



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 1

Neiva, enero 4 de 2022

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Jesus David Galindo Olaya, con C.C. No. 1075301241,

Andrés Felipe Ríos Rodríguez con C.C. No. 1075295138,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado **FILOSOFÍA DE MANTENIMIENTO EN SUPERFICIE: UN RETO DE CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN CAMPOS PETROLEROS** presentado y aprobado en el año 2022 como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

JESUS DAVID GALINDO OLAYA

Firma:

ANDRES FELIPE RIOS RODRIGUEZ

Firma:

Vigilada Mineducación



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: FILOSOFÍA DE MANTENIMIENTO EN SUPERFICIE: UN RETO DE CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN CAMPOS PETROLEROS

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
GALINDO OLAYA	JESUS DAVID
RIOS RODRIGUEZ	ANDRES FELIPE

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
GALINDO	JOSE MIGUEL
BRINEZ	DIEGO FERNANDO

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
----------------------------	--------------------------

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIERO DE PETROLEOS

FACULTAD: INGENIERIA

PROGRAMA O POSGRADO: INGENIERIA DE PETROLEOS

CIUDAD:

AÑO DE PRESENTACIÓN:

NÚMERO DE PÁGINAS:

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas ___ Fotografías X Grabaciones en discos ___ Ilustraciones en general X Grabados ___ Láminas ___
Litografías ___ Mapas ___ Música impresa ___ Planos ___ Retratos ___ Sin ilustraciones ___ Tablas o Cuadros X



SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: NINGUNO

MATERIAL ANEXO: NINGUNO

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*): NINGUNO

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

Bombeo electrosumergible, mantenimiento, análisis de falla, producción diferida, confiabilidad, run life y MTBF.

Electrosubmersible pumping, maintenance, failure analysis, deferred production, reliability, run life and MTBF.

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Durante el desarrollo y explotación de un campo petrolero hay diversos hechos que impactan directamente en los resultados esperados por la operadora del campo, uno de estos es la producción diferida, término que hace referencia al volumen de crudo que deja de producirse diariamente gracias a distintas razones que afectan la extracción normal del hidrocarburo, tales como, mantenimiento de equipo de superficie, espera de equipos de servicio al pozo, daño de bomba o de sus componentes, arenamiento, entre otros.

Estos eventos programados o inesperados, afectan el resultado esperado a corto, mediano o largo plazo y es por eso que las empresas operadoras se han visto obligadas a buscar alternativas para mejorar la confiabilidad de los equipos de fondo del pozo, al igual, que disminuir cualquier parada en el sistema de extracción, los cuales necesariamente repercutirán en el funcionamiento del equipo de subsuelo, y es donde se podrían empezar a presentar variaciones respecto al resultado esperado y/o prometido, sobretodo cuando el pozo está produciendo mediante un equipo de fondo electro sumergible, considerando que es el sistema de levantamiento mas sensible a cualquier parada durante su corrida o funcionamiento.

El presente proyecto, busca analizar los datos de algunos de los pozos con BES de un campo en Colombia, para hacer visible el efecto que tiene el hecho de parar un pozo en especial para realizar los mantenimientos de los equipos de superficie, los cuales influyen directamente en la confiabilidad de la producción del pozo y posteriormente en el flujo de caja, el cual a largo plazo representará una disminución de los ingresos esperados por la empresa operadora. Es por eso que se estudiarán alternativas para minimizar este tipo de prácticas con el fin de no afectar la vida útil y evitar fallas en los pozos.



ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

En el presente trabajo se presenta el análisis del impacto que tienen en los equipos de fondo las paradas programadas y no programadas por mantenimiento de los equipos de superficie en pozos produciendo con BES, las cuales ocasionan diferidas directas e indirectas (iceberg de la producción diferida) y por ende repercuten en el flujo de caja del pozo y de la operadora.

Mediante el análisis de datos obtenidos de una empresa operadora en Colombia, se estudian las diferentes fallas que se presentan en los equipos de bombeo electrosumergible durante la producción, se exponen los diferentes tipos de mantenimientos realizados periódicamente y las implicaciones en la confiabilidad de los equipos de fondo para posteriormente evidenciar los efectos que tienen las diferidas en los resultados esperados por la empresa operadora.

Finalmente se definen planes de acción que permitan mitigar las fallas en los equipos de fondo para de esta manera aumentar el run life y el MTBF.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Jurado: LUIS FERNANDO RAMON BONILLA

Firma:

Nombre Jurado: ERVIN ARANDA ARANDA

Firma:

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

**FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**FILOSOFÍA DE MANTENIMIENTO EN SUPERFICIE: UN RETO DE
CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN
CAMPOS PETROLEROS**

PRESENTADO POR:

**ANDRÉS FELIPE RÍOS RODRIGUEZ
JESUS DAVID GALINDO OLAYA**

DIRIGIDO POR:

JOSÉ MIGUEL GALINDO

CODIRIGIDO POR:

DIEGO FERNANDO BRÍÑEZ

NEIVA, SEPTIEMBRE 2021

NOTA DE ACEPTACIÓN

Aprobado por la comisión de proyectos de grado en cumplimiento de los requisitos exigidos por la Universidad Surcolombiana para optar al título de **Ingeniero de Petróleos**

Jurado: Luis Fernando Ramón Bonilla

Jurado: Ervin Aranda Aranda

NEIVA, OCTUBRE 2021

Dedicatoria

Este trabajo de grado esta dedicado a mi mamá, Alba Luz, a mi papá Jesús Noé QEPD y a mis hermanas, Andrea y Daniela, quienes fueron un gran apoyo toda mi vida universitaria.

Jesus David Galindo Olaya

Dedico este trabajo y todos los logros alcanzados a mi mamá, Pilar, a mi papá Mauricio, a mi hermana Paula y a mis Abuelitos. Los cuales han sido mi apoyo incondicional durante este proceso universitario.

Andrés Felipe Ríos Rodríguez

Agradecimientos

iii

A mi mamá, Alba Luz Olaya, y a mi papá, Jesús Noé Galindo (Q.E.P.D) por todo el apoyo en todo momento, por mostrarme siempre el mejor camino.

A mis hermanas, Andrea y Daniela, por estar siempre ahí para mí cuando las necesito y por aconsejarme cuando es necesario.

A Luis Carrillo quien me ha acompañado y ha sido un impulso para no rendirme y conseguir lo que me propongo.

A mis amigos de la universidad, quienes me han aportado mucho conocimiento y muchos valores, y una gran compañía durante este proceso, les deseo lo mejor a todos.

A cada uno de los profesores del programa de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana quienes me han enseñado más que conocimiento técnico a ser mejor persona para ser un buen profesional.

A los Ingenieros, José Miguel Galindo y Diego Fernando Briñez, por darnos la oportunidad de abordar este tema y por ser de gran ayuda durante la elaboración de este trabajo.

A la Universidad Surcolombiana en general por haberme facilitado cada herramienta para mi proceso de aprendizaje.

Jesus David Galindo Olaya

Agradezco en primer lugar a Dios por haberme guiado en este camino y dado las fuerzas para cumplir esta meta.

A mi mamá Pilar por su amor, apoyo, por confiar en mí, guiarme por el buen camino en todo momento, recordándome la importancia que tiene la disciplina y el trabajo duro para poder cumplir los sueños.

A mi papá Mauricio quien ha demostrado su apoyo y amor incondicional, quien es mi consejero, por confiar y apoyarme durante todas las cosas que me proponga en mi vida.

A mi hermana Paula Juliana por su compañía incondicional durante toda mi vida y gran apoyo y confianza

A mis Abuelitos que han estado para mi toda la vida, por su amor, por querer darme siempre lo mejor, por brindarme su confianza y apoyo al largo del camino.

A mis amigos de toda la vida, los cuales han sido fundamentales para mi crecimiento personal, apoyándome en todo lo que me proponga, estando para mí en las buenas y no tan buenas

A el Ingeniero José Miguel Galindo quien, a parte de ser nuestro director de tesis, fue nuestro maestro en esta última etapa universitaria, mostrándonos un camino diferente, dándonos un gran conocimiento para enfrentar esta hermosa carrera.

A el Ingeniero Diego Fernando Briñez por apoyarnos en este proyecto.

A los profesores y la universidad Surcolombiana por haberme brindado las herramientas para ser el profesional y la persona que siempre quise ser.

Andrés Felipe Ríos Rodríguez

En el presente trabajo se presenta el análisis del impacto que tienen en los equipos de fondo las paradas programadas y no programadas por mantenimiento de los equipos de superficie en pozos produciendo con BES, las cuales ocasionan diferidas directas e indirectas (iceberg de la producción diferida) y por ende repercuten en el flujo de caja del pozo y de la operadora.

Mediante el análisis de datos obtenidos de una empresa operadora en Colombia, se estudian las diferentes fallas que se presentan en los equipos de bombeo electrosumergible durante la producción, se exponen los diferentes tipos de mantenimientos realizados periódicamente y las implicaciones en la confiabilidad de los equipos de fondo para posteriormente evidenciar los efectos que tienen las diferidas en los resultados esperados por la empresa operadora.

Finalmente se definen planes de acción que permitan mitigar las fallas en los equipos de fondo para de esta manera aumentar el run life y el MTBF.

Palabras clave: Bombeo electrosumergible, mantenimiento, análisis de falla, producción diferida, confiabilidad, run life y MTBF.

ABSTRACT

This document presents the analysis of the impact of shutdowns in wells producing with ESP due to surface maintenance, which cause direct and indirect delays (iceberg of deferred production) and therefore affect the cash flow of the well and the company.

Through the data analysis obtained from an operating company in Colombia, the different failures that occur in electrosubmersible pumping equipment during production are studied, the different types of maintenance carried out periodically and the implications on the reliability of the equipment are exposed for later show the effects that the deferred has on the results expected by the operating company.

Finally, action plans are defined to mitigate failures in the back-end equipment in order to increase the run life and MTBF.

Keywords: Electrosubmersible pumping, maintenance, failure analysis, deferred production, reliability, run life and MTBF.

TABLA DE CONTENIDO

vii

1.	INTRODUCCIÓN	1
2.	JUSTIFICACIÓN	2
3.	GENERALIDADES DEL MANTENIMIENTO	3
3.1.	Definición	3
3.2.	Tipos de mantenimiento	3
	Mantenimiento correctivo	4
	Mantenimiento preventivo	6
	Mantenimiento predictivo	7
	Mantenimiento basado en confiabilidad	9
3.3.	Curva de la bañera	10
3.4.	Zona de mortandad infantil	11
3.5.	Periodo de vida útil	11
3.6.	Envejecimiento	11
4.	GENERALIDADES DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	13
4.1.	Definición	13
4.2.	Descripción	13
4.3.	Equipo de superficie	13
	Generador eléctrico	14
	Transformador Eléctrico	14
	Transformador Reductor	14
	Transformador Elevador	15
	Variadores de Frecuencia	15
	Caja de Venteo	16
	Cabezal de Pozo	17
	Panel o Tablero de control	18
4.4.	Equipo de Subsuelo	19
	Motor Electrosumergible	19
	Sensor de Fondo	21
	Cable Plano o Extensor del Motor	Error! Bookmark not defined.
	Sello Protector	23
	Separador de gas (Intake)	24
	Bomba centrífuga sumergible	25

4.5.	Ventajas del sistema electrosumergible.....	26viii
4.6.	Desventajas del sistema electrosumergible.....	27
5.	PROBLEMAS, SOLUCIONES Y RECOMENDACIONES MAS FRECUENTES DURANTE LA OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS ELECTROSUMERGIBLES.	28
6.	MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	33
7.	CARACTERÍSTICAS DE LA REGIÓN ESTUDIADA.....	37
7.1	Generalidades del campo.....	37
7.2	Datos base.....	38
	Tubería rota	39
	Equipo aterrizado.....	40
	Fallas mecánicas en el equipo de fondo.....	40
7.3	Posibles causas de fallas.....	41
	Producción de finos	41
	Precipitación Química	42
7.4	Tendencia Incrustante en el campo	44
7.5	Índice de saturación de Langelier (ISL) para el campo.....	45
7.6	Observaciones de costos generados en el campo desde 2015 hasta el 2019....	47
7.7	Probabilidad experimental de realizar mantenimientos vs. fallas para el campo	48
8.	PLANTEAMIENTO.....	51
8.1	Tratamiento químico.....	51
8.2	Equipos de fondo.....	52
8.3	Manejo de gas	52
8.4	Tuberías	52
8.5	Tear down	Error! Bookmark not defined.
8.6	Mantenimiento.....	53
8.7	Personal.....	53
8.8	Análisis de información de pozos	53
9.	CONCLUSIONES	54
10.	RECOMENDACIONES.....	55

LISTA DE FIGURAS

ix

FIGURA 1. CURVA DE LA BAÑERA CONVENCIONAL.....	12
FIGURA 2. TRANSFORMADOR REDUCTOR Y TRANSFORMADOR ELEVADOR	15
FIGURA 3. VARIADORES DE FRECUENCIA	16
FIGURA 4. CAJAS DE VENTEO.....	17
FIGURA 5. TABLERO DE CONTROL.....	18
FIGURA 6. COMPONENTES DEL MOTOR.....	20
FIGURA 7. SENSOR DE FONDO.....	22
FIGURA 8. CABLES ELÉCTRICOS DE POTENCIA (PLANO Y REDONDO)	23
FIGURA 9. DIAGRAMA INTERNO SELLO PROTECTOR.....	24
FIGURA 10. PARTES DE LA BOMBA	26
FIGURA 11. GRÁFICA DE SUMATORIA DE PRODUCCIÓN ANUAL POR DÍA DE REGIÓN DE ESTUDIO	38
FIGURA 12. GRÁFICA DE INCIDENCIA DE FALLAS EN POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.	39

LISTA DE TABLAS

x

TABLA 1. FACTORES QUE INCREMENTAN LAS TENDENCIAS INCRUSTANTES.....	45
TABLA 2. INDICACIÓN DEL ÍNDICE DE SATURACIÓN DE LAGELIER.....	46
TABLA 3. COSTOS GENERADOS 2015 - 2019.....	47
TABLA 4. PROBABILIDAD EXPERIMENTAL DE EVENTOS DE MANTENIMIENTO VS. FALLAS BES	49

1. INTRODUCCIÓN

Durante el desarrollo y explotación de un campo petrolero hay diversos hechos que impactan directamente en los resultados esperados por la operadora del campo, uno de estos es la producción diferida, término que hace referencia al volumen de crudo que deja de producirse diariamente gracias a distintas razones que afectan la extracción normal del hidrocarburo, tales como, mantenimiento de equipo de superficie, espera de equipos de servicio al pozo, daño de bomba o de sus componentes, arenamiento, entre otros.

Estos eventos programados o inesperados, afectan el resultado esperado a corto, mediano o largo plazo y es por eso que las empresas operadoras se han visto obligadas a buscar alternativas para mejorar la confiabilidad de los equipos de fondo del pozo, al igual, que disminuir cualquier parada en el sistema de extracción, los cuales necesariamente repercutirán en el funcionamiento del equipo de subsuelo, y es donde se podrían empezar a presentar variaciones respecto al resultado esperado y/o prometido, sobretodo cuando el pozo está produciendo mediante un equipo de fondo electro sumergible, considerando que es el sistema de levantamiento mas sensible a cualquier parada durante su corrida o funcionamiento.

El presente proyecto, busca analizar los datos de algunos de los pozos con BES de un campo en Colombia, para hacer visible el efecto que tiene el hecho de parar un pozo en especial para realizar los mantenimientos de los equipos de superficie, los cuales influyen directamente en la confiabilidad de la producción del pozo y posteriormente en el flujo de caja, el cual a largo plazo representará una disminución de los ingresos esperados por la empresa operadora. Es por eso que se estudiarán alternativas para minimizar este tipo de prácticas con el fin de no afectar la vida útil y evitar fallas en los pozos.

2. JUSTIFICACIÓN

Las paradas de producción de pozos con BES por mantenimiento de equipo de superficie traen consecuencias para el funcionamiento del equipo de fondo, razón por la cual se buscan alternativas en procesos para minimizar estas paradas con el fin de optimizar el funcionamiento del equipo y la vida del pozo.

3. GENERALIDADES DEL MANTENIMIENTO

3.1. Definición

Se denomina mantenimiento al grupo de acciones que tienen como objetivo mantener un artículo o restaurarlo a un estado en el cual pueda llevar a cabo las funciones para las que fue creado y de esta forma pueda funcionar por el mayor tiempo posible, buscando la más alta disponibilidad y con el máximo rendimiento. Estas acciones incluyen la combinación de las acciones técnicas y administrativas correspondientes.

El mantenimiento reúne las técnicas y sistemas que permiten prever los daños, mediante revisiones, engrases y reparaciones, dando a la vez normas e instrucciones de buen funcionamiento al personal que va a operar las máquinas o equipos y a sus usuarios, y así contribuir a los beneficios de la empresa, buscando siempre la manera de prolongar la vida útil y de esta forma aumentar su rentabilidad.

En términos económicos, el mantenimiento en la industria busca:

- La protección y conservación de las inversiones.
- La garantía de productividad.
- La seguridad de un servicio.
- Calidad del producto.

3.2. Tipos de mantenimiento

Actualmente existen varios tipos de sistemas para realizar servicio de mantenimiento de las máquinas o equipos en operación, algunos no solamente

centran corregir las fallas, sino que también buscan actuar antes de que estas se manifiesten. Entre los tipos de mantenimiento se distinguen:

Mantenimiento correctivo

Mantenimiento correctivo, se denomina como aquel que se realiza con la finalidad de reparar fallas o defectos que se presenten en equipos y/o maquinarias. Es la forma más básica de brindar mantenimiento, pues supone simplemente reparar aquello que ha sufrido daño. De esta forma, el mantenimiento correctivo es un proceso que consiste básicamente en localizar y corregir las averías o desperfectos que estén impidiendo que la máquina u objeto realice su función de manera normal.

Hoy en día se distinguen dos tipos de mantenimiento correctivo: el mantenimiento correctivo contingente y el mantenimiento correctivo programado.

El mantenimiento correctivo contingente o no planificado es aquel que se realiza de manera forzosa e imprevista, cuando ocurre un fallo, y que impone la necesidad de reparar el equipo antes de poder continuar haciendo uso de él. En este sentido, el mantenimiento correctivo contingente implica que la reparación se lleve a cabo con la mayor rapidez para evitar daños materiales y humanos, así como pérdidas económicas.

Se denomina mantenimiento correctivo programado o planificado a aquel que tiene como objetivo anticiparse a los posibles fallos o desperfectos que pueda presentar un equipo de un momento a otro. En este sentido, trata de prever, con base en experiencias previas, los momentos en que un equipo debe ser sometido a un proceso de mantenimiento para identificar piezas gastadas o posibles

averías. Asimismo, este tipo de mantenimiento permite fijar con anterioridad el momento en que se va a realizar la revisión, de modo puedan aprovechar para hacer revisión de otros componentes y/o partes con el objetivo de aumentar la eficiencia en horas de inactividad o de poca actividad.

Ventajas

Es ideal para equipos de baja prioridad, sin los cuales las operaciones de la empresa pueden seguir funcionando normalmente. Lo mismo se aplica a equipos de bajo valor, ya que el trabajo necesario para realizar su mantenimiento o supervisión constante puede resultar más caro que la reparación o sustitución en caso de daño. Teniendo en cuenta que no hace falta mucha programación para este, su costo de implementación es muy bajo, en comparación con el mantenimiento preventivo y predictivo.

Desventajas

La desventaja principal cuando se confía en el mantenimiento correctivo para activos de alta prioridad es el tiempo de vida de los equipos el cual terminará siendo más corto que con una de las estrategias alternativas.

Cuando es aplicado a equipos de costo elevado, conducirá a paradas inesperadas y probablemente, elevados costos de reparación.

Mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo es aquel que se realiza de forma anticipada con el fin de prevenir el surgimiento de averías en los equipos.

Algunas acciones del mantenimiento preventivo son: ajustes, limpieza, análisis, lubricación, calibración, reparación, cambios de piezas, entre otros. El costo del mantenimiento preventivo se calcula a través del tiempo extra, tiempo de los ayudantes y la mano de obra, así como, el inventario de repuestos.

El mantenimiento preventivo se efectúa periódicamente. De igual manera, el mantenimiento preventivo tiene como objetivo detectar fallas que puedan llevar al mal funcionamiento del objeto en mantenimiento y, de esta manera se evita los altos costos de reparación y se disminuye la probabilidad de paros imprevistos, asimismo, permite una mayor duración de los equipos e instalaciones y mayor seguridad para los trabajadores sobre todo en el caso de aquellos empleados que laboran en industrias con grandes maquinarias.

Ventajas

Este tipo de mantenimiento es necesario en los equipos esenciales al funcionamiento normal de la empresa, en cuanto mayor es el riesgo asociado a una determinada avería, mayor es la necesidad de mantenimiento preventivo para aumentar la vida útil del activo y reducir el downtime no planificado.

Desventajas

Una vez que no se basan en la condición real de los equipos, los planes de mantenimiento preventivo pueden, a veces, ser ineficientes y resultar en acciones de mantenimiento innecesarias y que cuestan tiempo y dinero.

El efecto se agrava cuando un mantenimiento preventivo es aplicado a activos de baja prioridad o bajo coste que podrían generar costes más bajos si solamente fueran reparados de manera reactiva.

Mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo es un tipo de mantenimiento que relaciona una variable física con el desgaste o el estado de una máquina. El mantenimiento predictivo se basa en la medición, seguimiento y monitoreo de parámetros y condiciones de funcionamiento de un equipo o instalación. Para ello, se definen y gestionan los valores de prealarma y actuación de todos los parámetros que se consideran necesarios para medir y gestionar.

El mantenimiento predictivo es una técnica para predecir el punto futuro de fallo de un componente de la máquina, de modo que el componente puede ser reemplazado, basándose en un plan, justo antes de que falle. De este modo, se minimiza el tiempo de inactividad de los equipos y se maximiza la vida útil de los componentes.

Ventajas

- Da más continuidad en la operación. Dado que, si en la primera revisión se detecta algún cambio necesario, se programa otra pequeña pausa para instalarlo, se puede mantener una continuidad entre revisiones.
- Más fiabilidad. Cuando se utilizan aparatos y personal calificado, los resultados deben ser más precisos.
- Requiere menos personal. Esto genera una disminución en el costo del personal y en los procesos de contratación.
- Las piezas de repuesto duran más. Dado que las revisiones se basan en los resultados, y no en la percepción, se pretende que las piezas de recambio duren exactamente el tiempo que deberían durar.

Desventajas

- Siempre que hay daños, hay que programarlos. Si el propietario tiene una necesidad urgente de reparación, puede que tenga que esperar hasta la fecha definida como una segunda revisión, por lo que las urgencias también deben ser proporcionadas a través de la programación.
- Requiere un equipo especial y costoso. Cuando se trata de medir todo con precisión, los equipos y dispositivos suelen ser de alto costo, por lo que es necesario buscar las mejores opciones para adquirir.
- Es importante contar con personal más calificado. Aunque ya se mencionó que el personal es más reducido, debe tener conocimientos más cualificados, lo que a su vez aumenta el costo y quizás, dependiendo de la zona, las opciones disminuyan.
- Su implementación es costosa. Por la misma razón de ser gestionado mediante planes de trabajo, si se unen los costos de todos los tiempos en

que se paró la máquina y se revisaron los problemas que se identificaron la primera vez, el costo es considerablemente elevado.

Mantenimiento basado en confiabilidad

RCM o Reliability Centred Maintenance, (Mantenimiento Centrado en Fiabilidad) es una técnica más dentro de las posibles para elaborar un plan de mantenimiento en una instalación industrial y presenta algunas ventajas importantes sobre otras técnicas. Inicialmente fue desarrollada para el sector de aviación, donde no se obtenían los resultados más adecuados para la seguridad de la navegación aérea. Posteriormente fue trasladada al campo militar y mucho después al industrial, tras comprobarse los excelentes resultados que había dado en el campo aeronáutico.

Por supuesto, RCM es una técnica para elaborar un plan de mantenimiento. Pero en realidad, el plan de mantenimiento no es más que uno de los productos del profundo análisis que debe efectuarse en la instalación. Además del plan de mantenimiento, se obtienen otra serie de conclusiones:

- Las modificaciones que es necesario llevar a cabo en la instalación, asumiendo que un buen mantenimiento no soluciona un mal diseño, y por tanto, si la causa raíz de un posible fallo reside en el diseño es esto lo que hay que cambiar.
- Una serie de procedimientos de operación y mantenimiento que evitan que se produzcan los fallos analizados.
- Una serie de medidas a adoptar para que en caso de fallo, las consecuencias se minimicen.

- Una lista del repuesto que es necesario mantener en stock en la instalación, no para evitar el fallo, sino para minimizar el tiempo de parada de ésta y por tanto para minimizar las consecuencias.

El objetivo fundamental de la implantación de un Mantenimiento Centrado en Fiabilidad o RCM en una planta industrial es aumentar la fiabilidad de la instalación, es decir, disminuir el tiempo de parada de planta por averías imprevistas que impidan cumplir con los planes de producción. Los objetivos secundarios pero igualmente importantes son aumentar la disponibilidad, es decir, la proporción del tiempo que la planta está en disposición de producir, y disminuir al mismo tiempo los costes de mantenimiento.

3.3. Curva de la bañera

La idea de la curva de la bañera forma la base conceptual para gran parte del estudio de fiabilidad. En la mayoría de los dispositivos electromecánicos, la función tasa de fallo tiene forma de bañera: cuando se inicia la vida de un aparato, la tasa de fallo instantánea resulta ser relativamente alta (es lo que se denomina “mortalidad infantil”); una vez que los componentes y partes electromecánicas se han acoplado, la tasa de fallo es relativamente constante y baja (etapa de “vida útil”); más adelante, tras un tiempo de funcionamiento, la tasa de fallo vuelve a incrementarse hasta que, finalmente, todos los dispositivos habrán fallado (“efecto envejecimiento”) (Blesa, y otros, 2002).

La curva de bañera nos sugiere que la vida de un equipo se puede dividir en tres periodos diferentes (véase *Figura 1*):

3.4. Zona de mortandad infantil

El fallo se produce inmediatamente o al cabo de muy poco tiempo de la puesta en funcionamiento, como consecuencia de:

- Errores de diseño.
- Defectos de fabricación o montaje.
- Ajuste difícil, que es preciso revisar en las condiciones reales de funcionamiento hasta dar con la puesta a punto deseada.

Para evitar esta zona, cuando es posible se somete a los componentes a un “quemado” inicial desechando los componentes defectuosos. Este quemado o rodaje inicial se realiza sometiendo a los componentes a determinadas condiciones extremas, que aceleran los mecanismos de fallo. Los componentes que pasan este periodo son los que se venden, ya en la zona de vida útil.

3.5. Periodo de vida útil

Periodo de vida útil con tasa de fallos aproximadamente constante. Es el periodo de mayor duración, en el que se suelen estudiar los sistemas, ya que se supone que se reemplazan antes de que alcancen el periodo de envejecimiento.

3.6. Envejecimiento

Corresponde al agotamiento. La tasa de averías vuelve a crecer, debido a que los componentes fallan por degradación de sus características por el transcurso de tiempo. Aún con reparaciones y mantenimiento, la tasa de fallo aumenta, hasta que resulta demasiado costoso el mantenimiento

Estos tres periodos se distinguen con claridad en un gráfico en el que se represente la tasa de fallos del sistema frente al tiempo. Este gráfico se denomina “Curva de bañera” o “Curva de Davies”.

Aunque existen hasta seis tipos diferentes de curva de bañera, dependiendo del tipo de componente del que se trate, una curva de bañera convencional se adapta a la mostrada en la *Figura 1*.

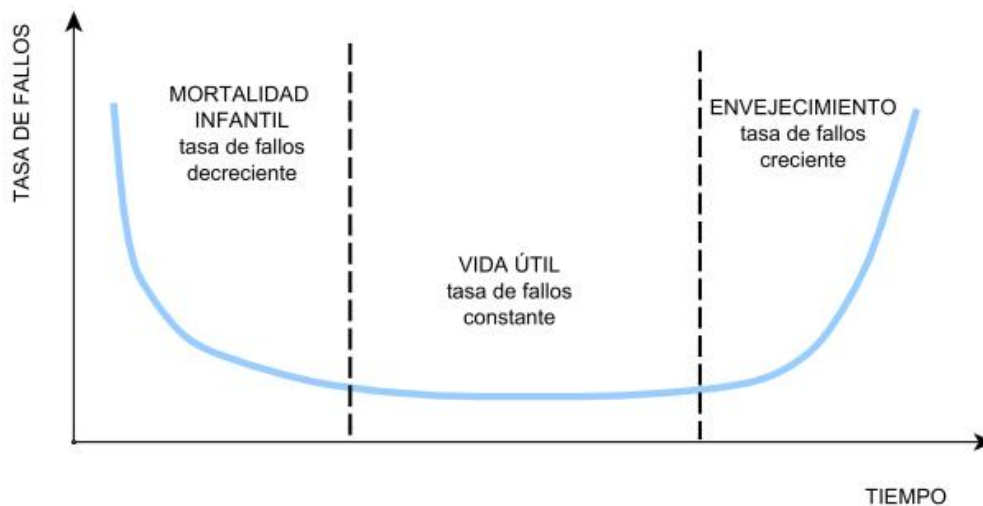


Figura 1. Curva de la bañera convencional

FUENTE: CASTELA, 2016.

4. GENERALIDADES DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

4.1. Definición

El sistema de bombeo electrosumergible (B.E.S) es un sistema de levantamiento artificial que emplea la energía eléctrica convertida en energía mecánica para levantar una columna de fluido desde un nivel determinado hasta la superficie, descargándolo a una determinada presión. Se considera un método de levantamiento artificial que utiliza una bomba centrífuga ubicada en el subsuelo para levantar los fluidos aportados por el yacimiento desde el fondo del pozo hasta la estación de flujo.

Entre las características del sistema están su capacidad de producir volúmenes considerables de fluido desde diferentes profundidades, bajo una amplia variedad de condiciones del pozo y particularmente se distingue porque el motor está directamente acoplado con la bomba en el fondo del pozo. El ensamble de bombeo eléctrico trabaja sobre un amplio rango de profundidades y volúmenes, su aplicación es particularmente exitosa cuando las condiciones son propicias para producir altos volúmenes de líquidos con bajas relaciones gas-aceite.

4.2. Descripción

Una unidad de Bombeo Electrosumergible (BES) está constituida por un equipo de superficie y por un equipo de subsuelo.

4.3. Equipo de superficie

Los equipos de superficie suministran la energía eléctrica al motor de subsuelo electrosumergible, que a través de un tablero de control de mando permite controlar y dirigir el funcionamiento de el equipo, este esta constituido por:

Generador eléctrico

El equipo debe contar con las características de generación eléctrica para que este opere de manera confiable y segura con cargas no lineales que básicamente son convertidores electrónicos para variación de frecuencia, este debe estar diseñado para operar en paralelo con otras unidades, además de soportar cambios repentinos de carga de cualquier valor entre cero y el límite extremo de la capacidad del generador sin sufrir daños.

Transformador Eléctrico

Los sistemas de bombeo electrosumergible cuentan con un transformador reductor de 13.8 KV a 480 V, el cual genera un voltaje necesario para el funcionamiento del controlador del motor electrosumergible o variador de velocidad (VSD). El VSD es el encargado de proveer voltaje trifásico variable al transformador elevador multietapas, elevando y regulando así el voltaje que opera el motor en el fondo del pozo.

Los transformadores pueden ser de una sola fase o de tres fases, usualmente cuando se utilizan transformadores de una fase para corrientes de tres fases, se conectan tres transformadores juntos, los cuales se pueden configurar de diferentes maneras.

Existen dos tipos de transformadores, los cuales se enuncian a continuación:

Transformador Reductor

Este se encarga de reducir la tensión de la línea de distribución, al nivel de tensión requerida por el variador de velocidad.

Transformador Elevador

Este tipo de transformador es utilizado para elevar la tensión de salida del variador, al valor de alimentación del motor, entregando la potencia necesaria y aumentar la eficiencia de este.



*Figura 2. Transformador reductor y Transformador elevador
FUENTE: ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2004*

Variadores de Frecuencia

El variador de frecuencia o también conocido como VSD, es un dispositivo que permite controlar la velocidad de un motor de inducción al variar la frecuencia y el voltaje aplicado, en una relación constante (V/Hz) con el fin de mantener y llevar a las condiciones óptimas de operación, esto hacer que sin modificar el equipo de fondo se pueda satisfacer un conjunto de condiciones de operación. Reduciendo los esfuerzos en el eje de la bomba, protege el equipo de variaciones eléctricas, en donde este especifique el voltaje, rango de frecuencia, estabilidad de frecuencia, frecuencia de inicio y exactitud del control de velocidad.



Figura 3. Variadores de frecuencia

FUENTE: ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2004

Caja de Venteo

La caja de venteo se encuentra localizada entre el cabezal del pozo y el tablero de control, aquí se une el cable de potencia que suministra la energía al motor con el equipo de superficie, sus principales funciones son:

- Ventea a la intemperie cualquier tipo de gas que este en la armadura de protección del cable trifásico de potencia que proviene del pozo evitando que llegue al panel de control lo cual puede provocar una explosión.
- Facilita las mediciones eléctricas del equipo de fondo al tener puntos de prueba.

- Funciona como punto de desconexión del equipo del cabezal desde el sistema eléctrico de superficie durante una intervención o reparación del pozo.



Figura 4. Cajas de venteo.

FUENTE: ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2004

Cabezal de Pozo

El cabezal de pozo es una parte fundamental del equipo de superficie ya que este cumple la función de cerrar mecánicamente el pozo en la superficie, soporta el peso del equipo electrosumergible, mantiene un espacio entre el casing y la tubería de producción del pozo, este provee la facilidad de poder instalar el cable de potencia con un sello, el cual genera hermeticidad y control de fluidos en el pozo, esta conexión del cable de potencia que proviene de la caja de venteo se realiza gracias al “Quick Conector” empalmado los cables eléctricos tanto de superficie como de fondo.

Panel o Tablero de control

El panel de control consiste en un arrancador de motor, sistema de circuito de Estado sólido para la protección de sobrecarga o baja carga, un interruptor de desconexión manual o automático, un circuito temporizador y un amperímetro registrado. Algunos sistemas de control poseen equipos de superficie para uso con equipo de detección y registro de la presión y temperatura en el fondo del pozo, instalados dentro del gabinete del controlador del motor punto seguido se proveen fusibles para la protección por cortocircuito.

Los dispositivos de control externos deben estar en interfaz con el controlador según recomendación del fabricante de la bomba para proveer un funcionamiento seguro y libre de problemas. Todos los dispositivos de control externaron están conectados a un temporizador el cual activa o desactiva el control después de un cierto intervalo de tiempo punto los dispositivos de control externó normalmente utilizados son controles de nivel de tanque o interruptor de presión de línea.



Figura 5. Tablero de control

FUENTE: ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2004

4.4. Equipo de Subsuelo

Los equipos de fondo utilizados en el sistema de levantamiento artificial BES son componentes que se encuentran dentro del pozo acoplados a la tubería de producción. Los componentes desde el fondo del pozo en orden son los siguientes:

Motor Electrosumergible

El motor electrosumergible es el que provee energía a la bomba para rotar y acelerar a los fluidos que son bombeados a la superficie, consta principalmente de un estator bobinado de inducción bipolar trifásico y un rotor tipo jaula de ardilla que gira a una velocidad sincrónica nominal de 3600 revoluciones por minuto (rpm) a una frecuencia de 60 Hz.

En las aplicaciones de sistemas artificiales, el motor eléctrico sumergible es trifásico, del tipo de inducción (inducción de barras) que se encuentra lleno de aceite para enfriamiento y lubricación. Resiste altos esfuerzos de torsión de arranque permitiendo que llegue a su velocidad de operación en menos de 15 ciclos, impidiendo de esta manera la sobrecarga prolongada de la línea eléctrica. La profundidad de colocación se limita normalmente por encima del fluido entrante y en zonas donde se tenga una sección con desviaciones uniformes y sin alta pata de perro (dogleg). Cuando se instala frente a las perforaciones, se debe usar camisa de motor.

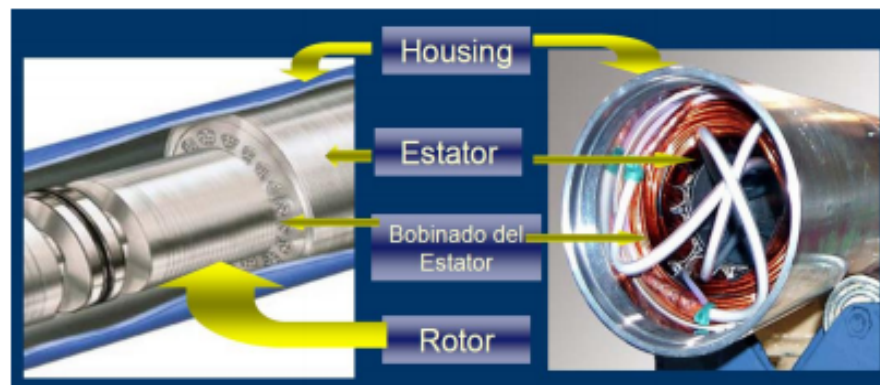


Figura 6. Componentes del motor.

FUENTE: *Bombeo Electrosumergible, UIS, 2012, Ciro Armando Pinto.*

Rotor: Es uno de los componentes internos del motor y es que genera los HP del motor. Por ejemplo en un motor de 180 HP y si el motor consta de 10 rotores, cada uno de ellos está aportando 18 HP.

Estator: Es el bobinado del motor electrosumergible y viene encapsulado, está diseñado para trabajar a diferentes temperaturas y para su aplicación en los pozos BES se debe tener en cuenta varios factores, tales como la temperatura de fondo del pozo, la posición de sentado, etc.

Cojinetes del motor: Son componentes internos del motor electrosumergible y elementos estáticos, cuya función principal es fijar y centralizar el conjunto de rotores. En toda configuración del motor, entre rotor y rotor existe un cojinete.

Eje: Es el componente interno del motor electrosumergible que hace girar el sistema. La configuración del eje es hueca para la circulación del aceite dieléctrico a lo largo del motor, con la finalidad de brindar lubricación y

enfriamiento. Los ejes son fabricados de diferentes materiales como el inconel, monel, etc. Dentro de la optimización que se ha generado en la calidad de los ejes, existen en el mercado ejes desde estándar hasta ejes de alta resistencia.

Zapata del motor: Se conoce también como cojinete de empuje (Thrust bearing) y su función principal es soportar la carga axial del conjunto de rotores. Se encuentra instalado en la parte superior del motor y su configuración puede ser direccional o bi-direccional.

Sensor de Fondo

Dispositivo electrónico capaz de soportar altas presiones, es el encargado de enviar señales a superficie a través del cable eléctrico que suministra potencia al equipo BES.

Se caracteriza por ser tubular de aproximadamente 1.50 mt., con el anillo sensor de presión, la electrónica almacenada en el tercio superior del cuerpo del sensor tiene entrada para conectarse con un flujo metro u otro sensor de cabeza.

Se conecta al motor de fondo a través de un cable de alimentación, en donde un cable de señal, alimentándose de pulsos de corriente continua de +- 120 Voltios, generando una señal eléctrica y enviada a través del cable de potencia del sistema a superficie, donde es aislada de la corriente alterna en el panel de choque y esta señal es enviada al panel de control.

Este sensor, no solamente detecta presiones de succión y descarga también es capaz de interpretar las temperaturas del aceite dieléctrico del motor y de la succión (intake), vibración, corriente de fuga, y flujo, se han encontrado referencias de una correlación entre la vibración y la producción de arena a través de la bomba. De igual manera altos niveles de vibración pueden estar indicando

un probable problema por venir. Importante disminuir la frecuencia y revisar los parámetros.



Figura 7. Sensor de fondo.

FUENTE: ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2004

Cable Eléctrico de Potencia

El cable de potencia es uno de los componentes más importantes y sensibles en el sistema de BES. Su función es transmitir la energía eléctrica desde la superficie al motor coma y transmitir las señales de presión, temperatura, etc. desde instrumentos sensor de fondo a la superficie.

Están contruidos diferentes tipos de conductores, dependiendo de los requerimientos del motor; Pueden ser redondos o planos envueltos en acero galvanizado, acero inoxidable, o de monel; estas diferentes características del cable son para que sea capaz de soportar los ambientes agresivos de los pozos coma al igual que las caídas de voltaje coma las temperaturas y los fluidos circundantes.

Los diferentes componentes que van con el cable son:

- Conductores
- Carrete
- Empalme



Figura 8. Cables eléctricos de potencia (Plano y Redondo)

FUENTE: ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2004

Sello Protector

El sello o protector se encuentra ubicado entre el motor y el intake, este es una pieza fundamental en el equipo, ya que es un sello entre el motor y el pozo, el cual evita la contaminación entre los componentes, algunas de las funciones principales son las siguientes:

- Generar un sello que equilibre las presiones externas e internas, para así, evitar que el aceite del motor sea contaminado por el fluido del pozo.
- Permite y absorbe la expansión del aceite dielectrico que se encuentra en el motor.
- Ecuiliza la presión del anular de la tubería de revestimiento con el aceite dielectrico, para evitar que fluidos del pozo migren dentro del motor.
- Soporta la carga axial o empuje desarrollada por la bomba.

- Transmite el torque que se desarrolla en el motor, el cual llega hacia la bomba a través del eje protector.

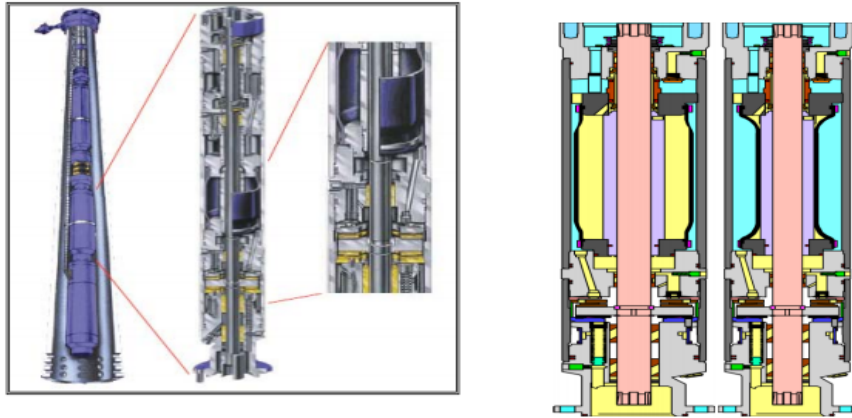


Figura 9. Diagrama interno Sello protector.

FUENTE: SCHLUMBERGER, 2002

Separador de gas (Intake)

El separador de gas o Intake es usado cuando hay pozos con alta relación gas-aceite (GOR), ya que este gas, afecta directamente el funcionamiento y capacidad de la bomba, un equipo puede operar sin inconvenientes hasta con el 11% de volumen de gas libre, pero cuando llega a este porcentaje o lo supera es recomendable el uso del separador, ya que así podrá evitar problemas de cavitación de la bomba o bloqueo por gas en la bomba.

Bomba centrífuga sumergible

Una bomba electrosumergible, es una bomba centrífuga multietapa que se encuentra construida a diferentes diámetros, debido al espacio disponible en el pozo. Los componentes mecánicos de cada etapa son un impulsor rotatorio y un difusor estacionario.

El mecanismo de funcionamiento de la bomba centrífuga es transferir la energía del impulsor al fluido que se está desplazando, siendo esta una energía cinética, el cambio de la presión a energía se da cuando el líquido que es bombeado rodea el impulsor, cuando el impulsor rota produce un movimiento rotatorio al fluido el cual se divide en dos partes; uno de los movimientos radial hacia fuera del centro del impulsor, éste sea por la fuerza centrífuga y el otro movimiento es dirección tangencial diámetro externo del impulsor, resultado de estos dos componentes la dirección de flujo punto luego el difusor se convierte la energía de alta velocidad y de baja presión a una energía de baja velocidad y alta presión

Partes de la Bomba

- **El impulsor** se encuentra dentro del difusor realizando un movimiento rotacional. Al realizar este movimiento, dentro de la etapa se crea un vacío parcial por la succión que este ejerce. Su función es transferir mediante una serie de paletas toda la energía cinética al fluido que está pasando a través de la etapa.
- **El difusor** es el encargado de soportar el movimiento rotacional del impulsor, en esta sección se convierte la energía cinética del fluido adquirida previamente a energía potencial, aumentando la presión del fluido.

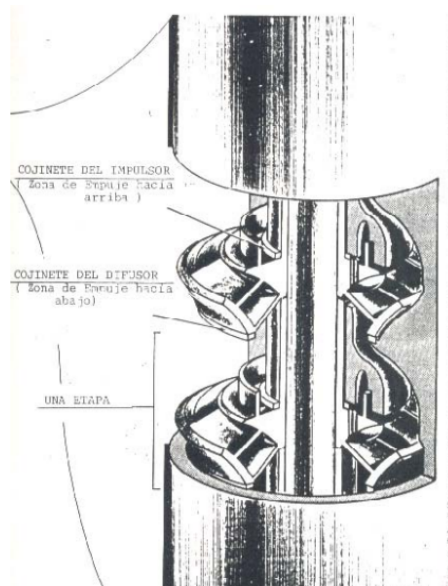


Figura 90. Partes de la Bomba

FUENTE: ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2004

4.5. Ventajas del sistema electrosumergible

- Puede elevar grandes rangos de volúmenes de fluido.
- Puede manejar altos cortes de agua.
- Se puede utilizar en pozos horizontales o desviados. Se puede operar bajo condiciones extremas como altas temperaturas, corrosión y abrasión utilizando en todos estos casos protectores especiales.
- No existe mayor impacto ambiental.
- Aplicable en operaciones costa afuera.
- Puede ser monitoreado a través de controles automatizados.
- Permite el uso de capilares en medios corrosivos y con producción de escala.

4.6. Desventajas del sistema electrosumergible

- El costo de implementación es alto.
- No es rentable al manejar bajos volúmenes de fluido.
- La temperatura es una de las principales limitaciones del sistema ya que afecta los cables, altas temperaturas afectan a los elastómeros utilizados en el equipo, temperatura del motor.
- Problemas en los pozos con alto GOR y producción de sólidos.
- No es recomendable cuando se tienen profundidades medias.
- La reparación del equipo de fondo requiere reacondicionamiento del pozo.
- Se requieren altos voltajes (aproximadamente 1000 voltios).
- Si la presión del pozo es inferior que el P_b , el BES pierde eficiencia en su levantamiento, puede el sistema bloquearse por la presencia de gas.
- Su equipo de superficie y especialmente el de fondo es muy susceptible a una falla debido a las paradas por cualquier motivo y también a la inestabilidad del suministro de energía.

5. PROBLEMAS, SOLUCIONES Y RECOMENDACIONES MAS FRECUENTES DURANTE LA OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS ELECTROSUMERGIBLES.

Dentro de la operación de los equipos BES pueden llegar a existir diferentes circunstancias las cuales pueden causar problemas tanto con el equipo como con el pozo, generando daños en estos y costos negativos para la empresa, es importante poder identificar de manera correcta las fallas que estos pueden llegar a tener de manera prematura, para así mitigar los costos, daños y pérdidas de todo lo consecuente al proyecto, teniendo así los problemas mas frecuentes a nivel general de los equipos BES descritos a continuación:

5.1 Problemas eléctricos

- Los principales problemas de cortocircuito en las operaciones de equipos BES normalmente se generan por operar el equipo con muchos paros por sobrecarga por aumento y presencia de solidos.
- Trabajar con excesivo consumo de corriente que superen el amperaje permitido por el penetrador y no por el motor.
- Cables golpeados al momento de bajar el equipo (por aprisionamiento y condiciones de presión y temperatura).
- Conexiones con malos empalmes, ya que pueden generar arcos de corriente haciendo aumentar la temperatura.
- Cables defectuosos.
- Humedad al momento de realizar las conexiones.

5.2 Excesivo número de arranques

Como se ha evidenciado, este problema es muy común en los campos que utilizan BES, ya que al parar un pozo muchas veces este puede llegar a tener falla y por ende no arrancar, debido a que muchas veces no se tiene en cuenta la parte eléctrica y los rangos permitidos máximos de voltajes, corrientes para los diferentes componentes del equipo, la recomendación general es que el equipo no se arranque mas de 3 veces, y con una pausa de 20 a 30 minutos de descanso entre cada intento de arranque ya que si se pasa a un 4 vez es posible que el equipo sufra consecuencias, por lo que en cada pausa se debe analizar bien las causas del por que este no arranca.

5.3 Inyecciones químicas

Dentro de la operación pueden existir taponamientos por producción de arenas o incluso solidos u óxidos de la misma tubería, una solución a estos taponamientos es el uso de ácidos, diesel o el uso de componentes aromáticos, esto con la finalidad de limpiar los diferentes componentes afectados tales como la bomba o los impulsores, se debe tener en cuenta que las concentraciones de ácidos deben ser muy precisas ya que estas al ser muy fuertes pueden llegar a afectar componentes en la tubería y los accesorios de esta, según lo recomendado este proceso de inyección se debe llevar acabo con el pozo en funcionamiento.

El uso de inhbidores de corrosión, inhibidores de scale y diluyentes para mejorar la fluidez del crudo cuando este sea muy pesado, hacen que el pozo se vea optimizado y mejore sus condiciones operacionales.

5.4 Problemas de la bomba electrosumergible

Bomba con el eje roto eje atascado, esto debido a la alta torsión durante la operación o el arranque, precipitación de sólidos, formación de asfaltenos, presencia de partículas metálicas en los difusores, impulsores y eje de la bomba, una alternativa a este problema, es mantener una estricta limpieza de la bomba, hacer arranque en rotación inversa, ajuste de la frecuencia y verificación de rotación de la bomba.

Bomba desgastada, se da cuando la producción disminuye, se incrementa el nivel de fluido (cuando existe un sensor de fondo), constantes paradas, aumento de la presión, una de las alternativas a este desgaste es operar a una frecuencia en donde esta sea moderada, minimizar los paros en el mantenimiento.

Bomba trabajando con empuje descendente excesivo, esto quiere decir que la bomba ni trabaja en la zona óptima, causada por bomba sobredimensionada, caída de presión rápida, bomba con mucho tiempo de uso, una de las alternativas a este desgaste por empuje descendente es usar bombas con bujes especiales en las etapas de la bomba, diferentes tipos de bombas, optimización al inicio de la construcción de la bomba.

5.5 Disminución del nivel de fluido

Los principales causas de la disminución del fluido de manera abrupta o rápida es un posible taponamiento en la bomba, hueco en tubería o bomba, reducción del amperaje, carga sobre el motor, operación de una sola bomba, disminución de la producción, bomba sobredimensionada, operación de bomba en zona ascendente, las recomendaciones a este problema pueden ser, no subir la

frecuencia de la bomba innecesariamente, inyectar fluido o crudo por el casing para alargar la vida útil del equipo y compensar el volumen a levantar.

5.6 Sobrecarga

La sobrecarga se puede generar por presencia de gas, sincronización de motogeneradores, disminución de la frecuencia, eje roto, como recomendación para evitar este problema se debe tener en estudio si en la zona a trabajar cuenta con mucha presencia de gas, cuando existe una sincronización se recomienda estabilizar la frecuencia.

5.7 Presencia excesiva de gas

Los principales problemas para el sistema electrosumergible con la excesiva presencia de gas pueden ser la generación de cavitación, problemas de alta temperatura, falta de lubricación, bomba trabajando en down thrust (empuje para abajo) por la reducción de la eficiencia volumétrica y disminución de la producción.

Para mitigar estos problemas se recomienda disminuir la frecuencia en la operación, mirar la viabilidad de poder circular fluido por el casing, instalación de equipos para separar el gas libre de entrada de la bomba y revisión del diseño en equipo de fondo.

5.8 Contrapresión

Los efectos en el sistema cuando existe contrapresión son un posible incremento en la presión del tubing, cambio en el amperaje en las cartas amperimétricas e incremento en la carga que se ejerce sobre el motor, las recomendaciones para poder disminuir o no llegar a una contrapresión es disminuir la frecuencia en la

que se esta operando, no llegar a una sobrecarga del motor, verificar que la velocidad del fluido que pasa por el motor este enfriando de manera correcta.

5.9 Sólidos o arenas

Como ya se ha comentado este es uno de los problemas mas frecuentes al operar los equipos BES, por lo que las principales problemas que estos pueden causar son:

- Incremento del torque
- Aumento en riesgo de rotura de ejers
- Desgaste de las bombas
- Incremento en el amperaje

Para poder mitigar estos daños se recomienda, disminuir la frecuencia, ajustar los parámetros del variador, realizar constantemente análisis de arena producida por el pozo para poder mitigar a tiempo la sobreproduccion de esta, mejorar el material para el diseño de la BES.

5.10 Corte de agua incrementado

Cuando existe un excesivo corte de agua puede generar diferentes problemas en el equipo como:

- Aumento en la potencia del motor
- Corrosion
- Corrosion galvánica
- Al momento de querer recuperar el equipo en las reparaciones es muy poco probable por la calidad en la que se encuentra en material

Las principales recomendaciones es analizar a profundidad los diseños de los cortes de agua, usar housing de acero ferrico, evitar pescas, evitar perdidas de pozo.

6. MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Como se evidenció en el contenido anterior pueden llegar a existir muchos problemas que pueden ser causantes de pérdidas económicas e incluso rentabilidad, por lo que es necesario llevar a cabo las medidas necesarias de prevención para evitar estos problemas o fallas, el objetivo es poder obtener una excelente vida útil del equipo, es importante tener en cuenta que cada compañía tiene su rutina de mantenimiento establecida y que puede llegar a variar según la zona, pozo y como se mencionó anteriormente operadora, por lo general se deben llevar a cabo las siguientes rutinas:

6.1 FILOSOFÍA DEL MANTENIMIENTO

Como se mencionó anteriormente es importante que cada empresa tenga su rutina de mantenimiento, en donde se puedan ver reflejados los objetivos económicos y rentabilidad en el proyecto, por lo que se recomienda seguir las siguientes recomendaciones:

- Mantener consultoría con expertos para obtener una disciplina en el mantenimiento, resultados eficaces, reales y oportunos, generando así visitas técnicas para establecer las condiciones de la operación.
- Tener documentación de todo lo relacionado con el proyecto tales como, bitácora, documentación de fallas recurrentes, soluciones aplicadas en el pasado para futuras eventualidades.
- Analizar las posibles causas de fallas, ordenarlas según su importancia o frecuencia, para así determinar un orden a solucionar.

6.2 Mantenimientos preventivos, correctivos, verificaciones rutinarias y otros mantenimientos

Como se menciona en capítulos anteriores es importante llevar a cabo rutinas de mantenimiento para así mejorar la operación y por ende mejorar la producción viendo así reflejada la rentabilidad económica del proyecto, por lo que a continuación se denotan los mantenimientos más importantes:

6.2.1 Mantenimiento preventivo

- Realizar pruebas con el variador desenergizado y energizado.
- Verificación del balanceo en las corrientes del variador.
- Comprobación de la máxima potencia del variador.
- Máximo pico en corriente.
- Comprobación de las ondas del variador .
- Comprobación en el cableado del sistema.

6.2.2 Mantenimiento correctivo

- Verificar parámetros eléctricos de entrada en el variador.
- Verificación de protecciones como los fusibles, frenos, sensores.
- Medición de las resistencias.
- Verificación en las conexiones.
- Verificar parámetros de calibraciones.
- Realizar pruebas en vacío y corto circuito del variador de velocidad.

6.2.3 Pruebas rutinarias

Las pruebas que se deben convertir en rutina para la optimización de los equipos son:

- Pruebas en corto circuito.
- Revisión de la dirección del giro del motor.

6.2.4 Otros mantenimientos

Mantenimiento a un equipo nuevo o pocos días de operación

Este tipo de mantenimiento se realiza con el objetivo de evitar alguna intrusión no deseada de elementos ajenos al equipo o la pozo, evitar humedad para así preservar de manera integral los componentes mecánicos y eléctricos.

Para llevar a cabo este mantenimiento es importante hacer servicio completo a los protectores, rellenar con aceite dieléctrico los mores, llenar con diesel las bombas, realizar ajuste adecuado de todas las partes, proteger las partes críticas de humedad y lluvia, si se va a realizar una recuperación es importante realizarla adecuadamente como la del cable de potencia.

Mantenimiento al cable de potencia

Para llevar un adecuado mantenimiento al cable de potencia se deben seguir las siguientes recomendaciones:

- Revisión de armadura
- Reemplazar tramos defectuosos

- Revisión de los empalmes
- Realizar empalmes cuando hay más de 2 fases dañadas
- Realizar reparación cuando es solo una fase dañada

Mantenimiento de equipos de superficie

El objetivo principal del mantenimiento de equipos de superficie es evitar fallas por componentes o partes del equipo que hayan pasado por muchas horas de operación y así optimizar los tiempos de producción diferida, para esto se recomienda lo siguiente:

- Para los generadores es importante realizar el mantenimiento de acuerdo con el número de horas que recomienda el fabricante, cuando se reemplace una pieza es importante sincronizar
- Cuando existan paros, revisar el variador, reemplazando las partes que hayan pasado los tiempos límites de operación o que muestran deficiencias por uso o desgaste.
- Revisar conexiones de superficie
- Cuando los pozos tienen larga vida útil es importante que no se pare frecuentemente el pozo y de ser necesario estudiarlo muy bien para evitar que este no vuelva a arrancar
- Pruebas de cortocircuito
- Mantenimiento periódico de separadores de pruebas, para tener pruebas de producción y comportamiento de la bomba.

7. CARACTERÍSTICAS DE LA REGIÓN ESTUDIADA

7.1 Generalidades del campo

El campo estudiado esta ubicado en el suroeste de Colombia, cuenta con una producción cercana a los 4000 BPD los cuales son producidos mediante sistemas de levantamiento artificial convencionales como gas lift, bombeo mecánico, bombeo electrosumergible y bombeo por cavidades progresivas, mediante el mecanismo de producción de expansión por capa de gas y empuje por un acuífero.

El campo produce hidrocarburo líquido con una gravedad API entre 30 y 35° y gas con un 70% de CO₂ en su composición. A la fecha el campo cuenta con 77 pozos activos (49 pozos en operación, 28 pozos inactivos) y 19 pozos taponados. El tiempo de producción para el campo es de 50 años aproximadamente.

La Gráfica 1 ilustra el comportamiento de la producción acumulada por año de petróleo del campo estudiado desde el año 2013 hasta el 2020.

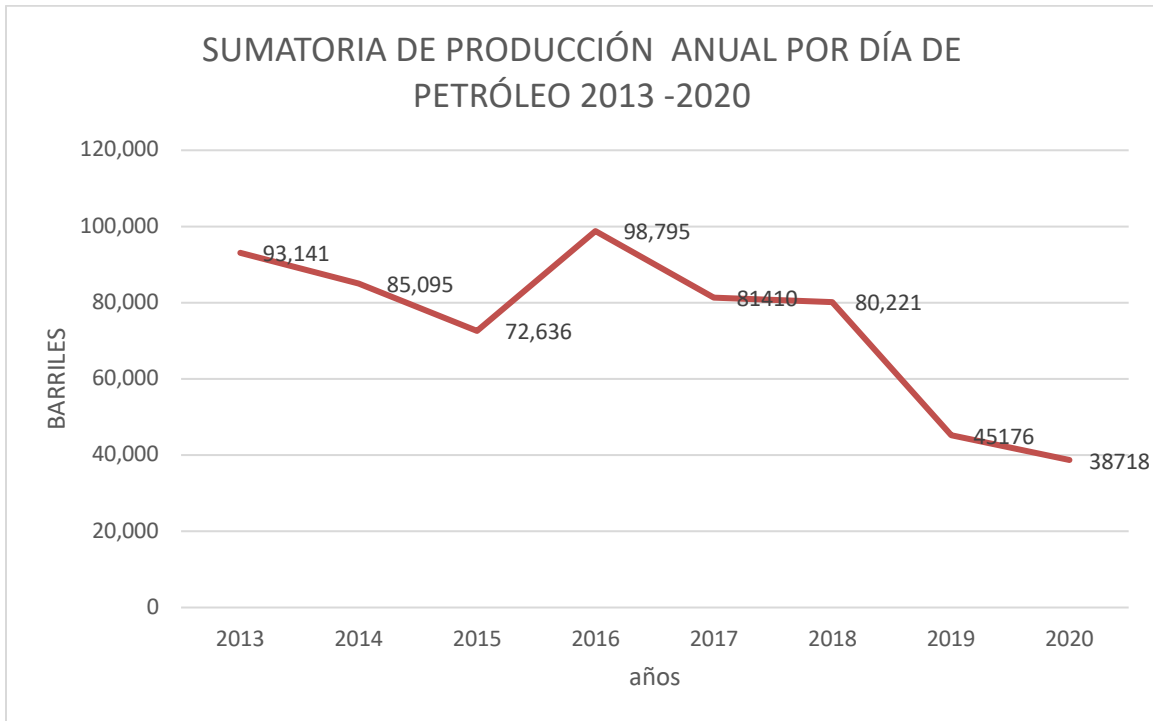


Figura 101. Gráfica de sumatoria de producción anual por día de región de estudio

FUENTE: ANH

7.2 Datos base

El estudio del presente proyecto se ha basado en datos reales del campo petrolero proporcionados por la empresa operadora en dicha región:

Del reporte de fallas obtenido se procede graficar las fallas en pozos produciendo con BES con mayor incidencia en el periodo entre el 2013 y 2020 así:

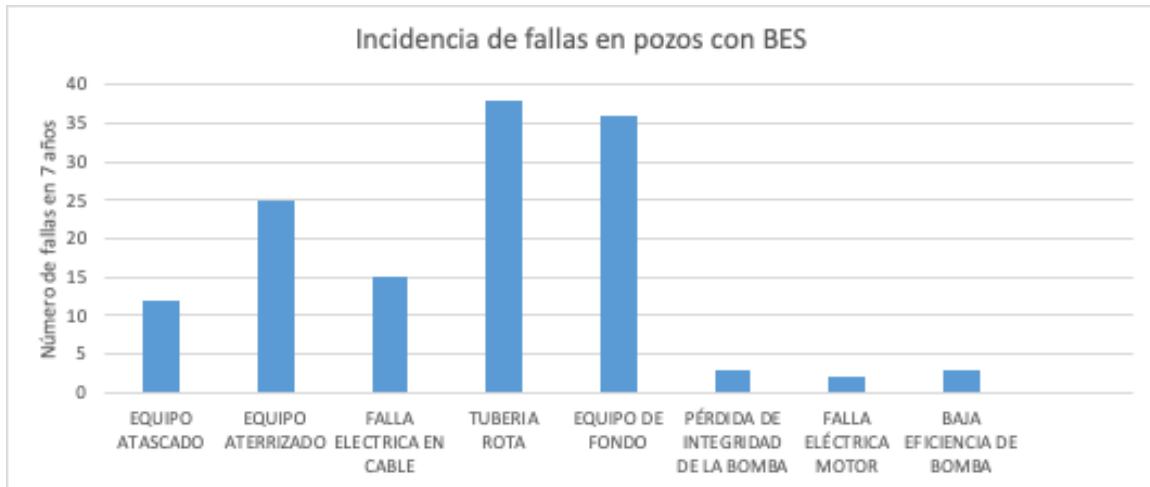


Figura 12. Gráfica de incidencia de fallas en pozos con bombeo electrosumergible.

FUENTE: Elaboración propia.

De la gráfica anterior obtenemos que en los pozos que producen mediante BES los mayores índices de falla se deben a tubería rota, fallas mecánicas en el equipo de fondo y fallas por equipo aterrizado.

Tubería rota

Las fallas por tubería de producción rota se presentan muy constantemente en el campo de estudio, esto teniendo en cuenta que en esta región de Colombia se producen altos niveles de CO₂ que es un gas considerado como uno de los mayores contaminantes ambientales debido al efecto invernadero, éste tiene efectos negativos al disminuir el poder calorífico del gas producido y llega a causar problemas de corrosión severa en presencia de agua líquida en un pozo pudiendo causar rotura de la tubería.

Equipo aterrizado

A pesar que la empresa operadora no permitió que tuviéramos acceso a la determinación precisa del evento o causa que ocasionó el aterrizaje del equipo, se pudo evidenciar que su falla es de alta frecuencia y valor para la operadora, por los costos del equipo BES que se repara y la producción diferida o pérdidas que se ocasionan.

Fallas mecánicas en el equipo de fondo

Este tipo de falla en específico se deriva, entre otros, por los problemas con el manejo de sólidos, los cuales se van acumulando en grandes cantidades dentro de la bomba causando un sobre esfuerzo en los componentes del equipo de fondo y especialmente en el eje, el cual se encarga de transmitir el movimiento que genera el motor y que de forma continua va generando la fatiga del material que resulta desacoplando o rompiendo el mismo.

También, se evidencia que tanto para el equipo aterrizado, como para las fallas en el equipo de fondo, estas fallas se incrementan en los motores de fondo por problemas de contaminación del aceite del motor, al igual que la baja confiabilidad en sus separadores de fondo, ocasionando según la información problemas en el cable del motor, y para nuestro caso de interés se incrementa por daños por vibraciones en las etapas de la bomba, que repercuten especialmente en el eje, motor y bomba y sobrecorrientes en el motor lead y deterioro en las etapas de la bomba. Éstas últimas fallas se evidencian con mayor frecuencia en los pozos que tienen mayor concentración de CO₂, en la composición de su gas de producción.

7.3 Posibles causas de fallas

Producción de finos

El movimiento de las partículas finas de cuarzo y arcilla o materiales similares en la formación prospectiva debido a las fuerzas de arrastre generadas durante la producción. La migración de finos puede resultar de una formación no consolidada o inherentemente inestable o de la utilización de un fluido de tratamiento incompatible que libera partículas finas. A diferencia de la migración de arena que se estabiliza mejor, el material movilizado en la migración de finos debe ser producido para evitar el daño de la región vecina al pozo. La migración de finos hace que las partículas suspendidas en el fluido producido obturen las gargantas de poros cerca del pozo, reduciendo la productividad de éste. Los finos pueden incluir diferentes materiales, tales como las arcillas (filosilicatos de menos de 4 micrones) y los limos (silicatos o aluminosilicatos cuyos tamaños oscilan entre 4 y 64 micrones). La caolinita y la illita son las arcillas migratorias más comunes. El daño generado por los finos se localiza generalmente en un radio de 3 a 5 pies del pozo, pero también puede producirse en las terminaciones con empaque de grava. En las formaciones de areniscas, se utilizan mezclas de ácido fluorhídrico [HF] para disolver los finos. En las formaciones carbonatadas, el objetivo no es disolver sino dispersar los finos en los agujeros de gusanos, de modo que se utiliza ácido clorhídrico [HCl] como fluido de tratamiento.

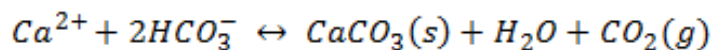
Al igual se observa algún material de carbolita o material de empaquetamiento o fracturamiento de algunos pozos que facilitan sus fallas.

Precipitación Química

Precipitación de sólidos provenientes del agua o crudo de la formación pueden causar severos daños a la formación y los equipos de fondo del sistema BES, cuando estos sólidos taponan el medio poroso o se precipitan por fuera o dentro del equipo de fondo. Los precipitados formados pueden ser tanto de compuestos inorgánicos provenientes del agua de formación o especies orgánicas precipitadas provenientes del petróleo; en ambos casos, la precipitación puede ser debido a los cambios de temperatura o presión en la vecindad del pozo o desde alteraciones en la composición de fases por los fluidos de inyección o por su mecanismo de producción del fondo del equipo de levantamiento BES.

Los precipitados inorgánicos que causan daños a la formación son usualmente cationes divalentes, tales como el calcio y el bario, combinados con carbonatos e iones de sulfatos. Las especies iónicas en solución en el agua connata en un reservorio se encuentran inicialmente en equilibrio químico con los minerales dentro de la formación. Un cambio en la composición del agua de formación pueden conducir a una precipitación.

Por ejemplo, la reacción en equilibrio entre el calcio y un ión de bicarbonato puede ser representado por la siguiente expresión:



Si el agua de formación es inicialmente saturada con respecto al bicarbonato de calcio, un incremento en la concentración de especies en el lado izquierdo de la ecuación o decrece la concentración de cualquiera de las especies en el lado

derecho de la ecuación conduciría la reacción en el lado derecho y puede que precipite carbonato de calcio. Adición de iones de calcio causarían precipitados de carbonato de calcio, igualmente, una remoción de CO_2 conduciría a una precipitación. Así, en reservorios con alta concentración de carbonatos de calcio, la inyección de fluidos con altos contenidos de calcio como el CaCl_2 , pueden generar severos daños a la formación. Igualmente, como la presión decrece cercano al pozo productor y a la entrada de la bomba BES, el CO_2 es liberado de la salmuera, y nuevamente la precipitación puede ocurrir. La precipitación del CaCO_3 de las salmueras ricas en bicarbonatos son una fuente común de daño a la formación en muchos reservorios en el mundo y para nuestro caso de estudio, ocasiona el aceleramiento en el daño del equipo de fondo por precipitación externa de estos componentes, formándose una película en la zona externa del motor, tanto por disminución de la concentración de CO_2 en la salmuera o agua de producción cuando el pozo se inactiva por los parados del equipo de fondo, o como por el mecanismo de precipitación normal cuando el motor está encendido y el pozo trabajando normalmente, ocasionando incremento de la temperatura lo que genera el sobrecalentamiento y posterior quemado de este, al no tener contacto directo del movimiento del fluido de producción del pozo con la carcasa del motor, que sirve de refrigerante.

También se puede evidenciar en las cartas amperimétricas cuando existe un pequeño cambio en el amperaje, producto de la vibración, teniendo así un comportamiento anómalo al momento de reiniciar un pozo que se encontraba en parada, esta vibración, en muchas ocasiones ocurre por la presencia de precipitados, y se evidencia cuando en superficie existen muestras del mismo, generando así una posible falla en el equipo de forma más rápida.

Las más comunes especies orgánicas que causan daño a la formación son las ceras (parafinas) y los asfaltenos. Las parafinas son largas cadenas de hidrocarburos que precipitan en ciertos tipos de crudos cuando la temperatura es reducida, o cambios en la composición del petróleo debido a la liberación del gas cuando ocurre una declinación de presión en el reservorio. Los asfaltenos son moléculas aromáticas de alto peso molecular y nafténicas que se piensa que pueden ser coloides dispersos en el crudo. El estado de estos coloides es estabilizado con la presencia de resinas en el crudo, cuando estas resinas son removidas, el asfaleno puede flocular, creando partículas lo suficientemente grandes para causar daño a la formación. Cambios químicos en el petróleo crudo pueden reducir la concentración de resinas y de esta manera puede conducir a la depositación de asfaltenos dentro de la formación y finalmente en el equipo de fondo.

7.4 Tendencia Incrustante en el campo

Existen diferentes factores que incrementan la tendencia incrustante las cuales están relacionadas a continuación:

Factores que incrementan las tendencias incrustantes	
Factor	Influecia sobre el sistema
Aumento de la temperatura	Disminuye la solubilidad del CO ₂
Disminucion de la Concentracion de CO ₂	Aumenta el pH y favorece la incrustacion
Presencia de hidrocarburos	La presencia de algunos tipos de grasas y/o aceites (como acidos organicos) producen saponificacion de las mismas dada la alcalinidad, temperatura y presion existente
Presencia de sales	Las sustancias formadoras de incrustaciones son principalmente el carbonato de calcio, hidroxido de magnesio, sulfato de calcio y silice, esto se debe a la baja solubilidad que presentan estas sales y algunas de ellas como es el caso del sulfato de calcio, decrece con el aumento de la temperatura
Presencia de arcilla	Otro factor importante es la presencia de particulas de arcilla, que actuan como nucleos de cristalizacion e inducen la formacion de carbonatos tipo micrita
Disminicion de la presion	Si la presion total sobre el agua disminuye, tambien lo hace la presion parcial del dióxido de carbono. Esto significa que el CO ₂ que esta disuelto en agua se esta eliminando del sistema. En conclusion, una disminucion de la presion total sobre el sistema induce a la formacion de incrustaciones en el mismo.

Tabla 1. Factores que incrementan las tendencias incrustantes

FUENTE: Ecopetrol 2011.

7.5 Índice de saturación de Langelier (ISL) para el campo

El índice de Langelier permite conocer la calidad del agua proporcionando información sobre el caracter incrustante o agresivo del agua y esta fundamentado en equilibrios del anhídrido carbónico, bicarbonato-carbonatos, el pH, la temperatura, la concentración de calcio y la salinidad total en el agua.

Es un parámetro fundamental para conocer la corrosión o incrustación en las redes de distribución del agua e instalaciones interiores industriales.

Los valores de este índice dan una idea según el valor obtenido de como se podrá comportar el agua en el sistema, según la siguiente tabla:

Las indicaciones para el ISL y el ISL mejorado por Carrier están basadas en los siguientes valores:

ISL	Indicación
ISL<0	Agua no saturada con respecto a carbonato cálcico (CaCO ₃). El agua no saturada posee la tendencia de eliminar láminas de carbonato cálcico (CaCO ₃) presentes que protegen las tuberías y equipos.
ISL=0	Agua considerada neutral. No existe formación de incrustaciones ni eliminación de las mismas.
ISL>0	Agua supersaturada con respecto a carbonato cálcico (CaCO ₃). Posible formación de incrustaciones.

Tabla 2. Indicación del índice de saturación de Lagelier

FUENTE: Elaboración propia.

Para este caso se nos dio a conocer el valor del ILS para el campo, el cual tiene un valor de 2.3, por lo que según los estudios del ILS esta agua es supersaturada con respecto al carbonato calcico (CaCO₃), por lo que es es muy posible que exista la formación de incrustaciones, para las características generales del campo se tuvo conocimiento del alto contenido de CO₂ en el gas generado, le permite en condiciones dinámicas a los pozos, actuar como inhibidor natural de carbonatos, sin embargo, en las paradas de los pozos, esta segregación natural que se genera permite la liberación del CO₂, factor que hay que tomar muy en cuenta para el proceso debido a que la precipitación de carbonatos se puede generar por los cambios de temperatura o presión en el pozo, o por alteraciones en la composición de fases por los fluidos de inyección o por el mecanismos de producción del fondo, por ende al parar los equipos estos parámetros mencionados anteriormente se generaran, ocasionando una mayor probabilidad de precipitación e incrustación, pudiendo hacer generar un daño irremediable o una reparación mayor al pozo o al campo en general.

7.6 Observaciones de costos generados en el campo desde 2015 hasta el 2019

Se logró obtener diferentes datos de costos generados del campo estudiado desde el año 2015 hasta el año 2019, los cuales se relacionan a continuación:

Costos generados	Años					Total general (USD)
	2015	2016	2017	2018	2019	
Costo Well Service	\$ 2.398.240	\$ 2.626.560	\$ 4.453.160	\$ 4.856.713	\$ 2.744.337	\$ 17.079.010
Diferida Servicio a Pozo	\$ 1.171.460	\$ 1.363.315	\$ 2.862.445	\$ 3.997.340	\$ 1.689.680	\$ 11.084.240
Diferida Estabilizacion	\$ 415.735	\$ 489.999	\$ 591.719	\$ 795.390	\$ 353.735	\$ 2.646.578
Diferidad Mtto Superficie	\$ 79.609	\$ 34.223	\$ 88.987	\$ 232.955	\$ 51.620	\$ 487.394
Costo Reparacion o Mmto. UG	\$ 20.000	\$ 12.000	\$ 29.000	\$ 33.000	\$ 13.000	\$ 107.000
Total General	\$ 4.085.044	\$ 4.526.097	\$ 8.025.311	\$ 9.915.398	\$ 4.852.372	\$ 31.404.222

Tabla 3. Costos generados 2015 - 2019

FUENTE: Confidencial.

En donde se puede observar que los costos generados en los campos estudiados superan los treinta millones de dólares, por lo cual es un rubro muy grande en gastos para la empresa operadora, por lo que si es necesario replantearse diferentes métodos para optimizar estos mantenimientos y así evitar las diferidas y en consecuencia los posibles daños que se le pueden producir al pozo.

Mediante la implementación de nuevas técnicas se busca optimizar el mantenimiento realizado en los equipos de superficie con el fin de reducir las paradas enfocado principalmente en los pozos cuyo suministro de energía eléctrica es inestable o tienen equipos de generación de energía en la locación como ACPM o gas que requieran muchos mantenimientos preventivos o paradas, para así mejorar la producción y ver reflejado reflejado la reducción de costos asociados para mejorar el flujo de caja de la empresa operadora.

7.7 Probabilidad experimental de realizar mantenimientos vs. fallas para el campo

La probabilidad experimental de que ocurra un evento es la frecuencia relativa observada con que ocurre ese evento. Si un experimento se realiza n veces, bajo las mismas condiciones y si ocurren $n(A)$ resultados favorables al evento A , el valor estimado de la probabilidad de que ocurra A como resultado de la experimentación, puede determinarse de la manera siguiente:

$$P(A) = \frac{n(A)}{n}$$

Donde $n(A)$ es el número de veces que se observó realmente el evento A , y n es el número de veces que se efectuó el experimento.

La probabilidad estimada, obtenida en esta forma, se denomina probabilidad experimental. A medida que aumenta el número de ensayos o experimentos, la probabilidad estimada de que ocurra un evento, que se obtiene a través de la frecuencia relativa, se va acercando al valor apriori. (Hernández, 2011)

Gracias a esta evidencia en la probabilidad experimental se pueden saber las fallas que pueden llegar a ocurrir, así como se muestra en la tabla a continuación:

PROBABILIDAD EXPERIMENTAL DE EVENTOS DE MMTTO VS FALLAS BES											Nuevos costos generados aumentando el tiempo			
AREA	POZO	DESDE	HASTA	No. Eventos Mmto	No. Fallas subsuelo	Probabilidad Experimental	Periodo (Dias)	Periodo años	#Dias/evento	Costo generado por Fallas fondo USD	20%	30%	50%	
AREA 1	Pozo 1	6/04/15	14/12/18	49	4	8%	1349	3,7	28	\$ 1.280.000	\$ 1.024.000	\$ 896.000	\$ 640.000	
	Pozo 2	28/01/17	25/02/19	25	3	12%	759	2,1	30	\$ 960.000	\$ 768.000	\$ 672.000	\$ 480.000	
	Pozo 3	3/02/18	18/03/19	20	4	20%	409	1,1	20	\$ 1.280.000	\$ 1.024.000	\$ 896.000	\$ 640.000	
	Pozo 4	13/01/16	16/05/18	42	4	10%	855	2,3	20	\$ 1.280.000	\$ 1.024.000	\$ 896.000	\$ 640.000	
	Pozo 5	18/03/15	18/08/18	53	5	9%	1250	3,4	24	\$ 160.000	\$ 1.280.000	\$ 1.120.000	\$ 800.000	
	Pozo 6	2/07/17	17/05/19	20	0	0%	685	1,9	34	-	-	-	-	
AREA 2	Pozo 1	14/08/18	20/04/19	9	3	33%	250	0,7	28	\$ 960.000	\$ 768.000	\$ 672.000	\$ 480.000	
	Pozo 2	8/03/18	21/01/19	8	1	13%	320	0,9	40	\$ 320.000	\$ 256.000	\$ 224.000	\$ 160.000	
	Pozo 3	26/02/16	31/05/18	17	1	6%	826	2,3	49	\$ 320.000	\$ 256.000	\$ 224.000	\$ 160.000	
	Pozo 4	6/04/18	25/05/19	18	0	0%	415	1,1	23	-	-	-	-	
	Pozo 5	12/06/16	21/05/19	47	0	0%	1074	2,9	23	-	-	-	-	
AREA 3	Pozo 1	24/01/15	29/03/19	80	5	6%	1526	4,2	19	\$ 1.600.000	\$ 1.280.000	\$ 1.120.000	\$ 800.000	
	Pozo 2	4/03/16	5/09/18	26	3	12%	916	2,5	35	\$ 960.000	\$ 768.000	\$ 672.000	\$ 480.000	
	Pozo 3	18/01/15	23/02/19	58	3	5%	1498	4,1	26	\$ 960.000	\$ 768.000	\$ 672.000	\$ 480.000	
	Pozo 4	3/09/15	19/04/19	25	3	12%	1325	3,6	53	\$ 960.000	\$ 768.000	\$ 672.000	\$ 480.000	
	Pozo 5	16/02/16	19/12/16	16	1	6%	673	1,8	42	\$ 320.000	\$ 256.000	\$ 224.000	\$ 160.000	
	Pozo 6	12/01/16	19/04/19	32	0	0%	1194	3,3	37	-	-	-	-	
	Pozo 7	6/03/18	31/05/19	18	1	6%	452	1,2	25	\$ 320.000	\$ 256.000	\$ 224.000	\$ 160.000	
	Pozo 8	29/12/15	4/05/19	48	1	2%	1223	3,4	25	\$ 320.000	\$ 256.000	\$ 224.000	\$ 160.000	
AREA 4	Pozo 1	17/06/17	18/04/19	20	1	5%	671	1,8	34	\$ 320.000	\$ 256.000	\$ 224.000	\$ 160.000	
	Pozo 2	22/10/16	20/03/19	20	1	5%	880	2,4	44	\$ 320.000	\$ 256.000	\$ 224.000	\$ 160.000	
	Pozo 3	3/02/18	2/07/16	14	1	7%	151	0,4	11	\$ 320.000	\$ 256.000	\$ 224.000	\$ 160.000	
	Pozo 4	22/05/15	2/10/16	27	2	7%	500	1,4	19	\$ 640.000	\$ 512.000	\$ 448.000	\$ 320.000	
	Pozo 5	6/02/16	24/07/17	28	2	7%	535	1,5	19	\$ 640.000	\$ 512.000	\$ 448.000	\$ 320.000	
	Pozo 6	18/04/15	7/04/18	36	2	6%	1086	3	30	\$ 640.000	\$ 512.000	\$ 448.000	\$ 320.000	
	Pozo 7	16/03/18	25/04/19	14	1	7%	406	1,1	29	\$ 320.000	\$ 256.000	\$ 224.000	\$ 160.000	
	Pozo 8	17/03/15	23/05/19	59	1	2%	1529	4,2	26	\$ 320.000	\$ 256.000	\$ 224.000	\$ 160.000	
	Pozo 9	16/03/17	28/05/19	26	1	4%	804	2,2	31	\$ 320.000	\$ 256.000	\$ 224.000	\$ 160.000	
	Pozo 10	6/06/17	15/03/19	14	1	1%	648	1,8	46	\$ 320.000	\$ 256.000	\$ 224.000	\$ 160.000	
	Pozo 11	4/02/16	15/05/19	56	3	5%	1197	3,3	21	\$ 960.000	\$ 768.000	\$ 672.000	\$ 480.000	
	Pozo 12	6/06/17	7/10/18	11	2	18%	489	1,3	44	\$ 640.000	\$ 512.000	\$ 448.000	\$ 320.000	
	Pozo 13	20/06/16	7/10/18	39	1	3%	840	2,3	22	\$ 320.000	\$ 256.000	\$ 224.000	\$ 160.000	
	Pozo 14	30/10/16	15/02/18	23	1	4%	474	1,3	21	\$ 320.000	\$ 256.000	\$ 224.000	\$ 160.000	
	Pozo 15	13/07/17	23/05/19	31	1	3%	680	1,9	22	\$ 320.000	\$ 256.000	\$ 224.000	\$ 160.000	
	Pozo 16	4/02/16	15/05/19	55	0	0%	1197	3,3	22	-	-	-	-	
TOTAL				1084	63	6%				\$ 18.720.000	\$ 16.128.000	\$ 14.112.000	\$ 10.080.000	
										Ahorros posibles	\$ 403.200	\$ 6.048.000	\$ 10.080.000	
										Anualizado	\$ 923.262	\$ 1.384.893	\$ 2.308.156	

Tabla 4. Probabilidad experimental de eventos de mantenimiento vs. Fallas BES

FUENTE: Confidencial

Con base en la información mostrada en la *Tabla 4* se busca aumentar el tiempo entre paradas o MTBF para de esta forma reducir el impacto que tienen sobre los aspectos ya mencionados que hacen que los equipos BES fallen, también, se presenta un caso de estudio en el cual se desarrolla una alternativa para mantener los pozos BES en línea mientras los generadores son lubricados y se les hace cambio de aceite.

Con respecto a la información suministrada se puede observar el número de eventos en mantenimiento de diferentes áreas y pozos de la región estudiada con un total de 1084 eventos, denotando que las fallas en subsuelo fueron 63, también se puede denotar la probabilidad experimental de que pasen estas fallas para cada uno de estos pozos, los periodos en días y años en los cuales los pozos debieron estar intervenidos, mostrando así un costo generado por las paradas y por las fallas del mismo, por ultimo se obtienen los resultados en los nuevos costos generados si se hace un aumento entre las paradas entre un 20%, 30% y 50%.

8. PLANTEAMIENTO

Teniendo en cuenta todas las observaciones, para el campo es importante implementar estrategias en los equipos de levantamiento de bombeo electrosumergible que minimicen las paradas, como es el caso de tener suministro de energía confiable en superficie, ya sea con suministro de de la red nacional o suministro local de autogeneración confiable.

Con respecto a este último es necesario que los mantenimientos, especialmente los preventivos no sean tan repetitivos y por ende se cuente con un programa de mantenimiento y tecnologías que logren espaciarlos, permitiendo que los equipos de fondo tengan menos paradas.

Podemos definir que en este campo donde el run life oscila entre 350 - 1.000 días, es imperiosa la necesidad de tener los pozos activos no permitiendo las paradas, que naturalmente ocasiona una segregación del CO₂ que viene disuelto en el agua y crudo de formación y que sirven de atenuantes o buffers para que en condiciones dinámicas de producción, no se precipite especialmente el Ca y sus demás compuestos que pueda formar.

A continuación se presentan planes de acción que podrían llegar a aumentar el run life de los equipos BES en los pozos estudiados:

8.1 Tratamiento químico

Se plantean como alternativas para optimizar los procesos de tratamiento la inyección continua de químico por capilar en un número reducido de pozos para posteriormente analizar su impacto mediante estudios, de igual forma se plantea

el uso de cápsulas de inhibición en fondo de pozo y el monitoreo mediante cupones de corrosión e incrustación.

8.2 Equipos de fondo

En el caso de los equipos de fondo se propone hacer uso de equipos con metalurgia ferrítica y cables en acero inoxidable con capilar para minimizar el desgaste del mismo.

8.3 Manejo de gas

Para el manejo de gas se plantea la opción de instalación de back pressure regulators que son válvulas que ayudan a mantener la presión y permiten liberarla cuando se alcanza el punto deseado. También se propone el uso de separadores de gas en fondo y bombas manejadoras de gas.

8.4 Tuberías

En tuberías se recomienda el uso de tubería cromada "Blast joint" teniendo en cuenta que esta ayuda a disminuir la acción de erosión por chorro que puede ocurrir cerca a donde se encuentran los disparos.

8.5 Desmantelar y analizar la causa raíz de la falla

- Enviar equipos al ICP para su correspondiente análisis de falla.
- Revisión protocolos de ensamble y arranque de equipos.
- Programación auditoria de ensambles equipos BES.
- Contratación personal técnico con experiencia en equipos BES.

8.6 Mantenimiento

Después del análisis de la información suministrada por la empresa operadora se propone el uso de aceite sintético en motor unidad de generación con el fin de disminuir el periodo de intervención de la máquina, aumentando las horas de trabajo de 500 horas a 700 horas y de esta forma disminuir el número de paradas del equipo.

Se plantea la iniciativa de electrificar el mayor número de pozos posibles y en aquellos pozos no electrificados el uso de filtros de combustible de apoyo automático en unidades de generación, filtro el cual se cambia automáticamente cuando está saturado, evitando paradas e intervención de personal en el equipo. La centralización de unidades de generación con tableros de transferencia y sincronismo de unidades de generación.

8.7 Personal

Para optimizar se presenta la posibilidad de contratación personal técnico con alta experiencia en BES para de esta forma conformar equipos con labores específicas como análisis causa-raíz, integridad, etc.

8.8 Análisis de información de pozos

- Evaluación estados mecánicos e integridad de pozos.
- Evaluación fluidos, determinación de sólidos, análisis sedimentos por tamizado, total de sólidos disueltos y análisis en laboratorio de fluidos.
- Evaluación resultados trabajos de workover.
- Medición y verificación del volumen de gas de pozos (instalación floboss en separador de prueba de baterías).
- Análisis histórico de las fallas de equipos BES incluyendo presencia de corrosión e incrustación.

9. CONCLUSIONES

Con base en la información suministrada por la empresa operadora y el análisis de la misma se determinaron las siguientes conclusiones:

Se evidencia la incidencia que tiene sobre el correcto funcionamiento, MTBF y run life del equipo de fondo cualquier tipo de parada por mantenimiento en el equipo de superficie, mostrando las distintas consecuencias que las continuas paradas podrían traer y el impacto que esto podría generar en la confiabilidad de los equipos de bombeo electrosumergible en los pozos de la región estudiada.

Se define que tanto el equipo de superficie como el equipo de fondo pertenecen a un sistema integrado en el cual cualquier alteración o modificación del funcionamiento normal de uno de estos, va a significar un impacto en el otro de manera directa o indirecta en algún punto.

Se plantea una estrategia integral por medio de planes de acción con alta viabilidad con el fin de mitigar las fallas de los equipos de fondo en pozos produciendo con sistema de levantamiento BES, aumentando así el run life y la confiabilidad del uso de este tipo de levantamiento artificial.

Se presentan resultados de un análisis realizado por medio de la probabilidad experiemetal donde se muestra el impacto positivo en términos económicos y de confiabilidad que podría traer para la empresa operadora el aumento del tiempo entre paradas en pozos con BES en un 20%, 30% y 50% que finalmente resultaría mas rentable y mejoraría el flujo de caja de la empresa, esto se lograría mediante la implementación de los planes de acción propuestos en el presente trabajo.

10. RECOMENDACIONES

Con base a los resultados obtenidos, información suministrada y análisis de los mismos se determinaron las siguientes recomendaciones:

Teniendo en cuenta que la incidencia en parada que se le realice al equipo de bombeo puede desenlazar consecuencias en el funcionamiento, se recomienda no parar los pozos y reestructurar las rutinas de mantenimiento y revisiones para poder aumentar la eficiencia y confiabilidad de este tipo de levantamiento.

Es importante replicar este estudio para diferentes regiones y campos del país, tanto de la empresa del estudio, como las diferentes empresas del país, para así poder evidenciar de mejor manera la incidencia que tiene parar los pozos y poder plantear mejores soluciones a estas diferidas en producción.

Con respecto a la estrategia integral es importante tener en cuenta todos los factores económicos en los que se puede ver involucrado el cambio de rutina para tener una alta viabilidad de este y poder desarrollarlo sin problemas.

En cuanto al análisis económico utilizado, se recomienda utilizar diferentes tipos de probabilidad y tener en cuenta diferentes análisis y opiniones que pueda proporcionar una persona experta en el ámbito económico y análisis de variables.

LISTA DE REFERENCIAS

- [1] García Palencia, O. Administración del Mantenimiento industrial. U.P.T.C. Duitama, Gerencia del Mantenimiento.
- [2] Mantenimiento correctivo, Significados.com, 2015, Disponible en: <https://www.significados.com/mantenimiento-correctivo/>
- [3] ¿Cuales Son Los Diferentes Tipos de Mantenimiento?, Infrasppeak, 2021, Disponible en: <https://blog.infrasppeak.com/es/tipos-de-mantenimiento/>
- [4] Castela, F, MANTENIMIENTO INDUSTRIAL Evolución del mantenimiento, mantenimientoindustrialweb, 2016, Disponible en: <https://mantenimientoindustrialweb.wordpress.com/2016/08/02/mantenimiento-industrial-evolucion-del-mantenimiento/>
- [5] Neira Basto, A, Evaluación técnico financiera de la eficiencia de una nueva tecnología en bombeo electrosumergible para pozos en Colombia y Ecuador, Fundación Universidad de América, Bogotá D.C, 2019, Disponible en: <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7450/1/15457368-2019-2-IP.pdf>
- [6] REDA, Curso de bombeo electrosumergible REDA de Colombia (1.a ed., Vol. 1), 1996
- [7] ESP Oil International Training Group, Optimización del Sistema de bombeo electrosumergible, Seminario – Workshop (Vol.1), 2000

- [8] Al-Aslawi, R et. al, Maximizing ESP Run Time through Synchronization of Generator Sets. SPE 139810, Chevron Corp, 2011
- [9] Trujillo, C, Chavarro, E, Metodología de Identificación y Medición del Riesgo Operativo, para Ejecutar Proyectos que Minimicen las Pérdidas de Producción en el Campo Tello de Ecopetrol S. A., Proyecto de Tesis Pregrado en Ingeniería de Petróleos, Universidad Surcolombiana, 2008