VDW-4005	648	720	1,00	0,90
6	VDW-4006	720	720	1,00	1,00
7	VDW-4007	648	720	1,00	0,90
8	VDW-4008	696	720	1,00	0,97
9	VDW-4009	648	720	1,00	0,90
10	VDW-4010	648	720	1,00	0,90
11	VDW-4011	648	720	1,00	0,90
12	VDW-4012	695	720	1,00	0,97
13	VDW-4013	648	720	1,00	0,90
14	VDW-4014	648	720	1,00	0,90
<i>HTR-VDF: Horas trabajadas registradas por los VDF</i>					
<i>HTR-Oper.: Horas trabajadas reportadas por los operadores</i>					

Fuente: Elaboración Propia

Como se observa, en cálculo del coeficiente Ke da un valor diferente cuando se emplea como variable el tiempo reportado por el operador, que cuando se emplea como variable el tiempo registrado por los VDF.

El Ke-Oper =1 que aparece en la tabla 3.9, se interpreta como que los 14 pozos trabajaron todo en mes 24 horas diarias sin sufrir ninguna afectación, en tanto los valores Ke-VDF<1, se interpretan como que los mismos, excepto el VDW-4006, sufrieron algún tipo de afectación durante el periodo, lo cual es más lógico, ya que como mínimo, en algún momento algunos de estos equipos recibieron mantenimiento.

Por tanto, el Ke-VDF es un valor más próximo a la realidad que el Ke-Oper.

En la tabla 3.10 se hace una comparación entre la producción real obtenida en el mismo periodo por cada uno de los pozos muestreados, con respecto a la producción teórica que debieron haber obtenido el Ke-Oper y el Ke-VDF.

Tabla 3.10 Comparación de la producción con el Ke-Oper y el Ke-VDF

No	Pozos	Producción teórica según (Ton)		Producción real (Ton)	Δ Prod 1	Δ Prod 2
		1 (Ke-VDF)	2 (Ke-Oper)			
1	VDW-4001	177,93	197,70	211,50*	33,57	13,80
2	VDW-4002	154,51	210,70	180,21	25,70	-30,49
3	VDW-4003	166,54	185,05	194,62*	28,07	9,57
4	VDW-4004	175,93	182	183,22*	7,28	1,22
5	VDW-4005	52,67	58,52	89,93*	37,26	31,41
6	VDW-4006	280,00	280,00	257,47	-22,53	-22,53
7	VDW-4007	62,01	68,90	98,53*	36,52	29,63
8	VDW-4008	43,69	45,20	54,56*	10,86	9,36
9	VDW-4009	44,37	49,30	45,94	1,57	-3,36
10	VDW-4010	54,99	61,10	39,30	-15,69	-21,80
11	VDW-4011	35,91	39,90	14,09	-21,82	-25,81
12	VDW-4012	22,32	24,80	18,97	-3,35	-5,83
13	VDW-4013	50,15	51,70	57,63*	7,48	5,93
14	VDW-4014	78,48	87,20	58,01	-20,47	-29,19

1 (Ke-VDF): Producción teórica usando Ke-VDF
2 (Ke-Oper): Producción teórica usando Ke-Oper
Δ Prod 1: Diferencia entre la producción real y la teórica usando Ke-VDF
Δ Prod 2: Diferencia entre la producción real y la teórica usando Ke-Oper

Fuente: Elaboración Propia

Los pozos 1, 3, 4, 5, 7, 8, y 13, aumentaron su producción en el periodo de forma artificial, a partir de la aplicación de medidas geotécnicas en los mismos, en el periodo entre medición y medición, por lo que no pueden ser utilizados para comparar los pronósticos de producción esperada a partir del Ke-VDF y el Ke-Oper.

En el resto de los pozos (2, 6, 9, 10, 11, 12 y 14), que no fueron intervenidos en el periodo entre mediciones, se observa en todos los casos que $\Delta \text{Prod 1} < \Delta \text{Prod 2}$, lo que significa que el nivel de error es menor usando Ke-VDF, que usando Ke-Oper; lo cual confirma que con el método propuesto, además de ser técnicamente factible, se obtienen mejores resultados en la práctica que con el método tradicional.

Paso 10. Establecer el alcance más conveniente para la aplicación del método en la empresa.

Para ello se realiza un ejercicio con un grupo de trabajo multidisciplinario, formado por personal de los tres grupos de interés involucrados en el asunto; a saber, personal de:

- Mantenimiento que trabaja directamente con los VDF.
- Extracción, que tiene a su cargo la recogida de datos.
- Yacimiento, que tiene a su cargo el procesamiento de los datos.

La metodología define que para obtener estadísticamente resultados de calidad, con;

- % de error máximo tolerado para el juicio de los expertos $P = 0,05$ (5%).
- Nivel de confianza en los resultados $NC = 95\%$, factor $K = 3,841$.
- Nivel de precisión o tolerancia permitida $I =$ entre $0,12 - 0,14$.

El grupo debe estar formado por entre 9 y 13 miembros. Se decide trabajar con un grupo formado por 13 miembros, con la composición según se muestra en la tabla 3.11

Tabla 3.11 Composición grupo de trabajo multidisciplinario

Áreas/cargos	Representantes
Mantenimiento	
- J'Grupo automática	1
- Especialista VDF	1
Extracción	
- J'Área extracción	1
- J'Centro Colector	1
- J'Turno CC	2
- Tecnólogo	1
Tecnología	
- J'Grupo Tecnología	1
- Especialista	1
Yacimiento	
- J'Grupo Yacimiento	1
- Especialistas	3
Total:	13

Fuente: Elaboración Propia

Cuando todos terminaron de llenar la encuesta y entregaron sus resultados, los mismos se volcaron en la matriz de calificación de rangos que se muestra en el Anexo No 4 . Una vez operada la matriz, se obtiene, con una concordancia entre los miembros del grupo, de $W= 0,92$ que “la solución que se propone es conveniente extenderla a toda la empresa”.

3.2 Conclusiones parciales del capítulo 3

1. Se ha propuesto un método de fácil aplicación para la recogida del tiempo de trabajo de los pozos productores de petróleo habilitados con sistema de elevación artificial, basado en la tecnología de variadores de frecuencia instalados para el accionamiento de los motores eléctricos.
2. El CC7 es el caso de estudio seleccionado para implementar el método propuesto a nivel de empresa.
3. El método propuesto es técnicamente factible en todos los pozos productores de la empresa que empleen la tecnología mencionada.
4. Mediante prueba práctica del método, aplicada en la muestra seleccionada, se validó su sencillez y eficacia por encima del método tradicional.
5. El grupo de trabajo multidisciplinario encuestado para conocer la conveniencia práctica de la aplicación del método propuesto y su alcance en la empresa, considera que es conveniente aplicarlo a toda la empresa.

CONCLUSIONES

1. La utilización del Método para recoger la lectura del tiempo de trabajo de los pozos, a partir del registro de los VDF instalados, demostró ser técnicamente factible y fiable.
2. Al aplicar el método propuesto se detecta que se informa 913 horas de más en el tiempo de trabajo de los pozos reportados por el método tradicional.
3. La aplicación del método propuesto permite validar que el mismo es técnicamente factible y conveniente su aplicación a toda la empresa para mejorar la exactitud del cálculo del indicador coeficiente de explotación (K_e); y con ello se minimizan los problemas actuales relacionados con el control de la capacidad del yacimiento, la gestión del plan de producción y el pronóstico de capacidades futuras de producción.
4. El método propuesto no implica la erogación de recursos financieros para la adquisición de nuevas tecnologías, sino que amplía el campo de utilización de tecnología existente, originalmente instalada con otros propósitos. Además, suma una herramienta nueva para la actividad de gestión de pozos.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda aplicar con alcance a todos los pozos en explotación habilitados con sistema de elevación artificial que cuenten con variadores de frecuencia, el método propuesto para el registro e información de las horas de trabajo.
2. Modificar la Ficha de Proceso de Extracción, Recolección y Separación de Petróleo, en la parte correspondiente al “control de pozos”, así como los reglamentos tecnológicos de los centros colectores.
3. Impartir un seminario al personal de extracción involucrado con la actividad de control de pozos, sobre la aplicación del nuevo método propuesto.

BIBLIOGRAFIA

- Acosta, A., & Carreño, D. (2015). Recuperado el 5 de abril de 2023, de Repositorio Institucional Universidad ECCI: <https://repositorio.ecci.edu.co/handle/001/1855>
- Avila, E. A., & Pineda, J. A. (febrero de 2019). Evaluación Técnico-Financiera del rendimiento del sistema de levantamiento artificial bombeo de cavidades progresivas mediante el uso de varillas con pin modificado en cinco pozos del valle superior del Magdalena. *Proyecto integral de grado para optar por el título de: Ingeniero de Petróleos*. Bogotá, Colombia. Recuperado el 4 de abril de 2023
- Barceló, L. G. (2017). Evaluación técnico- económica del sistema Recoil para pozos de baja producción en la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo Majagua. *Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en Perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo. Mención: Producción de Petróleo*. Matanzas, Cuba.
- Barnes, M. (2003). *Practical Variable Speed Drives and Power Electronics* (Vols. ISBN: 9780750658089, 0750658088). Países Bajos: Elsevier Science.
- Betancourt, D. (13 de julio de 2018). *Ingenio Empresa (IE)*. Recuperado el 30 de mayo de 2023, de <https://www.ingenioempresa.com/diagrama-de-arbol/>
- Bravo, A. (11 de febrero de 2020). PC-ET/P 0213 Recolección de Petróleo en los Pozos Periféricos, versión 7. *Procedimiento Epep-centro*. Matanzas, Cuba.
- Camacho, L. (2014). Medición y Cálculo de la Producción en los Centros Colectores. *Programa de Certificación de Operadores, Nivel II*. Mayabeque, Cuba: Centro Politécnico del Petróleo.
- Cruz, U. (2018). PC-IY / R 2501 Reglamento del Fondo de Pozos. 10. Matanzas, Cuba: Epep-Centro.
- Eck, J., Ford, J., Ewherido, U., & otros. (2000). *YUMPU Publishing*. Recuperado el junio de 5 de 2023, de <https://www.yumpu.com/es/document/view/14918246/monitoreo-en-el-fondo-del-pozo-su-evolucion-oilproductionnet>
- edraw. (16 de marzo de 2023). Recuperado el 30 de mayo de 2023, de <https://www.edrawsoft.com/es/matrix-diagram.html>
- Epep-C. (24 de 10 de 2022). PC-TV/T 0201 Reglamento Tecnológico de la Planta de Procesamiento de Crudos, Versión 12. Matanzas, Cuba.

- Ferro, M. D., & Cruz, J. T. (2020). Desarrollo de un software de análisis predictivo para la detección temprana de tendencias que ocasionan fallas y consideraciones para la prevención de estos efectos en bombas electrosumergibles. *Proyecto integral de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos*. Bogotá, Colombia.
- Gálvez, Á. S., & Cueva, J. P. (2021). Análisis técnico-económico para la implementación de nuevas tecnologías de levantamiento artificial en el campo Ancón. *Previo la obtención del Título de: Ingeniero en Petróleos*. Guayaquil, Ecuador.
- García, E. P. (junio de 2015). Propuestas de mejoras para disminuir las fallas en los cables de sujeción (cabrestos) de las unidades de bombeo convencionales. *Tesis presentada en opción al título de Ingeniero Mecánico*. La Habana, Cuba.
- Hernández, R., Fernández, C., & Baptista, P. (1998). *Metodología de la investigación*. Mexico: Mc Graw Hill.
- Howard, B. (1992). *Petroleum Engineering Handbook* (Third Printing ed.). U.S.A: Society of Petroleum Engineers Richardson.
- Jamaluddin, A. (2018). *Heavy Oil Exploitation*. (L. PennWell Books, Ed.) PennWell Publishing Company.
- Konkov. (2021). Estación de control electrónico inteligente accionamiento de bomba de varilla hidráulica. Versión con dos convertidores de frecuencia SCEI PShSN G-120-6,0-CHR. Ekaterinburgo.
- Lyons, W., & Plisga, G. (2011). *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering* (Third Edition ed.). (W. C. Lyons, Ed.)
- Meehan, N., & Ahmed, U. (2016). *Unconventional Oil and Gas Resources. Exploitation and Development*. CRC Press.
- Meneses, J., & Rodríguez, D. (septiembre de 2011). El cuestionario y la entrevista. Barcelona, Universidad Oberta de Catalunya. Obtenido de <https://femrecerca.cat/meneses/publication/cuestionario-entrevista/>
- Montserrat, P. (26 de NOVIEMBRE de 2020). *EPMEX*. Recuperado el 5 de abril de 2023, de Especialistas Petroleros Mexicanos A.C.: <https://epmex.org/pozos-petroleros/>
- Orjuela, K., & Vanegas, J. (2019). Evaluación Técnico-Financiera del uso de paneles solares en un sistema de bombeo mecánico, como estrategia para la optimización de la eficiencia y

- de los costos operativos. *Proyecto integral de grado para optar al título de INGENIERO DE PETRÓLEOS*. Bogotá, Colombia.
- Pérez, J.-N. (2020). *Introducción a la ciencia de datos en R*. Universidad Distrital Francisco José de Caldas.
- Peyerl, D., Good, G., & Figueirôa, S. (2019). *History, Exploration & Exploitation of Oil and Gas*. Springer International Publishing.
- Priscilla, d. l. (2019). TERMINACIÓN DE POZOS PETROLEROS. *Tesis a fin de obtener el título de Ingeniero Petrolero*. Mexico.
- Quesada, A.-K., & Medina, A. (Diciembre de 2020). MÉTODOS TEÓRICOS DE INVESTIGACIÓN: ANÁLISIS-SÍNTESIS, INDUCCIÓN-DEDUCCIÓN, ABSTRACTO -CONCRETO E HISTÓRICO-LÓGICO. (U. d. Matanzas, Ed.) Matanzas. Recuperado el 30 de mayo de 2023, de https://www.researchgate.net/publication/347987929_METODOS_TEORICOS_DE_INVESTIGACION_ANALISIS-SINTESIS_INDUCCION-DEDUCCION_ABSTRACTO_-CONCRETO_E_HISTORICO-LOGICO
- Rekalde, I., Vizcarra, M., & Macazaga, A. (2014). La Observación Como Estrategia De Investigación Para Construir Contextos De Aprendizaje Y. (U. N. Distancia, Ed.) *Educación XXI*, 17(1), 201-220. Recuperado el 30 de mayo de 2023, de <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=70629509009>
- Ricaurte, O. O., & Carrillo, D. A. (2016). Selección del Método de Levantamiento Artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo de pozo para la extracción de crudo pesado en el pozo Torcaz 3. *Proyecto integral de grado para adoptar el título de: Ingeniero de Petróleos*. Bogotá, Colombia.
- Rizo, J. (2015). Técnicas de Investigación documental. UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE NICARAGUA, MANAGUA.
- Sahay, B. (2001). *Petroleum Exploration and Exploitation Practices*. Allied Publishers.
- Salinas, G. (2013). *Métodos de Investigación: Cómo hacer una investigación*. Editorial Académica Española.
- Sting, A., & Pérez, Y. J. (2015). Análisis y Evolución de los Variadores de Frecuencia para Motores de Corriente Alterna en la Industria. Bogotá, Colombia.

- Tedesco, C. (2010). *Ascensores Electrónicos y Variadores de velocidad* (1era ed.). Buenos Aires, Argentina: Editorial Alsina, Tecnibook.
- Valencia, V.-E. (2018). *univirtual*. Recuperado el 30 de mayo de 2023, de <https://univirtual.utp.edu.co/pandora/recursos/1000/1771/1771.pdf>
- Vásquez, I. (s.f.). *Tipos de estudio y métodos de investigación*. Recuperado el 6 de abril de 2023, de studocu Universidad de Palermo: [www.gestiopolis.com /tipos estudio metodos investigacion/](http://www.gestiopolis.com/tipos_estudio_metodos_investigacion/)
- Verrier, J. (2014). OC-EP/P 0314 Confección del Reporte Técnico Mensual. 6. Matanzas, Cuba: Epep-Centro.
- Villalonga, M. (2 de marzo de 2020). PC-ET/T 0207 Reglamento Tecnológico Centro Colector # 7, Versión 10. *Procedimiento Epep-Centro*. Matanzas, Cuba.
- Villar, M. (septiembre de 2011). Propuesta de un procedimiento metodológico general para investigación y solución de problemas. *Ponencia presentada en el Taller Nacional de Seguridad y Salud en el Trabajo, CIMEX*.
- А.Ф., А., С.Г., Л., & З.Ф., Ш. (2010). *Планирование на предприятии нефтегазового комплекса*. «Издательский дом Недра».

ANEXOS

Anexo 1: Primera matriz, Encuesta de validación individual 1.

Causas identificadas	De acuerdo
Causas identificadas	
1. La única fuente de información del tiempo de trabajo de los pozos, es el reporte de operadores, y no se puede en la práctica verificar su exactitud por el personal que realiza el cálculo del Ke.	
2. No se efectúan o no se pueden efectuar todas las visitas a los pozos por parte de los operadores, debido;	
- Decisión personal sin causa externa. No tengo deseos de caminar tanto, no voy a coger sol, no voy a ir uno por uno porque desde aquí puedo verlos todos	
- Decisión personal con causa externa. Está muy lejos y no tengo en que ir, es de noche y no tengo linterna, está lloviendo y no tengo capa ni botas.	
3. Se realizan los recorridos, pero pueden ocurrir paradas de las que el operador no se entera;	
- Falla temporal del fluido eléctrico de la red nacional, que no afecta el lugar donde están las oficinas.	
- Acciones de mantenimiento mal coordinadas con el centro, de las que el operador no se entera.	
- Acciones de mantenimiento preventivo planificado, cuyo tiempo de interrupción el centro decide no incluirlo como afectación.	
- Fallas o averías en el equipamiento tecnológico, donde no se sabe con exactitud el tiempo transcurrido desde que ocurrió hasta que fue detectado	
4. Cuando faltan lecturas, independientemente de la causa, se acepta un promedio estimado para el cálculo del indicador Ke, lo que actúa como alternativa condescendiente ante el error.	
Otras causas	

¡Muchas gracias por su colaboración!

Anexo 2: Método para recoger la lectura del tiempo de trabajo de los pozos, a partir del registro de los VDF instalados.



Altivar ATV650D90N4

SDRIVE 150

Altivar 61

ASPECTOS GENERALES

1. **¿Cómo reconocer que el display está funcionando?** Está funcionando cuando se observan en él los caracteres de la información que suministra; de lo contrario no muestra ninguna información
2. **¿Cuándo se verifica si el display está o no funcionando?** En cada recorrido de pozo según la frecuencia establecida por procedimiento
3. **¿Qué hacer cuando se detecta que el display no está funcionando?** Se informa inmediatamente al despacho de mantenimiento.

PASOS A SEGUIR PARA TOMAR LAS LECTURAS, SEGÚN DIFERENTES CONDICIONES DE PARTIDA

Independientemente de la forma que tengan los paneles de control de los modelos de VDF instalados, el método para recoger el dato de “tiempo de trabajo” es el mismo, según la condición de partida, como veremos a continuación.

Condición de partida 1. La persona está tomando la lectura en el mismo VDF que la tomó la vez anterior.

- **Paso 1.** Abrir la puerta del gabinete que protege la pizarra de control y verificar que el display del panel de control está funcionando.
- **Paso 2.** En el display de la pizarra aparece el dato de “T. funcionamiento”. Si no apareciera en el display el dato “T. funcionamiento”, se oprime la tecla “escapar” (ESC) y automáticamente el display va a su pantalla inicial, apareciendo el dato “T. funcionamiento”.

- **Paso 3.** Recoger el número que indica “T. funcionamiento”.
- **Paso 4.** Para saber las horas trabajadas desde la anterior lectura hasta la actual, se calcula la diferencia entre ambas. Si se quiere conocer las horas totales acumuladas hasta el momento, se calcula la diferencia entre la primera lectura tomada en el periodo y la lectura actual.

Nota: Si el display no está funcionando, la lectura se puede tomar sustituyendo temporalmente el panel de control, por el de otro VDF del mismo modelo. Posteriormente, se regresan los paneles de control a sus posiciones originales

Condición de partida 2. El VDF-1 donde se tomó la lectura la vez anterior se averió y se sustituyó por un VDF-2 diferente.

Primera medición en la nueva condición.

- Paso 1. Anotar las horas de trabajo que indica el VDF-2 en el momento en que es puesto en funcionamiento por primera vez en sustitución del VDF-1

Nota 1: Para ello, el operador debe estar presente en el momento en que el especialista de mantenimiento realiza la sustitución de VDF-1 por VDF-2

- Pasos 2, 3 y 4. Iguales que los pasos 1, 2 y 3 en la condición de partida 1.
- Paso 4. Para conocer las horas trabajadas totales acumuladas hasta el momento, se suman las horas totales acumuladas trabajadas con el VDF-1, más las horas totales acumuladas trabajadas con el VDF-2.

Nota: Las horas totales acumuladas trabajadas con el VDF-1 y con el VDF-2 se calculan, en cada caso, de la misma forma indicada en el paso 4 de la condición de partida 1.

El resto de las mediciones.

- El resto de las mediciones usando el VDF-2, se realizan conforme se describe en la condición de partida 1

Condición de partida 3. El VDF donde se tomó la lectura la vez anterior se averió y el pozo está trabajando sin VDF.

- Se recoge el tiempo de trabajo por el método tradicional.

Anexo 3: Modelo encuesta de validación individual 2.

Estimado compañero:

Usted conoce los problemas que en estos momentos presenta la empresa con la inexactitud actual en el cálculo del coeficiente de explotación (K_e) de los pozos de petróleo, especialmente los que están habilitados con sistemas de elevación artificial, debido a que los mismos están más expuestos a sufrir afectaciones, con relativa frecuencia, que interrumpen su producción.

En un estudio recientemente realizado, se ha encontrado una solución técnicamente factible y su método de aplicación, ambos validados en la práctica, que puede reducir significativamente el error mencionado; y que desde el punto de vista técnico, puede ser extendida a toda la empresa. La misma, en su esencia, es la siguiente:

“Incorporar a los reglamentos tecnológicos de los centros colectores el método para recoger la lectura del tiempo de trabajo, para el caso de los pozos habilitados con sistema de elevación artificial, que tienen instalados VDF como dispositivos de accionamiento para sus motores eléctricos, tomar como tiempo de trabajo de los pozos, el tiempo de trabajo registrado por dichos equipos”

Para evaluar, a partir de su experiencia y vivencias personales, la conveniencia práctica de aplicar el método y su alcance en la empresa, se presentan 6 alcances lógicos que usted debe valorar en una escala de 6 a 1, siendo 6 el más conveniente y 1 el menos conveniente, aplicando la regla de valoración que se ofrece a continuación.

Regla de valoración

Orden de conveniencia	Valor
Lo primero más conviene es ...	6
... lo segundo más conviene es ...	5
... lo tercero más conviene es ...	4
... lo cuarto más conviene es ...	3
... lo quinto más conviene es ...	2
... lo menos conviene es ...	1

Encuesta de valoración individual

Aspectos a evaluar	Todos los pozos de la empresa	Todos los pozos alto productores	Algunos pozos alto productores	Algunos pozos sin requisitos de producc.	Solo pozos en investigación	No hacer nada
	Valor					
¿Hasta qué punto y con que alcance es conveniente aplicar la solución que se propone?						

¡Muchas gracias por su colaboración!

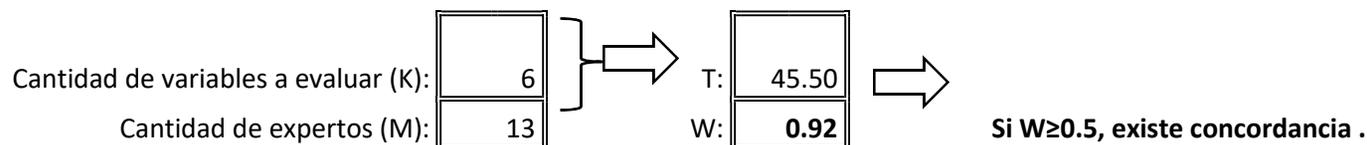
Anexo 4: Matriz de Rangos.

Variables		E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10	E11	E12	E13	$\sum E_i$	Δ	Δ^2
1	Todos los pozos de la empresa	6	6	5	6	6	5	6	6	6	5	6	6	5	74	28.5	812.3
2	Todos los pozos alto productores	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	65	19.5	380.3
3	Algunos pozos alto productores	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	52	6.5	42.3
4	Algunos pozos sin requisitos de producción	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	39	-6.5	42.3
5	Solo pozos en investigación	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	26	19.5	380.3
6	No hacer nada	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	32.5	1056.3
Total		21	20	19	20	20	19	20	20	20	19	20	20	19			

$$\sum \Delta^2 = 2713.5$$

$$\sum \sum E_i = 269$$

Rango promedio (T) y Coeficiente de concordancia de Kendall (W)



$$W = \frac{12 \cdot \sum \Delta^2}{M^2 \cdot (K^3 - K)}$$