



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 28 de agosto de 2019

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

_____ Juan Jose Duque Muñoz _____, con C.C. No. _1088333760 _____,

_____ Juan Sebastian Oyuela Castellanos _____, con C.C. No. _1110576312 _____,

_____, con C.C. No. _____,

_____, con C.C. No. _____,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____ Tesis _____

titulado _____ Optimización de producción en pozos con alta producción de gas con el uso de bombas electrosumergibles mediante la aplicación del software "Maxrate" en variadores electrospeed advantage _____

presentado y aprobado en el año __2019__ como requisito para optar al título de

_____ Ingeniero de Petróleo _____;

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

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

Vigilada Mineducación



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

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

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

Firma:

Juan S. Oyuela



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Optimización de producción en pozos con alta producción de gas con el uso de bombas electrosumergibles mediante la aplicación del software “Maxrate” en variadores electrospeed advantage

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Duque Muñoz	Juan Jose
Oyuela Castellanos	Juan Sebastian

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Aranda Aranda	Ervin

ASESOR (ES):

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

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2019 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 85

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO

AP-BIB-FO-07

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 4

Diagramas_X_ Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general__X_ Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___ Tablas
o Cuadros_X_

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

MATERIAL ANEXO:

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

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. __Variador de velocidad_	Variable speed drive_	6. _____	_____
2. ___Maxrate___	_____Maxrate_____	7. _____	_____
3. ___Modo de control___	_Control Mode_	8. _____	_____
4. Elevada producción de gas	_Elevated production of gas	9. _____	_____
5. ___Viabilidad___	___Viability___	10. _____	_____

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

En el proyecto se presenta una nueva tecnología desarrollada por Baker Hughes la cual consiste de un variador renovado llamado Electrospeed Advantage el cual trabaja con un software que implementa un nuevo modo de control para el variador llamado Maxrate.

El pozo Tenay-03 era un pozo que contaba con un gran potencial, pero tenía una gran cantidad de problemas que hicieron que se buscaran diferentes soluciones para poder sacar buen provecho de él. En este proyecto solo se evaluará el principal problema que fue la elevada producción de gas que tiene el pozo.

Basado en historias de éxito en las que la nueva tecnología había presentado buenos resultados se toma la decisión de implementarla en el pozo Tenay-03, por otro lado, se toman otras medidas para solucionar otros problemas los cuales serán presentados, pero



no son temas de análisis en este proyecto.

En cuanto se realiza la implementación se empiezan a tener registros del comportamiento del pozo reportando los parámetros más importantes como los son PIP, temperatura del motor, frecuencia, entre otros, así como las fallas, las horas diferidas y todos los datos relacionados a la producción del pozo.

Mediante el registro llevado en este proyecto se pretende presentar y evaluar cómo se solucionaron los problemas y como se optimizo el pozo Tenay-03 para que este volviera a trabajar con los menores problemas posibles y se pudiera aprovechar su capacidad, además se presentan cifras económicas para evaluar su viabilidad.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

The project presents a new technology developed by BAKER HUGES which consists of a renewed drive called Electrospeed Advantage which works with a software that implements a new control mode for the drive called Maxrate.

The well Tenay-03 was a well that had great potential, but had a lot of problems, because of this different solutions were sought after to take advantage of this potential. In this project only the main problem of wich was the elevated production of gas that the well had will be evaluated.

Based on success stories in which the new technology had presented good results, the decision was made to implement it in the Tenay-03 well, on the other hand, other measures were taken to solve other problems which will be presented, but they are not issues of analysis in this project.

As soon as the drive and software are implemented, there begins to have records of the behavior of the well, reporting the most important parameters such as PIP, motor temperature, frequency, among others, as well as failures, deferred hours and all data related to production from the well.

Through the registration carried out in this project, it is intended to present and evaluate how the problems were solved and how the Tenay-03 well was optimized so that it could work with the least possible problems and take advantage of its capacity, in addition to its viability evaluating economic figures.

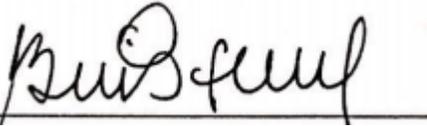


APROBACION DE LA TESIS

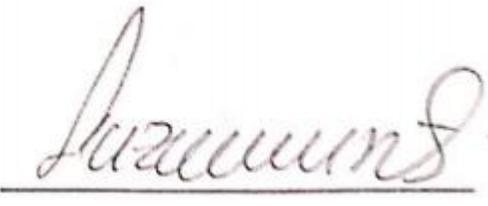
Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Luis Fernando Bonilla

Firma: 

Nombre Jurado: Luz Marina Botero

Firma: 

**Optimización de producción en pozos con alta producción de gas con el uso de bombas
electrosumergibles mediante la aplicación del software “Maxrate” en variadores
electrospeed advantage**

Juan Sebastián Oyuela Castellanos

Juan José Duque Muñoz

Universidad Surcolombiana

Facultad de Ingeniería

Programa de Ingeniería de Petróleos

Neiva – Huila

2019

**Optimización de producción en pozos con alta producción de gas con el uso de bombas
electrosumergibles mediante la aplicación del software “Maxrate” en variadores
electrospeed advantage**

Juan Sebastián Oyuela Castellanos

Juan José Duque Muñoz

Proyecto de grado para optar al título de: Ingeniero de Petróleos

Director

Ervin Aranda Aranda

Ingeniero de Petróleos

Universidad Surcolombiana

Facultad de Ingeniería

Programa de Ingeniería de Petróleos

Neiva – Huila

2019

Dedicatoria

Dedicado a mi madre, Lida Marcela Castellanos Lozano, a mi padre German Farid Oyuela Zambrano y a mi hermano German Felipe Oyuela Castellanos, por su sacrificio y esfuerzo, por apoyarme y ser mis guías en los momentos más difíciles, por siempre creer en mí y por ser los principales artífices de lo que soy hoy en día.

A mis amigos y familiares que me acompañaron durante mi carrera universitaria por el apoyo y cariño brindado y porque de una u otra manera me han llenado de sabiduría para realizar este trabajo de grado.

Agradecimientos

Agradecemos a Baker Hughes, por el apoyo y la disposición de material e información necesaria para la realización del proyecto.

A la Universidad Surcolombiana y al programa de ingeniería de petróleos, por nuestra formación académica, personal y profesional orientándonos para llegar a ser unos ingenieros íntegros, competentes y con buen sentido humano.

Al ingeniero Ervin Aranda Aranda, en calidad de director del proyecto, por sus consejos, interés y buena disposición para el desarrollo de este proyecto además de su contribución a nuestra formación como ingenieros.

Al ingeniero Oscar Andrés Carreño Oyuela por compartir sus conocimientos y experiencia, por el interés para el desarrollo del proyecto y constante colaboración, además de sus enseñanzas durante la realización del trabajo.

A nuestras familias y amigos por su constante e incondicional apoyo que nos brindaron a lo largo de la realización del proyecto y de nuestra carrera universitaria.

Tabla de contenido

Resumen.....	11
Introducción	13
1. Descripción general del proyecto.....	15
2. Generalidades.....	15
2.1 Fundamentos eléctricos.....	15
2.1.1 Corriente Alterna	15
2.1.2 Voltaje (V).	15
2.1.3 Corriente (I).	15
2.1.4 Resistencia (R).	16
2.1.5 Ley de Ohm.....	16
2.1.6 Frecuencia (Hertz).	16
2.2 Relación gas – aceite (GOR).....	16
2.3 Pump intake pressure (PIP).....	17
2.4 Bomba electro sumergible (BES)	17
2.4.1 Componentes de superficie del sistema BES.....	18
2.4.2 Componentes de Fondo de Pozo del Sistema BES.....	22
2.5 Afectaciones del gas en BES	26
2.5.1 Efectos del gas en la bomba.....	27
2.6 Variadores de velocidad (VSD)	28
2.6.1 Leyes de afinidad	29
2.6.2 Variador tipo Electrospeed Advantage	31
2.6.3 Modos de control en variadores.....	32
2.6.4 Software Maxrate.....	33
2.7 Evolución del BES	34

3. Evaluación económica	38
3.1 Valor Presente Neto (VPN).....	38
3.2 Tasa de descuento o coste de oportunidad de capital (r)	39
3.3 Tasa interna de retorno (TIR).	39
3.4 Periodo de recuperación de la inversión (PR).....	41
3.5 Relación Coste – Beneficio (Rc/b)	41
4. Generalidades del campo Tenay	42
4.1 Ubicación Geográfica	42
4.2 Reseña histórica	42
4.3 Estratigrafía.....	43
4.5 Modelo geológico estructural	43
5. Casos con aplicación del software Maxrate.....	45
5.1 Chichimene SW-B	45
5.2 La Cira-Infantas Well A.....	47
6. Aplicación del software Maxrate para la optimización y manejo del gas en el pozo Tenay-03	50
6.1 Problemas detectados.....	50
6.2 Trabajos realizados	50
6.3 Reportes de operacion.....	52
6.4 Reportes de producción.....	56
7. Evaluación económica	59
7.1 Consideraciones	59
7.1.1 Inversión	59
7.1.2 Tiempo de inactividad.....	59
7.1.3 Valor del barril.....	59
7.1.4 Tiempo de trabajo	60

7.1.5 Costo de levantamiento, calidad y transporte	60
7.2 VPN, TIR, RC/B y Periodo de recuperación de la inversión.....	61
7.3 Analisis de sensibilidad.....	64
7.3.1 Interpretación de los resultados	67
Conclusiones	71
Recomendaciones	72
Bibliografía	73
ANEXOS	75
Anexo A. Estado del pozo junio 25 del 2018	75
Anexo B. Estado del pozo junio 25 del 2018 ampliada.....	76
Anexo C. Estado del pozo junio 26 del 2018.....	77
Anexo D. Estado del pozo julio 12 al 16 del 2018	78
Anexo E. Estado del pozo agosto 21 del 2018.....	79
Anexo F. Estado del pozo agosto 26 al 29 del 2018.....	80
Anexo G. Estado del pozo septiembre 08 del 2018.....	81
Anexo H. Estado del pozo septiembre 16 del 2018.....	82
Anexo I. Estado del pozo septiembre 23 del 2018.....	83
Anexo J. Estado del pozo octubre 26 al 29 del 2018.....	84
Anexo K Estado del pozo febrero 14 al 17 del 2019	85

Lista de figuras

Figura 1. Componentes de superficie de un sistema de BES.....	18
Figura 2. Centrilift Electrostart ESP Switchboard.....	19
Figura 3. Controlador de Velocidad Variable (VSD).....	21
Figura 4. Cabezal de pozo tipo hércules.....	22
Figura 5. Cortes de cables de potencia para sistemas de BES.....	22
Figura 6. Bomba centrífuga y sus partes.....	24
Figura 7. Motor y sus partes.....	25
Figura 8. Sensor Centinel+.....	26
Figura 9. Acumulación de gas en el lado de menor presión del impulsor.....	27
Figura 10. Excesiva acumulación de gas en el impulsor.....	28
Figura 11. Curva de rendimiento de la bomba a diferentes frecuencias.....	31
Figura 12. Mapa estructural del campo Tenay.....	44
Figura 13. Tendencia operacional del pozo Chichimene SW-B antes y después de la implementación del Maxrate.....	46
Figura 14. Tendencia operacional de La Cira-Infanta Pozo A antes de la ejecución del Maxrate...	49
Figura 15. Tendencia operacional de La Cira-infanta Pozo A después de la ejecución del Maxrate.....	49
Figura 16. Tasa de aceite vs PIP vs Tiempo.....	56
Figura 17. Tasa de aceite vs tiempo.....	57
Figura 18. Histórico precio del petróleo BRENT 2018-2019.....	60
Figura 19. Flujo de caja con VPN y flujo de caja sin VPN.....	61
Figura 20. Tasa interna de retorno (TIR).....	62
Figura 21. Relación Coste-Beneficio(R_c/b).....	63
Figura 22. VPN con variación del precio del barril de crudo.....	64
Figura 23. TIR con variación del precio del barril de crudo.....	64
Figura 24. R_b/c con variación del precio del barril de crudo.....	65
Figura 25. Tiempo de recuperación de la inversión con variación del precio del barril de crudo...	65
Figura 26. VPN con variación de la producción estimada.....	66

Figura 27. TIR con variación de la producción estimada.	66
Figura 28. Rc/b con variación de la producción estimada.	67
Figura 29. Tiempo de recuperación de la inversión con variación de la producción estimada. . .	67

Lista de tablas

Tabla 1. Especificaciones de un variador Electrospeed Advantage.	32
---	----

Resumen

En el proyecto se presenta una nueva tecnología desarrollada por Baker Hughes la cual consiste de un variador renovado llamado Electrospeed Advantage el cual trabaja con un software que implementa un nuevo modo de control para el variador llamado Maxrate.

El pozo Tenay-03 era un pozo que contaba con un gran potencial, pero tenía una gran cantidad de problemas que hicieron que se buscaran diferentes soluciones para poder sacar buen provecho de él. En este proyecto solo se evaluará el principal problema que fue la elevada producción de gas que tiene el pozo.

Basado en historias de éxito en las que la nueva tecnología había presentado buenos resultados se toma la decisión de implementarla en el pozo Tenay-03, por otro lado, se toman otras medidas para solucionar otros problemas los cuales serán presentados, pero no son temas de análisis en este proyecto.

En cuanto se realiza la implementación se empiezan a tener registros del comportamiento del pozo reportando los parámetros más importantes como los son PIP, temperatura del motor, frecuencia, entre otros, así como las fallas, las horas diferidas y todos los datos relacionados a la producción del pozo.

Mediante el registro llevado en este proyecto se pretende presentar y evaluar cómo se solucionaron los problemas y como se optimizo el pozo Tenay-03 para que este volviera a trabajar con los menores problemas posibles y se pudiera aprovechar su capacidad, además se presentan cifras económicas para evaluar su viabilidad.

**Palabras clave: Variador de velocidad, Maxrate, Modo de control,
Elevada produccion de gas, PIP, Viabilidad.**

Abstract

The project presents a new technology developed by BAKER HUGES which consists of a renewed drive called Electrospeed Advantage which works with a software that implements a new control mode for the drive called Maxrate.

The well Tenay-03 was a well that had great potential, but had a lot of problems, because of this different solutions were sought after to take advantage of this potential. In this project only the main problem of wich was the elevated production of gas that the well had will be evaluated.

Based on success stories in which the new technology had presented good results, the decision was made to implement it in the Tenay-03 well, on the other hand, other measures were taken to solve other problems which will be presented, but they are not issues of analysis in this project.

As soon as the drive and software are implemented, there begins to have records of the behavior of the well, reporting the most important parameters such as PIP, motor temperature, frequency, among others, as well as failures, deferred hours and all data related to production from the well.

Through the registration carried out in this project, it is intended to present and evaluate how the problems were solved and how the Tenay-03 well was optimized so that it could work with the least possible problems and take advantage of its capacity, in addition to its viability evaluating economic figures.

**Keywords: Variable speed drive, Maxrate, Control mode, Elevated
Producion of gas, PIP, Viability.**

Introducción

En algunos pozos petroleros que, debido a su naturaleza, a su operación y producción, es posible encontrar una producción de gas considerable que generara serios problemas en la vida productiva del pozo, haciendo que la economía del proyecto no sea la esperada. Los problemas se agravan en pozos que necesitan de un sistema de levantamiento artificial para lograr la producción deseada. El sistema de levantamiento artificial (SLA) de bombeo electrosumergible (BES) es una técnica que cada vez tiene más demanda debido a su versatilidad para trabajar bajo distintas condiciones y a su constante mejoramiento tecnológico, sin embargo, en algunos escenarios presenta graves afectaciones, como lo es cuando la producción de gas se vuelve desmedida.

Baker Hughes presenta una nueva tecnología para manejar la elevada producción de gas cuando el pozo se encuentra siendo asistido para producir por el sistema de levantamiento artificial de BES. Esta solución innovadora consta de un variador conocido como Electrospeed Advantage el cual trabaja con un software inteligente llamado Maxrate, este último se encarga de recopilar la información necesaria para predecir cuando las condiciones en que se están trabajando en el pozo harán que se genere un bloqueo en la bomba, inmediatamente detectadas estas condiciones él se encargara de ajustar los parámetros en el variador Electrospeed Advantage para que este riesgo de bloqueo en la bomba sea superado.

En Colombia solo se ha aplicado este sistema a dos pozos los cuales tenían problemas en su operación debido al alto nivel de gas que suelen manejar; los reportes presentados luego de haber hecho uso del variador Electrospeed Advantage y del software Maxrate evidencian la

eficaz solución que ofrece este conjunto.

El pozo Tenay-03 contaba con un gran potencial, pero presentaba diversos problemas que no permitían que se este se desarrollara de la mejor manera. Uno de estos problemas es la alta cantidad de gas que produce que hacía que la bomba se bloqueara constantemente. Esta serie de bloqueos hacían que la producción del pozo se hiciera dependiente de las épocas en que los baches de gas no se pudieran manejar y ocasionaran problemas. Además, se contaba con un alto riesgo de que el sistema de BES presentara daños debiendo al recalentamiento del motor ocasionado por trabajar sin flujo a través de la bomba debido a los bloqueos. Por estas razones se decide instalar el variador Electrospeed Advantage y el software Maxrate.

2. Generalidades.

2.1 Fundamentos eléctricos

La información que se presenta a continuación se retoma de Hughes (2009).

2.1.1 Corriente Alterna. Los motores usados para manejar las instalaciones de BES son motores de corriente alterna. El generador de corriente alterna (AC) es el medio más importante para la producción de energía eléctrica. Todos los generadores eléctricos dependen de la acción de una bobina cortando a través de un campo magnético o de un campo magnético cortando a través de una bobina para su operación. Mientras haya un movimiento relativo entre el conductor y el campo magnético, un voltaje va a ser generado. Por lo tanto, el generador convierte la energía mecánica en energía eléctrica la cual es transmitida al consumidor por la transmisión y el sistema de distribución.

2.1.2 Voltaje (V). Ya que los electrones se encuentran normalmente distribuidos a través de una sustancia, una fuerza llamada fuerza electromotriz es requerida para separarlos de los átomos y hacer que ellos fluyan en una dirección definida. Esta fuerza es mejor conocida voltaje. La unidad para medir la fuerza electromotriz es el voltio.

2.1.3 Corriente (I). Cuando un voltaje de suficiente fuerza es aplicado a una sustancia, causa un flujo de electrones. Este flujo de electrones es conocido corriente eléctrica. La rata de flujo de corriente es medida en amperios. Un amperio es la rata de flujo de corriente eléctrica

representada por el movimiento de una cantidad unitaria de electrones por segundo.

2.1.4 Resistencia (R). La resistencia puede ser comparada con la fricción generada por el flujo de agua a través de una tubería. Similarmente, un material que tiene baja resistencia permite que la electricidad fluya con poca pérdida de voltaje; un material con alta resistencia provocara gran pérdida de voltaje. La energía utilizada para superar la resistencia es convertida en calor.

2.1.5 Ley de Ohm. El voltaje requerido para hacer la corriente fluya depende de la resistencia del circuito. Un voltaje de un voltio hará que un amperio fluya a través de una resistencia de un ohm. A esto se le conoce como ley de Ohm.

$$I = \frac{V}{R}$$

Ecuación 1

2.1.6 Frecuencia (Hertz). Cuando un generador rota 360°, una revolución completa, el voltaje generado es de un ciclo. Si el generador rota a una velocidad de 60 revoluciones por segundo, el voltaje generado completara 60 ciclos en 1 segundo. En otras palabras, se puede decir que el voltaje generado tiene una frecuencia de 60 ciclos o 60 hertz.

2.2 Relación gas – aceite (GOR)

El GOR indica qué tanto gas hay por cada barril de crudo en condiciones estándar (60 °F, 14,7 psi). Esta relación es clave para determinar el tipo de crudo en un yacimiento.

$$GOR = \frac{SCF}{STB}$$

Ecuación 2

Donde,

SCF: Volumen de gas a condiciones estándar, ft^3

STB: Volumen de petróleo a condiciones estándar, *bbl*

2.3 Pump intake pressure (PIP)

En operaciones con bombas sumergibles es importante conocer los pies de fluido sobre la entrada de la bomba los cuales generan una presión sobre esta la cual se conoce en inglés como *pump intake pressure*. Un valor de PIP optimo permitirá que la bomba se alimente apropiadamente previniendo que se genere cavitación o bloqueos por gas. Para conocer correctamente este valor es importante conocer la gravedad especifica o el gradiente del líquido en el anular. Un aumento o disminución en la PIP puede indicar un cambio en el rendimiento de la bomba o en la integridad de la instalación (Hughes, 2009).

2.4 Bomba electro sumergible (BES)

Las bombas electro sumergibles (BES) a lo largo de su historia se ha caracterizado por su eficiencia a la hora de manejar grandes caudales de fluidos (aceite y/o agua) desde los pozos. Normalmente el sistema se compone por una tubería colgada desde la cabeza de pozo unida a una bomba centrífuga multietapa, una sección de sello y un motor de inducción de tres fases. Estos componentes de fondo de pozo se encuentran sumergidos en el fluido en el pozo.

El funcionamiento de la bomba se da por la acción rotativa de una turbina conocida como impulsor que gira dentro de una cavidad llamada difusor. A este conjunto (impulsor – difusor) se

le conoce como etapa. Al interior de este conjunto la fuerza centrífuga le imparte energía cinética al fluido, luego esta energía se convierte en energía potencial en forma de presión para que haya flujo de fluidos desde el fondo de pozo a superficie a la rata establecida (Hughes, 2009).

2.4.1 Componentes de superficie del sistema BES. El sistema en superficie es encargado de suministrar la energía necesaria al motor y de proteger los demás componentes de fondo de pozo. Este sistema está conformado por:

- Transformador.
- Switchboard.
- Caja de venteo.
- Arrancador suave.
- Variador.
- Cabezal de pozo.
- Cable de potencia.

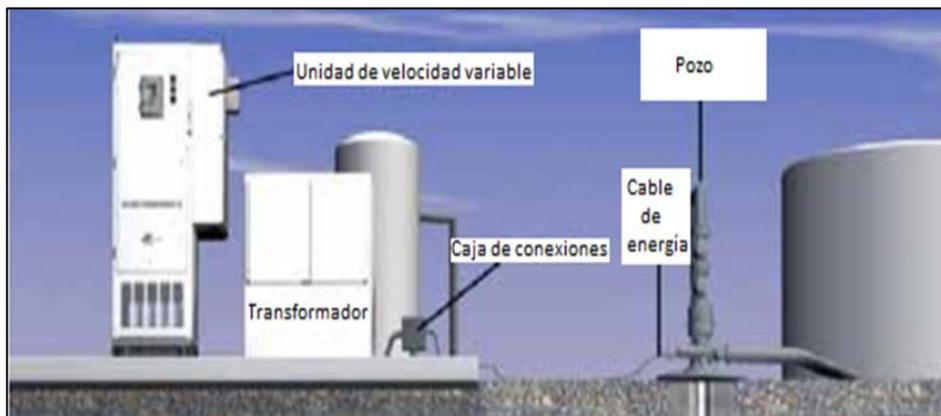


Figura 1. Componentes de superficie de un sistema de BES. Fuente: Hughes (2009).

2.4.1.1 Transformador. En la mayoría de los casos, el voltaje disponible en superficie no es compatible con el voltaje requerido por los demás equipos, por lo que es necesario el uso de un transformador reductor para reducir el voltaje de la línea de alta tensión al voltaje necesario. los transformadores son seleccionados en función del voltaje requerido en superficie, el cual depende en gran medida de la profundidad en la cual es ajustado el equipo BES y del voltaje del motor seleccionado (Takacs, 2009).

2.4.1.2 Switchboard. Es el centro de control de una instalación de BES. Este consiste de un arrancador de motor, un interruptor de desconexión manual o automático, un circuito temporizador y un amperímetro registrado. El tablero de conmutadores cuenta con las siguientes funciones:

- Protege los equipos de superficie y de fondo de pozo de una amplia variedad de problemas.
- Monitorea y registra los más importantes parámetros operacionales.



Figura 2. Centrilift Electrostart ESP Switchboard. Fuente: Hughes (2009).

2.4.1.3 Caja de venteo. La caja de venteo está diseñada para proporcionar una conexión entre el fondo de pozo y los cables eléctricos de superficie, ventear a la atmosfera el gas que puede migrar por el cable de potencia sumergido, además de permitir un punto de fácil acceso para pruebas para controles eléctricos del equipo de fondo de pozo (Hughes, 2009).

2.4.1.4 Arrancador suave. El arrancador suave está diseñado para reducir alto estrés eléctrico y mecánico que es generado al iniciar el BES. Trabaja bajando el voltaje que llega al motor durante la fase de arranque. La caída de voltaje reduce la corriente de entrada para así suavizar las características de inicio (Lake, 2007).

2.4.1.5 Variador. Los controladores de velocidad variable o como se conoce en ingles variable speed drive (VSD) tienen gran importancia en el funcionamiento del BES ya que permite variar el rendimiento de la bomba controlando la velocidad del motor. El control logrado en la velocidad del motor permite disminuir la temperatura del motor, mejorar el manejo de gas, controlar el *drawdown* del pozo, ajustar el BES a los cambios que puedan existir en las condiciones del pozo, disminuir el estrés del sistema en el arranque, entre otros beneficios (Hughes, 2009).



Figura 3. Controlador de Velocidad Variable (VSD). Fuente: Hughes (2009).

2.4.1.6 Cabezal de pozo. El cabezal de pozo está diseñado para soportar el peso del equipo subsuperficial y se encarga de mantener control sobre el espacio anular. Esta debe contar con un empaquetamiento que proporcione sello alrededor del cable y la tubería. En la figura 4 se muestra un cabezal de pozo tipo hércules el cual permite que el cable de fondo de pozo pasa directamente a través del cabezal de pozo (Hughes, 2009).

En otros cabezales de pozo el cable de fondo de pozo es cortado en el cabezal y es equipado con un conector de energía. El cable de superficie que proviene del *Switchboard* normalmente cuenta con un conector que permitiría que los dos cables sean unidos en el cabezal de pozo.

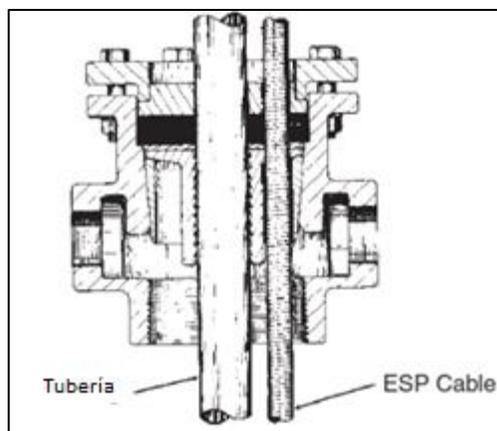


Figura 4. Cabezal de pozo tipo Hércules. Fuente: Takacs (2009).

2.4.1.7 Cable de potencia. El cable de potencia es el enlace entre el equipo de fondo de pozo y la fuente de energía. La energía es transmitida a el motor sumergible mediante una banda de energía eléctrica trifásica especialmente construida para la tubería de producción. Este cable puede ser de construcción robusta para prevenir daños mecánicos y es capaz de retener sus propiedades físicas y eléctricas cuando es expuesto a líquidos calientes y gases en pozos de producción (Hughes, 2009).

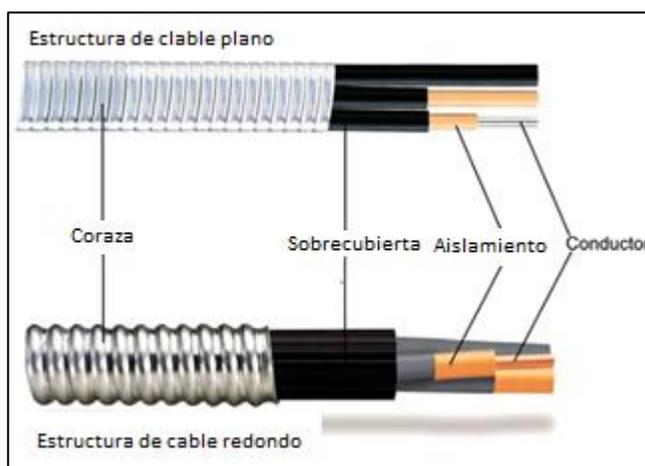


Figura 5. Cortes de cables de potencia para sistemas de BES. Fuente: Hughes (2009).

2.4.2 Componentes de Fondo de Pozo del Sistema BES.

Un sistema de bombeo electrosumergible está compuesto principalmente en fondo de pozo

por los siguientes elementos:

- Tubería de producción.
- Bomba centrífuga.
- Sección de sello.
- Motor.
- Sensor.

2.4.2.1 Tubería de producción. Como su nombre lo indica, es un tubular de pozo utilizado para producir los fluidos procedentes del yacimiento. La tubería de producción se ensambla generalmente con otros componentes para conformar la sarta de producción. Durante la selección, se procura que la tubería de producción sea compatible con la geometría del pozo, las características de producción del yacimiento y los fluidos del yacimiento.

2.4.2.2 Bomba centrífuga. Como ya se comentó, las bombas usadas en el BES son bombas multietapa de tipo centrífugo, las cuales mediante el sistema impulsor – difusor se encargan de convertir la velocidad a presión gracias a la acción de la fuerza centrífuga, para así lograr el levantamiento del fluido. Las principales características de estas bombas centrífugas son:

- Bombas multietapa con una cantidad de etapas que depende de las necesidades del pozo.
- Bombas autocebantes.
- Configuraciones de flujo radial o mixto (Takacs, 2009).

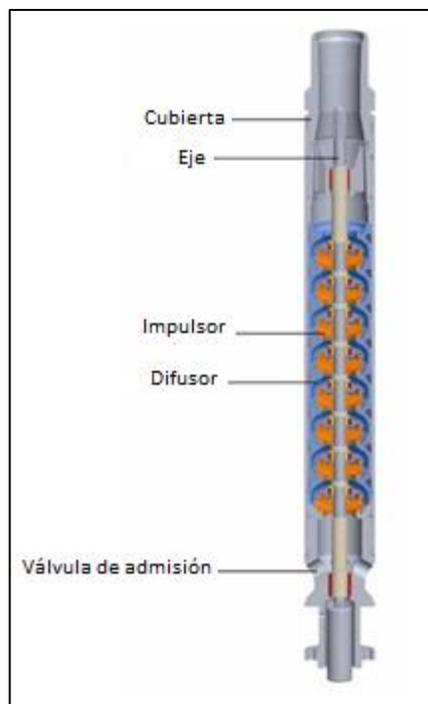


Figura 6. Bomba centrífuga y sus partes. Fuente: Hughes (2009).

2.4.2.3 Sección de sello. La sección de sello es básicamente un conjunto de cámaras de protección conectadas comúnmente en serie, las cuales se encuentran ubicadas debajo de la bomba y directamente sobre el motor. Este componente tiene unas funciones críticas para el óptimo desarrollo de la operación y el tiempo de vida del BES, entre las cuales se pueden resaltar las siguientes:

- Protege el aceite del motor de la posible contaminación causada por los fluidos producidos.
- Permite la estabilización de la presión entre el interior del motor y el pozo (Lake, 2007).

2.4.2.4 Motor. Los motores usados en los servicios de BES son motores de inducción, trifásicos, tipo jaula de ardilla con dos polos de inducción. Estos trabajan con el principio de

inducción electromagnética. El estator se encarga de generar campos magnéticos los cuales inducen al eje a girar dentro del estator para así proveer giro y torque al eje de la bomba (Takacs, 2009).

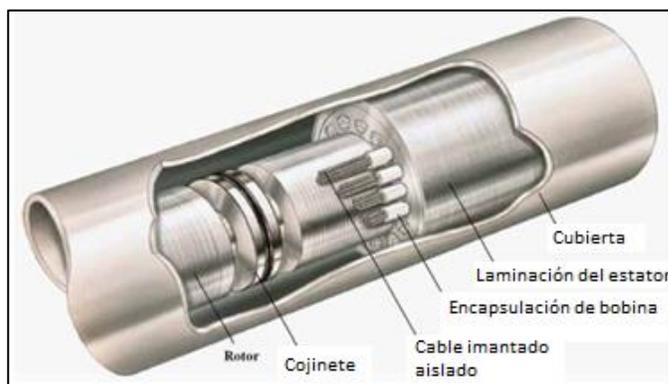


Figura 7. Motor y sus partes. Fuente: Hughes (2009).

2.4.2.5 Sensor. Los sensores de fondo de pozo se encargan de medir los parámetros del pozo y proporcionan datos críticos para mejorar la eficiencia y el funcionamiento del sistema de BES. Estos sensores aportan una gran cantidad de datos, desde las más básicas mediciones de fondo de pozo hasta los más sofisticados datos para optimizar la producción. Los datos registrados son transmitidos digitalmente con el fin de eliminar interferencias que pueden generar lecturas erróneas y pérdidas de información (Hughes, 2009).



Figura 8. Sensor Centinel+. Fuente: Hughes (2009).

2.5 Afectaciones del gas en BES

Como ya se ha mencionado, la bomba del BES es un sistema que reparte una alta velocidad rotacional al fluido al entrar el impulsor, la energía cinética transmitida es proporcional a la densidad del fluido desplazado. Las partículas de líquido debido a su gran densidad, reciben una cantidad mayor de energía cinética, después de la conversión en la etapa, aumenta la presión de flujo, mientras que el gas libre sujeto a la misma velocidad rotacional no puede producir un aumento en la presión debido que a la energía cinética proporcionada a él es significativamente inferior por la baja densidad de la fase gaseosa. Por esto el rendimiento de la bomba centrífuga usualmente declina cuando a ella entra líquido y gas libre.

Sin embargo, la presencia de gas libre o disuelto en la columna no necesariamente tiene efectos negativos inmediatos. El gas alivia el gradiente de fluido debido a la densidad de la mezcla en la tubería disminuyendo la carga de la bomba con un efecto similar al *gas lift*. Es cuando estas cantidades aumentan en proporción significativa que se empiezan a ocurrir los problemas con la bomba.

2.5.1 Efectos del gas en la bomba. Cuando una cantidad considerable de gas libre se encuentra en las etapas de la bomba diferentes efectos perjudiciales para el rendimiento y tiempo de la vida de la bomba pueden ocurrir, entre los cuales se reconocen:

- Gas Blocking.
- Gas Locking.
- Surging (Chira, et al., 2017).

2.5.1.1 Gas Blocking. Cuando burbujas de gas segregan del fluido, se tienden agrupar en el lado de menor presión del impulsor. Esta acumulación de gas puede obstruir el flujo, resultando en una producción reducida en superficie, llamada bloqueo parcial por gas o *gas blocking*. La producción se mantiene, pero se ve afectada, si esta acumulación de gas se agrava ocurrirá un *gas locking* y no habrá producción

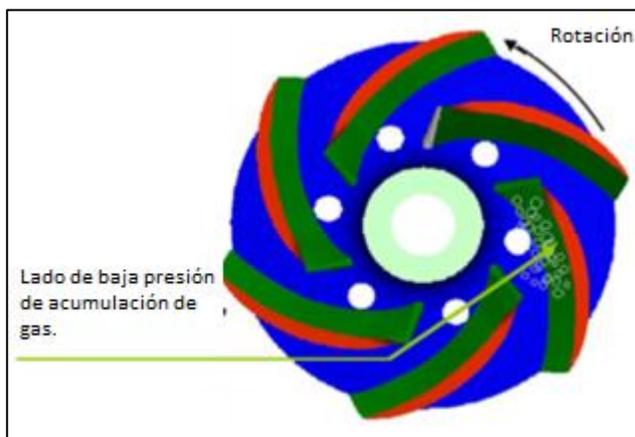


Figura 9. Acumulación de gas en el lado de menor presión del impulsor. Fuente: (Chira, et al., 2017).

2.5.1.2 Gas Locking. Se denomina *gas locking* cuando la acumulación de gas en el lado de menor presión completamente interrumpe la trayectoria de flujo impidiendo cualquier

desplazamiento.

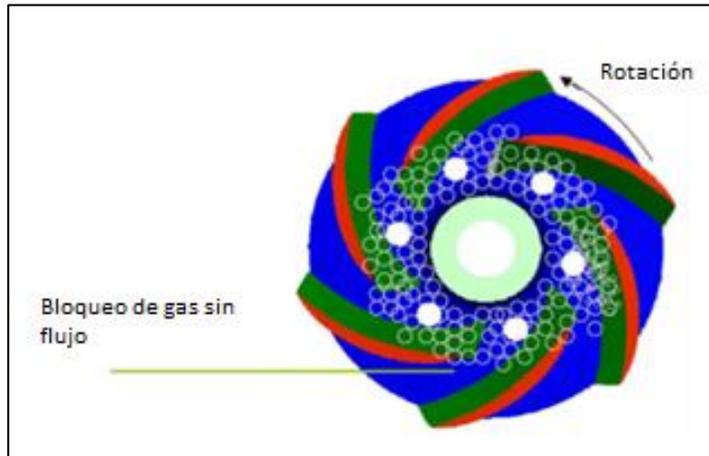


Figura 10. Excesiva acumulación de gas en el impulsor. Fuente: (Chira, et al., 2017).

2.5.1.3 Surging. Es el efecto que se da cuando la producción de líquido disminuye por el bloqueo por gas, mejora la separación del gas y altas presiones de pozo ayudan a recuperar producción y desempeño perdido, hasta que el proceso se repite por acumulación de gas. Ambos procesos repiten cíclicamente trayendo consecuencias de:

- Pérdida de producción en superficie.
- La bomba rota sin flujo, aumentando temperaturas, puede reducir la vida del equipo.
- Pérdida de lubricación y cristalización de polímeros si la alta temperatura excede las calificaciones.
- cambios en la tolerancia y desgaste.

2.6 Variadores de velocidad (VSD)

Cuando un sistema de BES convencional trabaja a una velocidad constante se vuelve muy inflexible con respecto a las posibles variaciones en los parámetros del pozo. Normalmente como

prerrequisito para un diseño adecuado es necesario saber con precisión cuales son los parámetros del pozo (presión de formación, rata de flujo, etc.). Sin embargo, cuando se logran obtener unos correctos datos del pozo y se puede realizar un adecuado diseño de la instalación es inevitable que estos datos cambien con el tiempo lo que conlleva a que la bomba trabaje bajo condiciones que generaran un rápido deterioro y una posterior descomposición.

Estos problemas, son eliminados si la bomba trabaja un con amplio rango de velocidades. Como el motor sumergible maneja la bomba centrifuga directamente, la velocidad de la bomba es simplemente manejada por los cambios en la velocidad de rotación del motor. Esta velocidad de rotación es función de la frecuencia dada por el generador de AC, por lo que una adecuada regulación del suministro de frecuencia hará un control sobre la velocidad de rotación del motor y por lo tanto se podrá manejar la velocidad de la bomba. Esta es la aplicación que tienen los variadores de velocidad en las operaciones de levantamiento artificial manejadas con BES (Takacs, 2009).

2.6.1 Leyes de afinidad. El rendimiento de la bomba a diferentes velocidades ha sido ampliamente investigado y se han definido unas reglas básicas de operación a diferentes velocidades. Las siguientes relaciones existen entre la velocidad actual de la bomba y sus más importantes parámetros de rendimiento:

- La rata de flujo de la bomba varia directamente proporcional con la velocidad de operación.
- El levantamiento de la bomba varia proporcionalmente con el cuadrado de la velocidad.
- La potencia requerida para manejar la bomba varia proporcionalmente

con el cubo de la velocidad.

- La eficiencia de la bomba no varía con los cambios de velocidad.

Las anteriores reglas pueden ser expresadas matemáticamente por las siguientes ecuaciones:

$$Q_2 = Q_1 \left(\frac{N_2}{N_1} \right)$$

Ecuación 4

Donde,

N_2, N_1 : Velocidades de la bomba, RPM

Q_2, Q_1 : Ratas de bombeo a N_2 y N_1 , BPD

$$H_2 = H_1 \left(\frac{N_2}{N_1} \right)^2$$

Ecuación 5

Donde,

H_2, H_1 : Levantamiento a N_2 y N_1 , ft

$$BHP_2 = BHP_1 \left(\frac{N_2}{N_1} \right)^3$$

Ecuación 6

Donde,

BHP_2, BHP_1 : Potencia a N_2 y N_1 , hp

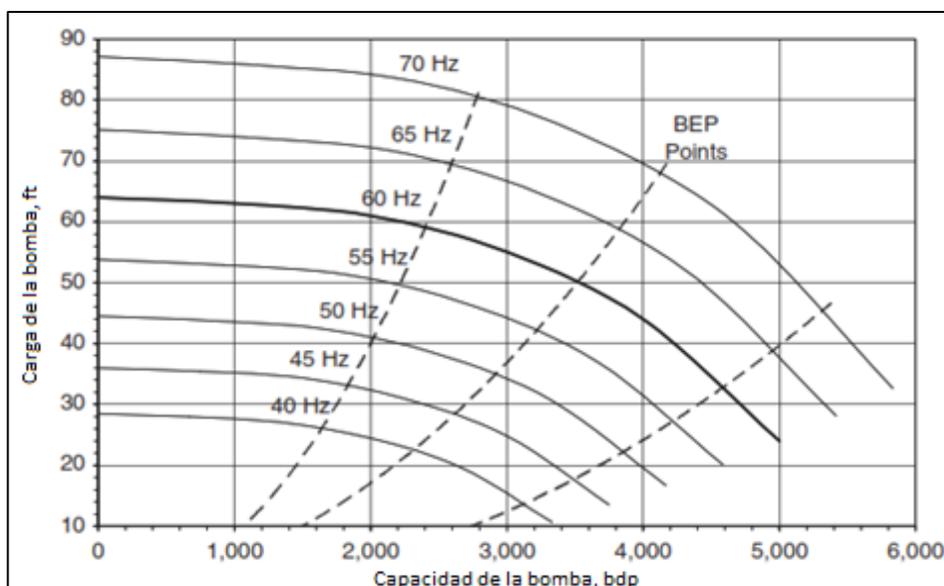


Figura 11. Curva de rendimiento de la bomba a diferentes frecuencias. Fuente: Takacs (2009).

Las formulas dadas previamente permiten construir una curva de rendimiento para cualquier frecuencia si la curva de rendimiento estándar a 60 Hz es conocida. La figura 10 muestra la curva de rendimiento de levantamiento de una bomba a diferentes frecuencias. Si esta bomba es manejada a 60 Hz el rango recomendado de rata de flujo esta entre 2400 y 4600 BPD. Se puede observar que utilizando un VSD que regule la frecuencia entre 40 y 70 Hz, la bomba va ampliar el rango de ratas de flujo recomendadas, trabajando con valores entre 1600 a 5400 BPD. Esta operación permitirá manejar fácilmente los cambios que pueden tener los parámetros del pozo.

2.6.2 Variador tipo Electrospeed Advantage. El variador Electrospeed Advantage es dispositivo desarrollado por la empresa Baker Hughes para resolver los problemas más comunes que se experimentan diariamente cuando se maneja BES como lo son, el bloqueo de gas, la dificultad para el arranque, el consumo de energía. El mecanismo cuenta con un *Real-Time Torque Command* como se conoce en inglés, el cual entrega la cantidad de torque exacto que la

bomba requiere en cualquier momento. Calcular el torque en tiempo real permite hacer un control preciso y una protección en caso de que haya una variación en la carga que va a tener la bomba. Una variedad de softwares trabaja de la mano con el variador Electrospeed Advantage, los cuales son diseñados para ofrecer una solución a un problema específico. Los softwares aplicados en estos variadores son: *Maxrate*, *Power Ride Through*, *Real-Time cable compensation*, *Back spin detection*, y *Power monitoring* (Hughes, 2012). Los rangos de operación de este tipo de variadores se muestran en la Tabla 1.

Especificaciones	
Voltaje de entrada y salida	380 y 480 voltios
Energía auxiliar	115 voltios
Corriente de salida	79 a 624 A
Energía de salida	66 a 518 kVA
Frecuencia de salida	10 a 120 Hz
Frecuencia de entrada	50 a 60 Hz
Eficiencia	$\geq 98\%$
Temperatura	-40 °F a 131 °F

Tabla 1. Especificaciones de un variador Electrospeed Advantage. Fuente: Hughes (2012)

2.6.3 Modos de control en variadores. Los variadores usados en la industria petrolera tienen disponibles diferentes modos para el control del BES dependiendo de las metas de la operación, aplicación y circunstancias del pozo. Hay principalmente dos modos de control Modo de frecuencia o *Frequency mode* y modo PIB o *Proportional-Integral-Derivative mode (PIB mode)*.

Cuando se maneja en el modo de frecuencia el controlador intentara operar a la frecuencia programada sin ninguna realimentación, significando que otros parámetros operacionales pueden cambiar sin ningún control. En modo PID el controlador probara variando la frecuencia de salida para mantener un dato de realimentación, ya sea PIP o corriente. El punto fijo asignado de PIP o corriente dictara el valor de control o señal que sería usado como el objetivo el cual el controlador intentaría alcanzar y mantener.

El modo PID usualmente es usado en aplicaciones de alto gas para compensar los duros efectos del gas. Puesto que con realimentación de PIP se puede limitar la cantidad de gas libre dentro las etapas de la bomba ya que el gas libre es un resultado directo de la presión de operación. Conjuntamente, al operar en modo PID con realimentación de corriente la carga de la bomba disminuirá a medida que se maneje más gas libre, la frecuencia de salida aumentará hasta alcanzar los de límite de frecuencia. Este ligero aumento de frecuencia va a comprimir aún más al gas y esto ayuda a desplazarlo fuera de la bomba (Chira, et al., 2017).

2.6.4 Software Maxrate. Baker Hughes introduce un nuevo modo de operación, una solución inteligente diseñando para reducir los efectos perjudiciales de alto corte de gas en sistemas de BES, a la vez mejorando la producción. Consiste en un paquete de software llamado Maxrate que se instala en los variadores Electrospeed Advantage. Este software tiene dos modos de control, *gas control* y *gas purge*.

Gas control: ajusta automáticamente la frecuencia de operación en el VSD con el fin de mitigar el *gas lock* y la parada del equipo, ejecutando una secuencia de pasos de acuerdo al esfuerzo de torsión (torque) del sistema que permite al operador alcanzar la máxima producción.

La funcionalidad de este modo se basa en un híbrido del modo PID con dos componentes. Control de la frecuencia de salida usando un control PID de lazo cerrado (cíclico) basado en los amperios de salida, con el sistema tratando de mantener una corriente de salida constante según lo exigido. Este ciclo reacciona con relativa rapidez a cambios en la corriente de salida resultantes en cambios de carga debido a eventos de gas. Además, un segundo ciclo monitorea presión de fondo y ajusta la demanda de amperios del ciclo para finalmente alcanzar la presión deseada.

Gas purge: el cual automáticamente hace varios intentos para romper el *gas lock* o apaga la bomba debido a una carga insuficiente que ocurren en estos casos. Si el sistema determina que la herramienta todavía está bloqueada después de múltiples pruebas, el BES se apagará para prevenir más daño. El algoritmo está diseñado para identificar una caída en el esfuerzo de torsión, indicando un *gas lock*, después el sistema resetea el VSD para disminuir la velocidad de la bomba hasta el punto donde el fluido no se produce en superficie. Esto causa un fluido de retorno a través de la bomba el cual va a quitar las burbujas de gas por detrás de los impulsores. Una vez se despeja el VSD acelerará hasta la previa frecuencia para reestablecer bombeo (Chira, et al., 2017).

2.7 Evolución del BES

Como se menciona en Petrowiki (2018), a comparación de la mayoría de los otros métodos de levantamiento artificial, como el *gas lift* o el bombeo de varilla reciprocante, cuya invención no se puede atribuir a ninguna persona, el bombeo electrosumergible fue inventado y desarrollado por un ruso llamado Armais Arutunoff a fines de la década de 1910. En 1911, Arutunoff fundó la empresa Russian Electrical Dynamo de Arutunoff (sus siglas REDA aún se

conocen en todo el mundo) y desarrolló el primer motor eléctrico que podía ser operado sumergido en un pozo de petróleo. La primera instalación exitosa de ESP fue implementada en el campo El Dorado en Kansas en 1926. Arutunoff inició Bart Manufacturing. Co., más tarde reorganizada como REDA Pump Co. en 1930.

Durante su larga historia, los equipos de BES sufrieron una continua mejora. El primer avance se produjo a principios de la década de 1950 cuando el sello o protectores en sus ejes considerablemente incrementaron la vida útil de ESP porque brindan una protección mucho mejor contra la fuga de fluidos del pozo hacia el motor. La producción en pozos gaseosos siempre ha sido un problema y los separadores por gravedad simple (flujo inverso) no resolvieron el problema completamente hasta que el primer separador rotativo se introdujo a principios de los años setenta.

Desde su concepción, las unidades BES se han destacado por tener un levantamiento y tasas de líquidos mucho mayor que la mayoría de los otros tipos de levantamiento artificial y encontraron su mejor aplicación en alta velocidad/alta tasa y en costa afuera. Se cree que hoy aproximadamente el 10% del suministro mundial de petróleo se produce con instalaciones de bombeo electrosumergible.

Correr y jalar unidades BES convencionales implica el uso de equipos pesados de unidades de reacondicionamiento porque la sarta de tubería se debe mover hacia dentro o fuera del pozo. La reducción de los altos costos de reacondicionamiento se puede lograr si el BES se corre y ejecuta con un cable de la resistencia mecánica correcta. Las unidades de cable suspendido, que aparecieron por primera vez en el campo petrolero a fines de los años 70, se hicieron muy populares, por sus características ventajosas, especialmente en el entorno marino. Se pueden alcanzar ventajas similares con el tubo enrollado (*Coiled tubing*) transportando e instalando

unidades BES, primero utilizado en los campos de Alaska en 1992.

Aunque los otros componentes de la unidad BES también han evolucionado, el cambio revolucionario llegó en el momento en que se instaló la primera unidad de velocidad variable en agosto de 1977. El variador de velocidad (VSD) cambia la frecuencia de la corriente eléctrica que impulsa el motor BES y, por lo tanto, modifica considerablemente el rendimiento del cabezal de la bomba sumergible. Al configurar correctamente la frecuencia de conducción, una limitación muy básica de las unidades BES se puede eliminar y la capacidad de elevación de la bomba electrosomergible se puede modificar fácilmente para que coincida con el rendimiento del pozo. Sin una unidad VSD, en pozos con capacidades de producción de líquido desconocidas, la unidad BES tiene que intercambiarse con una unidad que se adapta mejor a la capacidad del pozo, que generalmente implica una operación de reacondicionamiento costosa.

El mercado de los variadores de frecuencia ha sufrido durante estos últimos años enormes cambios, principalmente debido a los avances en los microprocesadores que han permitido, mediante el uso de complejos modelos matemáticos, el desarrollo de nuevas generaciones más inteligentes y de prestaciones muy superiores. La evolución en la electrónica de potencia ha permitido igualmente disminuir las pérdidas por calor y, gracias a elementos de conmutación más rápidos y eficaces, el desarrollo de equipos vectoriales es hoy en día una realidad. Hace treinta años los convertidores de frecuencia de corriente continua todavía dominaban el mercado y se empleaban cuando se precisaba un nivel razonable de velocidad o de par. Como contrapunto y hablando en términos reales, el coste por kW de los convertidores de corriente alterna era veinte veces superior al actual, el rango de velocidad se limitaba a 10:1 en el mejor de los casos y su uso se centraba casi exclusivamente en ventiladores, bombas y cintas transportadoras.

Sin embargo, la necesidad de beneficiarse de las ventajas del control de velocidad de

motores estándares del tipo de Jaula de Ardilla y de reducir los costos de mantenimiento motivo que los convertidores de corriente continua perdieran peso en la industria hasta el punto que, en la actualidad, solo se utilizan en aplicaciones muy específicas. Por el contrario, los de corriente alterna se han convertido en un referente universal, ofreciendo prestaciones muy dinámicas, y dominado el mercado de los convertidores.

Algunos de ellos llegan incluso a ofrecer paquetes avanzados de control y regulación que les convierte en auténticos autómatas o controladores programables. Y su tamaño es tan reducido que nos encontramos ante el hecho de que los factores limitadores en el desarrollo de futuras generaciones son, una vez más, las pérdidas por calor y el acceso por cable.

3. Evaluación económica

La evaluación económica de proyectos de cooperación tiene por objetivo identificar las ventajas y desventajas asociadas a la inversión en un proyecto antes de la implementación del mismo. La evaluación económica es un método de análisis útil para adoptar decisiones racionales ante diferentes alternativas. Es frecuente confundir la evaluación económica con el análisis o evaluación financiera. En este segundo caso se considera únicamente la vertiente monetaria de un proyecto con el objetivo de considerar su rentabilidad en términos de flujos de dinero. Mientras que la evaluación económica integra en su análisis tanto los costes monetarios como los beneficios expresados en otras unidades relacionadas con las mejoras en las condiciones de vida de un grupo.

3.1 Valor Presente Neto (VPN)

El VPN es el valor presente de los beneficios netos que genera un proyecto a lo largo de su vida útil, descontados a la tasa de interés que refleja el costo de oportunidad que para él o la inversionista tiene el capital que piensa invertir en el proyecto. Este VPN mide, en moneda de hoy, cuantas ganancias tendrá el inversionista si realiza el proyecto, en vez de colocar su dinero en la actividad que le brinda como rentabilidad la tasa de descuento (Sabalza, 2006).

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t}$$

Ecuación 7

Donde,

VPN: Valor presente neto, \$USD

FC_t: Flujo de caja en cada periodo de tiempo t, \$USD

n : Numero de periodos considerados

t : Tiempo, Meses

r : Tasa de descuento o Coste de oportunidad del capital.

El Valor Presente Neto sirve para generar dos tipos de decisiones: ver si las inversiones son efectuables y ver qué inversión es mejor que otra en términos absolutos. Los criterios de decisión se basan en lo siguiente:

- $VPN > 0$, la tasa de descuento elegida generará beneficios.
- $VPN = 0$, el proyecto de inversión no generará beneficios ni pérdidas, por lo que su realización resultará indiferente.
- $VPN < 0$, el proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.

3.2 Tasa de descuento o coste de oportunidad de capital (r). Para Vázquez (2018), la tasa de descuento es el coste de capital que se aplica para determinar el valor actual de un pago futuro. Es muy utilizado a la hora de evaluar proyectos de inversión. Nos indica cuánto vale ahora el dinero de una fecha futura. La tasa de descuento es la inversa a la tasa de interés, que sirve para aumentar el valor (o añadir intereses) en el dinero presente. La tasa de descuento, por el contrario, resta valor al dinero futuro cuando se traslada al presente, excepto si la tasa de descuento es negativa, caso que supondrá que vale más el dinero futuro que el actual.

3.3 Tasa interna de retorno (TIR). La Tasa Interna de Retorno de un proyecto mide la rentabilidad promedio anual que genera el capital que permanece invertido en él. Se define como aquella tasa de descuento que iguala a cero el Valor Actual Neto. Es un valor que nos remite a un

determinado tipo de interés para el cual realizar o no la inversión sería indiferente. Cuanto más alta sea la TIR más alta será la rentabilidad esperada del negocio y, al revés, cuanto más baja la TIR más riesgo corremos al realizar la inversión. Si la TIR es mayor que el coste de oportunidad del capital, entonces el capital del proyecto evaluado genera una rentabilidad mayor que la que puede ser generada por la mejor alternativa de inversión. En ese caso es recomendable apostar por el proyecto (Beltrán y Cueva, 2000).

Su cálculo es realizado encontrando el tipo de descuento que hace igual a cero el VPN:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t}$$

Ecuación 8

Donde,

VPN: Valor presente neto, \$USD

FC_t : Flujo de caja en cada periodo de tiempo *t*, \$USD

n: Numero de periodos considerados

t: Tiempo, Meses

El criterio de selección será el siguiente donde “*r*” es la tasa de descuento de flujos elegida para el cálculo del VPN:

- Si $TIR > r$, el proyecto de inversión será aceptado. En este caso, la tasa de rendimiento interno que obtenemos es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.
- Si $TIR = r$, estaríamos en una situación similar a la que se producía cuando el VPN es igual a cero. En esta situación, la inversión podrá llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.
- Si $TIR < r$, el proyecto debe rechazarse. No se alcanza la rentabilidad mínima que le pedimos a la inversión.

3.4 Período de recuperación de la inversión (PR)

El período de recuperación del capital o la inversión (PR) es el plazo (número de años) en que la inversión original se recupera con las utilidades futuras. La regla de decisión asociada a este indicador señala que se deben preferir los proyectos con menor período de recuperación. Cuanto más corto sea éste, mejor.

3.5 Relación Coste – Beneficio (Rc/b)

La relación Coste-Beneficio (Rc/b) compara de forma directa los beneficios y los costes. Para calcular la relación (Rc/b), primero se halla la suma de los beneficios descontados, traídos al presente, y se divide sobre la suma de los costes también descontados (Ucañán, 2015).

$$Rc/b = \frac{\sum VP_{ingresos}}{\sum VP_{egresos}}$$

Ecuación 9

Donde,

Rc/b : Relación Coste-Beneficio

$VP_{ingresos}$: Valor presente de los ingresos, \$USD

$VP_{egresos}$: Valor presente de los egresos, \$USD

Para una conclusión acerca de la viabilidad de un proyecto, bajo este enfoque, se debe tener en cuenta la comparación de la relación Rc/b hallada en comparación con 1, así tenemos lo siguiente:

- $Rc/b > 1$, indica que los beneficios superan los costes, por consiguiente, el proyecto debe ser considerado.
- $Rc/b = 1$, Aquí no hay ganancias, pues los beneficios son iguales a los costes.
- $Rc/b < 1$, muestra que los costes son mayores que los beneficios, no se debe considerar.

4. Generalidades del campo Tenay

Se presentan a continuación aspectos contextuales relacionados con el Campo Tenay, a partir de los datos expuestos por Posada y López (2006).

4.1 Ubicación Geográfica

El campo Tenay se encuentra localizado en la porción SSE de Colombia, en el departamento del Huila, geológicamente hace parte de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM), Subcuenca de Neiva, ubicada entre las cordilleras Central y Oriental de Colombia en el departamento del Huila. La Subcuenca de Neiva es una cuenca petrolífera madura, con cerca de 20 campos de petróleo y gas descubiertos y en producción. Actualmente en el área de Neiva se tiene una producción cercana a 12000 barriles de petróleo por día (BFPD) en yacimientos de edad Terciaria y Cretácica.

4.2 Reseña histórica

El campo Tenay fue descubierto en el año de 1985 mediante la perforación del pozo Tenay-1 por parte de Hocol-Tenneco en el marco de la antigua concesión Neiva 540. El pozo encontró una profundidad medida de 11500 pies; un total de 40 pies de arenas productoras de aceite de 35° API dentro de la formación caballos (Aptiano-Albiano).

Para el desarrollo del campo la compañía Hocol-Tenneco operadora del bloque Neiva, perforo 3 pozos adicionales que, aunque no hallaron los límites del yacimiento, al no encontrar el contacto agua-aceite, si permitieron definir que el principal mecanismo de producción del campo es gas en solución con empuje parcial o débil de agua.

El pozo Tenay 3 estuvo en producción mediante flujo natural por 19 años y solo hace dos

años y medio fue invertido para colocar bombeo electrosumergible. Después de 20 años de producción, el campo no ha reportado producción de agua y aunque los potenciales productores de los pozos han decaído, la presión del yacimiento se ha mantenido en los últimos 7 años, lo cual comprueba la existencia de un empuje parcial por un acuífero, pero no ha sido suficiente para evitar que la presión caiga un poco por debajo del punto de burbuja. En el año de 1994 la concesión, revirtió a la nación y el campo paso a ser operado por Ecopetrol.

4.3 Estratigrafía

Los pozos del campo Tenay atraviesan una columna sedimentaria de 1200 pies de espesor aproximadamente, desde el Cretáceo medio hasta el Plioceno. En el área de Tenay no se ha perforado el basamento, aunque la información regional indica la existencia de este. El basamento está representado por un complejo de rocas ígneas y metamórficas que abarcan edades desde el Precámbrico al Jurásico. En contacto discordante sobre el basamento se encuentra una sección sedimentaria que abarca desde el Cretáceo medio hasta el Plioceno.

4.5 Modelo geológico estructural

La estructura del campo Tenay es un monoclinal (presenta estructuras en las que las capas están inclinadas en el mismo sentido) que buza hacia el oeste, limitada al este por la falla inversa de Tenay, la cual también buza hacia el oeste. El cierre estructural al oeste corresponde al cierre propio de la estructura, dado por el buzamiento regional; hacia el Sur el campo está limitado por la falla de Tenay, como se aprecia en la Figura 12.

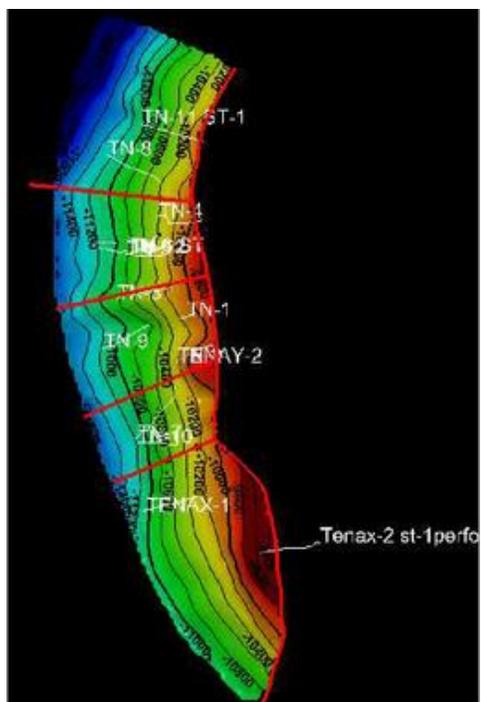


Figura 12. Mapa estructural del campo Tenay. Fuente: Casanova, Posada, Saavedra y Falla (2009).

5. Casos con aplicación del software Maxrate

5.1 Chichimene SW-B

El campo Chichimene es un campo ubicado en el departamento de Meta, Colombia el cual cuenta con un área de 1853,29 acres. Este fue descubierto en 1969 pero su producción inicio en 1985. Chichimene cuenta con 235 pozos que tienen una producción total de 78000 BOPD. Los cuales producen crudo extra pesado de la formación San Fernando a una profundidad promedio de 8500 ft.

El pozo Chichimene SW-B fue completado en julio de 2010 con BES como sistema de levantamiento artificial a 4900 ft. Las características del pozo presentan un crudo extra pesado con una gravedad API de 8,2, BSW 2%, GOR de 1430 scf/bbl y un punto de burbuja de 1200 PSI. Desde que el sistema inició el gas causó interferencias que conducían a múltiples apagones.

Cuando el sistema inició la PIP mínima alcanzada fue de 670 psi a una frecuencia de 56,8 Hz. Mientras el sistema trabaja a estos valores se presentaban comportamientos erráticos en la corriente y se presentaban eventos de bloqueo por gas. Por esto, fue necesario reducir la frecuencia a 53 Hz para llevar la PIP a un valor de 730 psi con el fin de mantener el gas en solución. La producción aproximada en ese tiempo era de 395,6 BOPD y la producción diferida debido a eventos de bloqueo por gas por mes era de 4,7 horas. Por estas razones se decidió probar el Maxrate en el pozo.

El variador se inició en septiembre 30 de 2015 en modo frecuencia a 53 Hz. A esta condición el sistema estaba estable con una PIP de 730 psi, 270 Amp y 238 °F, Sin embargo, cuando la frecuencia se incrementaba el pozo exhibía un amperaje errático hasta alcanzar aproximadamente 55 Hz donde se generó un evento de bloqueo por gas. El primero de octubre se registró un aumento de temperatura de 42°F alcanzando los 280°F. El bloqueo por gas se limpió

con la ayuda de del operador de campo y se arrancó con una frecuencia de 53 Hz manteniendo una PIP de aproximadamente 730 psi.

En noviembre 15 se inició la prueba del Maxrate. El software fue configurado para inicialmente lograr una PIP de 700 psi con un rango de frecuencia operacional de 51 a 58 Hz. Los resultados iniciales fueron exitosos, por esto la PIP se fue disminuyendo gradualmente hasta el punto de 630 psi. El 24 de noviembre el sistema paso una prueba de producción mostrando una producción de 424,1 barriles, presentando un aumento de 28,5 BOPD. Desde que se implementó el Maxrate solo se presentó un apagón el 17 de enero, pero no fue relacionado a una interferencia realizada por gas. Para el inicio de diciembre de 2015 el nuevo punto de estabilidad fue a una PIP de 600 psi con una frecuencia de 57 Hz. La confiabilidad del BES fue mejorada evitando apagones innecesarios causados por bloqueo por gas, esto mejoro el tiempo de vida del BES evitando arranques fuertes y eventos de alta temperatura en esta aplicación de crudo extra pesado. La Figura 13. indica la tendencia operacional.

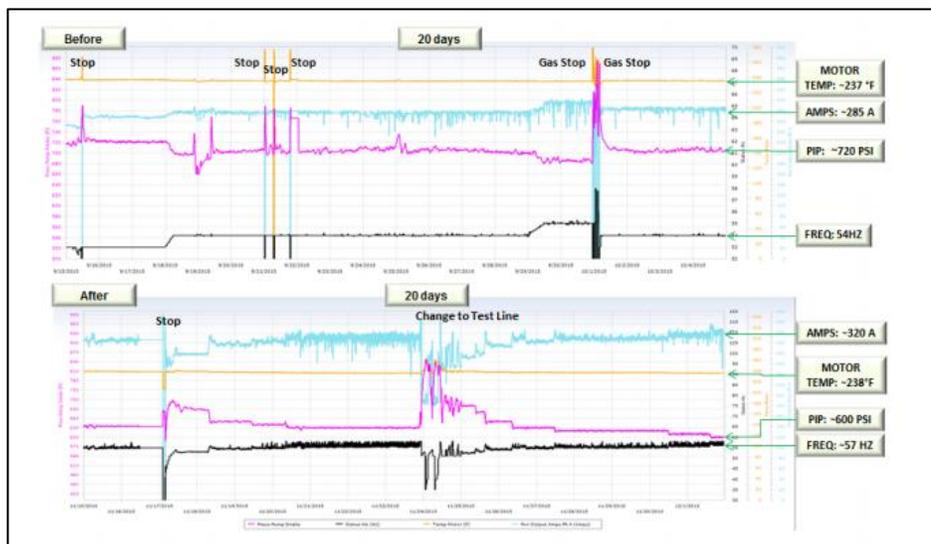


Figura 13. Tendencia operacional del pozo Chichimene SW-B antes y después de la implementación del Maxrate. Fuente: Díaz, Aguinaga, Orejuela y González (2016).

5.2 La Cira-Infantas Well A

En el valle medio del Magdalena cerca de Barrancabermeja, Colombia, está situado el campo la Cira-Infantas. El campo más antiguo del país con más de 100 años de producción. Descubierto en el año 1917 y puesto en producción en 1918. Actualmente cuenta con alrededor de 1900 pozos y una producción aproximada de 39,000 BOPD. Compuesta de dos estructuras, en el norte una anticlinal llamada la Cira y en el sur Infantas, Siendo más alta estructuralmente Infantas que la Cira. El campo produce de tres arenas, A (Colorado) B y C (Mugrosa). Alrededor del 90% de la producción y reservas son asociadas con las arenas de C.

La estimada presión de yacimiento es 1450 psi a 3300 ft. La gravedad API del crudo producido es entre 27.9 en Infantas a 21.4 en la Cira. Un GOR inicial de 150 SCF/STB y en algunas áreas la presión de yacimiento ha reducido a 200 psi.

Los sistemas de levantamiento artificial usados son bombeo mecánico y PCP en la mayoría de los pozos, sin embargo, el BES se está implementando en los últimos años para aumentar la producción y superar nuevas restricciones como la producción de gas y pozos altamente desviados. Desde el 2008 más de 270 equipos de BES se han instalado.

Para la prueba del sistema se escogió el Pozo A, informalmente llamado “El pozo imposible” debido a que produce una cantidad muy alta de gas por el cual no se pudo lograr controlar la producción y efectos de gas con las técnicas disponibles. Para empezar la prueba el modo de control se puso en modo frecuencia, a través del variador. La frecuencia fue aumentada hasta que el sistema mostró síntomas de bloqueo de gas. Después el modo PID fue activado. La prueba manifestó que el sistema empieza a demostrar problemas de manejo de gas a 72 Amp.

El modo PID empezó con un objetivo de 69 Amp para alcanzar aproximadamente un PIP de 450 psi, pero el pozo manifestó condiciones inestables con oscilaciones entre 60 Amp y 95

Amp. Estas variaciones son directamente relacionadas con la interferencia de gas dentro del equipo de BES. Esta oscilación causo varios apagones debido al bloqueo por gas. Por estas condiciones inestables el 4 de junio de 2015 se decidió implementar el paquete de software inteligente Maxrate para control el gas en el pozo, basadas en la información obtenida del modo PID.

Se activó el Maxrate y durante la calibración se hicieron modificaciones a los parámetros de frecuencia máxima y mínima. El objetivo era encontrar el punto de equilibrio de gas dentro de la bomba usando el software. Se empezó con una PIP de 620 psi y una corriente de 70 Amp.

El 5 de junio se hicieron ajustes al PIP designado, bajando gradualmente hasta alcanzar un PIP de 450 psi y a la vez ajustando la máxima frecuencia a 52 Hz. Sin embargo, la corriente presento un comportamiento errático, indicado por el alza de la PIP a más de 600 psi. Se hicieron cambios adicionales bajando la PIP a 350 psi con las mismas condiciones de corriente y frecuencia máxima. Otro ajuste fue la expansión del rango de frecuencia a 54 Hz. Después de implementar estos cambios el pozo empezó a disminuir la PIP oscilando entre 400 psi y 250 psi. Últimamente se hizo un cambio al rango de frecuencia a fin de mantener la PIP a 250 psi.

Cuando los parámetros del pozo se mantenían alrededor de los 250 psi se optimizo la velocidad de reacción del algoritmo a cambios dinámicos en el pozo. Con esta configuración la PIP del pozo se estabilizo en 250 psi.

Con el pozo estable este punto operacional se considera la configuración óptima para la operación del modo Maxrate. El pozo siguió en monitoreo durante 45 días donde hubo varios eventos potenciales de bloqueo por gas que fueron correctamente mitigados con el software inteligente y solo hubo un apagón debido a una falla de la fuente de alimentación eléctrica del campo. El resultado de la aplicación se resaltó en el aumento de producción diaria de

aproximadamente 14%, al ir de 65 BOFD a 75 BOFD. También hubo una completa reducción en horas diferidas debido a bloqueos por gas, al ir de 28 horas mensuales a 0 horas. La Figura 14. da cuenta de esta información.

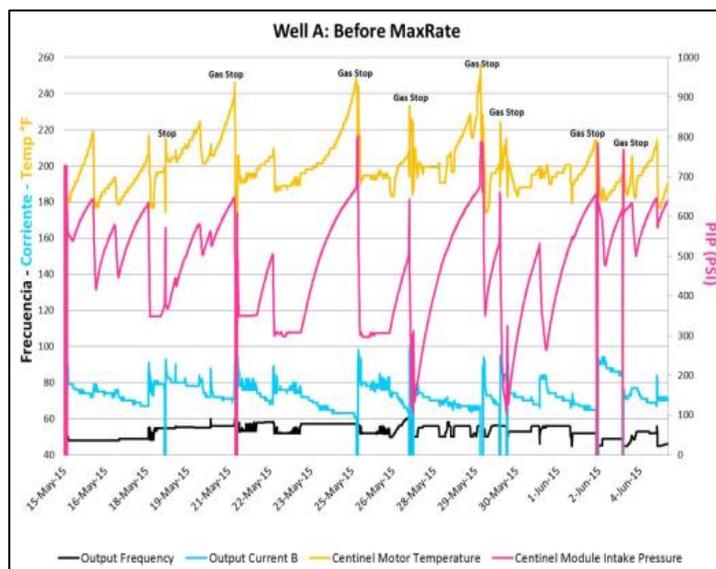


Figura 14. Tendencia operacional de La Cira-Infanta Pozo A antes de la ejecución del Maxrate. Fuente: Chira, Gonzalez, Rodriguez, Serrano (2017).

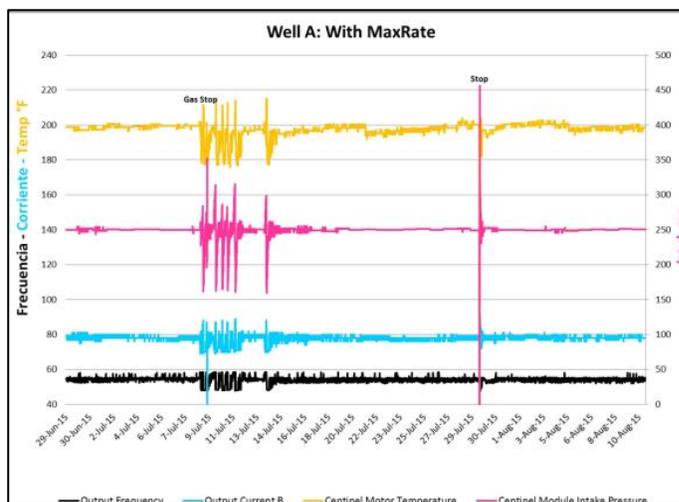


Figura 15. Tendencia operacional de La Cira-infanta Pozo A después de la ejecución del Maxrate. Fuente: Chira, Gonzalez, Rodriguez, Serrano (2017).

6. Aplicación del software Maxrate para la optimización y manejo del gas en el pozo

Tenay-03

6.1 Problemas detectados

El pozo Tenay-03 lleva varios años presentando la posibilidad de generar solidos incrustantes (scale), adicionalmente tiene un problema mayor ya que es un pozo que produce baches de gas que hace que los equipos de BES se bloqueen conllevando a una caída en la producción de aceite.

El hecho de que las bombas fueran bloqueadas por la producción de los baches de gas hizo que los motores alcanzaran temperaturas que sobrepasaban los 300 °F debido a la falta de refrigeración por el no movimiento del fluido. Los constantes arranques debido a los bloqueos tuvieron gran incidencia en las altas temperaturas que alcanzaba el motor.

6.2 Trabajos realizados

Para manejar los problemas que el pozo presenta se decide iniciar con el control de las incrustaciones para lo cual se adiciona un cable con capilar para realizar un bombeo de inyección química que permitiera hacer control del scale y evitar los atascamientos en las bombas.

Debido a los problemas generados por la producción de gas se toma la decisión de hacer un manejo del gas tanto en fondo como superficie. En el diseño de fondo se toma la decisión de que la metalurgia del equipo fuera ferritica debido a la producción de CO₂ que tiene el pozo. En este pozo se determinó realizar tres etapas para el manejo de gas con el fin de que el gas que entre a la bomba sea el mínimo posible. Lo cual se evidencio al revisar cuanto gas estaba entrando en la bomba en cada estabilización en la PIP que pudo realizar el programa para posteriormente

comparar con el valor de que gas entrando en la bomba que se obtuvo el día de la instalación del software. En la siguiente tabla se aprecia lo mencionado.

Fecha	PIP (Psi)	GOR en la entrada de la bomba (scf/bbl)
15 de junio de 2018	952	2,78
16 de julio de 2018	729	2,21
06 de octubre 2018	552	1,65

Las etapas para el manejo de gas y la reducción de gas en la entrada de la bomba fueron las siguientes:

- El fluido entra por la entrada de la bomba, teniendo un 25% de gas en la entrada de la bomba.
- El fluido sigue a la bomba manejadora de gas y sale con 10% de gas en la entrada de la bomba.
- Luego el fluido pasa a una bomba cónica buscando una compresión natural del gas.

Adicionalmente el equipo fue profundizado 200 ft. Para el manejo de gas en superficie se realizó un cambio en el variador por el variador Advantage con el software Maxrate instalado en él.

6.3 Reportes de operación

La constante producción de baches de gas en el pozo Tenay-03 limitó su operación puesto que en las condiciones en que se estaba trabajando presentaban un gran riesgo de generar un daño considerable en el sistema, además las constantes paradas por bloqueos de gas dificultaron la normal producción del pozo por lo que se hizo necesario la implementación de técnicas y tecnologías que permitieran el normal funcionamiento del mismo.

En los reportes previos a la implementación del Maxrate y del variador Advantage se reportó una PIP de 950 psi y una temperatura en el motor de 317 °F generándose como objetivo la reducción de estos valores para que el Run Life del sistema no se vea afectado y se pueda llevar una producción optimizada.

Desde la fecha de instalación se ha realizado un constante monitoreo al pozo para garantizar el correcto funcionamiento del nuevo variador Advantage y el buen manejo del software Maxrate, además de lograr identificar oportunamente fallas externas a los problemas que genera el gas. Desde la fecha de instalación (15 de junio de 2018) se ha registrado el estado del pozo y los eventos más importantes hasta la fecha.

Junio 25 del 2018: Luego de un normal funcionamiento del pozo durante 10 días se presenta un bloqueo por gas en donde se evidencia el aumento de PIP a partir de los 950 psi iniciales; se hizo necesaria la disposición de un técnico para que asistiera a la locación para ventear el pozo y facilitar el desbloqueo del mismo sin embargo el procedimiento no generaba ninguna respuesta por lo que se procedió a bajar la frecuencia a 51 Hz con el fin de que el gas que estaba bloqueando la bomba pudiera circular hacia superficie y así facilitar dicho procedimiento. Como resultado la temperatura del motor bajó a 254.8 °F y la corriente se

reestableció a 122 Amp; más sin embargo la PIP no tuvo mayor incidencia manteniéndose sobre los 1000 psi. En este punto no se presenta flujo en el pozo. En el anexo A se reporta el estado del pozo en ese evento.

Posteriormente se decide llevar a 55 Hz la frecuencia de operación del equipo para recobrar flujo en el pozo. Según información proporcionada por el cuarto de monitoreo Tenay el pozo ya empezaba a tener aporte en superficie induciendo un desbloqueo parcial de la bomba sin embargo la PIP no presentaba decremento. En el anexo B se reporta el estado del pozo en ese evento.

Junio 26 del 2018: se decide realizar una operación para intentar superar completamente el bloqueo por gas de la siguiente forma:

- Se bajó la frecuencia de operación a 45 Hz.
- Bajo esta condición se espera aproximadamente 20 minutos.
- Posteriormente se lleva la frecuencia a 51 Hz.

Tras dicho procedimiento la temperatura del motor se ha mantenido estable sobre los 250 °F y se empieza a evidenciar una disminución en la PIP. Se reporta el estado del pozo en ese evento en la Figura 18. Después de casi dos días de haber realizado los trabajos presentados se logra liberar por completo el bloqueo por gas. En el anexo C se reporta el estado del pozo en ese evento.

Después haber alcanzado los 1000 psi en la PIP se logra una reducción en esta, llegando a los 750 psi, punto en el cual se logró una estabilización no solo en la PIP si no en los demás parámetros operacionales (Temperatura del motor, frecuencia y corriente) lo que permitió un normal trabajo del sistema. En el anexo D se reporta el estado del pozo en ese evento.

Agosto 21 2018: el pozo presentó un evento de parada el día 21 de agosto por un problema

de tipo operativo. El centro de monitoreo Tenay no identifico con claridad la razón de la parada. El pozo presento arranque 2 horas después de la parada y se presentó un incremento de frecuencia hasta los 60 Hz, debido a su modo de operación con lazo de control a la variable de PIP, buscando un valor objetivo de esta última sobre los 700 psi. En el anexo E se reporta el estado del pozo en ese evento.

Agosto 31 de 2018: el pozo finaliza el mes de agosto sin ninguna novedad considerable logrando una estabilidad en la PIP y la temperatura del motor en 772 psi y 248 °F respectivamente. En el anexo F se reporta el estado del pozo en ese evento.

Septiembre 08 2018: el día 08 de septiembre se sufrió un evento de parada a las 3:32 debido a un ajuste erróneo configurado en el variador. El pozo arranca 2 horas después luego del suceso a las 5:30 y recupera una condición estable donde la PIP se encuentra cerca de los 760 psi. En el anexo G se reporta el estado del pozo en ese evento.

Septiembre 16 2018: se presenta un evento de parada por alta temperatura en el motor luego de 8 días de operaciones sin variaciones considerables. Es posible observar en el estado del pozo como este incremento de temperatura está acompañado de un aumento en la PIP superando los 800 psi, por lo que se infiere que la bomba estaba levemente bloqueada. Se tomó la decisión de esperar a que disminuya la temperatura lo suficiente para poder realizar el arranque. 2 horas después de la parada se procede a realizar el arranque. En el anexo H se reporta el estado del pozo en ese evento.

Septiembre 23 de 2018: el día 23 de septiembre se presentó un evento de parada debido a una caída de energía en el campo. Se procedió a realizar un arranque remoto del sistema. El sistema se encuentra en proceso de estabilización. A este punto se había logrado una reducción en la PIP alcanzando los 750 psi aproximadamente trabajando con 53 Hz; esto gracias a los datos

almacenados por el software desde que empezó a operar en el pozo. En el anexo I se reporta el estado del pozo en ese evento.

Octubre 29 de 2018: Ya se ha logrado la reducción en la PIP mas considerable desde que el Maxrate empezó su funcionamiento, obteniendo una PIP de 550 psi. Desde que el pozo logro esta estabilización en 550 psi se trabajó sin problemas hasta el día 27 de octubre donde se registra una parada por un problema en la generación del campo, se realiza el arranque 24 minutos después. En el anexo J se reporta el estado del pozo en ese evento.

Febrero 17 2019: Hasta la fecha solo se han presentado paradas por problemas de generación en el campo las cuales han sido de corto tiempo por lo que no han sido de gran consideración. Durante este tiempo de un óptimo funcionamiento la PIP se ha mantenido estable en 550 psi conllevando a una estabilidad en la temperatura del motor de 243 °F; esta estabilidad y la reducción en las paradas por bloqueos por gas permitieron establecer que los valores con que se encuentra trabajando el sistema son los más recomendables para que se logre una producción optimizada del pozo. Los valores promedio que muestra este reporte presentan una frecuencia de 53 Hz, una PIP de 550 psi y una corriente de 170 Amp. En el anexo K se reporta el estado del pozo en ese evento.

Dado que las figuras presentadas en este punto no son de fácil lectura debido a su resolución, serán ampliadas en los anexos, para ser consultadas con mayor detalle.

6.4 Reportes de producción

En la Figura 16 se presenta la relación que tuvo la PIP y la tasa de aceite durante el periodo de operación del Maxrate y días previos a su instalación. Se aprecia cómo debido a los constantes problemas que el pozo tenía la PIP no tenía un valor constante y era dependiente de las eventualidades que surgieran por lo cual era de esperarse que no se lograra una estabilidad en la producción. Las líneas trazadas sobre la figura definen periodos de tiempo: la primera de izquierda a derecha es el inicio del Maxrate, la segunda es la primera estabilización de la PIP y la tercera es la última estabilización de la PIP.

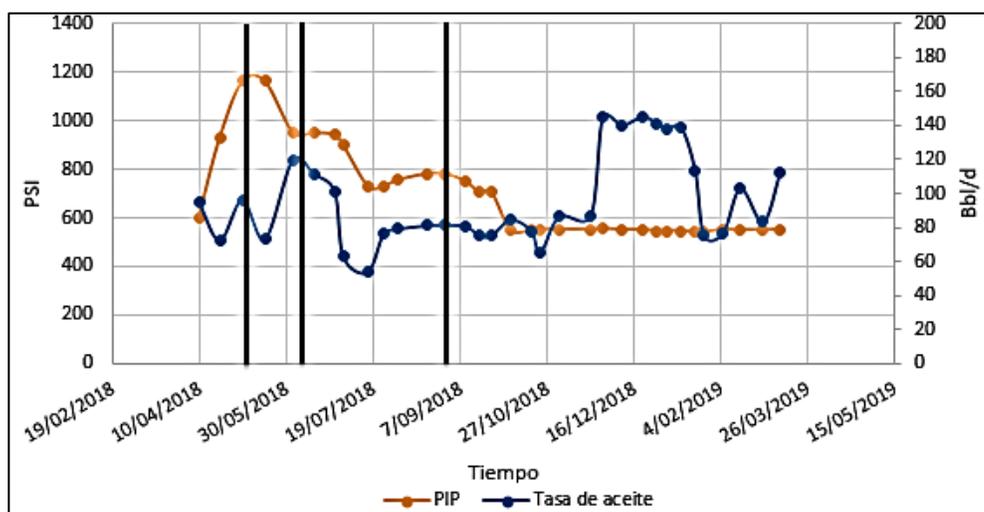


Figura 16. Tasa de aceite vs PIP vs Tiempo. Fuente: elaboración propia.

El 15 de junio de 2018 se instala el Maxrate, para esta fecha se trabajaba con una PIP de aproximadamente 950 psi por lo cual se fijó la primer PIP objetivo de 700 psi. Durante un mes en el que el software se encontraba en proceso de recopilar de información del pozo para identificar las condiciones en que se podría generar un bloqueo en la bomba, el pozo siguió presentando sus típicos problemas asociados a la producción de gas por lo cual se evidencia una caída en la producción de aceite mientras se encontraba una estabilidad en la PIP. Al cabo de este mes se logra llegar a una PIP de 729 que posteriormente se afianza en 760 psi logrando una

ganancia en la producción de 20 Bbl/d los cuales se mantuvieron estables por aproximadamente 2 meses.

El 10 de septiembre se determinó una nueva PIP objetivo de 500 psi. A partir de esta fecha la PIP fue descendiendo hasta lograr un valor de 550 psi en aproximadamente un mes de operación. Después de 2 meses de que la PIP se mantuviera estable en 550 psi se decide intentar una tercer PIP objetivo de 400 psi, pero el software no presentó respuestas a esta orden por lo que se tomó la decisión de dejar definitivamente 550 psi como PIP objetivo.

Una vez se logró llegar a 550 psi se ve un posterior aumento en la producción de aceite de aproximadamente 60 Bbl/d el cual tuvo una duración de mes y medio hasta que la producción cayó alrededor de 50 Bbl/d la cual se ha mantenido oscilando entre 150 y 80 Bbl/d hasta la fecha, como se aprecia en la Figura 16, en donde al igual que la anterior las líneas trazadas definen periodos de tiempo: la primera de izquierda a derecha es el inicio del Maxrate, la segunda es la primera estabilización de la PIP y la tercera es la última estabilización de la PIP.

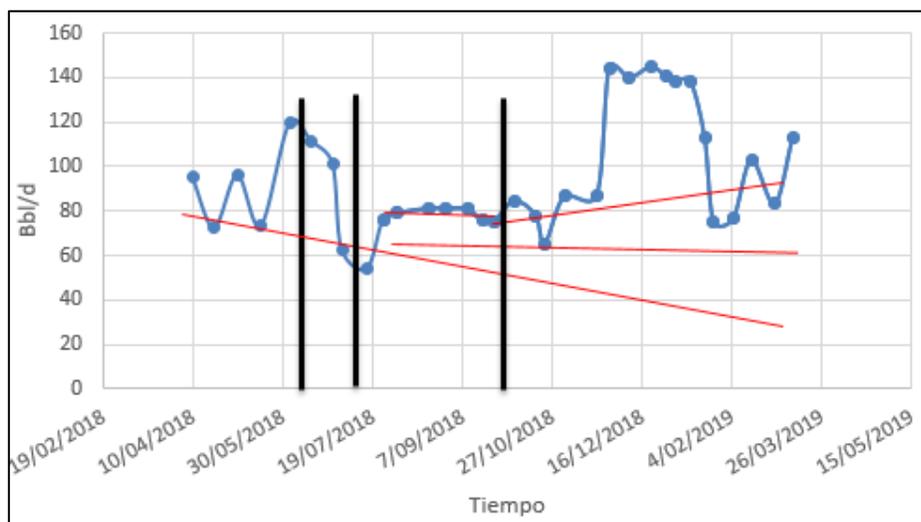


Figura 17. Tasa de aceite vs tiempo. Fuente: elaboración propia.

En la Figura 17 se representa la tasa de aceite vs el tiempo durante el periodo de operación del Maxrate y fechas previas a su instalación. Antes de la instalación del Maxrate se puede

observar un comportamiento en la producción que se podría considerar de alto rendimiento pero al analizar hasta la fecha en que se logra la primera estabilización en la PIP se observa una caída considerable alcanzado una producción de 54 Bbl/d ocasionada por los bloqueos que generaba la elevada producción de gas puesto que aun el software no había logrado recopilar la suficiente información para determinar cuándo se van a presentar bloqueos en la bomba; estos cambios repentinos en la producción sería el comportamiento errático que tendría el pozo si no se hubiera logrado bajar y estabilizar la PIP previniendo posibles bloqueos en la bomba.

Al conseguir bajar la PIP a 729 psi se presenta una mejoría en la producción alcanzando 80 Bbl/d que logro estabilizarse gracias a la posterior estabilización de la PIP en 750 psi. Al comparar la línea de tendencia 1 que considera el periodo de tiempo en el cual no se ha logrado la estabilización de PIP con la línea de tendencia 2 que considera el periodo de tiempo en el cual la PIP se mantuvo estabilizada en aproximadamente 750 psi se evidencia una gran mejoría en la producción futura demostrando el buen funcionamiento del Maxrate.

Cuando se consiguió bajar y estabilizar la PIP en 550 psi se reportó un aumento en la producción de 60 Bbl/d alcanzando los 140 Bbl/d que posteriormente cayó a 90 Bbl/d y se ha manteniendo oscilando alrededor de este valor hasta la fecha. Al comparar la línea de tendencia 3 que considera este periodo de tiempo y la línea de tendencia 2 demuestra el ascenso que tuvo la producción con la estabilización definitiva de la PIP.

7. Evaluación económica

7.1 Consideraciones

7.1.1 Inversión. El pozo Tenay-03 ya se encontraba completado, contaba con los equipos de superficie y la unidad de bombeo electrosumergible cuando fue intervenido, por lo que la inversión de este análisis se centra en la compra e instalación del variador Electrospeed Advantage en el cual viene incorporado el software Maxrate. Por otro lado, se hace necesario un constante monitoreo del software para garantizar que trabaje de manera correcta. Para la compra, transporte e instalación del nuevo equipo se necesitó una inversión de 200.00 USD\$/bbl. Para el costo de monitoreo se establecieron 3000 USD\$/mes.

7.1.2 Tiempo de inactividad. Este tiempo hace referencia a la producción diferida debido a una falla del sistema. Este tiempo no productivo es importante para el análisis debido a que nos permite evaluar la efectividad del software, tomando en cuenta su recurrencia e impacto económico. Tres meses antes de la implementación del software se registraron 28 horas diferidas equivalentes a 81 barriles.

7.1.3 Valor del barril. La variable más importante a nivel económico ya que de esta representa el valor del crudo que se está extrayendo y vendiendo. Su precio volátil a través de la historia de la industria y especialmente los últimos años hace que el precio del barril sea analizado detalladamente cuando se planea inversiones de nuevos proyectos. Como este valor depende de la economía mundial y la oferta y demanda internacional se hace importante determinar el alcance de los proyectos. Esto se realiza para determinar el periodo de repago del

proyecto, y debido a esta sensibilidad si el periodo es muy largo se puede dificultar un beneficio económico. Según los datos históricos durante la producción del pozo antes y después del de que se instalara el Maxrate, se decidió realizar un promedio mensual para la realización del análisis económico. Se recalca que en referencia para Colombia se usa el precio del petróleo BRENT.

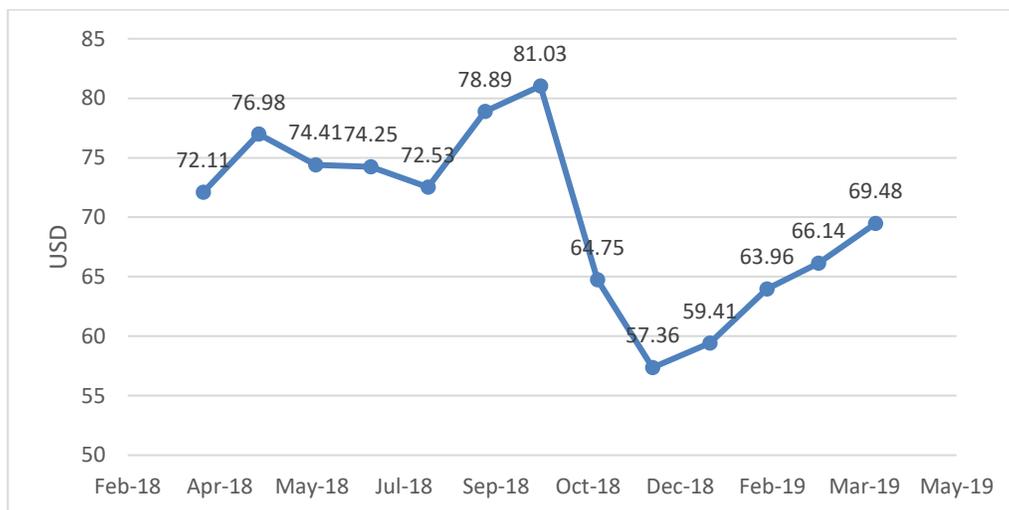


Figura 16. Histórico precio del petróleo BRENT 2018-2019. Fuente: Coutryeconomy (2019).

7.1.4 Tiempo de trabajo. El tiempo de trabajo es de 9 meses teniendo en cuenta que el variador Electrospeed Advantage fue instalado el 15 de junio de 2018 y en este proyecto se tuvo seguimiento del pozo hasta el hasta el día 10 de marzo de 2019.

7.1.5 Costo de levantamiento, calidad y transporte. El costo de levantamiento o “lifting cost” se refiere al valor que representa producir un barril de petróleo a superficie. Otros costos asociados son el costo de transporte desde el campo hasta el punto de refinación o exportación, también afectado por la calidad de crudo entregado. Este valor es generalizado para todo el campo y se tendrá en cuenta para el análisis económico del proyecto. El costo total de estas variables es de 28 USD\$/bbl.

7.1.6 Producción de aceite. Para determinar los ingresos que se obtuvieron durante el tiempo de trabajo es necesario tener el reporte de producción de aceite que evidencia la mejora obtenida gracias a la implementación de la tecnología presentada en el proyecto. Con la producción diaria de aceite y el precio del barril correspondiente a la fecha de producción es posible determinar el valor total de ingresos que se tuvieron hasta la fecha de análisis, así como el periodo de recuperación del capital o la inversión.

7.2 VPN, TIR, RC/B y Periodo de recuperación de la inversión.

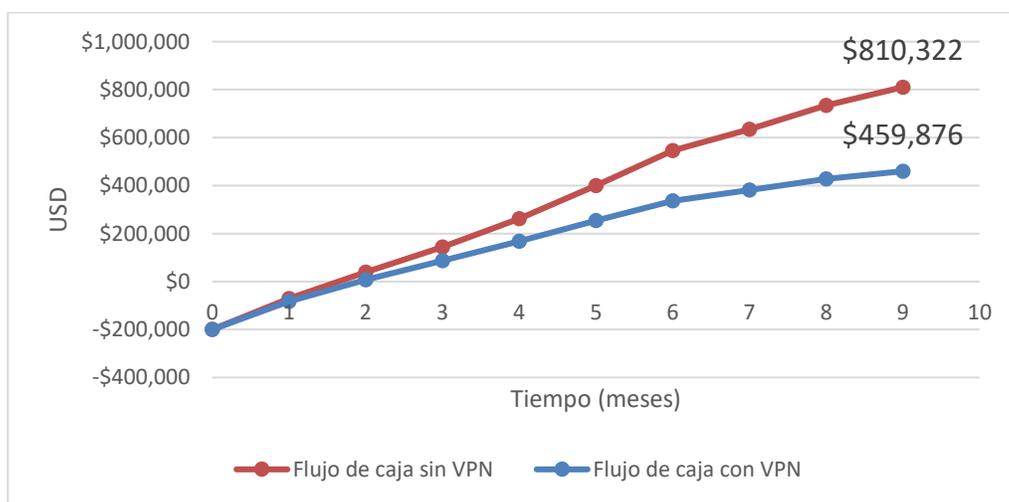


Figura 17. Flujo de caja con VPN y flujo de caja sin VPN. Fuente: elaboración propia.

En la Figura 19. se representa la curva de flujo de caja sin VPN y la de flujo de caja con VPN en el tiempo de trabajo (9 meses). Es posible apreciar en la curva de flujo de caja con VPN como el dinero va perdiendo valor con el tiempo considerando la tasa de descuento definida en 10%, el no incluir la tasa de descuento muestra valores distorsionados de la realidad como se puede observar en la curva de flujo de caja sin VPN.

Según la curva de flujo de caja con VPN se puede determinar el periodo de recuperación

de la inversión el cual es de 1,9 meses (1 mes y 27 días) según el estudio realizado. Por ende, los \$459.876 serán las ganancias obtenidas en los 7 meses y 3 días restantes.

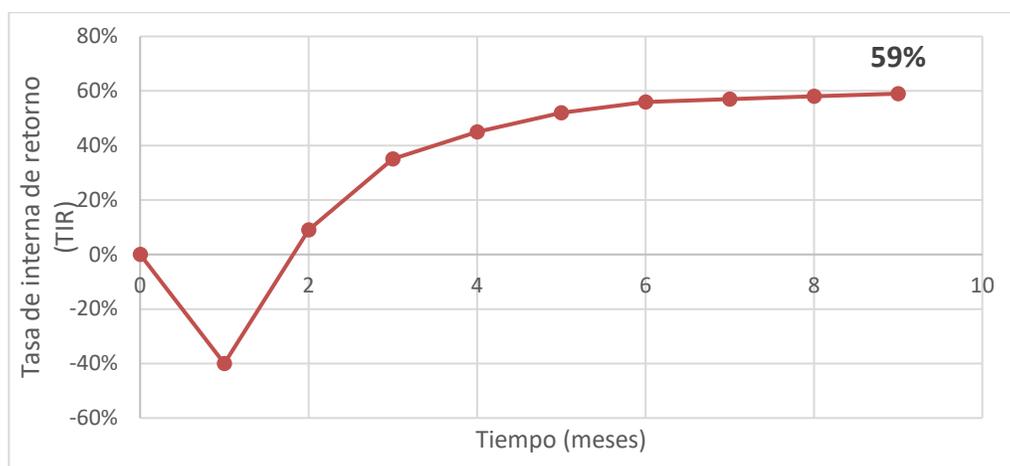


Figura 2018. Tasa interna de retorno (TIR). Fuente: elaboración propia.

El gráfico de la TIR permite evidenciar como en el primer mes las ganancias son tan pocas comparadas a la inversión inicial que se necesitara incluso un valor negativo (-40%) en la tasa de descuento para que el proyecto de inversión sea aceptado. Al cabo del segundo mes la TIR alcanza un valor positivo (9%) pero teniendo en cuenta la tasa de descuento de 10% el proyecto no se debería aceptar si estuviera definido solo para 2 meses. En el quinto meses se aprecia una posterior estabilización en la TIR la cual se mantendrá a menos que las variables del proyecto tengan un cambio considerable. Al cabo de los 9 meses de trabajo se alcanza un valor de gran beneficio en la TIR de 59% que representa la tasa de interés máxima que podría pagar el inversionista y la rentabilidad del proyecto.

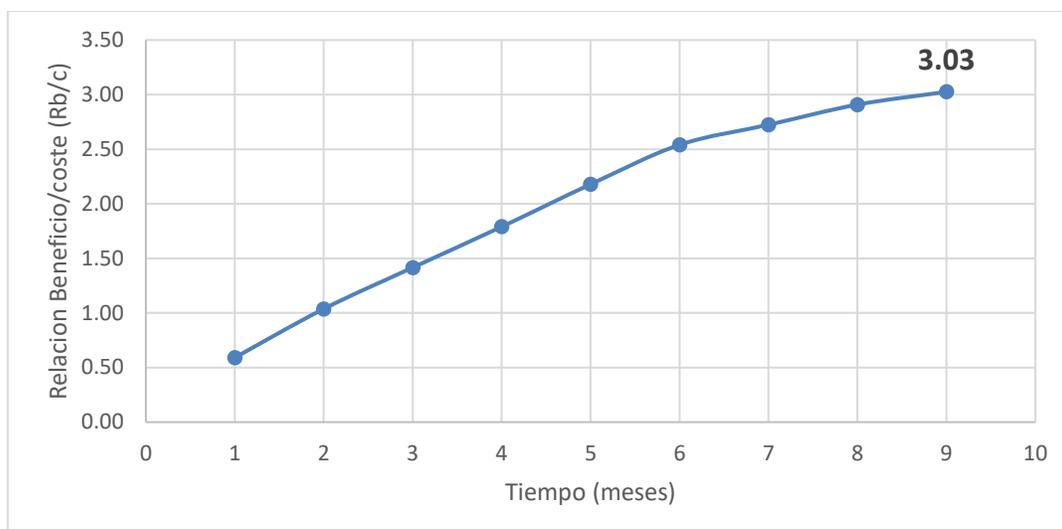


Figura 19. Relación Coste-Beneficio(Rc/b). Fuente: elaboración propia.

Como es de esperarse el grafico de Rb/c muestra un constante aumento debido a que mes a mes la inversión que se debe realizar es muy poca. El proyecto es considerado rentable en el segundo mes puesto que según la gráfica en este mes por cada dólar invertido se está retornado aproximadamente 1,1 dólar. Al cabo de los nueve meses de estudio se aprecia que el valor de Rb/c alcanza un valor de 3,03 indicando un resultado muy favorable para el proyecto puesto que por cada dólar invertido se está ganado tres veces este valor.

7.3 Análisis de sensibilidad.

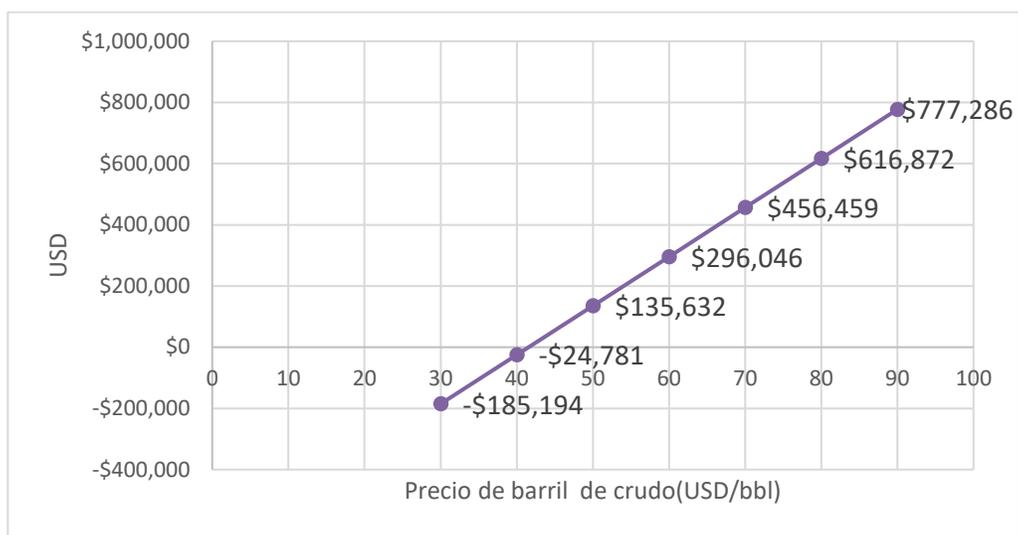


Figura 2220. VPN con variación del precio del barril de crudo. Fuente: elaboración propia.

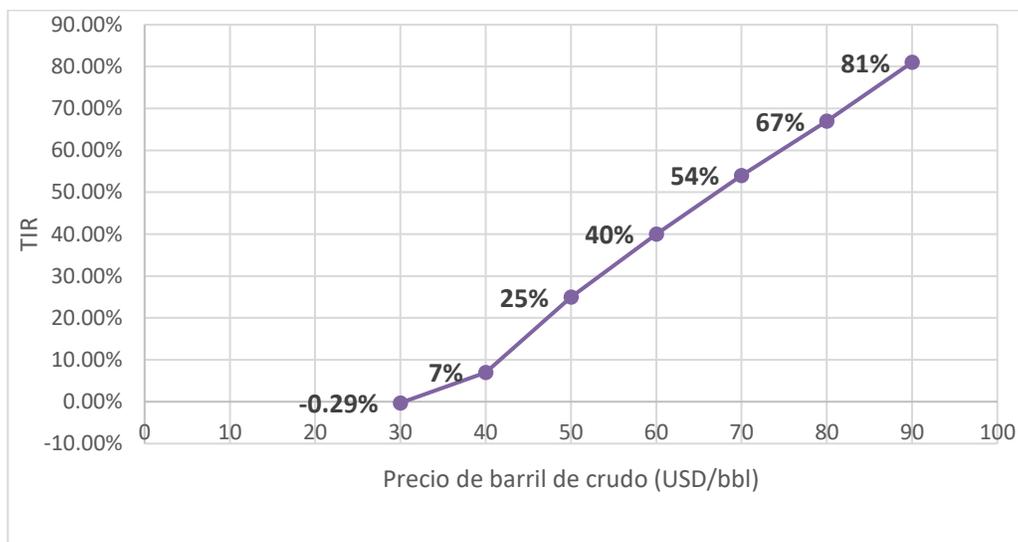


Figura 21. TIR con variación del precio del barril de crudo. Fuente: elaboración propia.

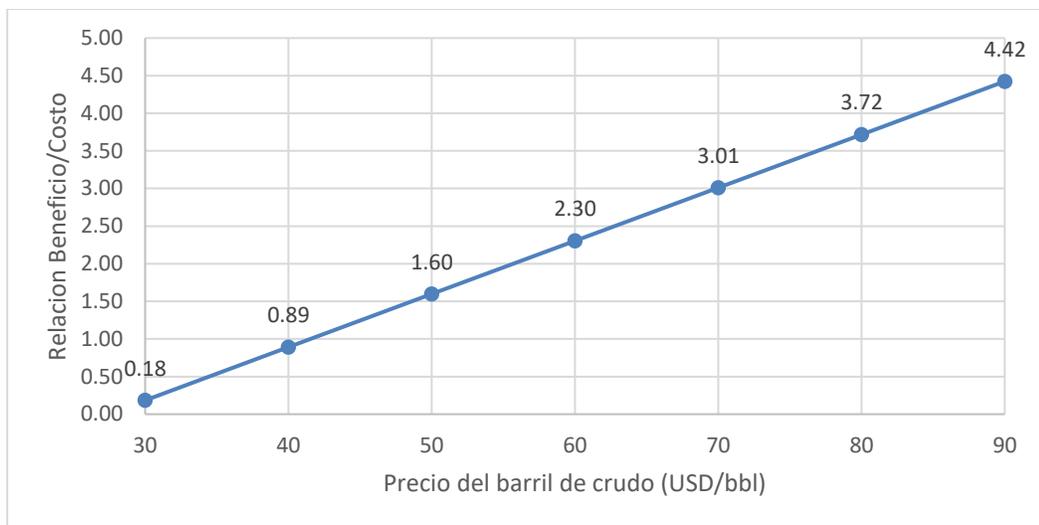


Figura 22. Rb/c con variación del precio del barril de crudo. Fuente: elaboración propia.

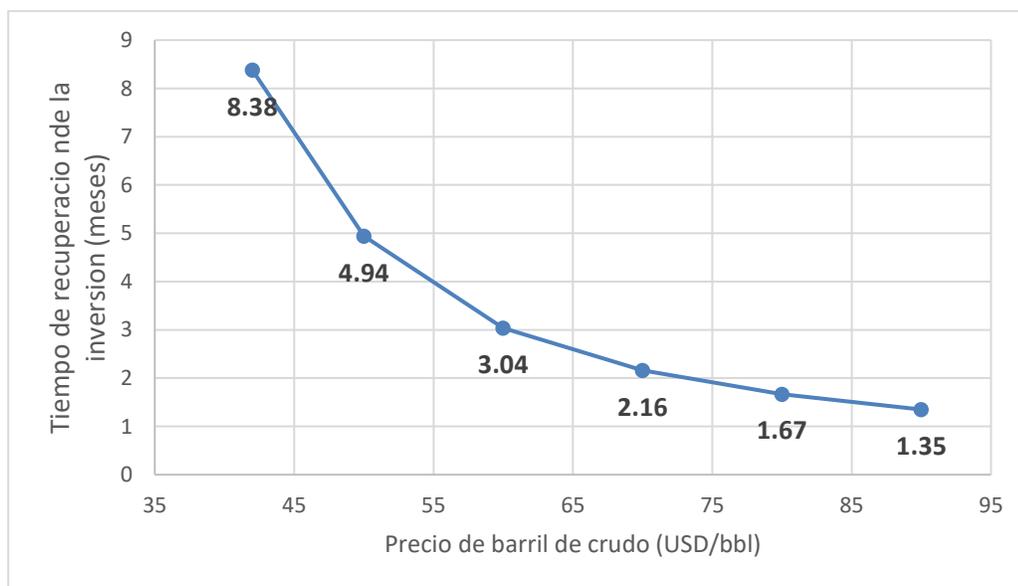


Figura 23. Tiempo de recuperación de la inversión con variación del precio del barril de crudo. Fuente: elaboración propia.

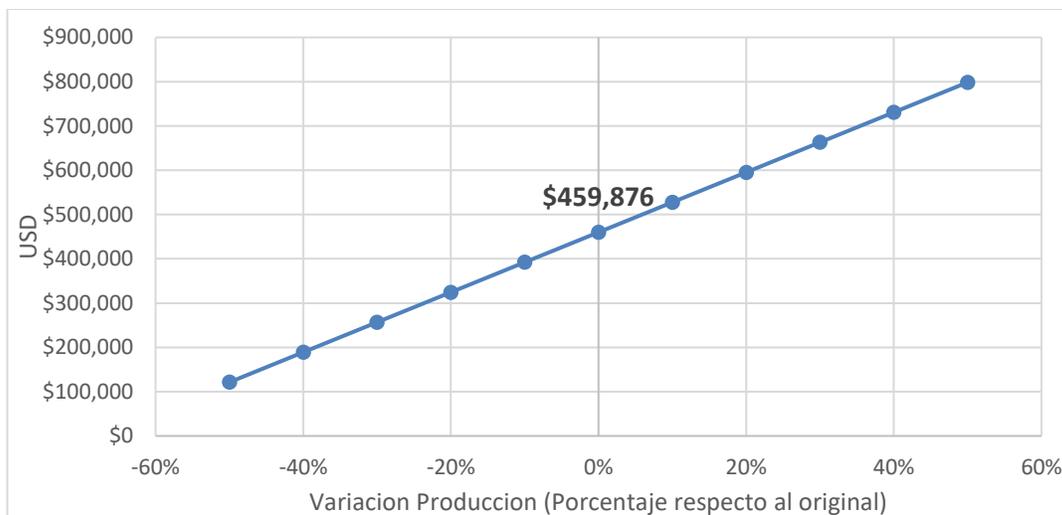


Figura 24. VPN con variación de la producción estimada. Fuente: elaboración propia.

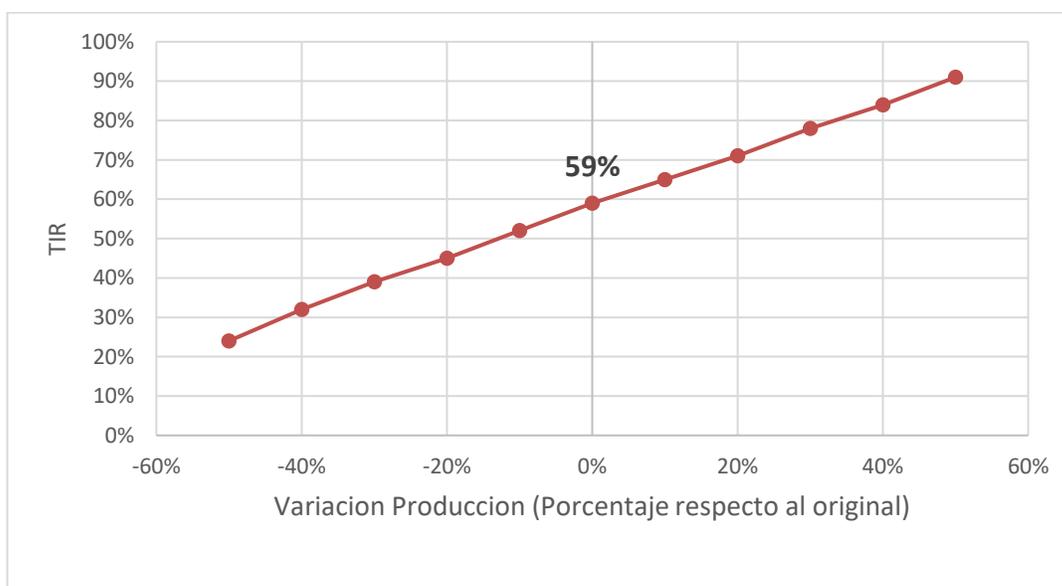


Figura 25. TIR con variación de la producción estimada. Fuente: elaboración propia.

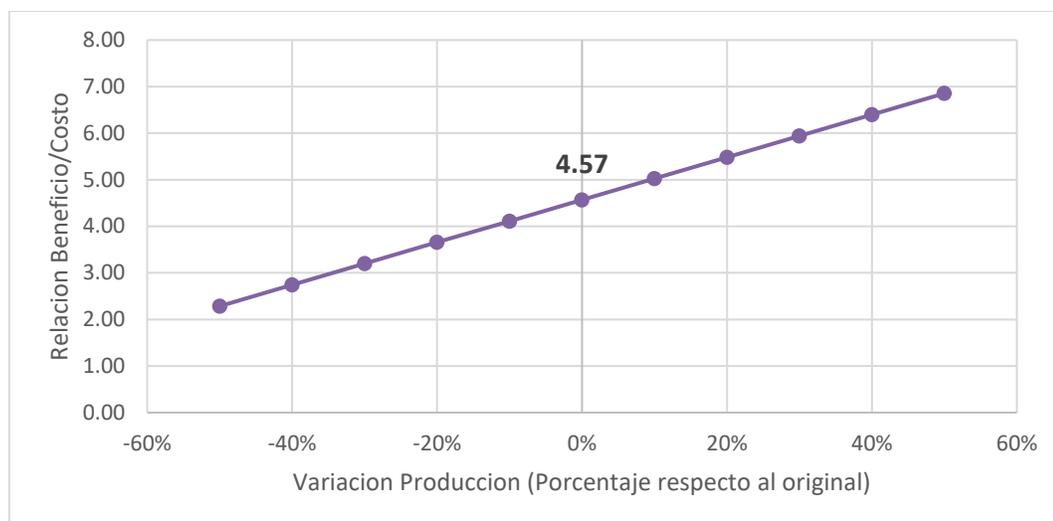


Figura 28. Rc/b con variación de la producción estimada. Fuente: elaboración propia.

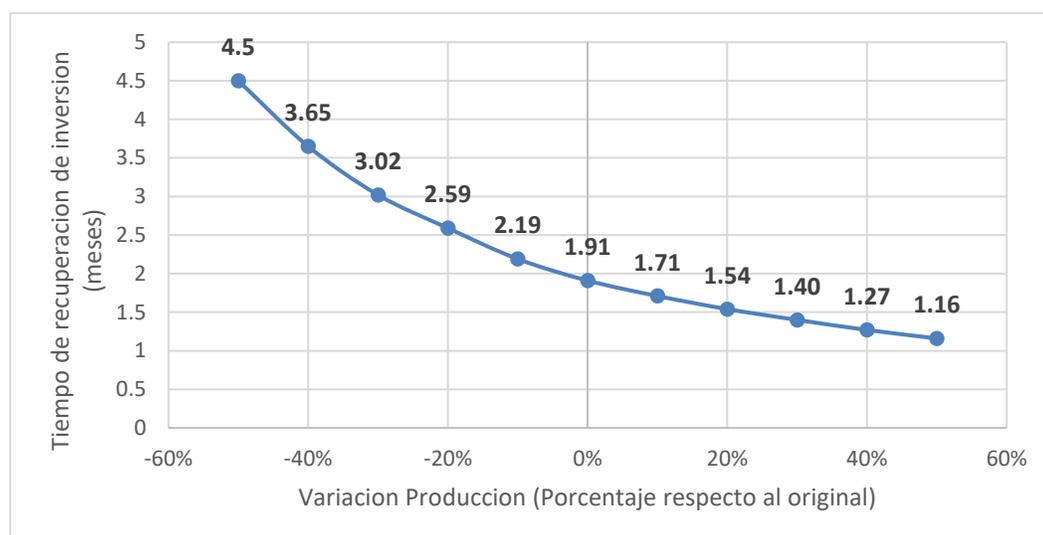


Figura 26. Tiempo de recuperación de la inversión con variación de la producción estimada. Fuente: elaboración propia.

7.3.1 Interpretación de los resultados. En la Figura 22, podemos determinar a qué precios del barril de crudo el proyecto es rentable. Como se observa si los valores promedio del precio del barril de crudo rondaran entre los 30 y 40 USD por barril durante el tiempo de trabajo, al cabo de los 9 meses se obtendría un valor en el VPN negativo, al superar los 43 USD por barril el proyecto presenta VPN positivos. Basándose en los precios alcanzados en meses

anteriores y en los posibles precios futuros se permite inferir que aun en casos drásticos el proyecto será rentable. Durante las fechas en que se ejecutó el trabajo se realizó un promedio en los precios del barril de crudo el cual ronda en los 69 USD por barril por lo cual se puede apreciar el gran margen en el cual aun con disminuciones en el precio del barril se puede obtener ganancias considerables además de observar las elevadas ganancias que se tendrían en caso de que el precio del barril de crudo aumentará.

Graficando el TIR con las variaciones en el precio del barril de crudo realizadas para el grafico del VPN se puede confirmar como en los precios entre los 30 y 40 USD por barril el proyecto no alcanza la rentabilidad mínima que se le pide a la inversión puesto que a estos precios no se supera la tasa de descuento (10%). Al igual que para el VPN el valor critico se encuentra en aproximadamente 43 USD por barril puesto que a este valor la TIR iguala la tasa de descuento (10%). Al igual en la gráfica de VPN con variación en el precio del barril de crudo también es posible observar como en el caso de que el precio del barril de crudo aumentara se obtendría una TIR muy elevada la cual comparada con la tasa de descuento representa la rentabilidad que podría llegar a tener el proyecto.

Como es de esperarse la Rb/c aumentara linealmente con el aumento del precio del barril de crudo y tal como para el VPN y la TIR el valor critico también se encuentra en aproximadamente 43 USD valor en el cual la Rb/c se hace 1. La Figura 23. muestra una vez más el margen en los precios del barril de crudo en que se puede realizar el proyecto y obtener ganancias ya sea en casos en que los precios caigan a un valor critico o que aumente considerablemente su valor. A diferencia del VPN este grafico tiene un diferente enfoque puesto que permite determinar por cada dólar invertido en el proyecto cuanto retorno tendrá este.

Se presenta el gráfico del tiempo de recuperación de la inversión en este análisis de sensibilidad puesto que este es de considerable interés para el inversionista, ya que indica cuanto tardara en retornar el dinero invertido. Un tiempo de repago alto, es preocupante para la viabilidad del proyecto ya que por la volatilidad de las variables se puede ver muy afectado, por esto se busca un tiempo de repago mínimo.

Para el análisis de tiempo de repago se modificó la variable del precio del valor de crudo. Está siendo una de las más sensibles e importante para este análisis. Con los precios mensuales utilizados en este análisis se demostró un retorno de 1,91 meses. Este resulta un valor muy significativo ya que es un cortó tiempo y en el cual se presentarán menos riesgos. La Figura 24. no se reportan valores menores a los 42 USD por barril de crudo puesto que en estos valores el tiempo de recuperación de la inversión superara los nueve meses de tiempo de estudio lo cual generaría un cuestionamiento para la aprobación del proyecto. En escenarios muy favorables donde el precio del barril alcanzara los 90 USD el proyecto se lograría pagar en 1,35 meses lo cual presentaría gran cantidad de beneficios para el inversionista al reducir los posibles riesgos.

Es necesario hacer un análisis de sensibilidad con respecto a la variación de producción pues de esta y del precio de barril de crudo dependerá la viabilidad del proyecto además claramente esta nunca se comporta constante y se ve expuesta a una gran variedad de eventualidades que pueden hacer que este valor varié inesperadamente.

Al realizarse la gráfica de VPN con variación de la producción estimada se hace de gran importancia puesto que si se compara esta con la gráfica de VPN con variación del precio del barril de crudo se nota que ni siquiera una caída en producción del 50% hace que el VPN sea negativo infiriendo que el proyecto es viable aun así con esta baja en la producción, por esto se determina que para la viabilidad del proyecto la dependencia del precio del barril de crudo prima

sobre la dependencia de variación en la producción estimada. En este caso la buena rentabilidad del proyecto se ve apoyada con la implementación del Electrospeed Advantage y el software Maxrate puesto que esta tecnología disminuye las eventualidades que pueden surgir mientras se encuentra en funcionamiento el pozo y logra generar un aumento en la producción de crudo gracias al manejo que permite darle a la producción de gas.

En la Figura 27 se presenta el TIR con variación en la producción estimada, en este se puede ver una vez más como la influencia de la producción no es tan determinante como los cambios en los precios del barril de crudo puesto que aun teniendo una reducción en la producción del 50% se logra tener un TIR mayor (24%) a la tasa de descuento (10%) que indicaría resultados favorables al realizar el proyecto aun teniendo esta caída drástica en la producción.

La relación beneficio/costo variando la producción demuestra una relación lineal. Como el valor nunca disminuye por debajo o equivalente a 1, se concluye que la disminución de la producción no es un riesgo mayor ya que siempre va a ver ganancia sobre el dólar invertido.

En el tiempo de recuperación de la inversión se presenta un mínimo repago de 1,16 meses con un aumento del 50% de producción. Al reducir la producción hay incrementos moderados al tiempo de repago, para un máximo de 4,5 meses a -50% de producción. Se puede considerar esto como un riesgo mínimo ya que por la naturaleza del software se está buscando estabilizar y aumentar la producción. En el caso de que caiga la producción por cualquier factor se ha demostrado ser en un ligero porcentaje y tiempo despreciable para un análisis de largo plazo.

Conclusiones

- Se necesitaron de diferentes disminuciones en la PIP objetivo para encontrar el valor de 550 psi en que el sistema se estabilizó y permitió al software reaccionar de manera oportuna a las eventualidades.
- La recopilación de información correcta y optima permitió disminuir las horas diferidas ya que, aunque el pozo presentaba fallas no fueron asociadas a la producción de gas
- Aunque el proyecto muestra unas ganancias favorables su éxito repercute evidenciado no como tal en el aumento de los barriles de aceites producidos si no en la certeza de tener una producción relativamente estable la cual no se iba a tener si no se controlaban los baches de gas que constantemente llegan al pozo
- Se aprecia en los reportes de operación como la reducción en la PIP está acompañada de la reducción en la temperatura que alcanza el motor haciendo así que el run life del sistema se incremente.
- Determinar en el análisis de sensibilidad fue de gran importancia ya que se pudo determinar los escenarios críticos donde la implementación del proyecto no sería rentable, además de demostrar como la viabilidad del proyecto dependía de principalmente del valor del barril de crudo y no de las posibles variaciones de producción, el valor critico identifica en el valor de barril de crudo se determinó que fue de 43 USD.

Recomendaciones

- A partir de la PIP inicial reducir la PIP objetivo hasta lograr un punto en que se logre una estabilización y así encontrar el punto operacional en el cual se considera optima la configuración del Maxrate.
- Determinar con la mayor exactitud los parámetros y las características operacionales del pozo antes de la implementación para hacer realizar una configuración inicial adecuada en el software la cual permita a este trabajar de la manera más óptima posible.
- Aunque el software está programado para ser automático es necesario de un monitoreo de expertos en el manejo del software para solucionar posibles eventualidades que se puedan presentar en la operación del pozo.
- Por seguridad se debe trabajar con motores que soporten una temperatura de 350 °F, debido a los posibles aumentos en la temperatura debido a las diferentes eventualidades que surgen en la operación.

Bibliografía

Beltrán, A. y Cueva, H. (2000). Ejercicios de evaluación privada de proyectos. Colombia: Ed. Universidad del Pacífico.

Casanova, M., Posada, C., Saavedra, C. y Falla, L. (2009). Tenay-Tenax-historia de éxito en la cuenca del Vsm. Bogotá: Ed. ecopetrol. Gerencia Técnica y de Desarrollo.

Chira, J., Diaz, A., Gonzalez, C., Rodriguez, B., Serrano, H., y Prada, J. (2017). Maximizing Production in High Gas Wells with Electrical Submersible Pumps Utilizing Variable Speed Drives with Intelligent Gas Control Software: Case History in Colombia. En: SPE Electric Submersible Pump Symposium. USA: Society of Petroleum Engineers.

Countryeconomy. (2019). Crude Oil Brent US Dollars per Barrel. Recuperado de: <https://countryeconomy.com/raw-materials/brent?year=2019>

Díaz, A., Aguinaga, P., Orjuela, N. y González, A. (2016). Variable Speed Drive Designed to Reduce Operating Expenditure and Maximizing Oil Production in Electrical Submersible Pump Applications: Case History in Ecopetrol. En: AAPG/SEG International Conference & Exhibition. Recuperado de: <http://www.searchanddiscovery.com/abstracts/html/2016/90260ice/abstracts/2476988.html>

Hughes, B. (2009). Centrilift sumersible pump handbook (9 Ed). USA: GE Company.

Hughes, B. (2012). Electrospeed Advantage Variable Speed Drive. USA: GE Company. Recuperado de: <https://assets.shopbakerhughes.com/pdf/ArtificialLift-VSD-Overview.pdf>

Lake, L. (2007). Petroleum Engineering Handbook. USA: Ed. Society of Petroleum Engineers.

Petrowiki. (2018). Electrical submersible pumps. Recuperado de: https://petrowiki.org/Electrical_submersible_pumps#History_of_ESPs.5B1.5D.5B2.5D

Posada, C. y López, M. (2006). Perforación de avanzada del campo Tenay (VSM). Aplicación de modelamiento geológico en la definición de una trampa sutil. Bogotá: Ed. Ecopetrol. Departamento de yacimientos y producción.

Sabalza, M. (2006). Evaluación económica de proyectos de cooperación. Bilbao: Ed. Hegoa.

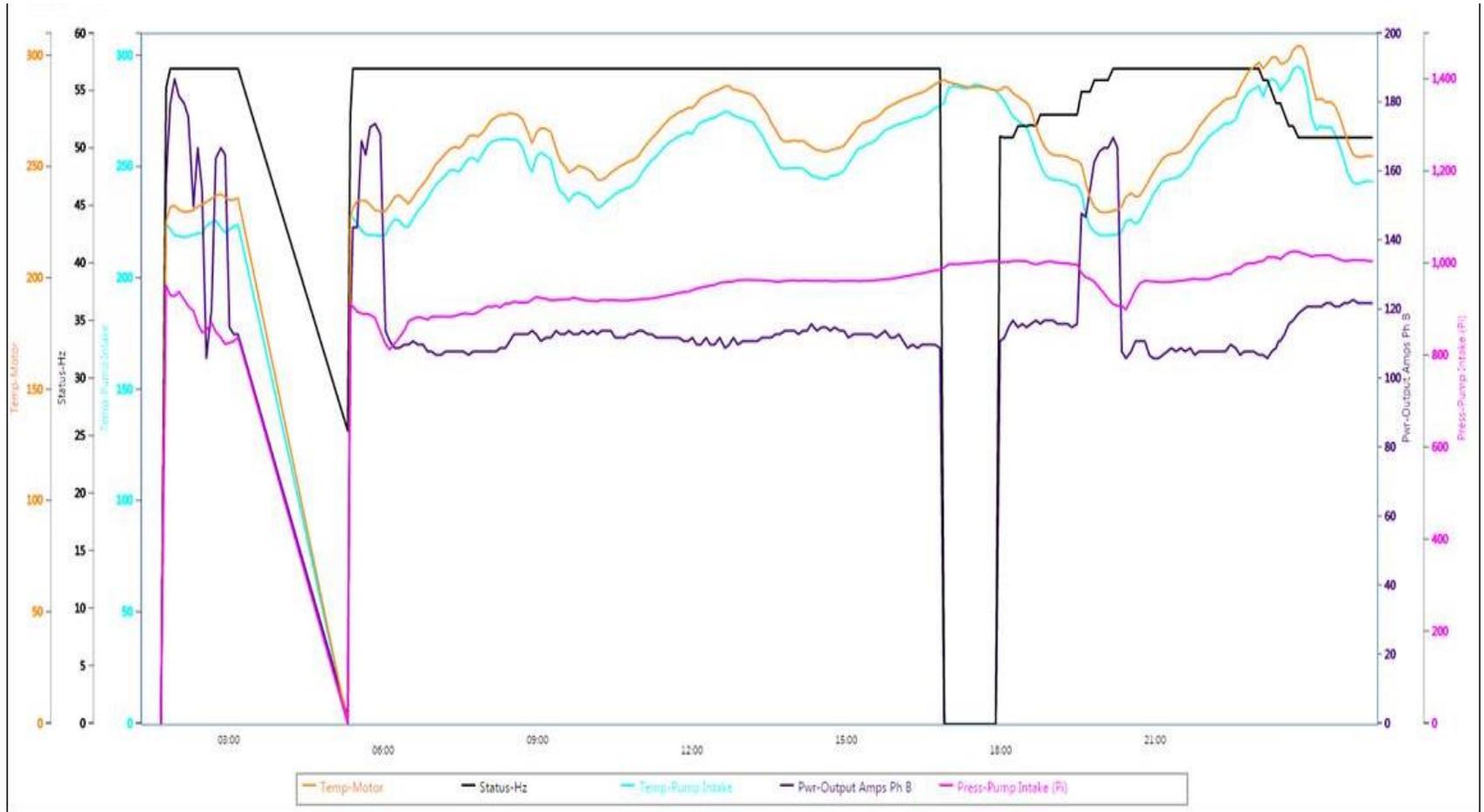
Takacs, G. (2009). Electrical Submersible Pumps Manual. USA: Ed. Elsevier.

Ucañán, R. (2015). Cálculo de la relación Beneficio Coste (B/C). Gestiopolis. Recuperado de: <https://www.gestiopolis.com/calculo-de-la-relacion-beneficio-coste/>

Vázquez, R. (2018). Tasa de descuento. Economipedia. Recuperado de: <https://economipedia.com/definiciones/tasa-descuento.html>

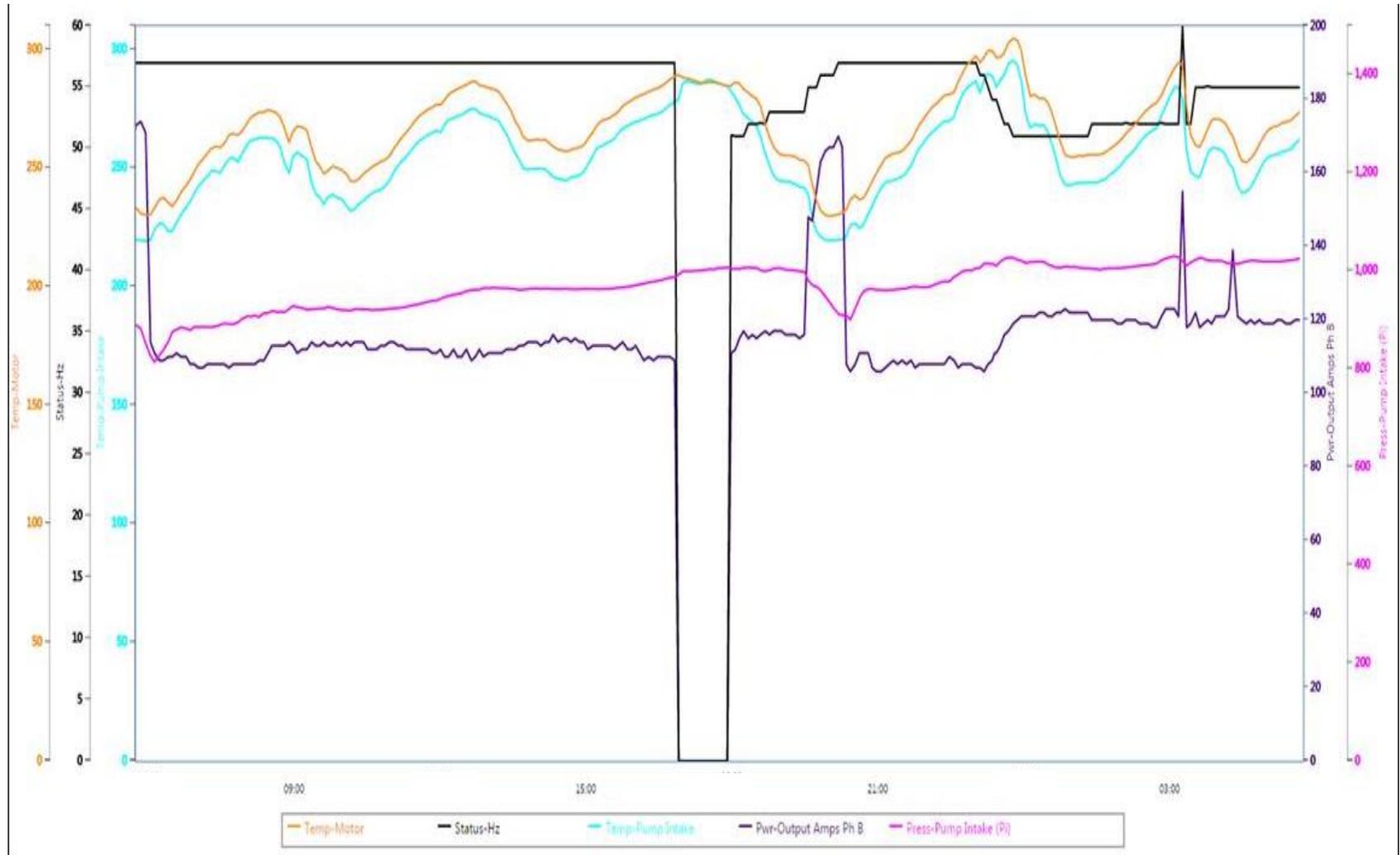
ANEXOS

Anexo A. Estado del pozo Junio 25 del 2018



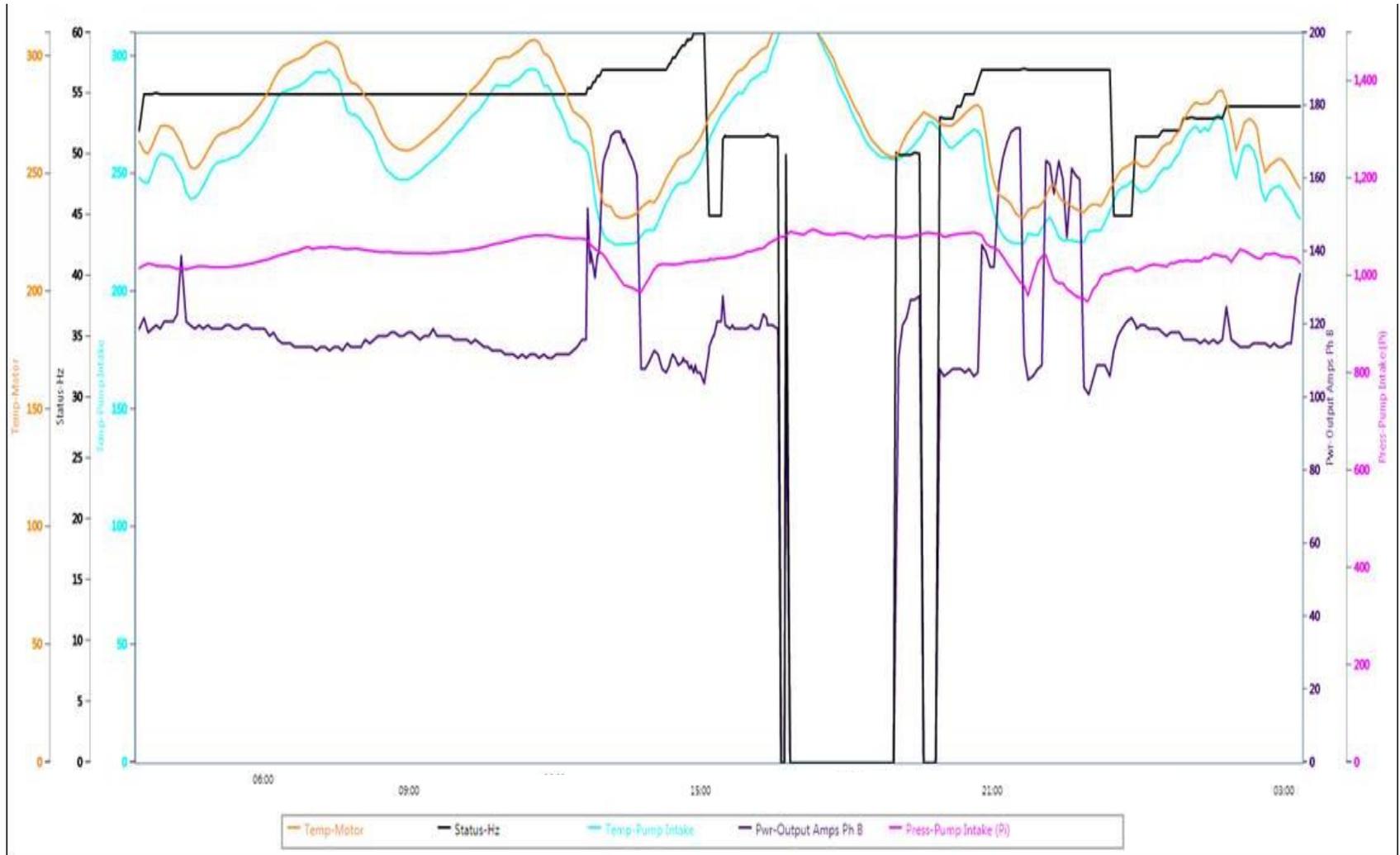
Fuente: Hughes (2018)

Anexo B. Estado del pozo Junio 25 del 2018 Ampliada



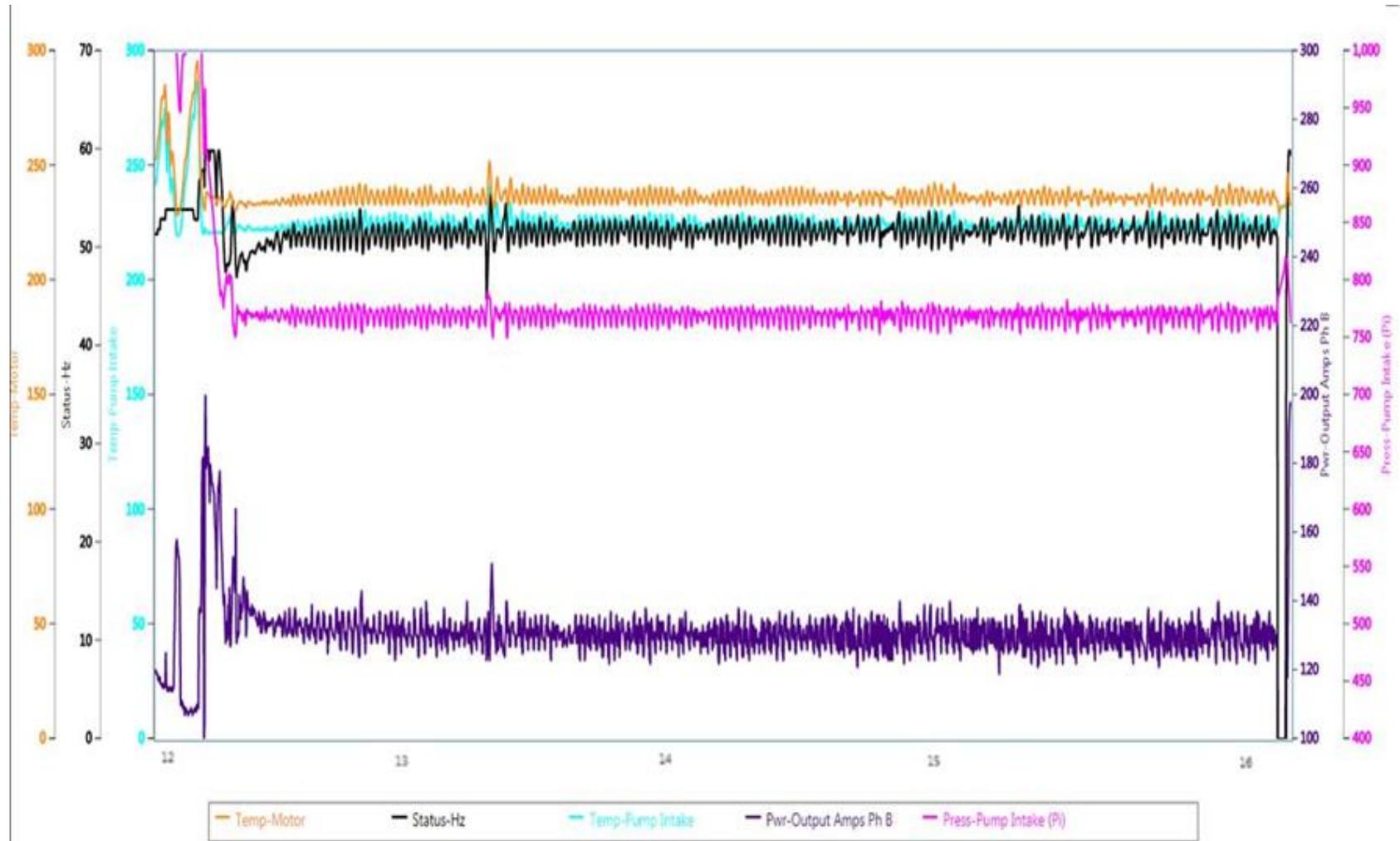
Fuente: Hughes (2018)

Anexo C. Estado del pozo Junio 26 del 2018



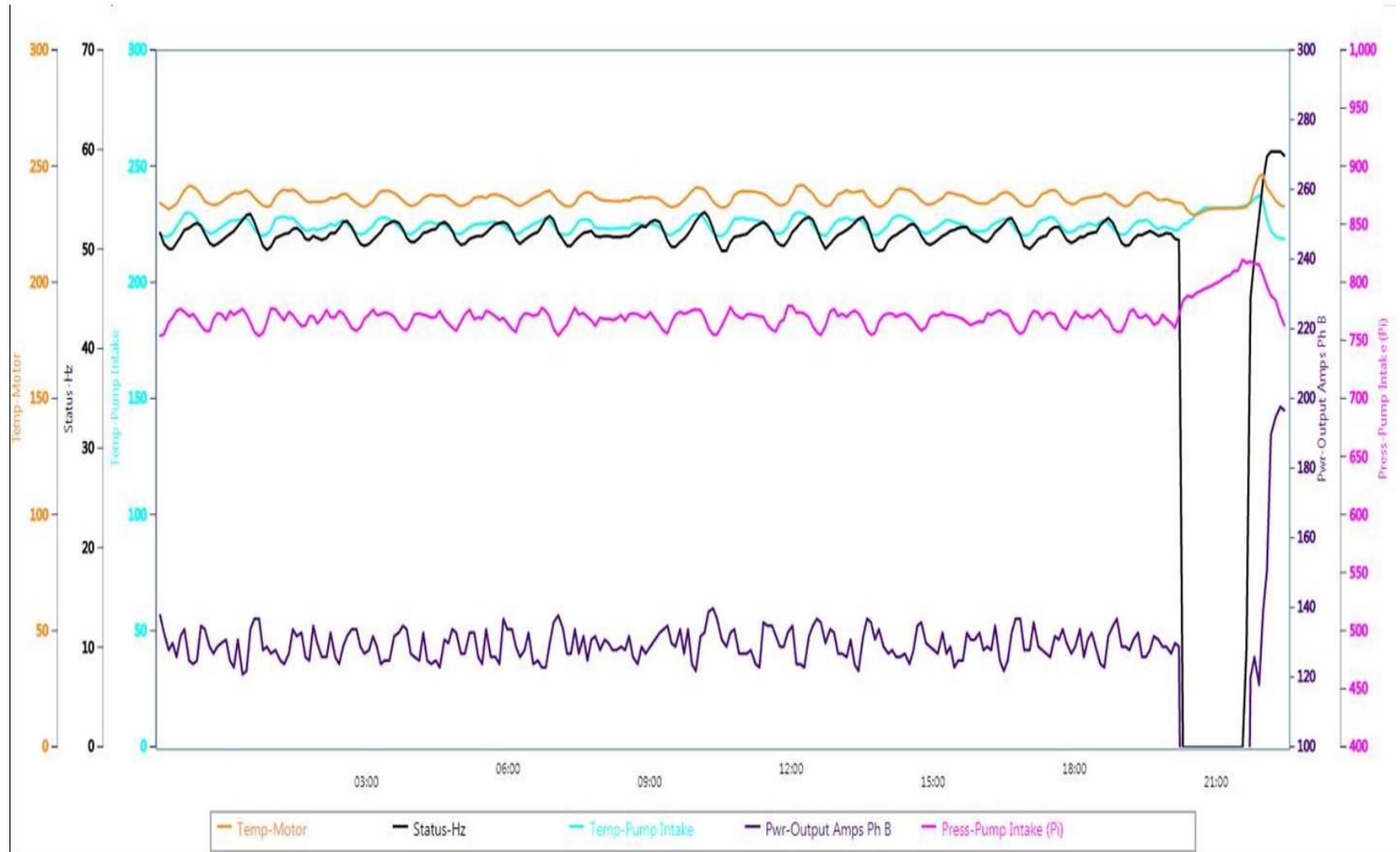
Fuente: Hughes (2018)

Anexo D. Estado del pozo Julio 12 al 16 del 2018



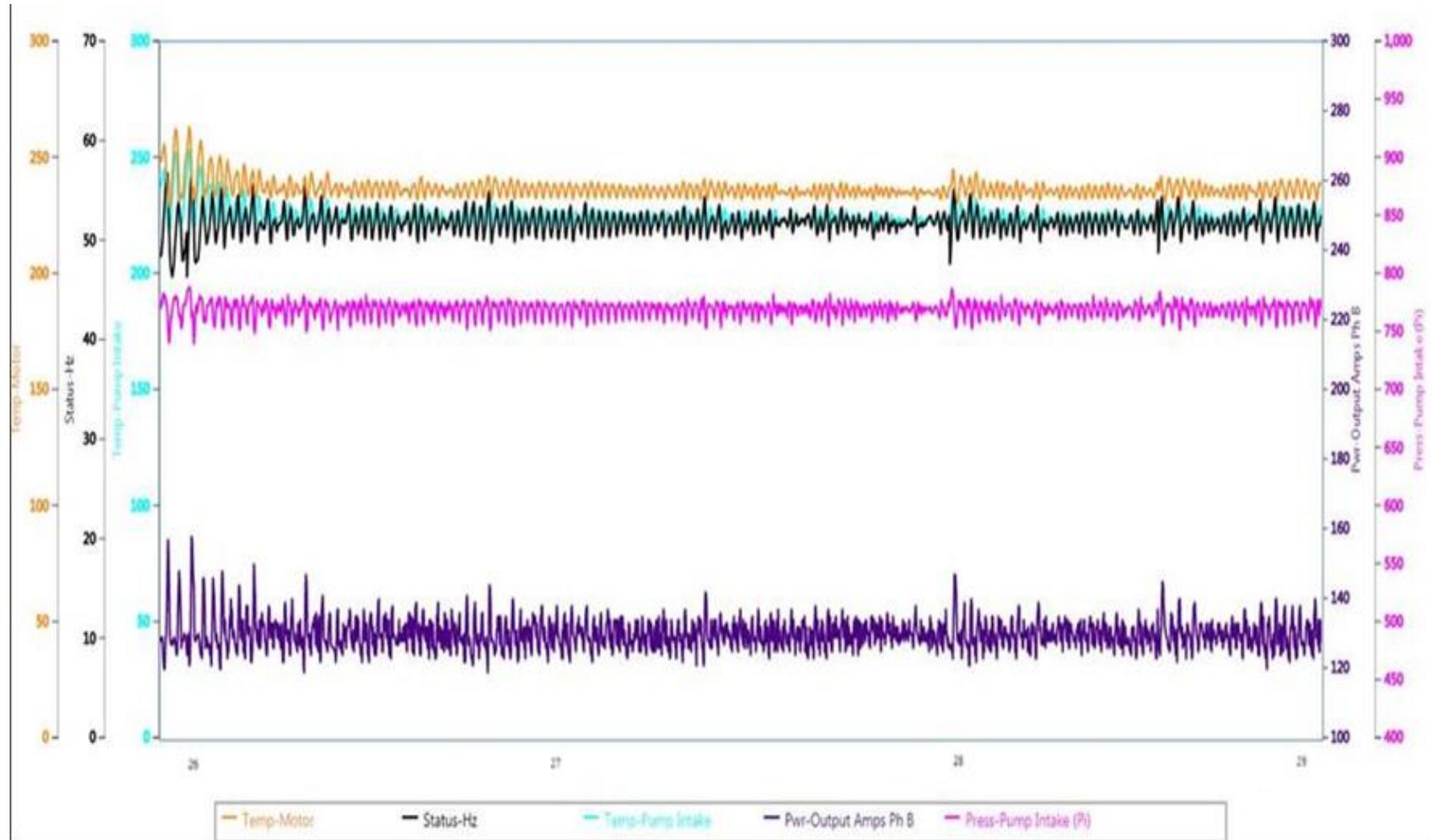
Fuente: Hughes (2018)

Anexo E. Estado del pozo Agosto 21 del 2018



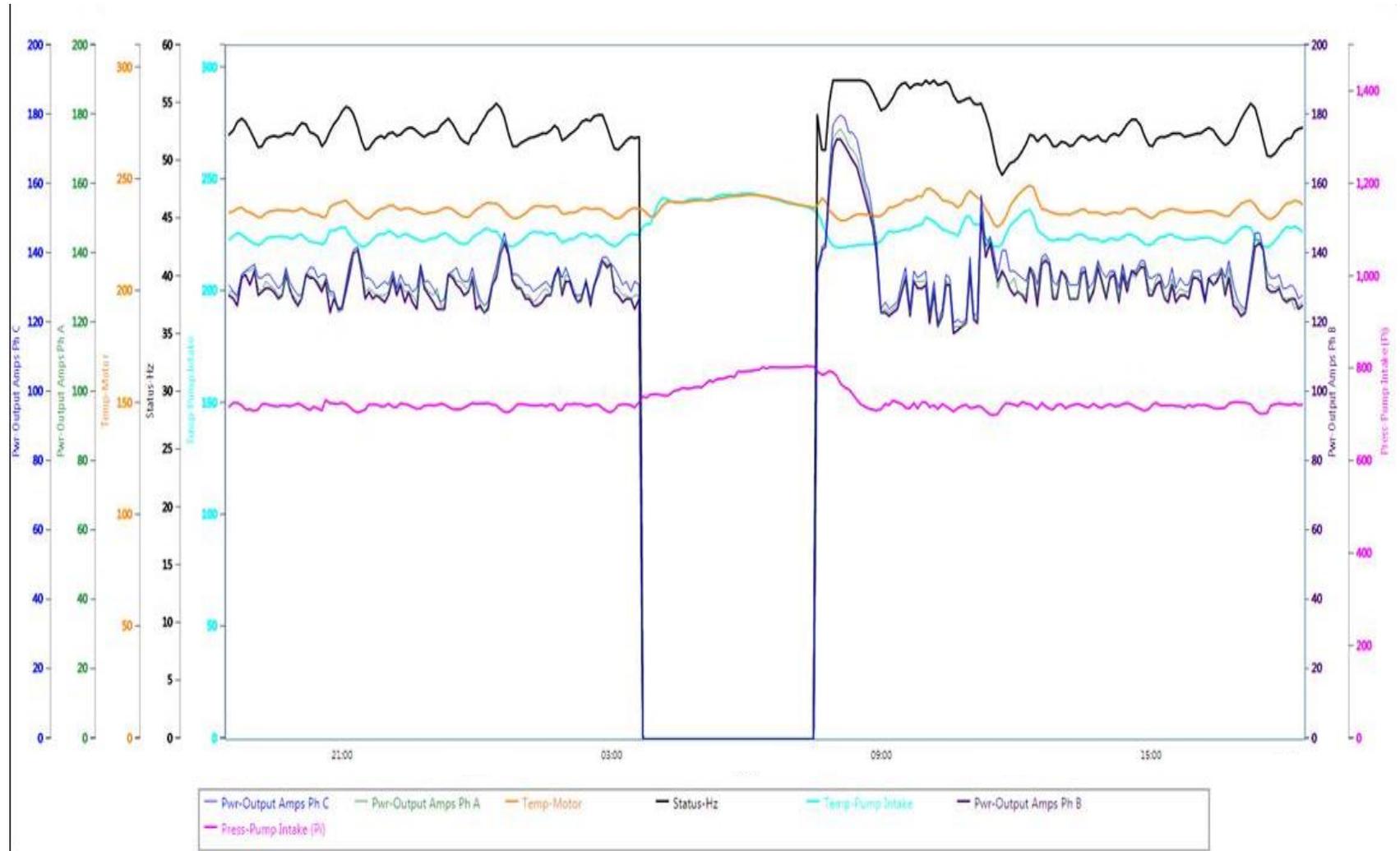
Fuente: Hughes (2018)

Anexo F. Estado del pozo Agosto 26 al 29 del 2018



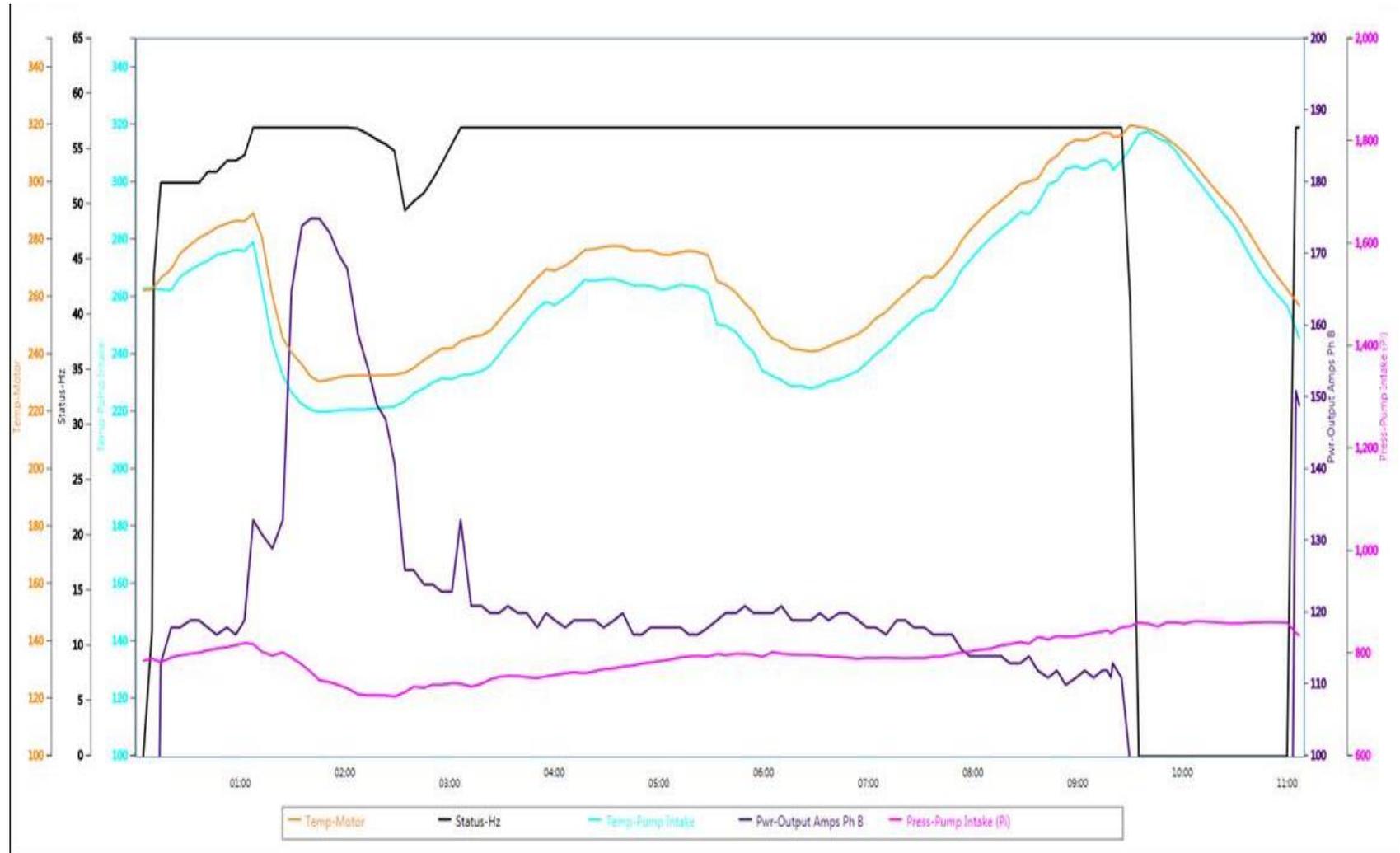
Fuente: Hughes (2018)

Anexo G. Estado del pozo Septiembre 08 del 2018



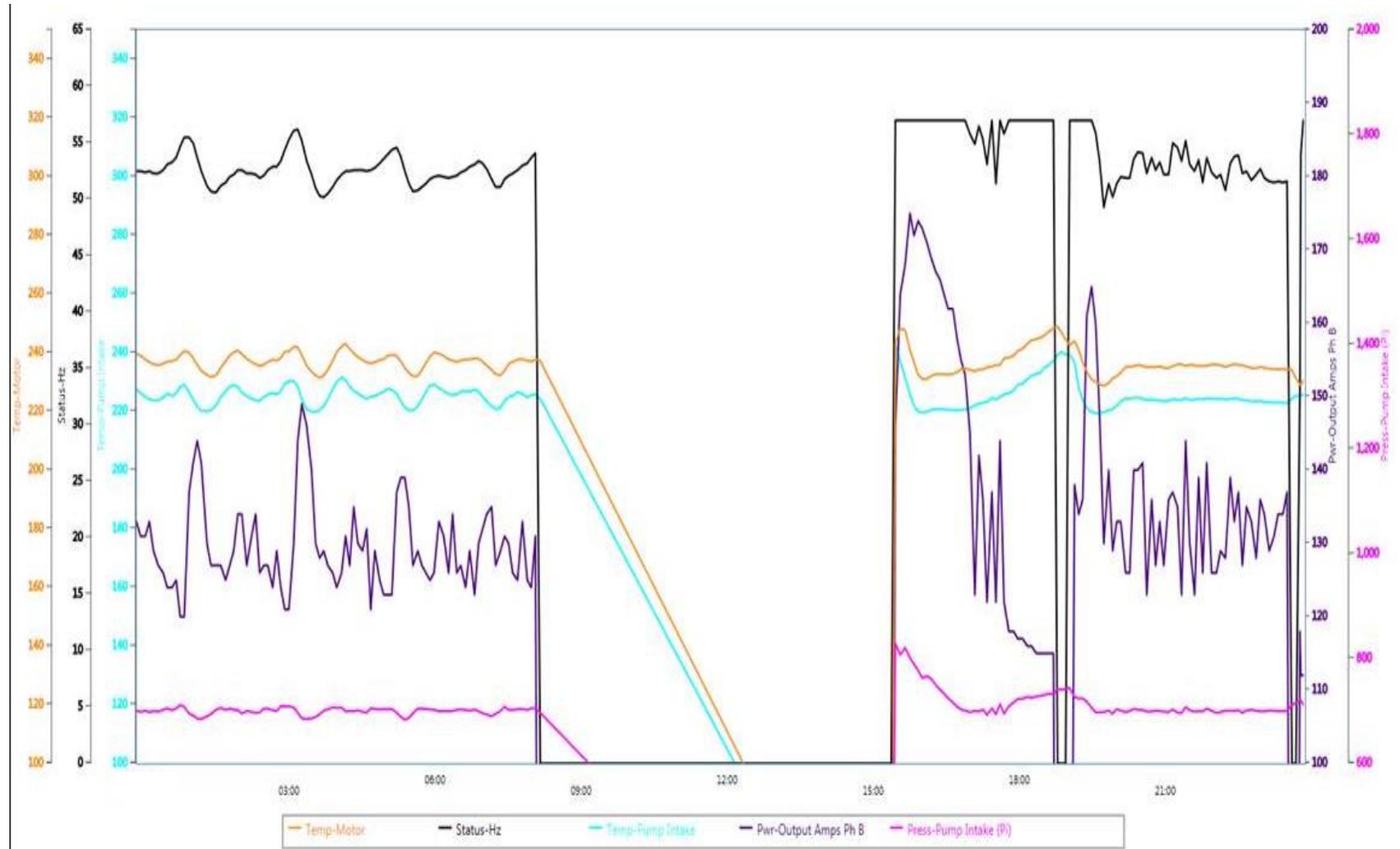
Fuente: Hughes (2018)

Anexo H. Estado del pozo Septiembre 16 del 2018



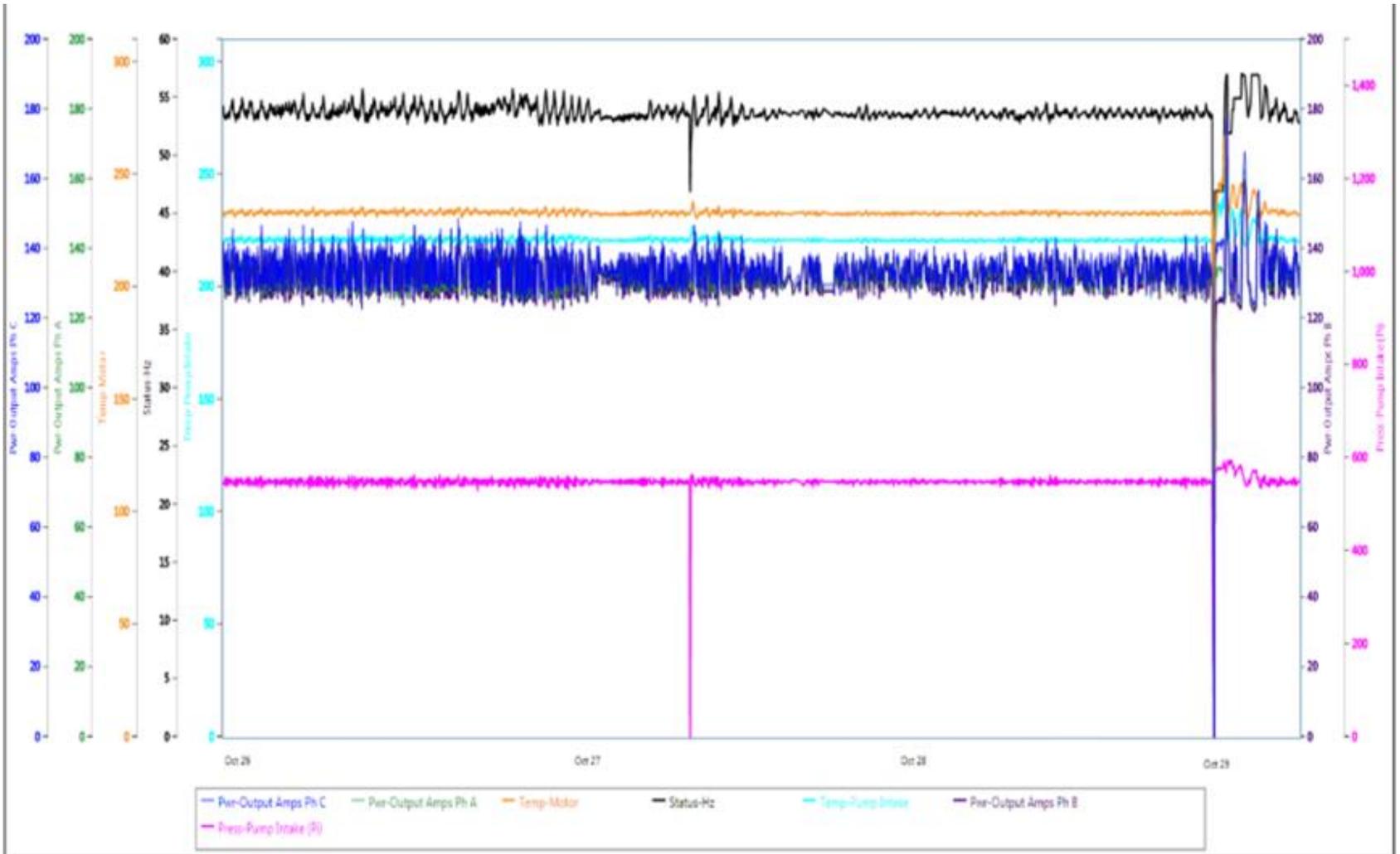
Fuente: Hughes (2018)

Anexo I. Estado del pozo Septiembre 23 del 2018



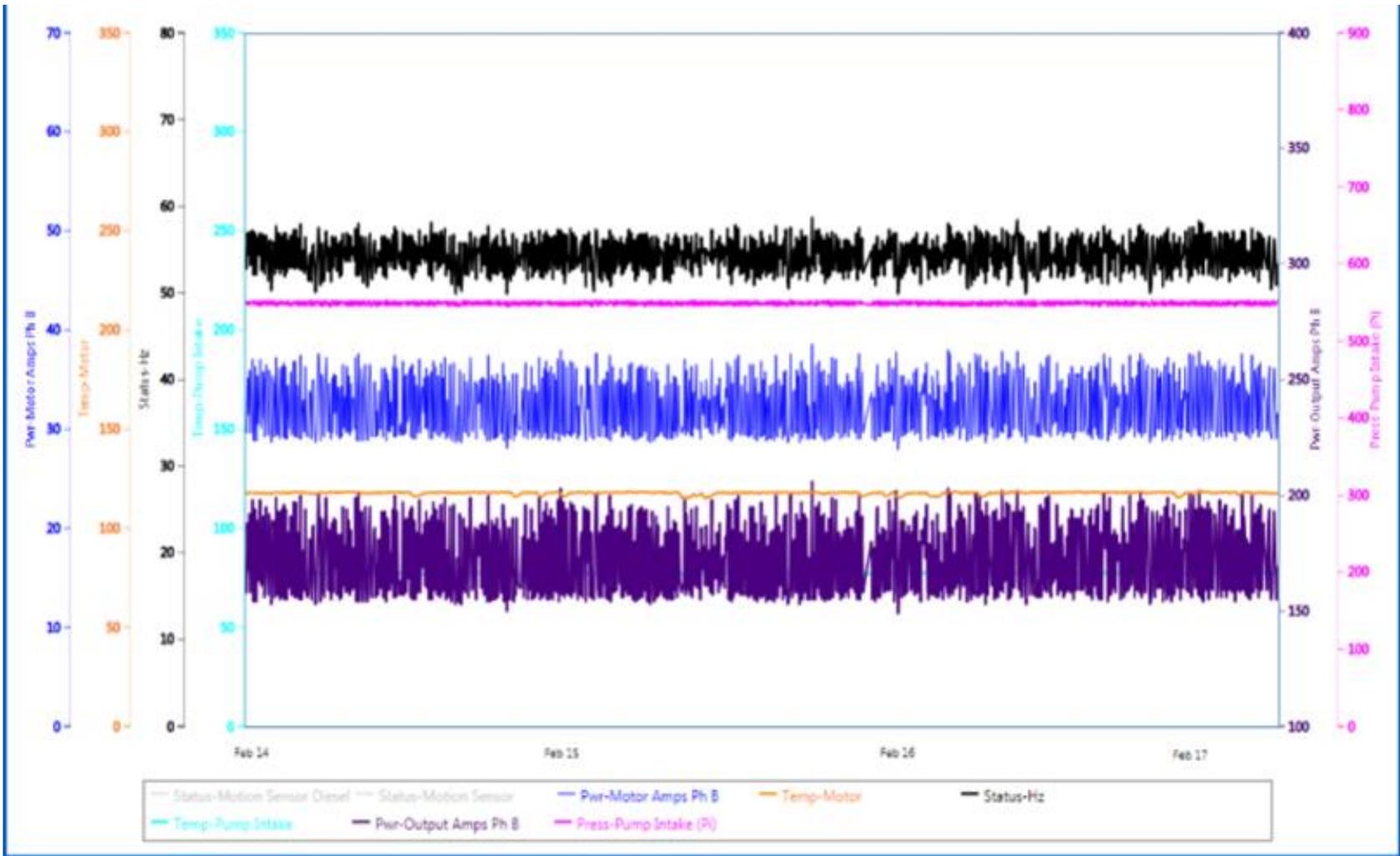
Fuente: Hughes (2018)

Anexo J. Estado del pozo Octubre 26 al 29 del 2018



Fuente: Hughes (2018)

Anexo K. Estado del pozo Febrero 14 al 17 del 2018



Fuente: Hughes (2018)