

PROPUESTA DE DISEÑO DE SISTEMAS ESP PARA AUMENTAR EL RUN LIFE
EN POZOS CON PROBLEMAS DE ARENAMIENTO Y MANEJO DE GAS EN EL
CAMPO LA CIRA INFANTAS.

MARIA CAMILA PRADA CHACÓN

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2019

PROPUESTA DE DISEÑO DE SISTEMAS ESP PARA AUMENTAR EL RUN LIFE
EN POZOS CON PROBLEMAS DE ARENAMIENTO Y MANEJO DE GAS EN EL
CAMPO LA CIRA INFANTAS.

MARIA CAMILA PRADA CHACÓN

Trabajo de grado presentado para optar al título de Ingeniera de Petróleos

DIRECTOR

EDISON ODILIO GARCIA NAVAS

Ingeniería de Hidrocarburos, M.Sc.

CODIRECTOR

FELIX ANDRES CEPEDA GOMEZ

Ingeniería de Petróleos, M.Sc.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA

2019

DEDICATORIA

A Dios, por permitirme llegar hasta aquí con salud, feliz y dichosa por tan grande y trabajoso logro. Por guiarme en el camino para lograr mis objetivos en los tiempos perfectos.

A mi Mamá y a Roger, por su amor, por ser mi voz de aliento, por apoyarme en absolutamente todas las decisiones que tome durante mi carrera y por ser mi motivación siempre.

A mi tía Amparo, por estar ahí en mis momentos difíciles, por enseñarme de la vida, por darme alientos para seguir adelante todos los días y por escucharme siempre.

A Thays y a Aída, por ser mis amigas de viaje, mis compañeras de aventuras, por siempre escucharme, por sus bonitas palabras llenas de amor, espero esta amistad perdure siempre.

A todas las personas que me recibieron en sus hogares, por hacerme parte de sus familias y permitirme disfrutar de mi estancia en el Socorro, en Ciudad de México, en Barrancabermeja y en Bucaramanga, mil gracias por su cordialidad.

Y a todas aquellas personas que me brindaron su mano para que este proyecto floreciera. Sus palabras están escritas en este documento.

María Camila Prada Chacón

AGRADECIMIENTOS

Doy mis más sinceros agradecimientos a:

A mis padres y mis familiares, por su amor, paciencia, motivación y apoyo incondicional en todo mi proceso, sin ellos no hubiese podido alcanzar este logro. Todos mis logros son suyos.

A ECOPETROL y especialmente al campo La Cira Infantas por la oportunidad de realizar este proyecto y por todo lo aprendido durante la práctica. A mi director Edison García por su tiempo, orientación, dedicación, confianza y conocimiento compartido para poder llevar a cabo este proyecto. Al ingeniero Félix Cepeda por su apoyo, enseñanzas, confianza y buena energía.

Al equipo Control de Producción LCI, Carlos y Naty, por el cariño con que me enseñaron, los buenos momentos, consejos para mi vida profesional y personal, por darme motivación y ánimo para terminar este proyecto, por su infinita paciencia, colaboración, y su cariño, por ser más que los compañeros de oficina, mis amigos. Jesús Z. y Jesús P. por todo lo aprendido de ESP, aprendí de los mejores. Al área de trabajo Cira Sur por darme la oportunidad y confianza para aprender todos los días. Al Choco, por ayudarme siempre, resolviendo dudas y super pendiente del proyecto. Al grupo Fit por enseñarme y hacerme amena mi pasantía, trabajar por lo que quiero y todos los días recordármelo, por sacarme una sonrisa con cada mensaje compartido. Mil y mil gracias a todo el personal de La Cira Infantas por su apoyo y cariño, por ser una voz de aliento y por la experiencia vivida.

Al equipo de posgrados Mariaí, Tatis y Moni, por creer en mí, por la motivación en cada mensaje, por recibirme como de su familia y crear en mi la perseverancia de poder alcanzar todo lo que me proponga. Por los buenos momentos compartidos y su apoyo incondicional.

A mis amigos de la U, por los momentos compartidos, noches de estudio y de desesperación, risas, buenas experiencias, ustedes saben quiénes son.

Al mejor amigo que me pudo traer la universidad, Juan Carlos Martínez, por ser mi amigo fiel, mi héroe, mi cómplice, por sacarme de tantos problemas, por siempre estar para mí, mil y mil gracias por tanto.

Soy una persona feliz, sí, finalmente acabó este proceso que tanto anhelaba, gracias a todos, los llevo en mi corazón.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	13
1. GENERALIDADES	15
1.1 EL CAMPO LA CIRA INFANTAS	15
1.1.1 ESTRUCTURA LA CIRA INFANTAS	16
1.2 SISTEMA ESP EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS	18
2. NUEVAS TECNOLOGÍAS APLICADAS A LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.	27
3. ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN DE POZOS CON ALTA PRODUCCIÓN DE GAS Y SÓLIDOS Y SELECCIÓN DEL POZO CANDIDATO..	32
3.1 IDENTIFICACIÓN DE POZOS CON BAJA COLUMNA LÍQUIDA Y PRODUCCIÓN DE ARENA.	32
3.2 ESTUDIO DE POZOS CANDIDATOS	34
3.3 COMPORTAMIENTO DEL POZO CIRA0002	37
4. PROPUESTA DE DISEÑO DE SISTEMAS ESP CON PROBLEMAS DE ARENAMIENTO Y MANEJO DE GAS EN LA BOMBA.....	47
4.1 SIMULACIONES REALIZADAS.....	64
5. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA VIABILIDAD DE IMPLEMENTACIÓN DE LA PROPUESTA DE DISEÑO	70
6. CONCLUSIONES	78
7. RECOMENDACIONES	80
BIBLIOGRAFÍA	81

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Localización del campo La Cira Infantas.	15
Figura 2 Corte NW-SE de las estructuras geológicas en el Campo LCI.	16
Figura 3 Representación gráfica La Cira Infantas.....	18
Figura 4 Distribución histórica de fallas en ESP según componente fallado para el 2018.....	22
Figura 5 Causa de Falla específica Campo LCI - Gráfica.....	24
Figura 6 Bomba electrosumergible V- Pump de la empresa VERETEK.....	28
Figura 7 Super Perf.....	29
Figura 8 Sand Guard	30
Figura 9 “The Guardian”	31
Figura 10 Pozos en el campo con menos del 80% en columna líquida	32
Figura 11 Pozos en el campo con más de 200 ppm en concentración de sólidos en suspensión.....	33
Figura 12 Pozos Candidatos.....	33
Figura 13 Desviaciones de los pozo CIRA0001 – CIRA0002 – CIRA0003.....	34
Figura 14 Historial de producción del pozo CIRA0002 y CIRA0003	36
Figura 15 Historial de BSW del pozo CIRA0002 y CIRA0003	37
Figura 16 Paradas del pozo CIRA0002 durante el tiempo de trabajo	38
Figura 17 Ruta de evaluación	40
Figura 18 Temperatura Motor CIRA0002.....	41
Figura 19 Comportamiento de la PIP pozo CIRA0002.....	42
Figura 20 Corriente Fase A Pozo CIRA0002	43
Figura 21 PIP – Temperatura del Motor – Corriente. Presencia de gas. Pozo CIRA0002	44
Figura 22 PIP – Temperatura del Motor – Corriente. Presencia de arena. Pozo CIRA0002	44
Figura 23 Impulsores y difusores de la bomba con desgaste en zona de down thrust.	45

Figura 24 Eje roto pozo CIRA 0002	45
Figura 25 Cámara superior de bolsa con sólidos en el exterior	46
Figura 26 Aumento de la profundidad de la bomba manteniendo el nivel medido desde superficie.....	47
Figura 27 IPR Pozo Cira0002	48
Figura 28 Gráfica de pérdidas por fricción	51
Figura 29 Bomba #24	55
Figura 30 Potencia versus altura dinámica total para sección sello serie 513	58
Figura 31 Pérdida de voltaje en el cable a 68°F	60
Figura 32 Temperatura del conductor dependiendo del amperaje y la temperatura de fondo	61
Figura 33 Curva de eficiencia para simulación de corrida inicial.....	66
Figura 34 Curva de eficiencia para simulación propuesta del proyecto	66
Figura 35 Comportamiento de la bomba Ref #24 en corrida anterior	68
Figura 36 Comportamiento de la bomba Ref #24 en corrida nueva.....	69
Figura 37 Flujo de caja cada quince días (Ingresos y Egresos)	74
Figura 38 Flujo de caja acumulado	74
Figura 39 Kwatt promedio consumidos – BOPD promedio producidos al mes	76
Figura 40 Kwatt/BOPD promedio	76

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Distribución de sistemas de levantamiento en el campo La Cira Infantas.	19
Tabla 2 Comparación de diferentes tecnologías de sistemas de levantamiento artificial.....	19
Tabla 3 Causa de Falla específica Campo LCI.....	23
Tabla 4 Causa de falla especifica por fluidos de yacimiento a nivel de bombeo electrosumergible.....	23
Tabla 5 Condiciones operacionales por pozo	35
Tabla 6 Alarmas de apagado pozo CIRA0002.....	38
Tabla 7 Limite índice de saturación para el campo.....	39
Tabla 8 Limite índice de saturación por cada pozo.....	39
Tabla 9 Niveles tomados pozo CIRA0002	41
Tabla 10 Datos de pozo CIRA0002	48
Tabla 11 Condiciones del fluido pozo CIRA0002.....	49
Tabla 12 Datos de producción CIRA0002.....	49
Tabla 13 Selección de diámetros externos óptimos de motor, sello y bomba a partir de OD Casing	51
Tabla 14 Catalogo de Bombas ESP	52
Tabla 15 Precios bomba por número de etapas	56
Tabla 16 Configuración de Motor y Sello comunes en el campo	57
Tabla 17 Motores Serie 562.....	58
Tabla 18 Factor de corrección por temperatura.....	61
Tabla 19 Condiciones iniciales.....	64
Tabla 20 Descripción de la corrida anterior y corrida nueva	64
Tabla 21 Monitoreo de concentración promedio de partículas por ultrasonido ppm másico	69
Tabla 22 Fallas CIRA0002.....	71
Tabla 23 Flujo de Caja y VPN.....	72

RESUMEN

TITULO: PROPUESTA DE DISEÑO DE SISTEMAS ESP PARA AUMENTAR EL RUN LIFE EN POZOS CON PROBLEMAS DE ARENAMIENTO Y MANEJO DE GAS EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS*

AUTOR: MARIA CAMILA PRADA CHACÓN. **

PALABRAS CLAVE: Bombeo Electrosumergible, Diseño, Arena, Gas, La Cira Infantas, Run Life, Producción.

DESCRIPCIÓN: El campo La Cira Infantas, cuenta con diversos sistemas de levantamiento artificial (SLA) como bombeo mecánico, cavidades progresivas, bombeo electrosumergible (ESP), entre otras. Los sistemas ESP representan un 17% del total de SLA instalados, siendo este un reto importante dado a los elevados costos de instalación y mantenimiento, requiriendo un cuidado especial durante su operación por el manejo de arena y gas producidas en los pozos y por el cambio en la producción debido a la inyección de agua usada como método de recobro secundario.

El manejo de gas y arena puede ocasionar bloqueos por gas u obstrucción en las etapas de la bomba por el manejo de sólidos de la formación generando múltiples paradas de los equipos por alarmas que protegen al motor por sobrecarga, temperatura, arranques fuertes, aumento de diferidas en la producción, disminuyendo el run life del equipo, teniendo en cuenta que estos sistemas son diseñados para operar 24 horas.

En este proyecto se presenta una propuesta de diseño, que permita disminuir la separación del gas etapa a etapa y tener un mejor manejo de sólidos dentro de la bomba por su velocidad de operación y nivel de fluido en el espacio anular. Esta propuesta de diseño se basa en buscar alternativas para manejar la bomba a menor velocidad, disminuyendo el riesgo de la falla por el desgaste en las etapas de la bomba, aumentando de esta forma el run time del equipo.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Edison Odilio García Navas. Codirector: Félix Andrés Cepeda Gómez.

ABSTRACT

TITLE: DESIGN APPROACH FOR ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP SYSTEMS TO INCREASE THE RUN LIFE IN WELLS WITH SAND AND GAS PROBLEMS IN LA CIRA INFANTAS FIELD. *

AUTHORS: MARIA CAMILA PRADA CHACÓN. **

KEY WORDS: Electrical Submersible Pump, Design, Sand, Gas, La Cira Infantas, Run Life, Production.

DESCRIPTION: La Cira Infantas Field, has different types of Artificial Lift Systems (ALS), such as Beam Pump, Progressive Cavity Pump, Electrical Submersible Pump (ESP), and others. The ESP system represents 17% of the total of installed ALS, being this an important challenge due the installation and maintenance cost, that involves special cares during operation, besides the sand and gas laden production rates of Wells, and the change in the production process as a consequence of the water-flooding as recovery method.

Handling gas and sand in the pump causes blockages by gas or plugging by the solids from the formation generating multiple stops of the equipment by protections that help protect motor from overloads, heat, heavy start-ups, increase in production deferred, decreasing the Run Life of the equipment, taking into account that these systems are designed to work 24 hours.

In this project is presented a design approach is presented, wich allows to reduce the gas separation and have a better handling of solids inside the pump due to the speed operation and fluid level in the annular. This design approach is based in finding alternatives to handling the pump at a lower speed, decreasing the risk of failure caused by tear in the pump stages, increasing in this way the run time of the equipment.

* Draft Grade

** Physical Chemistry Engineering Faculty, Petroleum Engineering School. Director: Edison Odilio García Navas. Codirector: Félix Andrés Cepeda Gómez.

INTRODUCCIÓN

La Cira Infantas, es el campo más antiguo en Colombia, ubicado en el valle medio del Magdalena. Este campo es catalogado como un campo maduro, operado desde el 2005 por Ecopetrol junto a la compañía Occidental Andina, realizando un trabajo conjunto por el aumento en la producción, mediante la implementación de un proceso de recobro secundario con inyección de agua. Actualmente el campo cuenta con diversos sistemas de levantamiento como lo son bombeo mecánico, bombeo por cavidades progresivas y bombeo electrosumergible, entre otros, de los cuales el 17%¹ de los pozos utiliza este último. Este documento se centrará en el estudio de este grupo de pozos.

El sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible, ESP por sus siglas en inglés, es considerado como un medio económico y efectivo para levantar altos volúmenes de fluido a grandes profundidades, además es una buena alternativa al no tener restricciones en pozos desviados y no presentar ruido en superficie, para tener presente el factor social.

El desempeño de los sistemas por ESP depende de un monitoreo constante de ciertas variables de operación, para cuidar y mantener la bomba y el motor en óptimo funcionamiento, sin embargo, existen situaciones problema que disminuyen el run life de los equipos, como lo es manejar altos volúmenes de producción, operar a altas velocidades, presencia de gas y arena en la bomba, fallas en corriente eléctrica, Jetting, etc. La “Sand Guard”, la “Super Perf” y la “V-Pump” son nuevas tecnologías aplicadas para la remediación y manejo de gas y arena en la bomba.

Dada las características geológicas, fisicoquímicas y de operación de este campo del Magdalena Medio Colombiano, un significativo número de pozos que trabajan con este sistema de levantamiento artificial han presentado reiteradas fallas y

¹ ECOPETROL S.A. Base de datos Campo La Cira Infantas. Departamento de Ingeniería y Control de Producción: La Cira Infantas. [Barrancabermeja, Colombia] 2019.

paradas por aumento en la temperatura del motor, baja y alta presión en la entrada de la bomba, sobrecarga, baja carga entre otras, esto se ha visto reflejado en bajos tiempos de trabajo para las instalaciones y por consiguiente en altos costos de intervención. Además, los sistemas por bombeo electrosumergible son equipos diseñados para trabajar 24 horas al día y cada parada afecta su vida útil y genera pérdidas de producción. Teniendo en cuenta el entorno técnico económico de la industria petrolera, se encontró la oportunidad de estudiar pozos relacionados con altos porcentajes de gas en su columna líquida y alta producción de arena para seleccionar un pozo candidato para presentar una propuesta de mejora en el diseño de sistemas ESP a partir de las condiciones de operación de la mano de ingenieros de producción del campo.

1. GENERALIDADES

1.1 EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

A continuación, se describen generalidades del campo La Cira Infantas, como lo son aspectos históricos, estructura de La Cira Infantas, localización, producción, sistemas de levantamiento artificial utilizados, etc.

El campo La Cira-Infantas se encuentra ubicado en la parte central de la antigua Concesión De Mares, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, a una distancia aproximada de 22 Km al SE de la ciudad de Barrancabermeja y a 250 Km al NNW de Bogotá.²

Figura 1 Localización del campo La Cira Infantas.



Fuente: Google Maps

El pozo Infantas 2 considerado como el pozo descubridor del campo fue completado el 27 de abril de 1918 en la zona C, a una profundidad de 1580 ft con una producción de 800-1000 Bpd. En 1920 la Standard Oil (Tropical Oil Company) adquirió la

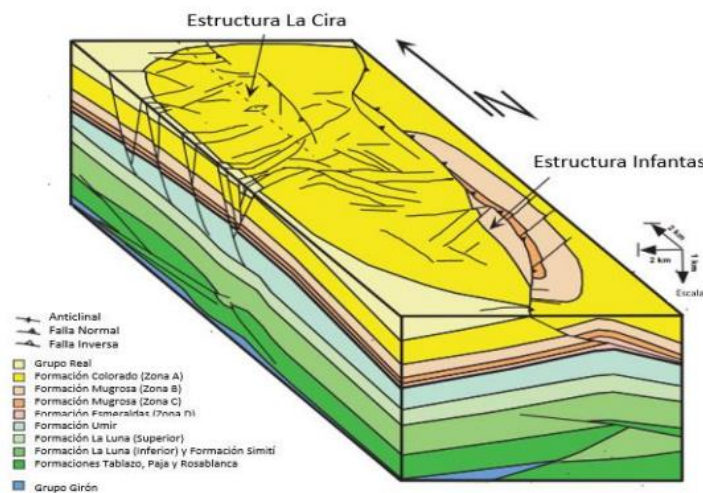
² EMPRESA COLOMBIANA DEL PETROLEO ECOPETROL S.A. Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo La Cira Infantas. Informe Técnico Gerencia de Yacimientos. Bogotá. 1999. p.4

Concesión de Mares y mantuvo su explotación hasta el 25 de agosto de 1951 cuando la concesión revirtió a la nación y su manejo pasó a Ecopetrol.

El Campo La Cira-Infantas alcanza su máxima producción en 1940, con una producción de 62000 Bpd. de petróleo. A enero de 2019, la producción promedio es de 43000 Bpd, con una inyección de agua promedio de 675000 Bpd. La producción acumulada de petróleo es de 864 Mbbls.³

1.1.1 Estructura la Cira Infantas

Figura 2 Corte NW-SE de las estructuras geológicas en el Campo LCI.



Fuente: París, G. y J. Romero, 1994, Fallas activas en Colombia: Boletín geológico, Ingeominas, 34, no. 2-3, p. 1-53.

- La Cira: La estructura La Cira tiene un área cercana a los 54 Km². Dicha estructura es un anticlinal localizado en la zona Norte del Campo con forma de domo, con dirección Norte-Sur al Noroeste del anticlinal de Infantas. Posee cabeceo hacia el Norte y hacia el Sur. Presenta un corte al Este del eje del anticlinal, a causa de la falla La Cira, la cual es de tipo inverso, con alto ángulo que oscila entre los 70° y 80°, con buzamiento hacia el Occidente y con desplazamiento entre 200 y 300 ft sobre el tope de la estructura. Al

³ EMPRESA COLOMBIANA DEL PETROLEO ECOPETROL S.A. Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo La Cira Infantas. Informe Técnico Gerencia de Yacimientos. Bogotá. 1999. p.5

Este de dicha falla, la estructura presenta un hundimiento levemente en forma de “U”, formando así con la falla de Infantas una especie de pliegue sinclinal. Además de la falla de La Cira, existen otras fallas transversales al eje de la estructura. Estas son de tipo normal, con buzamientos entre 80° y 90° y desplazamientos de hasta 250 ft, los cuales dividen el campo en varios bloques. De acuerdo a datos de producción del Campo, se ha concluido que la falla la Cira hace el papel de barrera efectiva entre ambos flancos de la estructura.⁴

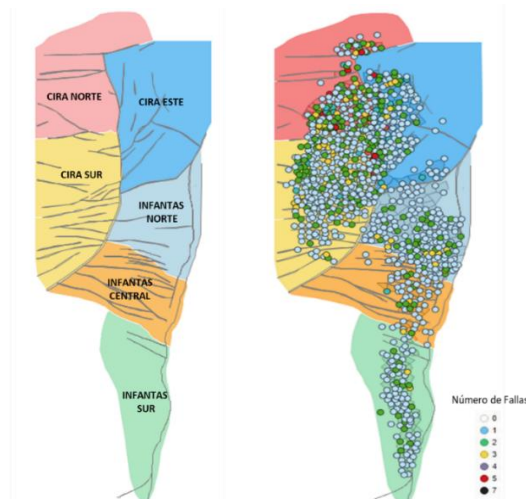
- Infantas: La estructura Infantas es un anticlinal asimétrico y elongado, cerrado en ambas puntas y cortado a lo largo de la cresta por la gran falla inversa Infantas. Esta falla, tiene un desplazamiento entre los 1000 y 1200 ft, exceptuando la zona Norte donde el pliegue anticlinal presenta un hundimiento. En la superficie se manifiestan filtraciones de aceite. La dirección predominante del eje del pliegue es Norte Sur a 10 ° hacia el Noreste. El área aproximada de la estructura es de 24 Km². Del mismo modo que en La Cira, existe una división en varios bloques a causa de varias fallas de tipo normal, con dirección Este-Oeste, con buzamiento entre 80° y 90° y desplazamiento entre 50 y 150 ft. Ciertas de estas fallas presentan un efecto de desplazamiento sobre la falla de Infantas.⁴

⁴ MOROS, L. SERRANO, J. Evaluación técnico-financiera de la implementación de una herramienta pulsante con la tecnología powerwave para la estimulación en pozos inyectores del campo la Cira infantas. Fundación Universidad De América, 2016. p.33

1.2 SISTEMA ESP EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

Desde el inicio de la actividad en el campo LCI diferentes sistemas de levantamiento se han empleado con el objetivo de suplir la producción del pozo, debido a la declinación natural del yacimiento. Desde el año 2005, el campo ofrece diferentes condiciones en su producción dependiendo del estado de madurez de la inyección de agua: Altos porcentajes de BSW, altas y bajas tasas de flujo, fluidos corrosivos y producción de arena.⁵ El campo La Cira Infantas se divide en siete áreas: Cira Norte, Cira Sur, Cira Este, Infantas Norte, Infantas Central, Infantas Oriente, Infantas Sur.

Figura 3 Representación gráfica La Cira Infantas



Actualmente, sistemas de levantamiento artificial como bombeo mecánico, bombeo por cavidades progresivas, bombeo electrosumergible y bombeo por cavidades progresivas con motor en fondo, son los sistemas utilizados para producir el total de fluidos que aporta el campo. La distribución por sistema de levantamiento para febrero de 2019 es:

⁵ MUÑOZ, E. PÉREZ, G. Metodología para la selección de sartas de tubería para la optimización del desempeño de los sistemas de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas en el campo La Cira Infantas. Universidad Industrial de Santander, 2018.

Tabla 1 Distribución de sistemas de levantamiento en el campo La Cira Infantas.

	TOTAL DE POZOS	%
BM	736	65
ESP	199	17
PCP	197	17
BESPCP	7	1

Fuente: Base de datos Ecopetrol S.A 2019

Es importante señalar que la selección, diseño, condiciones de operación y optimización de los diferentes sistemas juegan un rol muy importante en el desarrollo del campo, donde los esfuerzos se han focalizado principalmente en incrementar los límites técnicos y el run life de cada sistema de levantamiento.

Tabla 2 Comparación de diferentes tecnologías de sistemas de levantamiento artificial.

	BM	PCP	ESP	ESPCP	Desempeño	
Crudo Pesado					Alto	
Arena					Medio	
Desviación					Bajo	
Tasa de Flujo						
Profundidad de la Bomba						
Impacto Visual						
Alta temperatura						
Eficiencia de la Bomba						
HSE						
Confiabilidad						
Costo (fondo)						

Fuente: LABRADOR. L. S. SUAREZ. M. C. RUBIANO. E. BOHORQUEZ, M. A. Implementation of Bottom-Drive Progressive-Cavity Pumps Technology in La Cira-Infantas Oil Field as a Reliable Artificial Lift Method. (2013, May 21). Society of Petroleum Engineers.

El tiempo de vida de las ESP está determinado por el factor limitante o por error humano. Existen varios factores limitantes que afectan el tiempo de vida tales como un dimensionamiento apropiado, temperatura de fondo de pozo, gas libre, viscosidad, emulsiones, corrosión, materiales extraños, deposición orgánica/

inorgánica, calidad de la energía, problemas operacionales, desviaciones de pozo y por el manejo de arenas como muestra la tabla 2.

Durante los últimos seis años, el número de pozos en sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible ha venido creciendo en aproximadamente 432% (de 46 a 199 pozos) debido al aumento en los caudales requeridos debido a las altas tasas de inyección usadas como método de recuperación de la presión.

Históricamente el mayor aporte de fallas en los sistemas ESP en el campo LCI se ha dado por fallas en la bomba, en el motor y en el cable mientras que los sistemas PCP se ven principalmente afectada en la tubería y en las varillas.

Estas fallas son dadas principalmente por:

Bomba:

- Difusores e impulsores desgastados, partidos o fracturado, tapados, atascados o con baja eficiencia, principalmente por la producción de arena y acumulación de scale causando obstrucción del paso del fluido a través de las etapas de la bomba reduciendo así la producción.
- Eje atascado, partido, roto (perforado) o tapado causado por la acumulación progresiva de scale y sólidos causando altos requerimientos de potencia al restringir el giro libre del eje.

Cable:

- Cable de potencia principal: Corto circuito o dañado.
- Conector del pothead: Corto circuito o tapado, presentado por el efecto de jetting sobre el cable debido a la ubicación del equipo debajo de perforados. Adicionalmente por presencia de scale en los recubrimientos de los housing impidiendo refrigeración.
- Empalmes: Corto Circuito
- Motor Lead Extension: Corroído, Baja impedancia o resistencia, dañado, quemado, erosionado, desbalance entre fases, desgastado, corto circuito.

Estas fallas se dan por la acumulación súbita de sólidos, causando desgaste abrasivos y altos requerimientos de potencia al restringir el giro libre del eje de la bomba por un posible bache de arena. Adicionalmente presentando múltiples bloqueos por gas, observando altas THP y alta temperatura del motor.

Motor:

- Acople y cabeza: Corto circuito
- Eje: Partido o fracturado.
- Estator y Rotor: Baja impedancia o resistencia, circuito abierto, corto circuito y desbalance entre fases. La falla eléctrica en el motor debida a que el aceite entro en contacto con el fluido del pozo contaminándolo dada a las perforaciones por corrosión que tiene el motor. Adicionalmente se presenta corto circuito en los alambres del estator producto de la perforación del housing como consecuencia del jetting (perforado con alta presión). Hallazgos indican que la operación forzada de las bombas bloqueadas por sólidos genera sobre corrientes en el motor que produce el recalentamiento interno del estator y a la vez afecta la correcta refrigeración del mismo. Falla eléctrica del motor presentado durante el protocolo de arranque del equipo, que fue parado por sobrecarga.
- Housing: Baja resistencia, corrosión. Housing del motor contaminado por perforaciones por corrosión a lo largo de la posición del tubo by-pass. La corrosión genera una perforación a la altura de la base del motor permitiendo la contaminación del aceite di eléctrico, esto compromete su integridad. La corrosión severa permite que el agua ingrese al interior del motor afectando las propiedades dieléctricas del aceite produciendo un ambiente conductivo propiciando un corto circuito dentro del estator. Adicionalmente el ingreso de fluido de pozo hacia el interior del motor genera una falla eléctrica en la zona interna del embobinado del estator.

- Motor End Connectors: Corto circuito, desbalance entre fases. Falla de esfuerzo eléctrico, debido a las condiciones fluctuantes del pozo para producción de sólidos, generando obstrucción de las trayectorias de flujo y causa aumento severo de PIP y temperatura de motor contribuyendo a la disminución del aislamiento del pothead.
- Puerto de drenaje / Válvula de llenado: Ingreso de fluidos de pozo hacia el estator del motor a través del tapón de la válvula de llenado del cabezal.

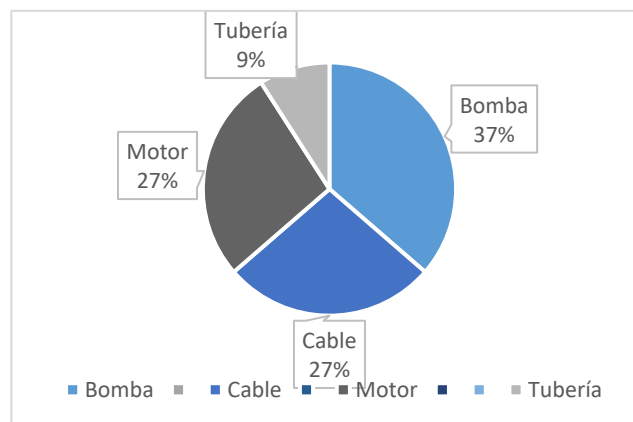
Sello:

- Cojinete axial: Roto (perforado). Falla al generarse sobrecarga sobre el cojinete del sello lower por error en el shimming.
- Eje: Partido o fracturado. Falla debida a vibraciones y esfuerzos fluctuantes (excéntricos) causados por la pérdida de estabilización a la altura del cabezal del sello debido a desgastes abrasivos severos.

Tubería

- Cuerpo: Corroído, roto (Perforado) o tapado. Cuando no hay producción (aporte al pozo) la falla se genera al incrementarse la temperatura del motor. Acumulación progresiva de solidos que causan altos requerimientos de potencia al restringir el giro libre del eje de la bomba y separador de gas.

Figura 4 Distribución histórica de fallas en ESP según componente fallado para el 2018.



El campo LCI tiene como principal causa de falla específica la arena, desgaste normal o esperado y fluidos corrosivos como se muestra en la tabla 3.

Tabla 3 Causa de Falla específica Campo LCI

Causa Específica de Falla	2014	2015	2016	2017	2018
Scale	14	8	9	14	14
Gas Libre	3	2	7	8	4
Fluidos Corrosivos	105	101	105	23	16
Arena	113	86	106	118	67
Diseño Mecánico	2	1	1	3	2
Desgaste Normal o Esperado	58	83	65	66	43
Limpieza de Pozo	3	3	5	2	3
Configuración del Sistema	65	17	4	4	6
Transporte	0	0	0	0	4
Monitoreo Inadecuado	1	2	3	6	2
Tratamiento del Pozo	4	0	0	3	1
Operación	10	1	2	9	19
Equipo de Superficie	0	1	0	1	8

Fuente: Base de datos Ecopetrol 2019

Los fluidos del yacimiento representan el 28% de las fallas totales presentes en el 2018. Partiendo de ello, a nivel de las ESP se encontró:

Tabla 4 Causa de falla específica por fluidos de yacimiento a nivel de bombeo electrosumergible

	2017		2018	
	TODOS ALS	ESP	TODOS ALS	ESP
Arena	118	8	67	2
Fluidos Corrosivos	23	1	16	1
Gas Libre	8	0	4	0
Scale	14	4	14	2

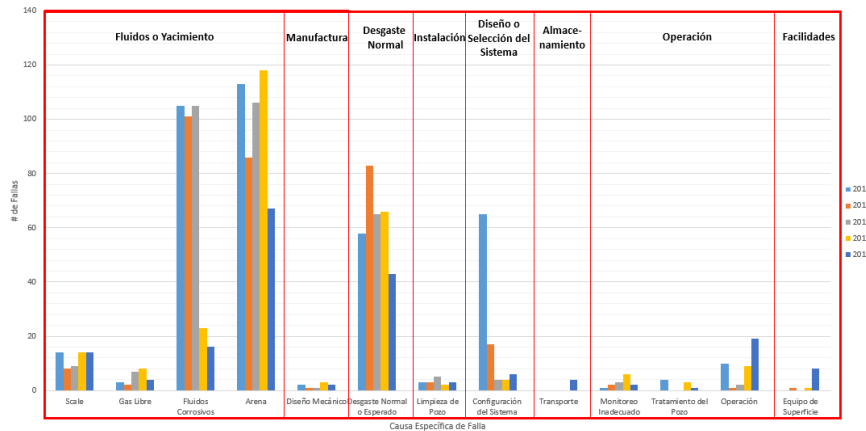
Fuente: Base de datos Ecopetrol S.A 2019

La arena es la principal causa de falla en sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible en los últimos dos años, como se observa en la figura 5.

Basado en esto las condiciones críticas a evaluar y a tener en cuenta son la concentración en ppm de sólidos para la identificación de pozos candidatos por

arena y el porcentaje de columna líquida donde se evalúa el porcentaje de gas libre que se identifica por la toma de niveles.

Figura 5 Causa de Falla específica Campo LCI – Gráfica



Fuente: Base de datos Ecopetrol S.A 2019

Mark K. Rooks⁶, et al. mencionan que las ESP están limitadas por la cantidad de gas para evitar el bloqueo de gas en las etapas de la bomba. El bloqueo de gas causa una falla catastrófica en los sistemas ESP debido a que la bomba no mueve el fluido, el cual evita que el motor se sobrecaliente en su operación normal. La gran cantidad de gas en la entrada de la bomba impide que la capacidad de la bomba a generar presión de descarga disminuyendo la eficiencia de la misma. A demás manejar gran cantidad de gas tiende a aumentar la temperatura del motor. Generalmente los motores se recalientan por el ambiente al que está sometido, por la velocidad de operación, por el calor específico del fluido refrigerante, o por la potencia entregada en la unidad del rotor. Múltiples avances en la tecnología han permitido separar el gas del fluido antes de ingresar a la bomba y con la creación de bombas manejadoras de gas que pueden bombear gas hasta en un 70% antes de generar degradación en la bomba. Basados en la experiencia de campo cuando hay presencia de gas libre en la entrada de la bomba, la PIP (Pump Intake Pressure)

⁶ ROOKS, M. et al. "Integral Pod Intake for Electrical Submersible Pumps". SPE-160864-MS. Arabia Saudita. 2012.

tiende a aumentar y la corriente o carga a disminuir, mientras que la carga sobre el eje tiende a aumentar cuando hay presencia de arena.

Las bombas ESP están diseñadas para trabajar a 60 Hz como punto de máxima eficiencia. En el campo hay pozos que producen el suficiente fluido permitiendo que el nivel en el anular sea alto, esto hace que las bombas puedan trabajar a altas velocidades siendo muy eficientes. También existen bombas trabajando por encima de la velocidad óptima a pesar de que no tienen bajo nivel haciendo que haya más probabilidad de que el gas libre en el anular no permita la separación en los separadores evidenciado en la baja carga del eje de la bomba. Al disminuir la presión en los perforados, aumenta el drawdown haciendo que sólidos de formación puedan entrar al pozo y taponar bien sea la bomba o inclusive los perforados. Es por esto que la velocidad es un parámetro crítico porque al trabajar a alta velocidad, favorezco la oportuna separación de las partículas gaseosas, teniendo más probabilidad de que la bomba pueda presentar bloqueo por gas.

Variables y rangos que se manejan según la experiencia en el campo:

- Temperatura de motor: Existen motores SP/XP (después de 2016) que soportan hasta 350°F y los MSP3 (después de 2015) y los MSP1 (después de 2013) hasta 300°F. Sin embargo, según la experiencia de campo, cuando el pozo tiene más de 250°F de temperatura de motor, es necesario tener cuidado especial.
- Concentración de sólidos: Según la experiencia y recomendación de los ingenieros de producción del campo, por encima de 200 PPM de sólidos, ya es considerado crítico.
- PIP (Pump Intake Pressure): Es la presión ejercida por la columna líquida en el espacio anular. Con el control de esta presión, es posible tener un control de draw down y poder minimizar el manejo de arena desde la formación hacia el pozo. Por la experiencia en campo, es recomendable mantenerlo mínimo en aproximadamente 100 psi.

- Corriente: Al tener gas ocupando en la bomba, impide que el líquido ocupe todo el espacio, haciendo que pierda carga y eficiencia. Para el caso de la arena, presenta una carga adicional. Lo normal es que sea constante, las fluctuaciones en la carga dependen de la cantidad y el tipo de fluido que este levantando.

2. NUEVAS TECNOLOGÍAS APLICADAS A LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.

La empresa VERETEK Multiphase Performance Technology⁷ (2018) ofrece un nuevo tipo de bomba de fondo para equipos ESP llamado “V-Pump” que proporciona un rendimiento mejorado de la capacidad de la bomba y una mejor eficiencia. Para este tipo de bomba el rotor y estator no interactúan mecánicamente, pero si lo hacen hidráulicamente, creando una película del fluido entre el rotor y el estator. Esta interacción hidráulica proporciona alta tolerancia a la arena, fluido bombeando completamente, capacidad de comprimir el fluido, incluso con alto porcentaje de gas. La bomba actúa como un compresor multifásico, con la combinación de geometría, velocidad y potencia de entrada que proporciona el levantamiento. La “V-pump” elimina los difusores y los impulsores, evitando que se cree trayectorias de fluido tortuoso, para las ESP convencionales. Las características claves de diseño son: Bombeo de fluido altamente viscoso, reducir la erosión por arena sustancialmente, y mejor eficiencia para el manejo de gas. Minimiza el taponamiento de arena, cuando se detenga la bomba. Esta nueva geometría permite que el rotor y el estator no presenten bloqueo por gas, siendo un problema común en las ESP convencionales causado por su geometría e hidráulica. Las etapas de la bomba se estabilizan con cojinetes posicionados en la zona de empuje descendente y ascendente. Como valor agregado, esta empresa no provee solo una bomba, sino que proporciona monitoreo remoto para poder dar recomendaciones de operación al operador. Esta bomba esta patentada por la empresa VERETEK, y está diseñada para un amplio rango de operación (40- 100 Hz) permitiendo producir ininterrumpidamente tasas altas iniciales o bajas como en el caso de los campos maduros. Ofrecen bombas para pozos con condiciones particulares. Actualmente tienen instaladas 200 bombas en USA y en Colombia. Las

⁷ VERETEK. A Game Changer V-pump. [Consultado 28 Mayo 2019] Disponible: <http://www.veretek.com/about.html>

bombas disponibles son serie 538 y 400 y manejan fluido de entre 800-6000 bpd y 200-3000 bpd correspondientemente.

Figura 6 Bomba electrosumergible V- Pump de la empresa VERETEK



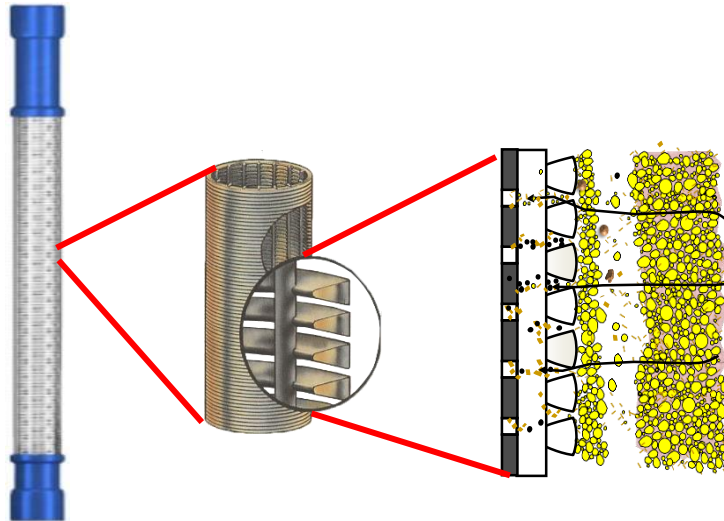
Fuente: VERETEK “A Game Changer V-pump” (2018). Disponible en: <http://www.veretek.com/about.html>

ODESSA SEPARATOR, INC. (2018)⁸ ofrece mallas como el “super perf” y “sand guard” para la protección del equipo ESP manejando arena. Las fallas por arena se presentan cuando la arena es bombeada con el líquido hasta superficie. La arena más pesada tiende a depositarse o a caer en las etapas, lo que genera un daño en la bomba y en el run life del equipo. El objetivo de la malla es retener la migración de granos. El “super perf” es instalado debajo del intake del sistema de levantamiento, permitiendo que la arena de tamaño mayor que el slot de la malla sea filtrado. Puede ser usado en cualquier sistema de levantamiento artificial. Esta malla mide aproximadamente 20 ft, de 4 in de diámetro externo. La arena puede tener un tamaño entre 1 a 0.0625 micrones. Como beneficio maneja mejor la arena, homogeniza las partículas de arena, reduce las fallas debida a partículas de gran tamaño, al tener gran área de admisión de fluido, reduce la caída de presión, tiene

⁸ ODESSA SEPARATOR INC. “Super Perf”. [Consultado 28 Mayo 2019] Disponible: <https://www.odessaseparator.com/>

un área de contacto pequeña disminuyendo la fricción del fluido y es resistente a la corrosión.

Figura 7 Super Perf



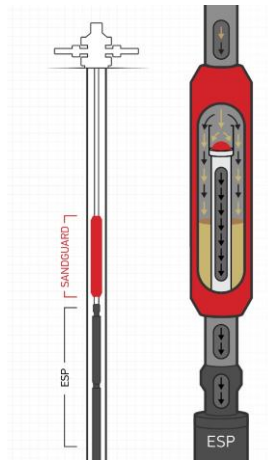
Fuente: ODESSA SEPARATOR INC. "Super Perf" (2018)

Con respecto a la "Sand Guard", es una herramienta utilizada para el control de sólidos que tiene bajo costo de instalación. Reduce el daño a la bomba debido a que cuando el pozo se apaga este permite que la arena que va en el fluido no se devuelva y pueda ser depositado en las etapas hasta el punto de taparlas. La arena que regresa es captada en el "Sand Guard" cuando va el flujo en reversa, como se muestra en la figura 8.

MANSIR, Hassan y Colaboradores (2019)⁹ mencionaron que los sellos mecánicos tienen como principal función, proteger la contaminación del aceite del motor con los fluidos de producción. Estos sellos son susceptibles a daños debido a una alta concentración de finos en los fluidos de producción que se depositan y tienden a entrar al sello a través de su superficie.

⁹ MANSIR, Hassan. BENCZE, Andras. WALDNER, Leon. GRAHAM, John. HONG, Claire. DUONG, Bruce. "ESP protector mechanical seal run-life extender" SPE-194404-MS. (2019)

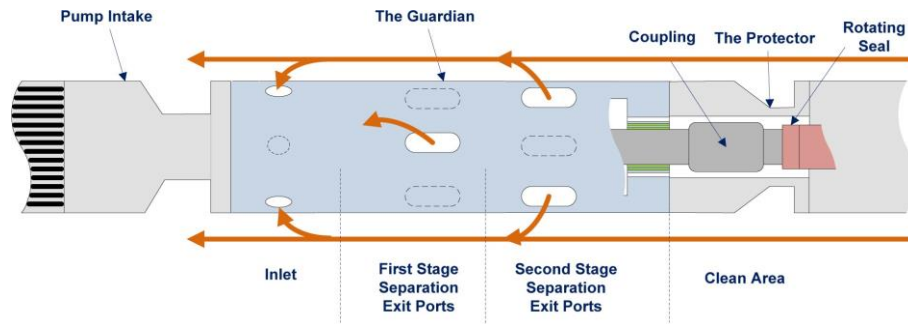
Figura 8 Sand Guard



Fuente: ODESSA SEPARATOR INC. "Sand Guard" (2018)

La alta concentración de partículas sólidas en contacto con el sello del eje degrada su rendimiento y comprometen la superficie del sello, resultando en una falla. También puede obstruir la salida de la presión de las válvulas de alivio, utilizadas para evitar la expansión del aceite dieléctrico del motor. Muchas de las causas principales de fallas en los sellos son debido al número de arranques y ciclos de apagado del sistema. Gracias a esto, los autores muestran un nuevo dispositivo de dos etapas como se muestra en la figura 9, llamado "The Guardian" conectado entre la entrada de la bomba y el sello, acelera los sólidos y los expulsa nuevamente a la corriente de fluido, luego limpia continuamente el sello superior del protector con el fluido del pozo filtrado. El fluido entra a través de unos puertos radiales ubicados entre el dispositivo y la entrada de la bomba. El volumen de fluido manejado depende solo de la velocidad de operación de la bomba. Inicialmente los puertos de escape se diseñaron radiales, pero estudios posteriores demostraron que teniendo geometría tangencial mejora el rendimiento y permitía la recuperación del impulso en el fluido. Luego de realizar experimentos para la prueba del dispositivo se encontró alrededor de 5% de sólidos en el fluido filtrado, siendo válido para los requisitos establecidos. Con respecto a los materiales usados para el dispositivo, se hizo coincidir con los materiales de los componentes ESP para cumplir con requisitos del entorno operativo.

Figura 9 “The Guardian”



Fuente: MANSIR. Hassan. BENCZE. Andras. WALDNER. Leon. GRAHAM. John. HONG. Claire. DUONG. Bruce. “ESP protector mechanical seal run-life extender” SPE-194404-MS. (2019)

El flujo axial en el anular del dispositivo gira en espiral a lo largo de su longitud, debido a la aceleración del fluido que sale de forma tangencial de los orificios de escape del dispositivo. La ubicación de los puertos de entrada y de escape fueron ajustados para evitar la recirculación de sólidos a través del dispositivo. Cuando el fluido ingresa por los puertos de entrada pasa a la primera etapa de separación, el flujo entra axial y gracias a las fuerzas centrífugas lo convierten en flujo radial hacia los puertos de escape. Parte del fluido pasa a la segunda etapa donde los conos separadores desvían el flujo hacia los puertos de escape. La agitación o movimiento del fluido ayudan a la limpieza o lavado del sello mecánico giratorio protegiendo la superficie del sello. Esta tecnología es una solución aplicable cuando los sólidos y finos del pozo representan un riesgo para el sello mecánico.

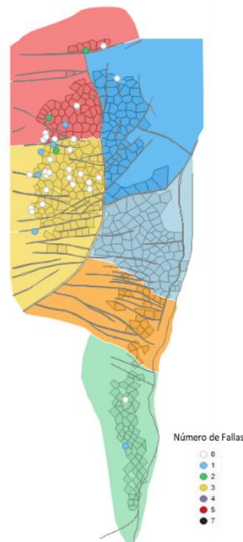
3. ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN DE POZOS CON ALTA PRODUCCIÓN DE GAS Y SÓLIDOS Y SELECCIÓN DEL POZO CANDIDATO

3.1 IDENTIFICACIÓN DE POZOS CON BAJA COLUMNA LÍQUIDA Y PRODUCCIÓN DE ARENA.

Tomando como base todas las ESP del campo, para la selección de la población objetivo al estudio se tiene en cuenta:

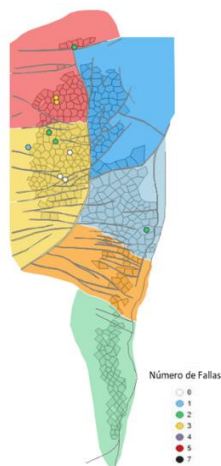
- Columna Líquida: Un indicio de que el pozo presenta manejo de gas, es el nivel tomado. Se toma como consideración, 80% de columna líquida, es decir, de la columna líquida presente en el anular, el 20% es gas. Realizando un mapa del total de los pozos del campo con esta condición, aparecen 35 pozos en total.

Figura 10 Pozos en el campo con menos del 80% en columna líquida



- Concentración en ppm de sólidos: La arena es un sólido de la formación que tiende a depositarse y generar una obstrucción en las etapas de la bomba, impidiendo que los fluidos puedan producirse. Se estima que 200 ppm es una concentración excesiva de manejo de sólidos.

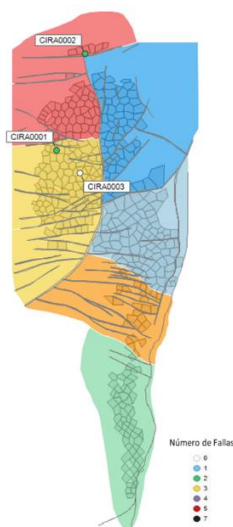
Figura 11 Pozos en el campo con más de 200 ppm en concentración de sólidos en suspensión.



Teniendo en cuenta la concentración en ppm de sólidos y el porcentaje en columna líquida, se seleccionan pozos que tengan estas dos características en común y se analizaran ciertas variables de operación como presión en el intake, temperatura de motor y corrientes, de manera conjunta, para de esta forma, selecciona un pozo candidato para la realización de un ajuste en su diseño.

A partir del mapa presentado en la figura 12, se identifica que los pozos CIRA0001 y CIRA0002 han presentado dos fallas en los últimos 3 años por arena, mientras que el pozo CIRA0003 no ha presentado fallas por arena.

Figura 12 Pozos Candidatos



3.2 ESTUDIO DE POZOS CANDIDATOS

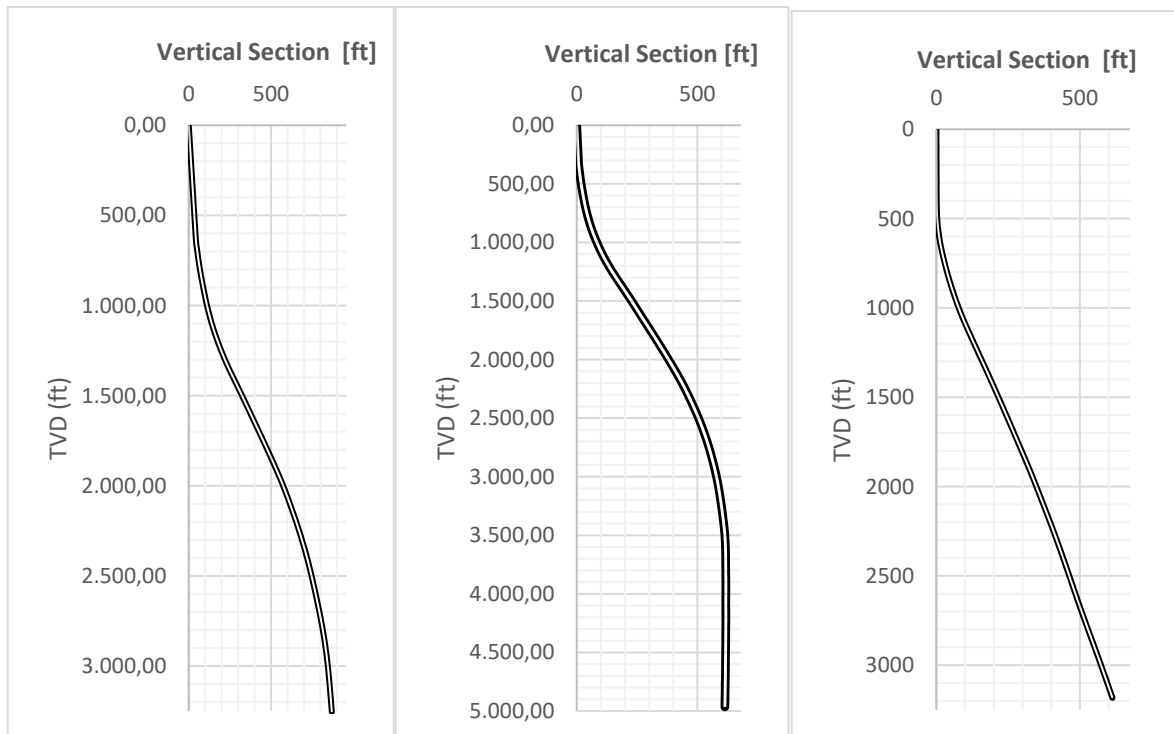
En esta sección se estudiará detenidamente pozo a pozo, con el fin de seleccionar el pozo que presente mayor oportunidad para la evaluación de un ajuste en el diseño, con el objetivo de mejorar las condiciones operativas, cuidar el equipo y así aumentar el run life.

De acuerdo al grado de severidad de dogleg máximo los pozos pueden ser:

- Pozo vertical: Cualquier pozo con un máximo DLS menor de $2^{\circ}/100$ ft
- Pozo desviado: Cualquier pozo con un máximo DLS entre $2^{\circ}/100$ ft y $4.1^{\circ}/100$ ft
- Pozo muy desviado: Cualquier pozo con un máximo DLS mayor a $4.1^{\circ}/100$ ft

En la figura 13 se puede observar las desviaciones de cada uno de los pozos cargado en Open Wells.

Figura 13 Desviaciones de los pozos CIRA0001 – CIRA0002 – CIRA0003



Estos rangos de severidad de dogleg máximo son de un análisis estadístico realizado en el año 2016 por los ingenieros de producción del campo La Cira Infantas.¹⁰ Basados en esto, únicamente el pozo CIRA0001 es considerado desviado con una severidad de dogleg máximo de 4.65°/100ft y los pozos CIRA0002 y CIRA0003 considerados verticales con una severidad de dogleg máximo 2.83°/100ft y 3.2°/100ft correspondientemente

Con respecto a las condiciones de operación de los pozos se tiene la siguiente información:

Tabla 5 Condiciones operacionales por pozo

	POZO		
	CIRA0001	CIRA0002	CIRA0003
Dog Leg (°/100 ft)	4.65	2.83	3.2
Sumergencia (ft)	158	947	193
Columna Líquida (%)	71	75	77
Flujo de Gas Anular (MSCF/D)	9	10	11
Concentración sólidos (ppm)	399.72	364.4	240.56
Posición Intake	Encima Perf	Encima Perf	Encima Perf
Frecuencia (Hz)	-	65	62
PIP (psi)	-	489	99
Temp Motor (°F)	-	205	136
Carga (Amp)	-	107	126
Run Life (días)	254	440	641

Fuente: Base de datos Ecopetrol 2019

El pozo CIRA0001, en su historial muestra reportes de manejo de gas en superficie, baja carga y continuos bloqueos por gas en la bomba. Finalmente, el pozo dejo de aportar, reflejado en la baja THP. Este pozo se encuentra apagado por daño en el revestimiento, es decir, presenta problemas asociados a la integridad más no por sus condiciones operacionales del sistema de levantamiento. Para este caso, el pozo queda fuera de los candidatos.

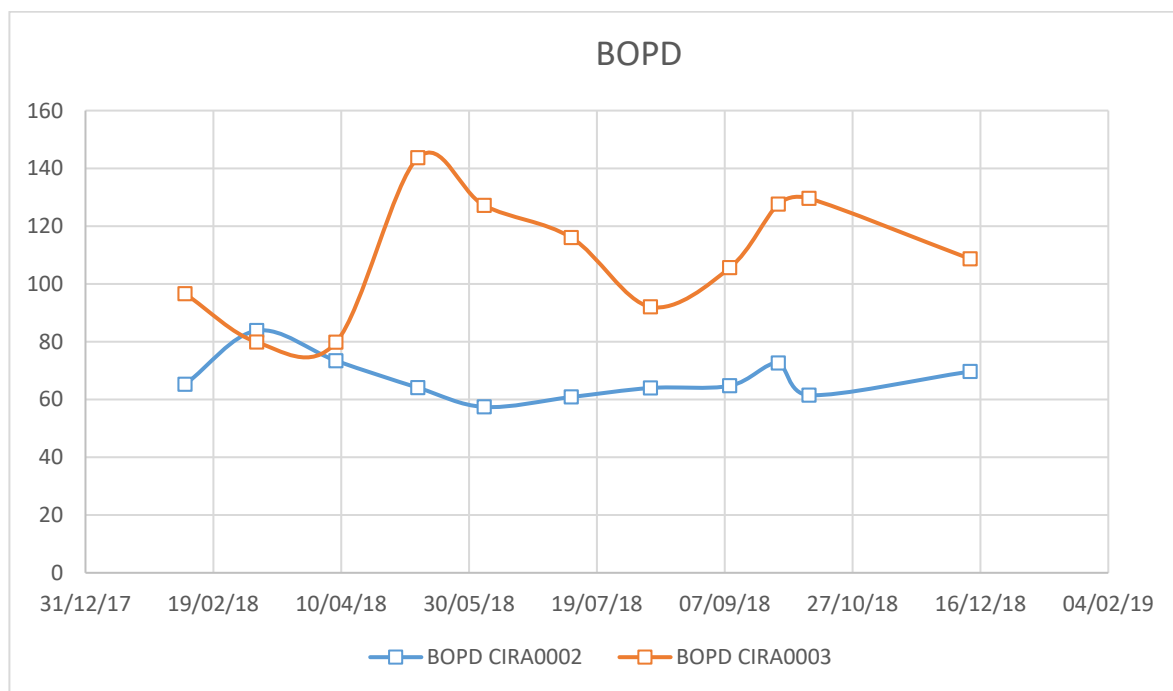
¹⁰ ECOPETROL S.A. Base de datos Campo La Cira Infantas. Departamento de Ingeniería y Control de Producción: La Cira Infantas. [Barrancabermeja, Colombia] 2016

Al pozo CIRA0002, se ha venido aumentando la velocidad, y a pesar de eso, no presenta una disminución en el nivel, indicando una ruptura del eje, tubería rota o una obstrucción en la bomba bien sea por arena o por gas. Adicionalmente, este pozo presenta paradas por fallas eléctricas, baja carga, alta carga y alta CHP.

El pozo CIRA0003, está trabajando con mínima PIP, presentando temperatura de motor favorable y no es recomendable subirle más la frecuencia, debido a que se encuentra limitado por PIP. Este pozo no presenta antecedentes de fallas por arena en la bomba.

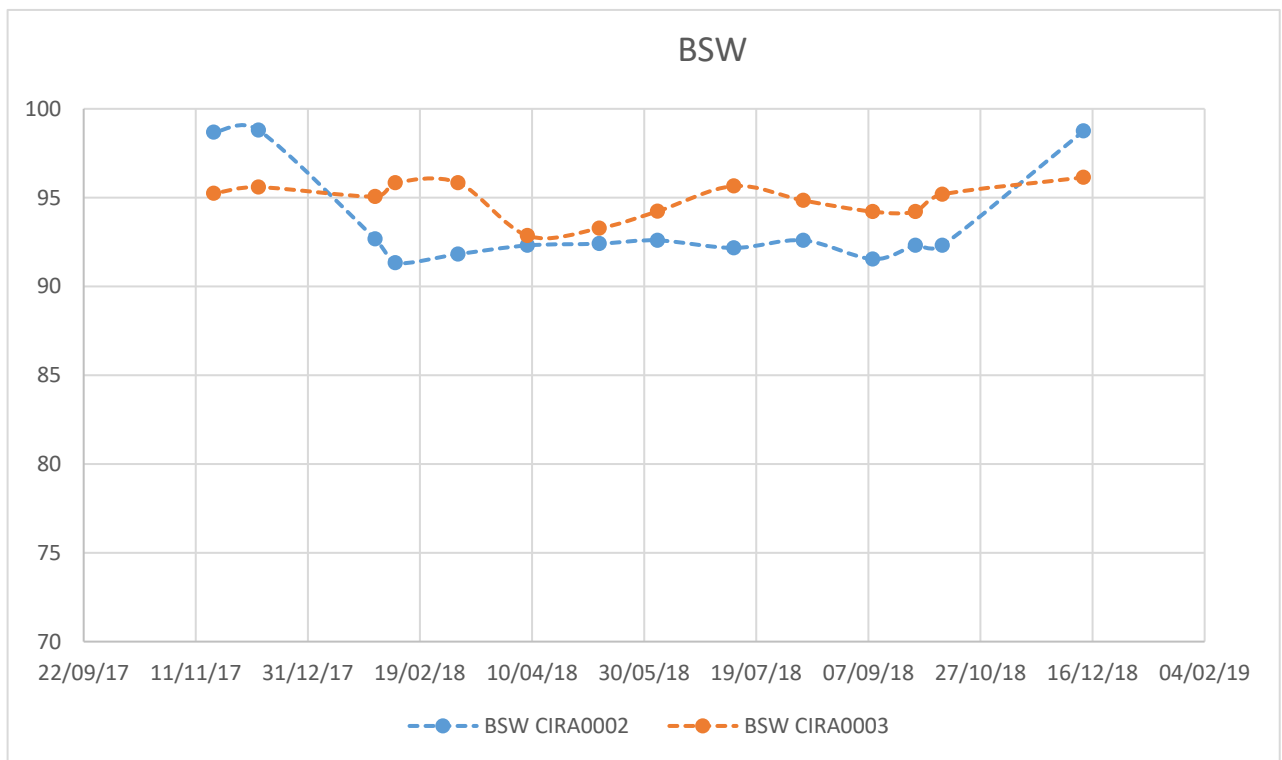
Respecto a la producción, el pozo CIRA0003 es el que produce más fluido con un BSW alto como se muestra en la figura 14 y 15.

Figura 14 Historial de producción del pozo CIRA0002 y CIRA0003



Fuente: Base de datos Ecopetrol 2019

Figura 15 Historial de BSW del pozo CIRA0002 y CIRA0003



Fuente: Base de datos Ecopetrol 2019

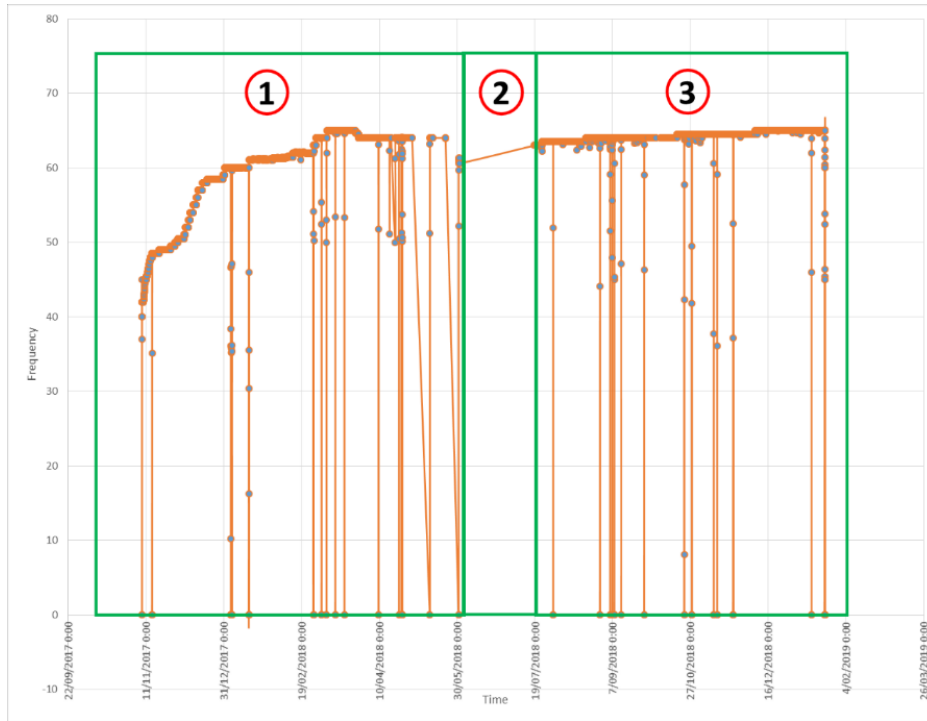
Al analizar las variables operacionales de cada uno de los pozos, se encuentra que el pozo CIRA0002 es el más crítico de los tres. Este pozo presenta oportunidad de rediseño al estar a condiciones operacionales críticas.

3.3 COMPORTAMIENTO DEL POZO CIRA0002

La ESP, es un sistema que está diseñada para trabajar 24 horas continuas. Cada parada afecta su funcionamiento produciendo que en cada rearranque haya la posibilidad de que se arene un pozo, también por el hecho que no tenga la suficiente columna para mantener la presión en los perforados (pwf).

El pozo CIRA0002 presentó alrededor de 50 paradas en un año de trabajo, sin tener en cuenta las presentadas en el tiempo donde hubo pérdida de comunicación (Sección 2) que fue aproximadamente 50 días como se ilustra en la Figura 16.

Figura 16 Paradas del pozo CIRA0002 durante el tiempo de trabajo



Fuente: Base de datos Ecopetrol 2019

Para controlar estas paradas existe alarma en los variadores de los equipos, que permite que el equipo se apague una vez alcance los límites establecidos. El pozo seleccionado tiene las alarmas que se muestran en la tabla 6.

Tabla 6 Alarmas de apagado pozo CIRA0002

POZO	THP BAJA	THP ALTA	CHP ALTA	PIP BAJO	T MOTOR ALTA
CIRA0002	30	250	80	100	250

Fuente: Base de datos Ecopetrol 2019

El campo La Cira Infantas, es un campo que produce agua altamente incrustante, al momento de mezclar el agua de captación y el agua de producción. Para este caso, se tiene cierto índice límite de saturación que se basa en la composición de BaSO_4 , CaCO_3 y MgCaCO_3 , para evaluar la condición de criticidad del campo, como se muestra en la tabla 7.

Tabla 7 Limite índice de saturación para el campo

Tipo de Incrustación		Límite índice de Saturación (L-IS)	Condición de Criticidad
Nombre	Composición		
Barita	BaSO ₄	1.3	si IS >= 1,30 es crítico
Calcita	CaCO ₃	1.7	si IS >= 1,70 es crítico
Dolomita	MgCaCO ₃	3.79	si IS >= 3,79 es crítico

Fuente: Base de datos Ecopetrol 2019

El Scale es un depósito sólido resultante de la precipitación de sales inorgánicas presentes en el agua durante la producción de crudo y gas. La precipitación de scale se incrementa cuando aumenta la temperatura, aumenta el pH y se disminuye la presión diferencial de CO₂.

A nivel del campo si el índice de saturación es menor a 1 se considera normal, si tiene valores entre 1 y 5 es posible aplicar un anti Scale para remediar el daño y si es mayor a 5, se considera daño mecánico.

Realizando un estudio, para el caso del pozo CIRA0002 se encuentra:

Tabla 8 Limite índice de saturación por cada pozo

POZO	T (°C)	Índice de Saturación			Condición de Criticidad		
		Calcita	Barita	Dolomita	Calcita	Barita	Dolomita
		CaCO ₃	BaSO ₄	CaMg(CO ₃) ₂	CaCO ₃	BaSO ₄	CaMg(CO ₃) ₂
CIRA0002	40	1.310	1.130	3.350	No Crítico	No Crítico	No Crítico

Fuente: Base de datos Ecopetrol 2019

Para el pozo CIRA0002 no se muestra crítico para la tendencia incrustante, es decir, es baja la probabilidad de la tendencia a precipitación de Scale.

Partiendo de que el pozo no tiene tendencia incrustante o a precipitación de Scale, se estudiarán cada una de las condiciones a las que se está trabajando

actualmente. Para esto, se identifica una ruta de evaluación mostrada en la figura 17, que depende de las condiciones de operación actuales. El estudio conjunto de las condiciones de operación (temperatura, PIP, corrientes), conlleva a encontrar la razón del comportamiento del pozo.

Temperatura del motor: Normalmente la temperatura del motor aumenta por operar el pozo a alta velocidad o por manejar sólidos o gas que impiden refrigerar el motor. Como se observa en la figura 18, la temperatura del motor es alta y aumenta considerablemente con el tiempo, presenta múltiples paradas por alta temperatura. El pozo está programado para apago a más de 250°F en temperatura de motor por recalentamiento.

Figura 17 Ruta de evaluación

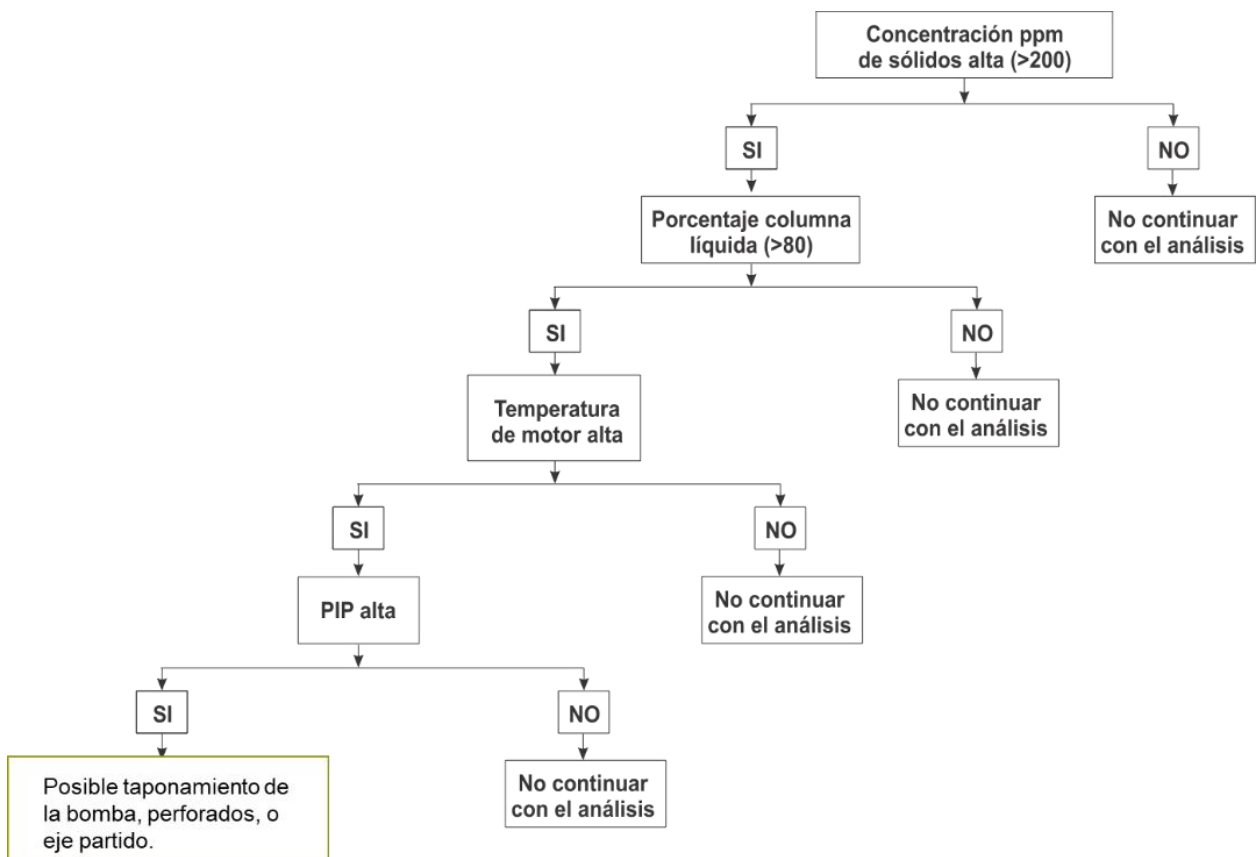
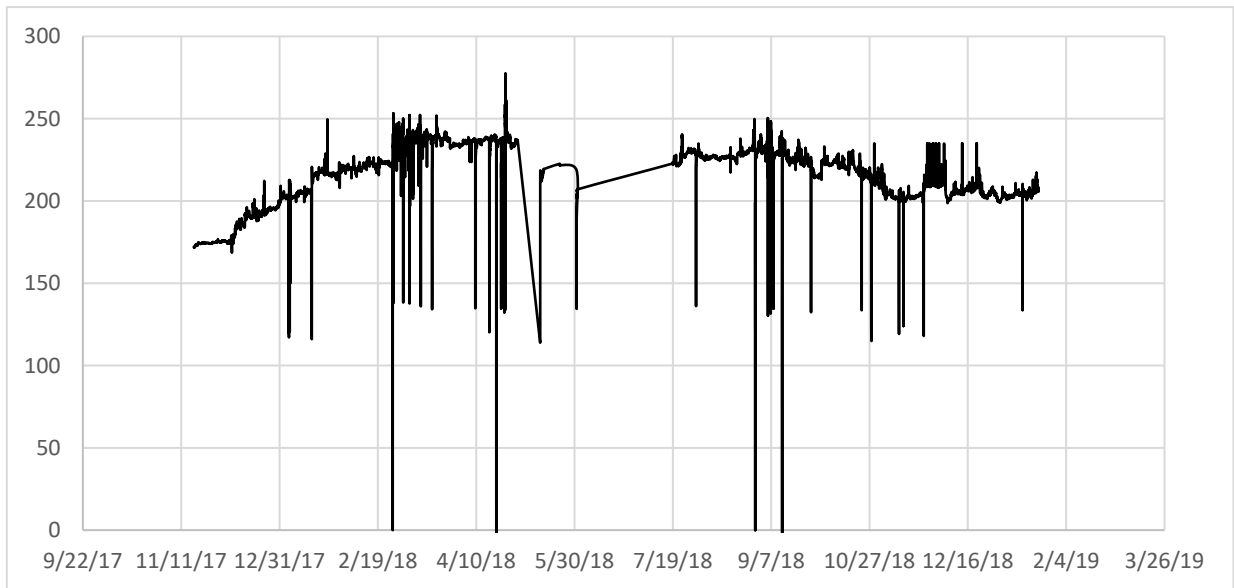


Figura 18 Temperatura Motor CIRA0002



Fuente: Base de datos Ecopetrol 2019

PIP: La presión en la entrada de la bomba ha demostrado un aumento desde octubre de 2018. Como se muestra en la tabla 9, para verificar el aumento en la presión se procede a analizar datos de toma de niveles.

Tabla 9 Niveles tomados pozo CIRA0002

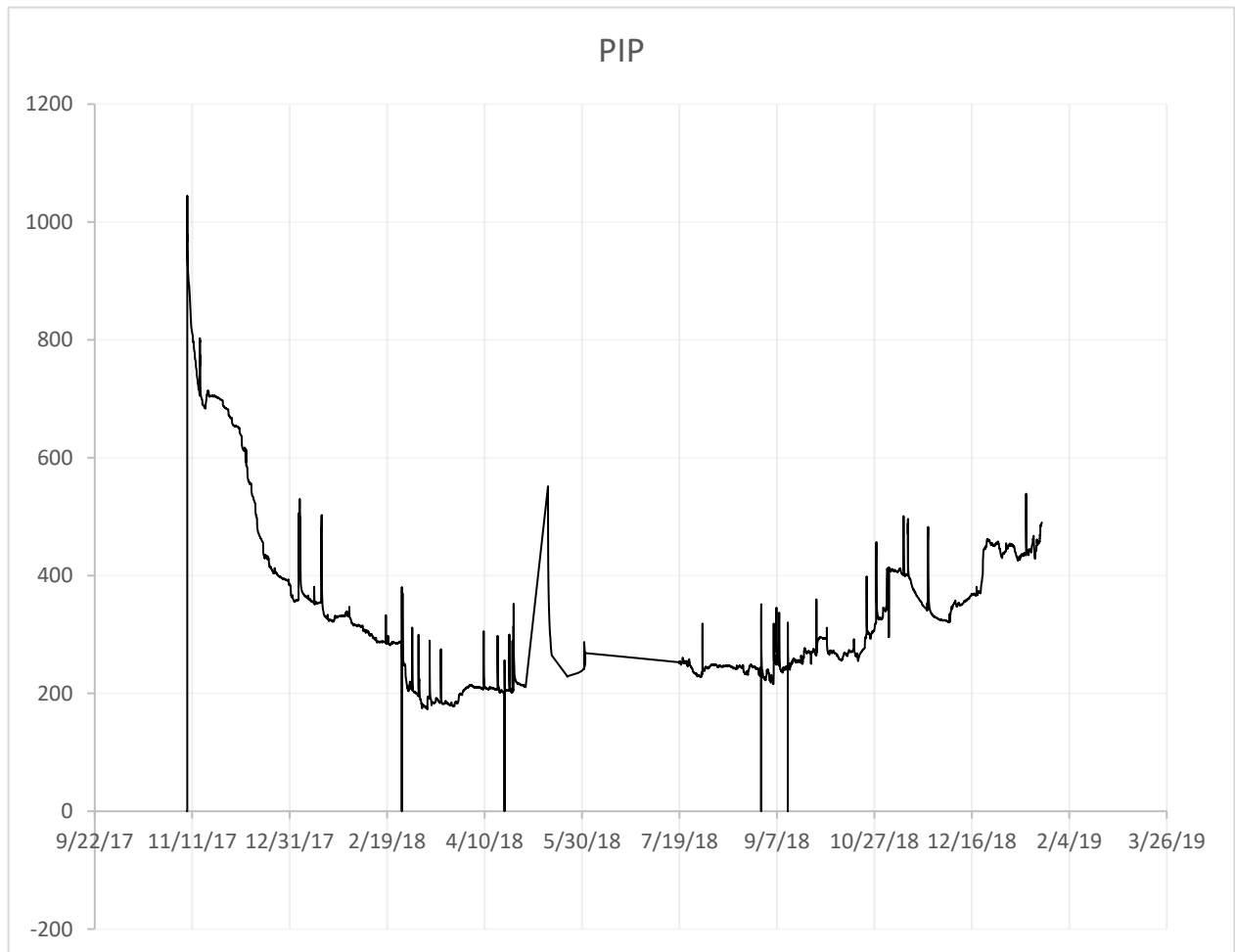
FECHA	HZ	FLAP LIBRE GAS (ft)	% LIQ	NIVEL DE LIQUIDO	FLUJO DE GAS (MSCF/D)	FLAP TOTAL (FT)	PIP (Psi)
11/01/2019	65	947	75	3100	10	1183	381
1/01/2019	65	1,092	84	2955	8	1298	432
18/12/2018	65	859	81	3188	9	1058	349
3/12/2018	64.5	741	75	3306	15	993	303
18/11/2018	64.5	1,024	86	3023	7	1195	411
4/11/2018	64.5	1,206	100	2841	0	1206	480
3/11/2018	64.5	889	76	3158	14	1177	358
2/11/2018	64.5	983	100	3064	1	983	389
18/10/2018	64.5	372	54	3675	36	685	171
3/10/2018	64.0	424	61	3623	30	699	187
18/09/2018	64.0	403	61	3644	30	665	179

Fuente: Base de datos Ecopetrol 2019

Como se observa en la figura 19 el pozo empieza a tener un incremento en el nivel y se ve reflejada en el aumento de la presión en la entrada de la bomba. A pesar de

que se le empieza a subir la velocidad para disminuir el nivel y producir toda la columna, no es posible, ya que posiblemente el eje de la bomba este partido o por una obstrucción en la bomba, bien sea por gas o por arena. Para esto se verifica la carga o corriente en la bomba y la temperatura de motor.

Figura 19 Comportamiento de la PIP pozo CIRA0002

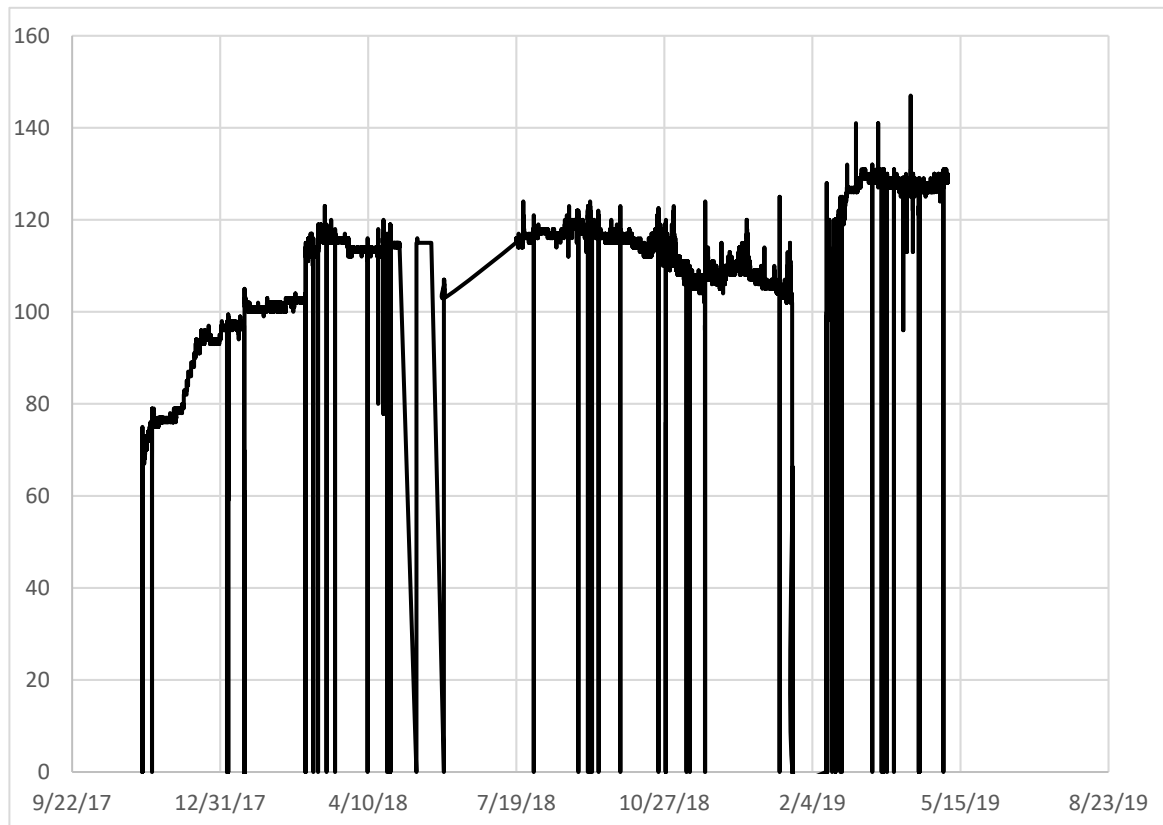


Fuente: Base de datos Ecopetrol 2019

Corriente: La carga es la prueba del fluido que está levantando la bomba. Normalmente la experiencia en campo ha demostrado que cuando la carga cae, es debida a posibles bloqueos por gas en las etapas de la bomba o por perdida de fluido y cuando la carga aumenta posiblemente sea por el manejo de arena en la bomba. Como se observa en la figura 20, el pozo presenta en algunos lapsos alta corriente y baja corriente, queriendo mostrar bloqueo parcial por gas y manejo de

arena. En ambos casos muestra aumento en la PIP, ya que tanto el gas como la arena, tapan las etapas de la bomba impidiendo la producción de agua y crudo.

Figura 20 Corriente Fase A Pozo CIRA0002

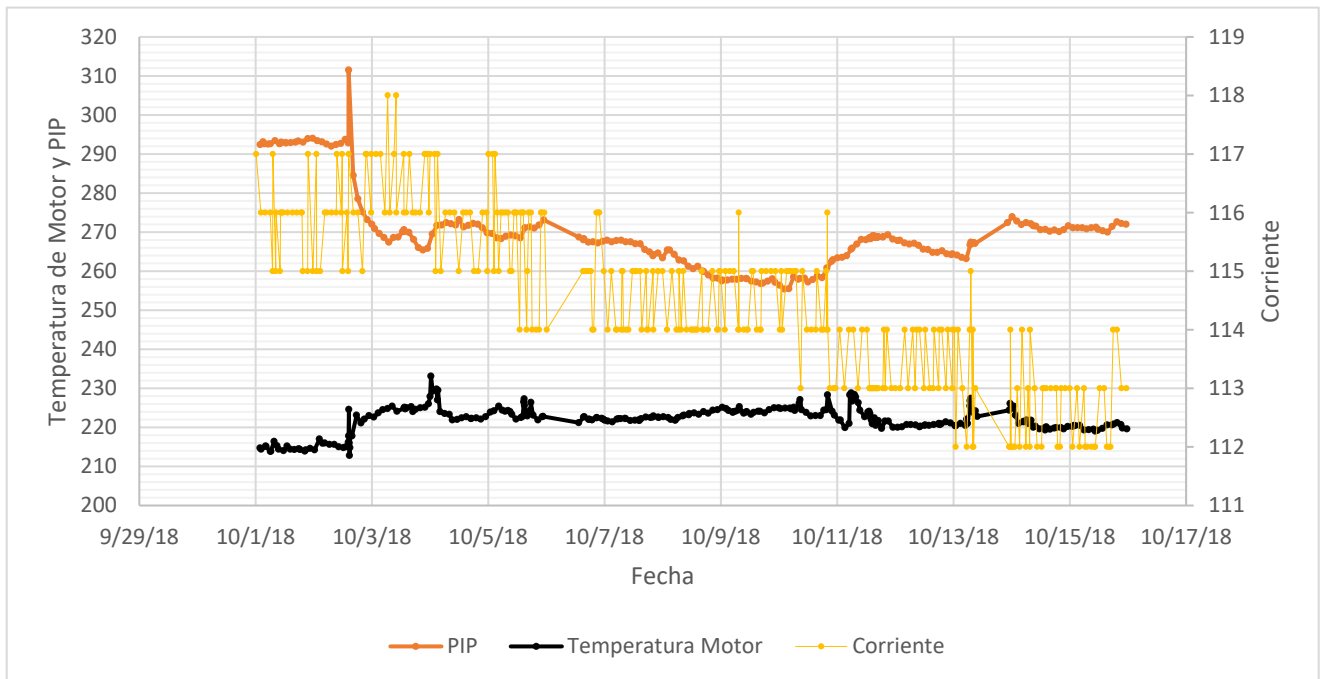


Fuente: Base de datos Ecopetrol 2019

Observación 1: En la Figura 21, se observa bloqueos por gas en un lapso de seis días (11-17 Oct 2018) en donde la PIP aumenta, mientras la carga cae y la temperatura de motor aumenta poco a poco.

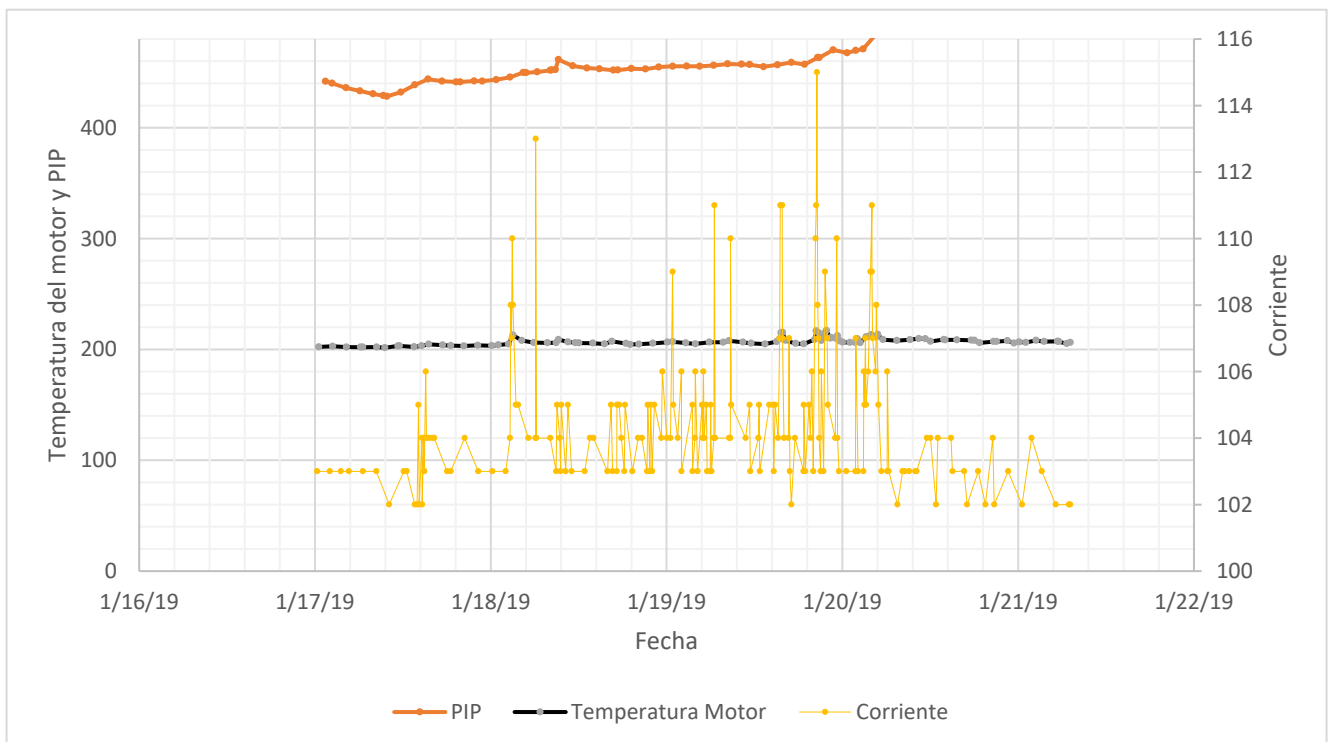
Observación 2: Se evidencia un posible manejo de arena en la bomba, reflejado en el aumento de la PIP, fluctuaciones y altos picos en la carga y aumento en la temperatura de motor como se observa en la Figura 22.

Figura 21 PIP –Temperatura del Motor–Corriente. Presencia de gas. Pozo CIRA0002



Fuente: Base de datos Ecopetrol 2019

Figura 22 PIP – Temperatura del Motor – Corriente. Presencia de arena. Pozo CIRA0002



Fuente: Base de datos Ecopetrol 2019

Finalmente, el pozo falla por una ruptura en el eje de la bomba debido a un fuerte arenamiento en las etapas de la bomba. Durante el run life (440 días) que tuvo el pozo, alcanzo a tener 235.41 barriles de crudo de diferida por mantenimientos, daños eléctricos, no bombeo, sobrecarga, descargas eléctricas, etc. Se realizó el respectivo desensamble por una empresa proveedora de equipos ESP y como resultado encontró que los impulsores y difusores de la bomba tenían desgaste sobre la zona de empuje descendente de las etapas, producto del manejo de arena en la bomba, como se observa en la figura 23.

Figura 23 Impulsores y difusores de la bomba con desgaste en zona de down thrust.



Fuente: Base de datos Ecopetrol 2019

En la figura 24 se puede observar cómo se produce rotura del eje de la bomba debido al esfuerzo generado por el motor para poder manejar la arena.

Figura 24 Eje roto pozo CIRA 0002



Fuente: Base de datos Ecopetrol 2019

También se encontró la cámara superior de bolsa (Sello Upper) con sólidos en su exterior como se muestra en la figura 25.

Figura 25 Cámara superior de bolsa con sólidos en el exterior



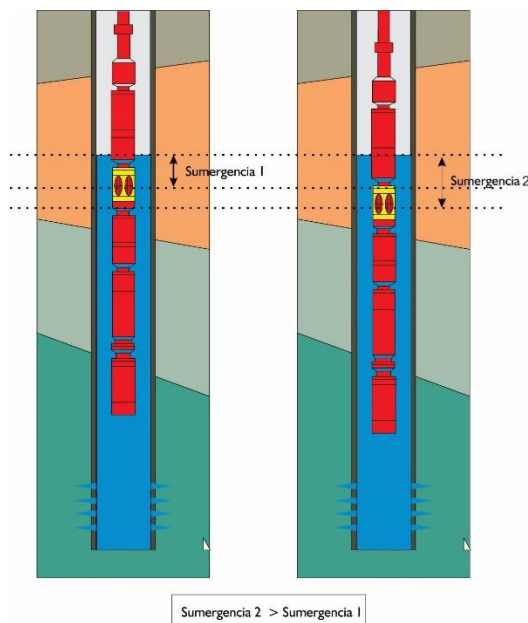
Fuente: Base de datos Ecopetrol 2019

El pozo CIRA0002 inicialmente tenía bombeo mecánico como sistema de levantamiento artificial principal. Sin embargo, por su aumento en la producción se hizo necesario pasarlo a bombeo electrosumergible (ESP). Cuando tenía bombeo mecánico, el pozo tuvo dos fallas por arena. Actualmente que tiene ESP, ha presentado dos fallas por arena consecutivas. Basados en esto nace la necesidad de realizar un ajuste en el diseño del sistema ESP de este pozo.

4. PROPUESTA DE DISEÑO DE SISTEMAS ESP CON PROBLEMAS DE ARENAMIENTO Y MANEJO DE GAS EN LA BOMBA.

La formación del pozo CIRA0002 tiene un tope de perforados a 4.109 ft y la base está ubicada a 4574 ft. El caudal deseado según el programa de IPR propuesto por el departamento de Ingeniería la profundidad de asentamiento de la bomba óptimo es 4047 ft. Para este ajuste en el diseño, se propone profundizar el motor unos tantos pies, con el fin de brindar mejor refrigeración. Al profundizarlo, por ejemplo, si se mantiene el mismo nivel y se decide bajarlo aumentando un poco la frecuencia, al gas le queda más difícil entrar intake de la bomba si se tiene el equipo más profundo. Bajo este escenario, se necesita un poco más de nivel de líquido libre de gas por encima de la bomba, para poder mantener la P_{wf} .

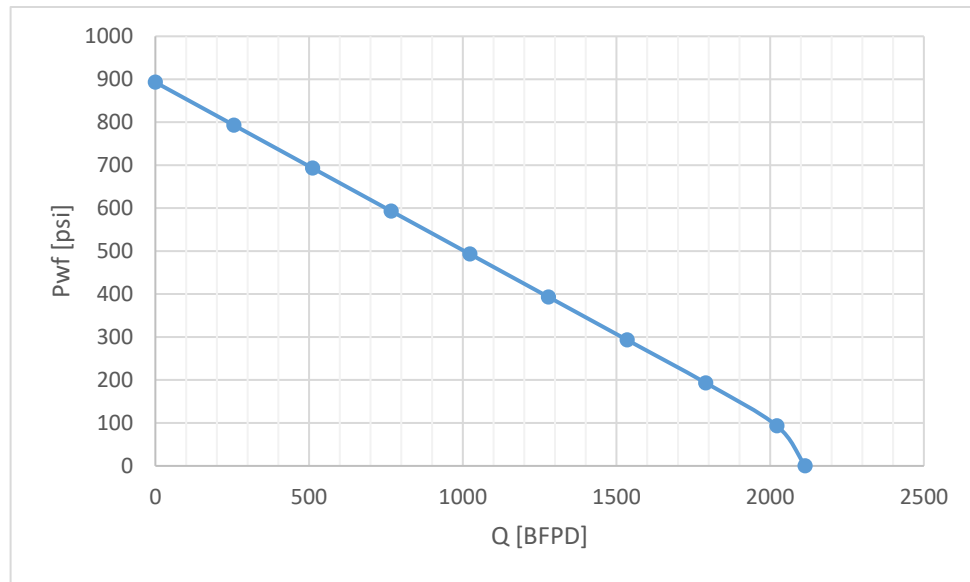
Figura 26 Aumento de la profundidad de la bomba manteniendo el nivel medido desde superficie



El departamento de Ingeniería de la empresa normalmente cuando se va a intervenir un pozo, calcula un IPR basados en información del yacimiento y pruebas presión producción como se observa en la figura 27. Adicional a esto, mencionan una serie de recomendaciones para tener una óptima operación del equipo y del pozo. Para el pozo seleccionado, sugieren tener un nivel libre de gas por encima de la bomba

mínimo de 485 ft y intake de la bomba a 4068 ft. Índice de productividad de 2.32 BFPD/psi, corte de agua de 93% aproximadamente, Caudal de 1100 BFPD y una presión estática de 893 psi. Con estas indicaciones se diseña el equipo de fondo.

Figura 27 IPR Pozo Cira0002



Fuente: Base de datos Ecopetrol 2019

Tabla 10 Datos de pozo CIRA0002

DATOS DEL POZO	
Tope Perforados [ft]	4109
Base Perforados [ft]	4574
Datum [ft]	4341.5
Profundidad Asentamiento de la Bomba [ft]	4068
ID Casing [in]	6.276
OD Casing [in]	7
OD Tubing [in]	2.875 (2 7/8)
Peso Nominal [ppf]	6.5

Fuente: Base de datos Ecopetrol 2019

Con respecto a las condiciones de flujo, el fluido tiene una viscosidad de 25 cP en fondo, con 22° API.

Tabla 11 Condiciones del fluido pozo CIRA0002

CONDICIONES DEL FLUIDO			
Viscosidad del crudo @BHT		25	Cp
Gravedad especifica	Gas	0.7	
	Crudo	0.922	
	Agua	1.02	
API		22	°
Gravedad especifica Líquido		1.014	

Fuente: Base de datos Ecopetrol 2019

Tabla 12 Datos de producción CIRA0002

DATOS DE PRODUCCION		
Pwf	307.14	Psi
PIP	198.15	psi
FLAP	485	Ft
Presión estática del fluido	893	Psi
IP	2.32	BFPD/psi
Caudal Deseado	1100	BFPD
GOR	150	SCF/STB
Presión de Burbuja	164.5	Psia
BSW	91 - 96	%
Wellhead Temp	80	°F

Fuente: Base de datos Ecopetrol 2019

Con la información del FLAP de 485 ft se calcula la PIP y la Pwf. Como el campo cuenta con sistema de recolección de gas anulares, es decir, el gas no se queda en el anular sobrepresionando, sino que es transportado, se maneja un promedio de 30 psi de CHP.

$$PIP = CHP + \frac{(\text{Prof. Bomba} - \text{Nivel}) * \text{Gravedad Especifica}}{2.31} \quad (1)$$

$$PIP = 30 + \frac{(4068 - 3583) * 0.9218}{2.31} = 198.15 \text{ psi}$$

$$PIP = CHP + \frac{(\text{Prof. Bomba} - \text{Nivel}) * \text{Gravedad Especifica}}{2.31} \quad (2)$$

$$P_{wf} = 198.15 + \frac{(4341.5 - 4068) * 0.9218}{2.31} = 307.14 \text{ psi}$$

Teniendo los datos de diseño, se procede a calcular la altura dinámica total (TDH por sus siglas en inglés), que es igual a la suma de levantamiento neto (distancia vertical desde el nivel de fluido hasta la superficie “Hd”), la presión de descarga en la cabeza de pozo “Pd” y la pérdida de fricción en la tubería “Ft”. Todo esto en términos de altura (ft).

$$TDH = H_d + F_t + P_d \quad (3)$$

Donde:

THD= Altura de columna dinámica total

Hd= Distancia vertical entre la cabeza del pozo y nivel estimado de producción.

$$H_d = \text{Datum} - \left(\frac{P_{wf}}{SG_L * 0.433 \text{ psi/ft}} \right) \quad (4)$$

$$H_d = 4341.5 - \left(\frac{307.14}{1.014 * 0.433 \text{ psi/ft}} \right)$$

$$H_d = 3641.96 \text{ ft}$$

Las pérdidas por fricción en la tubería (Ft) se determinan usando la gráfica de Hazen – Williams, que se muestra en la figura 28.

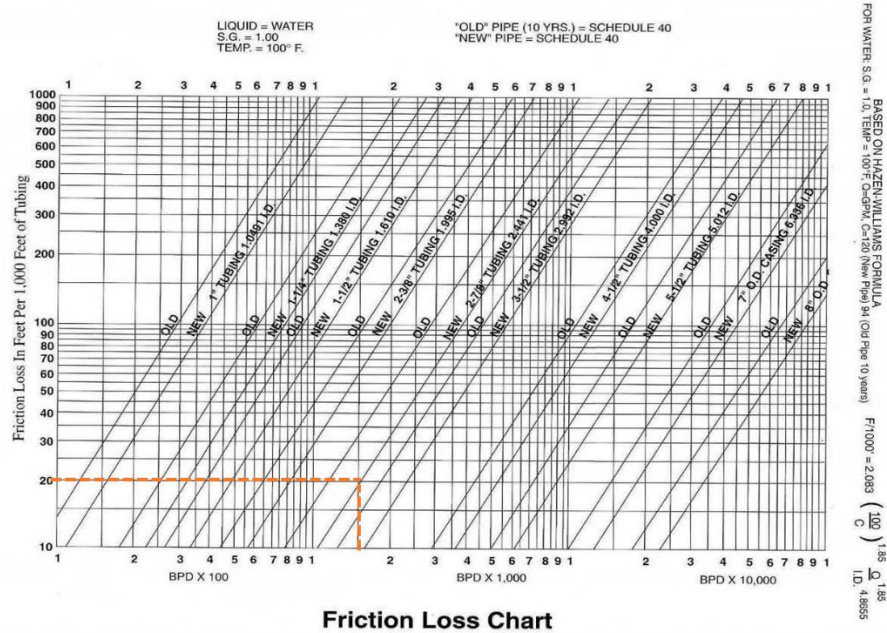
Según la gráfica de Hazen – Williams, las pérdidas por fricción para 1100 BFPD son 20 ft/ 1.000 ft tubing.

$$F_t = \text{Prof. Bomba} * \text{Pérdidas}(\text{por cada } 1000\text{ft}) \quad (5)$$

$$F_t = 4.068 * 20 \frac{\text{ft}}{1.000 \text{ ft}}$$

$$F_t = 81.36 \text{ ft}$$

Figura 28 Gráfica de pérdidas por fricción



Fuente: Fundamentos de diseños y AutographPC Centrilift 2010

P_d = Presión deseada en la cabeza del pozo

$$P_d = \frac{P_{tubing}}{SG_L * 0.433 \text{ psi/ft}} \quad (6)$$

$$P_d = \frac{120 \text{ psi}}{1.014 * 0.433 \text{ psi/ft}}$$

$$P_d = 273.12$$

Como resultado la altura dinámica total "TDH" es de 3996.44 ft.

El pozo CIRA0002 tiene un diámetro externo de Casing de 7". Basado en la tabla 13, para este diámetro, se recomiendan motores serie 450, 544, 562, sello serie 400, 513 y bomba 400, 513, 538 y 562.

Tabla 13 Selección de diámetros externos óptimos de motor, sello y bomba a partir de OD Casing

Casing O.D.	PESO		Serie de los Equipos		
	Lb/Ft	Kg/M	Motor	Sello	Bomba
4 1/2" (114.3MM)	9.5	14.1	375	338	338
	10.5	15.6			
	11.6	17.3			
	20	29.9	375,450	338,400	338,400

Casing O.D.	PESO		Serie de los Equipos		
	Lb/Ft	Kg/M	Motor	Sello	Bomba
5 1/2" (139.7MM)	17	25.3			
	15.5	23			
	14	20.7			
6 5/8" (168.3MM)	28	41.7	375,450	338,400	338,400
	26	38.7			
	24	35.8	450,544	400,513	400,513, 538
	20	29.9			400,513, 538,562
7" (177.8MM)	32	47.6			
	29	43.3			
	26	38.7			
	23	34.1	450,544, 562	400,513	400,513, 538
	20	29.9			
	17	25.7			400,513,538,562
7 5/8" (193.7MM)	39	58.1			
	33.7	50.2			
	29.7	44.3			
	26.4	34.4	450,544, 562	400,513	400,513,538,562
	24	35.8			
	20	29.9			
8 5/8" (219.1MM)	49	72.8			
	44	65.6			
	40	59.4	450,544,562,725	400,513,675	400,513,538,562,675
	36	53.5			
	32	47.6			

Fuente: BAKER HUGHES. "Fundamentos de diseños y AutographPC Centrilift". Baker Hughes Artificial Lift Systems. 2009.

Como en la anterior corrida, el pozo contaba con una bomba serie 400 y en el desensamble del equipo salió con el cuerpo de la bomba en perfecto estado, se usa la misma serie. Teniendo identificada la serie de la bomba, se procede a seleccionar el tipo o referencia que se acople mejor a las especificaciones en caudal deseado.

Tabla 14 Catalogo de Bombas ESP

Serie	Tipo	60 Hz (BPD)	
		Mejor Eficiencia	Rango de Operación
338	Ref #1	550	340-700
	Ref #2	750	550-1000
	Ref #3	950	600-1300

Serie	Tipo	60 Hz (BPD)	
		Mejor Eficiencia	Rango de Operación
	Ref #4	1250	950-1700
	Ref #5	2300	1000-2760
	Ref #6	2400	1200-3100
400	Ref #7	330	120-480
	Ref #8	400	300-600
	Ref #9	600	400-900
	Ref #10	800	550-1200
	Ref #11	1000	650-1400
	Ref #12	1200	850-1600
	Ref #13	1600	850-1950
	Ref #14	1800	1000-2500
	Ref #15	2200	1200-2900
	Ref #16	3000	1500-3800
	Ref #17	3500	2200-4500
	Ref #18	4450	3200-5400
	Ref #19	5600	3600-6800
	Ref #20	1200	800-1700
	Ref #21	2200	1000-3100
	Ref #22	4200	2200-5800
	Ref #23	1400	900-2000
	Ref #24	1800	700-2600
	Ref #25	875	275-1625
538	Ref #26	1150	750-1500
	Ref #27	1750	1400-2100
	Ref #28	2300	1200-2900
	Ref #29	3100	2000-4300
	Ref #30	3700	2500-4800
	Ref #31	4750	2800-5700
	Ref #32	6200	4000-7700
	Ref #33	7500	4750-8500
	Ref #34	10000	5000-12000

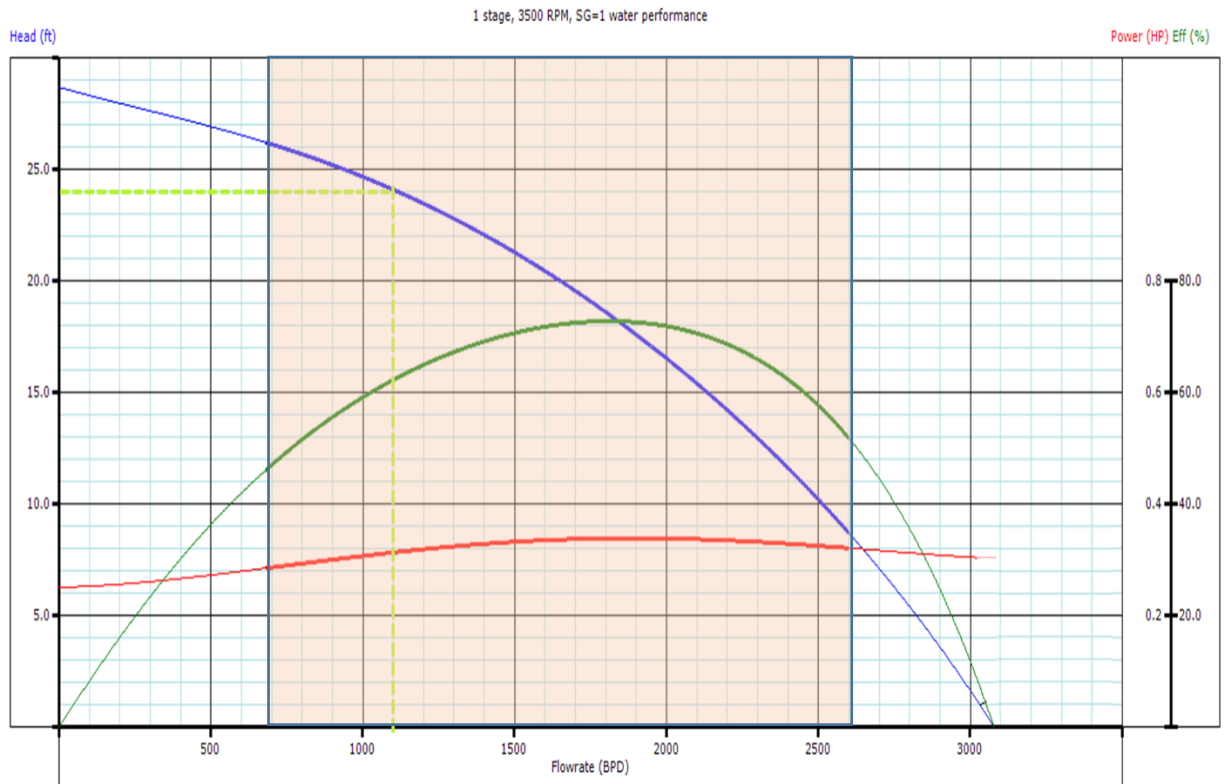
Serie	Tipo	60 Hz (BPD)	
		Mejor Eficiencia	Rango de Operación
	Ref #35	3100	1800-4400
	Ref #36	6800	4000-9500
	Ref #37	10500	6000-14000
562	Ref #38	11000	7000-13250
	Ref #39	16000	11000-18500
	Ref #40	19000	17500-24000
675	Ref #41	8200	5000-10000
	Ref #42	10400	8000-12600
	Ref #43	12500	9000-16000
	Ref #44	15700	10000-17000
	Ref #45	20000	12000-23000
	Ref #46	28000	23500-33600
	Ref #47	36000	33500-48000

Como el campo presenta inyección de agua como método de recobro secundario los caudales tienden a variar constantemente por variaciones o fallas en las válvulas de los pozos inyectoras, para esto se debe tener un rango de operación en que la bomba pueda funcionar perfectamente. Para la selección se identifica el valor inferior en el rango de operación, según las recomendaciones planteadas por ingeniería se estima entre 900 y 1350 BFPD, pero por seguridad se tendrá 300 BFPD menos, es decir, 600 BFPD como límite. Las bombas de referencia #14, #24 y #25 son de última generación y en el campo son las que normalmente se utilizan. La que más se ajusta a la condición de flujo es la #24, ya que presenta mayor rango para manejo de caudal y le permite a la bomba funcionar muy bien ante diversos escenarios debido a la inyección de agua. Para este tipo de configuración la empresa dispone de bombas #24 de 62 y 134 etapas. El pozo en la corrida anterior trabaja con 134 y 62 etapas.

Cada tipo de bomba tiene una curva, en donde representa la altura de la columna, la eficiencia de la bomba y a la potencia de freno a 60 Hz, gravedad específica de 1

y a 3500 rpm. En la figura 27 se muestra las curvas de eficiencias para la bomba #24 con dichas características.

Figura 29 Bomba #24



El cálculo de etapas que requiere esta bomba se determina a partir del caudal deseado. Partiendo de la figura 28, a 1100 BFPD se identifica una altura dinámica por etapa de 24 y la altura dinámica total calculada anteriormente fue de 3996.44 ft

$$No.de etapas = \frac{Altura\ dinámica\ total}{Altura/etapa} \quad (7)$$

$$No.de etapas = \frac{3996.44\ ft}{24\ \frac{ft}{etapa}}$$

$$No.de etapas = 166\ etapas$$

Como la empresa proveedora de equipos ESP ofrece etapas de 62 y 134 para bomba #24, lo ideal sería tener una de 134 y una de 62 para operarla a 60 Hz, es decir, dos conjuntos de bomba que levantan fluido con 196 etapas como la

instalación anterior. Para poder tomar una decisión también tiene en cuenta los precios como se muestran en la tabla 15.

Tabla 15 Precios bomba por número de etapas

Número de etapas	Costo USD
134	\$40,000
62	\$19,000

Etapas	Total de etapas	Costo USD
134 + 62+ 62	258	\$78,000
134 + 134	268	\$80,000

Como propuesta se plantea trabajar con un número mayor de etapas para poder manejar la bomba a menos frecuencia, con el fin de evitar el desgaste en las etapas de la bomba y del equipo en general, para aumentar el run life. Al tener más etapas, tendrá una mayor capacidad de levantamiento de fluido (TDH), permitiendo poder producir lo mismo o un poco más a menos velocidad. Al poder operar a una menor velocidad se disminuye la probabilidad la separación de las partículas gaseosas que se encuentran disueltas en el fluido dentro de la bomba. Y poder operarla a la misma velocidad tengo una estabilización de draw down manteniendo lo más constante posible la Presión de fondo fluyente, evitando el manejo de arena en el pozo. En caso de no poder mantener constante la Pwf por los caudales de inyección, se opera a la velocidad necesaria para poder alcanzarla.

Por recomendaciones de ingenieros de producción, no se recomienda usar varios conjuntos de etapas, porque al tener más conexiones entre conjuntos, puede presentar mayor probabilidad de desgaste, mala conexión, partidura del eje y de las etapas permitiendo que el fluido sea producido. Es por esto por lo que se propone utilizar dos conjuntos cada uno con 134 etapas, en lugar de tres conjuntos, uno de

134 etapas y dos de 62 etapas. Las etapas seleccionadas son de flujo mixto, para facilitar el manejo de gas en la bomba. La nueva altura dinámica total es:

$$\text{Altura dinámica total} = \text{Número de etapas} * \frac{\text{Altura}}{\text{etapa}} \quad (8)$$

$$\text{Altura dinámica total} = 268 \text{ etapas} * 22.5 \frac{\text{ft}}{\text{etapa}}$$

$$\text{Altura dinámica total} = 6030 \text{ ft}$$

Una vez determinado el número de etapas, se procede a calcular la potencia al freno de la bomba (BHP):

$$\text{BHP} = \frac{\text{BHP}}{\text{etapa}} * \text{No. de etapas} * SG_L \quad (9)$$

$$\text{BHP} = 0.32 \frac{\text{BHP}}{\text{etapa}} * 268 \text{ etapas} * 1.014$$

$$\text{BHP} = 86.96 \text{ BHP}$$

Por lo general, se selecciona el sello con el mismo diámetro de la bomba, pero esto no es una regla de oro, ya que existen excepciones por disponibilidad en bodegas o en el país, además de que existen adaptadores especiales para conectar las unidades de diferentes series. Para este caso por disponibilidad se selecciona el motor serie 562. Tener mayor el diámetro del motor es menos costoso y puede entregar mayor potencia por unidad de longitud¹¹. Este tipo de motores (562”) son los que soportan mayor temperatura en fondo. Existen ciertas configuraciones entre motor y sello que normalmente se usan en el campo, como se muestra en la tabla 16.

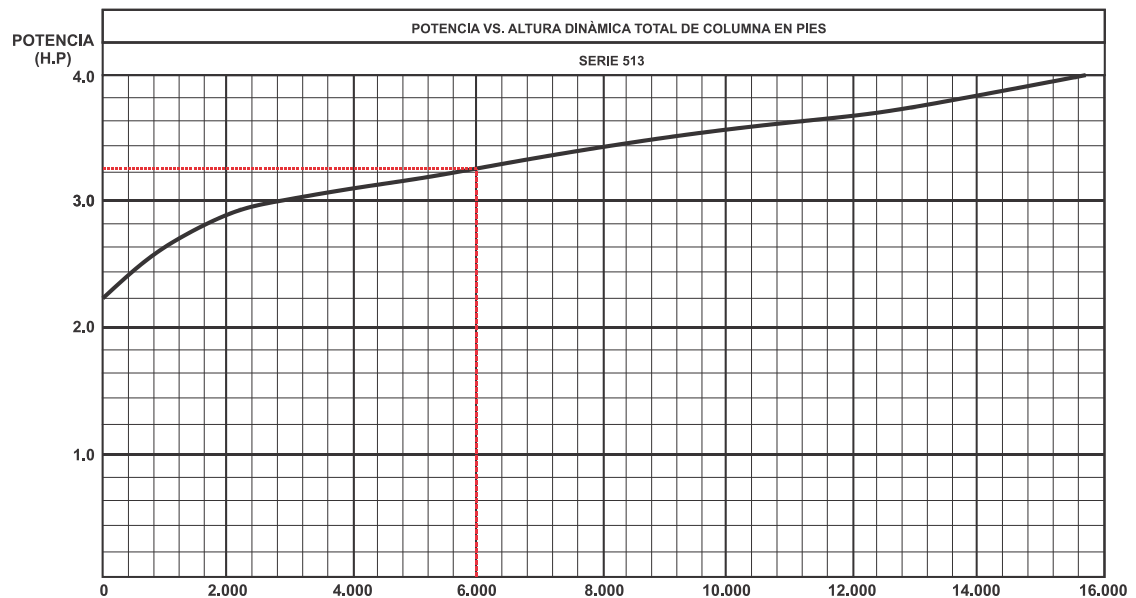
Tabla 16 Configuración de Motor y Sello comunes en el campo

MOTOR	SELLO
375	338
562	513
450	400

¹¹ PINTO RIZZO. Ciro. Modulo Bombeo Electrosumergible. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. Tercera Promoción – Ciclo dos. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2013.

Como se seleccionó el motor de serie 562, el sello apropiado es de serie 513. El requerimiento de potencia en el sello es función de la altura dinámica total producida por la bomba. Según la figura 30 el requerimiento de potencia es de aproximadamente 3.2 HP para el sello

Figura 30 Potencia versus altura dinámica total para sección sello serie 513



Para esto se selecciona un motor que sea capaz de entregar los requerimientos de potencia tanto de la bomba como del sello. Los requerimientos de potencia para el motor son 86.96 HP de la bomba y 3.2 HP del sello, es decir, 89.2 HP en total. Es importante que el motor seleccionado tenga más potencia de la requerida sin estar sobre el límite. Teniendo en cuenta esto se selecciona motor serie 562 con 125 HP. Al existir dos con los mismos caballos de potencia, se selecciona el de menor amperaje, debido a que este es el que menor pérdida de voltaje genera en el cable, y la eficiencia del sistema no disminuirá en comparación con el de mayor voltaje.

Tabla 17 Motores Serie 562

SERIE 562		
HP	VOLT	AMP
50	1265	24
50	910	34
75	1365	34
75	905	51

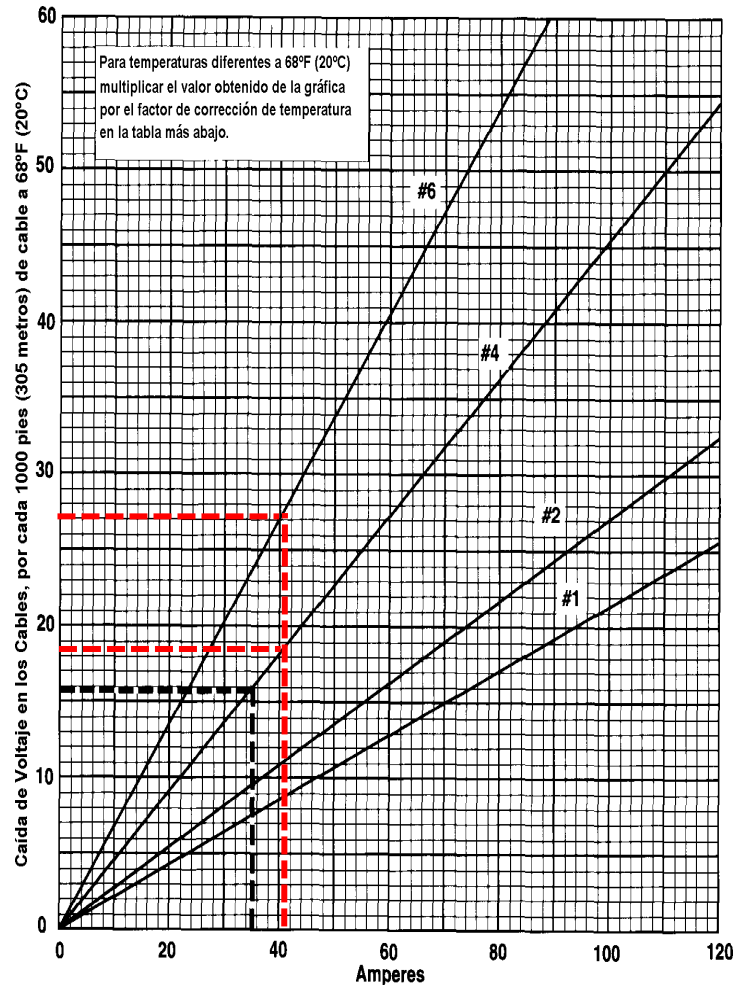
SERIE 562		
HP	VOLT	AMP
100	1820	34
100	1205	51
125	1890	41
125	1510	51
150	2420	38
150	1505	61
175	3180	34
175	2110	51
200	3635	34
200	2415	51
225	2715	51
225	1570	88
250	2505	61
275	2475	68
300	3620	51
300	2090	88
350	2440	88
400	2785	88
450	3135	88
500	3485	88
550	3830	88
600	2960	125
700	3450	125
800	3940	125

Con respecto al sello, se deja la misma configuración que tiene, pero en serie 513. En configuración Bolsa-Laberinto-Laberinto//Bolsa-Laberinto-Laberinto en tándem y ferrítica resistente a la corrosión (por protección adicional). El sello de bolsa protege más el equipo al presentar un sello mecánico, evita la fácil contaminación por fluidos o sólidos y da mayor protección al ser en serie, es decir, si se usan dos bolsas en serie, si se contamina una, la otra no se ve afectada y por lo general, el sello tiene cojinete axial que soporta alta carga.

Para la selección del cable, se tiene en cuenta tamaño, costo y pérdidas. Se recomienda que, para la temperatura de fondo y el amperaje del motor seleccionado, asegurar que las pérdidas de voltaje sean menos que 30 voltios por cada 1000 ft para asegurar la capacidad de transporte de corriente del cable. Para la selección del tipo de cable se tienen en cuenta las condiciones de fluido y la

temperatura de operación. A nivel de costo, en el campo normalmente se utilizan el #4 y #6, porque además de ser los más económicos, han presentado buenos resultados en las diferentes ESP.

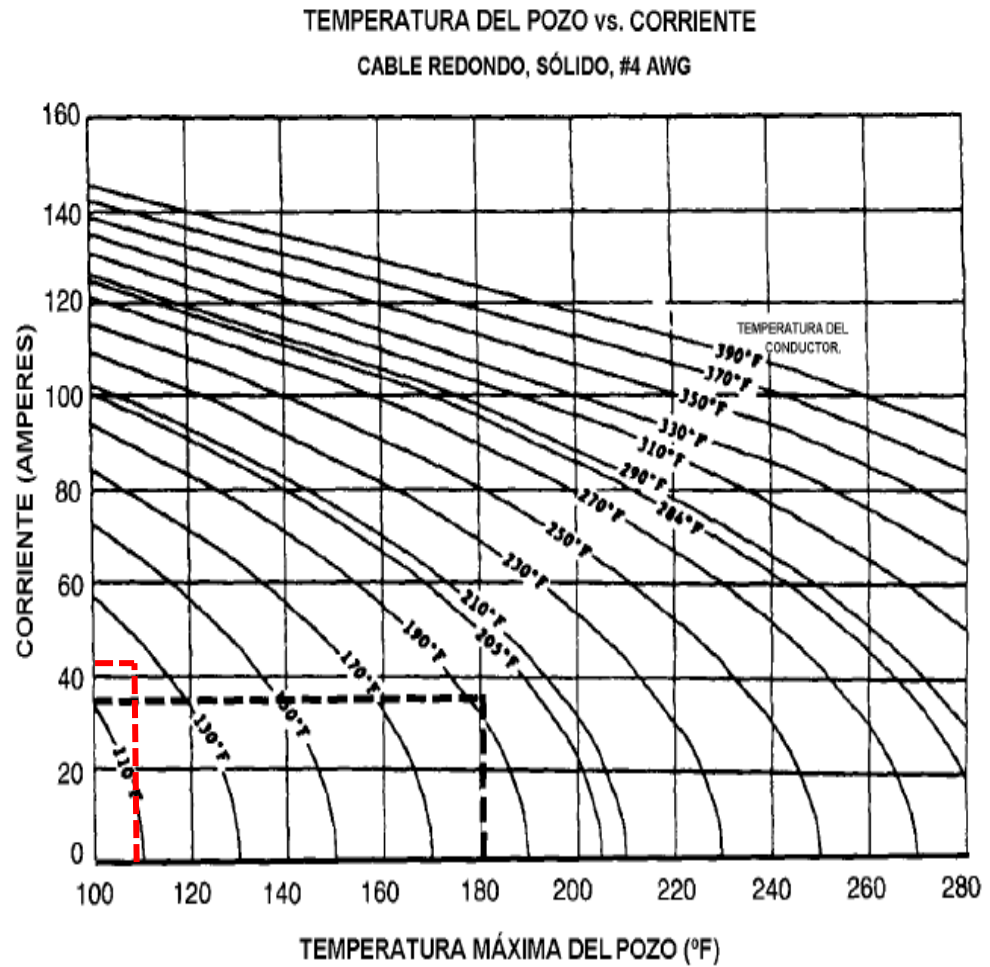
Figura 31 Pérdida de voltaje en el cable a 68°F



Fuente: BAKER HUGHES. “Fundamentos de diseños y AutographPC Centrilift”. Baker Hughes Artificial Lift Systems. 2009.

Para este caso se utilizará cable #4 al presentar una caída de voltaje de 18.5 volts/1000 ft a 68°F. Como la temperatura de fondo del pozo es de aproximadamente 110°F, es necesario calcular la temperatura del conductor que depende del amperaje y la temperatura de fondo, como se muestra en la figura 32.

Figura 32 Temperatura del conductor dependiendo del amperaje y la temperatura de fondo



Fuente: BAKER HUGHES. "Fundamentos de diseños y AutographPC Centrilift". Baker Hughes Artificial Lift Systems. 2009.

A partir de la figura 32 se obtiene una temperatura del conductor de aproximadamente 127°F aproximadamente. Basado en esto se calcula el factor de multiplicación por temperatura como se muestra en la tabla 18

Tabla 18 Factor de corrección por temperatura

Temp °F (°C)	Factor de Multiplicación	Temp °F (°C)	Factor de Multiplicación	Temp °F (°C)	Factor de Multiplicación
100 (38)	1.07	170(77)	1.223	240(116)	1.376
110 (43)	1.092	180(82)	1.245	250(121)	1.398
120 (49)	1.114	190(88)	1.267	260(127)	1.42

Temp °F (°C)	Factor de Multiplicación	Temp °F (°C)	Factor de Multiplicación	Temp °F (°C)	Factor de Multiplicación
130 (54)	1.136	200(93)	1.288	270(132)	1.441
140(60)	1.157	210(99)	1.31	280(138)	1.463
150 (66)	1.179	220(104)	1.332	290(143)	1.485
160(71)	1.201	230(110)	1.354	300(159)	1.507

Según la tabla 18, al tener una temperatura de conductor de 127°F es necesario multiplicar las pérdidas de voltaje obtenidas por 1.130 para obtener el valor real, es decir, las pérdidas de voltaje serían:

$$\text{Pérdidas de voltaje real} = \frac{\text{Pérdida de voltaje}}{1000 \text{ ft}} \text{Factor de multiplicación} \quad (10)$$

$$\text{Pérdidas de voltaje real} = 18.5 \frac{\text{volts}}{1000 \text{ ft}} * 1.130$$

$$\text{Pérdidas de voltaje real} = 20.91 \frac{\text{volts}}{1000 \text{ ft}}$$

La cantidad de cable a usar es desde superficie hasta la profundidad de colocación de la bomba más aproximadamente 200 ft de cable en superficie, es decir, 4.268 ft de cable #4. Las pérdidas de voltaje en el cable,

$$\text{Pérdidas de voltaje cable} = \text{pérdidas de voltaje real} * \text{ft de cable} \quad (11)$$

$$\text{Pérdidas de voltaje cable} = 20.91 \frac{\text{volts}}{1000 \text{ ft}} * 4268 \text{ ft}$$

$$\text{Pérdidas de voltaje cable} = 89.22 \text{ volts}$$

El voltaje real del motor,

$$\text{Voltaje real del motor} = \text{Voltaje del motor} + \text{Pérdidas de voltaje cable} \quad (12)$$

$$\text{Voltaje real del motor} = 1890 \text{ volts} + 89.22 \text{ volts}$$

$$\text{Voltaje real del motor} = 1979.22 \text{ volts}$$

Con respecto a las pérdidas en los transformadores, se estima que pierden aproximadamente 2.5% del voltaje real del motor, es decir,

$$\text{Volt mot corr} = \text{Voltaje real del motor} * \text{pérdida transformador} \quad (13)$$

$$\text{Volt mot corr} = 1979.22 \text{ volts} * 2.5\%$$

$$\text{Volt mot corr} = 49.49 \text{ volts}$$

El voltaje requerido en superficie depende de las pérdidas en el motor y en los transformadores,

$$\text{Volt en superficie} = \text{Voltaje real del motor} + \text{Volt mot corr} \quad (14)$$

$$\text{Volt en superficie} = 1979.22 \text{ volts} + 49.49 \text{ volts}$$

$$\text{Volt en superficie} = 2028.7 \text{ volts}$$

Ahora se puede calcular los KVA (Kilovatio-Amperio) del sistema con la ecuación:

$$KVA = \frac{\text{Volt en superficie} * \text{Amp motor} * \sqrt{3}}{1000} \quad (15)$$

$$KVA = \frac{2028.7 * 41 * \sqrt{3}}{1000}$$

$$KVA = 144.06$$

Con respecto a la profundidad de colocación de la bomba, este queda un poco más profundo de la profundidad anterior debido al ajuste en tamaño del nuevo equipo de fondo. En consecuencia, el intake de la bomba, queda aproximadamente 21 ft más profundo.

Accesorios adicionales

El pozo presenta gran cantidad de paradas durante sus diferentes corridas y al tener alta producción de sólidos, se recomienda adicionar a este diseño la aplicación de la “Sand Guard” para este pozo. Esta válvula permite que cuando el pozo se encuentre apagado, la arena que estaba sobre la descarga de la bomba no se decante en la bomba. Esto favorece el diseño debido a que se impide que la arena decantada produzca un desgaste adicional a las etapas de la bomba o un atascamiento. La “Sand Guard” ha sido aplicada en el campo con éxito, ha sido instalada en 11 pozos, todos presentando mejorías en su run life. La instalación de esta válvula se usa como método preventivo, es decir, no se ve involucrada a la hora de realizar el diseño. Su precio es elevado, pero su efectividad compensa el precio.

4.1 SIMULACIONES REALIZADAS

A continuación, se mostrará el pozo candidato a la corrida anterior y como iniciaría con la propuesta planteada. Lo ideal es que el pozo tenga el run Life de las ESP promedio del campo, es decir, 21 meses aproximadamente.

Tabla 19 Condiciones iniciales

	Corrida Anterior	Nueva Corrida
Presión Estática	893 psi	893 psi
Fluido Recomendado	660 BPD	1100 BPD
Corte de Agua	83%	93%
Intake	4047 ft	4068 ft
Nivel Fluido	3742 ft	3647 ft
SERIE BOMBA	400	400
Referencia de Bomba	#24	#24
# Etapas	196	268
SERIE SELLO	400	513
Configuración Sello	B-L-L // B-L-L	B-L-L // B-L-L
SERIE MOTOR	450	562
MOTOR	88 HP/1775 Volts/39Amp	125 HP/1890 Volts/41Amp

Estas condiciones fueron simuladas en un software de diseño para sistemas de levantamiento artificial utilizado en el campo LCI. La ubicación del Intake queda más profundo debido al dimensionamiento del nuevo equipo de fondo, siendo 11 ft más. Los datos fueron ingresados y se obtuvieron los siguientes resultados en eficiencias del equipo:

Tabla 20 Descripción de la corrida anterior y corrida nueva

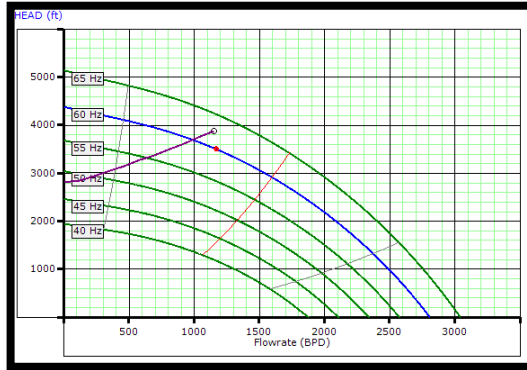
CORRIDA ANTERIOR		CORRIDA NUEVA	
BSW	91	BSW	93
Presión Estática (psi)	893	Presión Estática (psi)	893
IP (BFPD/psi)	2.5	IP (BFPD/psi)	2.32
BFPD	1150	BFPD	1100
PIP (psi)	189	PIP (psi)	198
GIPBS%	9.175	GIPBS%	5.853
FLAP (ft)	396.9	FLAP (ft)	420.4

CORRIDA ANTERIOR		CORRIDA NUEVA	
Etapas Bomba	196	Etapas Bomba	268
Referencia Bomba	Ref #24	Referencia Bomba	Ref #24
Etapas Manejadora	16	Etapas Manejadora	16
Velocidad (Hz)	60	Velocidad (Hz)	50.3
Modificadores	0.9	Modificadores	0.9
	0.9		0.9
	1.05		1.05
Ef Bomba (%)	46.42	Ef Bomba (%)	47.74
Carga Motor (%)	69.03	Carga Motor (%)	66.64
Amp Motor	29.65	Amp Motor	29.92
Ef Motor (%)	84.85	Ef Motor (%)	88.66
Carga Eje (%)	12.54	Carga Eje (%)	8.801
Sello	38-37-34// 24-21-19	Sello	25-23-21// 17-14-12
Carga Eje (%)	16.69	Carga Eje (%)	11.69
Corriente Salida Amp	95.9	Corriente Salida Amp	118.9
KVA Superf	88.59	KVA Superf	79.72

Los datos simulados son soportados bajo condiciones de IPR entregados por el departamento de Ingeniería. Para entender un poco mejor se describirá paso a paso cada una de las corridas.

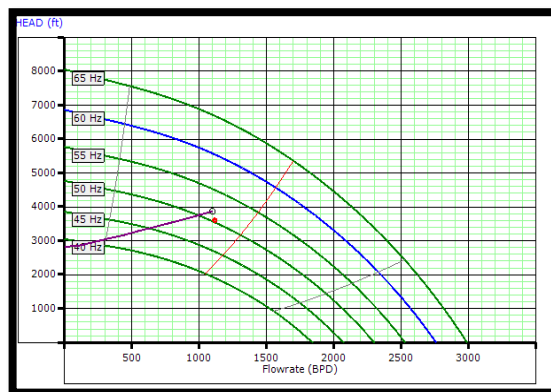
Corrida anterior: Simulado por recomendaciones del departamento de ingeniería del campo. Se espera contar con aproximadamente 400 ft de nivel y una PIP de 189 psi. Con los resultados obtenidos en la bomba, la bomba operaría a 60 Hz, con buena eficiencia, es decir, dentro de rango de operación óptima, acercándose a la zona de máxima eficiencia como se observa en la figura 33. Con la simulación realizada, se encuentra un buen comportamiento tanto del motor como de la bomba.

Figura 33 Curva de eficiencia para simulación de corrida inicial



La propuesta planteada para este proyecto involucra un aumento en número de etapas, para sacar a menor velocidad la misma cantidad de fluido. Al trabajar a menor velocidad, se está evitando el desgaste en las etapas. Además, que la propuesta se basa en mantener la velocidad, para poder tener un control de la PIP y controlar la producción de arena (mantener draw down). Para este escenario se simulo con datos propuestos por ingeniería, haciendo un análisis incluyendo pozos inyectores y demás factores. En esta corrida nueva, se evidencia una disminución de 4% de gas en las etapas de la bomba, muestra menor carga en los ejes de cada uno de los componentes, mejor eficiencia de la bomba y el motor. Como se muestra en la figura 34, la bomba tiende a tener un comportamiento más cercano al punto de máxima eficiencia.

Figura 34 Curva de eficiencia para simulación propuesta del proyecto



Estos datos son los que inicialmente se simulan, representan la base teórica, es decir, no muestran comportamiento real del pozo, debido a que muchas veces es afectado por los inyectores que le ayudan a soportar la presión. Sin embargo, durante la realización de este trabajo, se logró tener resultados de la propuesta planteada, en un periodo de 3 meses. Para poder comparar las condiciones de las dos corridas, se tiene en cuenta dos escenarios donde tienen condiciones similares, para este caso la misma PIP.

CORRIDA ANTERIOR		CORRIDA NUEVA	
Run Life (días)	135	Run Life (días)	69
BSW	92	BSW	94
Presión Estática (psi)	893	Presión Estática (psi)	893
IP (BFPD/psi)	1.915	IP (BFPD/psi)	2.5
BFPD	897	BFPD	1190
PIP (psi)	180.81	PIP (psi)	180.93
Presión Descarga (psi)	1784	Presión Descarga (psi)	1825
GIPBS%	16.97	GIPBS%	12.19
FLAP (ft)	403.5	FLAP (ft)	412.4
Etapas Bomba	196	Etapas Bomba	268
Referencia Bomba	Ref #24	Referencia Bomba	Ref #24
Etapas Manejadora	16	Etapas Manejadora	16
Velocidad (Hz)	65	Velocidad (Hz)	53
Modificadores	0.75	Modificadores	0.85
	0.75		0.85
	1.05		0.96
Ef Bomba (%)	30.5	Ef Bomba (%)	47.17
Carga Motor (%)	89.52	Carga Motor (%)	68.17
Amp Motor	26.44	Amp Motor	30.44
Ef Motor (%)	84.54	Ef Motor (%)	88.68
Carga Eje (%)	11.59%	Carga Eje (%)	9
Sello	52-50-47// 33-30-27	Sello	26-24-22// 17-14-13
Carga Eje (%)	18.87%	Carga Eje (%)	11.97

CORRIDA ANTERIOR		CORRIDA NUEVA	
Corriente Salida Amp	127.9	Corriente Salida Amp	112
KVA Superf	97.7	KVA Superf	85.56
Temperatura del Motor °F	237.02	Temperatura del Motor °F	204.14

Con datos reales proporcionados para la simulación se confirma la disminución en el porcentaje de gas en la bomba de aproximadamente 6%, debido a la disminución en la frecuencia gracias al ajuste en el diseño propuesto. Anteriormente el diferencial de presión por etapa era de 9.48 psi/etapa, con la nueva corrida se tiene 6.13 psi/etapa. Gracias a este diferencial, la bomba no ve un mayor esfuerzo o cambio etapa a etapa, disminuyendo la separación de las partículas de la fase gaseosa dentro de la bomba, esto como consecuencia de la disminución de la frecuencia obtenida en el ajuste de diseño propuesto. Se presentan mejoras de eficiencias de motor, bomba, menor temperatura del motor (mejor refrigeración-menor esfuerzo de trabajo), menor consumo eléctrico en superficie, menor carga en los ejes. Con respecto a los modificadores, la desviación con respecto a los ideales es menor, evidenciando disminución en el manejo de sólidos y gas. A continuación, se presenta las curvas de eficiencia y desempeño del comportamiento de la bomba en las dos corridas.

Figura 35 Comportamiento de la bomba Ref #24 en corrida anterior

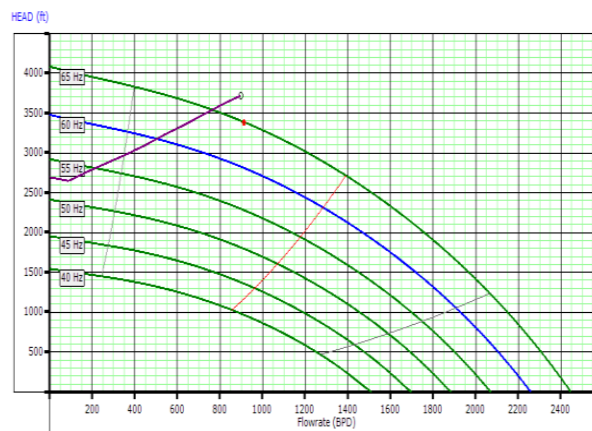
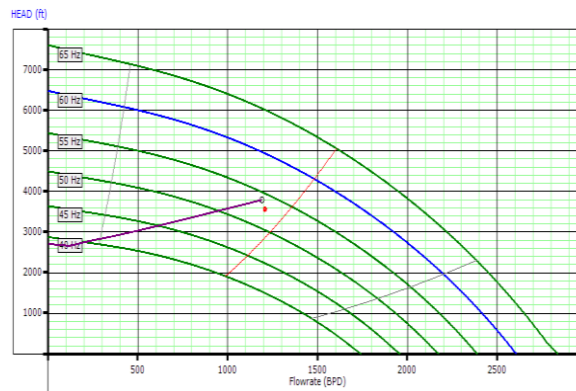


Figura 36 Comportamiento de la bomba Ref #24 en corrida nueva



Adicionalmente, se monitoreo las partes por millón de sólidos y se encontró una mejoría gracias a la propuesta planteada, permitiendo tener un control de PIP, teniendo un control del nivel de fluido y un monitoreo constante de los caudales de inyección del patrón, como se muestra en la tabla 21.

Tabla 21 Monitoreo de concentración promedio de partículas por ultrasonido ppm másico

Corrida	Fecha de Monitoreo	Velocidad	Concentración Promedio de Partículas por Ultrasonido PPM Másico	%Columna Liquida	Nivel de Fluido
AJUSTE	24/04/2019	53	117.4	73	3674
AJUSTE	15/03/2019	53	38.7	75	3488
AJUSTE	6/03/2019	53	88.1	80	3513
ANTERIOR	23/07/2018	63	364.4	44	3383
ANTERIOR	5/03/2018	65	304.7	38	3570
ANTERIOR	22/02/2018	62	20.9	38	2124
ANTERIOR	22/11/2017	49	52.7	100	2287

5. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA VIABILIDAD DE IMPLEMENTACIÓN DE LA PROPUESTA DE DISEÑO

Antes de realizar un proyecto de inversión es necesario saber si es aconsejable llevarlo a cabo o no, para esto hay que evaluarlo financieramente. Es por esto, que para la evaluación financiera de la propuesta de diseño planteada se utilizará el indicador financiero: Valor Presente Neto (VPN).

El valor presente neto, VPN, no es más que un método o calculo, que se basa en traer al día de hoy los ingresos y egresos del futuro, para saber si es viable o no financieramente. Por ejemplo, si VPN es mayor a cero, indica que los ingresos son mayores que los egresos, es decir, es viable financieramente. Si VPN es menor a cero ocurre lo contrario, mientras que, si el VPN es igual a cero, significa que financieramente le será indiferente al inversionista, es decir, ni se pierde ni se gana dinero.

Desde el punto de vista matemático, el VPN es la sumatoria de los flujos de caja llevados al día de hoy, teniendo en cuenta la inversión inicial, como se muestra a continuación:

$$VPN = \sum_{t=0}^n F_t (1 + i)^{-t} = F_0 + F_1 (1 + i)^{-1} + F_2 (1 + i)^{-2} + F_n (1 + i)^{-n} \quad (16)$$

Donde:

VPN Valor Presente Neto

i Tasa de Interés de oportunidad (TIO)

n Número de periodos

F_n Flujos de caja

Esta tasa de interés de oportunidad TIO es la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto¹². La TIO para la

¹² BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica. Octava Edición. Colombia. Fondo Educativo Panamericano, 2005.

empresa es de 11.1% EA (efectivo anual). El recobro de la inversión o Pay Back, hace referencia al tiempo en que tarda recuperar la inversión realizada. Esto ayuda para tomar la decisión de aceptar algún proyecto y recuperar la inversión en el periodo de tiempo que se considere necesario.

Para el campo existe un indicador por sistema de levantamiento que señala el run life promedio, en el caso de las ESP se tiene un indicador promedio de run life de 21 meses para el campo. El flujo de caja no es más que la resta de los egresos a los ingresos. Los ingresos incluyen la venta de barriles de crudo al precio promedio del crudo de referencia para Colombia en el 2019 de aproximadamente 60 USD. Los egresos incluyen costo de intervención, regalías (11%), y costos de levantamiento (12 USD/bbl).

Como se mostró anteriormente, se estima una producción de 1100 BFPD al 93% BSW. Para el campo, se tiene una tasa de declinación de 16.1% anual en la producción.

Desde la instalación de ESP como sistema de levantamiento el pozo ha presentado dos fallas, como se muestra en la tabla 22.

Tabla 22 Fallas CIRA0002

Pozo	ALS	Número de Corrida	Detalle de Falla	Año de Instalación	Año de Falla	RunLife Equipo	Columna Liquida
CIRA0002	ESP	6	Clean-out	2017	2017	147	27
CIRA0002	ESP	7	Arena en la Bomba	2017	2019	440	58

Fuente: Base de datos Ecopetrol 2019

En la corrida 6, se presentó un taponamiento en algún intervalo de los perforados, impidiendo la producción. En la corrida 7, tuvo un taponamiento de la bomba ESP, impidiendo la producción total del pozo. Como se observa en la tabla 22, presenta problemas prematuros de arenamiento, estando trabajando con bajo porcentaje en columna liquida en ambos casos. El objetivo del planteamiento de la propuesta alternativa de diseño es que el equipo dure lo mismo que el indicador promedio de

run life de las ESP del campo, es decir 21 meses como mínimo, debido a que, bajo este planteamiento, no se espera tener problemas por solidos ni gas en la bomba, o si los hay, sería muy mínimos.

Una vez arranca las ESP, entran en una etapa de estabilización que es de aproximadamente 15 días. Esto se hace para no forzar el equipo en etapa prematura. Esta estabilización es vital para el Run Life del equipo. Normalmente, el arranque es entre 40 y 47 Hz. Una vez pase la estabilización, se lleva hasta la frecuencia deseada.

El costo de la propuesta alternativa de diseño planteada en el capítulo anterior es de 185.000 USD. Este valor incluye equipo de fondo totalmente nuevo (bomba, motor, separador de gas, sensor de fondo, sellos), herramienta “sand guard”, empalme de cable (reutilizado), tubería rerun (reutilizada), cuadrilla de instalación, companyman, servicio de bomba desarenadora (limpieza de fondo), servicio de running and pulling, ingenieros de servicio a pozos, tarifa diaria de camión de vacío, carrotanque, vehículos, tarifa de carga seca, costos por materiales de instalación y calibración. La decisión de reutilizar la tubería es porque en la anterior corrida contaba con Oilcasan la cual tiene una vida útil bastante amplia y al realizar la inspección correspondiente indico la posibilidad de reutilizarla.

La tabla 23 muestra el flujo de caja cada quince días (ingresos y egresos), pay back y el valor presente neto correspondiente.

Tabla 23 Flujo de Caja y VPN

MES	BARRILES DE CRUDO POR QUINCENA	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VPN	VPN ACUMULADO
0	-	\$0	-\$185,000	-\$185,000	-\$185,000	-\$185,000
0.5	600	\$36,000	-\$11,160	\$24,840	\$24,734	-\$160,266
1	1155	\$69,300	-\$21,483	\$47,817	\$47,408	-\$112,858
1.5	1143	\$68,606	-\$21,268	\$47,338	\$46,733	-\$66,125
2	1140	\$68,376	-\$21,197	\$47,180	\$46,377	-\$19,748

MES	BARRILES DE CRUDO POR QUINCENA	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VPN	VPN ACUMULADO
2.5	1136	\$68,147	-\$21,126	\$47,022	\$46,024	\$26,275
3	1132	\$67,919	-\$21,055	\$46,864	\$45,673	\$71,949
3.5	1128	\$67,692	-\$20,984	\$46,707	\$45,325	\$117,274
4	1124	\$67,465	-\$20,914	\$46,551	\$44,980	\$162,254
4.5	1121	\$67,239	-\$20,844	\$46,395	\$44,638	\$206,892
5	1117	\$67,014	-\$20,774	\$46,240	\$44,298	\$251,189
5.5	1113	\$66,790	-\$20,705	\$46,085	\$43,960	\$295,150
6	1109	\$66,566	-\$20,635	\$45,931	\$43,626	\$338,775
6.5	1106	\$66,343	-\$20,566	\$45,777	\$43,293	\$382,068
7	1102	\$66,121	-\$20,498	\$45,623	\$42,964	\$425,032
7.5	1098	\$65,900	-\$20,429	\$45,471	\$42,636	\$467,668
8	1095	\$65,679	-\$20,360	\$45,318	\$42,312	\$509,980
8.5	1091	\$65,459	-\$20,292	\$45,167	\$41,989	\$551,969
9	1087	\$65,240	-\$20,224	\$45,015	\$41,670	\$593,639
9.5	1084	\$65,021	-\$20,157	\$44,865	\$41,352	\$634,991
10	1080	\$64,804	-\$20,089	\$44,715	\$41,037	\$676,029
10.5	1076	\$64,587	-\$20,022	\$44,565	\$40,725	\$716,753
11	1073	\$64,370	-\$19,955	\$44,416	\$40,415	\$757,168
11.5	1069	\$64,155	-\$19,888	\$44,267	\$40,107	\$797,275
12	1066	\$63,940	-\$19,821	\$44,119	\$39,801	\$837,076
12.5	1062	\$63,726	-\$19,755	\$43,971	\$39,498	\$876,575
13	1059	\$63,512	-\$19,689	\$43,824	\$39,197	\$915,772
13.5	1055	\$63,300	-\$19,623	\$43,677	\$38,899	\$954,671
14	1051	\$63,088	-\$19,557	\$43,531	\$38,603	\$993,274
14.5	1048	\$62,877	-\$19,492	\$43,385	\$38,309	\$1,031,583
15	1044	\$62,666	-\$19,426	\$43,240	\$38,017	\$1,069,600
15.5	1041	\$62,456	-\$19,361	\$43,095	\$37,727	\$1,107,327
16	1037	\$62,247	-\$19,297	\$42,950	\$37,440	\$1,144,767
16.5	1034	\$62,039	-\$19,232	\$42,807	\$37,155	\$1,181,922
17	1031	\$61,831	-\$19,168	\$42,663	\$36,872	\$1,218,794
17.5	1027	\$61,624	-\$19,103	\$42,520	\$36,591	\$1,255,385
18	1024	\$61,418	-\$19,039	\$42,378	\$36,313	\$1,291,698
18.5	1020	\$61,212	-\$18,976	\$42,236	\$36,036	\$1,327,734
19	1017	\$61,007	-\$18,912	\$42,095	\$35,762	\$1,363,495

MES	BARRILES DE CRUDO POR QUINCENA	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VPN	VPN ACUMULADO
19.5	1013	\$60,803	-\$18,849	\$41,954	\$35,489	\$1,398,985
20	1010	\$60,599	-\$18,786	\$41,813	\$35,219	\$1,434,203
20.5	1007	\$60,396	-\$18,723	\$41,673	\$34,951	\$1,469,154
21	1003	\$60,194	-\$18,660	\$41,534	\$34,685	\$1,503,839

Figura 37 Flujo de caja cada quince días (Ingresos y Egresos)

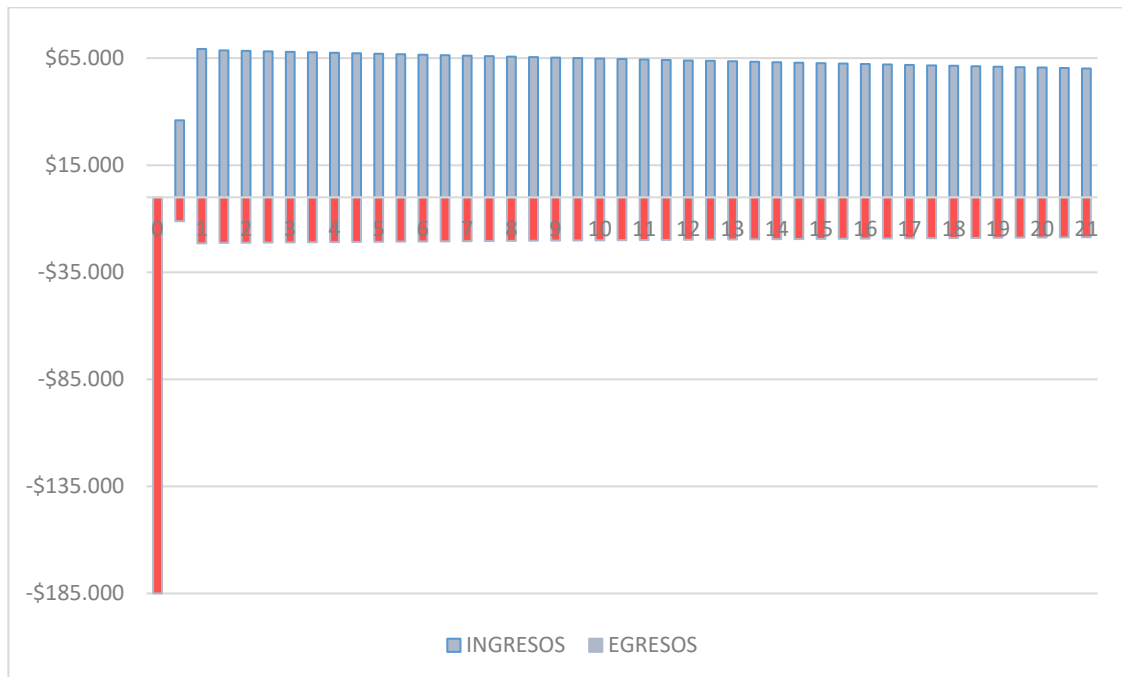
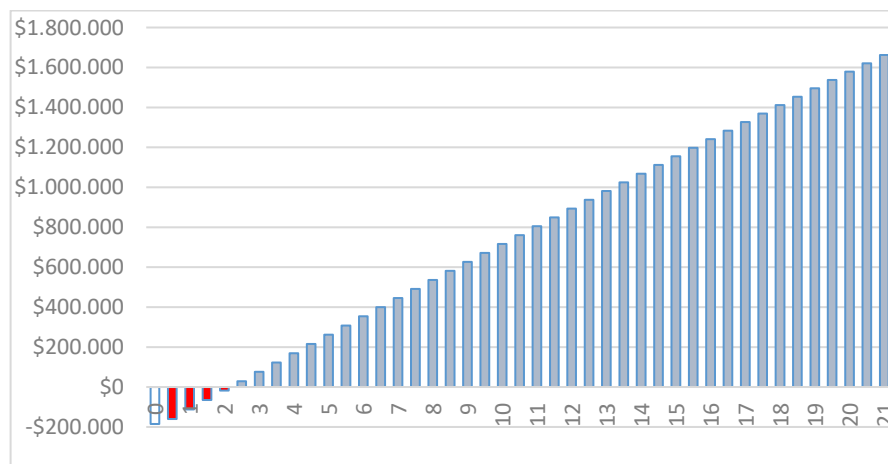


Figura 38 Flujo de caja acumulado



Al sacar el ganancia o valor presente neto traído a hoy, se obtiene 1.503.839 USD de ganancias al simular la inversión a 21 meses. Esta ganancia no solamente es gracias a la implementación de la “sand guard”, sino también al diseño de fondo propuesto para el pozo candidato. Con este VPN obtenido, demuestra ser una inversión muy atractiva. Esta inversión además de verse atractivo financieramente, también lo es técnicamente, porque al cuidar el equipo bajo los parámetros de diseño planteados en la propuesta, se está mejorando el Run Life del equipo y disminuyendo el número de intervenciones. Se espera una recuperación de la inversión o PayBack a los 2.5 meses. Con esta recuperación de la inversión estoy asegurando que aun cuando el pozo falla como en el caso de las dos corridas anteriores (4.8 y 14.42 meses), a la fecha ya sería económico. La tasa interna de retorno o TIR para caso planteado es de 23% demostrando ser un proyecto rentable. En un caso optimista, se espera que con la implementación de la “sand guard” se elimine significativamente la diferida por condiciones de temperatura del motor, corrientes eléctricas, presiones o por causas ambientales o por causas sociales. Independientemente de cuál sea la causa por la que el pozo se apague, tiene el riesgo de quedar arenado o la bomba pegada. También por reducción en términos de intervenciones (flusing para limpieza de arena) o por bombeo de agua para poder despegarla.

Además, durante la realización de este trabajo, se logró tener resultados de la aplicación del ajuste en el diseño propuesto y se encontró un incremento en los Kwatt consumidos por el equipo, pero este es reflejado por un incremento en los barriles de crudo con respecto al promedio de los meses anteriores. Esto conlleva a tener una disminución en los Kwatt de energía promedio consumidos por cada barril producido en la fase después del tiempo de estabilización del pozo, como se muestra en la figura 39 y 40. Un mes después de instalado, el consumo energético por cada barril es menor por la estabilización del pozo, es decir, aun no se encuentra a su potencial.

Figura 39 Kwatt promedio consumidos – BOPD promedio producidos al mes

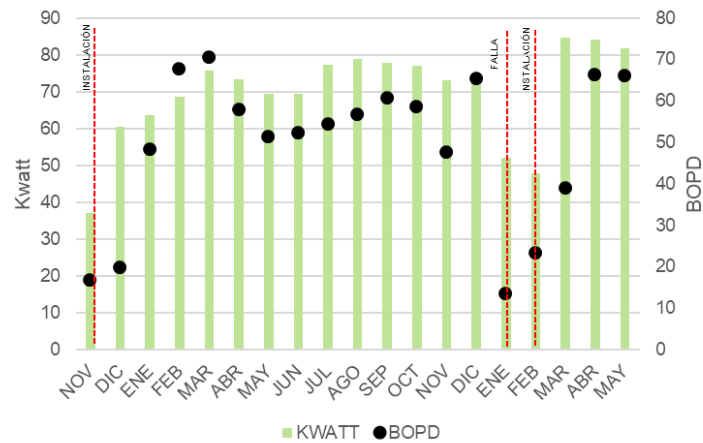
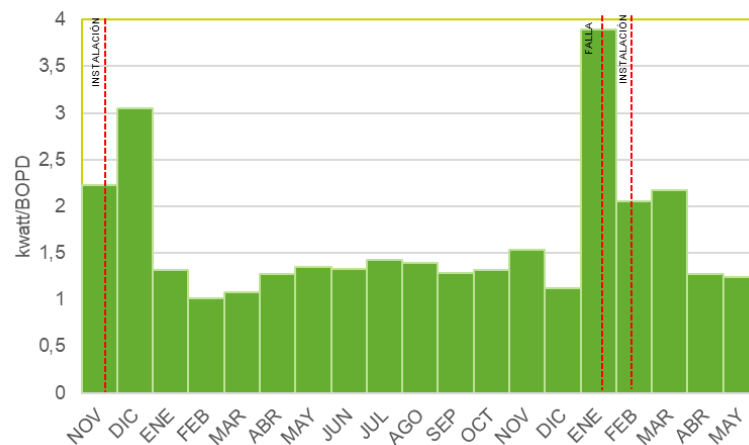
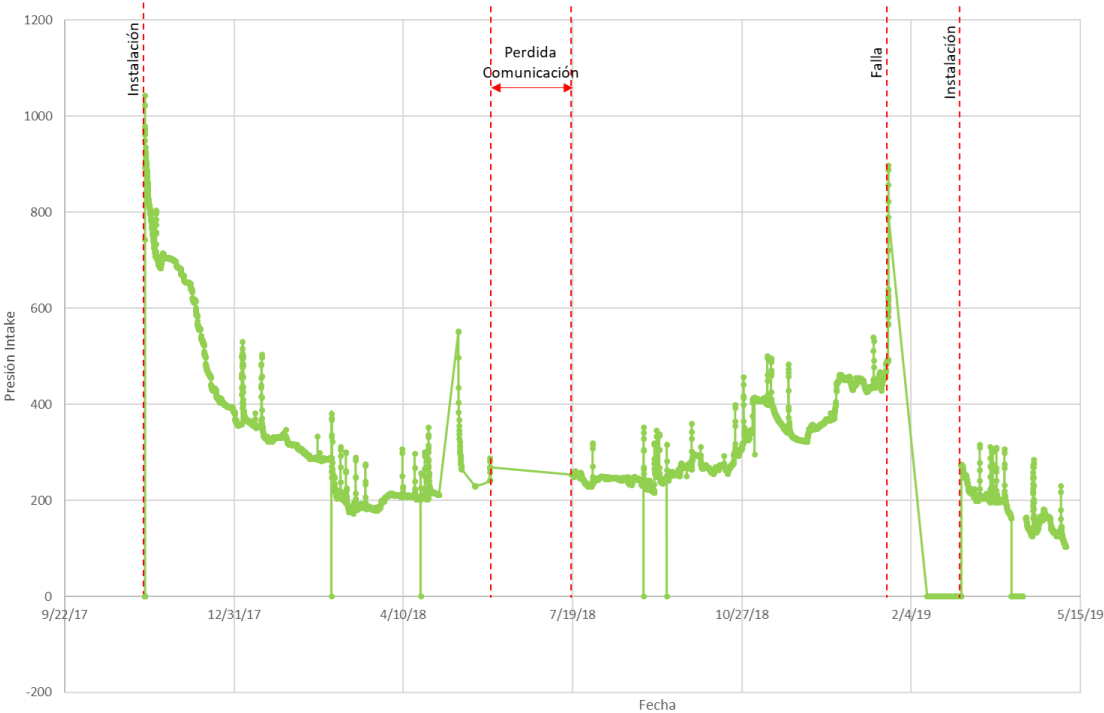


Figura 40 Kwatt/BOPD promedio



El número de paradas del equipo por baja carga, alta carga, alta temperatura del motor, se redujeron. Después de instalado el nuevo diseño, el equipo tuvo paradas, pero estas fueron por fallas eléctricas presentadas en el campo, no por manejo del equipo. Como se observa en la figura 41, la presión en la entrada de la bomba pudo reducirse, la bomba está manejando mayor cantidad de fluido, sin presentar obstrucción. Como se mostró anteriormente, al operar a menor velocidad, el pozo maneja mejor la arena que viene del yacimiento.

Figura 41 Disminución de la presión a la entrada de la bomba



6. CONCLUSIONES

- Las ESP son sistemas de levantamiento artificial que maneja altos caudales, es de alta complejidad y tiene una inversión inicial elevada, que requiere de constante mantenimiento bien sea correctivo o preventivo. La “Sand Guard” es una herramienta preventiva, que a pesar de ser un accesorio que incrementa los costos del BHA del sistema ESP, representa mejoras en su operación en pozos con alto manejo de arena. Esta herramienta ha sido aplicada a 35 pozos nuevos y existentes en diferentes partes del mundo, de los cuales 15 han presentado un incremento hasta del 300% en el run life.
- La instauración del diseño propuesto ha presentado mejoras en el SLA del pozo candidato, el cual redujo en aproximadamente 5% el manejo de gas en la bomba y logró tener una estabilización en el manejo de arena al poder tener un nivel de fluido controlado por el constante monitoreo de la PIP, permitiendo reducir las fallas por desgaste en las etapas de la bomba mejorando el Run Life del equipo.
- Aumentar el número de etapas implica una inversión inicial mayor, sin embargo, esta se ve compensada por el aumento en el run life de los equipos. Esta mejora tiene mayor flexibilidad con respecto a los caudales permitiendo poder maximizar la producción sin necesidad de estar limitada por corrientes eléctricas, o por temperatura del motor.
- La implementación del diseño propuesto conlleva a un gasto inicial adicional, sin embargo, debido al buen aporte en aceite que presenta el pozo candidato permite tener una recuperación de la inversión en 2.5 meses siendo este, un tiempo inferior al run life promedio del pozo (9 meses) demostrando ser una inversión atractiva. Esta evaluación debe hacerse para cada pozo utilizando la metodología propuesta en este trabajo.

- Al tener mayor número de etapas, se tiene un mayor levantamiento de la bomba, para esto se requiere un motor de mayor potencia permitiendo producir la misma o mayor cantidad de fluido a menor velocidad, generando un incremento el consumo energético. Este consumo energético se contrarresta debido al aumento en la producción. Además, para el pozo candidato se obtuvo un diferencial de presión etapa a etapa de 3 psi/etapa menos, siendo favorable al poder manejar mejor el gas.
- Al operar a menor velocidad, el motor está requiriendo menor potencia disminuyendo el calentamiento interno del fluido del motor. Al profundizar la bomba manteniendo un nivel de fluido se asegura poder disminuir la probabilidad de que el gas libre entre a la bomba con mayor facilidad.

7. RECOMENDACIONES

- Evaluar el diseño propuesto para aumentar el run life de pozos ESP con problemas de gas y arena en otros pozos del campo y evaluar mejoras adicionales para pozos profundos muy desviados o con DLS mayor a 4.1°/100ft.
- Evaluar el diseño propuesto utilizando otras tecnologías recientemente estudiadas en la industria para ESP que permitan disminuir el desgaste etapa a etapa por el manejo de arena a través de la bomba.
- Realizar un análisis del ahorro obtenido en pozos con la “sand guard” instalada, por medio de la cuantificación de la diferida asociada en cada parada del equipo ESP por sus condiciones de operación.

BIBLIOGRAFÍA

BACA CURREA. Guillermo. Ingeniería Económica. Octava Edición. Colombia. Fondo Educativo Panamericano, 2005. 413p.

BAKER HUGHES. “Fundamentos de diseños y AutographPC Centrilift”. Baker Hughes Artificial Lift Systems. 2009.

ECOPETROL S.A. Base de datos Campo La Cira Infantas. Departamento de Ingeniería y Control de Producción: La Cira Infantas. [Barrancabermeja, Colombia] 2019.

EMPRESA COLOMBIANA DEL PETROLEO ECOPETROL S.A. Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo La Cira Infantas. Informe Técnico Gerencia de Yacimientos. Bogotá. 1999.

LABRADOR. L. SUAREZ. M. RUBIANO. E. BOHORQUEZ. M. “Implementation of Bottom-Drive Progressive-Cavity Pumps Technology in La Cira-Infantas Oil Field as a Reliable Artificial Lift Method. Society of Petroleum Engineers”. SPE-165005-MS. Cartagena. 2013. 9p. Disponible en: <https://bit.ly/2QaHkNU>

MANSIR. Hassan. BENCZE. Andras. WALDNER. Leon. GRAHAM. John. HONG. Claire. DUONG. Bruce. “ESP protector mechanical seal run-life extender” SPE-194404-MS. Texas USA. 2019. 14p. Disponible en: <https://bit.ly/2LVVy36P>

MOROS MORIS. Luis. SERRANO GUEVARA. Juan. Evaluación técnico-financiera de la implementación de una herramienta pulsante con la tecnología powerwave para la estimulación en pozos inyectoros del campo la Cira infantas. Bogotá. 2016. 113p. Proyecto de Grado (Pregrado Ingeniería de Petróleos). Fundación Universidad De América. Facultad de Ingenierías.

MUÑOZ VELEZ. Eduardo. PEREZ AYALA. Gabriel. Metodología para la selección de sartas de tubería para la optimización del desempeño de los sistemas de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas en el campo La Cira

Infantas. Bucaramanga. 2018. 88p. Proyecto de Grado (Pregrado Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas.

ODESSA SEPARATOR INC. “Super Perf” (2018) Disponible: <https://www.odessaseparator.com/super-perf>

PARÍS. Gabriel. ROMERO. Jaime. Fallas activas en Colombia. Bogotá. 1993. 53p. Boletín Geológico. Instituto de Investigaciones en Geociencias, minería y química. Ministerio de Minas y Energía.

PINTO RIZZO. Ciro. Modulo Bombeo Electrosumergible. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. Tercera Promoción – Ciclo dos. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2013. 83p.

ROOKS. Mark. SNYDER. Kristopher. WILSON. Lyle. FLEMING. James. MACK. John. WISNEWSKI. Matt. “Integral Pod Intake for Electrical Submersible Pumps”. SPE-160864-MS. Arabia Saudita. 2012. 8p. Disponible: <https://bit.ly/2K9IEz6>

VERETEK Multiphase Performance Technology “A Game Changer V-pump” (2018). Disponible en: <http://www.veretek.com/about.html>