

**METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE RENDIMIENTO A POZOS CON
BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE A TRAVÉS DE LOS DATOS DE PRESIÓN
DE ADMISIÓN Y DESCARGA EN CAMPO CHIPIRÓN. ÉNFASIS EN
INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

EZEQUIEL GUERRERO PABÓN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
2020**

**METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE RENDIMIENTO A POZOS CON
BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE A TRAVÉS DE LOS DATOS DE PRESIÓN
DE ADMISIÓN Y DESCARGA EN CAMPO CHIPIRÓN. ÉNFASIS EN
INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

EZEQUIEL GUERRERO PABÓN

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE MAGISTER EN
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS**

**DIRECTOR
EDISON ODILIO GARCÍA NAVAS
MSc. Ingeniería de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2020

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	10
1. OBJETIVOS.....	12
1.1 OBJETIVO GENERAL	12
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	12
2. MARCO DE REFERENCIA.....	13
2.1 MARCO TEÓRICO	13
2.1.1 Variables para el análisis de rendimiento de los pozos con bombeo electro sumergible	13
2.1.2 Fuentes de datos y variables en pozos BES.....	13
2.1.3 Sensor de fondo BES.	16
2.2 MARCO CONTEXTUAL	22
2.2.1 Generalidades del campo	22
2.2.2 Propiedades Petrofísicas del Yacimiento.....	25
2.2.3 Propiedades de los Fluidos.....	26
3. REVISIÓN SISTEMÁTICA DE NUEVAS TECNOLOGIAS Y ANALISIS DE DATOS, EN SISTEMAS TIPO BES	28
3.1 BASES DE DATOS.....	28
3.2 CRITERIOS DE INCLUSIÓN Y EXCLUSIÓN	29
3.3 ECUACIÓN DE ESTRATEGIA DE BÚSQUEDA.....	30
3.4 DOCUMENTOS PRESELECCIONADOS	31
3.5 DOCUMENTO SELECCIONADO	34
4. SELECCIÓN DEL POZO TIPO.....	35
4.1 VARIABLE ESENCIAL PARA ANÁLISIS DE RENDIMIENTO.....	38

5. SIMULACIÓN CAMPO CHIPIRÓN	39
5.1 VARIABLE DE PRESIÓN A TRAVÉS DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN	39
5.1.1 Arriba de la bomba (de cabeza pozo a la bomba):	39
5.1.2 A través de la bomba:	39
5.1.3 Debajo de la bomba (bomba a yacimiento):.....	39
5.1.4 Reservorio:.....	40
5.2 ANÁLISIS NODAL	41
5.2.1 Ecuaciones de análisis nodal en nodo 1 descarga de la bomba.....	42
5.2.2 Ecuaciones de análisis nodal en nodo 2, entrada de la bomba	43
5.2.3 Curva de rendimiento de la bomba electro sumergible	43
5.3 PROCESO Y ESCENARIOS DE SIMULACIÓN	44
5.3.1 Escenarios de cambio de rendimiento en el yacimiento (IPR)	49
5.3.2 Escenarios de cambio de rendimiento en la bomba (BES)	51
5.3.3 Escenarios de cambio de rendimiento en la tubería (VLP).	53
5.3.4 Matriz de cambio de presión	54
6. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE RENDIMIENTO	56
6.1 ANÁLISIS DE RENDIMIENTO POZO BES.....	58
6.1.1 Análisis de rendimiento 1	58
6.1.2 Análisis de rendimiento 2	60
6.1.3 Análisis de rendimiento 3	61
6.1.4 Análisis de rendimiento 4	62
6.1.5 Análisis de rendimiento 5	63
6.1.6 Análisis de rendimiento 6	64
6.1.7 Análisis de rendimiento 7	65
7. VALIDACIÓN METODOLOGÍA CON DOCUMENTO BASE.....	67
8. CONCLUSIONES	71

9. RECOMENDACIONES.....73
BIBLIOGRAFÍA.....74

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Matriz de variables bombeo electro sumergible BES.....	15
Tabla 2. Propiedades petrofísicas.....	26
Tabla 3. Porosidades promedio del campo.....	26
Tabla 4. Propiedades promedio de los fluidos.	27
Tabla 5. Criterios de inclusión y exclusión búsqueda.	30
Tabla 6. Documentos seleccionados.	31
Tabla 7. Matriz de selección de pozo tipo para análisis de rendimiento BES	36
Tabla 8. Variable esencial para análisis de rendimiento.	38
Tabla 9. Datos análisis nodal por métodos numéricos, nodo 1 descarga bomba. .	46
Tabla 10. Datos análisis nodal por métodos numéricos, nodo 2 entrada bomba...	47
Tabla 11. Matriz base de cambios definidos de presión.	55
Tabla 12. Validación escenarios y matriz.....	68
Tabla 13. Validación de ejemplos de campo.	69

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mínimas señales requeridas para supervisión BES.....	14
Figura 2. Topología instalación sensor de fondo BES.	17
Figura 3. Esquema sonda sensor de presión estrangulamiento.	19
Figura 4. Puente de Wheatstone.	19
Figura 5. Diagrama esquemático sensor de fondo.	20
Figura 6. Forma de onda para envío de información.	21
Figura 7. Ubicación geológica Chipirón.	25
Figura 8. Estado mecánico pozo CH-04.	37
Figura 9. Gráfica transversa de presión.....	40
Figura 10. Ubicación de los nodos de análisis.....	41
Figura 11. Diagrama de flujo para la simulación.....	45
Figura 12. Diagrama de rendimiento pozo BES.....	48
Figura 13. Incremento de rendimiento del yacimiento.	49
Figura 14. Decremento de rendimiento del yacimiento.....	50
Figura 15. Incremento de rendimiento de la bomba electro sumergible.	51
Figura 16. Disminución de rendimiento de la bomba electro-sumergible.....	52
Figura 17. Incremento de rendimiento tubería VLP.	53
Figura 18. Disminución de rendimiento tubería VLP.....	54
Figura 19. Diagrama de flujo metodología.	57
Figura 20. Análisis 1	59
Figura 21. Análisis 2	60
Figura 22. Análisis 3	61
Figura 23. Análisis 4.	62
Figura 24. Análisis 5.	63
Figura 25. Análisis 6.	64
Figura 26. Análisis 7.	65

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE RENDIMIENTO A POZOS CON BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE A TRAVÉS DE LOS DATOS DE PRESIÓN DE ADMISIÓN Y DESCARGA EN CAMPO CHIPIRÓN*

AUTOR: EZEQUIEL GUERRERO PABÓN**

PALABRAS CLAVE: METODOLOGÍA, BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE BES, SENSOR DE FONDO, ANÁLISIS DE RENDIMIENTO DE POZO.

Realizar un análisis de rendimiento a un pozo con bombeo electro-sumergible, comúnmente requiere el análisis de tendencias de múltiples variables con el fin de dar explicación lo que está sucediendo en el sistema. El presente trabajo desarrolla una metodología para el análisis de rendimiento a pozos con bombeo electro-sumergible, a través de los datos de presión de admisión y de descarga de la bomba, recolectados por el sensor de fondo, reduciendo las variables necesarias de análisis a la presión, enfatizando en su tendencia y proporción de cambio, permitiendo identificar en pocos minutos de manera fácil y acertada que parte del sistema presentó el cambio (yacimientos, bomba electro-sumergible, tubería).

Para soportar el trabajo, se realizó una revisión sistemática sobre nuevas tecnologías y análisis de datos utilizados en bombeo electro-sumergibles, determinando las variables esenciales para un análisis de rendimiento, permitiendo seleccionar un pozo tipo del campo Chipirón, al cual por medio de software basado en métodos numéricos, se simulan los posibles escenarios de cambio de rendimiento, mostrando una tendencia y proporción de cambios de presión definidos que se sintetizaron en una matriz, con la cual se puede analizar el rendimiento de los pozos de manera rápida, permitiendo la toma de decisiones, adaptando el sistema a los cambios presentados, maximizando la producción y la vida útil de los equipos.

* Tesis de maestría.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Edison Odilio García Navas, Ingeniero de Petróleos, MSc.

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR THE PERFORMANCE ANALYSIS TO WELLS WITH ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP THROUGH THE INTAKE AND DISCHARGE PRESSURE DATA IN CHIPIRÓN FIELD*

AUTHOR: EZEQUIEL GUERRERO PABÓN**

KEYWORDS: METHODOLOGY, ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP ESP, DOWNHOLE SENSOR, WELL PERFORMANCE ANALYSIS.

DESCRIPTION: Performing a performance analysis to a well with electrical submersible pump, commonly requires the analysis of multiple variables in order to clarify what is happening in the system. The present work develops a methodology for the analysis of performance to wells with electrical submersible pump, through the data of pressure of intake and discharge of the pump, collected by the downhole sensor, reducing the necessary variables of analysis to the pressure, emphasizing its tendency and proportion of change, allowing to identify in minutes in an easy and accurate way that part of the system presented the change (IPR, ESP, VLP).

A systematic review was made on new technologies and analysis of data used in electrical submersible pump, determining the essential variables for a performance analysis, allowing to select a well type of the Chipirón field, to which by means of software based on numerical methods, simulates the possible scenarios of change of performance, showing a trend and proportion of defined pressure changes that were synthesized in a matrix, with which you can analyze the performance of wells quickly, allowing decision making, adapting the system to the changes presented, maximizing the production and the run life of the equipment.

* Master's Thesis.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Edison Odilio García Navas, Ingeniero de Petróleos, MSc.

INTRODUCCIÓN

La volatilidad de los precios del petróleo y la desaceleración de la economía mundial, han llevado a las empresas petroleras a enfocarse en la optimización de los procesos, en todos los niveles de la cadena de valor del negocio, para mantenerse rentables en épocas de precios bajos.

El campo petrolero Chipirón, explotado de manera comercial desde el año 2014, es una obra de ingeniería de grandes retos, al encontrarse ubicado en un humedal con un área aproximada de 318 km², ambientalmente sensible. El sistema de levantamiento utilizado es el bombeo electro sumergible, con instrumentación de campo, telemetría y almacenamiento de datos. Se realiza monitoreo de variables de pozo en tiempo real para constatar el correcto funcionamiento del sistema; aun con toda esta tecnología, cuando se presenta un cambio en el sistema se necesitan múltiples pruebas de campo que requieren tiempo para diagnosticar de manera acertada los cambios de rendimiento de los pozos.

De continuar con esta situación se estaría desaprovechando una oportunidad de mejora continúa basada en el manejo y análisis de datos en tiempo real, que permitiría determinar donde ha existido un cambio de rendimiento en un pozo de bombeo electro sumergible, adaptándolo rápidamente a las condiciones cambiantes normales de los sistemas físicos, aumentando el tiempo de operación de los equipos y disminuyendo la producción diferida.

El petróleo es sin duda la mayor fuente de energía de la cual dependen las personas que habitamos este planeta, según pronósticos de la agencia internacional de energía¹ (IEA), se espera que la demanda mundial de energía crezca de 550 cuatrillones (Q) BTU en 2012 a 850 QBTU en 2040. Aunque las energías renovables

¹ ESTADOS UNIDOS. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. International energy outlook 2013.

crecerán en un gran porcentaje, los combustibles derivados del petróleo seguirán siendo los principales contribuyentes con más de tres cuartas partes del consumo mundial de energía hasta 2040. Dado que la producción de los yacimientos de petróleo y gas disminuyen naturalmente con el tiempo, y la necesidad de combustibles derivados de petróleo aumenta de manera continua, el suplir la demanda solo será posible mediante avances en la tecnología para encontrar, perforar y producir esos recursos de manera más eficiente y económica².

Debido a las características del yacimiento Chipirón de baja energía para producir de manera rentable, alta permeabilidad, alto corte de agua y composición del hidrocarburo el sistema de levantamiento artificial más eficiente para su producción es el bombeo electro sumergible - BES, utilizado en todos los pozos. La infraestructura de monitoreo de pozos en tiempo real, permite obtener mayores beneficios gestionando apropiadamente los datos en flujos de trabajo, lo cual llevará el activo a niveles de campo de petróleo digital, produciendo de manera más eficiente y económica, aportando al desarrollo de la compañía y el país.

Con este trabajo se busca, desarrollar una metodología para mejorar el análisis de rendimiento de los pozos con bombeo electro sumergible obteniendo un diagnóstico rápido y confiable, utilizando los avances tecnológicos para maximizar la rentabilidad de la empresa. Por medio de una revisión sistemática de las nuevas tecnologías y el análisis de los datos utilizados en el bombeo electro sumergible, se determinaron las variables esenciales para un análisis de desempeño, permitiendo seleccionar un pozo tipo del campo Chipirón, al cual, mediante software basado en métodos numéricos, se le realizó una simulación de los posibles escenarios de cambio de rendimiento, mostrando una tendencia y proporción de cambios de presión definidos que se sintetizaron en una matriz.

² CARVAJAL, Gustavo; MAUCEC, Marko; CULLICK, Stan. Intelligent digital oil and gas fields: concepts, collaboration, and right-time decisions. Gulf Professional Publishing, 2017.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar una metodología para el análisis de rendimiento a pozo con bombeo electro sumergible a través de los datos de presión de admisión y descarga en Campo Chipirón.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar una revisión sistemática de información disponible en artículos técnicos y revistas indexadas sobre nuevas tecnologías y análisis de datos obtenidos en sistemas de bombeo electro sumergible.
- Determinar las variables esenciales para el análisis de rendimiento a pozos con bombeo electro sumergible que permitan definir una matriz de selección del pozo tipo.
- Simular mediante métodos numéricos los posibles escenarios de cambio de rendimiento de un pozo petrolero a fin de determinar una matriz base de cambios definidos.
- Proponer una metodología de análisis de rendimiento utilizando el patrón de tendencias de las variables de presión, adaptadas a las características del campo y aplicarla como diagnóstico al pozo seleccionado, validando los resultados mediante comparación con datos reportados en artículos técnicos.

2. MARCO DE REFERENCIA

El siguiente marco de referencia engloba los marcos teórico y contextual del proyecto con el propósito de explicar las características inherentes al análisis de rendimiento de pozos con sistema BES.

2.1 MARCO TEÓRICO

Como primera medida se tratarán las consideraciones teóricas referentes a los elementos incluidos en los análisis de rendimiento de los pozos con bombeo electro sumergible.

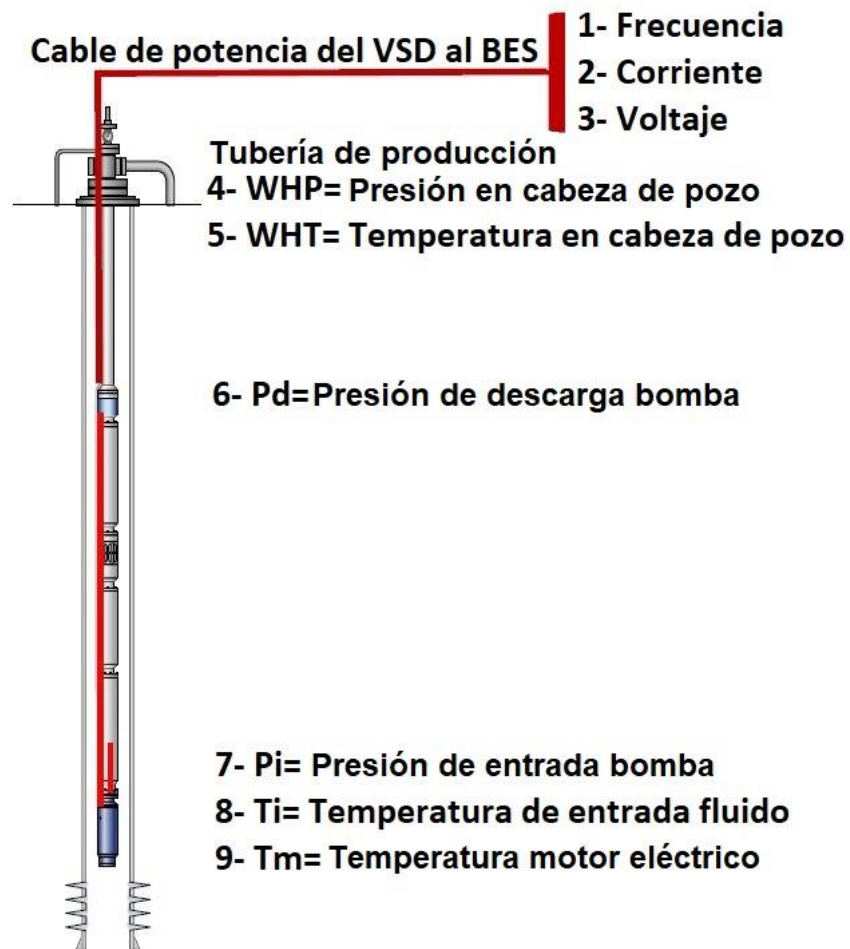
2.1.1 Variables para el análisis de rendimiento de los pozos con bombeo electro sumergible. En todo proceso industrial es necesario controlar y mantener constante algunas magnitudes, el proceso de extracción de petróleo por bombeo electro-sumergible no es la excepción. Los instrumentos de medición y control permiten el mantenimiento y la regulación de estas variables, con el objetivo de producir de manera eficiente. Las más comunes son: la presión, nivel de fluido, temperaturas, caudal, vibración, voltaje, corriente, frecuencia, entre otras. Cada variable se monitorea y asignan valores normales de operación, si alguna se sale de rango los técnicos de campo están en la obligación de aplicar los procedimientos operativos y actuar, con el fin proteger los activos de la compañía.

2.1.2 Fuentes de datos y variables en pozos BES. Las fuentes de datos analógicos para los pozos BES son³:

³ CAMILLERI, Lawrence AP, et al. How 24/7 Real-Time Surveillance Increases ESP Run Life and Uptime. En SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2010. Disponible en <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-134702-MS>

- Datos del sensor de fondo de pozo
- Datos del Controlador de velocidad VSD
- Datos del proceso en superficie

Figura 1. Mínimas señales requeridas para supervisión BES.



Fuente: CAMILLERI, Lawrence AP, et al. How 24/7 Real-Time Surveillance Increases ESP Run Life and Uptime. En SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2010. Disponible en <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-134702-MS>

La instrumentación es la encargada de captar las variables físicas y procesarlas, para luego ser transmitidas por medio del sistema de monitoreo (*SCADA*) y almacenadas como datos históricos para posteriores análisis de tendencias, eventos y reportes, lo cual configura lo que se conoce como Campo Inteligente de Petróleo (*Intelligent Digital Oil and Gas Fields*), que es el uso de la tecnología en la búsqueda de la eficiencia de los recursos para la optimización de la producción de hidrocarburos, mejorar la seguridad operativa, proteger el medio ambiente, además de mantener una ventaja competitiva⁴.

Tabla 1. Matriz de variables bombeo electro sumergible BES

Variables	Instrumento/Equipo
Presión	Sensor de fondo tipo 1/manómetro
Temperatura	Sensor de fondo tipo 1/termómetro
Vibración	Sensor de fondo tipo1
Corriente fuga	Sensor de fondo tipo 1
Nivel	Sensor de fondo tipo 1
Frecuencia	Variador frecuencia
Corriente	Variador frecuencia
Voltaje	Variador frecuencia
Caudal	Medidor caudal

Fuente: elaboración propia.

Los datos recolectados deben transformarse en información para permitir la toma de decisiones. Se genera valor agregado cuando se graba, clasifica y estudia los eventos, proporcionando la base para el análisis de rendimiento del sistema electrosumergible, adaptando rápidamente los equipos a los entornos físicos cambiantes, aumentando la productividad y la vida útil de los mismos.

⁴ CARVAJAL. Op. cit. pag 4.

2.1.3 Sensor de fondo BES. El sensor de fondo se encuentra instalado en la base del motor electro sumergible, comercialmente se consiguen en dos configuraciones tipo 0 y tipo 1. El tipo 0 mide presión de entrada, temperatura de entrada, temperatura de motor, vibración y corriente de fuga. El tipo 1, además de las medidas del tipo 0, mide la presión de descarga de la bomba⁵. En este apartado se explica el funcionamiento del sensor que permite que esta metodología de análisis se pueda desarrollar y aplicar en campo.

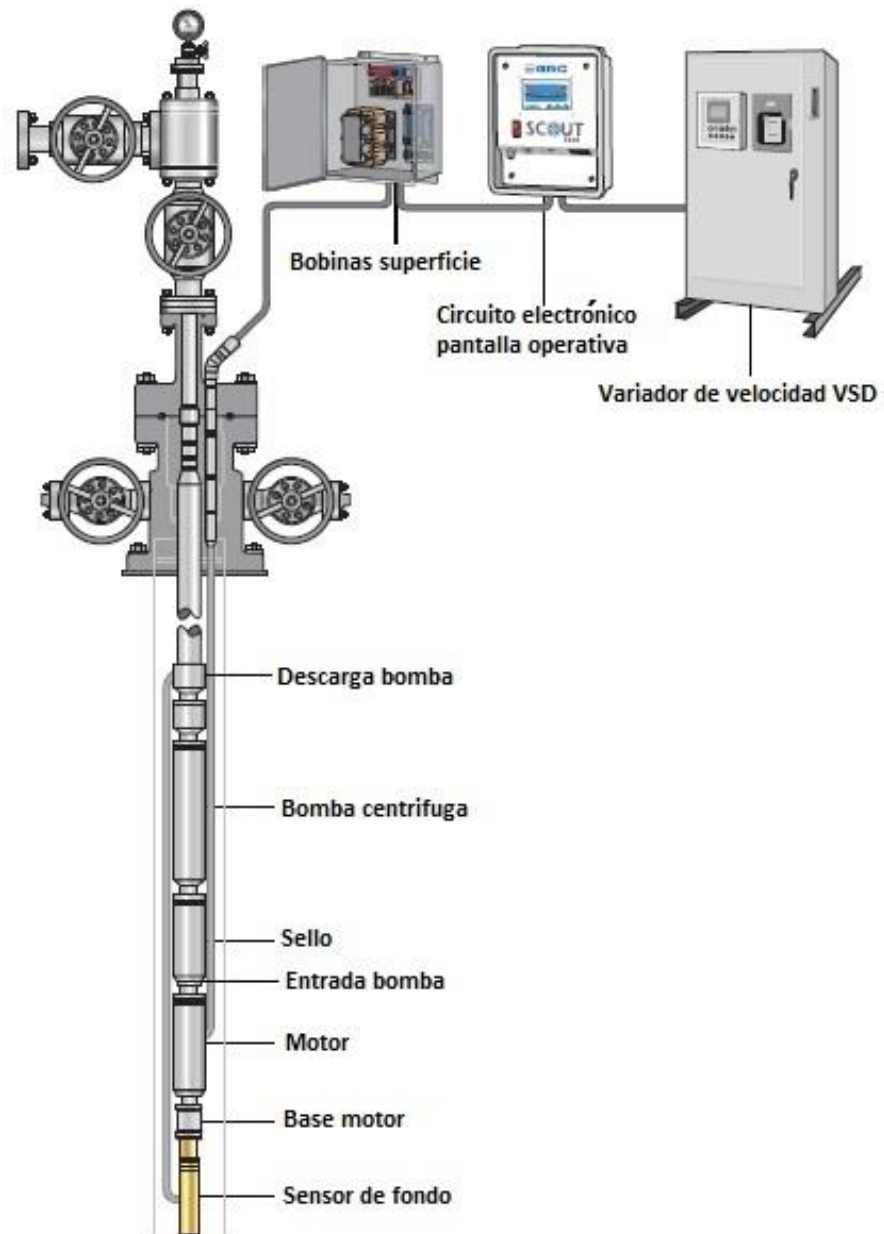
El sensor de fondo se desarrolló con el objetivo de monitorear, proteger y optimizar el sistema BES, diseñado para funcionar en ambientes hostiles proporciona información rápida, confiable y precisa para el análisis del sistema de producción⁶. Incorpora sensores y microelectrónica para medir las variables y transmitir las a superficie donde son almacenadas y analizadas.

El sistema de adquisición de múltiples parámetros de fondo de pozo se compone de equipo de superficie y equipo de fondo, utiliza el cable de alimentación de BES para enviar la información en forma de lazo de corriente, lo que reduce los costos y garantiza la precisión de la transmisión de la señal.

⁵ SCHLUMBERGER. Phoenix xt150 High-Temperature ESP Monitoring System. Disponible en https://www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/product_sheets/phoenix_xt150_ps.pdf

⁶ *Ibíd.*

Figura 2. Topología instalación sensor de fondo BES.



Fuente: SERCEL. Esp Monitoring. Estados Unidos, 2016. Disponible en <http://www.sercel-grc.com/PDF/ESPproductSheet.pdf>

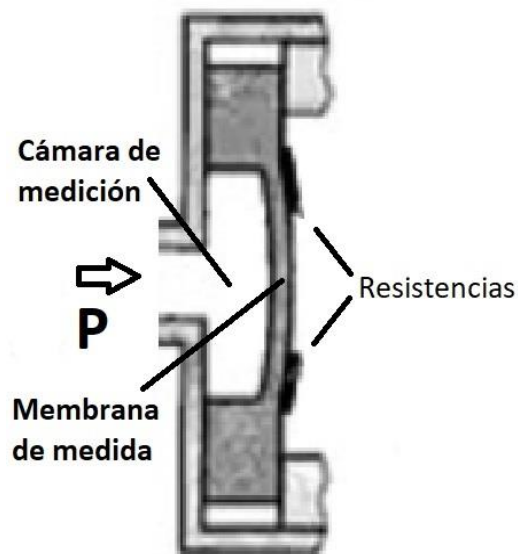
2.1.3.1 Variables captadas por el sensor. Los sensores multiparamétricos de fondo de pozo se desarrollan para satisfacer la demanda de medición en tiempo real, monitoreo y protección de equipos BES. Los parámetros monitoreados son:

- Presión de admisión
- Presión de descarga
- Temperatura de admisión
- Temperatura del bobinado del motor
- Vibración del motor ejes X Y
- Corriente de fuga motor

2.1.3.2 Adquisición de datos de presión⁷. El sensor de presión es tipo estrangulamiento (membrana). La membrana posee una resistencia la cual varía de acuerdo con el aumento o disminución de la presión, esta resistencia se encuentra conectada en puente de *Wheatstone* (resistivo).

⁷ JIN, Miaoxin, et al. A downhole multi-parameter monitoring system for electrical submersible pump. En 2015 9th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE-ECCE Asia). IEEE, 2015. p. 2427-2431.

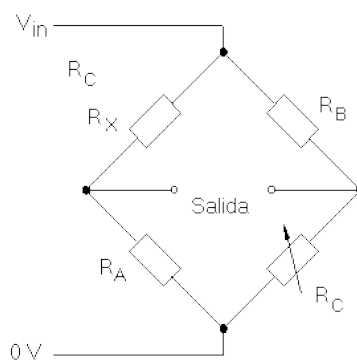
Figura 3. Esquema sonda sensor de presión estrangulamiento.



Fuente: <http://bit.ly/2ItPUoI>

La membrana posee una resistencia la cual varía de acuerdo con el aumento o disminución de la presión, esta resistencia se encuentra conectada en puente de *wheatstone*.

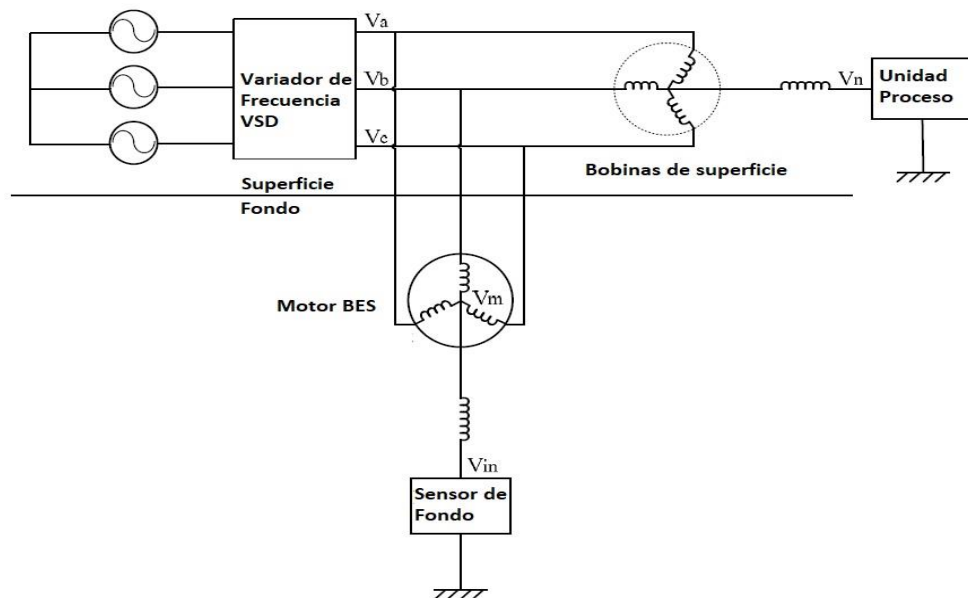
Figura 4. Puente de *Wheatstone*.



Fuente: <http://www.hispavila.com/total/3ds/tutores/divstension.html>

2.1.3.3 Transmisión de la información captada por el sensor⁸. La figura 5 muestra el principio de funcionamiento del circuito alimentación del sensor de fondo. Una reactancia (*choke*) de conexión en estrella, simétrica, trifásico en paralelo con el devanado del motor trifásico del BES se instala en superficie, junto con la unidad de procesamiento de información (*display*), las tarjetas electrónicas ejercen una tensión DC en el punto neutro de la reactancia simétrica de tres fases por medio de una reactancia adicional en serie que impide que la tensión de modo común se inmiscuya en la unidad de superficie. De forma similar, otra reactancia está conectada entre el punto neutro del motor sumergible y la unidad de fondo pozo (sensor), lo que hace que el voltaje DC sea accesible para el sensor de fondo de pozo.

Figura 5. Diagrama esquemático sensor de fondo.



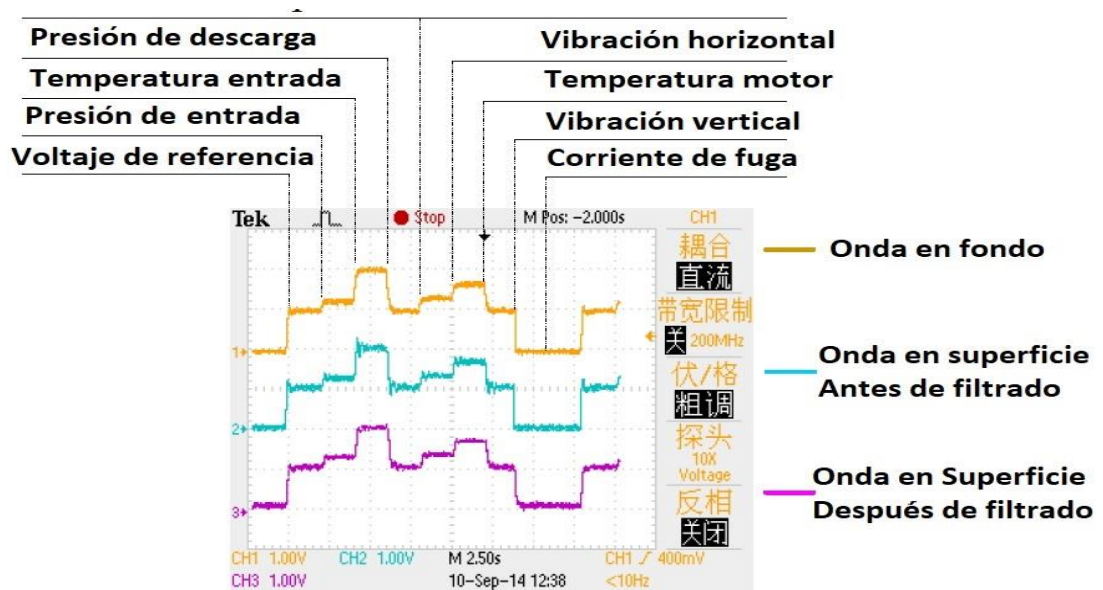
Fuente: Fuente: JIN, Miaoxin, et al. A downhole multi-parameter monitoring system for electrical submersible pump. En 2015 9th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE-ECCE Asia). IEEE, 2015. p. 2427-2431.

⁸ Ibíd., p. 2431.

Dado que la unidad de fondo de pozo (sensor) transmite la señal mediante el acondicionamiento de la amplitud de la corriente, la unidad de fondo de pozo es equivalente a una fuente de corriente bajo el control de la unidad de superficie en serie con una resistencia.

Como se muestra en la Figura 6 la curva superior, la curva media y la curva inferior mostraron las formas de onda de la señal transmitida en el fondo del pozo, la señal recibida antes de filtrar en superficie y la señal recibida después del filtrado en superficie. Se puede ver que comparten la misma forma y amplitud. Cada escalón corresponde a la información de una variable captada por el sensor.

Figura 6. Forma de onda para envío de información.



Fuente: JIN, Miaoxin, et al. A downhole multi-parameter monitoring system for electrical submersible pump. In 2015 9th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE-ECCE Asia). IEEE, 2015. p. 2427-2431.

2.2 MARCO CONTEXTUAL

2.2.1 Generalidades del campo. El campo Chipirón cuenta con 23 pozos productores realizados en tres campañas de perforación que iniciaron en el año 2014, el yacimiento Chipirón se encuentra cercano al campo maduro de Caño Limón. Es una obra de alta ingeniería y ejemplo de producción responsable con el medio ambiente a nivel nacional.

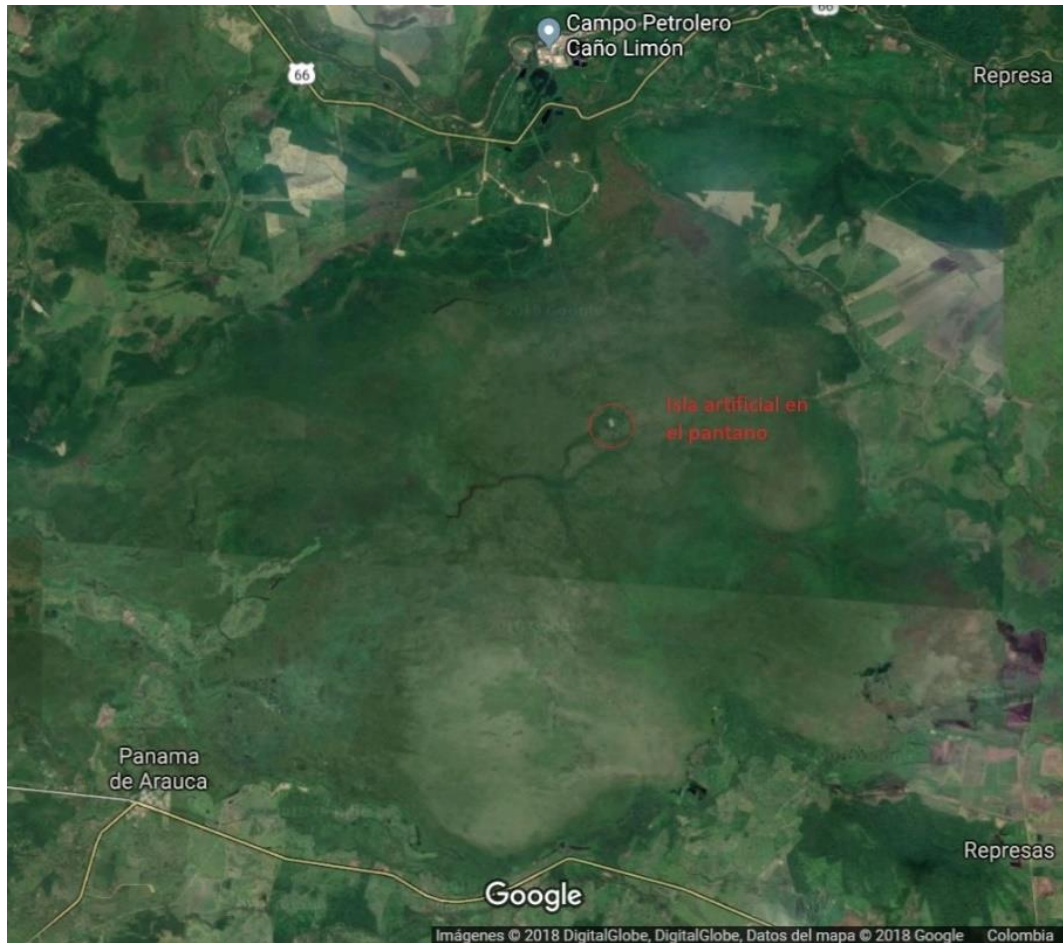
2.2.1.1 Localización geográfica. El campo Chipirón está ubicado en los llanos orientales de Colombia, en el departamento de Arauca, a 100 km de la ciudad de Arauca, límite fronterizo con Venezuela.

Figura 1. Localización geográfica.



Fuente: <https://goo.gl/maps/e8sjazGjFTw>

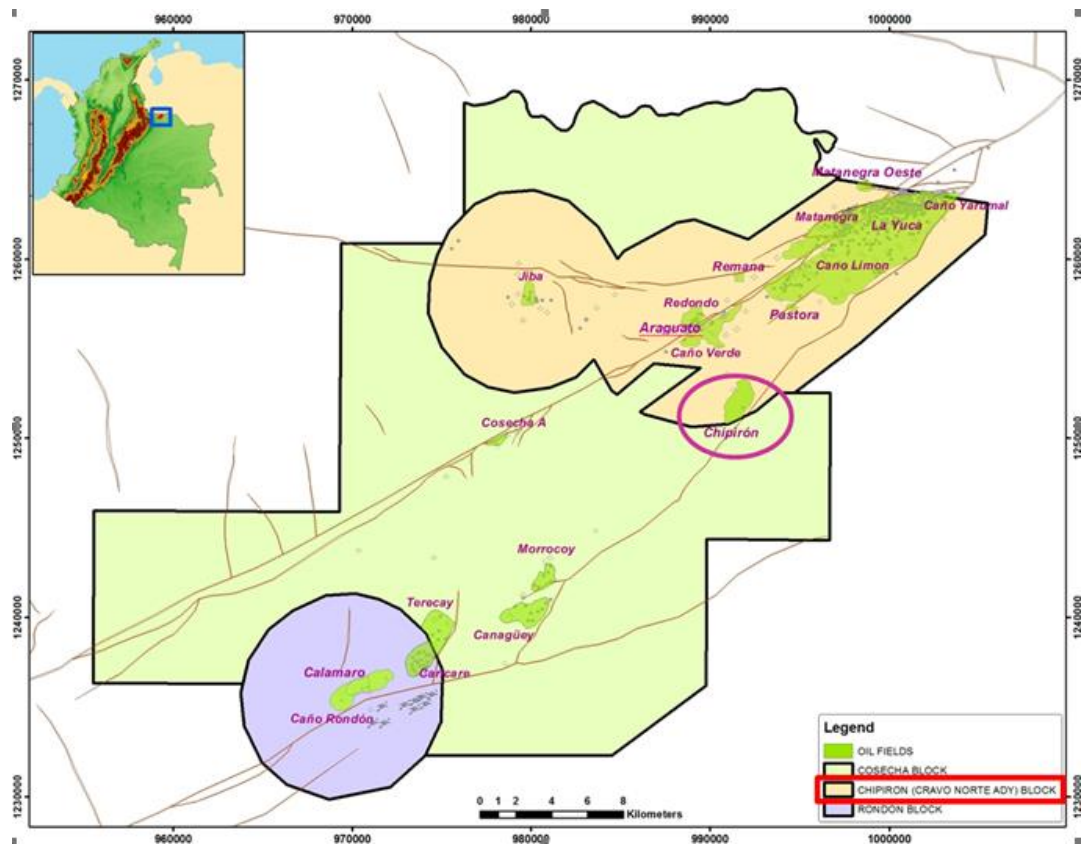
Figura 2. Pantano de Lipa, Isla artificial Chipirón.



Fuente: <https://goo.gl/maps/e8sjazGjfTw>

2.2.1.2 **Ubicación Geológica.** El campo Chipirón se ubica al norte de la cuenca sedimentaria de los llanos, aproximadamente a 5 km al sur del campo Caño Verde.

Figura 7. Ubicación geológica Chipirón.



Fuente: Occidental de Colombia Llc.

Al norte se encuentran las cuencas de Barinas y Apure (Venezuela), al este el escudo granítico de Guyana y al oeste la cordillera de los Andes.

2.2.2 Propiedades Petrofísicas del Yacimiento. La evaluación de las propiedades petrofísicas del Campo se realizó mediante el análisis de registros tomados a los pozos del área, pruebas a corazones de roca de donde se obtuvo porosidad y permeabilidad de las diferentes arenas y análisis especiales para determinar las propiedades dinámicas del yacimiento.

Algunas de las principales propiedades petrofísicas del yacimiento son:

Tabla 2. Propiedades petrofísicas.

CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA	
Profundidad promedio	8400 pies
Área	1177 acres
Espesor neto petrolífero	11 pies
Presión inicial	3265 psi
Temperatura	185 °F
Porosidad	19 %
Permeabilidad	463 mD
Saturación de agua inicial	34 %

Fuente: Occidental de Colombia Llc.

Tabla 3. Porosidades promedio del campo.

Yacimiento		Formación	Porosidad %
M1	M1A1	Carbonera inferior	24
M2	M2A_UPPER	Carbonera inferior	18
	M2A	Carbonera inferior	23
	M2B	Carbonera inferior	19
M3	M3	Carbonera inferior	24
K2	K2A	Gacheta-chipaque	19

Fuente: Occidental de Colombia Llc.

2.2.3 Propiedades de los Fluidos. El análisis PVT muestra que los fluidos se encuentran a una presión superior a la presión de saturación, lo que indica la presencia solo de fases líquidas en la producción; por lo cual el Campo se clasifica como un yacimiento subsaturado.

Tabla 4. Propiedades promedio de los fluidos.

CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS	
Gravedad API del petróleo	33 °
Densidad del petróleo	0.8291 g/cm ³
Factor Volumétrico vol. 185°F/vol. 60°F	1.0517
Viscosidad del petróleo @ 185°F y 3265 psi	3.603 cP
Presión de burbuja	40 psig
Relación Gas-Aceite (GOR)	42

Fuente: Occidental de Colombia Llc.

3. REVISIÓN SISTEMÁTICA DE NUEVAS TECNOLOGÍAS Y ANÁLISIS DE DATOS, EN SISTEMAS TIPO BES

Para la presente revisión sistemática sobre nuevas tecnologías y análisis de datos en sistemas de levantamiento artificial tipo Bombeo Electro Sumergible BES, parte de la pregunta de investigación para determinar el estado del arte:

¿Cómo puedo aprovechar las variables medidas por los sensores de un sistema de bombeo electro sumergible para mejorar el diagnóstico de productividad del pozo?

Es de resaltar, que las nuevas tecnologías de levantamiento artificial con bombeo electro sumergible, han tendido a ser modificaciones realizadas sobre un sistema convencional, con el fin de optimizarlo y adaptarlo a las diferentes condiciones operacionales, prolongando su vida útil.

3.1 BASES DE DATOS

Se realizaron búsquedas en las bases de datos generales y específicas según la estrategia de búsqueda y los criterios de inclusión y exclusión definidos.

Fuentes generales

- KNOVEL
- EBSCO
- SCIENCE DIRECT
- WEB (GOOGLE)

Fuentes específicas

- BIBLIOTECA UIS
- ONEPETRO
- IEEE

Términos de búsqueda/palabras clave

- Sistema de bombeo electro sumergible - BES
- Nuevas tecnologías bombeo electro sumergible
- Variables de producción
- Sensor de fondo
- Rendimiento/optimización/análisis
- Metodología/diagnóstico/monitoreo

3.2 CRITERIOS DE INCLUSIÓN Y EXCLUSIÓN

Serán aceptados todos los documentos de procedencia comprobable de fuentes formales, los libros y artículos de investigación de revistas indexadas y librerías de literatura técnica de la industria de petróleo y gas o afines. Para los libros se tendrá en cuenta el idioma, sólo se aceptan libros en los idiomas español e inglés cuya fecha de publicación no sea mayor a 10 años. Para los artículos de investigación o estudios de revistas indexadas, se tendrán en cuenta aquellos artículos o estudios no mayores a 5 años de su fecha de publicación.

Tabla 5. Criterios de inclusión y exclusión búsqueda.

Criterio inclusión	Criterio exclusión
Idioma español/ingles	Libros > 10 años
Procedencia comprobable	Estudios y artículos > 5 años
Fuentes formales	Tesis > 5 años
Bases datos literatura técnica SPE-IEEE	Resúmenes de congresos
Trabajos de aplicación en campo	Artículos de opinión
Innovador, eficiente.	Noticias

Fuente: Elaboración propia.

3.3 ECUACIÓN DE ESTRATEGIA DE BÚSQUEDA

Para la búsqueda en bases de datos se elaboró la presente ecuación de búsqueda con el objeto de filtrar la mayor cantidad de información que no corresponda al objetivo de la investigación. Para su utilización en bases de datos de idioma inglés se utilizó la misma ecuación con su correspondiente traducción.

((rendimiento **OR** optimización **OR** análisis **OR** metodología **OR** diagnostico **OR** monitoreo) **AND** nuevas tecnologías **AND** sistema de bombeo electro-sumergible **AND** (sensor de fondo **OR** medidor de presión de entrada **OR** medidor de presión de descarga **OR** medidores de presión)) **NOT** agua potable) limites: fecha de publicación 2015-2019

3.4 DOCUMENTOS PRESELECCIONADOS

Se realizó la correspondiente lectura crítica de los documentos encontrados que cumplieran con la ecuación de búsqueda, aplicando los criterios de inclusión y exclusión, siendo los más importantes los listados en la tabla 6.

Tabla 6. Documentos seleccionados.

Año	Nombre documento	Autor	Resumen/aporte
2018	Evaluación de la productividad del sistema integrado de producción de un campo colombiano mediante el uso de la técnica de análisis nodal.	León, John	Modelamiento de un sistema integrado de productividad para encontrar cuellos de botella mediante análisis nodal en software comercial <i>Prosper</i> , aporta las variables necesarias para realizar un análisis nodal clásico.
2018	Metodología para la identificación de fallas y situaciones operacionales riesgosas en equipos de bombeo electro-sumergible.	Cabrera, Sergio	Desarrollo de una metodología que permita identificar de forma oportuna falla en los equipos, mediante identificación de tendencia anormal de variables representativas, se necesitan otras pruebas de campo para definir en qué parte del sistema de producción se presenta el cambio.
2018	Metodología integral de optimización de sistemas de levantamiento artificial de tipo BES en sistemas integrados de producción de hidrocarburos.	Osma, Ivan & Asuaje, Miguel	Integración del sistema de bombeo BES con software comercial de SLB (OFM y <i>Pipesim</i>) buscando supervisión y optimización de producción.

Tabla 6. (continuación)

Año	Nombre documento	Autor	Resumen/aporte
2014	Early detection and diagnosis of operating events in real-time for producing Wells with artificial lift systems with sumersible pumping.	Mejía, J. A. P., & Gutiérrez, C. A. P.	Detección temprana, diagnóstico y monitoreo en tiempo real de eventos operativos, utilizando instrumentación de pozo y herramientas estadísticas (SPC), con el objetivo de mitigar impactos negativos en la producción del campo.
2016	Nodal analysis by use of ESP intake and discharge pressure gauges.	Bruijnen, P. M	Expande el enfoque del análisis nodal, al analizar gráficamente dos análisis nodales, encuentra tendencias de cambio que le definen en qué lugar del sistema de producción estuvo el aumento o reducción de rendimiento (IPR, BES, VLP). Rápido y eficiente no necesita conocerse la tasa, ni tener las curvas del BES para diagnosticar.
2017	ESP data analytics: predicting failures for improved production performance.	Abdelaziz, M., Lastra, R., & Xiao, J. J.	Realiza un análisis estadístico de componentes principales para hacer un predictivo de tiempo antes de la falla, utilizando algoritmos de aprendizaje automático. Explica detalladamente los tipos de variables esenciales de los pozos de bombeo electro-sumergible.
2016	Real-time decisión making for ESP management and optimization.	Hackworth, M., & Williams, S.	Desarrollo de software de monitoreo y supervisión en tiempo real, debido a que las opciones comerciales no se ajustaban a las políticas de la empresa. Oxylift integra diferentes herramientas de supervisión monitoreo y diagnóstico, logrando grandes beneficios de optimización y prevención de fallas adaptándose rápidamente al entorno cambiante de los pozos electro-sumergibles no convencionales.

Tabla 6. (continuación)

Año	Nombre documento	Autor	Resumen/aporte
2014	Saudi Aramco Trailblazing New ESP Monitoring Technology.	MUTAIRI, Khaled M.	Los sensores de fondo presentan falla, cuando el sistema eléctrico BES pierde aislamiento. Para seguir recibiendo los datos diseñaron un equipo innovador que permite recibir y procesar esos datos aun en presencia de bajo aislamiento eléctrico.
2017	Electrical submersible pumps manual: design, operations, and maintenance.	TAKACS, Gabor.	Manual de las bombas electro sumergibles, actualizado al año 2017 con los últimos avances tecnológicos, se toca los avances tecnológicos en el diseño operación y mantenimiento de los equipos.
2017	Leveraging ESP Energy Efficiency with Permanent Magnet Motors.	HARRIS, Dennis.	Presenta pruebas de campos de nueva tecnología en motores BES, comparando el desempeño de un motor convencional de inducción con un motor de imanes permanentes encontrando un ahorro energético del orden del 10 al 18%.
2015	A downhole multi-parameter monitoring system for electrical submersible pump.	Jin, M., Zhang, P., Li, G., Gao, Q., Li, X., & Xu, D.	El artículo presenta el funcionamiento electrónico del sensor de fondo, como capta, transporta y procesa la información para mostrarla en los sistemas de monitoreo.

Fuente: Elaboración propia.

3.5 DOCUMENTO SELECCIONADO

Las nuevas tecnologías en sistemas de producción con bombeo electro sumergible son mejoras técnicas en componentes, instrumentación, comunicaciones, herramientas digitales de análisis de datos (nodal, estadístico, tendencia parámetros), inteligencia artificial, sistemas administrativos de gestión, entre otras, todas enfocadas a maximizar la vida útil de los sistemas de producción.

Después de la revisión bibliográfica y de los aportes que cada artículo realiza al presente trabajo, el documento que más se acerca a la respuesta de la pregunta de investigación es:

- **Nodal analysis by use of ESP intake and discharge pressure gauges.**
Bruijnen, P. M

Es innovador, eficiente y rápido en su diagnóstico, por lo cual se toma como base para la presente investigación y aplicación al pozo tipo del campo Chipirón.

4. SELECCIÓN DEL POZO TIPO

Las variables de proceso de los pozos con bombeo electro sumergible se lista en la tabla 1. Por medio de estas variables, varios autores como Awaid⁹ a nivel internacional y Cabrera a nivel local¹⁰, han desarrollado diferentes metodologías de análisis para diagnosticar el sistema de producción BES. Al tener múltiples variables para analizar, añade dificultad a este tipo de metodología, con el objetivo de hacer más fáciles los análisis se han utilizados métodos y herramientas estadísticas buscando reducir la cantidad de variables, a un conjunto de datos de términos de nuevas variables no correlacionadas (componentes principales ACP¹¹ ¹²) simplificando el diagnóstico.

El artículo elaborado por Bruijnen¹³ se enfoca solo en la presión, observando su tendencia y proporción de cambio para realizar análisis de rendimiento de pozos BES, de ahí se derivan los requisitos que debe cumplir el pozo tipo a seleccionar del campo Chipirón para llevar a cabo el presente trabajo.

⁹ AWaid, A., et al. ESP Well Surveillance using Pattern Recognition Analysis, Oil Wells, Petroleum Development Oman. En *IPTC 2014: International Petroleum Technology Conference*. 2014. Disponible en <https://onepetro.org/conference-paper/IPTC-17413-MS>.

¹⁰ CABRERA, Sergio. Metodología para la identificación de fallas y situaciones operacionales riesgosas en equipos de bombeo electro-sumergible. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos 2018. 73 p.

¹¹ MEJÍA, J. A., et al. Early Detection and Diagnosis of Operating Events in Real-Time for Producing Wells With Artificial Lift Systems With Submersible Pumping. En SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers, 2014. Disponible en <https://onepetro.org/conference-paper/SPE-169432-MS>

¹² ABDELAZIZ, Mohannad, et al. ESP Data Analytics: Predicting Failures for Improved Production Performance. En Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Society of Petroleum Engineers, 2017. Disponible en <https://onepetro.org/conference-paper/SPE-188513-MS>

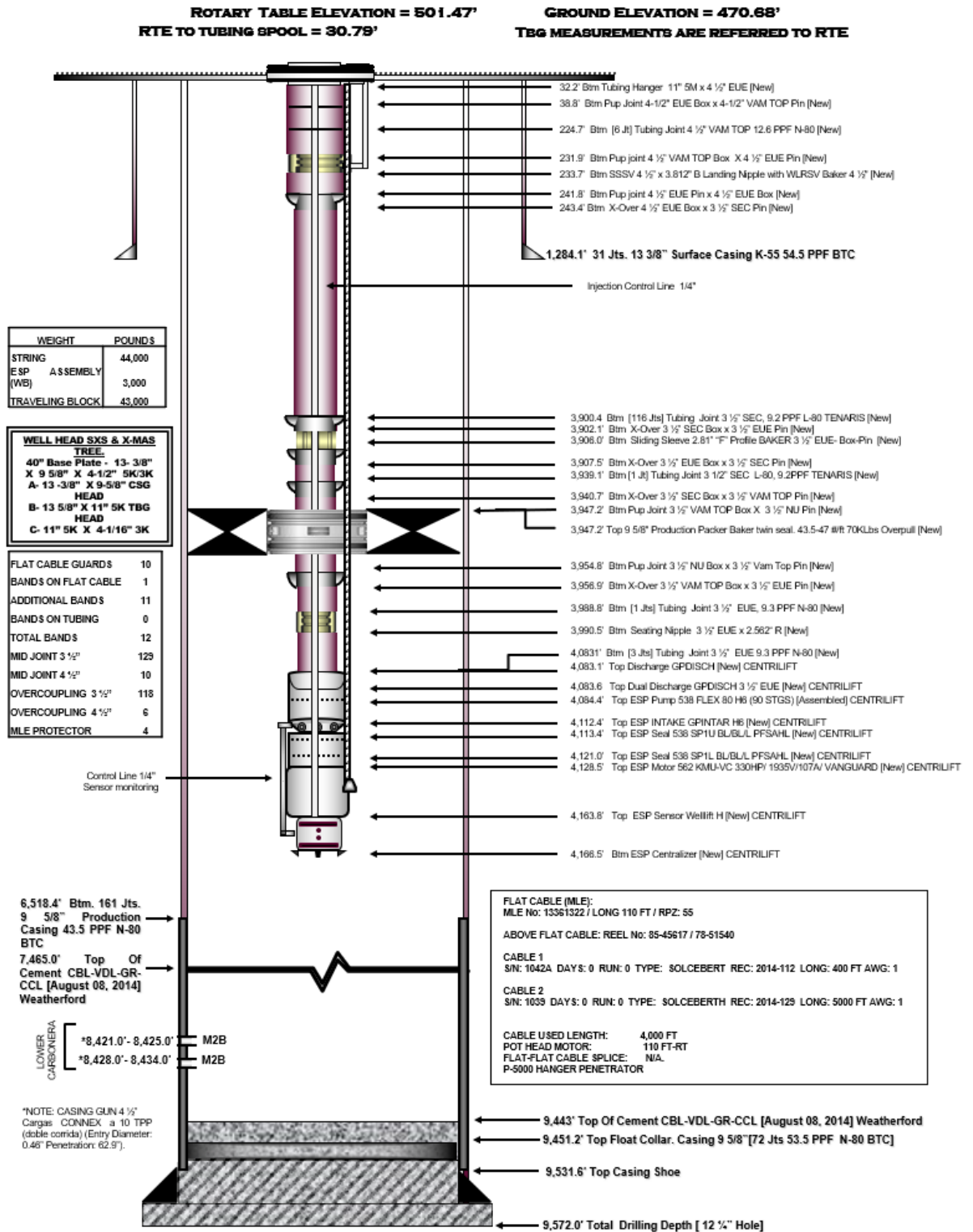
¹³ BRUIJNEN. Op. Cit.

Tabla 7. Matriz de selección de pozo tipo para análisis de rendimiento BES

Pozo/Requisito	BES	Packer	Sensor T1 operativo	Históricos presión	Vida >4 años	Candidato
CH-03	√	√	√	√	x	x
CH-04	√	√	√	√	√	√
CH-05	√	√	√	√	√	√
CH-06	√	√	x	√	√	x
CH-07	√	√	x	√	√	x
CH-08	√	√	x	√	√	x
CH-09	√	√	x	√	√	x
CH-10	√	√	√	√	x	x
CH-11	√	√	√	√	√	√
CH-14	√	√	√	√	√	√
CH-15	√	√	√	√	√	√
CH-16	√	√	√	√	x	x
CH-17	√	√	x	√	√	x
CH-18	√	√	√	√	x	x
CH-19	√	√	√	√	x	x
CH-20	√	√	√	√	x	x
CH-21ST	√	√	√	√	x	x
CH-22	√	√	√	√	x	x
CH-23	√	√	√	√	x	x
CH-24	√	√	√	√	x	x
CH-25	√	√	√	√	x	x
CH-26	√	√	√	√	x	x
CHI T-02 Explo	√	√	√	√	x	x

Fuente: Elaboración propia.

Figura 8. Estado mecánico pozo CH-04.



Fuente: Occidental de Colombia Llc.

4.1 VARIABLE ESENCIAL PARA ANÁLISIS DE RENDIMIENTO

Para realizar el análisis de rendimiento que expone Bruijnen, la variable esencial es la presión, porque en base a ella y en cada punto se realizan los análisis nodales clásicos (un solo punto a la vez), que luego se comparan de manera gráfica, lo que permite definir escenarios de cambio.

Tabla 8. Variable esencial para análisis de rendimiento.

Variable esencial		
Presión	Presión entrada Bomba P_i	Presión descarga bomba P_d

Fuente: Elaboración propia.

El completamiento debe contener un empaquetador (*PACKER*), el cual asegura que toda la producción fluya por la tubería principal. El no cumplir esta condición adiciona una complejidad mayor para lo cual la presente metodología no es válida.

De los veintitrés pozos que conforman el campo, cumplen requisitos de selección cinco, de estos cinco se escoge el pozo CH-04, por ser el primer pozo perforado y en producción después del exploratorio, con la mayor cantidad de históricos en buen estado.

5. SIMULACIÓN CAMPO CHIPIRÓN

Para la realización de la simulación de un sistema de producción BES, es esencial comprender la secuencia lógica de las ecuaciones y el comportamiento de la variable presión a través de todo el sistema.

5.1 VARIABLE DE PRESIÓN A TRAVÉS DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN

5.1.1 Arriba de la bomba (de cabeza pozo a la bomba):

$$P_{descarga} = WHP + \Delta P_{gravedad} + \Delta P_{friccion}$$

Fluctuaciones en $P_{descarga}$ son el resultado de cambios en:

- ✓ WHP
- ✓ Mezcla de densidades en el tubo (gas, wc) } $\Delta P_{gravedad}$ (~95%)
- ✓ Nivel de fluido en el tubo
- ✓ Caudal, cambio de diámetro del tubo } $\Delta P_{friccion}$ (~5%)

5.1.2 A través de la bomba:

$$P_{Succion} = P_{descarga} - \Delta P_{bomba}$$

Donde $\Delta P_{bomba} = \text{Cabeza (ft)} * \text{Densidad mezcla (psi/ft)}$

La cabeza depende: Caudal (relación inversa)

$$rpm^2$$

Tamaño y tipo impulsor

Gas (cavitación)

Adverso {

Bloqueo en las etapas (arena, escombros)

Rotación inversa

} Normal

5.1.3 Debajo de la bomba (bomba a yacimiento):

$$P_{wf} = P_{succion} + \Delta P_{gravedad} + \Delta P_{friccion}$$

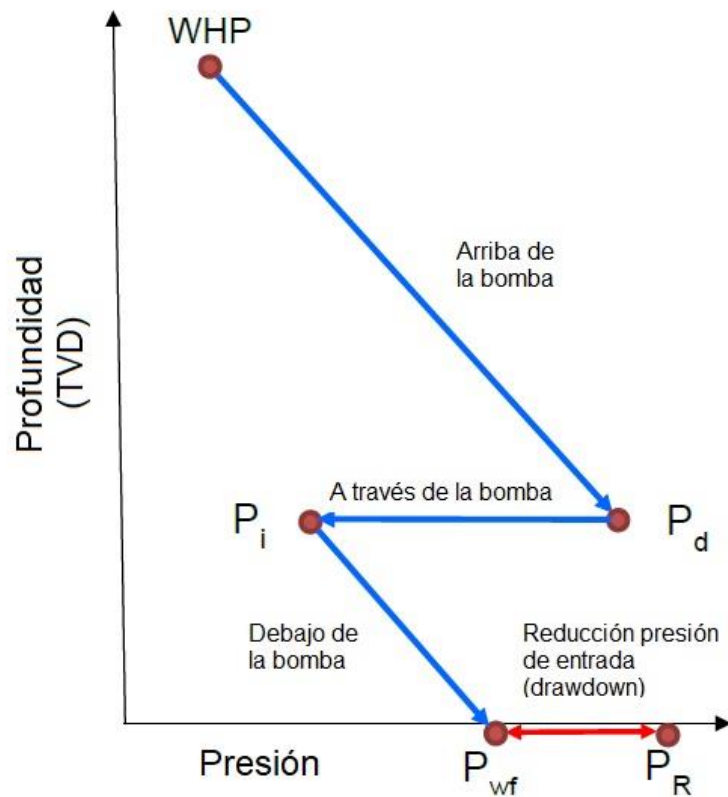
Variaciones en P_{wf} afectará el flujo del reservorio.

Tenga en cuenta que ΔP_{bomba} fricción es pequeña o cero (*casing*)

5.1.4 Reservorio:

$$Q = J (P_R - P_{wf}) \quad IPR$$

Figura 9. Gráfica transversa de presión.



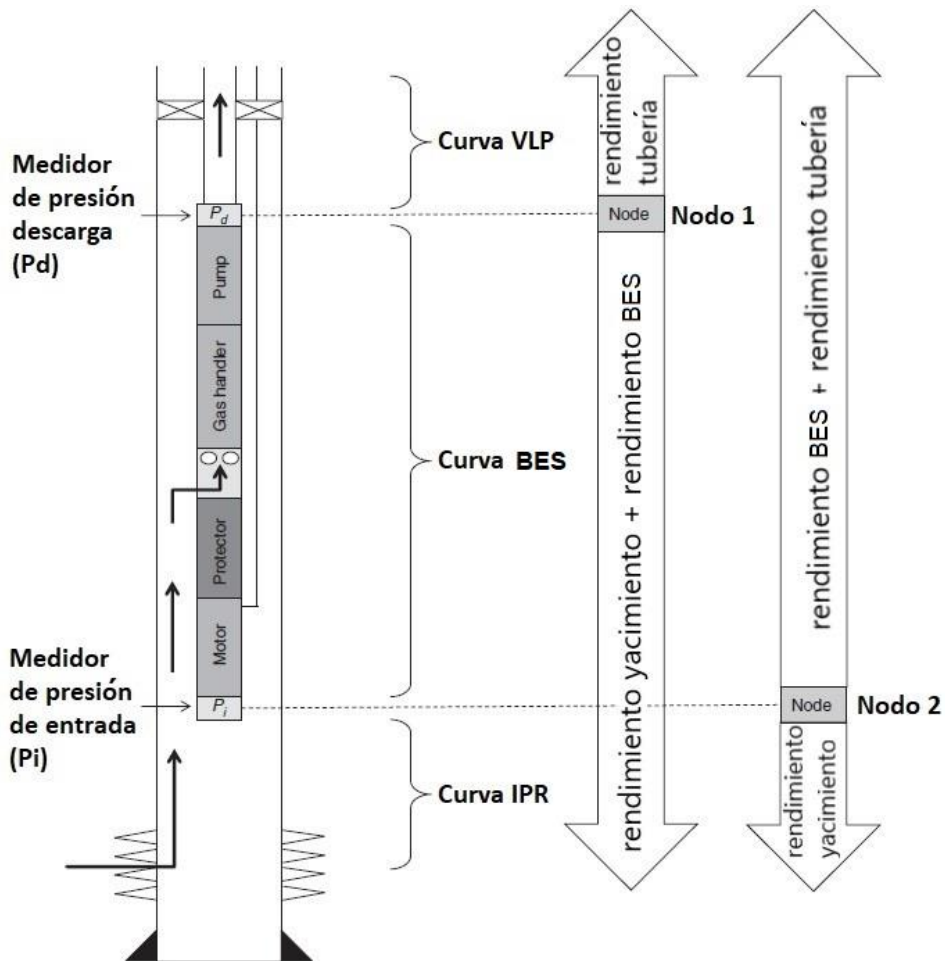
Fuente: AWAID, A., et al. ESP Well Surveillance using Pattern Recognition Analysis, Oil Wells, Petroleum Development Oman. En IPTC 2014: International Petroleum Technology Conference. 2014. Disponible en <https://onepetro.org/conference-paper/IPTC-17413-MS>.

Usando las relaciones físicas contenidas en las ecuaciones descritas anteriormente, junto con las ecuaciones de análisis nodal, se puede identificar cambios en el yacimiento, bomba electro sumergible y tubería.

5.2 ANÁLISIS NODAL

El procedimiento clásico de análisis nodal del sistema, requiere la selección de un nodo, realizando el cálculo de la presión y el caudal en el nodo, referenciándose a una presión que se asume fija existente en los bordes del sistema (presión reservorio P_r y presión separador P_{sep}). En el presente trabajo los nodos van a ser elegidos en la entrada de la bomba y en la descarga, como se aprecia en la figura.

Figura 10. Ubicación de los nodos de análisis.



Fuente: BRUIJNEN, Pieter M., et al. Nodal Analysis by Use of BES Intake and Discharge Pressure Gauges. SPE Production & Operations, 2016, vol. 31, no 01, p. 76-84

Las ecuaciones de nodo para un análisis clásico son las siguientes:

- Ecuación de entrada

$$P_{reservorio} - (\text{Perdidas de presión en componentes aguas arriba}) = P_{nodo}$$

- Ecuación de salida

$$P_{separador} + (\text{Perdidas de presión en componentes aguas abajo}) = P_{nodo}$$

El ingeniero es el encargado de determinar el sitio del nodo, dependiendo de los objetivos del análisis. En el presente trabajo la localización de los nodos son la descarga y la entrada de la bomba, presiones que se conocen en tiempo real, capturadas y transmitidas por el sensor de fondo del equipo BES.

5.2.1 Ecuaciones de análisis nodal en nodo 1 descarga de la bomba

- Ecuación de entrada

$$P_{reservorio} - \Delta P_{reservorio} - \Delta P_{(cara\ arena\ a\ entrada\ bomba)} + \Delta P_{BES} = P_{nodo}$$

- Ecuación de salida

$$P_{separador} + \Delta P_{tuberia} = P_{nodo}$$

Como se observa en la figura 9. Las pérdidas de presión desde la cara de la arena a la entrada de la bomba son considerables dependiendo de la profundidad de instalación del equipo BES. El IPR se puede considerar prácticamente como el rendimiento del yacimiento más el rendimiento de la sección del revestimiento entre la superficie de la arena y el medidor de presión de entrada de la bomba.

La ecuación de entrada y salida se puede reescribir:

- Ecuación de entrada

$$IPR + BES = Pd_{(descarga\ bomba)}$$

- Ecuación de salida

$$VLP = Pd_{(descarga\ bomba)}$$

5.2.2 Ecuaciones de análisis nodal en nodo 2, entrada de la bomba

- Ecuación de entrada

$$P_{reservorio} - \Delta P_{reservorio} - \Delta P_{(cara\ de\ la\ arena\ a\ entrada\ bomba)} = P_{nodo}$$

- Ecuación de salida

$$P_{separador} + \Delta P_{tuberia} - \Delta P_{BES} = P_{nodo}$$

$(P_{reservorio} - \Delta P_{reservorio} - \Delta P_{(cara\ de\ la\ arena\ a\ entrada\ bomba)})$ esta representado por el IPR y $(P_{separador} + \Delta P_{tuberia})$ es representado por el VLP, las ecuaciones de entrada y salida para el nodo 2 se pueden reescribir:

- Ecuación de entrada

$$IPR = P_{i(entrada\ bomba)}$$

- Ecuación de salida

$$VLP - BES = P_{i(entrada\ bomba)}$$

El análisis nodal clásico comprende un análisis gráfico, en donde se entrecruzan las ecuaciones de entrada y salida. Los programas comerciales de análisis nodal basados en métodos numéricos, realizan el análisis nodal en un nodo a la vez, por lo tanto, hay que realizar el análisis en el nodo 1 y recolectar la tabla de datos 1, después en el nodo 2 y recolectar la tabla de datos 2

5.2.3 Curva de rendimiento de la bomba electro sumergible: Las empresas fabricantes de las bombas electro sumergibles, realizan pruebas de rendimiento de sus bombas con agua, graficando su rendimiento en una curva que muestra la relación entre la cabeza generada por la bomba y el caudal bombeado de una etapa,

testado a varias frecuencias de operación. Para convertir la cabeza a presión o viceversa se debe conocer la densidad del fluido bombeado:

$$H = \frac{Pd - Pi}{0,0981} / \gamma$$

donde: H cabeza en metros.
 Pd presión de descarga en bar.
 Pi presión de entrada en bar.
 γ densidad del fluido bombeado.

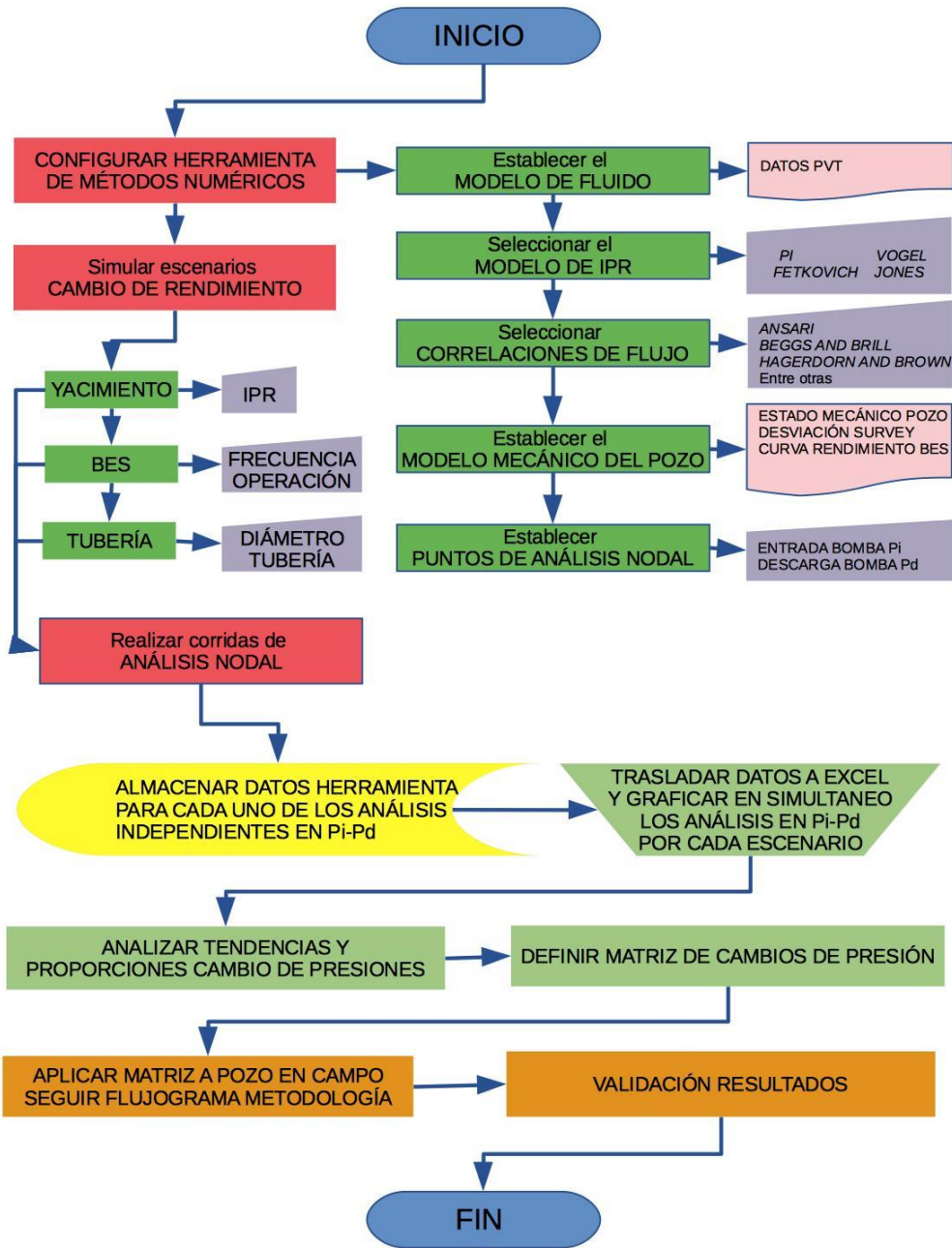
5.3 PROCESO Y ESCENARIOS DE SIMULACION

Se realizó simulación por métodos numéricos con software comercial, los posibles escenarios de cambio de rendimiento en la operación del pozo CH-04:

- Incremento/decremento rendimiento aguas arriba del medidor de presión de entrada (*Inflow Performance Relationship Ipr*).
- Incremento/decremento rendimiento entre los medidores de presión de entrada y salida (Bomba electro sumergible BES).
- Incremento/decremento rendimiento aguas abajo del medidor de presión de descarga (*Vertical Lift Performance VLP*)

Posteriormente, se corrieron análisis nodales en los puntos de entrada a la bomba y descarga de la bomba, los cuales se correlacionan gráficamente entre sí, con la ayuda del software Excel, determinando proporciones y tendencias de cambio de las variables de presión captadas por el sensor de fondo.

Figura 11. Diagrama de flujo para la simulación



Fuente: Elaboración propia.

Se utiliza el anterior diagrama de flujo, para realizar la simulación y el análisis nodal en el nodo 1 y nodo 2, resultando las siguientes tablas de datos:

Tabla 9. Datos análisis nodal por métodos numéricos, nodo 1 descarga bomba.

VLP		IPR+ESP	
TASA	PRESION	TASA	PRESION
STB/d	Psia	STB/d	Psia
12.62671	1928.182	125.525	2789.302
335.5472	1919.534	391.768	2763.791
529.2995	1916.485	658.011	2719.578
819.928	1913.735	924.254	2672.874
1304.309	1913.501	1190.497	2625.261
1594.937	1915.401	1456.74	2577.033
2030.88	1920.987	1722.983	2528.101
2515.261	1929.125	1989.226	2478.609
2805.889	1935.578	2255.469	2427.628
3241.832	1947.358	2787.955	2321.323
3532.46	1955.765	3320.441	2211.264
3968.403	1970.555	3852.927	2096.742
4404.345	1987.126	4385.413	1976.494
5058.259	2015.728	4895.856	1853.572
5542.64	2039.258	5406.299	1721.607
5833.269	2054.525	5916.742	1582.637
6269.211	2079.127	6427.185	1429.187
6559.84	2096.236	6937.629	1264.376
6995.782	2123.695	7448.072	1083.847
7431.725	2152.821	7958.515	886.7646
8085.639	2200.595	8213.736	781.1265
8376.268	2222.065	8468.958	671.2726
8812.21	2256.871	8724.18	558.4554
9248.153	2293.325	8979.401	440.4911
9902.067	2351.683	9489.844	370.8215
10338.01	2392.243	10510.73	256.5503
10991.92	2456.953	11021.17	199.4115
11645.84	2525.384	11531.62	142.402
12038.19	2568.348	12042.06	86.15381
12626.71	2635.719	12552.5	31.8524

Fuente: Elaboración propia.

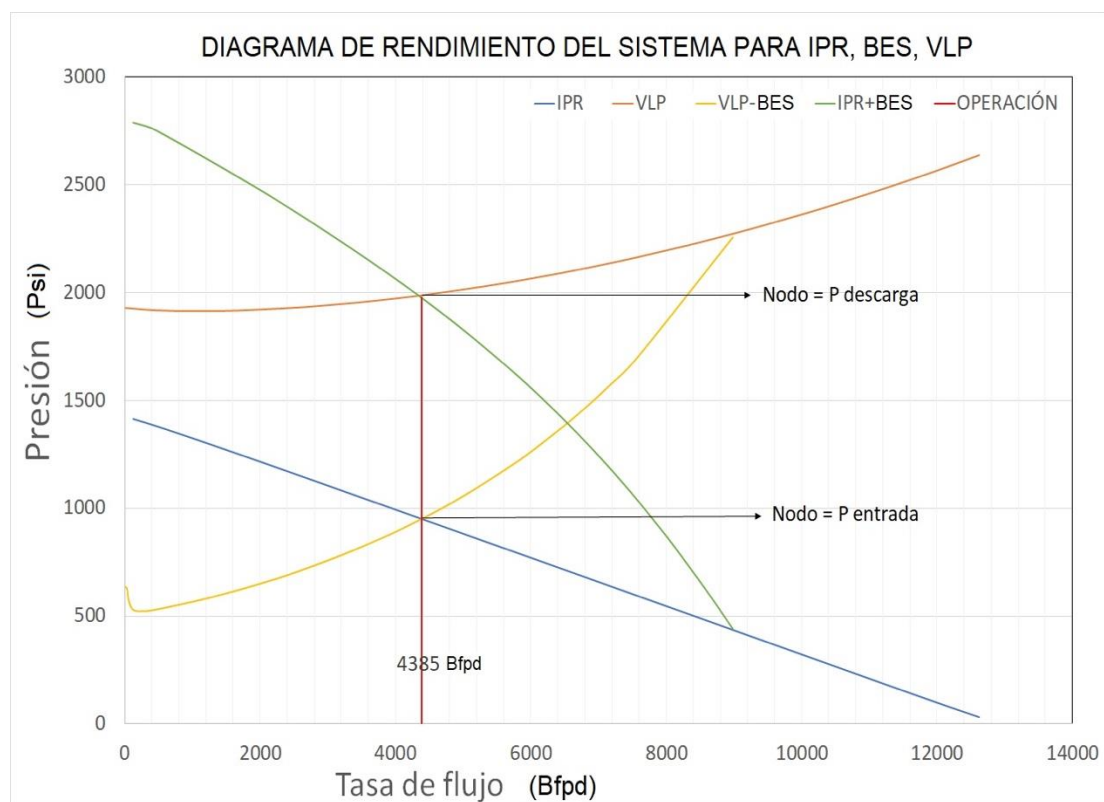
Tabla 10. Datos análisis nodal por métodos numéricos, nodo 2 entrada bomba.

IPR		VLP-ESP	
TASA	PRESION	TASA	PRESION
STB/d	Psia	STB/d	Psia
126.2671	1413.209	7.559903	635.672
357.2332	1391.184	25.48954	629.6289
588.1994	1367.882	36.24732	618.0379
819.1655	1343.775	52.38399	575.1459
1050.132	1319.177	119.6201	528.3687
1281.098	1294.268	287.7104	521.7769
1512.064	1269.149	455.8007	529.6279
1973.996	1218.512	707.9362	545.9465
2435.929	1167.549	876.0265	557.3802
2897.861	1116.389	1128.162	575.4674
3359.793	1065.102	1380.297	595.6291
3821.725	1013.726	1758.501	627.9381
4384.912	951.0023	2178.726	667.1959
4941.43	888.9533	2430.862	692.791
5421.76	835.3572	2809.065	735.5017
5902.09	781.7305	3061.201	765.4027
6382.42	728.0781	3439.404	813.3974
6862.75	674.404	3817.607	864.9783
7343.08	620.7112	4044.529	897.6557
7823.41	567.0021	4384.912	951.0023
8303.739	513.2785	4588.111	983.661
8784.069	459.5421	4892.91	1037.029
9264.399	405.7943	5197.709	1094.602
9744.729	352.0364	5654.908	1186.977
10225.06	298.2699	5959.707	1253.327
10705.39	244.4965	6416.906	1365.08
11185.72	190.7197	6599.785	1411.819
11666.05	137.2255	6874.105	1486.529
12146.38	84.2093	7148.424	1567.004
12626.71	32.71786	7559.903	1695.851
		8979.401	2256.871

Fuente: Elaboración propia.

Al tener un medidor de presión adicional a la descarga de la bomba, se puede crear un par adicional de ecuaciones de entrada y salida, condensando los resultados de los dos análisis en un solo análisis gráfico, observamos que el caudal es el mismo para los dos nodos, diferenciándose únicamente en la presión, que es superior en la descarga, al tener el aporte de energía de la bomba y estar ubicado a diferente profundidad.

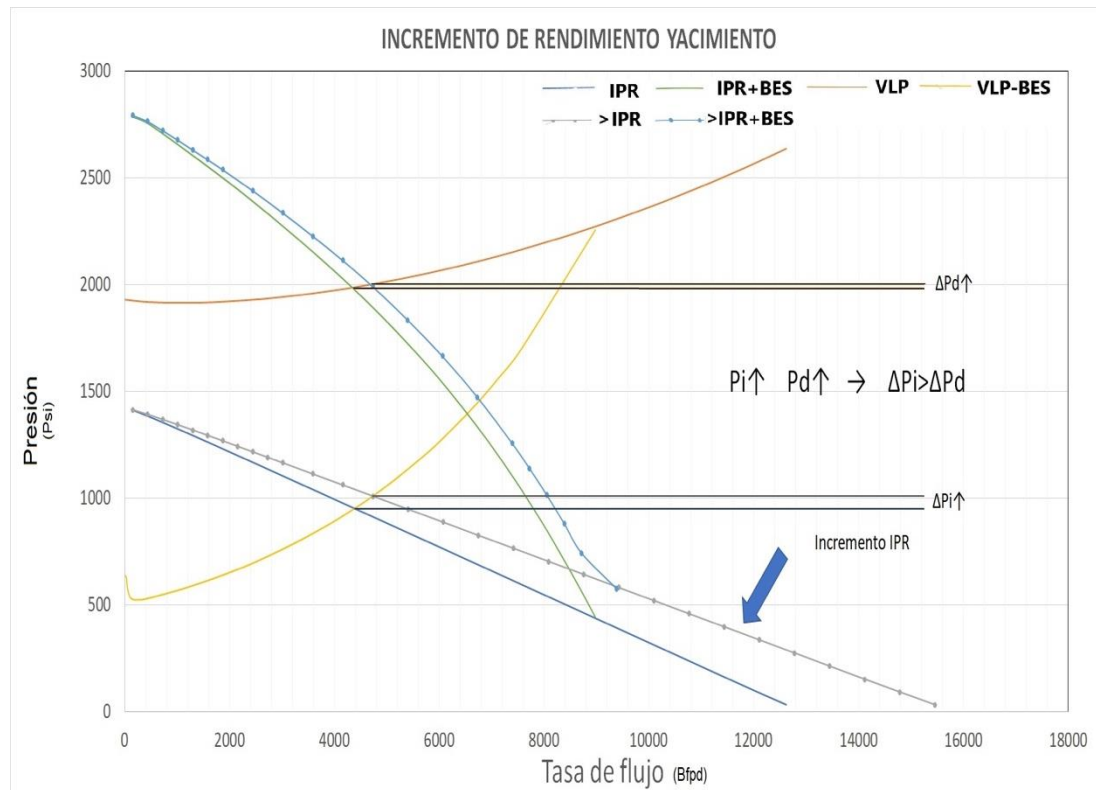
Figura 12. Diagrama de rendimiento pozo BES



Fuente: Elaboración propia, Microsoft Excel.

5.3.1 Escenarios de cambio de rendimiento en el yacimiento (IPR). Se simula incremento y decremento del rendimiento del yacimiento, evaluando en los nodos de entrada y descarga de la bomba, antes y después del cambio. Los cambios en el rendimiento de yacimiento más comunes se dan por depleción, deposición de sólidos orgánicos e inorgánicos, cambios de mojabilidad entre otros.

Figura 13. Incremento de rendimiento del yacimiento.



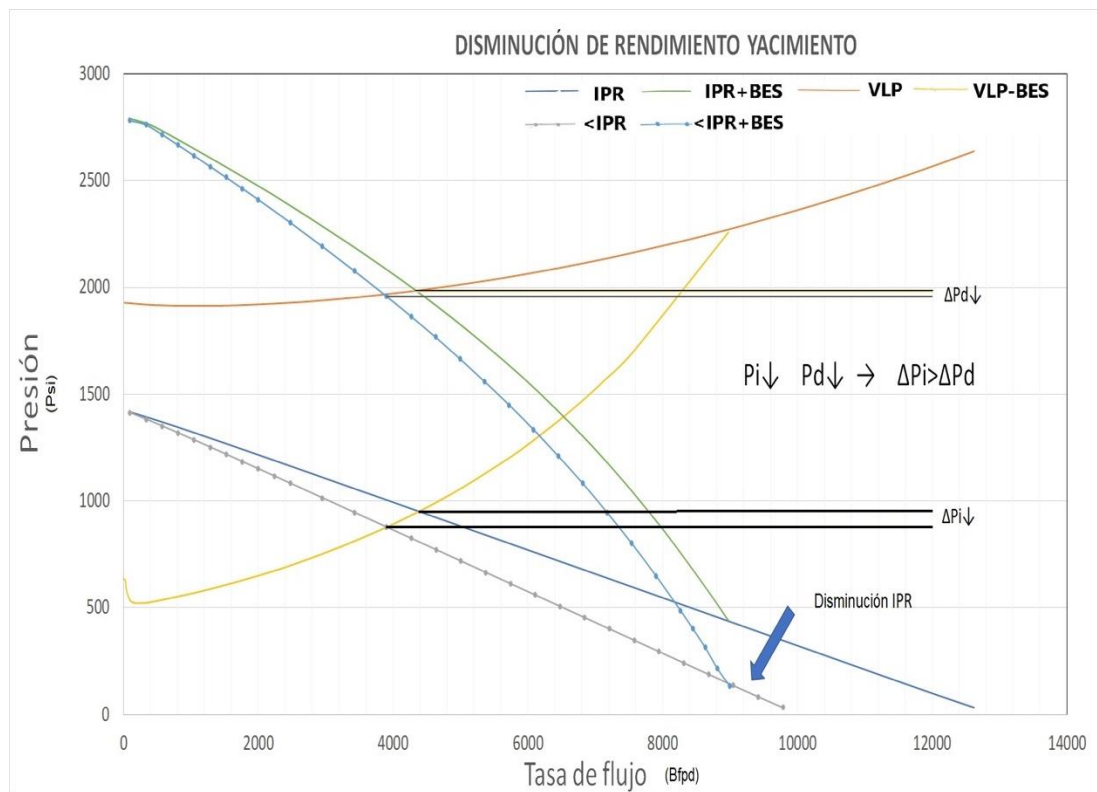
Fuente: Elaboración propia, Microsoft Excel.

La figura 13. parte de un IPR base, sensibilizando la operación con uno mayor, con el objetivo de observar las tendencias y proporciones de cambio. Al ser una herramienta de simulación de sistemas de producción, este sería el comportamiento esperado en las variables del sistema si se aumenta el rendimiento del yacimiento.

Al aumentar el aporte del yacimiento las presiones de entrada y salida de la bomba aumentan, pero el delta de cambio en la entrada de la bomba es mayor que a la salida.

$$P_i \uparrow \quad P_d \uparrow \quad \rightarrow \quad \Delta P_i > \Delta P_d$$

Figura 14. Decremento de rendimiento del yacimiento.



Fuente: Elaboración propia, Microsoft Excel.

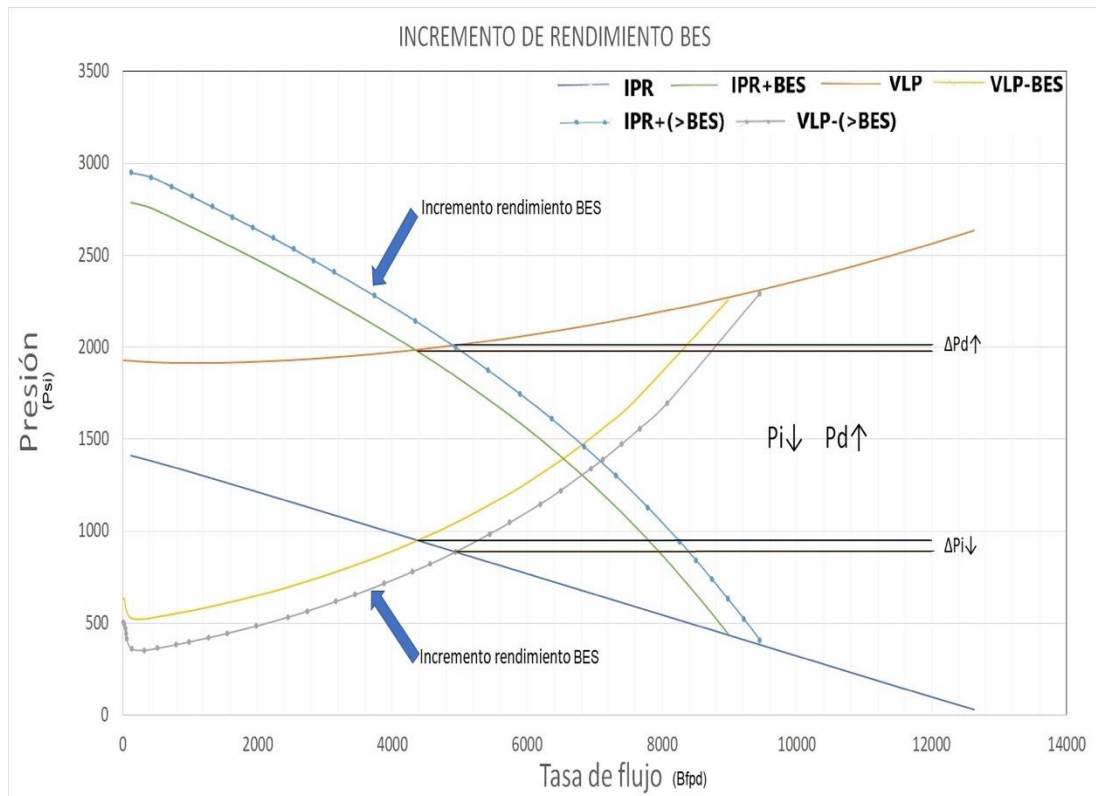
En la figura 14. se aprecia el comportamiento de las presiones de entrada y descarga de la bomba para una disminución del rendimiento del yacimiento, este comportamiento es el más factible a suceder en el transcurso de la vida de producción de un pozo.

Las presiones de entrada y salida de la bomba disminuyen, siendo mayor el delta de cambio en la presión de entrada.

$$P_i \downarrow \quad P_d \downarrow \rightarrow \Delta P_i > \Delta P_d$$

5.3.2 Escenarios de cambio de rendimiento en la bomba (BES). Los cambios de rendimiento en las bombas electro sumergibles se dan generalmente por deterioro del equipo (abrasión, desgaste, rotura), deposición de orgánicos e inorgánicos, cambio en las características del fluido bombeado, o cambios en la frecuencia de operación entre otros. Para el presente escenario sensibilizaremos con cambios en la frecuencia de operación.

Figura 15. Incremento de rendimiento de la bomba electro sumergible.

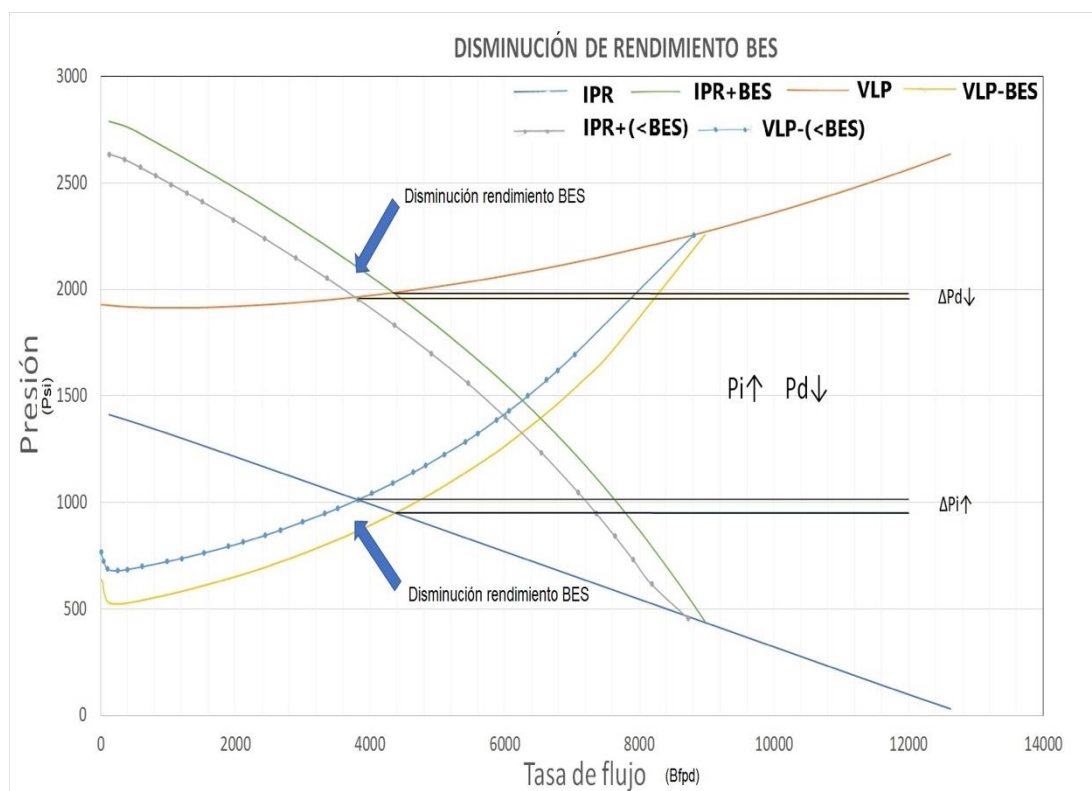


Fuente: Elaboración propia, Microsoft Excel.

El incremento de rendimiento de la bomba disminuirá la presión a la entrada de la bomba y aumentando a la descarga, convirtiendo más energía eléctrica en hidráulica, movilizandando más fluido.

$P_i \downarrow$ $P_d \uparrow$

Figura 16. Disminución de rendimiento de la bomba electro-sumergible.



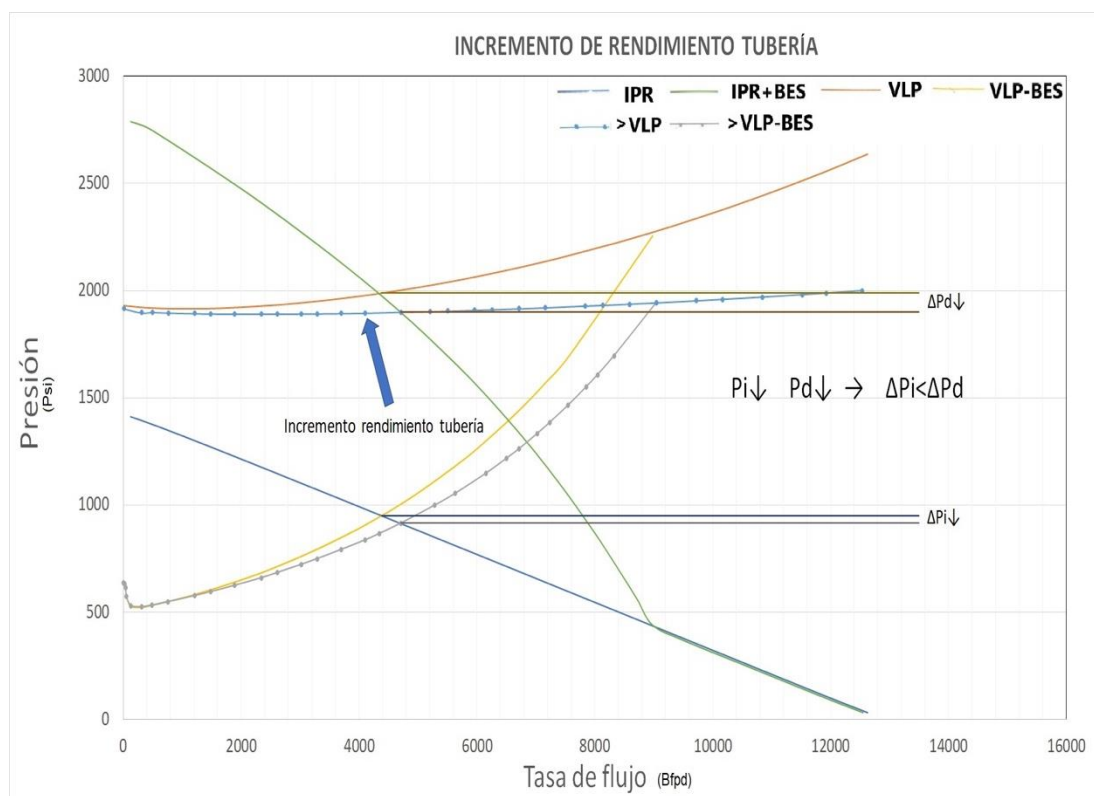
Fuente: Elaboración propia, Microsoft Excel.

Cuando el rendimiento de la bomba disminuye el caudal disminuye, la presión de entrada aumenta y la presión de descarga disminuye.

$P_i \uparrow$ $P_d \downarrow$

5.3.3 Escenarios de cambio de rendimiento en la tubería (VLP). Los cambios de rendimiento de la tubería generalmente son de tipo mecánico por rotura de tubería, disminución de diámetro en válvulas (estranguladas) y accesorios, o disminución de diámetro por deposición de orgánicos e inorgánicos. En la presente simulación se sensibilizó el cambio modificando el diámetro de la tubería, simulando de esta manera el cambio de rendimiento de la tubería.

Figura 17. Incremento de rendimiento tubería VLP.

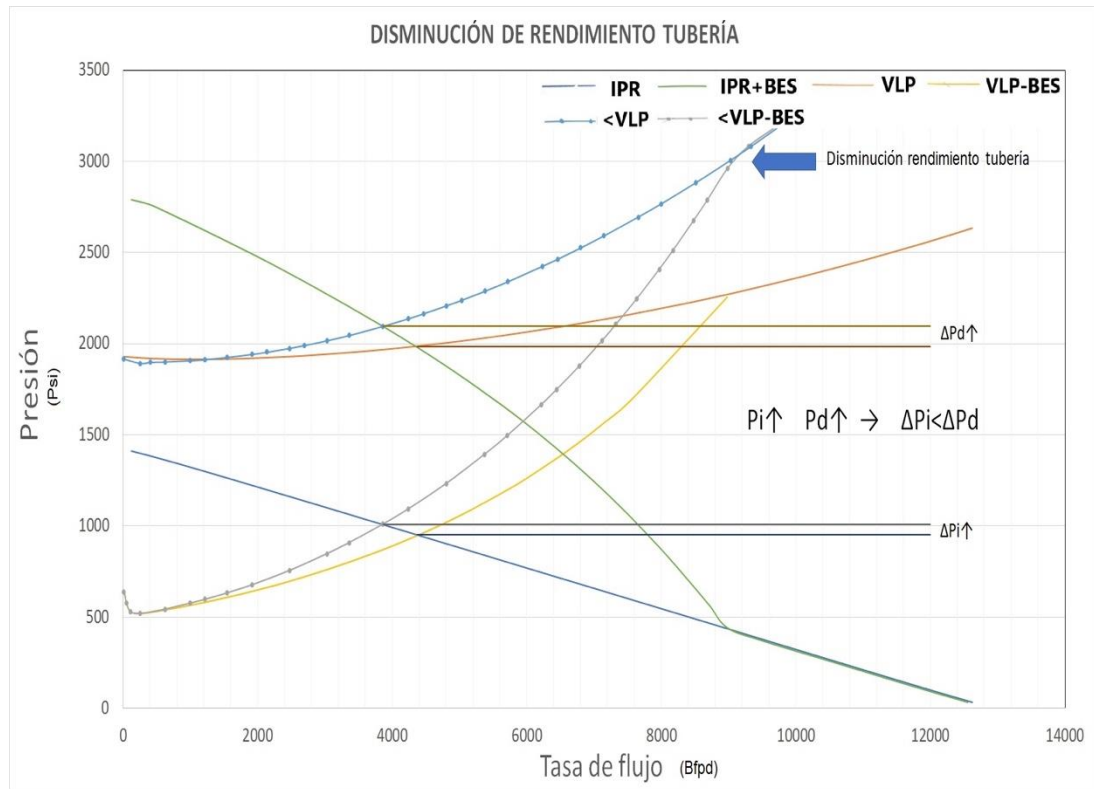


Fuente: Elaboración propia, Microsoft Excel.

En este escenario las presiones de entrada y descarga de la bomba presentan tendencia a la baja, diferenciándose en la proporción de cambio de las presiones en la cual el delta de cambio de la presión de descarga es mayor que el cambio en la presión de entrada.

$$P_i \downarrow \quad P_d \downarrow \rightarrow \Delta P_i < \Delta P_d$$

Figura 18. Disminución de rendimiento tubería VLP.



Fuente: Elaboración propia, Microsoft Excel.

En el caso de que se presente disminución del rendimiento de la tubería, las presiones de los nodos presentan incremento siendo el delta presión de la entrada de la bomba menor que el cambio en la descarga de la bomba.

$$P_i \uparrow \quad P_d \uparrow \rightarrow \Delta P_i < \Delta P_d$$

5.3.4 Matriz de cambio de presión. Se sintetizaron las tendencias de cambio de las presiones de entrada y salida de la bomba según las posibilidades que se pueden presentar, el resultado es la siguiente matriz.

Tabla 11. Matriz base de cambios definidos de presión.

	P entrada ↓	P entrada ↑
P descarga ↓	$\Delta P_i > \Delta P_d \rightarrow$ Rendimiento YACIMIENTO ↓	Rendimiento BOMBA BES ↓
	$\Delta P_i < \Delta P_d \rightarrow$ Rendimiento TUBERÍA ↑	
P descarga ↑	Rendimiento BOMBA BES ↑	$\Delta P_i > \Delta P_d \rightarrow$ Rendimiento YACIMIENTO ↑
		$\Delta P_i < \Delta P_d \rightarrow$ Rendimiento TUBERÍA ↓

Fuente: Elaboración propia.

Analizando las tendencias de cambios de presión de los diferentes escenarios de cambio de rendimiento del sistema, se observa que el cambio en el rendimiento BES es fácilmente identificable porque si la presión del nodo entrada sube, el nodo descarga baja y viceversa. Mientras que las tendencias de cambio de presión de entrada y descarga en escenario de cambio de rendimiento de yacimiento o tubería van juntas en la misma dirección, lo importante para poder despejar dudas y diagnosticar el rendimiento es que las proporciones de cambio de presión entre entrada y descarga una es de mayor magnitud que la otra.

6. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE RENDIMIENTO

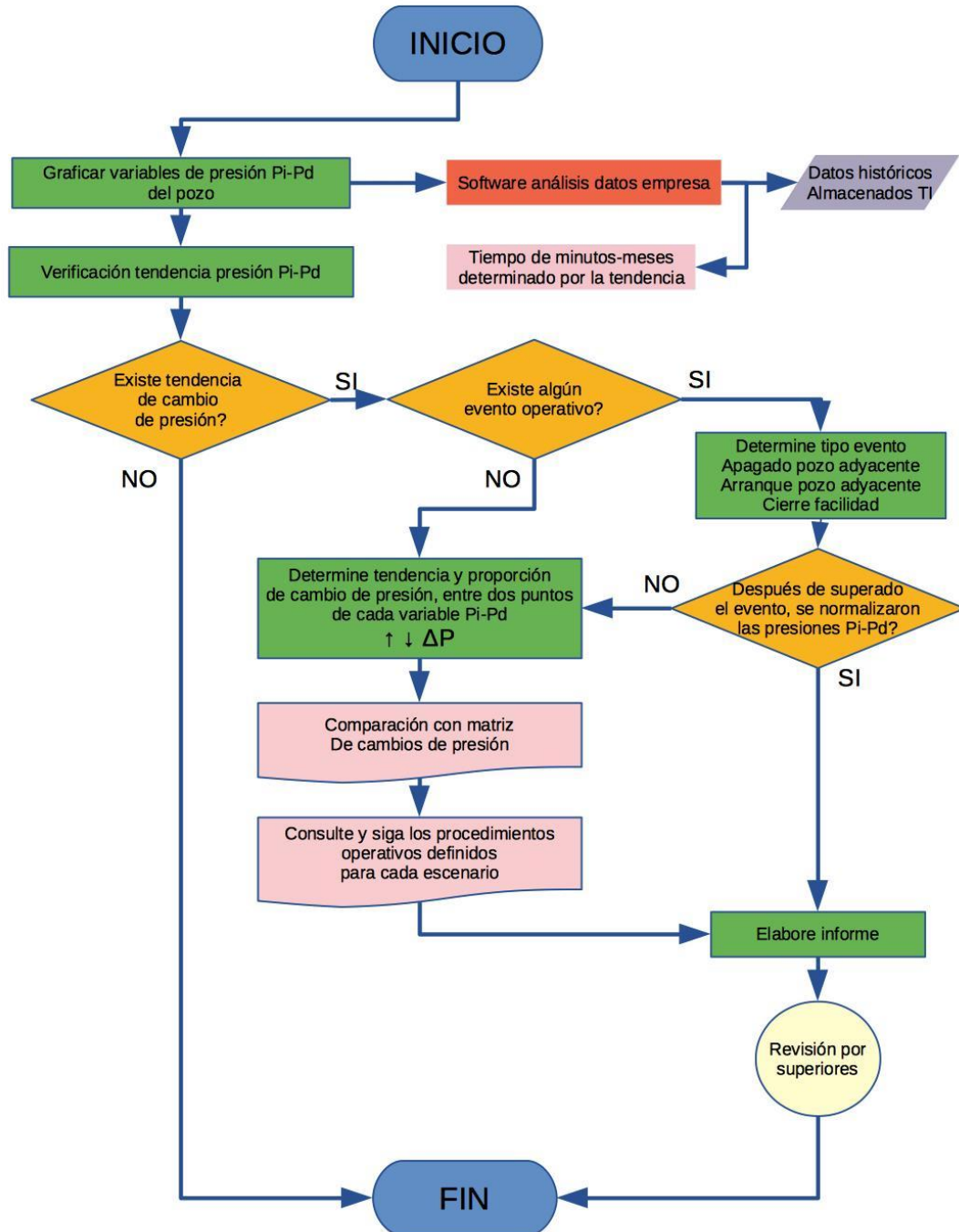
Los sistemas de producción con bombeo electro-sumergible de manera común se dividen en yacimiento, bomba electro-sumergible, y tubería. En cada una de estas tres partes se presentan diferentes problemas que afectan la producción del pozo, el primer desafío que afronta el especialista de producción es identificar claramente en que parte estuvo el cambio (alcance de esta metodología), tarea que con otros métodos puede estar demorando algunas horas.

La presente metodología de análisis reduce esas horas a algunos minutos, permitiéndole al especialista enfocarse directamente en pruebas puntuales para determinar cuál es la causa específica que está afectando la producción, tomar las correcciones necesarias, administrando los pozos de manera eficiente extendiendo la vida útil de los equipos.

El desarrollo de este tipo de análisis ha sido posible gracias a los avances tecnológicos, especialmente de instrumentación electrónica, herramientas de software, comunicaciones y almacenamiento de información. Este conjunto de disciplinas permitió condensar la matriz de cambios de variables de presión, la cual nos define claramente la parte del sistema que cambio.

Para aplicar la matriz es necesario graficar las variables de presión de entrada y descarga de la bomba en el tiempo, definiendo la tendencia de cambio y el delta presión de cada una de las variables.

Figura 19. Diagrama de flujo metodología.



Fuente: Elaboración propia, Libre Office.

El análisis de rendimiento inicia, cuando existe una alarma de presión de entrada y/o descarga en el sistema de monitoreo en tiempo real, lo que le indica al encargado del monitoreo que debe prestar especial atención a este pozo.

Revisar todas las señales provenientes de campo para determinar lo que está sucediendo con el sistema, si no logra definir el motivo del cambio debe proceder a aplicar la metodología iniciando por graficar las variables de presión de fondo de pozo.

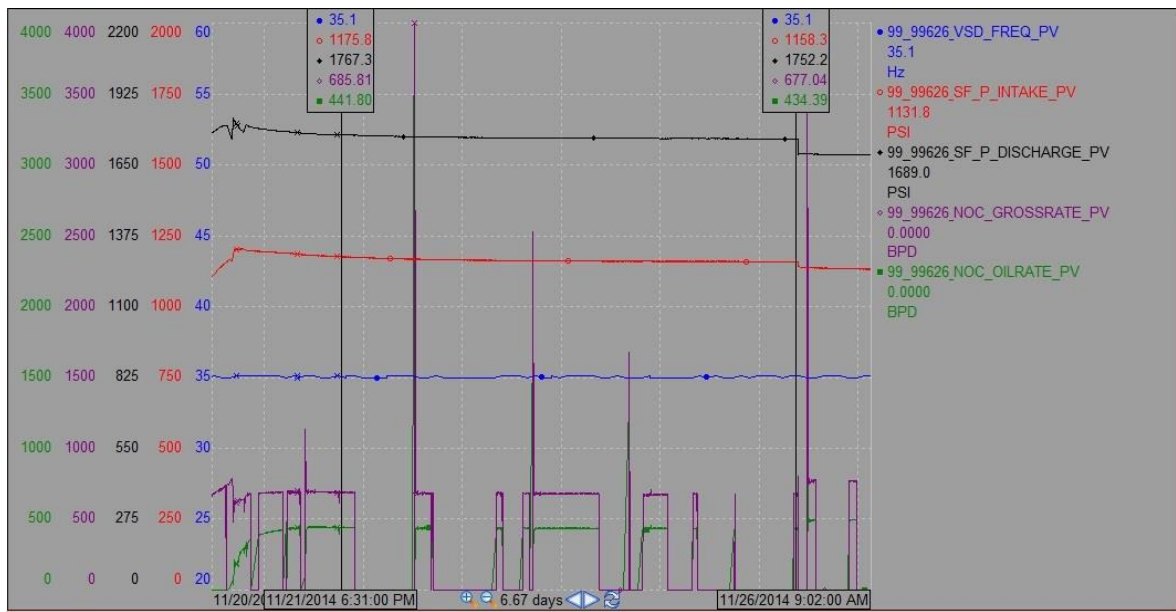
Si las presiones presentan alguna tendencia de cambio debe verificar el estado de la facilidad de producción y de pozos adyacentes al que se encuentra en alarma. Si todavía no tiene respuesta, proceda a elegir el punto inicial (valor de operación continuo de la variable) y el punto final, con estos dos puntos se debe determinar la tendencia y la proporción del cambio en cada una de las variables de presión.

Hacer uso de la matriz de cambios de presión y siga los procedimientos operativos definidos por la compañía, realice el informe al superior. Finalizando el ciclo de análisis de rendimiento.

6.1 ANÁLISIS DE RENDIMIENTO POZO BES

6.1.1 Análisis de rendimiento 1. El pozo arrancó después de completamiento inicial el día 20 de noviembre de 2014, después de drenar los fluidos para controlar el pozo (salmuera) y estabilizar la producción de petróleo el día 21 de noviembre de 2014, se presenta cambio en las presiones de entrada y descarga con el día 26 noviembre de 2018, en este se puede observar que la tasa al ser muy parecida no es relevante en el diagnóstico.

Figura 20. Análisis 1

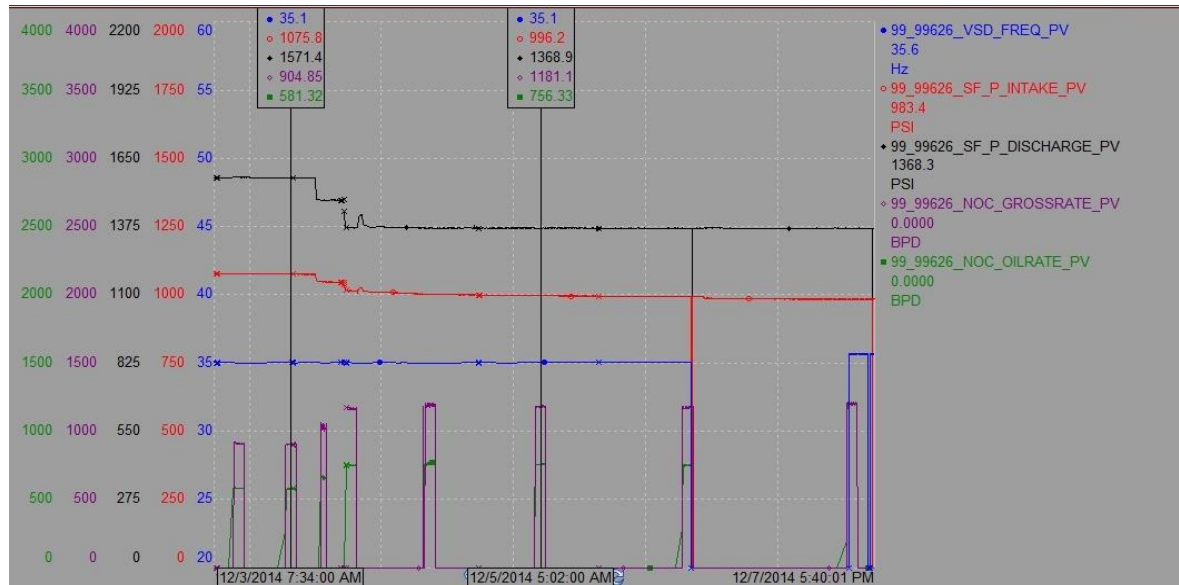


Variable	Punto 1	Punto 2	Cambio	Proporción de cambio	Análisis de rendimiento
	11/21/2014 6:31 Pm	11/26/2014 9:02 Am			
Frecuencia (F=Hz)	35.1	35.1			
Tasa (Q=BFPD)	685.8	677			
Presión entrada (Pi=Psi)	1175.8	1158.3	↓17.5	$\Delta Pi > \Delta Pd$	↓ Rendimiento
Presión descarga (Pd=Psi)	1767.3	1752.2	↓15.1		del yacimiento

En este periodo de tiempo el yacimiento presentó una disminución de rendimiento del yacimiento.

6.1.2 Análisis de rendimiento 2. En el mes de diciembre de 2014 se observa disminución de la presión de entrada y descarga y aumento de la tasa de flujo, a frecuencia constante.

Figura 21. Análisis 2



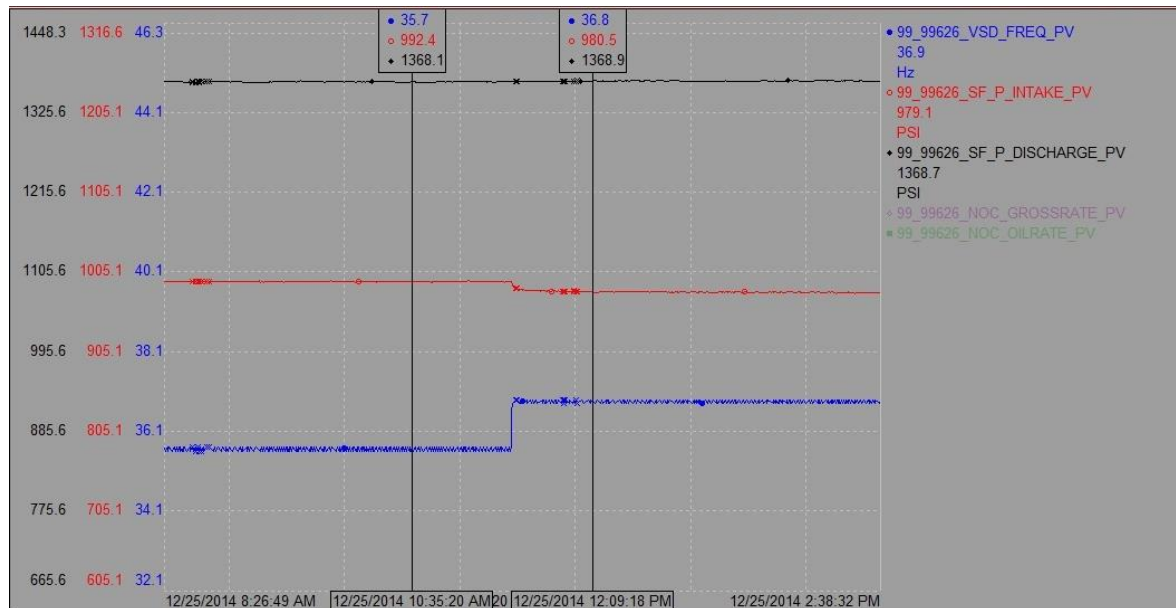
Variable	Punto 1	Punto 2	Cambio	Proporción de cambio	Análisis de rendimiento
	12/3/2014 7:34 Am	12/5/2014 5:02 Am			
Frecuencia (F=Hz)	35.1	35.1			
Tasa (Q=BFPD)	904.85	1181.1			
Presión entrada (Pi=Psi)	1075.8	996.2	↓79.6	$\Delta P_i < \Delta P_d$	↑ Rendimiento tubería (VLP)
Presión descarga (Pd=Psi)	1571.4	1181.1	↓390.3		

En este intervalo mejoró el rendimiento de la tubería. Este pozo se arrancó y se estranguló una válvula antes de la entrada al *manifold* principal para mantener tasa

y presión dentro unos determinados valores, el pozo cuenta con variador de velocidad, pero la frecuencia de operación es cercana al límite inferior de 30 Hz.

6.1.3 Análisis de rendimiento 3. En la gráfica se aprecia un incremento de frecuencia del orden de 1,2 Hz, se realiza el análisis de rendimiento y se constata una mejora del rendimiento del BES. Los decrementos de frecuencia se notarán como una disminución de rendimiento de BES.

Figura 22. Análisis 3

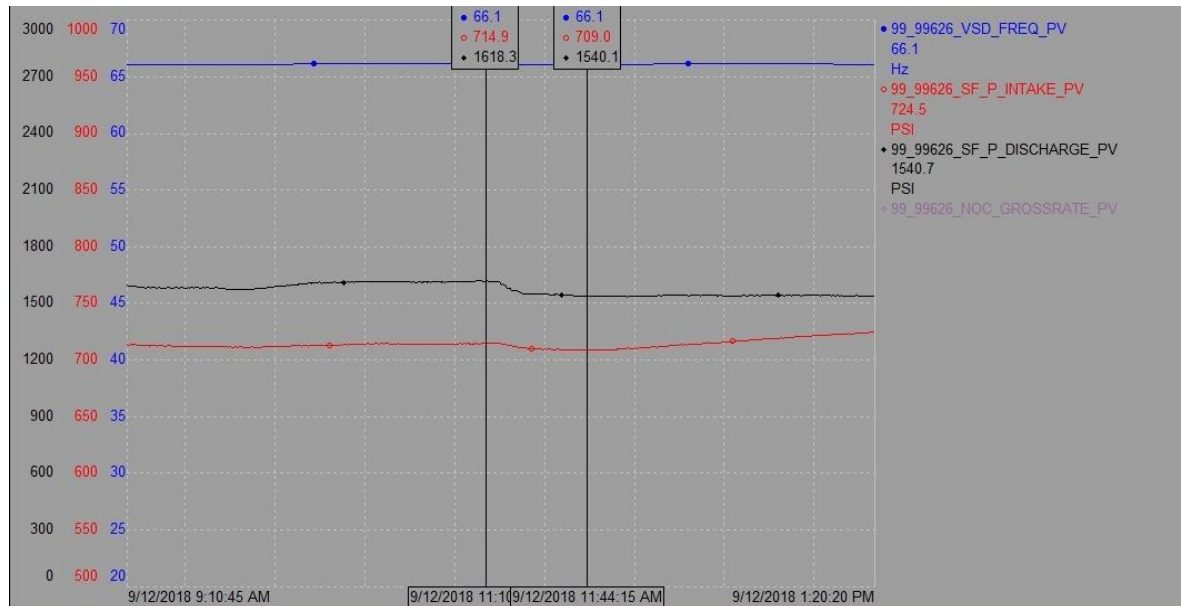


Variable	Punto 1	Punto 2	Cambio	Análisis de rendimiento
	12/25/2014 10:35 Am	12/25/2014 12:09 Am		
Frecuencia (F=Hz)	35.7	36.8	↑1.1	
Presión entrada (Pi=Psi)	992.4	980.5	↓12.3	↑ Rendimiento
Presión descarga (Pd=Psi)	1368.1	1368.9	↑0.8	BES

Los incrementos de frecuencia presentan el efecto de mejorar el rendimiento BES ya que a mayor velocidad de giro de la bomba la cabeza dinámica aumenta.

6.1.4 Análisis de rendimiento 4. Se observa un cambio significativo de presión en un intervalo de tiempo de 30 minutos, iniciando el día 12 a las 11:10 Am.

Figura 23. Análisis 4.



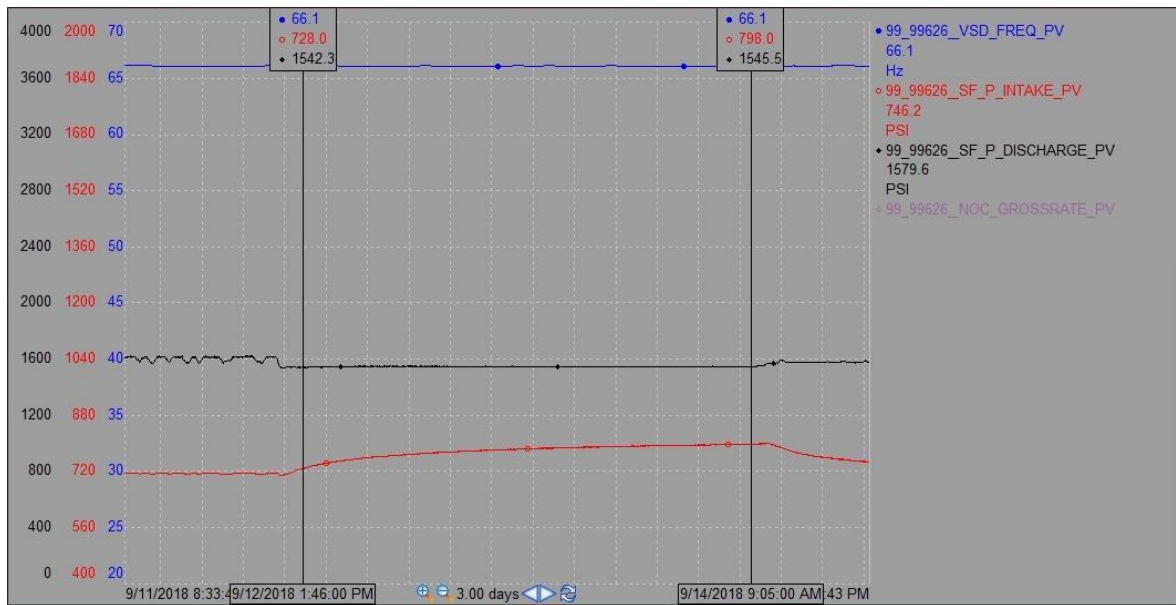
Variable	Punto 1	Punto 2	Cambio	Proporción de cambio	Análisis de rendimiento
	9/12/2018 11:10 Am	9/12/2018 11:44 Am			
Frecuencia (F=Hz)	66.1	66.1			
Presión entrada (Pi=Psi)	714.9	709	↓5.9	$\Delta P_i < \Delta P_d$	↑ Rendimiento tubería (VLP)
Presión descarga (Pd=Psi)	1618.3	1540.1	↓78.2		

En este intervalo el análisis determinó que el rendimiento de la tubería hasta el separador aumentó, lo que concuerda con el apagado de pozos que conectan a la misma línea de flujo observándose un descenso en la presión de cabeza de pozo,

apagado de pozo realizado por control de producción, limitación de almacenamiento en tanques.

6.1.5 Análisis de rendimiento 5. El día 12 septiembre 2018 se observa un aumento significativo de la presión de entrada.

Figura 24. Análisis 5.

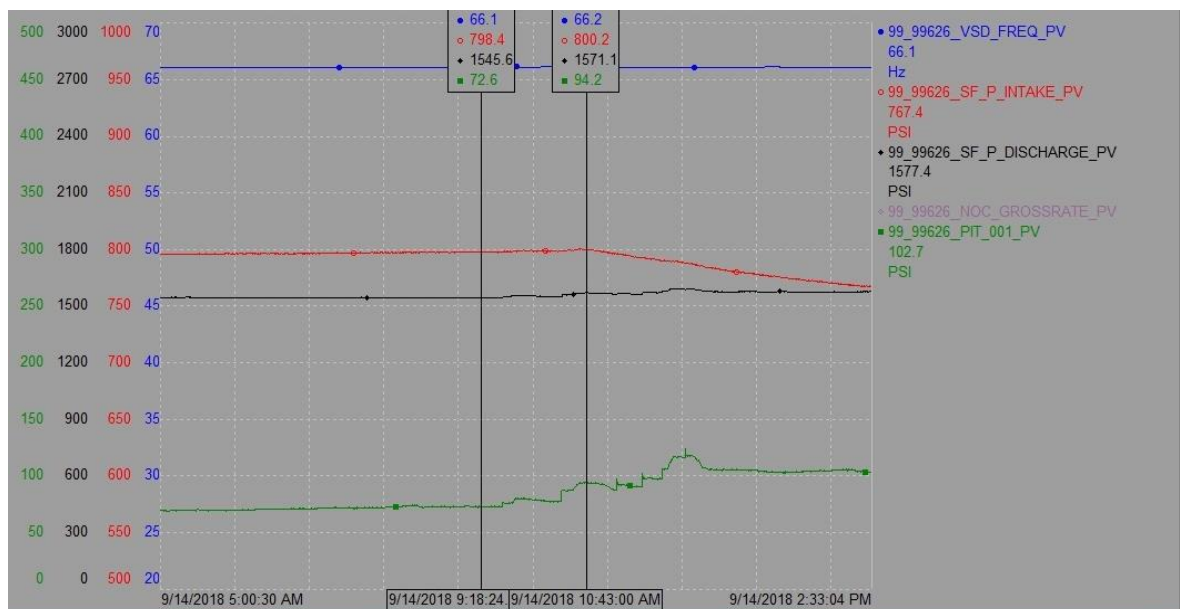


Variable	Punto 1	Punto 2	Cambio	Proporción de cambio	Análisis de rendimiento
	9/12/2018 1:46 Pm	9/14/2018 9:05 Am			
Frecuencia (F=Hz)	66.1	66.1			
Presión entrada (Pi=Psi)	728	798	↑70	$\Delta P_i > \Delta P_d$	↑ Rendimiento de yacimiento (IPR)
Presión descarga (Pd=Psi)	1542.3	1545.5	↑3.2		

El análisis determino que existió un aumento del rendimiento del yacimiento. Al disminuir la cantidad de fluido drenado del yacimiento el pozo analizado que continuó operando presenta aumento en su IPR.

6.1.6 Análisis de rendimiento 6. El día 14 septiembre 2018 se observan cambios de presión en el sistema.

Figura 25. Análisis 6.

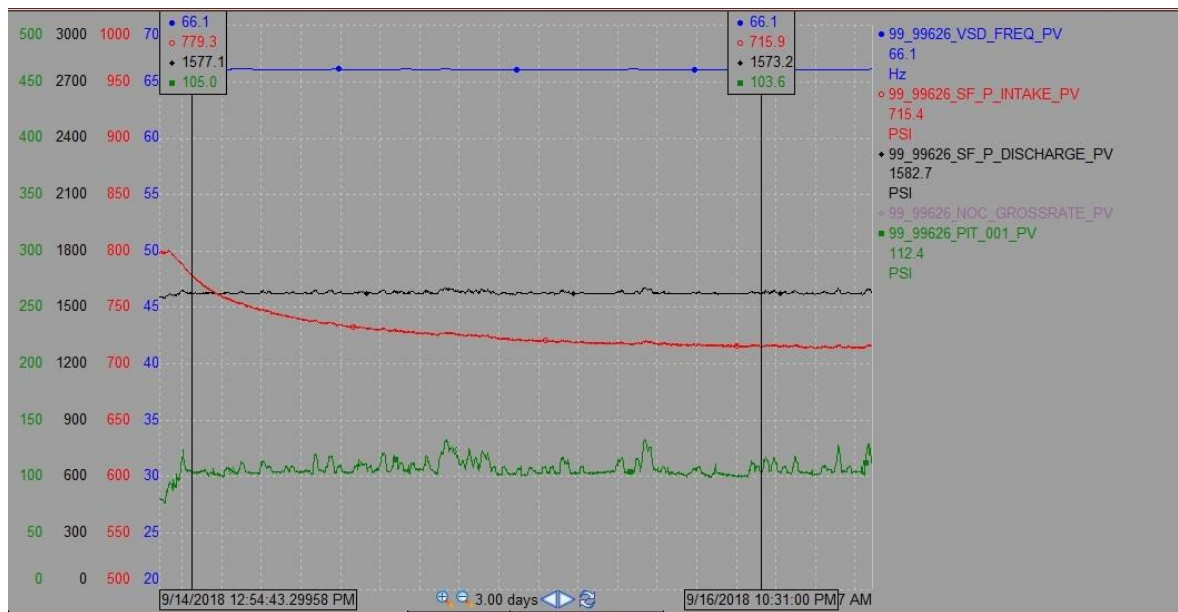


Variable	Punto 1	Punto 2	Cambio	Proporción de cambio	Análisis de rendimiento
	9/14/2018 9:18 Am	9/14/2018 10:43 Am			
Frecuencia (F=Hz)	66.1	66.2			
Presión entrada (Pi=Psi)	798.4	800.2	↑1.8	$\Delta P_i < \Delta P_d$	↓ Rendimiento tubería (VLP)
Presión descarga (Pd=Psi)	1545.6	1571.1	↑25.5		

Después de terminar a limitación de almacenamiento se arranca los primeros pozos del campo lo cual disminuye el rendimiento de la tubería aumentando la presión en cabeza.

6.1.7 Análisis de rendimiento 7. Del día 14 al 16 de septiembre se nota una disminución de la presión de entrada.

Figura 26. Análisis 7.



Variable	Punto 1	Punto 2	Cambio	Proporción de cambio	Análisis de rendimiento
	9/14/2018 12:54 Pm	9/16/2018 10:31 Pm			
Frecuencia (F=Hz)	66.1	66.2			
Presión entrada (Pi=Psi)	779.3	715.9	↓63.4	$\Delta P_i > \Delta P_d$	↓ Rendimiento yacimiento (IPR)
Presión descarga (Pd=Psi)	1577.1	1573.2	↓3.9		

En la figura 26, y según el diagnóstico que dio disminución del IPR del pozo analizado hasta su punto de estabilización, después del arranque de todos los pozos del campo. Este ejemplo demuestra la fortaleza de la metodología para el análisis de los pozos con bombeo electro sumergible que cuenten con sensor de fondo.

7. VALIDACIÓN METODOLOGÍA CON DOCUMENTO BASE¹⁴

De acuerdo al propósito ulterior de este estudio, donde se desarrolló una metodología para el análisis de rendimiento a pozo con bombeo electro sumergible a través de los datos de presión de admisión y descarga en Campo Chipirón, posteriormente se ha aplicado en campo, verificando que la simulación del modelo físico en el software es congruente con la realidad en campo mediante análisis con datos reales, realizados al pozo en el transcurso de su operación, se lograron identificar parámetros similares en contraste a los resultados expuestos en el artículo de Bruijnen, P. M.

Se siguieron las bases teóricas y verificaron los requerimientos técnicos solicitados en el artículo de Bruijnen, con la ayuda de software comercial se realizan las simulaciones y análisis nodales alimentando la herramienta con los datos de reservorio, fluidos y completamiento, del pozo previamente seleccionado.

Las diferentes simulaciones de los posibles escenarios de cambio, presentaron las mismas tendencias y proporciones, documentadas en el artículo base. Por lo tanto, los ejemplos de campo, de la aplicación de la matriz presentan los mismos comportamientos en cambios y proporciones de presión.

Adicional al trabajo realizado por Bruijnen, el presente trabajo presenta una metodología para adaptar y diagnosticar el rendimiento de un sistema de producción BES, verificando que todos los requerimientos técnicos se cumplan, certificando que la matriz desarrollada se adapta al campo Chipiron y los análisis desarrollados son confiables.

¹⁴ BRUIJNEN, Pieter M., et al. Nodal Analysis by Use of ESP Intake and Discharge Pressure Gauges. SPE Production & Operations, 2016, vol. 31, no 01, p. 76-84. Disponible en <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-178433-PA>

Tabla 12. Validación escenarios y matriz.

	Bruijnen	Presente trabajo	Concepto
IPR	Disminución Fig. 4.	Disminución Fig. 14.	Igual proporciones y tendencias cambio de presión.
	Incremento No documentado.	Incremento Fig. 13.	Simulación adicional documentada en el presente trabajo.
BES	Disminución Fig. 5.	Disminución Fig.16.	Igual proporciones y tendencias cambio de presión.
	Incremento No documentado.	Incremento Fig. 15	Simulación adicional documentada en el presente trabajo.
VLP	Disminución Fig. 6.	Disminución Fig. 18.	Igual proporciones y tendencias cambio de presión
	Incremento No documentado.	Incremento Fig. 17.	Simulación adicional documentada en el presente trabajo.
MATRIZ	Definida Tabla 1.	Definida Tabla 11.	Al construir la matriz de cambios definidos de presión, la matriz resultante fue idéntica.

En el caso de los análisis de rendimiento BES el escenario escogido por Bruijnen, fue un incremento de frecuencia, el mismo escogido por el presente trabajo, presentando claramente los mismos resultados. Se puede dar el caso donde la frecuencia se mantenga constante disminuya P_d y aumente P_i , sin cambio en frecuencia, lo cual indicaría por medio de la matriz disminución del rendimiento BES. El alcance de los dos trabajos es la ubicación del cambio del rendimiento, mas no que lo está causando.

Tabla 13. Validación de ejemplos de campo.

	Bruijnen	Presente trabajo	Concepto
Tiempo	Puede ser desde minutos a meses, haciéndose necesario para su elección la existencia de cambios de presión Ejemplo 1. Intervalo 193 días Ejemplo 2. Intervalo 12 horas Ejemplo 3. Intervalo 2 horas Ejemplo 4. Intervalo 6 meses	Puede ser desde minutos a meses, haciéndose necesario para su elección la existencia de cambios de presión Análisis 1. Intervalo 5 días Análisis 2. Intervalo 2 días Análisis 3. Intervalo 1,5 horas Análisis 4. Intervalo 34 minutos	El uso de la presente metodología no está determinado a un valor específico de tiempo, puede ser desde minutos hasta meses. Lo que sí es esencial es la existencia de cambios de presión entre el intervalo de tiempo seleccionado.
Frecuencia	Constante Excepto Ejemplo 4. Se buscaba mostrar el cambio de rendimiento BES con incremento frecuencia.	Constante Excepto Análisis 3. Se buscaba mostrar el cambio de rendimiento BES con incremento frecuencia.	Estos son análisis son iguales. Se debe verificar que sea constante para evaluación de rendimiento de reservorio, tubería y deterioro de la bomba
Presión	Se selecciona intervalos de tiempo donde ha existido cambio en la presión de entrada y descarga de la bomba.	Se selecciona intervalos de tiempo donde ha existido cambio en la presión de entrada y descarga de la bomba.	Los intervalos de tiempo de los análisis buscan una tendencia de cambio de presión, lo cual significa un cambio en producción
Caudal	El caudal se utiliza como complemento, pero no es necesario para el análisis.	Si el caudal está disponible es una buena fuente de información,	los medidores de caudal poseen márgenes de error mayores que los manómetros y tienden a descalibrarse fácilmente.

Fuente: Elaboración propia.

Al realizar los análisis de rendimiento se ubicaron lugares de cambio en IPR, BES y VLP, resultados similares fueron expuestos por Bruijnen en su artículo técnico, concordantes con los expuestos en este estudio dando validez a la presente metodología.

La presente metodología se aplicó exitosamente en campo para el análisis de rendimiento de los sistemas de producción con bombeo electro-sumergible, siendo las simulaciones y resultados similares al artículo base:

- **Nodal analysis by use of ESP intake and discharge pressure gauges.**
Bruijnen, P. M

8. CONCLUSIONES

- Para realizar una revisión sistemática efectiva en bases de datos, es importante establecer una buena estrategia de búsqueda, la cual se encarga de filtrar la información, presentando los resultados al investigador, el cual con criterio técnico seleccionara los que le sirvan a cumplir los objetivos.
- En el transcurso de los últimos años, ha existido un avance exponencial de la ciencia y la tecnología, la cual al ser aplicada a los sistemas tradicionales de bombeo electro sumergibles, permite dar soluciones a problemas operacionales extendiendo el rendimiento del sistema.
- Reducir las variables esenciales para desarrollar un análisis de rendimiento es fundamental para disminuir el tiempo del mismo, porque es más fácil y rápido para el ser humano determinar un diagnóstico, al revisar la relación de una o dos variables relacionadas.
- La presente metodología ha demostrado servir de apoyo en definir acertadamente los cambios de rendimiento de un pozo electro sumergible, utilizando la información captada en tiempo real por los sensores de presión de la bomba, presentando resultados acertados de la realidad del sistema.
- La gran cantidad de flujo de datos monitoreados, transmitidos y almacenados, son una oportunidad única de información valiosa, que bien administrada, organizada y analizada permiten la expansión de la industria a nuevos horizontes.
- La matriz de análisis es el resumen de múltiples simulaciones, sensibilizaciones y análisis, elaborados con la ayuda de herramientas de

métodos numéricos, las cuales al aplicarse a un pozo tipo, permitirá extrapolarla a los otros pozos que cumplan con las condiciones básicas enunciadas en la matriz de selección del pozo.

- La presente metodología demuestra que la tendencia y proporción de cambio de la presión es suficiente para diagnosticar en qué parte del sistema de producción ha existido cambio de rendimiento, permitiendo adaptar los pozos a las nuevas situaciones.
- Una de las principales ventajas de la presente metodología es que utiliza los avances tecnológicos en instrumentación y computo, para definir una matriz que permite que un técnico con conocimientos básicos, diagnostique fácil y rápidamente el lugar exacto del sistema de producción que ha presentado un cambio de rendimiento.

9. RECOMENDACIONES

- Verificar que se cumplan los requisitos básicos del pozo típico, listados en la matriz, para que esta metodología sea válida y aplicable en otros campos.
- Para realizar una simulación fiel, se debe garantizar la calidad de la información, la cual debe estar actualizada y completa y seguir la secuencia expuesta en el presente trabajo.
- Monitorear los pozos por medio de las presiones de la bomba es aconsejable, ya que la medición de la presión, es varios ordenes de magnitud más exacta que el monitoreo por caudal de producción. Si la presión permanece estable, el caudal también lo hará.
- Es importante al aplicar la metodología, escoger los espacios de tiempo donde sólo haya existido un tipo de cambio de rendimiento a la vez, para aplicarla, ya que, si se presentan diferentes escenarios de cambio de rendimiento en el lapso de tiempo escogido, el análisis no será efectivo.
- El uso de la presente matriz de análisis no reemplaza en ningún momento una simulación específica de pozo, ella busca ser una herramienta de primera mano en campo, que permita enfocarnos en análisis específicos más avanzado.

BIBLIOGRAFÍA

ABDELAZIZ, Mohannad, et al. ESP Data Analytics: Predicting Failures for Improved Production Performance. En Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Society of Petroleum Engineers, 2017. Disponible en <https://onepetro.org/conference-paper/SPE-188513-MS>.

AWAID, A., et al. ESP Well Surveillance using Pattern Recognition Analysis, Oil Wells, Petroleum Development Oman. En IPTC 2014: International Petroleum Technology Conference. 2014. Disponible en <https://onepetro.org/conference-paper/IPTC-17413-MS>.

BRUIJNEN, Pieter M., et al. Nodal Analysis by Use of ESP Intake and Discharge Pressure Gauges. SPE Production & Operations, 2016, vol. 31, no 01, p. 76-84. Disponible en <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-178433-PA>.

CABRERA, Sergio. Metodología para la identificación de fallas y situaciones operacionales riesgosas en equipos de bombeo electro-sumergible. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos 2018. 73 p.

CAMILLERI, Lawrence AP, et al. How 24/7 Real-Time Surveillance Increases ESP Run Life and Uptime. En SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2010. Disponible en <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-134702-MS>.

CARVAJAL, Gustavo; MAUCEC, Marko; CULLICK, Stan. Intelligent digital oil and gas fields: concepts, collaboration, and right-time decisions. Gulf Professional Publishing, 2017.

ESTADOS UNIDOS. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. International energy outlook 2013. Disponible en https://www.eia.gov/outlooks/archive/ieo13/more_highlights.php.

JIN, Miaoxin, et al. A downhole multi-parameter monitoring system for electrical submersible pump. En 2015 9th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE-ECCE Asia). IEEE, 2015. p. 2427-2431.

MEJÍA, J. A., et al. Early Detection and Diagnosis of Operating Events in Real-Time for Producing Wells With Artificial Lift Systems With Submersible Pumping. En SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers, 2014. Disponible en <https://onepetro.org/conference-paper/SPE-169432-MS>.

MUTAIRI, Khaled M., et al. Saudi Aramco Trailblazing New ESP Monitoring Technology. En SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2014. Disponible en <https://onepetro.org/conference-paper/SPE-173705-MS>.

HARRIS, Dennis, et al. Leveraging ESP Energy Efficiency with Permanent Magnet Motors. En SPE Electric Submersible Pump Symposium. Society of Petroleum Engineers, 2017. Disponible en <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-185129-MS>.

TAKACS, Gabor. Electrical submersible pumps manual: design, operations, and maintenance. Gulf professional publishing, 2017.