

**DESARROLLO DE UN SOFTWARE DE ANÁLISIS PREDICTIVO PARA LA
DETECCIÓN TEMPRANA DE TENDENCIAS QUE OCASIONEN FALLAS Y
CONSIDERACIONES PARA LA PREVENCIÓN DE ESTOS EFECTOS EN BOMBAS
ELECTROSUMERGIBLES**

MATEO DIAZ FERRO

JESICA TATIANA MOJICA CRUZ

Proyecto integral de grado para optar por el título de

INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director:

CAMILO GONZÁLEZ ARTUNDUAGA

Ingeniero Mecánico

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.**

2020

NOTA DE ACEPTACIÓN

Nombre
Firma del Director

Nombre
Firma del Presidente Jurado

Nombre
Firma del Jurado

Nombre
Firma del Jurado.

Bogotá D.C. Noviembre de 2020

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÌA-PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÌA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. MARÌA CLAUDIA APONTE GONZÀLEZ

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÌA GUZMÀN

Decano Facultad de Ingenierías

Dr. JULIO CESAR DUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÌGUEZ ESPARZA

DEDICATORIA

Este trabajo de grado se lo dedico principalmente a mis padres y a mis hermanos, cuyo apoyo e incondicional amor, han sido, son y serán los grandes benefactores en la consecución de todos mis logros. Agradezco profundamente tener la posibilidad de trasegar junto a ellos las vicisitudes que hasta hoy me han convertido en la persona y el profesional que soy. Los amo.

También quiero dedicar el presente trabajo a mis amigos con especial mención a mi amiga y compañera de trabajo de grado con quien he compartido experiencias y enseñanzas invaluable a lo largo de mi carrera.

Mateo Diaz Ferro

Principalmente dedico este trabajo a Dios por brindarme la oportunidad de concluir esta importante etapa profesional. A mis padres por el apoyo incondicional que día a día me expresaron a través de palabras de aliento que hicieron que mi responsabilidad y formación profesional se viera reflejada en las metas alcanzadas, por la dedicación, sacrificio y amor a lo largo de estos cinco años. A mis hermanos por estar siempre presentes, acompañándome y guiando mis pasos.

A mi compañero y amigo Mateo Diaz, por el esfuerzo, dedicación y comprensión que hicieron que el desarrollo de este trabajo culminara con éxito.

Jesica Tatiana Mojica Cruz

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradecemos profundamente al profesor Edinson Jimenez por el apoyo y soporte brindado para la consecución del presente trabajo. A la compañía soporte Baker Hughes y en especial a nuestro director de trabajo de grado Camilo González quien desinteresadamente nos ha brindado todos sus conocimientos lo cuales fueron de gran importancia para el desarrollo de este trabajo. Adicionalmente agradecemos al equipo de monitoreo de la compañía, con mención especial a Mayra Cárdenas por su disposición y paciencia, proporcionándonos la información requerida para concluir con éxito el presente trabajo de grado.

Finalmente agradecemos a todas aquellas personas que de una u otra manera hicieron parte de este proceso importante en nuestra etapa profesional.

Las directivas de la Fundación Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. MARCO TEORICO	17
1.1. Sistemas de levantamiento artificial:	17
1.2. Bombeo electrosumergible	17
1.2.1. Equipos de Superficie	19
1.2.2. Equipos de subsuelo	21
1.3. Fallas	27
1.3.1. Modo de falla	27
1.3.2. Elementos de falla	27
1.3.3. Descripción de falla	28
1.3.4. Causa de falla	28
1.4. Python	28
2. METODOLOGÍA Y DATOS	29
2.1. Adquisición y análisis de datos	30
2.2. Selección de variables e identificación de tendencias	32
2.2.1. Selección de Variables	32
2.2.2. Identificación de Tendencias	34
2.3. Estructuración y diseño del software	40
2.3.1. Simulador de la bomba electrosumergible	43
2.3.2. Módulo de análisis de tendencias e identificación de fallas.	48
2.3.3. Interfaz Gráfica.	53
2.4. Evaluación del software	60

2.5.	Implementación	63
3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	66
3.1.	Resultados de la Calibración del Módulo de Simulación	66
3.2.	Resultados de la Evaluación de desempeño del software	69
3.2.1.	Pozo W	69
3.2.2.	Pozo Y	74
3.2.3.	Pozo X.	78
3.3.	Resultados de la implementación del software	81
3.3.1.	Pozo V	81
3.3.2.	Pozo Z	83
4.	ESTUDIO FINANCIERO	86
4.1.	Costos Asociados a Producción diferida	86
4.2.	Costos Asociados a la intervención de pozo	87
4.3.	Costos asociados al servicio de diagnóstico de falla	87
4.4.	Costos adicionales	88
4.5.	Cálculo del VPN	88
	CONCLUSIONES	93
	BIBLIOGRAFIA	95
	ANEXOS	97

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. <i>Ventajas y Desventajas del sistema de Bombeo Electrosumergible</i>	19
Tabla 2. <i>Data input para el módulo de simulación</i>	30
Tabla 3. <i>Data input para el algoritmo predictivo</i>	32
Tabla 4: <i>Valores Input Módulo de Simulación Pozo X</i>	60
Tabla 5. <i>Valores Input Módulo de Simulación Pozo Y</i>	61
Tabla 6. <i>Valores Input Módulo de Simulación Pozo Y</i>	62
Tabla 7. <i>Valores Input Módulo de Simulación Pozo V</i>	63
Tabla 8. <i>Valores Input Módulo de Simulación Pozo Z</i>	64
Tabla 9. <i>Resultados calibración módulo de simulación</i>	68
Tabla 10. <i>Reporte de evento asociado a un bloque por gas</i>	73
Tabla 11. <i>Reporte de evento asociado a presencia de incrustaciones Pozo Y</i>	77
Tabla 12. <i>Reporte de eventos asociados a la falla en el Pozo Y</i>	86
Tabla 13. <i>Ingresos y costos de operación para el Pozo Y sin implementación de ESP FPS</i>	89
Tabla 14. <i>Ingresos y costos de operación para el Pozo Y con implementación de ESP FPS</i>	90
Tabla 15. <i>Flujo de caja y cálculo del VPN para el escenario sin implementación de ESP FPS</i>	91
Tabla 16. <i>Flujo de caja y cálculo del VPN para el escenario con implementación de ESP FPS</i>	92

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. <i>Sistema de Bombeo Electrosumergible</i>	18
Figura 2. <i>Bomba Centrifuga</i>	22
Figura 3. <i>Etapa de una bomba</i>	23
Figura 4. <i>Ilustración del motor</i>	24
Figura 5. <i>Ilustración del Separador de Gas</i>	25
Figura 6. <i>Sección de Sello</i>	26
Figura 7. <i>Esquema de Metodología</i>	29
Figura 8. <i>Comportamiento típico bloqueo por gas en el Pozo W</i>	35
Figura 9. <i>Comportamiento típico presencia de incrustaciones en el Pozo Y</i>	37
Figura 10. <i>Comportamiento típico taponamiento por arena en el Pozo Y</i>	39
Figura 11. <i>Diagrama de flujo del algoritmo base</i>	41
Figura 12. <i>Gráfica Cabeza Vs Caudal para la bomba Tipo 1</i>	49
Figura 13. <i>Gráfica Cabeza Vs Caudal para la bomba Tipo 2</i>	50
Figura 14. <i>Gráfica Cabeza Vs Caudal para la bomba Tipo 3</i>	50
Figura 15. <i>Gráfica conjunto de datos de temperatura vs tiempo desde t_0 hasta t_a</i>	51
Figura 16. <i>Gráfica conjunto de datos de presión de intake vs tiempo desde t_0 hasta t_a</i>	51
Figura 17. <i>Gráfica conjunto de datos de corriente del motor vs tiempo desde t_0 hasta t_a</i>	52
Figura 18. <i>Gráfica conjunto de datos de frecuencia vs tiempo desde t_0 hasta t_a</i>	52
Figura 19. <i>Gráfica conjunto de datos de temperatura vs tiempo desde t_0 hasta t_a</i>	52
Figura 20. <i>Screen de inicio del software</i>	54
Figura 21. <i>Screen con barra lateral y menú desplegable</i>	54
Figura 22. <i>Screen con la opción About seleccionada</i>	55
Figura 23. <i>Screen con la opción Help seleccionada</i>	56
Figura 24. <i>Screen con ESP Failure Prediction seleccionada y panel de alimentación</i>	56
Figura 25. <i>Sección de resultados proporcionados por el módulo de simulación</i>	57
Figura 26. <i>Panel de alerta de anomalía</i>	58
Figura 27. <i>Pre visualización de la data ingresada</i>	58
Figura 28. <i>Gráfica de variables para el intervalo desde t_0 hasta t_a</i>	59

Figura 29. <i>Panel de alerta del tipo de falla identificada y recomendaciones</i>	59
Figura 30. <i>Resultados del módulo de simulación para el Pozo X</i>	66
Figura 31. <i>Resultados del simulador Autograph para el Pozo X</i>	67
Figura 32. <i>Resultados del módulo de simulación para el Pozo W</i>	70
Figura 33. <i>Panel de alerta de anomalía para el Pozo W</i>	70
Figura 34. <i>Pre visualización de la data ingresada para el Pozo W</i>	71
Figura 35. <i>Gráfica de variables para el intervalo desde t_0 hasta t_a para el Pozo W</i>	72
Figura 36. <i>Panel de alerta del tipo de falla identificada y recomendaciones para el Pozo W</i>	72
Figura 37. <i>Resultados del módulo de simulación para el Pozo Y</i>	74
Figura 38. <i>Panel de alerta de anomalía para el Pozo Y</i>	75
Figura 39. <i>Pre visualización de la data ingresada para el Pozo Y</i>	75
Figura 40. <i>Gráfica de variables para el intervalo desde t_0 hasta t_a para el Pozo Y</i>	76
Figura 41. <i>Panel de alerta del tipo de falla identificada y recomendaciones para el Pozo Y</i>	76
Figura 42. <i>Resultados del módulo de simulación para el Pozo X</i>	78
Figura 43. <i>Panel de alerta de anomalía para el Pozo X</i>	79
Figura 44. <i>Pre visualización de la data ingresada para el Pozo X</i>	79
Figura 45. <i>Gráfica de variables para el intervalo desde t_0 hasta t_a para el Pozo X</i>	80
Figura 46. <i>Panel de alerta del tipo de falla identificada y recomendaciones para el Pozo X</i>	80
Figura 47. <i>Panel de alerta del tipo de falla identificada para el Pozo V</i>	82
Figura 48. <i>Gráfica de variables para el intervalo desde t_0 hasta t_a para el Pozo V</i>	83
Figura 49. <i>Panel de alerta del tipo de falla identificada y recomendaciones para el Pozo Z</i>	84
Figura 50. <i>Gráfica de variables para el intervalo desde t_0 hasta t_a para el Pozo Z</i>	84

RESUMEN

La utilización de bombas electrosumergibles ha incrementado en gran medida en la industria a lo largo de los años debido a su versatilidad para operar en ambientes no convencionales, pero así mismo es el sistema de levantamiento artificial más propenso a presentar fallas durante las operaciones, por lo tanto, es indispensable contar con un software de detección de anomalías que prevenga el desarrollo de fallas y de esta manera generar un impacto significativo en el flujo financiero de un proyecto y en el Run life de los equipos.

En el presente trabajo se detalla el desarrollo y la implementación de un algoritmo predictivo en el que se condensa el análisis de tendencias típicas de algunas fallas en el funcionamiento de un equipo ESP, para tal fin en el capítulo inicial se aborda el comportamiento de las variables más representativas proporcionadas por el sensor de fondo, con el objetivo de identificar las tendencias que representen un desarrollo de fallas, posteriormente se describe la estructuración y diseño del flujo de trabajo a llevar a cabo para la consolidación de los dos módulos que componen el algoritmo base del software.

A fin de evaluar el desempeño del software se realiza una comparación en tres diferentes escenarios operativos entre el output arrojado por el software y la información histórica proporcionada por la compañía soporte Baker Hughes, posteriormente se realiza la implementación del mismo en dos escenarios diferentes.

Finalmente se realiza un análisis financiero con el fin de evaluar la rentabilidad de la implementación del software mediante el indicador financiero de valor presente neto.

Palabras Claves: Bombas electrosumergibles, algoritmo predictivo, análisis tendencias, identificación fallas, prevención fallas, run life, monitoreo fallas.

ABSTRACT

The use of submersible pumps has increased greatly in the industry over the years due to its versatility to operate in non-conventional environments, but it is also the artificial lifting system most likely to fail during operations, therefore, it is essential to have anomaly detection software that prevents the development of faults and thus generate a significant impact on the financial flow of a project and on the run life of the equipment.

In this degree work, the development and implementation of a predictive algorithm is detailed in which the analysis of typical trends of some failures in the operation of an ESP equipment is condensed, for this purpose the behavior of the variables is addressed in the initial chapter more representative ones provided by the bottomhole sensor, in order to identifying the trends that represent a development of faults, subsequently the structuring and design of the work flow to be carried out for the consolidation of the modules involved that set up the base algorithm is described. of the software.

In order to evaluate the performance of the software, a comparison was made in three different operating scenarios between the result produced by the software and the historical information provided by the support company Baker Hughes, then the implementation of the same is carried out in two different scenarios.

Finally, a financial analysis was carried out in order to evaluate the profitability of the software implementation through the financial indicator of net present value.

KEY WORDS: Electrosubmersible pumps, predictive algorithm, trend analysis, failures identification, failures prevention, run life, failures monitoring.

INTRODUCCIÓN

A lo largo del desarrollo de la industria petrolera a nivel mundial, el bombeo electrosumergible ha cobrado una importancia superlativa dentro de los sistemas de levantamiento artificial gracias a que brinda la posibilidad de producir grandes volúmenes de hidrocarburo y ser ampliamente versátil para su aplicabilidad en operaciones fuera de lo convencional, representando un rol determinante dentro de la energía mundial. Sin embargo, se ha evidenciado que este sistema de levantamiento artificial es más propenso al desarrollo de fallas ocasionando, en casos críticos, el reemplazo del equipo, dichas fallas representan pérdidas en producción de cientos de millones de barriles al año, adicionalmente, no se cuenta con un sistema digital de control de amplio acceso que permita mantener una vigilancia adecuada de los parámetros operativos del equipo y que proporcione una detección temprana de fallas sobre el mismo, debido a su alta demanda de recursos financieros.

Es por esto que este proyecto plantea el desarrollo de un software que aumente la confiabilidad y extienda el Run Life del equipo ESP, optimizando las condiciones operativas mediante la identificación y resolución temprana de tendencias que representen un riesgo sobre la integridad del equipo, mediante la simulación del comportamiento del mismo bajo diferentes escenarios y relacionando la alteración de las variables asociadas al proceso con el modo de falla, a su vez, facilita alternativas para determinar el plan de acción más eficiente que prevenga procedimientos no contemplados que conlleven a un aumento en los costos de operación.

Durante los últimos 30 años, la disminución en el desarrollo de fallas en los mecanismos de levantamiento han sido un aspecto focal para la mejora de las operaciones, es por esto que Javier Antonio Leguizamón Páez y Camilo Malagón Nieto dentro del trabajo de grado que lleva por título: “PARÁMETROS DE SELECCIÓN DE BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES MINIMIZANDO FALLAS POR PÉRDIDA DE EFICIENCIA EN CAÑO LIMÓN” abordan las variables de operación y producción como principales criterios en el desarrollo de fallas a causa de la disminución de eficiencia en diferentes equipos de bombeo electrosumergible. Consecuentemente, realizan un estudio histórico en donde se analiza el comportamiento de la frecuencia de operación y caudal con respecto al contenido de arena del petróleo en un total de

360 bombas instaladas con el fin de discernir los parámetros de selección y operación de dichas bombas para evitar el desgaste acelerado y por ende el desarrollo de fallas.

En la investigación llevada a cabo en 2017 denominada; APPLICATION OF A FUZZY EXPERT SYSTEM TO ANALYZE AND ANTICIPATE ESP FAILURE MODES se han enfocado en la implementación de nuevas metodologías en el desarrollo de un sistema que facilite el análisis de data operacional de las BES a través de la identificación de las variables de entrada y desarrollo de las funciones de salida con el fin de generar la capacidad para prever la presencia de fallas y paralelamente determinar las causas que pueden estar generando dichas fallas. En esta investigación se concluyó que el sistema desarrollado no tuvo la capacidad de identificar la causa raíz de las fallas presentadas en las bombas. Una de las posibles causas se le atribuye a la omisión de los modos de falla dentro de la data de alimentación del sistema, paralelamente la sensibilidad del mismo no fue suficiente para interpretar adecuadamente las tendencias, lo que pudo deberse al método de normalización y los periodos de recolección de la data.

El presente trabajo de grado plantea la integración de un modelo matemático que permita reproducir el comportamiento de una bomba electrosumergible dadas las propiedades de los fluidos, condiciones de pozo y características de producción, junto con un algoritmo que establezca relaciones entre el comportamiento de la bomba en diferentes escenarios de operación y el pronóstico de probables y posibles fallas a presentarse bajo dichos escenarios representará una herramienta útil de índole preventivo para aumentar la confiabilidad y Run Life de las bombas electrosumergibles durante las operaciones.

Dicho lo anterior, el objetivo general del presente trabajo es desarrollar un software de análisis predictivo para la detección temprana de tendencias que ocasionen fallas y consideraciones para la prevención de estos efectos en bombas electrosumergibles, estableciendo como objetivos específicos los mencionados a continuación.

- Realizar una evaluación y análisis integral de las fallas a presentarse en las bombas electrosumergibles contemplando las variables críticas en la operación de los equipos.

- Diseñar un software que permita la simulación del comportamiento de las bombas en diferentes escenarios para la estimación de posibles y probables fallas a presentarse en el equipo.
- Evaluar el desempeño del software mediante la comparación retrospectiva de los resultados arrojados con la data histórica de operaciones llevadas a cabo con bombas electrosumergibles en 3 pozos distintos.
- Implementar el software en los Pozos V y Z para la evaluación del comportamiento del algoritmo y análisis de la data arrojada para la determinación de acciones resolutivas orientadas hacia la prevención de las posibles fallas a presentarse en el equipo.

1. MARCO TEORICO

En este capítulo se abordan aspectos determinantes para el óptimo desarrollo del presente trabajo como lo son la descripción del sistema de bombeo electrosumergible, funcionamiento, estructura y componentes de una bomba electrosumergible, adicionalmente se presentan conceptos básicos acerca de la caracterización de fallas dentro de los equipos.

1.1. Sistemas de levantamiento artificial:

El empleo de sistemas de levantamiento artificial se lleva a cabo una vez el yacimiento no posee la suficiente presión que permita llevar los fluidos desde el subsuelo hasta superficie produciendo de manera natural, en algunas ocasiones también se emplea esta tecnología para mantener o aumentar el caudal de producción. Según Brown, el objetivo de estos es proporcionar una energía adicional al yacimiento que permita levantar los fluidos desde el subsuelo, reduciendo la presión en fondo y aumentando el diferencial de presión a través del yacimiento. [1]

Existe una amplia variedad de mecanismos de levantamiento artificial, cuya selección depende principalmente de las propiedades del yacimiento, de los fluidos, configuraciones del pozo, restricciones por facilidades en superficie y de la aplicabilidad que se le desea asignar. [1] Dentro de los cuales se destacan principalmente, Bombeo mecánico, Bombeo por cavidades progresivas, Bombeo electrosumergible, Bombeo Hidráulico y Gas lift.

A continuación, se realiza una descripción más detallada del funcionamiento y las características de los diferentes componentes presentes en el Bombeo Electrosumergible, punto focal en el desarrollo de este trabajo de grado.

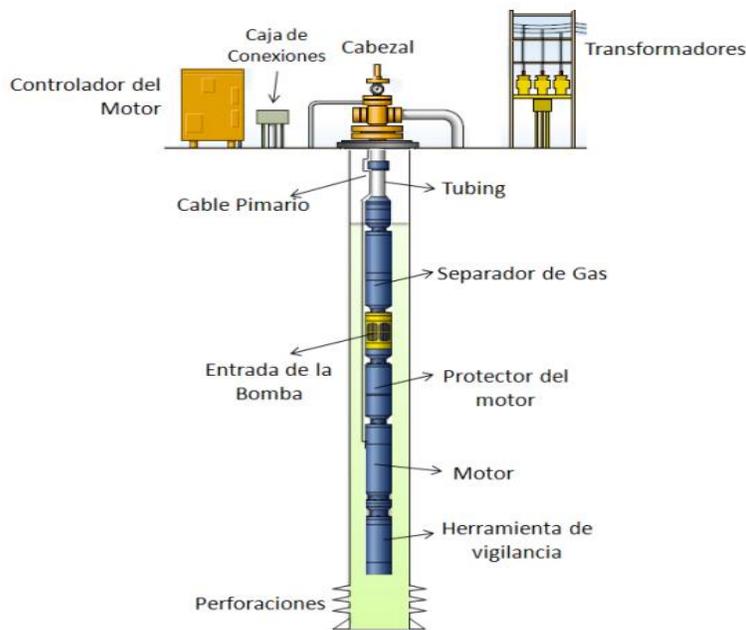
1.2. Bombeo electrosumergible

El bombeo electrosumergible es uno de los métodos de levantamiento artificial más utilizado en ambientes operativos alrededor del mundo, debido a su versatilidad y adaptabilidad en ambientes hostiles, con el cual se busca levantar altas tasas de fluido producido, altamente eficiente en la producción de crudos livianos, medianos y pesados, requiriendo, este último, mayor seguimiento y control para garantizar su correcto desempeño operacional.

Su funcionamiento se basa en la acción de una bomba centrífuga que cuenta con múltiples etapas conectadas en serie ubicadas dentro de una carcasa, la bomba es accionada mediante un motor sumergible en fondo y conectado a superficie a través de un cable de potencia recubierto para evitar el daño por factores ajenos a la operación. Por medio del cable de potencia se transmite energía eléctrica desde superficie hacia el motor ubicado en fondo, dicha energía se convertirá en energía mecánica rotacional que genera movimiento en los impulsores, posteriormente esta energía mecánica se convierte en energía potencial, permitiendo así, el levantamiento del fluido desde fondo hasta superficie. [2] En la **figura 1**. se muestra una representación gráfica de este mecanismo de levantamiento artificial.

Figura 1.

Sistema de Bombeo Electrosumergible



Nota. La figura ilustra el sistema de bombeo electrosumergible. Tomado de: S. DUEÑAS, y D. BELTRAN, *Desarrollo de una metodología de diagnóstico de posibles problemas de producción aplicado a sistemas de levantamiento artificial para un campo maduro*, tesis pre, Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia, 2011, p.23.

En la **Tabla 1** se pueden observar algunas de las ventajas y desventajas del bombeo electrosumergible.

Tabla 1.

Ventajas y Desventajas del sistema de Bombeo Electrosumergible

Ventajas	Desventajas
Altos Caudales	Las altas temperaturas afectan al motor y al cable
Admite bajas presiones de fondo	Poca tolerancia con arenas
Opera en pozos desviados y costa afuera	Poca tolerancia con alto GOR
Fácil Manejo	No aplicable en completamientos múltiples
Manejo de corrosión	Poco práctico en pozos someros

Nota. La tabla muestra las ventajas y desventajas que presenta el bombeo electrosumergible. Tomado de: S. DUEÑAS, y D. BELTRAN, *Desarrollo de una metodología de diagnóstico de posibles problemas de producción aplicado a sistemas de levantamiento artificial para un campo maduro*, tesis pre, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia, 2011, p.25. Modificado por autores.

El sistema de bombeo electrosumergible se compone de una serie de equipos en superficie y en fondo descritos en la parte inferior.

1.2.1. Equipos de Superficie

A continuación, se procederá a describir cada uno de los componentes que hacen parte de la configuración en superficie del sistema de bombeo electrosumergible.

1.2.1.a. Sistema de generación y Distribución Eléctrica: La instalación en superficie consta de un transformador el cual opera para la reducción del voltaje requerido para la operatividad del variador de velocidad, que a su vez proporciona el voltaje trifásico variable al transformador elevador, incrementando el voltaje necesario para la operación del motor en el fondo del pozo, la caja de venteo proporciona un punto de conexión entre la configuración de superficie con el equipo de fondo, adicionalmente se instala un registrador de amperaje del motor junto a la caja de venteo.

1.2.1.b. Transformadores: Un transformador es un dispositivo eléctrico mediante el cual se cambian las amplitudes relativas de voltaje dentro de un circuito de corriente alterna. Un transformador simple consta de un devanado primario y un devanado secundario, cuyos flujos magnéticos están ligados mediante un núcleo ferromagnético.

Su principio de funcionamiento sucede cuando se induce una corriente alterna en el devanado primario, lo cual crea un flujo magnético en el núcleo del transformador y por lo tanto también se crea en el devanado secundario. En consecuencia, se produce un voltaje menor en el devanado secundario. En un auto-transformador solo hay un devanador, el cual es de baja tensión y se encuentra conectado directamente al circuito de alto voltaje. En este dispositivo el circuito de alta tensión no se encuentra aislado del circuito de baja tensión. [3]

1.2.1.c. Variador de Velocidad (VSD): Permite a los operarios variar el desempeño de las BES por medio del control de la velocidad del motor de fondo. Controlando la velocidad del motor de fondo se puede disminuir la temperatura del mismo, se mejora tanto las capacidades de manejo de gas, como el control de drawdown en el pozo, se puede ajustar las BES según la variación de las condiciones de pozo y permite reducir el estrés al que se somete la bomba en una operación de reinicio. [3]

1.2.1.d. Panel de Control de la Bomba: Suministran los valores de voltaje y corriente adecuados para los componentes eléctricos de la Bomba (motor y cable) cuando los contactores están activados. Estos paneles de control suelen usarse de manera paralela con los transformadores para dicho fin. Este componente tiene una importancia superlativa al momento del arranque de la

bomba, puesto que permite igualar los valores de frecuencia y voltaje en los terminales de entrada y de salida, de esta manera se soslaya la condición de sobrecarga de corriente junto con el desgaste por operar en condiciones mecánicas inadecuadas. [3]

1.2.1.e. Regulador de Potencia GCS: Este módulo proporciona una protección a las bombas electrosumergibles cuando se interrumpe el suministro de potencia. Eventualmente se presentan breves interrupciones de potencia que causan el reinicio de las bombas, causando de esta manera un incremento en los tiempos no productivos además de sobre estresar el equipo sometiéndolo a consecutivas maniobras de arranque. [3]

1.2.1.f. Caja de Venteo: Suele denominarse como caja de conexiones, se ubica entre el cabezal del pozo y el tablero de control. Esta caja de venteo proporciona un punto para la conexión del cable que proviene del variador y el cable que va al pozo. Adicionalmente, la caja de venteo permite desfogar el gas que se encuentre en la estructura de protección del cable eléctrico de potencia que proviene del pozo y por último este equipo suministra puntos de prueba de fácil acceso para la revisión eléctrica de los equipos de subsuelo. [4]

1.2.2. Equipos de subsuelo

En esta sección se describen cada uno de los componentes que hacen parte de la configuración de fondo del sistema de bombeo electro sumergible.

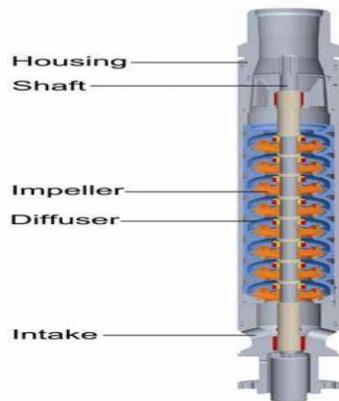
1.2.2.a. Sistema de Bombeo: El sistema de bombeo consta de una bomba centrífuga multietapa que convierte la energía del eje de rotación en fuerzas centrífugas que llevan los fluidos a superficie. La bomba esta suele estar adjunta o colgada de la tubería de producción y está compuesta por 4 elementos como lo muestra la figura 2. Dichos elementos serán descritos a continuación. [3]

1.2.2.b. Impulsor (Impeller): Es el componente conectado mecánicamente al eje, lo que le

proporciona una capacidad de rotación a las RPM del motor, a medida que el impulsor rota, imparte fuerza centrífuga sobre el fluido de perforación.

Figura 2.

Bomba Centrífuga



Nota. La figura muestra la estructura y componentes de la bomba. Tomado de: *Submersible Pump Handbook*, 11th edition, BAKER HUGHES Incorporated, Claremore, Oklahoma, 2014, p.31.

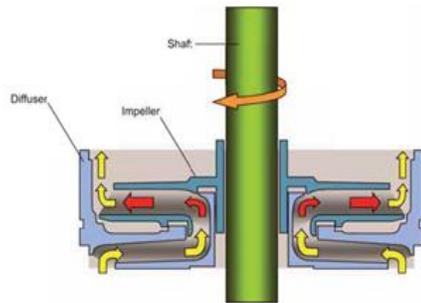
1.2.2.c. Difusor (Diffuser): El difusor es un elemento estacionario que convierte la energía cinética provista por el impulsor en energía potencial y guía al fluido a la siguiente etapa. [4] El acoplamiento del impulsor y el difusor se denomina etapa, la bomba centrífuga suele constar de varias etapas. El esquema de flujo dentro de una etapa se evidencia en la figura 3.

1.2.2.d. Eje (Shaft): El eje proporciona un medio de conexión mecánica entre el motor y la bomba transmitiendo la rotación a las mismas revoluciones provistas por el motor. El eje tiene una terminación con estrías en cada extremo, el extremo superior se une al eje de la bomba de modo que tanto el peso como la carga hidráulica longitudinal se transmita de la bomba al eje del

ensamble. [3]

Figura 3.

Etapa de una bomba



Nota. La figura muestra en un plano de corte la estructura de una etapa de la bomba. Tomado de: Submersible Pump Handbook, 11th edition, BAKER HUGHES Incorporated, Claremore, Oklahoma, 2014, p.33.

1.2.2.e. Entrada (Intake): El Intake o la entrada de la bomba se une al extremo inferior de la carcasa de la bomba y proporciona un medio para el ingreso de fluidos y un punto de conexión para el sello de la BES. [3]

1.2.2.f. Motor: El propósito principal del motor es convertir la energía eléctrica en movimiento rotacional del eje, el cual está conectado a través del sello y el separador de gas para transmitir la rotación a los impulsores de la bomba. La estructura del motor se evidencia en la figura 4. A continuación se señalan los principales componentes del motor. [3]

1.2.2.g. Rotor: El rotor es un loop de cobre compuesto por muchas barras de cobre cortocircuitadas en los extremos por medio de un anillo de cobre, el cual crea un campo magnético dentro de un sistema de potencia trifásico y hace fluir corriente por este. La corriente inducida en

el rotor por la acción del campo magnético en el estator producirá un movimiento en los rotores en el intento de alcanzar el campo magnético del estator. [4]

Figura 4.

Ilustración del motor



Nota. La figura muestra una vista en corte de la estructura de un motor de una bomba. Tomado de: Submersible Pump Handbook, 11th edition, BAKER HUGHES Incorporated, Claremore, Oklahoma, 2014, p.54.

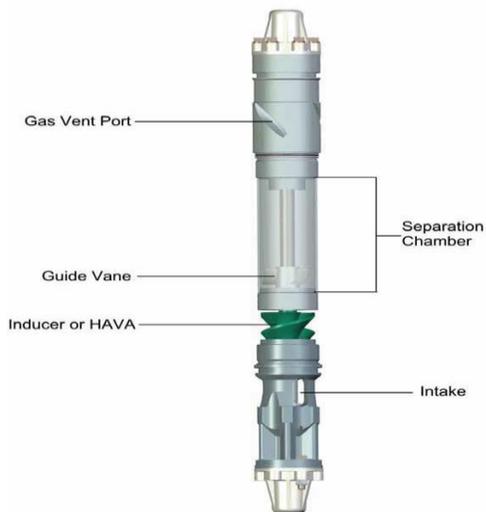
1.2.2.h. Estator: Está compuesto por un núcleo y los bobinados, el núcleo se encuentra formado por laminaciones comprimidas entre sí para asegurar una estabilidad mecánica. Los bobinados se componen mediante conductores de cobre revestidos de esmalte y cuando la corriente se encuentra fluyendo a través de una fase del estator, se induce un campo magnético, cuya fuerza dependerá de la cantidad de corriente que fluye a través del devanado de dicha fase. [4]

1.2.2.i. Separador de Gas: Cuando se tienen pozos con una alta relación gas -petróleo, es imprescindible contar con un separador de gas dentro de la configuración de la bomba para evitar bloqueos por gas y aumentar el desempeño de la bomba. La figura 5 ilustra la estructura y componentes de un separador de gas estándar. El proceso de separación se da dentro de un compartimento donde el fluido de mayor gravedad específica es forzado a permanecer en contacto

con la pared y el gas se ubica en la parte central del compartimento. Este efecto se logra mediante la fuerza centrífuga ejercida por un rotor o una etapa de vórtice, posteriormente el gas es removido del flujo de fluido y redirigido hacia la parte superior del compartimento de separación. [3]

Figura 5.

Ilustración del Separador de Gas



Nota. La figura ilustra la estructura de un separador de gas. Tomado de: Submersible Pump Handbook, 11th edition, BAKER HUGHES Incorporated, Claremore, Oklahoma, 2014, p.46.

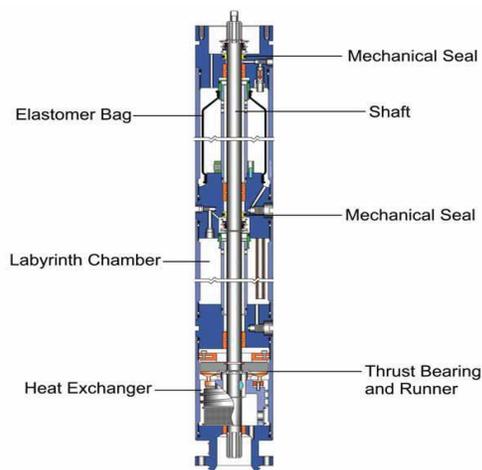
1.2.2.j. Sección de Sello: La sección de sello conecta el eje del motor a la entrada de la bomba o al eje del separador de gas., además cumple con las siguientes funciones:

- Proporciona un área para la expansión del volumen de aceite del motor de la bomba.
- Iguala la presión interna con la presión en el anular.
- Aísla al motor de los fluidos provenientes del pozo.
- Interviene en la carga del eje de la bomba.

Las secciones de sello normalmente están construidas por una bolsa de elastómero que proporcionan un aislamiento físico entre los fluidos de pozo y el motor, igualmente cuentan con dos o tres cámaras de protección. Normalmente se emplea las cámaras tipo laberinto la cual posee una ruta de comunicación con un doble cambio de dirección vertical, permitiendo que mediante las diferencias de densidades entre el aceite del motor permanezca en la parte superior y los fluidos de pozo en la parte inferior para garantizar la comunicación hidráulica con la siguiente cámara, sin embargo el estructuramiento y personalización de los arreglos de las cámaras vienen dados por los requerimientos puntuales de cada caso de operación. [3] La **figura 6** expone la estructura de una sección de sello típica.

Figura 6.

Sección de Sello



Nota. La figura muestra la estructura y componentes de una sección de sello. Tomado de: Submersible Pump Handbook, 11th edition, BAKER HUGHES Incorporated, Claremore, Oklahoma, 2014, p.50.

1.2.2.k. Cable de potencia: Es el medio de conexión entre el equipo de subsuelo y la fuente de alimentación. La potencia se transmite al motor sumergible al conectar un tubo de alimentación eléctrica trifásico a la tubería de producción. Este cable es especialmente construido

para prevenir el daño mecánico y ser capaz de conservar sus propiedades físicas y eléctricas. [3]

1.2.2.1. Sensor de Fondo (Downhole sensor): Es un dispositivo electrónico cuya funcionalidad se sustenta en la medición y posterior transmisión de la información de ciertos parámetros de pozo, los cuales tendrán visibilidad en superficie y proporcionarán información crítica para mejorar el desempeño y confiabilidad en la operación de la bomba. Los parámetros que pueden proporcionar dichos sensores están delimitados según la aplicabilidad y el requerimiento específico para cada pozo, algunos de estos sensores proporcionan la medición en tiempo real de temperatura del motor, temperatura del fluido, presión en el Intake, presión de descarga, vibraciones entre muchas otras.

Se considera pertinente en el desarrollo del proyecto proporcionar un acercamiento de conceptos claves sobre análisis de falla, los cuales serán descritos a continuación.

1.3. Fallas

Se considera pertinente en el desarrollo del proyecto proporcionar un acercamiento de conceptos claves sobre análisis de falla, los cuales serán descritos a continuación.

1.3.1. Modo de falla

Hace referencia a la forma como es observada una falla, evidencia principal de falla en el equipo de fondo de pozo proveniente de una condición de funcionamiento anormal identificadas por un equipo de superficie, equipo de monitoreo y control o una prueba de pozo. El modo de falla se puede establecer una vez el equipo ha fallado. [5]

1.3.2. Elementos de falla

Se considera que un elemento está fallando cuando ha perdido la capacidad de realizar su función de manera adecuada, acorde a las especificaciones requeridas, una vez ha sido sometido a inspecciones o pruebas en el taller. [5]

1.3.3. Descripción de falla

Describe la causa o causas aparentes u observadas de falla en los componentes o partes de la bomba electrosumergible, estas observaciones se realizan cuando se extrae la bomba BES durante pruebas en sitio o en el taller, o durante el desmontaje y la inspección. [5]

1.3.4. Causa de falla

Destaca las circunstancias que han llevado a que se presente la falla, bien sea, durante el diseño, la fabricación o el uso de la bomba, la identificación de la causa de falla requiere de una investigación exhaustiva que permitan describir los factores que influyen a que se presente la falla en el sistema, componente o parte, estos factores pueden ser humanos u organizacionales, adicionalmente se realiza la explicación técnica y la secuencia de eventos que condujeron al desarrollo de las fallas. [5]

1.4. Python

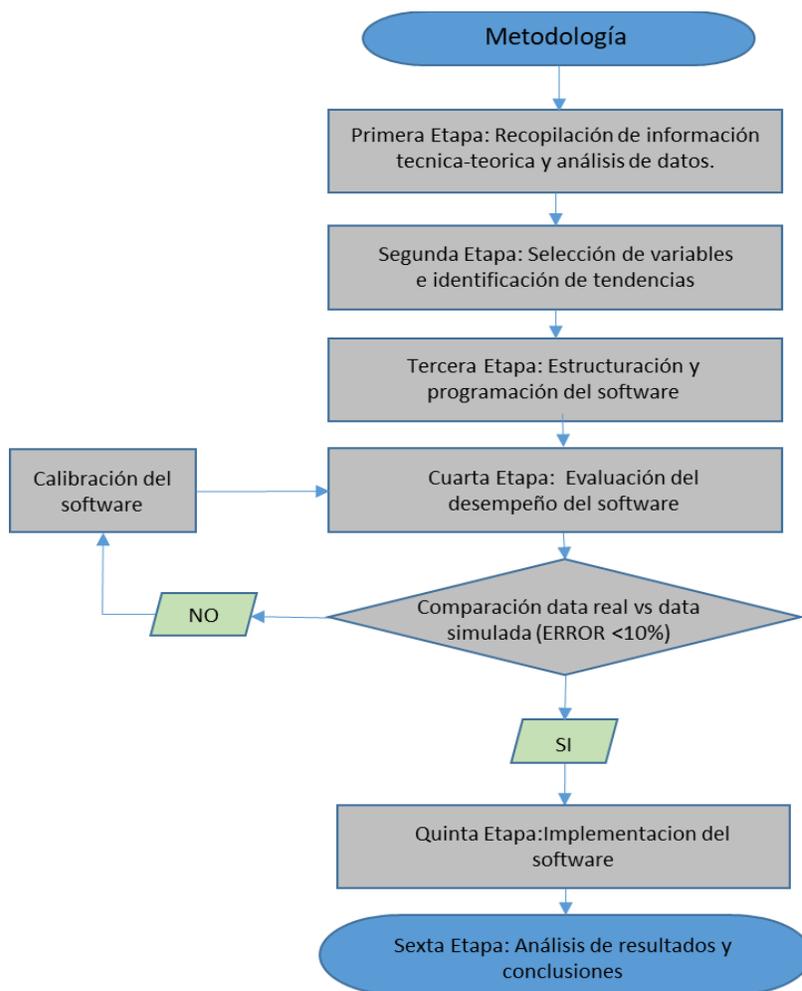
Es un lenguaje de programación interpretado, esto significa que permite a través de una ventana interactiva realizar pruebas y en otra ventana realizar la edición de los programas, permite al usuario la elección entre varios paradigmas o metodologías de programación, además cuenta con soporte de librerías disponibles para adquirir diferentes funciones, es un software libre y de código abierto, orientado a objetos, de tipado dinámico, cuenta con una sintaxis sencilla que permite plasmar ideas complejas en pocas líneas de código, facilitando así el ahorro de recursos y de tiempo. [6]

2. METODOLOGÍA Y DATOS

A lo largo de este capítulo se expone de manera detallada los procedimientos en los cuales se sustenta el desarrollo y consolidación del presente trabajo de grado, de manera que dichos procedimientos se presentan bajo una secuencia ordenada de 5 etapas, como se indica en la **figura 7** que se muestra a continuación.

Figura 7.

Esquema de Metodología



Nota. El diagrama evidencia los procedimientos empleados para el desarrollo del trabajo de grado.

2.1. Adquisición y análisis de datos

En primera instancia se llevó a cabo la recopilación de información referente al funcionamiento estándar de la bomba, variables más influyentes en la operación y el comportamiento de estas durante el desarrollo de fallas, identificando las tendencias de los parámetros proporcionados por el sensor de la bomba.

La adquisición de los datos es la base en la que se sustenta el desarrollo del software y por ende la aplicación exitosa de un modelo predictivo. Garantizar la recolección de la data pertinente, así como la calidad y confiabilidad de esta, se ha contemplado como uno de los objetivos críticos para lograr una predicción de falla representativa que genere valor. Para dicho fin, se consideró conveniente realizar un compendio de información en el que se condensa, tanto información de manuales y bibliografía técnica, como información adquirida empíricamente, para esto último se realizaron 3 modelos de cuestionario los cual se encuentran adjuntos en los Anexos A, B y C, aplicados a modo de entrevista a un grupo interdisciplinario de profesionales de la compañía, el cual se conformó por 3 profesionales adscritos al área de monitoreo (Anexo A), 2 profesionales adscritos al área de Reliability (Anexo B) y 2 ingenieros de aplicaciones(Anexo C).

A través de la síntesis y contraste de la información recopilada, se estipulo la data requerida para elaborar el módulo de simulación de la bomba descrita en la **tabla 2**.

Tabla 2.

Data input para el módulo de simulación

Datos del estado mecánico del pozo	<ul style="list-style-type: none">• Dimensiones y características del tubing.• Profundidad del pozo (TVD) (ft)• Profundidad de asiento de la bomba (ft)• Tipo de bomba• Número de etapas
Datos de producción	<ul style="list-style-type: none">• Presión en cabeza de la tubería (Psi)• Presión estática en fondo de pozo (Psi)• Presión de fondo fluyente (Psi)

Tabla 2. *Continuación*

	<ul style="list-style-type: none">• Datum de referencia (ft)• Temperatura de fondo de pozo (°F)• %BWS• GOR (scf/stb)• Índice de productividad (bpd/psi)
Datos del fluido	<ul style="list-style-type: none">• Gravedad específica del agua asociada• Gravedad API del crudo• Gravedad específica del gas asociado• Factor de compresibilidad Z• Presión de burbuja (Psi)

Nota: Esta tabla evidencia las variables consideradas para la construcción del simulador

Para la construcción de la base de datos con la que se alimenta el algoritmo predictivo, se cuenta con alrededor de 350 mil registro de cinco pozos operativamente complicados, seleccionados a criterio teniendo en cuenta el comportamiento de las variables que son objeto de estudio, destacando las variables operacionales asociadas al equipo, tales como, carga eléctrica, flujo de la bomba, velocidad y potencia y las variables asociadas a las condiciones del pozo como, temperatura, relación gas-petróleo (GOR), viscosidad, producción de sólidos y depósito de compuestos, dichos pozos se encuentran completados con el sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible (BES) propiedad de la compañía Baker Hughes ubicados en el territorio Colombiano, dentro de esta información se encuentra un histórico del registro de los parámetros proporcionados por el sensor de la bomba, descritos en la primera fila de la **tabla 3**, desde su instalación hasta la fecha, los intervalos de tiempo entre cada registro de valores puede variar dependiendo de la configuración realizada previo a la instalación, para este caso los intervalos son de 10 minutos entre cada registro, el comportamiento de estos parámetros permite evidenciar tendencias anómalas, las cuales, posteriormente junto con lo descrito en la bibliografía, contribuyen a la determinación de posibles fallas a presentarse. Adicionalmente, se cuenta con un histórico de paradas de la bomba y de información de producción. En la **tabla 3** se evidencian los

datos requeridos para este fin.

Tabla 3.

Data input para el algoritmo predictivo

Datos obtenidos por el sensor de la bomba	<ul style="list-style-type: none">• Corriente del motor (Amp)• Frecuencia del motor (Hz)• Presión de Intake (Psi)• Temperatura del motor (°F)• Vibración del motor
Datos módulo de simulación	<ul style="list-style-type: none">• Tiempo de anomalía

Nota: Esta tabla muestra las variables que alimentaran el algoritmo predictivo

2.2. Selección de variables e identificación de tendencias

En este apartado, se abordan los criterios de selección de variables a estudiar junto con las tendencias de las mismas, las cuales sean indicativos de riesgo de falla operativa asociada a la bomba, mediante el registro histórico de la data especificada en la **Tabla 3** de los pozos mencionados anteriormente.

2.2.1. Selección de Variables

2.2.1.a. Frecuencia (Hz): De gran importancia en el monitoreo de las condiciones operativas de una bomba electro sumergible. Este parámetro nos indica la velocidad con la que se encuentra operando la bomba, a ello se le asocia la velocidad de flujo, altura de la columna de fluido y para cuyas bombas con motores inductivos, la velocidad de la bomba es proporcional al suministro eléctrico, de manera que el contraste de este parámetro con la corriente eléctrica es muy diciente respecto al estado operativo de una bomba.

2.2.1.b. Corriente (Amps): Este parámetro es obtenido en base al amperaje del controlador y esta intrínsecamente ligado con la potencia de la bomba. Este parámetro nos puede indicar ausencia de fluido dentro de la bomba, expresándolo a través de la caída del amperaje, o por el contrario puede advertir del aumento de sólidos en flujo de producción, reflejado a través del aumento del amperaje. La lógica es sencilla, si la densidad de un fluido alojado dentro de la bomba es mayor con respecto a un segundo fluido, la bomba requerirá de menos potencia para proporcionar flujo a este último.

2.2.1.c. Temperatura del Motor (°F): Este parámetro además de ser crucial para garantizar el óptimo estado del motor, es útil para identificar varias condiciones operativas anómalas dentro de la bomba, obstrucción de flujo en la entrada de la bomba, cambio en la composición del fluido, aumento en la entrada de gas al tener este menor capacidad de refrigeración que el hidrocarburo en estado líquido, supondrá un aumento en la temperatura del motor, adicionalmente puede indicar un aislamiento térmico generado entre el fluido de producción y el recubrimiento del motor, de manera que impide la correcta refrigeración de este.

2.2.1.d. Presión de intake (Psi): Con el monitoreo de la presión de entrada de la bomba se puede determinar fugas en la bomba, bloqueos en diferentes puntos del sistema de levantamiento, de esto se tiene más certeza cuando se cuenta con el registro de la presión de descarga, también puede advertir el detrimento en el desempeño de la bomba. De esta manera la presión de intake es un parámetro clave a la hora de garantizar el óptimo desarrollo de las operaciones y de las condiciones mecánicas de una bomba electrosumergible.

2.2.1.e. Vibraciones en el eje x: El seguimiento de las vibraciones nos provee de información clave para estimar el estado mecánico tanto del eje como de las etapas de la bomba, estas vibraciones son el resultado de la contraposición de varias fuerzas que someten al eje en una constante tensión, dichas fuerzas pueden proceder de aporte de sólidos dentro del fluido de producción, consolidación de granos de arena dentro de las etapas de la bomba, presencia de incrustaciones también dentro de las etapas de la bomba, en general todo tipo de condiciones que

afecten el flujo óptimo dentro del cuerpo de las bombas electrosumergibles.

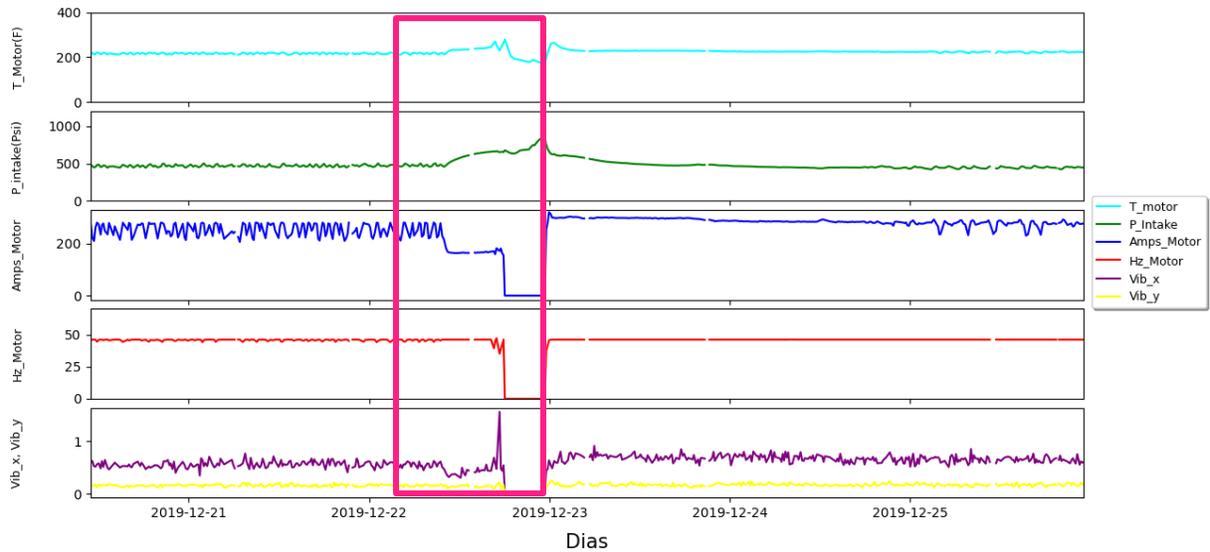
2.2.2. Identificación de Tendencias

2.2.2.a. Bloqueo por gas: La presencia de gas en los fluidos de los pozos es uno de los problemas operativos más recurrentes cuando se utilizan sistemas de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible, el cual puede afectar de una manera significativa el rendimiento del equipo ESP con constantes paradas intermitentes lo que se resume en limitaciones en la producción del pozo y eventualmente acortara el Run Life de las bombas. Cuando el gas libre presente en los fluidos pasa por las etapas de la bomba reduce la eficiencia volumétrica del sistema y adicionalmente puede provocar la condición de bloqueo por gas, en algunos casos incluso ocasiona fallas del sistema al quemar el motor, bloquear el impulsor donde no tiene lugar ninguna acción de bombeo o causar vibraciones extremas que podrían desencadenar una ruptura en el eje de la bomba, lo anterior se debe a que una vez el gas libre alcanza cierto porcentaje establecido, la energía que normalmente es empleada para levantar los fluidos desde el yacimiento a superficie se utiliza comprimiendo el gas libre para que nuevamente se presente como gas en solución. [7]

Este tipo de eventos se caracterizan por una disminución en la corriente a medida que el volumen cae por debajo de los niveles de diseño, cuando ingresan mayores volúmenes de gas a la bomba el amperaje se presenta con valores más bajos y de manera irregular, ocasionando eventualmente el apagado del equipo una vez alcanzado el umbral de baja corriente [3], sumado a esto se evidencia un incremento en la presión de entrada de la bomba junto con una caída en la presión de descarga y un aumento de la temperatura del motor, debido a la pobre circulación de fluido alrededor del mismo que permite el enfriamiento, es importante destacar que esta condición se debe evaluar en periodos cortos de tiempo, debido a que estos baches de gas ocurren en cuestión de horas.

Figura 8.

Comportamiento típico bloqueo por gas en el Pozo W



Nota: La figura mostrada representa el comportamiento característico de las variables en presencia de un bloque por gas.

De acuerdo a la **figura 8** mostrada anteriormente, se puede evidenciar el comportamiento característico de los parámetros anteriormente mencionados cuando se presenta un bloqueo por gas, es importante prestar atención a la zona remarcada en el recuadro rosado, inicialmente los parámetros muestran un comportamiento constante lo que indica que la bomba está operando de manera normal, posteriormente se evidencia una caída en la corriente de aproximadamente 60 amperios, acompañado de un aumento progresivo aproximado de la presión y la temperatura correspondiente a 180 psi y 50 °F respectivamente, adicionalmente se presenta una disminución en la tendencia con respecto a las vibraciones en el eje x, desencadenando finalmente una parada en el equipo por esta condición de bloqueo por gas.

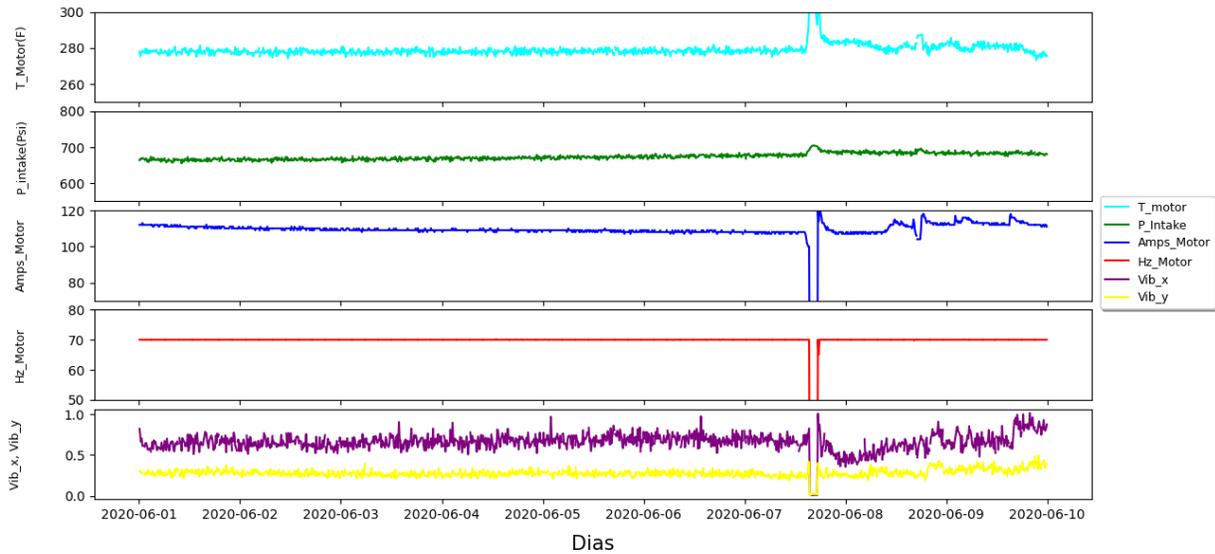
2.2.2.b. Presencia de incrustaciones: Las incrustaciones que se forman durante la producción de los pozos representan un problema potencial para la eficiencia del flujo de las bombas electrosumergibles y para la integridad del motor de la misma. Este tipo de eventos generalmente ocurren gradualmente y se pueden presentar de dos maneras, dentro de la bomba y en la carcasa del motor, para el primer caso estos depósitos alterarán la ruta de flujo óptimo y por ende reducirán la eficiencia de la bomba, mientras que cuando se presenta deposición de incrustaciones en la carcasa del motor se formará una capa que impedirá el correcto enfriamiento del motor creado por el fluido que circula en el pozo. [8]

La presencia de incrustaciones se puede evidenciar cuando se realiza monitoreo de una serie de parámetros operacionales y sus tendencias, que a diferencia de un bloqueo por gas, se debe evaluar en periodos más prolongados de tiempo, debido a que es una condición que se presenta de manera progresiva como consecuencia de la acumulación de las mismas, tales tendencias se dan de la siguiente manera, la presión de entrada de la bomba para este caso tiende a presentar un aumento, la presión de descarga puede indicar la ubicación de dicho taponamiento ya sea por encima o por debajo del cabezal de descarga de la bomba y al mismo tiempo, los amperios presentan una tendencia a la baja. Por otro lado, la temperatura presenta un comportamiento con tendencia al alza debido a la reducción del enfriamiento como consecuencia de la disminución del flujo alrededor de la carcasa del motor. [8]

El comportamiento característico que permite establecer la presencia de incrustaciones en el equipo, se muestra en la **figura 9**, como fue mencionado anteriormente, para este tipo de evento se deben analizar las tendencias a largo plazo (meses), en primer lugar, se muestra un valor elevado de las vibraciones en x con oscilaciones poco comunes, esto como consecuencia a la presencia de sólidos que para este caso corresponde a scale, con respecto a la corriente del motor se presenta una tendencia a la baja debido a la obstrucciones que ocasionan este tipo de sólidos, la presión de Intake presenta un comportamiento ascendente y en cuanto a la temperatura del motor se evidencia una tendencia al alza ligeramente perceptible, obteniendo finalmente una parada en el equipo.

Figura 9.

Comportamiento típico presencia de incrustaciones en el Pozo Y



Nota: La figura mostrada representa el comportamiento característico de las variables en presencia de incrustaciones.

2.2.2.c. Ruptura de eje: Uno de los fallos más críticos que puedan presentarse en la producción de hidrocarburo mediante bombas electrosumergibles es la ruptura del eje de las mismas, puesto que esta condición representaría la suspensión total de las operaciones dada la apremiante necesidad de realizar un viaje para el cambio del eje de la bomba, incluyendo todos los problemas operativos y financieros que esto implica, por ende, es de carácter imperativo prevenir en gran medida la consecución de dicha falla.

Los parámetros que fundamentalmente repercuten en el estado mecánico del eje de la bomba son las vibraciones de la bomba y las cargas del motor. Es ampliamente conocido que las vibraciones repercuten directamente en los sistemas dinámicos, particularmente en el caso de las bombas electrosumergibles someten al eje a constantes esfuerzos en diferentes direcciones, lo que representa un constante desgaste mecánico en el eje, de manera que un aumento en la tendencia de las vibraciones puede conllevar a la ruptura del eje de la bomba, y paralelamente las cargas en el

motor nos indican la tensión mecánica y con ello la fatiga a la que experimenta el eje durante la operación, es por ello que en la fase de arranque se suele exponer a la bomba a una tensión considerable para romper la inercia de la misma, para evitar se ejecuta lo que se conoce en el argot petrolero como un arranque en rampa donde la corriente se aumenta progresivamente con el fin de evitar una sobretensión súbita en el eje de la bomba, con lo anterior se puede inferir que un comportamiento ascendente en la carga eléctrica del motor puede acarrear una posterior ruptura del eje.

En pozos donde se suele tener un aporte considerable de sólidos, un escenario donde se presenten continuas paradas de la bomba inherentemente a su causa, podrían estimular a la deposición de estos sólidos, con ello los arranques en estos escenarios se hacen más traumáticos para el eje, de manera que se presenta en cada uno de estos arranques la posibilidad de causar una ruptura en la columna vertebral de la bomba.

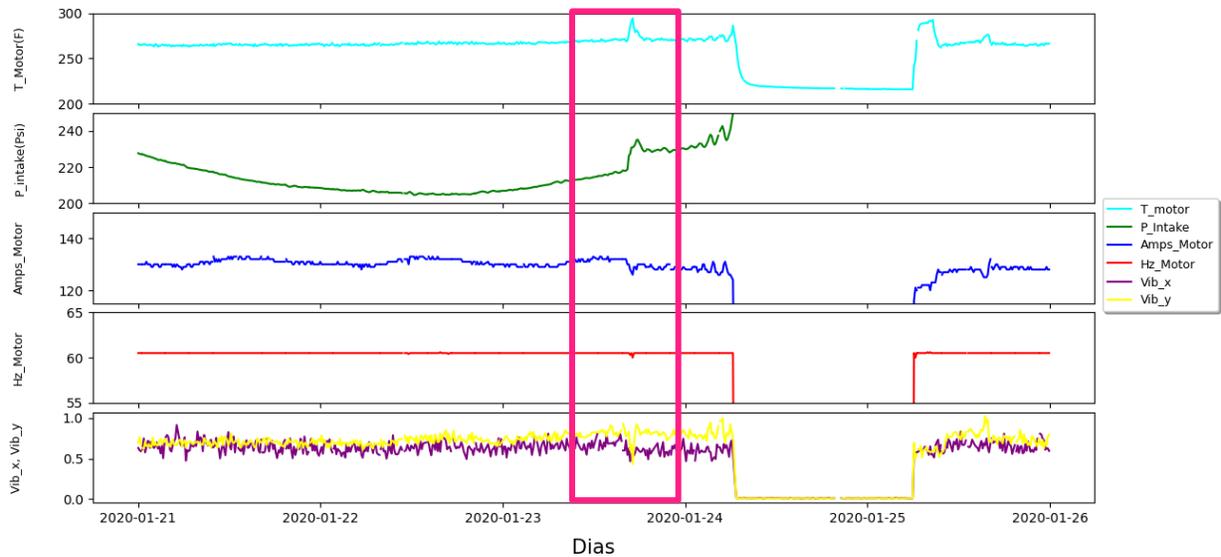
2.2.2.d. Taponamiento por arena: El aumento del aporte de sólidos provenientes del yacimiento se configura como un potencial problema para la integridad mecánica de la bomba como consecuencia de la abrasividad que representa el flujo de sólidos especialmente granos de arena irregulares. Adicionalmente cuando los granos de arena son de un tamaño menor a las 2 micras, estos suelen depositarse y compactarse en lugares dentro del cuerpo de la bomba donde son difíciles de remover mediante la circulación de fluido. El aumento gradual de este comportamiento denota un taponamiento de la bomba, reduciendo así la eficiencia de flujo y en casos críticos causando la ausencia de aporte en cabeza.

El taponamiento puede identificarse cuando se monitorea la tendencia de ciertos parámetros como se evidencia en la **figura 10** correspondiente al caso de estudio del pozo Y, donde se puede apreciar que previamente al suceso enmarcado, la corriente (Amps) presentaba una tendencia al alza como respuesta al mayor requerimiento de potencia que exigía el aumento del aporte de sólidos y paralelamente se evidenció un aumento constante tanto en la presión del Intake como en la temperatura del motor, lo que denota que el flujo que está entrando en la bomba es cada vez menor. Posteriormente en el suceso enmarcado en el que se identifica el taponamiento cae significativamente la corriente y al mismo tiempo se presenta un aumento abrupto en la presión de

Intake y temperatura del motor, como respuesta a la presencia de una obstrucción considerable del flujo en la bomba.

Figura 10.

Comportamiento típico taponamiento por arena en el Pozo Y



Nota: La figura mostrada representa el comportamiento característico de las variables en presencia de un taponamiento por arena.

El comportamiento de las tendencias de los parámetros analizados en el taponamiento por arena y taponamiento por acumulación de scale son muy similares, la principal diferencia radica en el tiempo de desarrollo de cada una, generalmente el taponamiento por arena suele evidenciarse en una escala de tiempo de días/horas, mientras que el taponamiento por acumulación de scale usualmente se evidencia en una escala de tiempo de meses.

2.2.2.e. Cambio en las características del fluido: El cambio en la características o propiedades del fluido representa cambios de densidad, volumen, viscosidad, entre otros. Estas variaciones pueden causar graves daños en el equipo y en la producción, en primer lugar, se presentarán fluctuaciones en la tasa de producción total de fluido, esto como consecuencia de la necesidad de la bomba de bombear la cantidad de fluido para la cual fue diseñada y que está disponible en la entrada de la misma, lo cual finalmente puede desencadenar un apagado de la bomba debido a esta condición de carga errática.

Para clasificar este tipo de eventos en un evento de incremento del corte de agua empleando el análisis de los parámetros y sus tendencias es importante tener en cuenta los siguientes cambios característicos de estos parámetros, para comenzar se puede evidenciar un incremento lento en la corriente del motor debido al aumento en la densidad del fluido a bombear, en cuanto a la presión de entrada de la bomba se presenta un incremento lento y progresivo, también como consecuencia del aumento en la densidad del fluido, la presión de descarga evidencia un aumento causado por el exceso de líquido presente en la tubería y finalmente, la temperatura presenta un comportamiento constante o con tendencia a la baja debido a que el agua presenta una mayor capacidad de refrigeración con respecto a la capacidad del crudo.

2.3. Estructuración y diseño del software

En este capítulo se expone la estructura conceptual basada en el lenguaje de programación Python mediante la cual se desarrolla la ingeniería de software aplicada para el cumplimiento de los objetivos trazados en el presente trabajo de grado, para tal fin se presentan dos módulos, el módulo de simulación de la bomba electrosumergible y el módulo de análisis de tendencias e identificación de fallas, los cuales componen el algoritmo para la identificación de fallas en la cual se sustenta el software, como se ve en la figura 11 mostrada a continuación.

Figura 11.

Diagrama de flujo del algoritmo base

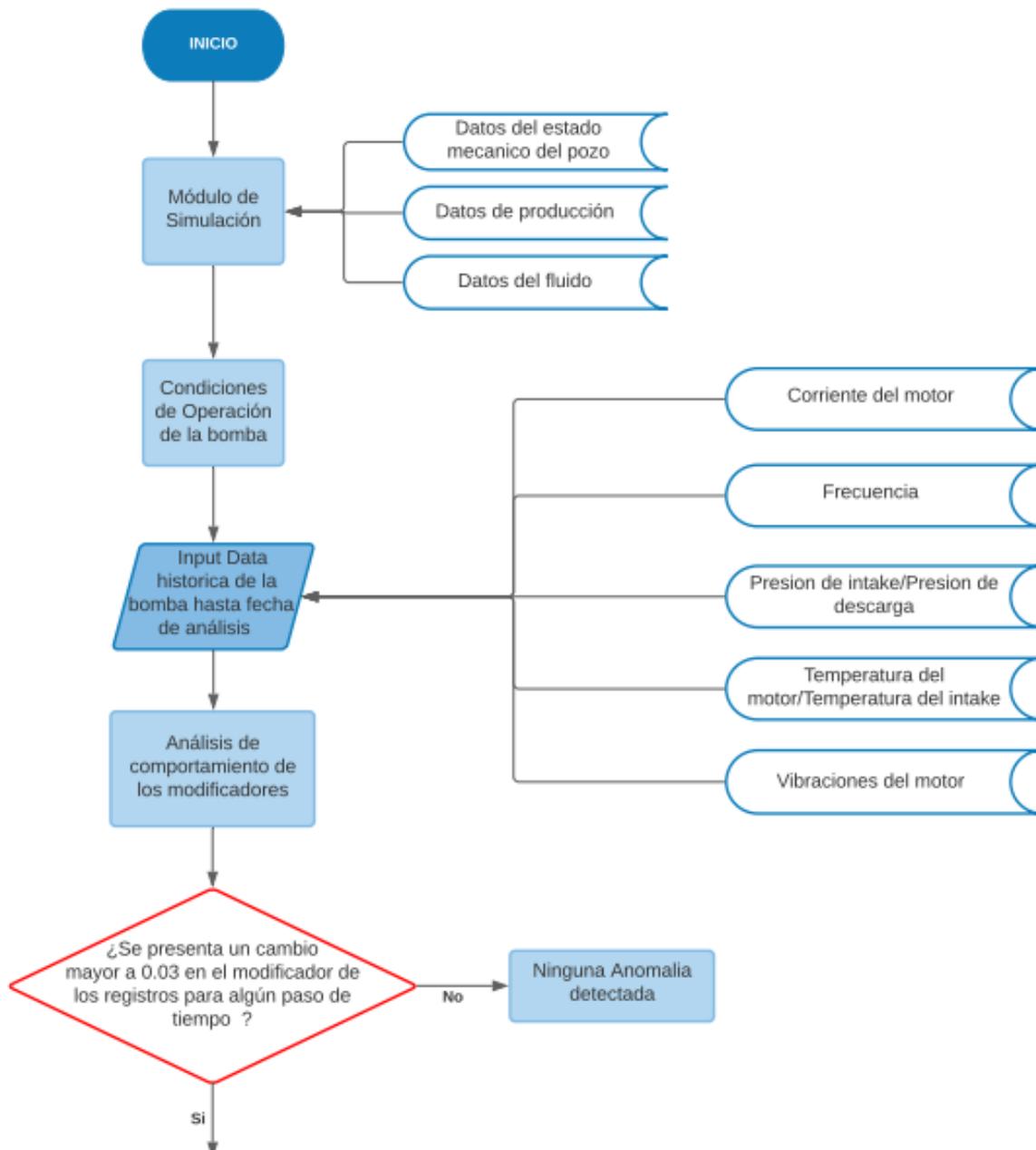
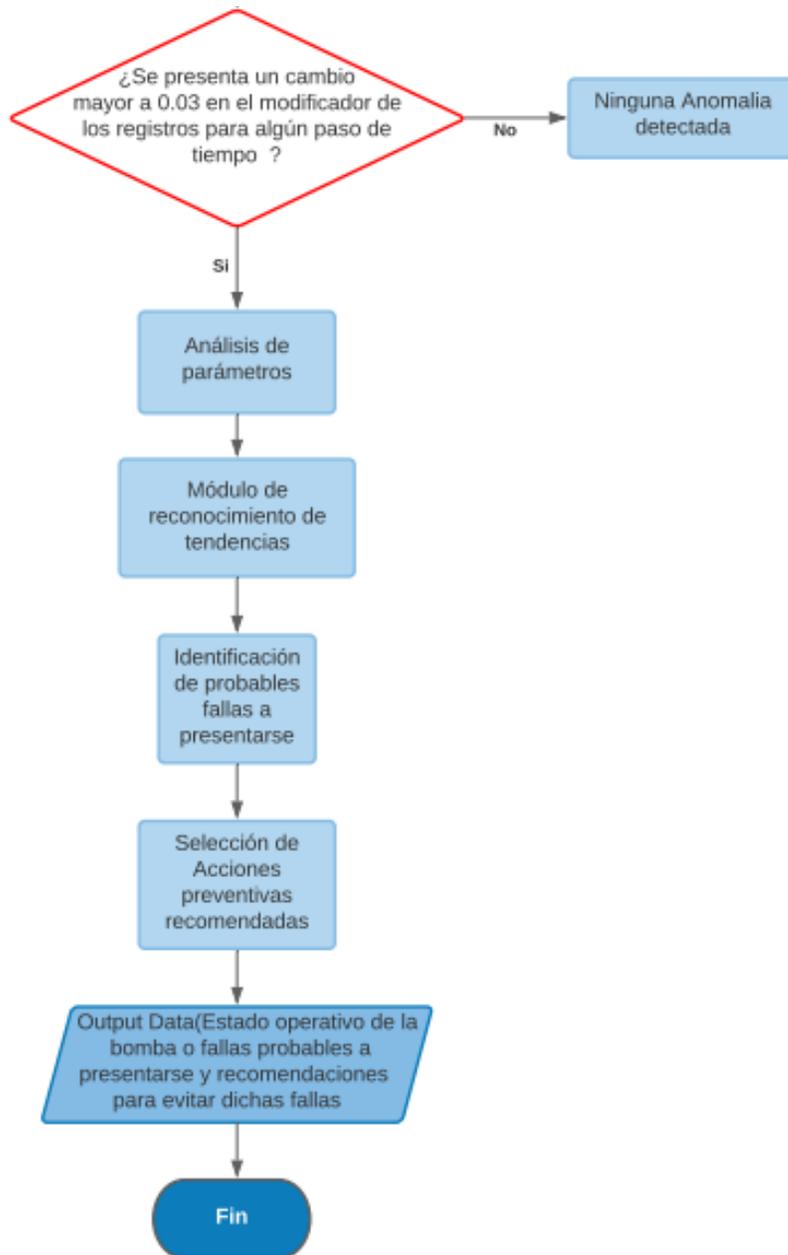


Figura 11. *Continuación*



Nota: En la figura se muestra el diagrama de flujo correspondiente al algoritmo base

2.3.1. Simulador de la bomba electrosumergible

En este apartado se abordan los modelos matemáticos implementados que permiten simular el comportamiento de una bomba electrosumergible dadas unas condiciones específicas relacionadas con los datos estipulados en la **tabla 2**.

En primera instancia se determina la gravedad específica del fluido utilizando la ecuación mostrada a continuación.

$$CSG = \left(\gamma_w * \frac{WC}{100} \right) + \left(\gamma_o * \left(1 - \frac{WC}{100} \right) \right)$$

Posteriormente se procede a corregir la presión de reservorio dada la profundidad de referencia (Datum), siempre y cuando esta última y la profundidad de los perforados tengan un valor distinto, para esto se debe considerar que, si el Datum se encuentra por debajo de la profundidad de los perforados se emplea la siguiente ecuación.

$$Prc = Pr + (Dp - Datum) * 0,433 * CSG$$

En el caso contrario, donde el Datum de referencia sea tomado por encima de la profundidad a la que se encuentran los perforados entonces la ecuación a emplear sería la siguiente.

$$Prc = Pr - (Datum - Dp) * 0,433 * CSG$$

Seguidamente es posible determinar el caudal y el caudal máximo teniendo en cuenta el índice de productividad del pozo, como se muestra a continuación.

$$Q = IP * (Prc - Pwf)$$

$$Q_{max} = IP * Prc$$

2.3.1.a. Cálculos asociados al gas: La presencia de gas en las bombas genera un impacto negativo sobre su desempeño, cuando el gas permanece en solución el funcionamiento de la bomba se ajusta en gran medida a lo esperado, sin embargo, cuando se tiene gas libre con una proporción mayor a 10-15%, se hace necesario el empleo de un separador de gas en las operaciones para garantizar un desempeño adecuado de la bomba.

Para la selección de la bomba y el separador es importante determinar el efecto del gas en el volumen del fluido, si estos valores no están disponibles se deben calcular, por medio de la ecuación mostrada a continuación se puede calcular la relación gas/petróleo.

$$R_s = \gamma_g \left(\frac{P_b}{18} * \frac{10^{0.0125 * API}}{10^{0.00091 * T(F)}} \right)^{1.2048}$$

Para el cálculo de las condiciones de Intake se cambia la presión de entrada de la bomba (PIP) por la presión de burbuja (Pb)

Para el cálculo del factor volumétrico del gas se utiliza la ecuación de la parte inferior.

$$B_g = 5.04 \left(\frac{ZT}{P} \right)$$

Empleando la siguiente ecuación es posible calcular el factor volumétrico del petróleo

$$B_o = 0.972 + 0.000147F^{1.175}$$

Donde

$$F = R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25T$$

Una vez determinadas las variables anteriores, es posible calcular el volumen total de gas y seguidamente se determina el gas en solución en el intake de la bomba empleando las siguientes ecuaciones respectivamente.

$$TG = \frac{\left(Q * \left(1 - \left(\frac{WC}{100}\right)\right) * GOR\right)}{1000}$$

$$GS = \frac{\left(Q * \left(1 - \left(\frac{WC}{100}\right)\right) * RS\right)}{1000}$$

En el caso donde la presión en el intake de la bomba sea menor que la presión de burbuja, la diferencia entre el volumen total de gas y el gas en solución representa el volumen de gas que se libera por el decrecimiento de la presión entre los dos puntos mencionados, como se muestra en la ecuación de la parte inferior.

$$FG = TG - Gas \text{ en solución}$$

En este punto es factible emplear las siguientes ecuaciones para calcular el volumen de aceite utilizando, volumen de gas, volumen de agua, volumen total y el porcentaje de gas libre en el intake de la bomba respectivamente.

$$V_o = \left(Q * \left(1 - \left(\frac{WC}{100}\right)\right) * Bo\right)$$

$$V_g = FG * B_g$$

$$V_w = Q_d * \frac{WC}{100}$$

$$V_t = V_o + V_g + V_w$$

$$PFG = \frac{V_g}{V_t} * 100$$

Para calcular la gravedad especifica compuesta, en primer lugar, se determina la masa total de fluidos producidos (TMPF) empleando la siguiente ecuación.

$$TMPF = \left(\left(Q * \left(1 - \left(\frac{WC}{100} \right) \right) * SG_o + Q * \left(\frac{WC}{100} \right) * SG_w \right) * 62.4 * 5.6126 + GOR * Q * \left(1 - \left(\frac{WC}{100} \right) \right) * SG_g * 0.0752 \right)$$

Una vez calculada la masa total de fluidos producidos, se calcula la gravedad específica compuesta (CSGI) por medio de la ecuación mostrada a continuación.

$$CSGI = \frac{TMPF}{V_t * 5.6146 * 62.4}$$

Para determinar la presión de intake es necesario evaluar la presión de burbuja, si dicha presión es mayor a la presión de entrada de la bomba libre de gas,

Antes de evaluar la presión de burbuja, se calculará el valor de la Pip bajo la presencia o ausencia de gas libre en la bomba, de manera que se contrasta cuantitativamente si la profundidad de la bomba es mayor a la de los perforados o viceversa, y así mismo se establecen los cálculos siguientes.

Si D_p es mayor o igual a D_{ps} :

$$PIP_g = P_{wf} - \left((D_p - D_{ps}) * \frac{CSGI}{0,433} \right)$$

$$PIP_{fg} = P_{wf} - \left((D_p - D_{ps}) * \frac{CSG}{0,433} \right)$$

En caso contrario, cuando D_p menor a D_{ps} :

$$PIP_g = P_{wf} + \left((D_p - D_{ps}) * \frac{CSGI}{0,433} \right)$$

$$PIP_{fg} = P_{wf} + \left((D_p - D_{ps}) * \frac{CSG}{0,433} \right)$$

Para el caso en el que la PIPfg sea menos a la presión de burbuja, entonces las PIP estará determinada por la expresión matemática correspondiente al cálculo de PIPg, para el caso contrario la PIP estará regida por la expresión correspondiente al cálculo PIPfg

2.3.1.b. Cálculo de la altura dinámica total: La altura dinámica total requerida para bombear la capacidad deseada, corresponde a los pies de líquido que se bombea y se calcula por medio de la ecuación de la parte inferior

$$TDH = H_d + F_t + P_d$$

Donde

H_d representa la distancia en pies entre el cabezal de pozo y el nivel de flujo dinámico a la capacidad de producción esperada. Esta variable se calcula mediante la siguiente ecuación.

$$H_d = \text{Profundidad de la bomba} - \left(\frac{PIP + 2.31 \text{ ft/psi}}{CSG} \right)$$

F_t representa las pérdidas por fricción en el tubing, esta variable toma en cuenta el factor de fricción y lo relaciona con la altura del tubing como se muestra en la ecuación de abajo.

$$F_t = 0,2083 \left(\frac{100}{C} \right)^{1.85} \frac{(Q * 0,029)^{1.85}}{ID^{4.87}} \left(\frac{Tlenght}{1000} \right)$$

El factor C corresponde al coeficiente de fricción de Hazen-Williams, siendo 94 para tuberías con más de 10 años de uso y 120 para tuberías nuevas (menores a 10 años). [3]

THP representa la altura que debe proporcionar la bomba al fluido para superar las pérdidas por fricción en las válvulas, accesorios y tuberías de superficie y se calcula por medio de la ecuación mostrada.

$$THP = \frac{WHP * 2.31 \text{ ft/psi}}{CSG}$$

Para la determinación de la cabeza por etapa del equipo se utiliza la ecuación mostrada en la parte inferior.

$$HS = \frac{TDH}{NS}$$

2.3.2. Módulo de análisis de tendencias e identificación de fallas.

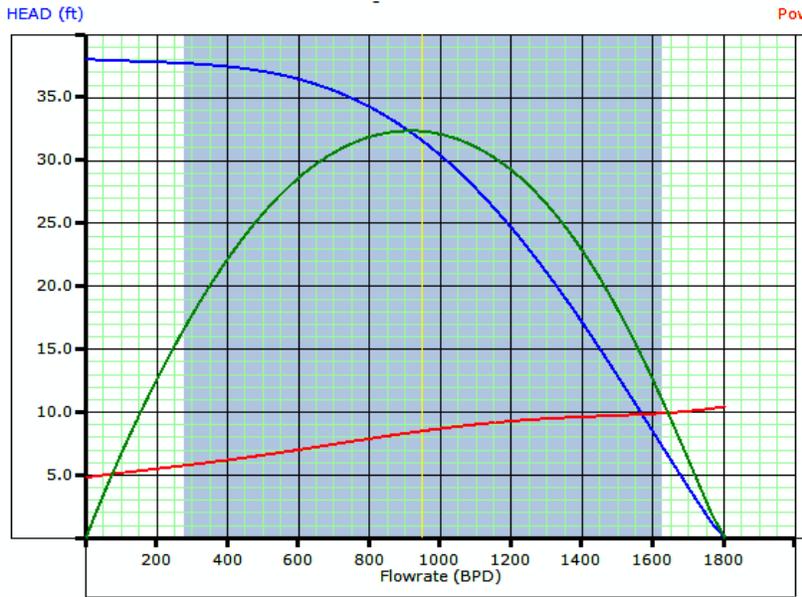
En primera instancia y en cumplimiento con el diagrama diseñado para la estructuración del algoritmo base en el que se sustenta el software, el usuario debe ingresar las diferentes variables que son requeridas por el módulo de simulación, las cuales están relacionadas con el estado mecánico del pozo, datos de producción y datos del fluido, adicionalmente el usuario debe cargar un archivo con la data requerida, la cual debe estar compilada en archivo de formato csv con el registro de los sensores dado un paso de tiempo uniforme para todas las variables desarrolladas e identificadas en el capítulo anterior, una vez suministrada esta información, se realizan los respectivos cálculos de simulación descritos en el apartado anterior, obteniendo como resultado, entre otras variables adicionales, la presión teórica de entrada de la bomba (PIP), dicha presión es comparada con la PIP leída por el sensor, la cual se encuentra en el archivo csv proporcionado, desde P0 hasta Pn con un paso de tiempo de t_{p+1} , esta comparación se realiza mediante una serie de ciclos los cuales se encargan de igualar estas dos presiones teniendo cierto grado de tolerancia establecido, para tal fin se altera el valor del índice de productividad (IP) proporcionado previamente.

A su vez, el simulador realiza el cálculo de la frecuencia teórica adecuada que debería tener el equipo para producir el caudal establecido teniendo en cuenta el valor de TDH calculado, empleando un ciclo iterativo que opera variando la frecuencia hasta que la cabeza por etapa a la frecuencia iterada corresponda a la estimada inicialmente por el simulador, lo anterior calculado mediante las curvas que relacionan el caudal con la cabeza para los tres tipos de bomba contemplados para el ejercicio académico, los cuales se muestran en las **figuras 12, 13 y 14**, posterior a esto, opera un ciclo desde Hz_0 hasta Hz_n iterando un modificador, el cual se encarga de variar la curva de desempeño de la bomba reproduciendo las condiciones reales de operación, dicha variación del modificador está dada por la diferencia entre la frecuencia teórica calculada

previamente y la frecuencia real de operación leída a través del sensor.

Figura 12.

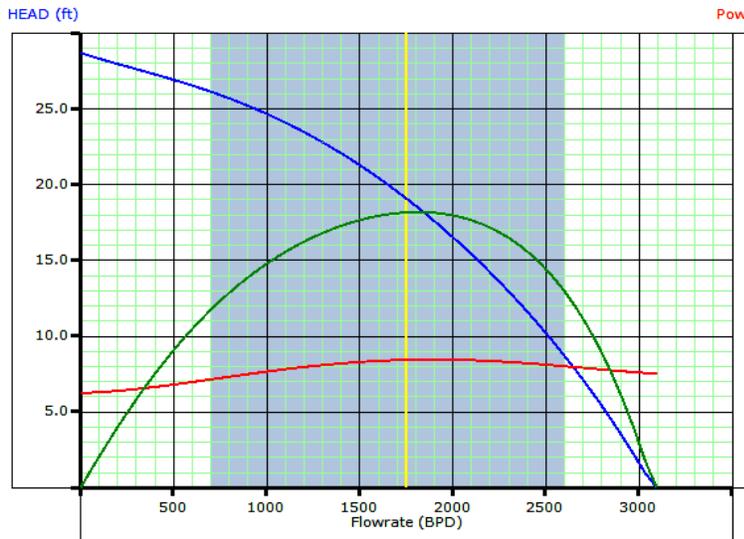
Gráfica Cabeza Vs Caudal para la bomba Tipo 1



Nota: En esta imagen se muestra la gráfica de cabeza vs caudal para la bomba Tipo 1. Cortesía de Baker Hughes.

Figura 13.

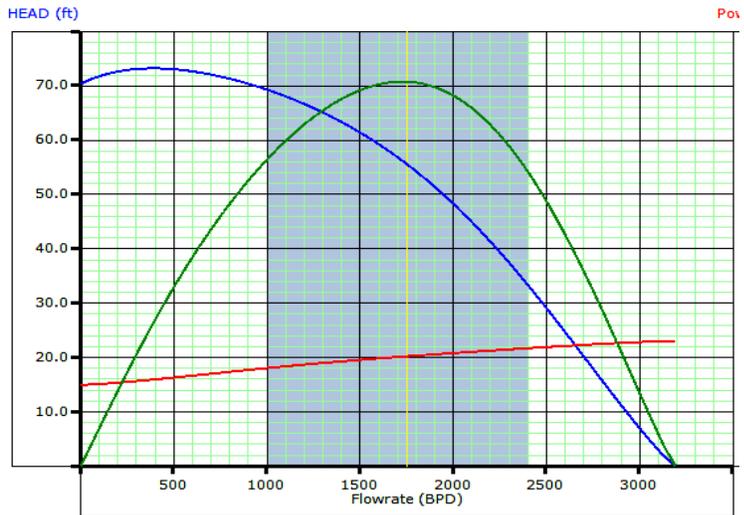
Gráfica Cabeza Vs Caudal para la bomba Tipo 2



Nota: En esta imagen se muestra la gráfica de cabeza vs caudal para la bomba Tipo 2. Cortesía de Baker Hughes.

Figura 14.

Gráfica Cabeza Vs Caudal para la bomba Tipo 3



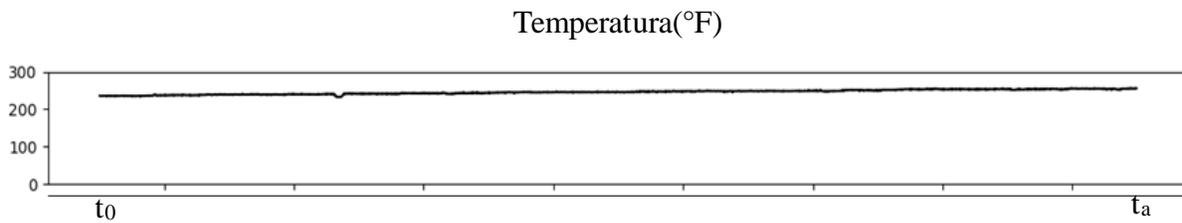
Nota: En esta imagen se muestra la gráfica de cabeza vs caudal para la bomba Tipo 2.

Finalmente, se realiza un análisis de estas dos variables (IP y modificador) evaluando si la variación del modificador es mayor a un 3% para cada paso de tiempo t_{x+1} , de manera tal que represente un indicio de la alteración en las condiciones operativas de la bomba, por ende, el software interpreta que pudiese existir la posibilidad de presentar alguna anomalía en la bomba que impide que la misma opere dentro de un estado normal o esperado.

Cuando el módulo de simulación detecte alguna anomalía para un tiempo t_a , se ejecuta el módulo de análisis de tendencias e identificación de fallas empleando el archivo en formato csv adjuntado por el usuario, el flujo de datos cargados entra al módulo para evaluar el cambio de las pendientes de las variables consideradas hasta el tiempo t proporcionado por el módulo de simulación como se muestra en las **figuras 15, 16, 17, 18 y 19**.

Figura 15.

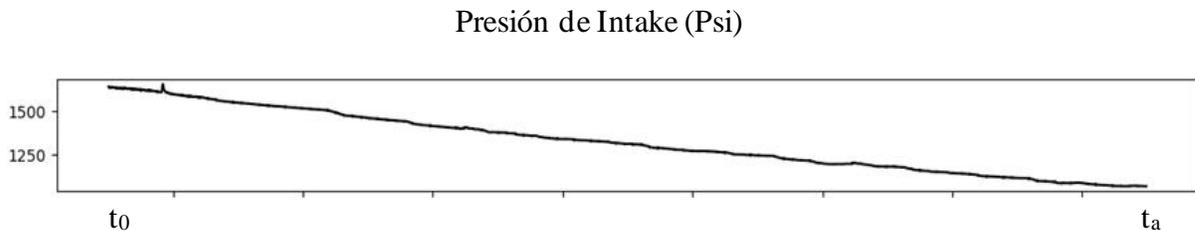
Gráfica conjunto de datos de temperatura vs tiempo desde t_0 hasta t_a



Nota: La figura anterior presenta la gráfica de la variable temperatura para el intervalo establecido desde t_0 hasta t_a

Figura 16.

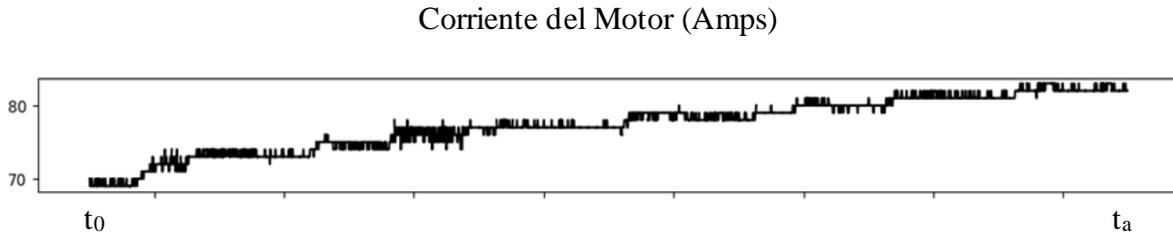
Gráfica conjunto de datos de presión de intake vs tiempo desde t_0 hasta t_a



Nota: La figura anterior presenta la gráfica de la variable presión de intake para el intervalo establecido desde t_0 hasta t_a

Figura 17.

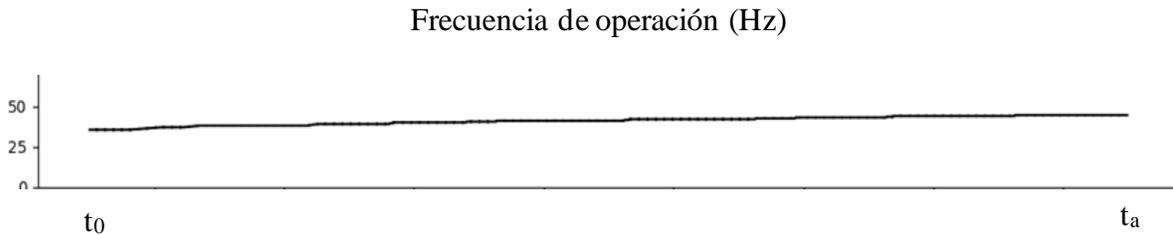
Gráfica conjunto de datos de corriente del motor vs tiempo desde t_0 hasta t_a



Nota: La figura anterior presenta la gráfica de la variable corriente del motor para el intervalo establecido desde t_0 hasta t_a

Figura 18.

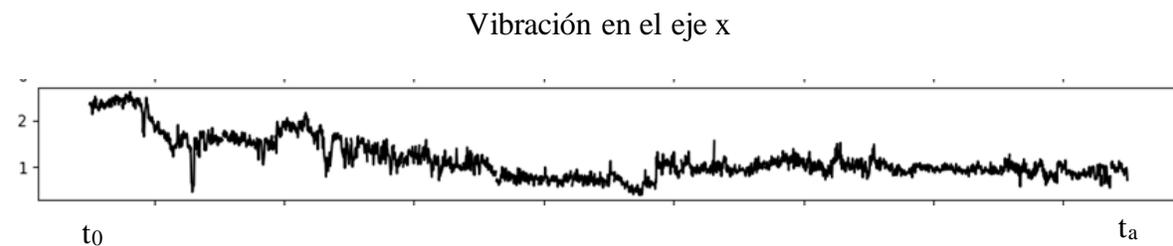
Gráfica conjunto de datos de frecuencia vs tiempo desde t_0 hasta t_a



Nota: La figura anterior presenta la gráfica de la variable frecuencia para el intervalo establecido desde t_0 hasta t_a

Figura 19.

Gráfica conjunto de datos de temperatura vs tiempo desde t_0 hasta t_a



Nota: La figura anterior presenta la gráfica de la variable vibraciones en el eje x para el intervalo establecido desde t_0 hasta t_a

Una vez, obtenido el intervalo a evaluar, el flujo de datos entra en el módulo de identificación de tendencias, el cual registra el cambio de pendiente de los datos para el paso de tiempo de registros desde t_0 hasta t_a para cada una de las variables (temperatura del motor, corriente del

motor, frecuencia , presión de intake y vibraciones en el motor), seguidamente los almacena en un espacio reservado en la memoria bajo la estructura de un array para, posteriormente calcular el promedio matemático de las pendientes registradas y determinar de esta manera la tendencia general de cada una de las variables objeto de estudio.

Determinado lo anterior, estos outputs son entregados a un módulo de identificación de fallas, el cual se basa en una estructura de condicionales anidados encargados de evaluar las tendencias almacenadas anteriormente para reconocer el comportamiento usual que sigue cada una de las variables teniendo en cuenta las fallas mencionadas en el apartado de identificación de tendencias, es así como el software almacena la probable falla a presentarse.

Finalmente, el output del módulo de análisis de tendencia e identificación de fallas entra a una estructura almacenada dentro de una memoria reservada en el software, la cual contiene las recomendaciones correspondientes a cada tipo de falla estudiada en el presente trabajo, con el fin de proporcionarle al usuario información de acciones preventivas para evitar el desarrollo de las fallas.

2.3.3. Interfaz Gráfica.

La interfaz gráfica del software se muestra a manera de aplicativo web muy sencillo y amigable, una vez se ingresa a la aplicación, la pantalla se muestra cómo se observa en la **figura 20**, en esta se observa el distintivo del software como pantalla de bienvenida.

En la parte izquierda se encuentra un botón que una vez oprimido despliega una barra lateral, en esta se encuentra una caja de selección como se muestra en la **figura 21**, en la cual el usuario debe seleccionar una opción de acuerdo a sus necesidades, en orden descendente se muestra la opción de *ESP Failure Prediction*, luego *About* y finalmente *Help*. Para fines prácticos se describe el apartado de *ESP Failure Prediction* en la parte final de esta sección.

Figura 20.

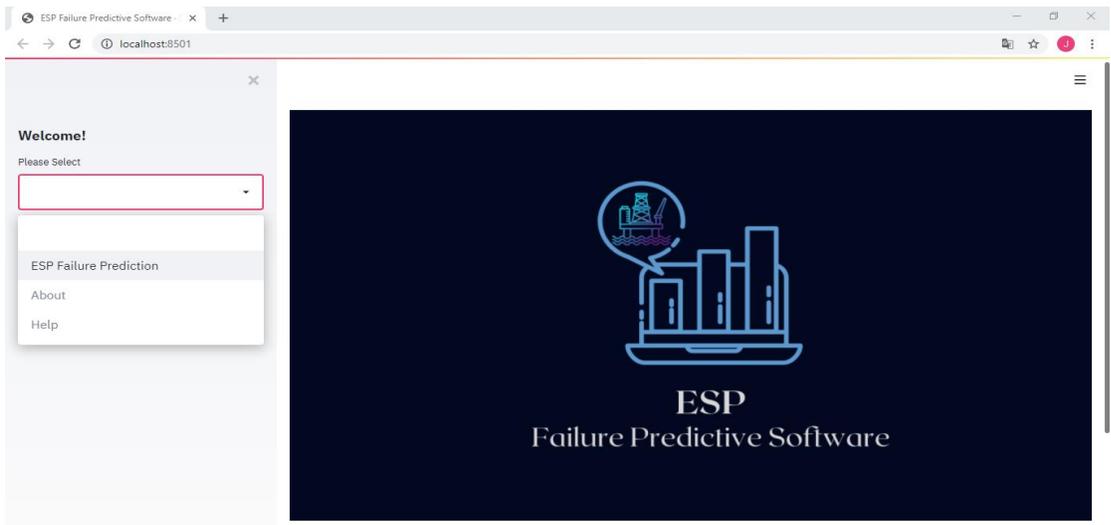
Screen de inicio del software



Nota: Esta figura muestra la pantalla de bienvenida del software.

Figura 21.

Screen con barra lateral y menú desplegable



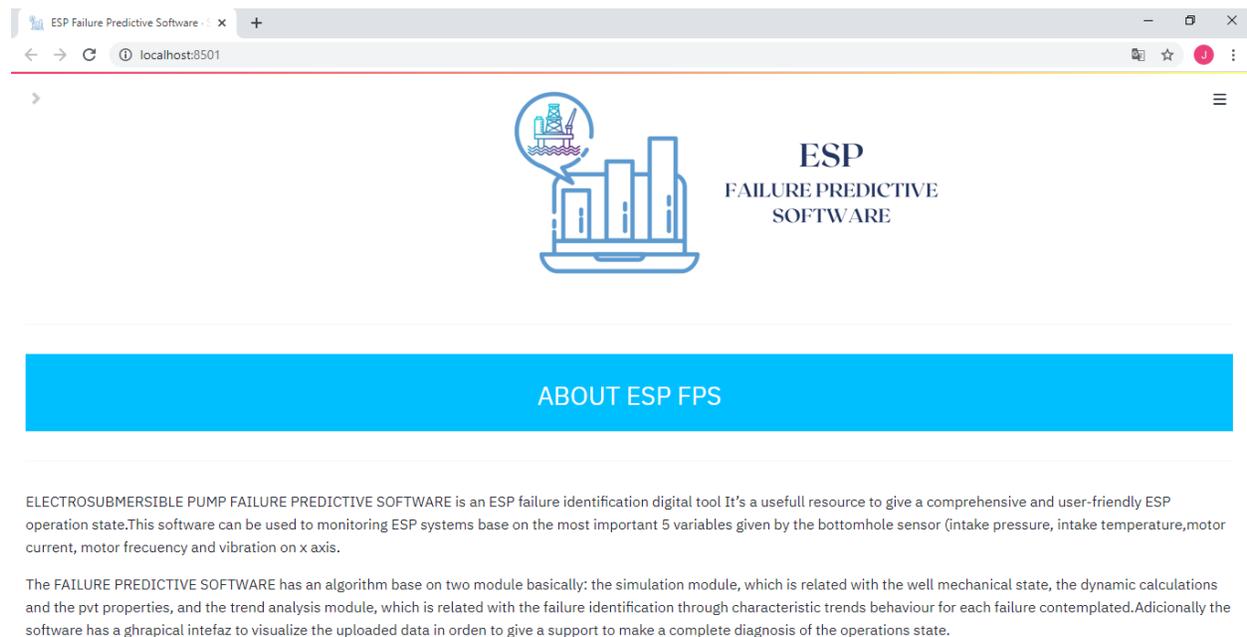
Nota: En la figura mostrada se observa la barra lateral con el menú desplegable

El apartado de *About* explica de una manera general la finalidad del software como se muestra en la **figura 22** y al seleccionar la opción *Help*, se muestra el paso a paso que debe seguir el usuario para lograr ejecutar el software de manera adecuada como se observa en la **figura 23**.

Ahora bien, al seleccionar la opción *ESP Failure Prediction* el usuario observa un panel de alimentación de datos como se observa en la **figura 24**, en estos recuadros de entrada numérica se deben ingresar los datos solicitados, los cuales están relacionados con el estado mecánico, datos de producción e información de fluidos, y adicional a esto, importar el archivo en formato csv que fue mencionado en el apartado anterior de este mismo capítulo.

Figura 22.

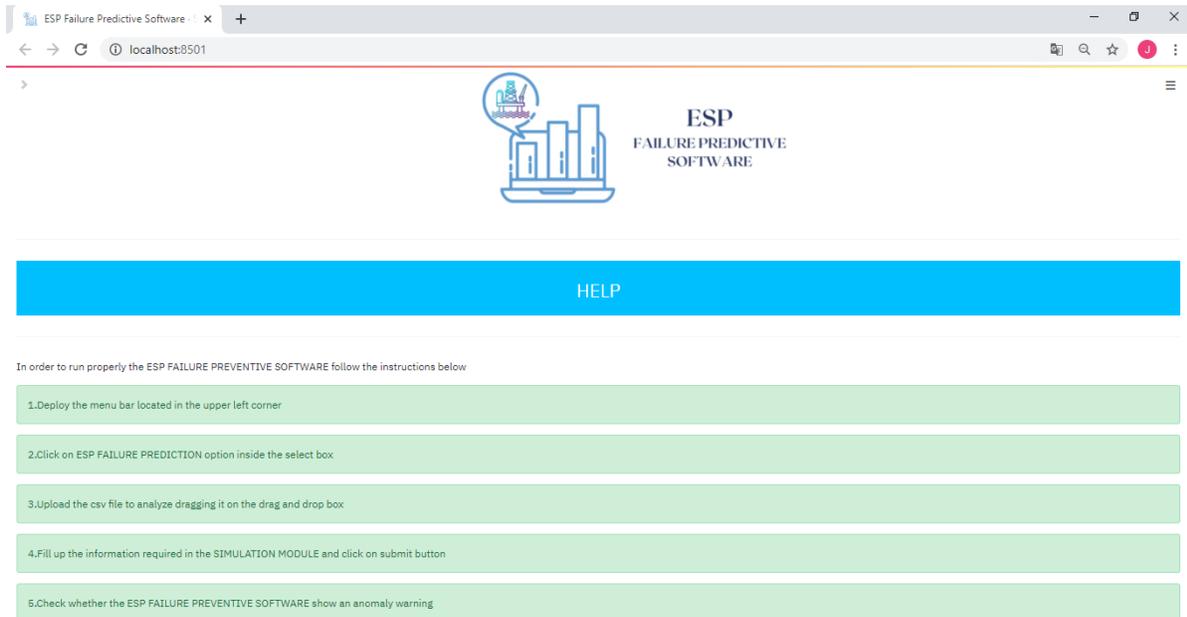
Screen con la opción About seleccionada



Nota: En esta imagen se muestra la información general de la finalidad del software

Figura 23.

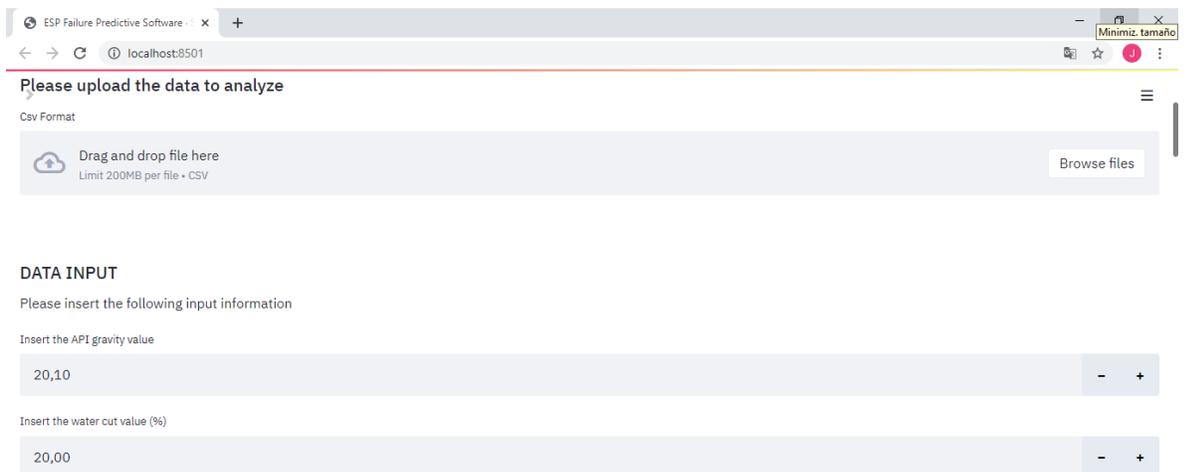
Screen con la opción Help seleccionada



Nota: En esta imagen se muestra un paso a paso para que el usuario haga uso del software de manera adecuada

Figura 24.

Screen con ESP Failure Prediction seleccionada y panel de alimentación



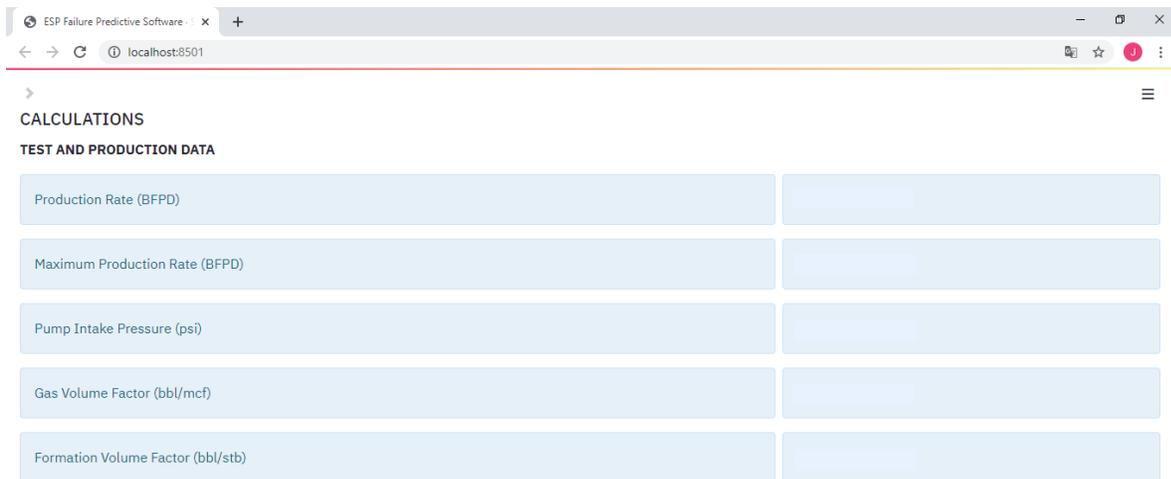
Nota: Esta imagen presenta el panel de alimentación una vez oprimida la opción ESP Failure Prediction.

Una vez completada esta información se oprime el botón *Submit* y es en este punto cuando el software empieza a realizar el procedimiento anteriormente descrito, en primer lugar, el software proporciona los resultados de la simulación como se muestra en la **figura 25**, después se visualiza en pantalla, si es el caso, una alerta de anomalía, detectada basándose en los ciclos descritos en el apartado previo, como se expone en la **figura 26**, una vez detectada la anomalía, el software imprime una previsualización de los datos del sensor los cuales fueron proporcionados por el usuario como se observa en la **figura 27**, en esta pre visualización se observan solamente las variables consideradas en el presente trabajo, tales como Frecuencia, Corriente, Temperatura del motor, Presión de Intake y Vibraciones en el eje x, para esto, mediante una serie de instrucciones consignadas dentro del código de programación se eliminaron las variables ajenas al objetivo final.

Posteriormente se observa el gráfico de las variables mencionadas para el intervalo de tiempo desde t_0 hasta t_a establecido por el software como se puede ver en la **figura 28**, con base a esto, el software realiza los demás cálculos ya mencionados, para finalmente mostrar la alerta que corresponda a la información suministrada, junto con las respectivas recomendaciones de acciones preventivas teniendo en cuenta el tipo de falla identificada, esto se puede ver en la **figura 29**.

Figura 25.

Sección de resultados proporcionados por el módulo de simulación

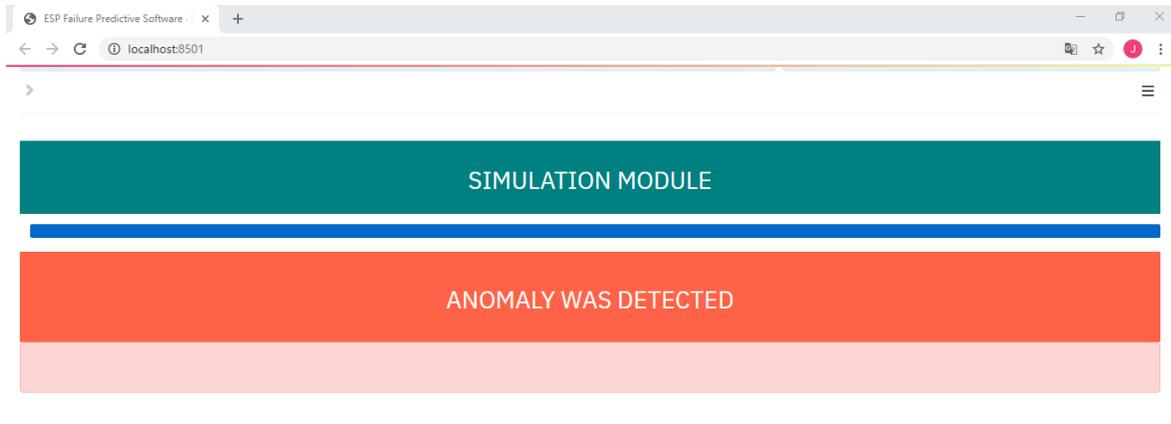


CALCULATIONS	
TEST AND PRODUCTION DATA	
Production Rate (BFPD)	
Maximum Production Rate (BFPD)	
Pump Intake Pressure (psi)	
Gas Volume Factor (bbl/mcf)	
Formation Volume Factor (bbl/stb)	

Nota: En esta imagen se pueden observar los resultados proporcionados por el módulo de simulación.

Figura 26.

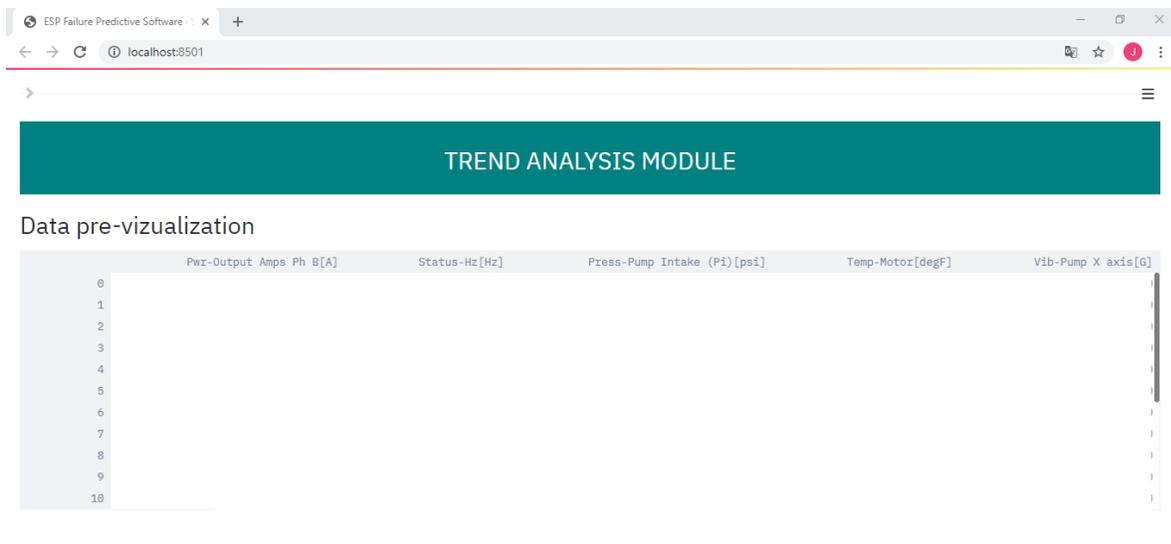
Panel de alerta de anomalía



Nota: Esta imagen presenta el panel de alerta de anomalía detectada para la información proporcionada

Figura 27.

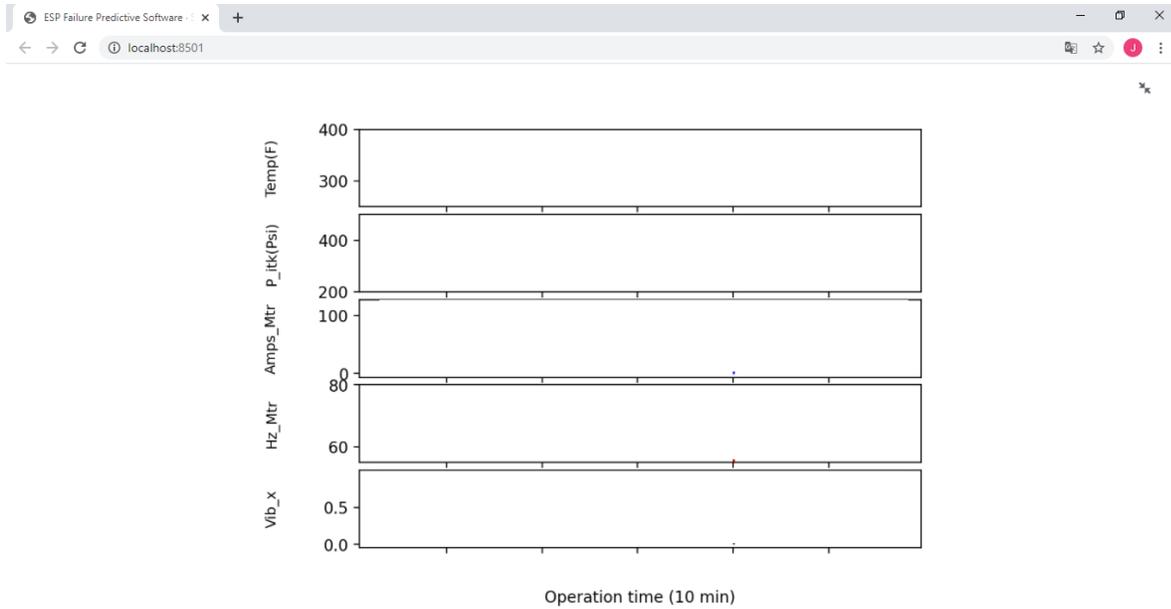
Pre visualización de la data ingresada



Nota: En esta imagen se muestra la previsualización de los datos ingresados.

Figura 28.

Gráfica de variables para el intervalo desde t_0 hasta t_a



Nota: La imagen mostrada corresponde a la pre visualización.

Figura 29.

Panel de alerta del tipo de falla identificada y recomendaciones



Nota: Esta imagen presenta el panel de alerta de la posible falla y sus recomendaciones.

2.4. Evaluación del software

Para el desarrollo de la etapa de evaluación del software, en primer lugar, se realizó una calibración del módulo de simulación para evaluar su correcto desempeño, para tal fin se llevó a cabo una comparación de los resultados obtenidos por el mismo y los resultados proporcionados por el simulador oficial de la compañía Baker Hughes, Autograph. Para tal fin, la información alimentada para las dos herramientas corresponde a datos relacionados con la producción, con fluidos y con el estado mecánico proporcionada por el equipo de Artificial Lift de la compañía para el pozo X, tal como se muestra en la **Tabla 4**

Tabla 4:

Valores Input Módulo de Simulación Pozo X

Valores Input Pozo X		
API	°	18,4
WC	%	78
GOR	scf/stb	45,42
SG agua	-	1,05
SG gas	-	0,65
Z	-	0,85
Pb	psi	14,7
Pr	psi	3834
Pwf	psi	1134
BHT	°F	251
IP	bpd/psi	0,47
Prof. Perforados	ft	12668
Prof. Bomba	ft	10754,6
Prof. Datum	ft	12172
C	-	94
ID	in	2,992
THP	psi	96
Tipo bomba	-	Tipo 3

Tabla 4. Continuación

# Etapas	-	224
----------	---	-----

Nota: Esta tabla presenta los datos requeridos para realizar la simulación para el Pozo X.

A partir de la información presentada previamente, se alimenta el módulo de simulación para, posteriormente realizar la correspondiente comparación de los resultados y evaluar el grado de certeza que presenta el módulo, dicha evaluación se puede encontrar en el capítulo siguiente.

Del mismo modo, la evaluación del módulo de análisis de tendencias e identificación de fallas, se lleva a cabo mediante la comparación de los resultados arrojados por el software desarrollado con información histórica de los pozos W, X y Y, en los cuales se haya presentado algún evento de fallo y del cual se tenga registro.

Para tal fin, en primer lugar, se debe completar la información del módulo de simulación solicitada de la misma manera como se realizó en el proceso de calibración, para este caso se considera la información para los pozos mencionados anteriormente, siendo la **Tabla 5**, expuesta a continuación, correspondiente al Pozo W y la **Tabla 6** para el Pozo Y. En cuanto al Pozo X, la información empleada corresponde a la expuesta previamente en la **Tabla 4**.

Tabla 5.

Valores Input Módulo de Simulación Pozo W

Valores Input Pozo W		
API	°	17,1
WC	%	7,252
GOR	scf/stb	1564
SG agua	-	1,007
SG gas	-	0,728
Z	-	0,85
Pb	psi	1228
Pr	psi	1454
Pwf	psi	1221
BHT	°F	185
IP	bpd/psi	1,237

Tabla 5. Continuación

Prof. Perforados	ft	8149
Prof. Bomba	ft	7102
Prof. Datum	ft	7641
C	-	94
ID	in	2,992
THP	psi	90
Tipo bomba	-	Tipo 3
# Etapas	-	218

Nota: La tabla mostrada presenta los datos requeridos para realizar la simulación para el Pozo W.

Tabla 6.

Valores Input Módulo de Simulación Pozo Y

Valores Input Pozo Y		
API	°	28
WC	%	21,6
GOR	scf/stb	10,5
SG agua	-	1,02
SG gas	-	0,65
Z	-	0,85
Pb	psi	113,8
Pr	psi	619
Pwf	psi	311,4
BHT	°F	178
IP	bpd/psi	0,79
Prof. Perforados	ft	8856
Prof. Bomba	ft	8375
Prof. Datum	ft	8856
C	-	94

Tabla 6. *Continuación*

ID	in	2,992
THP	psi	180
Tipo bomba	-	Tipo 2
# Etapas	-	268

Nota: La tabla mostrada presenta los datos requeridos para realizar la simulación para el Pozo Y.

Considerando la información presentada en las tablas anteriores, se alimenta el software en el módulo de simulación, sumado a esto se adjunta el archivo en formato csv con la data histórica de las variables consideradas mencionado en el apartado anterior, con el fin de evaluar el comportamiento que presenta el software para la detección de posibles fallas a presentarse, dichos resultados se encuentran en el capítulo siguiente.

2.5. Implementación

En cuanto a la implementación del software se realiza en dos pozos V y Z, a cargo de la compañía Baker Hughes, cuya información es proporcionados por la misma, en donde se realiza la evaluación de manera similar a la desarrollada para la evaluación de desempeño del software *ESP Failure Predictive Software*, con el fin de determinar el comportamiento de las variables en la última semana del mes de octubre del año en curso.

Para lo anterior, se debe completar nuevamente la información necesaria para el módulo de simulación para los Pozos V y Z, consignada en las **Tablas 7 y 8** respectivamente, encontradas en la parte inferior.

Tabla 7.

Valores Input Módulo de Simulación Pozo V

Valores Input Pozo V		
API	°	20,1
WC	%	20
GOR	scf/stb	175,3

Tabla 7. Continuación

SG agua	-	5
SG gas	-	0,752
Z	-	0,85
Pb	psi	1149
Pr	psi	1962
Pwf	psi	1116
BHT	°F	153
IP	bpd/psi	0,546
Prof. Perforados	ft	7979
Prof. Bomba	ft	7300
Prof. Datum	ft	7979
C	-	94
ID	in	2,992
THP	psi	52
Tipo bomba	-	Tipo 1
# Etapas	-	333

Nota: La tabla mostrada presenta los datos requeridos para realizar la simulación para el Pozo V.

Tabla 8.

Valores Input Módulo de Simulación Pozo Z

Valores Input Pozo Z		
API	°	36
WC	%	76
GOR	scf/stb	2360

Tabla 8. Continuación

SG agua	-	1,05
SG gas	-	0,79
Z	-	0,85
Pb	psi	3184
Pr	psi	2043
Pwf	psi	1223
BHT	°F	240
IP	bpd/psi	0,245
Prof. Perforados	ft	12014
Prof. Bomba	ft	11029
Prof. Datum	ft	11009
C	-	94
ID	in	2,992
THP	psi	195
Tipo bomba	-	Tipo 1
# Etapas	-	270

Nota: La tabla mostrada presenta los datos requeridos para realizar la simulación para el Pozo Z.

Basados en la información provista en las tablas anteriores, se sigue el procedimiento de manera similar para obtener los resultados de la respectiva implementación, dichos resultados se encuentran en el apartado tres del siguiente capítulo.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

A través de este capítulo se presentan los resultado y análisis de resultados obtenidos durante la evaluación del software para los pozos objeto de estudio, con el fin de evaluar el desempeño del mismo enfrentando diferentes escenarios de operación. A partir del funcionamiento del software ESP FPS y lo planteado en las etapas anteriores, este capítulo se encuentra dividido en tres secciones así, resultados de la calibración del módulo de simulación, resultados del funcionamiento general del software y resultados de la implementación del mismo, las cuales son descritas a continuación.

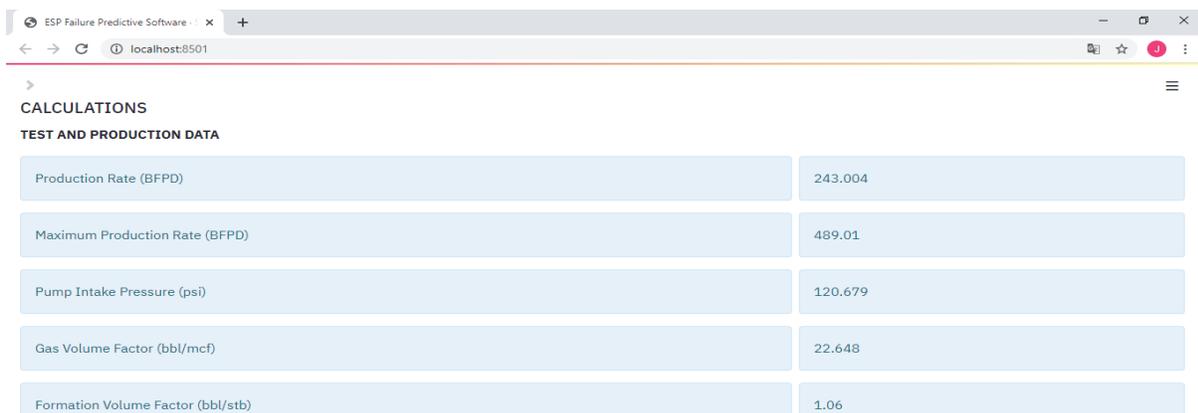
3.1. Resultados de la Calibración del Módulo de Simulación

Para llevar a cabo la calibración del módulo de simulación, en el panel de alimentación de información mostrado en el apartado de Interfaz Gráfica del capítulo previo, se proporcionaron los datos de entrada del Pozo X expuestos previamente en la **Tabla 4**, los cuales son relevantes para realizar los correspondientes cálculos de simulación. Una vez completada esta información, el software desarrollado mostró los resultados expuestos en la **figura 30**.

Por otro lado, se realizó el mismo procedimiento en el simulador utilizado por Baker Hughes (Autograph) con la misma información de entrada presentada en la **Tabla 4**, obteniendo como resultado lo expuesto en la **figura 31**.

Figura 30.

Resultados del módulo de simulación para el Pozo X

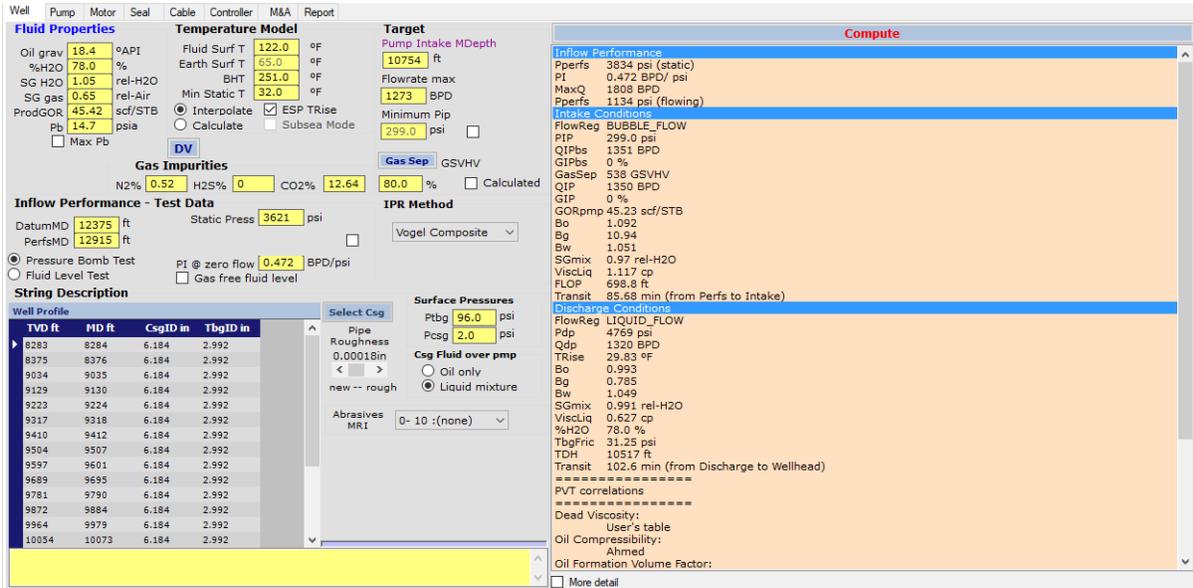


CALCULATIONS	
TEST AND PRODUCTION DATA	
Production Rate (BFPD)	243.004
Maximum Production Rate (BFPD)	489.01
Pump Intake Pressure (psi)	120.679
Gas Volume Factor (bbl/mcf)	22.648
Formation Volume Factor (bbl/stb)	1.06

Nota: Esta figura muestra una porción de los resultados proporcionados por el módulo de simulación para el Pozo X.

Figura 31.

Resultados del simulador Autograph para el Pozo X



Nota: La figura anterior muestra los resultados de la simulación del Pozo X utilizando Autograph, cortesía de Baker Hughes.

Posterior a esto, se recopilaron seis variables output de los simuladores con el fin de evaluar el porcentaje de error para cada una de ellas, junto con el porcentaje de error promedio, tal como se muestra en la **Tabla 9**. A partir de la ecuación expuesta a continuación se realizó el cálculo del porcentaje de error.

$$\% \text{ Error} = \frac{|\text{Valor aproximado} - \text{Valor exacto}|}{\text{Valor exacto}} * 100$$

Tabla 9.*Resultados calibración módulo de simulación*

Resultados calibración módulo de simulación			
Variables	Autograph	FPS Simulator	Error
Q	1273	1378,475	8,29%
Qmax	1808	1913,7	5,85%
PIP	299	283,393	5,22%
Bg	10,94	10,748	1,76%
Bo	1,092	1,098	0,55%
TDH	10517	10344,309	1,64%
Error promedio			3,88%

Nota: Esta tabla presenta los resultados de la calibración realizada para el módulo de simulación.

En la **Tabla 9** se puede observar que las variable con mayor porcentaje de error fueron caudal (Q), Caudal Máximo (Qmax) y presión de Intake (PIP), esto se debe a que en la alimentación de datos se presentan algunas variaciones en las variables involucradas de un simulador con respecto al otro, adicionalmente en el simulador Autograph se tiene a disposición una variedad de correlaciones cuya elección está sujeta a las condiciones evaluadas, a su vez, para el cálculo del factor de fricción se utilizan correlaciones desarrolladas por la compañía, las cuales representan en mayor medida la realidad en comparación con las ecuaciones de Hazen-Williams, así mismo, para el cálculo de la curva que relaciona cabeza vs caudal se emplean ecuaciones polinómicas de grado cinco desarrolladas mediante pruebas de laboratorio para el simulador Autograph, dichas ecuaciones representan un activo importante y confidencial para la compañía de manera que para los fines del presente trabajo se correlacionaron indirectamente, sin embargo, una variable importante para el funcionamiento posterior del software es la *Total Dynamic Head* (TDH), la cual presentó un porcentaje de error de 1,64%, un valor bastante aceptable para un simulador como el desarrollado. En último lugar se tiene un porcentaje de error promedio de 3,88%, representando así un desempeño óptimo de este módulo inicial.

3.2. Resultados de la Evaluación de desempeño del software

Una vez concluida la calibración del simulador, se procede a realizar la evaluación de desempeño del software para los Pozos W, X y Y, los cuales, como fue mencionado anteriormente, contaban con ciertas características que los convertían en candidatos para dicha evaluación que se desarrolla a continuación.

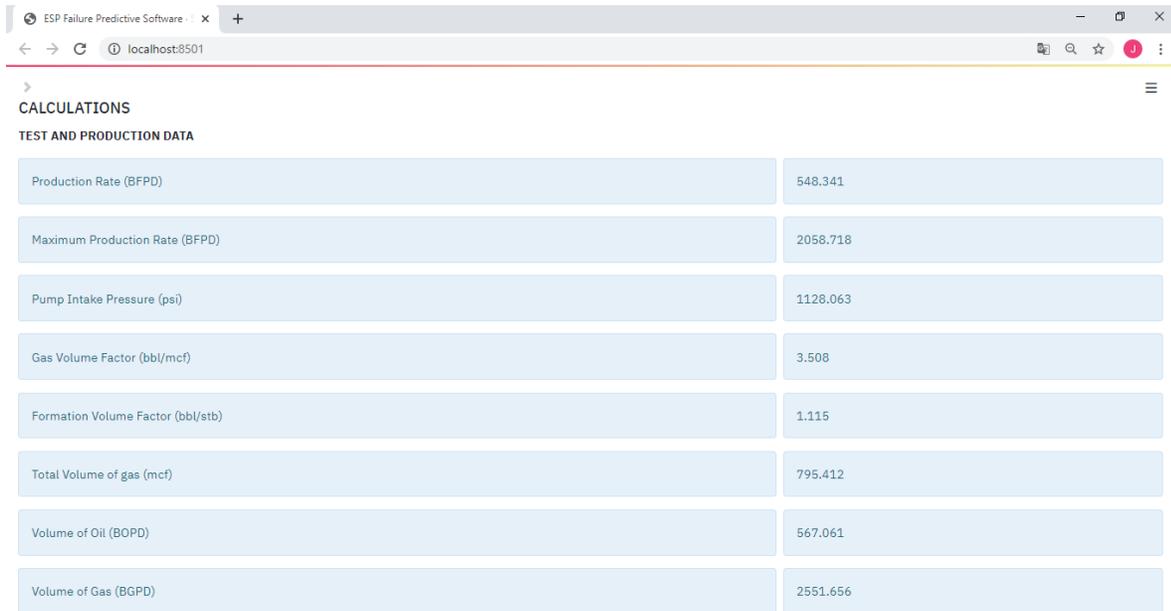
3.2.1. Pozo W

El Pozo W fue seleccionado para la evaluación de desempeño del software debido a que, como se pudo observar en la sección selección de variables e identificación de tendencias en el capítulo inmediatamente anterior, presenta alteraciones de sus parámetros poco características de un comportamiento normal en el equipo a través del tiempo, lo cual para conseguir los objetivos del presente trabajo figura como un buen candidato, para realizar esta evaluación, en el módulo de simulación se alimentaron los datos presentados en la **Tabla 5**, la cual se puede encontrar en el capítulo anterior, este procedimiento se realizó de la misma manera expuesta para realizar la calibración de este módulo, obteniendo como resultado lo expuesto en la **figura 32**.

Posteriormente, siguiendo el flujo de trabajo del software, se presenta la alerta de anomalía debido a que este pozo experimentó un comportamiento poco común en cierto t_a tal como se observa en la **figura 33**, seguido a esto se muestra la previsualización de los datos correspondientes a este pozo y el gráfico de las variables para el intervalo determinado, como se muestra en las **figuras 34 y 35**, para finalmente imprimir una alerta con el tipo de posible falla a presentarse y las respectivas recomendaciones teniendo en cuenta el comportamiento característico de las variables descrito en el capítulo anterior, como se muestra en la **figura 36**,

Figura 32.

Resultados del módulo de simulación para el Pozo W

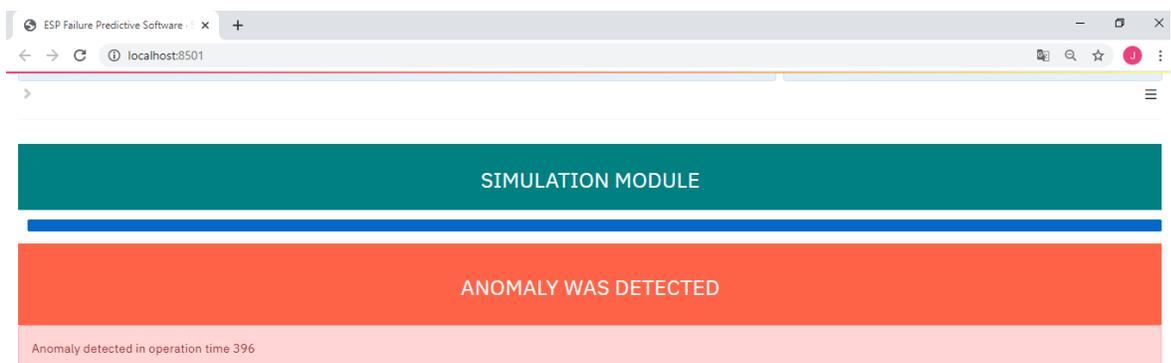


Parameter	Value
Production Rate (BFPD)	548.341
Maximum Production Rate (BFPD)	2058.718
Pump Intake Pressure (psi)	1128.063
Gas Volume Factor (bbl/mcf)	3.508
Formation Volume Factor (bbl/stb)	1.115
Total Volume of gas (mcf)	795.412
Volume of Oil (BOPD)	567.061
Volume of Gas (BOPD)	2551.656

Nota: Esta figura muestra una porción de los resultados proporcionados por el módulo de simulación para el Pozo W

Figura 33.

Panel de alerta de anomalía para el Pozo W

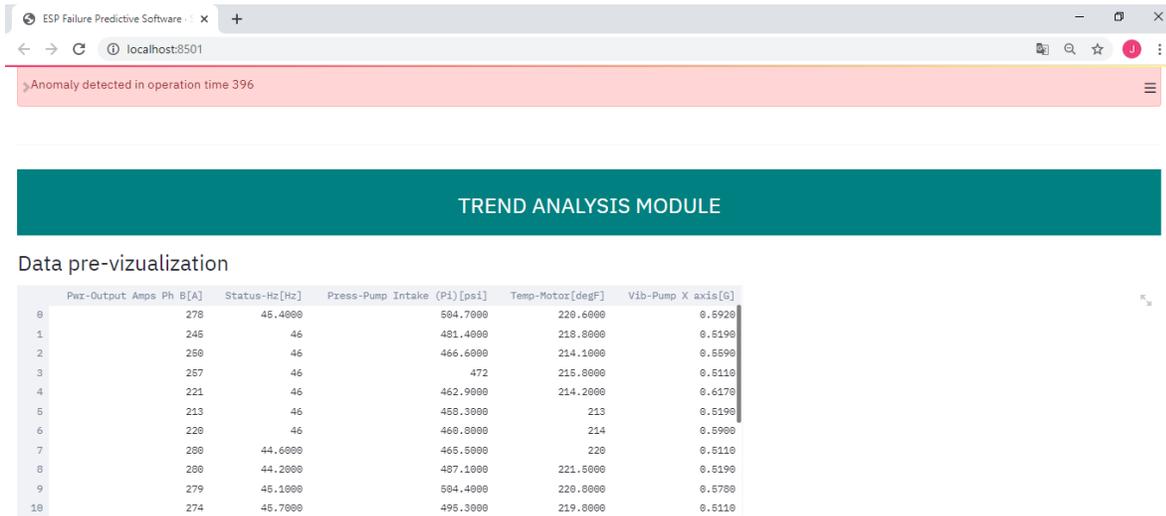


Nota: Esta imagen presenta el panel de alerta de anomalía detectada para la información proporcionada para el Pozo W.

De acuerdo a la **figura 33** mostrada anteriormente, el software detectó, por medio del módulo de simulación, una anomalía en el tiempo 396, a partir de esto el flujo de datos ingresa al módulo de análisis de tendencias e identificación de fallas para evaluar el comportamiento desde un tiempo 0 hasta el tiempo en cuestión.

Figura 34.

Pre visualización de la data ingresada para el Pozo W

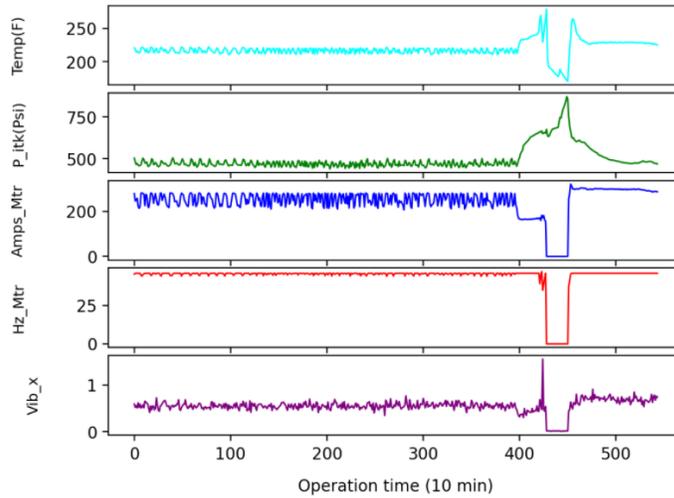


Nota: En esta imagen se muestra la previsualización de los datos ingresados para el Pozo W.

Como fue mencionado anteriormente, en la **Figura 34** se puede observar la distribución de las variables consideradas para un periodo de tiempo desde t_0 hasta el tiempo detectada por el módulo de simulación, seguidamente se observa el correspondiente gráfico de las variables para el mismo lapso mostrada en la **Figura 35**, el cual proporciona al usuario un soporte visual.

Figura 35.

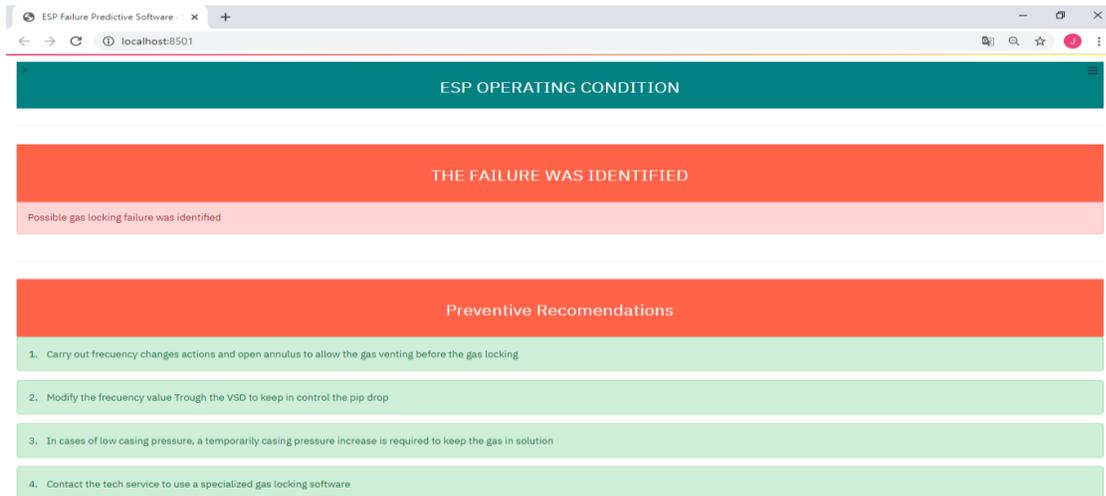
Gráfica de variables para el intervalo desde t_0 hasta t_a para el Pozo W



Nota: La imagen mostrada corresponde al gráfico de las variables para el Pozo W.

Figura 36.

Panel de alerta del tipo de falla identificada y recomendaciones para el Pozo W



Nota: Esta imagen presenta el panel de alerta de la posible falla identificada para el Pozo W con las correspondientes recomendaciones.

De acuerdo a la **figura 36**, se detectó que la posible falla a presentarse corresponde a un bloqueo por gas, de esta manera se procedió a revisar el reporte de paradas realizado por la compañía encontrando que efectivamente se registró este evento, reportando alta temperatura en el motor, disminución en la corriente obligando a realizar maniobras para garantizar la integridad del equipo como se muestra en la **Tabla 10**. Adicional a esto, en la **figura 36** se presentan las recomendaciones sugeridas para evitar el desarrollo de la posible falla detectada.

Tabla 10.

Reporte de evento asociado a un bloque por gas

Fecha	Hora	Evento	Descripción	Comentarios
31/03/2019	11:01	PARADA	Parada Manual - Otro	Se inicia el equipo @11:01 a 44 Hz, llegando a corrientes de hasta 330 Amps, sin tener incremento en THP. Estas condiciones indicarían bloqueo en el equipo ESP o degradación significativa del equipo. Se planea la inyección de Diesel por TBG (por gravedad) con el fin de remover el bloqueo e intentar nuevo arranque.

Nota: Reporte de evento asociado a un bloqueo en el Pozo W, cortesía de Baker Hughes.

Sumado a lo anterior, por medio de la gráfica presentada en la **figura 35** proporcionada por el software, se puede realizar un análisis de las tendencias de las variables evaluadas, teniendo en cuenta lo citado en el capítulo anterior en el apartado de selección de variables e identificación de tendencias en el numeral 2.2.1 de la siguiente manera, inicialmente las variables presentan un comportamiento constante lo que indica que la bomba está operando a condiciones normales, posterior a esto se presenta una alteración en el comportamiento de las mismas evidenciando una caída en la corriente, aumento progresivo de la presión y la temperatura, finalizando con una disminución de las vibraciones en el eje x.

De esta manera se pudo concluir que, para este pozo, el software presentó un buen desempeño en cuanto a la detección de la posible falla que podría presentarse.

3.2.2. Pozo Y

La evaluación del Pozo Y se llevó a cabo con el mismo procedimiento descrito para el pozo anterior, los datos alimentados para el módulo de simulación fueron presentados previamente en la **Tabla 6**, a partir de la cual se obtuvieron los resultados del módulo de simulación expuestos en la **figura 37**.

Figura 37.

Resultados del módulo de simulación para el Pozo Y



TEST AND PRODUCTION DATA	
Production Rate (BFPD)	243.004
Maximum Production Rate (BFPD)	489.01
Pump Intake Pressure (psi)	120.679
Gas Volume Factor (bbl/mcf)	22.648
Formation Volume Factor (bbl/stb)	1.06
Total Volume of gas (mcf)	2.0
Volume of Oil (BOPD)	201.946

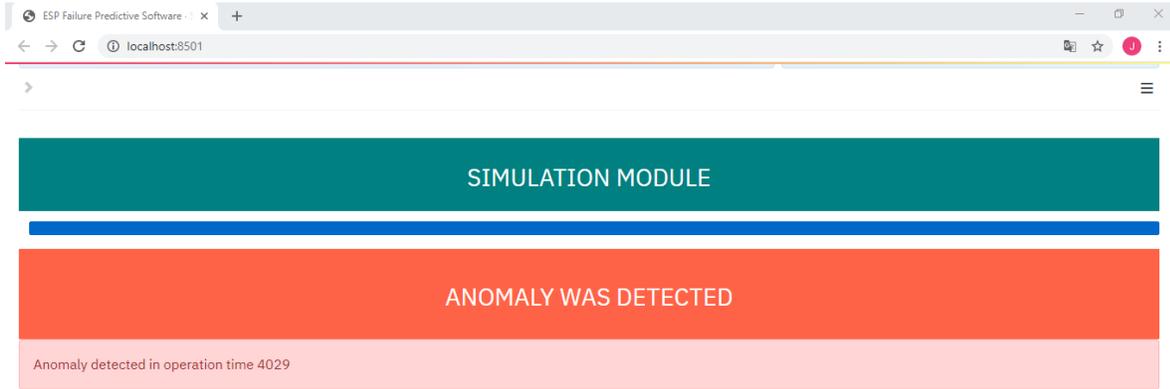
Nota: Esta figura muestra una porción de los resultados proporcionados por el módulo de simulación para el Pozo Y

Una vez obtenidos los resultados de la simulación se procede a determinar la presencia de anomalía de la manera descrita anteriormente, para posteriormente, mostrar la alerta respectiva como se ve en la **figura 38**, en la **figura 39** se observa la pre visualización de los datos para el periodo de tiempo desde t_0 hasta el tiempo detectado por el módulo de simulación, seguidamente el software muestra en pantalla el grafico correspondiente como se ve en la **figura 40** para el

mismo periodo de tiempo y finalmente muestra la alerta de la posible falla que puede presentarse con las acciones recomendadas para la prevención, como se expone en la **figura 41**.

Figura 38.

Panel de alerta de anomalía para el Pozo Y



Nota: Esta imagen presenta el panel de alerta de anomalía detectada para la información proporcionada para el Pozo Y.

Figura 39.

Pre visualización de la data ingresada para el Pozo Y

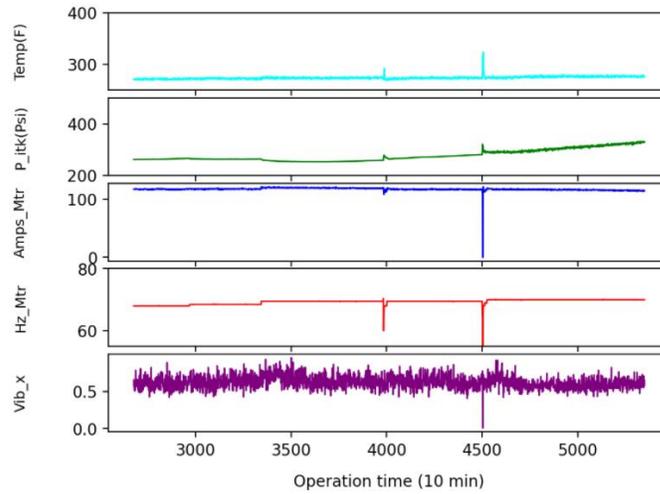
The screenshot shows a web browser window with the address bar set to localhost:8501. The main content area features a dark teal header with the text 'TREND ANALYSIS MODULE'. Below the header, the text 'Data pre-visualization' is displayed above a table with 10 rows and 6 columns.

	Pwr-Output Amps Ph θ[A]	Status-Hz[Hz]	Press-Pump Intake (Pi)[psi]	Temp-Motor[degF]	Vib-Pump X axis[g]
0	114	65	333.7000	271.3000	0.6260
1	115	65	333.6000	271.7000	0.6850
2	114	65	333.9000	270.9000	0.5870
3	114	65	333.9000	270.6000	0.5990
4	115	65	333.9000	270.1000	0.8260
5	115	65	334.1000	271.5000	0.5830
6	114	65	334.2000	271.4000	0.5910
7	114	65	334.2000	271.3000	0.6690
8	115	65	334.4000	272.3000	0.6070
9	115	65	334.5000	271.3000	0.5910

Nota: En esta imagen se muestra la previsualización de los datos ingresados para el Pozo Y

Figura 40.

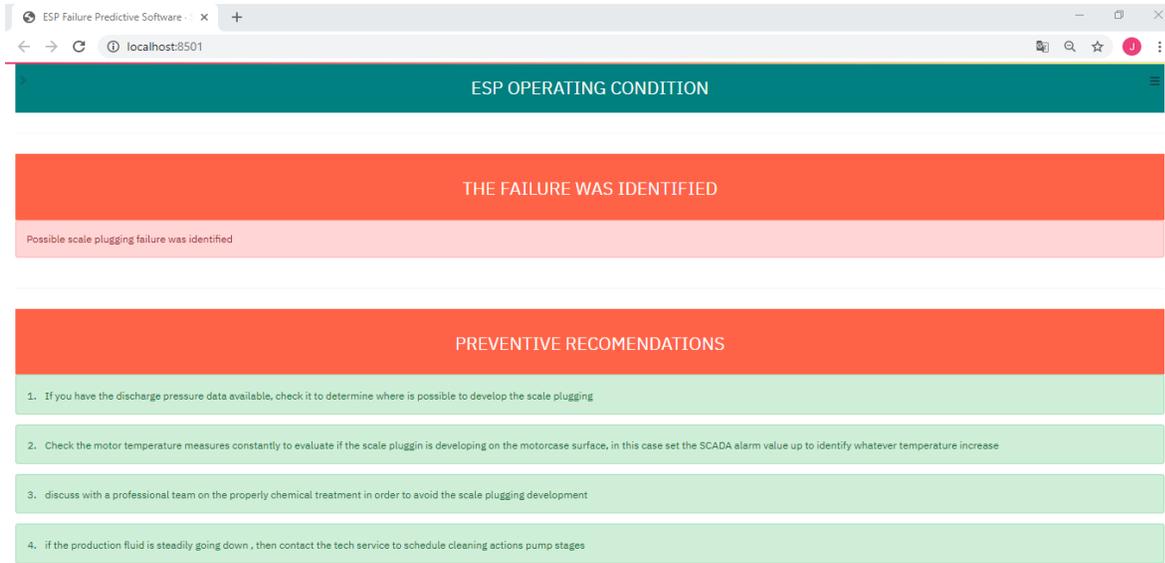
Gráfica de variables para el intervalo desde t_0 hasta t_a para el Pozo Y



Nota: La imagen mostrada corresponde al gráfico las variables consideradas para el Pozo Y.

Figura 41.

Panel de alerta del tipo de falla identificada y recomendaciones para el Pozo Y



Nota: Esta imagen presenta el panel de alerta de la posible falla identificada para el Pozo Y con las correspondientes recomendaciones

Teniendo en cuenta lo presentado anteriormente, de acuerdo a la **figura 38** el módulo de simulación determinó una anomalía en el tiempo 4029 para este pozo en específico, posteriormente se determinó por medio del módulo de análisis de tendencias e identificación de fallas que el tipo de falla corresponde a presencia de incrustaciones. Empleando el reporte de paradas presentado por el equipo de monitoreo de la compañía se procede a corroborar la veracidad de esta información, encontrando que se reportó esta anomalía como se presenta en la **Tabla 11**, acompañado de una serie de eventos posteriores.

Tabla 11.

Reporte de evento asociado a presencia de incrustaciones Pozo Y

Fecha	Hora	Evento	Descripción
7/06/2020	15:20	Parada Manual - Mantenimiento	Se realizan trabajo en sitio, aplicación de condensado y dispersante de parafina trabajo por capilar
14/06/2020	12:07	Parada Manual - Mantenimiento	Se presenta parada manual programada por inyección de química
28/06/2020	18:10	Parada Manual - Mantenimiento	Se presenta parada manual programada por tratamiento de limpieza en la bomba
29/06/2020	3:00	Arranque Manual	Se genera arranque manual a frecuencia de operación, se presenta alta temperatura de motor, se tiene en constante monitoreo, Sobre las @4:41 se detiene manualmente por alta temperatura de motor.

Nota: Reporte de eventos asociados a presencia de incrustaciones para el Pozo Y, cortesía de Baker Hughes.

Adicional a esto, empleando el gráfico de tendencias de las variables proporcionado por el software, presentado en la **figura 40**, se puede realizar un análisis visual para determinar la certeza del software con la ayuda de lo descrito en el capítulo anterior, concluyendo de esta manera el buen desempeño que presentó el software para este Pozo.

3.2.3. Pozo X.

Finalmente se realiza la evaluación del Pozo X, para tal fin se alimentó al módulo de simulación la información proporcionada en la **Tabla 4**, de esta manera los resultados del simulador desarrollado se exponen en la **figura 42**.

Figura 42.

Resultados del módulo de simulación para el Pozo X



The screenshot shows a web browser window with the title 'ESP Failure Predictive Software'. The address bar shows 'localhost:8501'. The main content area is titled 'CALCULATIONS' and contains a section 'TEST AND PRODUCTION DATA'. This section displays a table of simulation results for Pozo X.

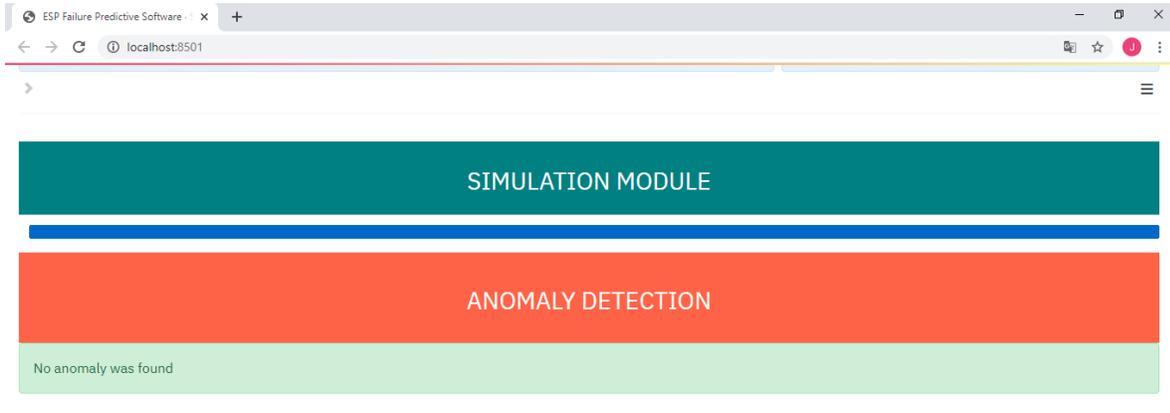
Parameter	Value
Production Rate (BFPD)	1372.634
Maximum Production Rate (BFPD)	1905.614
Pump Intake Pressure (psi)	283.393
Gas Volume Factor (bbl/mcf)	10.748
Formation Volume Factor (bbl/stb)	1.098
Total Volume of gas (mcf)	13.716
Volume of Oil (BOPD)	331.573

Nota: Esta figura muestra una porción de los resultados proporcionados por el módulo de simulación para el Pozo X

Posteriormente se puede visualizar en la **figura 43** si fue posible identificar una anomalía analizando los datos del módulo de simulación, en la **figura 44** se muestra la correspondiente pre visualización de los datos, posteriormente, en la **figura 45** se encuentra la gráfica correspondiente a los datos que fueron proporcionados y finalmente en la **figura 46** la alerta de detección de la posible falla identificada con las recomendaciones sugeridas de acuerdo al tipo de falla.

Figura 43.

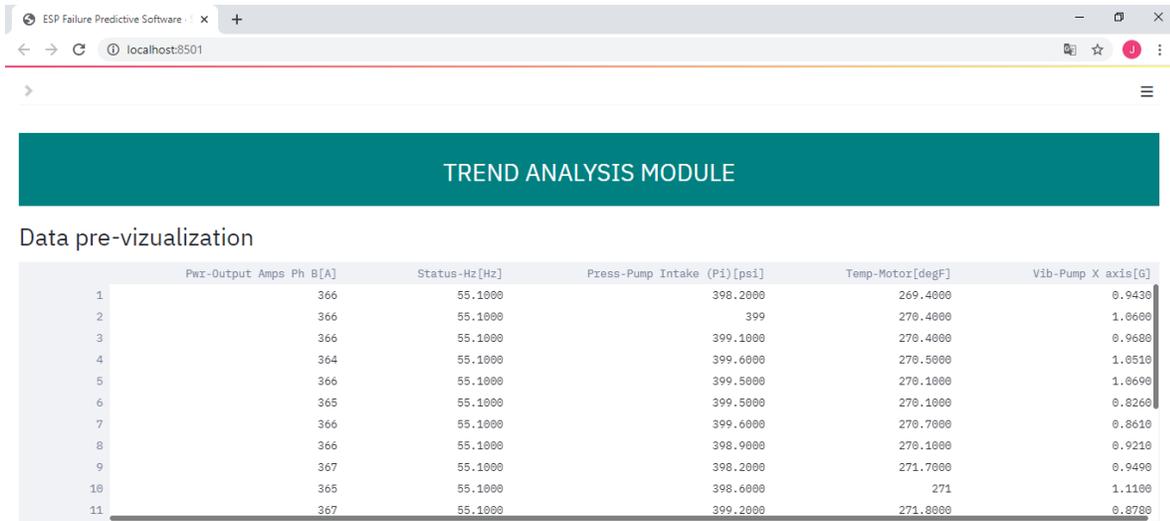
Panel de alerta de anomalía para el Pozo X



Nota: Esta imagen presenta el panel de alerta de anomalía detectada para la información proporcionada para el Pozo X

Figura 44.

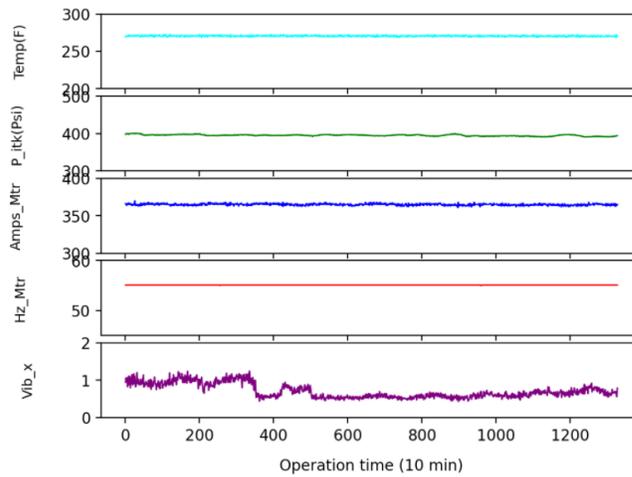
Pre visualización de la data ingresada para el Pozo X



Nota: En esta imagen se muestra la previsualización de los datos ingresados para el Pozo X

Figura 45.

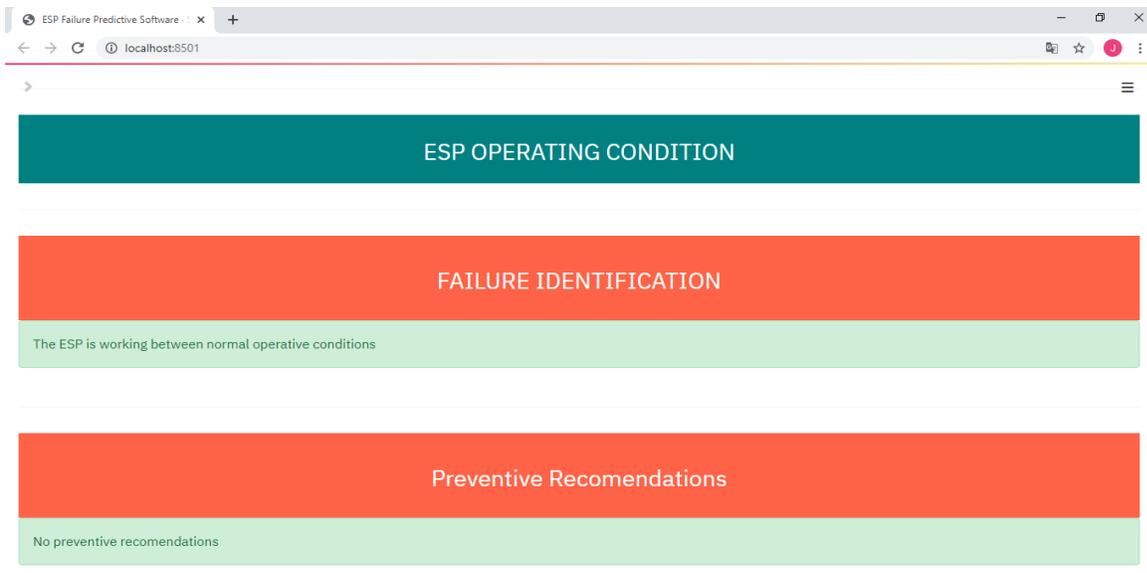
Gráfica de variables para el intervalo desde t_0 hasta t_a para el Pozo X



Nota: La imagen mostrada corresponde al gráfico de las variables para el Pozo X

Figura 46.

Panel de alerta del tipo de falla identificada y recomendaciones para el Pozo X



Nota: Esta imagen presenta el panel de alerta de la posible falla identificada para el Pozo X con las correspondientes recomendaciones

Analizando lo presentado en las figuras anteriores, se determinó que para el Pozo X no se presentó ningún tipo de anomalía para el conjunto de datos proporcionados por el usuario, esto nos indica que el equipo está operando de manera normal, contrastando esta información con los reportes de paradas proporcionados por la compañía se pudo corroborar la certeza de la información suministrada por el software debido a que en este periodo de tiempo, no se presentó ninguna parada que esté relacionada a la presencia de algún tipo de falla, adicional a esto utilizando la **figura 45** se puede realizar un análisis de las tendencias de las variables verificando su comportamiento para determinar si la respuesta arrojada corresponde a la información proporcionada.

Verificando lo anterior, se pudo determinar que el software presenta una buena respuesta para la identificación de las tendencias de las variables, bien sea para la identificación de fallas como para determinar que el equipo se encuentra dentro de las condiciones operativas adecuadas

3.3. Resultados de la implementación del software

En este capítulo se presentan los resultados de la implementación del software *ESP Failure Predictive Software* en los Pozos V y Z proporcionados por la compañía, este proceso se realizó a partir del registro de las variables correspondiente al mes de octubre del año 2020 con el fin de determinar el comportamiento del equipo para ese mes.

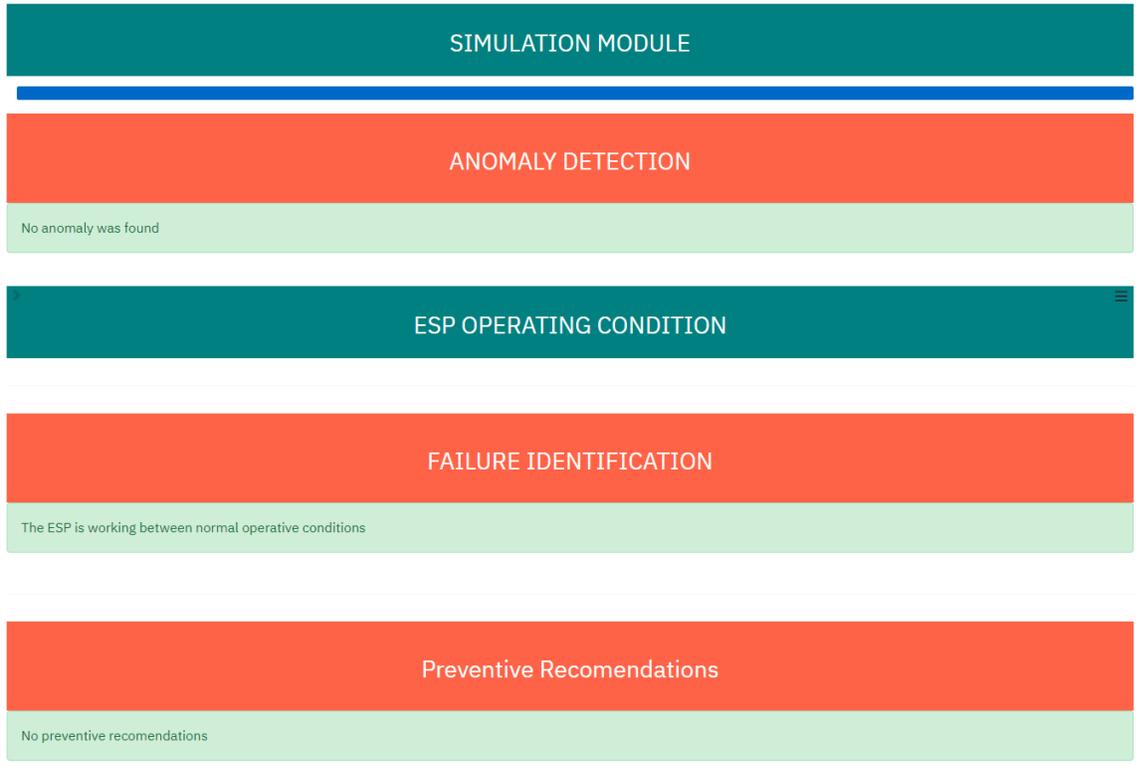
3.3.1. Pozo V

La implementación se desarrolló siguiendo el mismo paso a paso utilizado en el capítulo anterior, para esto los datos alimentados para el módulo de simulación se muestran en la **Tabla 7**, la cual se encuentra en el capítulo anterior.

Junto con el módulo de simulación se ejecutó el módulo de análisis de tendencias e identificación de fallas, el cual arrojó que no se detectó ninguna anomalía y que el equipo se encuentra operando en condiciones normales como se ve en la **figura 47**, por tal razón el panel de recomendaciones no presenta ninguna acción preventiva.

Figura 47.

Panel de alerta del tipo de falla identificada para el Pozo V

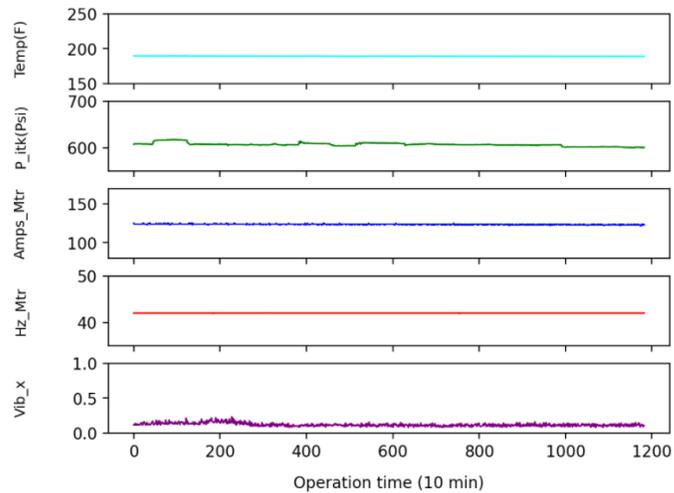


Nota: En esta imagen se observan los paneles de alerta generados para el Pozo V.

Lo anterior permite establecer nuevamente que el software presenta un buen desempeño al momento de detectar que el equipo se encuentra dentro de las condiciones operativas normales, esto basándose en el comportamiento de las variables que fueron consideradas a lo largo de este proyecto, las cuales no presentan ninguna alteración en su tendencia que sea representativa e implique que el software genere la alerta de anomalía, por esta razón, el módulo de identificación de tendencias indica que el equipo opera de manera normal. Adicionalmente, empleando el apoyo visual proporcionado por el gráfico mostrado en la **figura 48** se observa que, evidentemente, las variaciones en las tendencias de las variables analizadas no son significativas para representar un desarrollo de falla, lo que finalmente nos permite concluir que el software está funcionando adecuadamente.

Figura 48.

Gráfica de variables para el intervalo desde t_0 hasta t_a para el Pozo V



Nota: La imagen mostrada corresponde al gráfico de las variables para el Pozo V

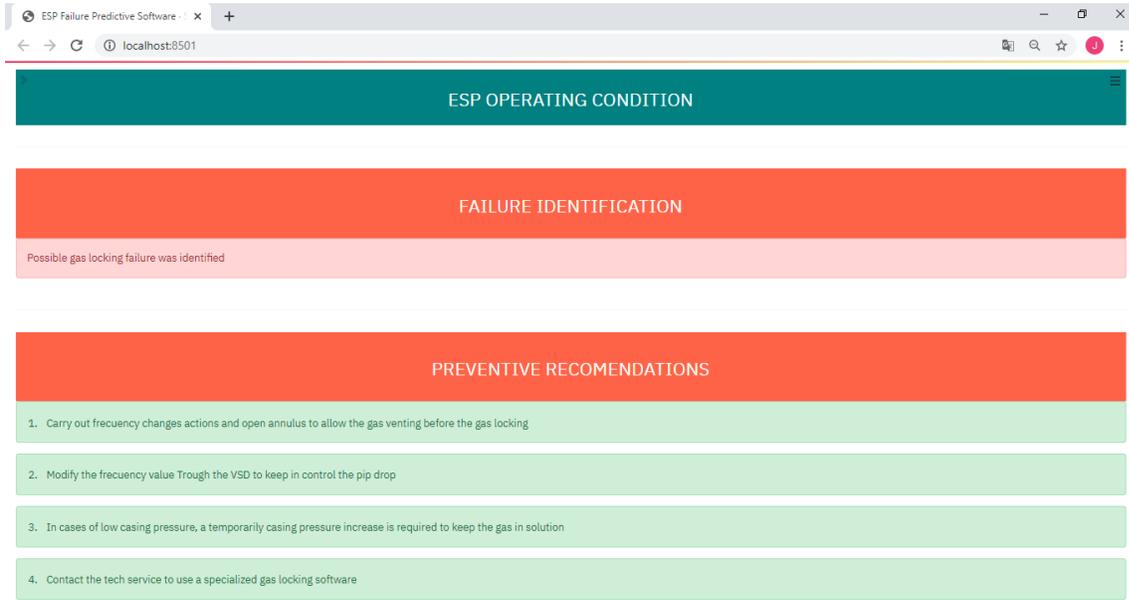
3.3.2. Pozo Z

Para el caso del Pozo Z la información proporcionada para el panel de alimentación se encuentra en la **Tabla 8**.

Por medio de la ejecución del módulo de simulación se detectó una anomalía en el tiempo operativo 298, a través del módulo de análisis de tendencias se identificó una probabilidad de desarrollo de falla por bloqueo de gas como se muestra en la **figura 49**, adicionalmente se presentan las recomendaciones sugeridas para evitar el desarrollo de la posible falla detectada.

Figura 49.

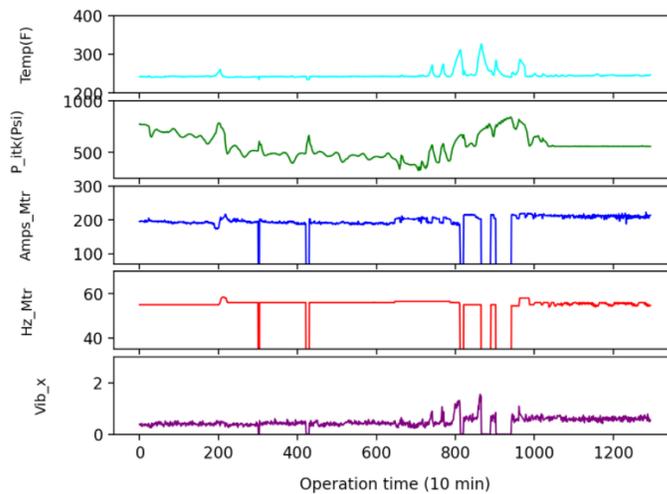
Panel de alerta del tipo de falla identificada y recomendaciones para el Pozo Z



Nota: En esta imagen se observan el panel de alerta de detección de falla para el Pozo Z.

Figura 50.

Gráfica de variables para el intervalo desde t_0 hasta t_a para el Pozo Z



Nota: La imagen mostrada corresponde al gráfico de las variables para el Pozo Z

Mediante el análisis visual la gráfica de tendencias mostrada en la **figura 50** se observó que, de manera general las tendencias de las variables corresponden a las de un posible bloqueo por gas y se observa que probablemente la alerta de anomalía fue detectada como consecuencia de los bajos valores de frecuencia y corriente, sin embargo, analizando con mayor detalle lo proporcionado por la gráfica se encontró que si bien las tendencias de las variables corresponden a las de un bloqueo por gas, en este caso particular la anomalía fue detectada debido a los bajos valores de frecuencia y corriente llegando a alcanzar valores de 0, de esta manera se realizó una revisión de los reportes presentados por el equipo de monitoreo se observó que estos bajos valores son consecuencia de una pérdida de comunicación entre el sensor y el equipo de superficie. Comportamiento que se presenta de manera consecutiva durante el registro del sensor del mes de octubre para el pozo en cuestión.

A partir de lo anterior, se diagnosticó que el software desarrollado en el presente trabajo de grado presenta dificultades para diferenciar entre el comportamiento característico de las fallas consideradas y paradas manual, pérdidas de comunicación y fallas en los sensores, debido a que en este caso no se establecieron límites en los parámetros que le permitieran al software distinguir este tipo de eventos que ocurren con frecuencia en algunos pozos que emplean este sistema de levantamiento artificial y que en algunos casos son totalmente ajenos a la operación del equipo.

Finalmente, es importante enfatizar que la detección de la anomalía se dio en ese tiempo operativo debido a que el software *ESP Failure Predictive Software* está programado para generar la alerta en la primera anomalía que sea detectada.

4. ESTUDIO FINANCIERO

En esta sección se evalúa el beneficio financiero que brinda la implementación del software desarrollado en las operaciones que impliquen el uso de una bomba electrosumergible, empleando el indicador financiero de Valor Presente Neto (VPN). El análisis financiero se realiza para el Pozo Y, los cuales presentaron alertas de posibles fallas y que como fue mencionado anteriormente, se corrobora con información reportada por la compañía. De manera que se establece como punto de focal para el análisis las consecuencias económicas del desarrollo de las fallas identificadas.

4.1. Costos Asociados a Producción diferida

En primer lugar, para los costos asociados a la producción diferida se contemplan únicamente los tiempos en que el equipo permanece inoperativo debido a la consecución de la falla. Para el Pozo Y se muestra en la **Tabla 12** una sección de eventos para un periodo de un mes durante el tiempo a evaluar el proyecto y los tiempos de inactividad de la bomba. Dicho procedimiento se repite para los 8 periodos trimestrales considerados en la evaluación.

Tabla 12.

Reporte de eventos asociados a la falla en el Pozo Y

Fecha	Hora de Apagado	Hora de arranque	Duración de la parada (hrs)	Descripción
07/06/2020	15:20	17:26	2:06	Parada manual por aplicación de condensado y dispersante de parafina
14/06/2020	12:07	17:20	05:13	Para manual por inyección de química
28/06/2020	18:10	02:46	08:36	Parada manual por tratamiento de limpieza de la bomba

Nota: En esta tabla se muestran los eventos asociados a la falla y la duración de la parada para el Pozo Y.

En las **tablas 13 y 14** se evidencian los ingresos y costos calculados por operación para cada periodo de tiempo basados en los reportes de falla proporcionados por el equipo de monitoreo de la compañía Baker Hughes. En donde, la columna Fallas por periodo corresponde a las ocasiones en las que fue inminente una parada en el equipo prescindiendo de las fallas relacionadas a los problemas de generación eléctrica en el pozo en cuestión, de tal manera que se cuantificaron los días en los que la bomba se encontraba operando en condiciones estables como se puede observar en la tercera columna de las tablas mencionadas.

Con respecto al cálculo de los ingresos relacionados a la producción se determinó teniendo en cuenta los días operativos, el caudal y los precios del barril de referencia Brent para cada trimestre que para efectos comerciales la empresa devenga un 10 % menos de dichos precios, en relación a los costos energéticos se cuantifico con base al consumo energético generado por las operaciones correspondiente a 98,42 kW/hora, el cual tiene un costo de 0,1 USD/kW.

4.2. Costos Asociados a la intervención de pozo

En los costos contemplados se incluye el servicio de monitoreo el cual tiene un costo aproximado de 2000 USD/mes, adicionalmente se presentan los costos generados por las intervenciones correctivas para el escenario sin implementación del software (**Tabla 13**) e intervenciones preventivas en el escenario con implementación del software (**Tabla 14**), dichos valores fueron consultados directamente con el ingeniero líder de aplicaciones Artificial Lift Colombia. [9]

4.3. Costos asociados al servicio de diagnóstico de falla

Consecuente al desarrollo de la falla en el equipo se requiere un servicio conformado por un grupo interdisciplinario de profesionales para diagnosticar el estado operativo de la bomba, impacto de la falla, causas de la falla e intervenciones recomendadas. Este servicio genera un costo aproximado de 2000 USD/día.

4.4. Costos adicionales

Finalmente, en el análisis económico se consideran costos adicionales relacionados con la logística operacional para el reacondicionamiento del pozo, esto incluye, movilización de personal, movilización de materiales y herramientas adicionales.

4.5. Cálculo del VPN

A través del Valor Presente Neto (VPN) se determina la viabilidad financiera de un proyecto a través de la suma del valor presente de los flujos de caja para cada periodo, en la siguiente ecuación se representa el cálculo del VPN.

$$VPN(i) = \sum F_n(1+i)^{-n} = F_0 + F_1(1+i)^{-1} + F_2(1+i)^{-2} + \dots + F_n(1+i)^{-n}$$

Donde:

- F_n : Flujo Neto de Caja
- F_0 : Inversión Inicial
- i : Tasa de interés de oportunidad
- n : Número de periodos

Para lo cual la tasa de interés establecida por la empresa corresponde a 12% efectivo anual, para la evaluación expuesta se determinó la conversión de la tasa de interés por la siguiente ecuación.

$$Tasa\ Periodo\ trimestral = \left((1+i)^{\frac{90}{360}} \right) - 1$$

En las **Tablas 15 y 16** se muestran los flujos de caja para los dos escenarios considerados y su correspondiente VPN calculado, del cual podemos concluir que la implementación del *ESP Failure Predictive Software* representa un beneficio económico de 227.194 USD para el proyecto contemplado con el Pozo Y.

Tabla 13.*Ingresos y costos de operación para el Pozo Y sin implementación de ESP FPS*

POZO Y SIN ESP FPS									
Periodo (trimestral)	Fallas por periodo	Días operativos por periodo	Producción (Bbl)	Producción (USD)	Costos energéticos (USD)	Servicio de monitoreo	Intervenciones correctivas	Servicio de diagnostico	Costos adicionales
1	0	84	20412	\$ 1.198.510,99	\$ 19.841,47	\$ 6.000,00	\$ -	\$ -	\$ -
2	0	84	20412	\$ 1.234.701,47	\$ 19.841,47	\$ 6.000,00	\$ -	\$ -	\$ -
3	2	83,63	20321,8875	\$ 1.137.070,57	\$ 19.841,47	\$ 6.000,00	\$ 2.000,00	\$ -	\$ 400,00
4	3	76,55	18601,65	\$ 1.109.793,04	\$ 19.841,47	\$ 6.000,00	\$ 5.000,00	\$ -	\$ 900,00
5	7	80,56	19576,08	\$ 888.675,73	\$ 19.841,47	\$ 6.000,00	\$ 90.000,00	\$ 8.000,00	\$ 1.200,00
6	5	83,195	20216,385	\$ 533.833,86	\$ 19.841,47	\$ 6.000,00	\$ 120.000,00	\$ 6.000,00	\$ 1.200,00
7	2	83,62	20319,66	\$ 785.639,33	\$ 19.841,47	\$ 6.000,00	\$ 5.000,00	\$ -	\$ 850,00
8	1	83,79	20360,97	\$ 722.395,08	\$ 19.841,47	\$ 6.000,00	\$ 2.000,00	\$ -	\$ 500,00

Nota: En esta tabla se muestran los ingresos y costos de operación en un escenario sin implementar el software ESP FPS en el Pozo Y

Tabla 14.*Ingresos y costos de operación para el Pozo Y con implementación de ESP FPS*

POZO Y CON ESP FPS									
Periodo (trimestral)	Fallas por periodo	Días operativos por periodo	Producción (Bbl)	Producción (USD)	Costos energéticos (USD)	Servicio de monitoreo	Intervenciones preventivas	Servicio de diagnostico	Costos adicionales
1	0	84	20412	\$ 1.198.510,99	\$ 19.841,47	\$ 6.000,00	\$ -	\$ -	\$ -
2	0	84	20412	\$ 1.234.701,47	\$ 19.841,47	\$ 6.000,00	\$ -	\$ -	\$ -
3	1	83,83	20370,69	\$ 1.139.801,22	\$ 19.841,47	\$ 6.000,00	\$ 1.000,00	\$ -	\$ 600,00
4	1	83,79	20360,97	\$ 1.214.755,83	\$ 19.841,47	\$ 6.000,00	\$ 1.000,00	\$ -	\$ 600,00
5	1	83,79	20360,97	\$ 924.306,59	\$ 19.841,47	\$ 6.000,00	\$ 5.000,00	\$ -	\$ 1.200,00
6	1	83,83	20370,69	\$ 537.908,44	\$ 19.841,47	\$ 6.000,00	\$ 40.000,00	\$ -	\$ 1.200,00
7	1	83,83	20370,69	\$ 787.612,36	\$ 19.841,47	\$ 6.000,00	\$ 500,00	\$ -	\$ 600,00
8	1	83,875	20381,625	\$ 790.718,27	\$ 19.841,47	\$ 6.000,00	\$ 500,00	\$ -	\$ 600,00

Nota: En esta tabla se muestran los ingresos y costos de operación en un escenario con implementar el software ESP FPS en el Pozo Y

Tabla 15.*Flujo de caja y cálculo del VPN para el escenario sin implementación de ESP FPS*

FLUJO DE CAJA POZO Y SIN ESP FPS									
Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Inversión Inicial	-\$ 600.000,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Ingresos	-	\$ 1.198.510,9	\$ 1.234.701,4	\$ 1.137.070,5	\$ 1.109.793,0	\$ 888.675,7	\$ 533.833,8	\$ 785.639,3	\$ 722.395,0
Costos	-	-\$ 25.841,47	-\$ 25.841,47	-\$ 28.241,47	-\$ 31.741,47	-\$ 125.041,47	-\$ 153.041,47	-\$ 31.691,47	-\$ 28.341,47
Utilidad antes de impuestos	-	\$ 1.172.669,5	\$ 1.208.860,0	\$ 1.108.829,1	\$ 1.078.051,5	\$ 763.634,26	\$ 380.792,39	\$ 753.947,86	\$ 694.053,61
Impuestos	-	-\$ 410.434,33	-\$ 423.101,00	-\$ 388.090,18	-\$ 377.318,05	-\$ 267.271,99	-\$ 133.277,34	-\$ 263.881,75	-\$ 242.918,76
Utilidad después de impuestos	-	\$ 762.235,19	\$ 785.759,00	\$ 720.738,91	\$ 700.733,52	\$ 496.362,27	\$ 247.515,05	\$ 490.066,11	\$ 451.134,84
VPN	\$ 3.572.248,12								

Nota: En esta tabla se evidencia el flujo de caja y su respectivo VPN realizado para el Pozo Y sin la implementación del software ESP FPS.

Tabla 16.*Flujo de caja y cálculo del VPN para el escenario con implementación de ESP FPS*

FLUJO DE CAJA POZO Y CON ESP FPS									
Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Inversión Inicial	-\$ 600.000,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Ingresos	-	\$ 1.198.510,9	\$ 1.234.701,4	\$ 1.139.801,2	\$ 1.214.755,8	\$ 924.306,5	\$ 537.908,4	\$ 787.612,3	\$ 790.718,2
Costos	-	-\$ 25.841,47	-\$ 25.841,47	-\$ 27.441,47	-\$ 27.441,47	-\$ 32.041,47	-\$ 67.041,47	-\$ 26.941,47	-\$ 26.941,47
Utilidad antes de impuestos	-	\$ 1.172.669,5	\$ 1.208.860,0	\$ 1.112.359,7	\$ 1.187.314,3	\$ 892.265,1	\$ 470.866,9	\$ 760.670,8	\$ 763.776,80
Impuestos	-	-\$ 410.434,33	-\$ 423.101,00	-\$ 389.325,91	-\$ 415.560,03	-\$ 312.292,79	-\$ 164.803,44	-\$ 266.234,81	-\$ 267.321,88
Utilidad después de impuestos	-	\$ 762.235,19	\$ 785.759,00	\$ 723.033,83	\$ 771.754,33	\$ 579.972,33	\$ 306.063,53	\$ 494.436,08	\$ 496.454,92
VPN	\$ 3.799.442,30								

Nota: En esta tabla se evidencia el flujo de caja y su respectivo VPN realizado para el Pozo Y con la implementación del software ESP FPS.

CONCLUSIONES

Después de llevar a cabo la evaluación y análisis integral de las fallas presentadas se determinó que la variable de la Presión de Descarga es un parámetro que favorece en gran medida a la identificación de tendencias que podrían desencadenar en el desarrollo de una falla. En un gran porcentaje de operaciones se prescinde del sensor que proporciona el registro de esta variable debido al aumento de costos que representa.

La información adquirida por medio de las entrevistas realizadas representó el 30% de las bases teóricas que permitieron determinar a detalle las variables cuya tendencia es más significativa para la identificación de fallas, complementando el 70% correspondiente a la información bibliográfica.

A partir de la definición de las tendencias de desarrollo de falla determinadas con base en los registros de pozos evaluados, se encontró que las fallas que más impacto generan y así mismo que se efectúan con mayor frecuencia son bloqueo por gas, taponamiento por arena, presencia de incrustaciones, ruptura de eje y cambio en las características del fluido.

El algoritmo basado en el análisis de tendencias es útil para brindar soporte en la toma y gestión de decisiones preventivas en el monitoreo de un equipo ESP, con el fin de evitar que puedan convertirse en eventos que representen pérdidas económicas significativas y la extensión de la vida operativa de la bomba.

El considerar un módulo de simulación permitió que el desempeño de detección de anomalías fuese consistente debido a la consideración de variables ajenas a las registradas por el sensor, siendo estas relacionadas con el estado mecánico, datos de producción y datos del fluido.

En lo que compete a la calibración del módulo de simulación se observó un error promedio de 3,88% en comparación con el simulador oficial de Baker Hughes (Autograph) debido a la consideración de correlaciones adicionales tanto para la determinación de las propiedades PVT como para los cálculos dinámicos, cuya selección está sujeta a las condiciones evaluadas, adicional a esto la compañía cuenta con ecuaciones polinómicas de grado cinco desarrolladas mediante pruebas de laboratorio en contraste con las determinadas por medio de correlaciones indirectas.

Por medio de la evaluación de desempeño realizada mediante el contraste de hechos históricos para los Pozos W, X y Y, se concluyó que el software presenta una respuesta acertada siendo sometido a diferentes escenarios operativos.

Mediante la implementación se logró determinar que el software presenta dificultades para diferenciar eventos de parada manual, pérdidas de comunicación y fallas en los sensores, con el comportamiento característico de las fallas consideradas.

BIBLIOGRAFIA

- [1] K. E. Brown, *The Technology of Artificial Lift Methods*, Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company, 1984.
- [2] E. Dueñas y D. Beltran, *Desarrollo de una metodología de diagnóstico de posibles problemas de producción aplicado a sistemas de levantamiento artificial para un campo maduro*, Bucaramanga, 2011.
- [3] BAKER HUGHES Incorporated, *Submersible Pump Handbook*, Claremore, Oklahoma, 2014.
- [4] F. Robles y S. Danny, *Optimización del Bombeo Electrosumergible en la Producción de Petróleo en el Área Cuyabeno*, Quito, 2012.
- [5] F. Alhanati, S. Solanki y T. Zahacy, *ESP Failures: Can We Talk the Same Language*, Houston: Society of Petroleum Engineers, 2001.
- [6] L. Rodríguez, «Blog de ESPOL,» 2017. [En línea]. Available: http://blog.espol.edu.ec/ccpg1001/files/2017/05/PYTHON_PROGRAMACION_V3_0.pdf. [Último acceso: 01 Septiembre 2020].
- [7] T. D. S. L. O. B. Moradeyo Adesanwo, *Prescriptive-Based Decision Support System for Online Realtime*, United Kingdom: Society of Petroleum Engineers, 2016.
- [8] H. A. K. B. I. G. E. S. T. E. M. El Gindy, *Monitoring & Surveillance Improve ESP Operation and Reduce Workover Frequency*, Abu Dhabi: Society of Petroleum Engineers, 2015.
- [9] C. González, Interviewee, *Análisis Financiero*. [Entrevista]. 22 Noviembre 2020.
- [10] J. Mora, *Evaluación técnico financiera del servicio de monitoreo real time para bombas electrosumergibles (ESP) en cinco pozos del Campo Casabe*, Bogotá D.C., 2018.

- [11] C. Mian y J. Guoqing, *Real time monitoring and diagnosis of Electrical Submersible Pump*, Houston: Society of Petroleum Engineers, 2015.
- [12] M. Adesanwo, T. Denney, S. Lazarus y O. Bello, *Prescriptive based decision support system for online real time electrical submersible pump operations managment.*, Aberdeen: Society of Petroleum Engineers, 2016.
- [13] L. Camilleri y J. Macdonald, *How 24/7 real time surveillance increases ESP run life and uptime*, Florencia: Society of Petroleum Engineers, 2010.
- [14] A. Al Maghlouth, M. Cumings, M. Al Awajy y A. Amer, *ESP surveillance and optimization solutions: ensuring best performance and optimum value*, Manama: Society of Petroleum Engineers, 2013.
- [15] M. Adesanwo, O. Bello, S. Lazarus y T. Denney, *Smart alarming for intelligent surveillance of Electrical Submersible Pump Systems*, San Antonio : Society of Petroleum Engineers, 2017.
- [16] B. Kadio, F. Curay y J. Fernandez, *Extending ESP Run Life in Gassy Wells Aplication*, The Woodlands: Society of Petroleum Engineers, 2017.

ANEXOS

Anexo A.

1. Describa las tareas asignadas a su cargo y de qué manera las lleva a cabo.
2. ¿Cuáles parámetros proporcionados por los sensores de la bomba considera que al operar fuera de rango darían paso a una posible falla en el equipo por bloqueo de gas?
3. ¿Qué tendencias identifica de los parámetros mencionados anteriormente?
4. ¿Cuáles parámetros proporcionados por los sensores de la bomba considera que al operar fuera de rango darían paso a una posible falla en el equipo por taponamiento de arena?
5. ¿Qué tendencias identifica de los parámetros mencionados anteriormente?
6. ¿Cuáles parámetros proporcionados por los sensores de la bomba considera que al operar fuera de rango darían paso a una posible falla en el equipo por incrustaciones?
7. ¿Qué tendencias identifica de los parámetros mencionados anteriormente?
8. ¿Cuáles parámetros proporcionados por los sensores de la bomba considera que al operar fuera de rango darían paso a una posible falla en el equipo por ruptura de eje?
9. ¿Qué tendencias identifica de los parámetros mencionados anteriormente?
10. ¿Cuáles parámetros proporcionados por los sensores de la bomba considera que al operar fuera de rango darían paso a una posible falla en el equipo por cambio en las características del fluido?
11. ¿Qué tendencias identifica de los parámetros mencionados anteriormente?
12. De los casos anteriores, ¿Qué seguimiento realizaría en los patrones de manera que permita detectar un posible fallo que desencadene un reemplazo de la bomba?
13. ¿Cuáles parámetros operativos considera que siempre se deben monitorear para mantenerlos dentro de los rangos óptimos y evitar posibles fallos?
14. ¿Qué criterios tiene en cuenta para establecer los límites operativos de la bomba, con el objetivo de evitar un posible fallo?

15. ¿Qué precauciones recomienda practicar cuando se exceden los límites operativos determinados?
16. ¿Qué parámetros en tiempo real les permite visualizar la herramienta digital empleada para el monitoreo?
17. Si tuviera que diseñar una herramienta digital de asistencia para el monitoreo de bombas electrosumergibles, ¿Que funciones y características consideraría necesarias implementar?
18. ¿Qué procedimientos realizan para validar que la falla identificada sea en efecto una falla de bloqueo por gas?
19. ¿Qué procedimientos realizan para validar que la falla identificada sea en efecto una falla de taponamiento por arena?
20. ¿Qué procedimientos realizan para validar que la falla identificada sea en efecto una falla por presencia de incrustaciones?
21. ¿Qué procedimientos realizan para validar que la falla identificada sea en efecto una falla por ruptura de eje?
22. ¿Qué procedimientos realizan para validar que la falla identificada sea en efecto una falla por cambio en las características del fluido?
23. ¿Cómo y en que se basan para clasificar la información representativa y no representativa?
24. De manera personal, ¿Que oportunidades de mejora en la identificación y prevención de fallas ha podido establecer durante su experiencia en el área?

Anexo B

1. ¿Cuáles son las fallas encontradas con más frecuencia?
2. ¿Cuáles son los efectos más comunes evidenciados sobre el equipo cuando se presenta una falla por bloqueo por gas? (Punto de vista físico).
3. ¿Cuáles son los efectos más comunes evidenciados sobre el equipo cuando se presenta una falla por taponamiento por arena? (Punto de vista físico)
4. ¿Cuáles son los efectos más comunes evidenciados sobre el equipo cuando se presenta una falla por incrustaciones? (Punto de vista físico)
5. ¿Cuáles son los efectos más comunes evidenciados sobre el equipo cuando se presenta una falla por ruptura del eje? (Punto de vista físico)
6. ¿Cuáles son los efectos más comunes evidenciados sobre el equipo cuando se presenta una falla por cambio en las características de fluido? (Punto de vista físico)
7. ¿Cómo identifican la causa raíz de cada una de las fallas mencionadas?
8. ¿En qué parte del equipo y por qué se puede detectar cada una de las fallas a estudiar?
9. ¿Cómo se puede concluir que la falla ocurrida fue por bloqueo por gas?
10. ¿Cómo se puede concluir que la falla ocurrida fue por taponamiento de arena?
11. ¿Cómo se puede concluir que la falla ocurrida fue por incrustaciones?
12. ¿Cómo se puede concluir que la falla ocurrida fue por ruptura del eje?
13. ¿Cómo se puede concluir que la falla ocurrida fue por cambio en las características de fluido?
14. ¿Cuál de las partes del equipo es más crítico que falle?

15. ¿Cuál sería la acción correctiva para evitar el posible fallo cuando los parámetros se salen de los rangos óptimos de operación?
16. ¿Qué recomendaciones usualmente ofrecen para evitar que las fallas estudiadas se vuelvan a presentar?
17. ¿Que buscan dentro de la data recopilada para corroborar que se haya presentado cada una de las fallas mencionadas?
18. ¿De qué manera y que criterios tiene en cuenta para cuantificar el impacto de una falla?

Anexo C

1. ¿Cuáles son las consideraciones necesarias para un adecuado diseño que prevenga una posible falla por bloqueo por gas?
2. ¿Cuáles son las consideraciones necesarias para un adecuado diseño que prevenga una posible falla por taponamiento por arena?
3. ¿Cuáles son las consideraciones necesarias para un adecuado diseño que prevenga una posible falla por incrustaciones?
4. ¿Cuáles son las consideraciones necesarias para un adecuado diseño que prevenga una posible falla por ruptura de eje?
5. ¿Cuáles son las consideraciones necesarias para un adecuado diseño que prevenga una posible falla por cambio en las características del fluido?
6. ¿Qué información requiere por parte del cliente para desarrollar un óptimo diseño de las operaciones?
7. ¿Qué consideraciones tiene en cuenta cuando se presenta un escenario inminente de operación fuera de rango?
8. ¿Qué variables recomiendan que siempre se mantengan en los rangos operativos óptimos para que el diseño siga siendo el adecuado y de esa manera se evite una posible falla por bloqueo por gas?
9. ¿Qué variables recomiendan que siempre se mantengan en los rangos operativos óptimos para que el diseño siga siendo el adecuado y de esa manera se evite una posible falla por taponamiento por arena?
10. ¿Qué variables recomiendan que siempre se mantengan en los rangos operativos óptimos para que el diseño siga siendo el adecuado y de esa manera se evite una posible falla por incrustaciones?
11. ¿Qué variables recomiendan que siempre se mantengan en los rangos operativos óptimos para que el diseño siga siendo el adecuado y de esa manera se evite una posible falla por ruptura de eje?

12. ¿Qué variables recomiendan que siempre se mantengan en los rangos operativos óptimos para que el diseño siga siendo el adecuado y de esa manera se evite una posible falla por en las características del fluido?

13. ¿Qué consideraciones tienen en cuenta para el seteo de los umbrales de alarma?

Anexo D

T + 57 1 7421600
Cra 7ma # 123 – 35 Piso 4to.
Bogotá,D.C., – Colombia



Bogota, D.C., Diciembre 2 de 2020

B-M&V-0404-20

Señores

COMITÉ DE TRABAJOS DE GRADO
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
UNIVERSIDAD AMÉRICA
Bogotá, D. C.

Ref: Anexo D - Tesis de Grado Jessica Mojica y Mateo Díaz

Respetados Señores:

Por medio de la presente se hace constar que se ha aplicado en la compañía **BAKER HUGHES** a modo de entrevista los modelos de cuestionario diseñados para las áreas de monitoreo, reliability y aplicaciones , los cuales se encuentran adjuntos en los anexos **A, B Y C** respectivamente con el fin de recopilar información para el desarrollo del proyecto de grado que lleva por título: - **DESARROLLO DE UN SOFTWARE DE ANÁLISIS PREDICTIVO PARA LA DETECCIÓN TEMPRANA DE TENDENCIAS QUE OCASIONEN FALLAS Y CONSIDERACIONES PARA LA PREVENCIÓN DE ESTOS EFECTOS EN BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES.**

Para dicho fin se consideró pertinente aplicar el respectivo cuestionario de la siguiente manera.

Fecha	Nombre	Área	Cargo
27 de julio	Mateo Losada	Monitoreo	Ing. de Soporte Técnico
29 de julio	Tony Guerra	Reliability	Ing. de Confiabilidad
30 de julio	Mayra Cárdenas	Monitoreo	Ing. de Soporte Técnico
03 de agosto	Hamilton Rivera	Aplicaciones	Ing. de Aplicaciones
04 de agosto	Néstor Devia	Aplicaciones	Ing. de Aplicaciones
06 de agosto	Rafael Fonseca	Monitoreo	Ing. de Soporte Técnico

Los cuales se encuentran en completo conocimiento de los objetivos y alcances del cuestionario.

Camilo Gonzalez

Camilo Gonzalez
Service Delivery Technical Manager
Artificial Lift Systems – Colombia
Baker Hughes
T +57 1 746 1930 | M +57 314 361 3977
bakerhughes.com

Anexo E

Abreviaturas

API	Gravedad API
Bg	Factor volumétrico del gas (bbl/mcf)
Bo	Factor volumétrico del aceite (bbl/stb)
CSG	Gravedad específica del fluido
CSGI	Gravedad específica del fluido incluido el gas
Datum	Profundidad de referencia (ft)
Dp	Profundidad de los perforados (ft)
Dps	Profundidad de asentamiento de la bomba (ft)
FG	Gas libre (mcf)
Ft	Factor de fricción (ft)
GOR	Relación gas/petróleo (scf/stb)
GS	Gas en solución (mcf)
Hd	Altura geométrica (ft)
HS	Cabeza por etapa (ft)
IP	Índice de productividad (bpd/psi)
NS	Número de etapas de la bomba
P	Presión (psi)
Pb	Presión de burbuja (psi)
PFG	Porcentaje libre de gas entrando a la bomba
PIPfg	Presión de Intake con ausencia de gas libre en la bomba (psi)
PIPG	Presión de entrada de la bomba con gas libre (psi)
PIPg	Presión de Intake con presencia de gas libre en la bomba (psi)
Pr	Presión estática del yacimiento (psi)
Prc	Presión estática del yacimiento corregida a la profundidad de referencia (psi)
Pwf	Presión de fondo fluyente (psi)
Q	Caudal (bpd)
Qmax	Caudal Máximo (bpd)
Rs	Relación gas disuelto/petróleo (stb/scf)
T	Temperatura (°F)
TDH	Altura dinámica total (ft)
TG	Gas total (mcf)
THP	Altura de fluido proporcionada por la bomba (ft)
TMPF	Masa total producida (lb/día)
Vg	Volumen de aceite (mcf)
Vo	Volumen de aceite (bbl)

Vw	Volumen de agua (bbl)
WC	Corte de agua (%)
WHP	Presión en cabeza (psi)
Yg	Gravedad específica del gas
Yo	Gravedad específica del aceite
Yw	Gravedad específica del agua
Z	Factor de compresibilidad del gas

Anexo F

Recomendaciones

Se sugiere implementar el registro de la presión de descarga para tener mayor certeza para el análisis de tendencias e identificación de desarrollo de fallas.

Es pertinente involucrar en los cálculos del módulo de simulación las correlaciones que presenten un mayor ajuste en diferentes escenarios de operación.

Se recomienda establecer límites que permitan diferenciar entre la propensión al desarrollo de una falla y la consecución de una parada manual, una pérdida de comunicación o fallas de los sensores.

Es acertado enfocar la programación a la adquisición, transmisión y pre procesamiento de datos en tiempo real.