

**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.**

**EDUARDO ANDRÉS MUÑOZ VÉLEZ**

**GABRIEL EDUARDO PÉREZ AYALA**

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

**2018**

**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.**

**EDUARDO ANDRÉS MUÑOZ VÉLEZ**

**GABRIEL EDUARDO PÉREZ AYALA**

**Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos**

**Director**

**ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ**

**Ingeniero de Petróleos, MS.c**

**Codirector**

**DANNY DANIEL SOCORRO ROYERO**

**Ingeniero de Petróleos**

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

**2018**

## DEDICATORIA

*A Dios todopoderoso, por permitirme recorrer y disfrutar de este hermoso viaje llamado vida mientras aprecio todas sus obras. Todo el honor y la gloria son para ti Padre Santo.*

*A mi madre Mayuli Vélez, por todo su amor, enseñanzas y cantaletas, por estar muy pendiente de nosotros y de nuestro bienestar. Eres mi definición de la palabra amor.*

*A mi padre Eduardo Muñoz por ser mi ejemplo a seguir, mi consejero y mi amigo. Te admiro mucho y por ti soy un hombre de metas y sueños.*

*A mis hermanas Lorena y Valentina, por ser ellas tan especiales, sinceras y por permitirme compartir y reírnos de tantas experiencias.*

*A mis abuelos Neida Salgado y Hernando Vélez por todo el valioso apoyo, amor y profunda sabiduría que me han brindado y por haber siempre confiado en mí.*

*A mis primos Mario Rayo y Sandra Aguirre, quienes siempre me han motivado, apoyado y alentado en aprender de esta hermosa carrera y de atreverme a enfrentar más retos con ella.*

*A todos mis amigos, en especial a aquellos que se han convertido en familia y a quienes tengo la dicha de llamar hermanos: Kevin León, Daniel Roncallo, Manuel Arroyo, Alberto Herrera, Sebastián Pérez y Andrés Peñaranda.*

*A mi amigo y compañero de tesis Gabriel Pérez, por todos los momentos de ocio vividos cuando se suponía que debíamos trabajar en este libro. Lo logramos, eres un duro.*

*A mis profesores, en especial a aquellos que trascendieron y cuya enseñanza fue más allá de las aulas de clase.*

*A todos los momentos de frustración, tristeza y fracaso, que a tanta reflexión y trabajo interior me han obligado hasta sobreponerme y crecer de formas que jamás imaginé.*

*Y a todas las personas que han creído en mí y me dieron una oportunidad en la vida.*

*Eduardo Andrés Muñoz Vélez*

## DEDICATORIA

*A Dios Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.*

*A mi madre Marianella  
Porque eres mi orgullo, porque gracias a ti soy quien soy hoy, por haberme apoyado toda la vida y permitirme ser un hombre de bien. Por tu apoyo en el desarrollo esta tesis. Por tu ejemplo de fortaleza y templanza con la vida. Pero más que nada por tu amor.*

*A mi Father Eudes  
Porque Dios no me pudo haber regalado un mejor padre. Por los ejemplos de constancia, responsabilidad y fortaleza, por el ejemplo de valor que muestras para perseguir tus sueños y por tu amor.*

*A mis familiares  
A mis Abuelos, Tíos y Primos que siempre creyeron en mí y me han apoyado siempre en mis decisiones de salir a afrontar la vida. Por sus consejos y apoyo que nunca me ha faltado de parte de ellos. A mis hermanitos porque siempre me impulsan a ser un ejemplo para ellos.*

*A mis amigos  
Los amiguitos (José Cotes, Jaime Villalba, Mayra Ríos y Diego Hernández) con los que viví esta etapa de mi vida, con quien nos apoyamos mutuamente y siempre estuvieron ahí para decir que estaba durmiendo cuando mi mamá llamaba, porque sin ellos la aventura no hubiese sido lo mismo. A mis demás amigos de la universidad en quienes siempre encontré apoyo y quienes también tuvieron que decir que estaba durmiendo.*

*A mi amigo y compañero de tesis Eduardo Muñoz por el gran equipo de trabajo que hicimos para realizar este proyecto, porque disfrutamos hacer la tesis y por la paciencia que nos tuvimos para entregar los avances.*

*A todos aquellos amigos y familiares que no recordé al escribir esto. Ustedes saben quiénes son.*

*Gabriel Eduardo Pérez Ayala*

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan sus más sinceros agradecimientos a:

A nuestras familias por su amor, apoyo incondicional y motivación durante todos estos años. Todos nuestros logros son suyos.

A Ecopetrol S.A. por darnos la oportunidad de desarrollar nuestras prácticas y permitirnos llevar a cabo este proyecto y al ingeniero Danny Socorro por ser el guía para conseguirlo.

Al ingeniero Erik Montes por aportar con su orientación, confianza y conocimiento para la culminación de este trabajo de grado y a la ingeniera Diana Jaimes por su valiosa asesoría y experiencia.

A los ingenieros Camilo Córdoba, Jahir Gutiérrez, Leidy Ramírez, Daniel Escamilla y Adriana Gómez por aportar con su experiencia profesional, consejos y conocimientos sobre el campo La Cira Infantas.

A nuestras familias en los capítulos estudiantiles de SPE y ACIPET, por todos los momentos compartidos, las enseñanzas, risas y logros obtenidos.

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por sus enseñanzas, experiencias vividas y momentos inolvidables.

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN .....	17
1. GENERALIDADES .....	19
1.1. EL CAMPO LA CIRA INFANTAS .....	19
1.2. SISTEMAS PCP EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS .....	20
1.3. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	26
1.3.1. Características de la tubería de producción. ....	26
1.3.2. Grados de acero y características metalúrgicas.....	27
1.3.3. Tuberías especiales o revestidas .....	27
2. IDENTIFICACIÓN DE PARÁMETROS PARA LA EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LA SARTA DE TUBERÍAS .....	29
2.1. CAMPO BHAGYAM, INDIA .....	29
2.1.1. Análisis de fallas.....	30
2.2. CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE EN ARGENTINA.....	31
2.3. CAMPO DAQING, CHINA .....	32
3. JERARQUIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS OPERACIONALES MÁS INFLUYENTES EN EL RUN LIFE DE LAS SARTAS DE TUBERÍA .....	33
3.1. SELECCIÓN DE LOS PARÁMETROS OPERACIONALES Y CONDICIONES DEL POZO QUE MÁS INFLUYEN EN EL RUN LIFE DE LAS SARTAS DE TUBERÍA .....	37
3.1.1. Geometría del pozo.....	39
3.1.2. Caudal de producción .....	40
3.1.3. Severidad de corrosión .....	41
3.1.4. Rotador de tubería .....	43
4. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS.....	46
4.1. TIPOS DE SARTAS DE TUBERÍA INSTALADAS EN LOS POZOS CON SISTEMAS PCP EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS.....	47
4.2. RUN LIFE ACUMULADO .....	48
4.3. TIPO DE POZO .....	48

4.4. TASA DE PRODUCCIÓN Y RANGO DE CAUDAL.....	49
4.5. SEVERIDAD DE CORROSIÓN.....	50
4.6. BASE DE DATOS CONSOLIDADA DE POZOS CON PCP EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS. ....	54
4.7. Diagrama de flujo final para la selección de tuberías en sistemas PCP a instalar en el campo La Cira Infantas.....	56
5. IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA A UN POZO CRÍTICO DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS.....	58
5.1. COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DEL POZO CIRA01 .....	58
5.2. GEOMETRÍA DEL POZO .....	59
5.3. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL POZO CIRA01.....	59
5.4. HISTORIA DE LAS RPM DEL POZO ANTES DE FALLAR.....	60
6. EVALUACIÓN FINANCIERA.....	66
6.1. INDICADORES FINANCIEROS .....	66
6.1.1. Costos de capital (CAPEX) .....	66
6.1.2. Costos de operación (OPEX).....	66
6.1.3. Flujo de caja .....	67
6.1.3.2. Tasa de interés de oportunidad (TIO) .....	67
6.1.3.3. Tasa interna de retorno (TIR).....	68
6.1.3.4. Relación costo beneficio (RCB).....	68
6.1.3.5. Recobro de la inversión (Pay-Back).....	69
6.1.3.6. Retorno sobre la inversión (ROI).....	69
6.2. EVALUACIÓN FINANCIERA.....	70
6.2.1. Caso base de evaluación financiera.....	70
6.2.2. Caso de aplicación con la metodología propuesta.....	73
7. CONCLUSIONES.....	77
8. RECOMENDACIONES .....	79
BIBLIOGRAFÍA.....	80
ANEXOS .....	83

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<b>Figura 1.</b> Localización del campo La Cira Infantas.....	19
<b>Figura 2.</b> Índice de fallas para el sistema PCP en La Cira Infantas. ....	23
<b>Figura 3.</b> Distribución histórica de fallas en PCP según componente fallado.....	24
<b>Figura 4.</b> Límites del sistema de bombeo por cavidades progresivas (PCP). ....	26
<b>Figura 5.</b> Cantidad de fallas en sistemas PCP. ....	33
<b>Figura 6.</b> Clasificación general de fallas de tubería en sistemas PCP. ....	34
<b>Figura 7.</b> Porcentajes de las causas específicas de falla por tubería en PCP. ....	38
<b>Figura 8.</b> Comportamiento del Run Life de las tuberías según geometría .....	40
<b>Figura 9.</b> Comportamiento del Run Life de las tuberías según el caudal de producción. ....	41
<b>Figura 10.</b> Grietas y daños en las tuberías causados por la corrosión.....	42
<b>Figura 11.</b> Run Life de las tuberías según la severidad de la corrosión. ....	43
<b>Figura 12.</b> Comportamiento del Run Life de las tuberías según la presencia de Rotadores de tubería. ....	44
<b>Figura 13.</b> Jerarquización de parámetros para la construcción del diagrama de flujo de la metodología propuesta. ....	45
<b>Figura 14.</b> Base de datos estadística de fallas de Ecopetrol.....	46
<b>Figura 15.</b> Comparación de los tipos de pozo según su geometría. ....	49
<b>Figura 16.</b> Severidad de corrosión encontrada en el campo La Cira Infantas.....	54
<b>Figura 17.</b> Grafica de Run Life promedio de las tuberías instaladas en los sistemas PCP. ....	56
<b>Figura 18.</b> Escenarios de pozos y condiciones operacionales. ....	57
<b>Figura 19.</b> Vista de la sección vertical del pozo CIRA01. ....	59
<b>Figura 20.</b> Histórico de producción del pozo CIRA01 .....	60
<b>Figura 21.</b> Evolución de las RPM en el tiempo antes de la falla 27/12/13.....	61
<b>Figura 22.</b> Evolución de las RPM en el tiempo antes de la falla 20/04/14.....	62
<b>Figura 23.</b> Evolución de las RPM en el tiempo antes de la falla 23/08/16.....	63

**Figura 24.** Evolución de las RPM en el tiempo antes de la falla 21/03/17 .....64

**Figura 25.** Evolución de las RPM en el tiempo antes de la falla 27/05/17 .....65

**Figura 26.** Diagrama de ingresos y egresos caso base. ....72

**Figura 27.** Diagrama de ingresos y egresos caso propuesto .....75

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
<b>Tabla 1.</b> Distribución de sistemas de levantamiento en el campo La Cira Infantas. 21	
<b>Tabla 2.</b> Comparación de diferentes tecnologías de sistemas de levantamiento artificial.....	21
<b>Tabla 3.</b> Clasificación específica de fallas en tuberías de tubería en sistemas PCP. 35	
<b>Tabla 4.</b> Identificación de la causa específica de fallas por tubería en PCP.....	37
<b>Tabla 5.</b> Consolidado de criticidad de la severidad de la corrosión. ....	50
<b>Tabla 6.</b> Niveles de corrosión en el campo La Cira Infantas.....	53
<b>Tabla 7.</b> Base de datos consolidada de las fallas en sistemas PCP instalados en el campo La Cira Infantas .....	55
<b>Tabla 8.</b> Comportamiento histórico del pozo CIRA01.....	58
<b>Tabla 9.</b> Falla 27/12/13.....	61
<b>Tabla 10.</b> Falla 20/04/14.....	62
<b>Tabla 11.</b> Falla 23/08/16.....	63
<b>Tabla 12.</b> Falla 21/03/17.....	64
<b>Tabla 13.</b> Falla 27/05/17.....	65
<b>Tabla 14.</b> Evaluación financiera de caso base. ....	70
<b>Tabla 15.</b> Flujo de caja caso base CIRA01.....	71
<b>Tabla 16.</b> Evaluación financiera de caso propuesto. ....	73
<b>Tabla 17.</b> Flujo de caja caso propuesto.....	73
<b>Tabla 18.</b> Indicadores financieros.....	76

## LISTA DE ANEXOS

Pág.

<b>ANEXO A.</b> Diagrama de flujo para la selección de tuberías en sistemas PCP a instalar en el Campo La Cira Infantas.....	83
<b>ANEXO B.</b> LCI – PCP Tubing Selection. ....	86

## RESUMEN

**TÍTULO:** 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.\*

**AUTORES:** EDUARDO ANDRES MUÑOZ VÉLEZ;  
GABRIEL EDUARDO PÉREZ AYALA\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Bombeo por cavidades progresivas, Optimización, Sarta de tuberías, La Cira Infantás, Metodología, Desempeño, Costos de operación, run life.

**DESCRIPCIÓN:** El óptimo desempeño del sistema de levantamiento de bombeo por cavidades progresivas depende de variables tanto propias del yacimiento como de condiciones de operación de los pozos. Sin embargo, la presencia combinada de estas situaciones impacta en la vida útil de las sarta de tubería, generando producción diferida y altos costos de intervención. Esto se constituye en un desafío para un campo maduro como La Cira Infantás, donde se encuentran pozos perforados con altas desviaciones, altas tasas de bombeo y problemas críticos de corrosión debido a la alta inyección de agua que el campo sostiene para el mantenimiento de las presiones. En este trabajo se presenta una metodología de selección de tuberías de producción en la cual, de acuerdo con los diferentes escenarios de pozo planteados, propone el tipo de tubería más adecuada para extender el run life de la sarta. Para la implementación de esta metodología se tuvieron en cuenta las variables de mayor impacto en la durabilidad de las tuberías en el campo La Cira Infantás (Geometría del pozo, Tasa de producción, severidad corrosiva, presencia de rotador) de acuerdo con la recopilación estadística realizada. El resultado de este análisis estadístico, reflejado en un diagrama de flujo, será la base fundamental para concluir que la adecuada selección de la tubería de producción será diferente para cada pozo.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingeniería Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Erik Giovany Montes Páez. Codirector: Danny Daniel Socorro Royero.

## ABSTRACT

**TITLE:** TUBING SELECTION METHODOLOGY FOR PERFORMANCE OPTIMIZATION OF PROGRESSIVE CAVITY PUMPING ARTIFICIAL LIFT SYSTEMS IN LA CIRA INFANTAS FIELD.\*

**AUTHORS:** EDUARDO ANDRES MUÑOZ VÉLEZ;  
GABRIEL EDUARDO PÉREZ AYALA\*\*

**KEY WORDS:** Progressive cavity pumping, Optimization, Tubing string, La Cira Infantas, Methodology, Performance, Operational costs, Run life.

**DESCRIPTION:** The optimal performance for progressive cavity pumping lift systems depends on variables from both the reservoir and wells operational conditions. However, combined presence of these situations impacts the run life of tubing strings, causing deferred production and high well intervention costs. It becomes a challenge in a mature oilfield as La Cira Infantas where highly deviated wells are drilled, high pumping rates and strong corrosion severity is found due to the high waterflooding project that the field sustains for its pressure maintenance. This paper presents a methodology for production tubing string selection in which, according to different well scenarios, proposes the most adequate tubing type for run life improvement. To implement this methodology, variables with the biggest impact in tubing run life were considered (Wellbore geometry, Fluid rate, corrosion severity and tubing rotator usage) according to the developed statistical compilation. The result of this statistical analysis, reflected in a data flow diagram, will be the key to conclude that the adequate tubing string selection will be different for each well.

---

\* Draft Grade

\*\*Physical Chemistry Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Erik Giovany Montes Páez. Codirector: Danny Daniel Socorro Royero.

## INTRODUCCIÓN

El desempeño de los sistemas de levantamiento artificial PCP depende de ciertas variables, tanto propias del yacimiento como de condiciones de operación de los pozos, que intervienen en su óptimo funcionamiento. Sin embargo, la presencia combinada de situaciones problema puede reducir la vida útil de los equipos de bombeo, impactando en la producción diferida y en los costos de intervención.

Dada las características geológicas, fisicoquímicas y de operación de este campo del Magdalena Medio Colombiano, un significativo número de pozos que trabajan bajo este sistema de levantamiento artificial han presentado reiteradas fallas por tubería rota asociadas a fricción con varilla, fluidos corrosivos, combinación de ambas, entre otras. Esto se ha reflejado en bajos tiempos de vida operativa (run life por su nombre en inglés) para las instalaciones y por consiguiente en altos costos de intervención.

En este contexto y teniendo en cuenta el entorno económico de la industria petrolera, se identificó la oportunidad de evaluar y proponer una metodología sustentada en la información histórica del campo y el desempeño real mostrado por las tuberías de producción en los sistemas PCP a través del tiempo.

En el primer capítulo se hace una contextualización sobre la operación en el campo LCI (La Cira Infantas), su historia en sistemas de levantamiento artificial y un recuento del desempeño de las PCP durante los últimos años incluyendo datos de fallas y una descripción de las tuberías de producción empleadas.

En el segundo capítulo se hace una recopilación de diferentes experiencias internacionales sobre el tratamiento de las fallas en tuberías en campos del mundo con características similares a LCI para establecer las analogías y los enfoques correctos para el presente proyecto.

En el tercer capítulo se hace un análisis de falla por tubería rota en el campo LCI con base en la información histórica y la estadística de fallas de Ecopetrol. Esto permitió determinar las causas-raíz de dichas fallas, contrastarlas con la experiencia de otros campos y jerarquizarlas de acuerdo con su impacto en la operación del campo colombiano en estudio.

En el cuarto capítulo se propone la creación de una nueva base de datos consolidada a partir de los parámetros seleccionados. Por medio del tratamiento de esta nueva data y filtrando la información de acuerdo con las características deseadas del pozo (grado de desviación, nivel de corrosión, etc.) se propuso un diagrama de flujo que presenta los tipos de tubería que han mostrado mejor run life para cada escenario analizado.

En el quinto capítulo se realiza la implementación de la metodología propuesta a un pozo crítico del campo LCI con historial de fallas frecuentes por tubería rota. La selección de la nueva tubería para este pozo se ratifica por medio de su respectiva evaluación financiera, lo cual garantiza que el cambio propuesto sea factible desde el punto de vista técnico y financiero.

El resultado de este proyecto, basado en el análisis estadístico y condensado en un diagrama de flujo que reúne parámetros claves de operación, será la base fundamental para concluir que la adecuada selección de la tubería de producción será diferente para cada tipo de pozo.

## 1. GENERALIDADES

A continuación, se describen las generalidades más importantes del campo LCI, como lo son aspectos históricos relevantes, localización, geología, fluidos de yacimiento, producción y sistemas de levantamiento utilizados.

### 1.1. EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

El campo petrolero LCI se encuentra localizado en la cuenca del Valle Medio del río Magdalena cerca del municipio de Barrancabermeja, Colombia. La Tropical Oil Company descubrió el yacimiento después de perforar el pozo Infantas-2 en diciembre del año 1917. Su producción de crudo inició en 1918 y de esta manera se llevó el crédito de ser considerado el primer campo petrolero desarrollado en el país. <sup>[2]</sup>

**Figura 1.** Localización del campo La Cira Infantas.



**Fuente:** Prieto, M. E., Owens, B. K., Lobo, A., & Fernandez, F. (2009, January 1). Redevelopment Progress for Colombia's La-Cira Infantas Field. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/120794-MS

---

<sup>2</sup> Prieto, M. E., Owens, B. K., Lobo, A., & Fernandez, F. (2009, January 1). Redevelopment Progress for Colombia's La-Cira Infantas Field. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/120794-MS

La producción del campo tuvo su pico en 1940 con 65,000 BPPD <sup>[1]</sup> dependiendo únicamente de su mecanismo de empuje natural por gas en solución. Este campo ha producido cerca de 837 millones de barriles de aceite de un OOIP estimado en 3.9 billones de barriles de aceite dentro las arenas poco profundas del Mioceno y el Oligoceno que conforman las zonas productoras. La gravedad API del aceite producido está en un rango de 16-28 grados.

Desde el año 2005 las compañías Ecopetrol y Oxy, operadoras del campo, iniciaron el proyecto de redesarrollo en la LCI, el cual incluyó la masificación del proceso de inyección de agua como método de recobro secundario, la perforación de más de 1,500 pozos entre productores e inyectores con el fin de aumentar el factor de recobro cerca de un 8% de las arenas de la formación Mugrosa C, así como la reconfiguración de antiguas áreas de inyección de agua, la expansión de la misma hacia nuevas áreas y la instalación de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Desde septiembre de 2005 hasta enero de 2017, la producción ha incrementado de 5,000 a 40,000 BPPD. <sup>[1]</sup>

La gran mayoría de los pozos son completados con casing de producción de 7 pulgadas, cañoneados con densidad de tiro de 5 TPP, sin completamiento para control de arena; y su correspondiente sistema de levantamiento artificial instalado. <sup>[3]</sup>

## **1.2. SISTEMAS PCP EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS**

Desde el inicio de la actividad en el campo LCI diferentes sistemas de levantamiento artificial han sido empleados con el fin de asistir la producción de crudo de los pozos dada la declinación natural del yacimiento. Desde el año 2005, el campo ofrece

---

<sup>3</sup> Wilson, A. (2016, July 1). Run-Life Improvement by Implementation of Artificial-Lift-Systems Failure Classification. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/0716-0070-JPT

diferentes condiciones dependiendo del estado de madurez de la inyección de agua: Altos porcentajes de BSW, altas y bajas tasas de flujo, fluidos corrosivos y alta producción de arena.

Actualmente, sistemas de levantamiento artificial como bombeo mecánico, bombeo por cavidades progresivas, bombeo electrosumergible y bombeo electrosumergible combinado con bombeo por cavidades progresivas son los sistemas utilizados para producir el total de fluidos que aporta el campo. La distribución por sistema de levantamiento para diciembre de 2016 es:

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

Sistema	Pozos	%
BM	713	71,44%
PCP	143	14,33%
ESP	130	13,03%
ESPCP	12	1,20%

**Fuente:** Ecopetrol S.A.

En este contexto, la selección, 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
Crudo Pesado				
Arena				

	BM	PCP	ESP	ESPCP
Desviación	Red	Red	Green	Green
Tasa de Flujo	Yellow	Red	Green	Green
Profundidad de la bomba	Yellow	Red	Green	Green
Impacto visual	Red	Yellow	Green	Green
Alta temperatura	Green	Yellow	Green	Yellow
Eficiencia de la bomba	Red	Green	Red	Green
HSE	Red	Yellow	Green	Green
Confiabilidad	Green	Green	Green	Green
Costo (fondo)	Green	Green	Yellow	Green

Alto desempeño	Green
Medio desempeño	Yellow
Bajo desempeño	Red

**Fuente:** Labrador, L. S., Suarez, M. C., Rubiano, E., & Bohorquez, M. A. (2013, May 21). Implementation of Bottom-Drive Progressive-Cavity Pumps Technology in La Cira-Infantas Oil Field as a Reliable Artificial Lift Method. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/165005-MS.

Durante los últimos 11 años, el número de pozos por sistema de levantamiento ha venido creciendo en función del avance de cada tecnología y de los nuevos requerimientos del campo. El bombeo por cavidades progresivas es el sistema que ha incrementado su número en un 1100% desde 2006. Una de las razones para este importante crecimiento es el desarrollo en nuevos materiales como elastómeros, varillas de bombeo, tuberías de producción, diseños de bombas e instalaciones de superficie.

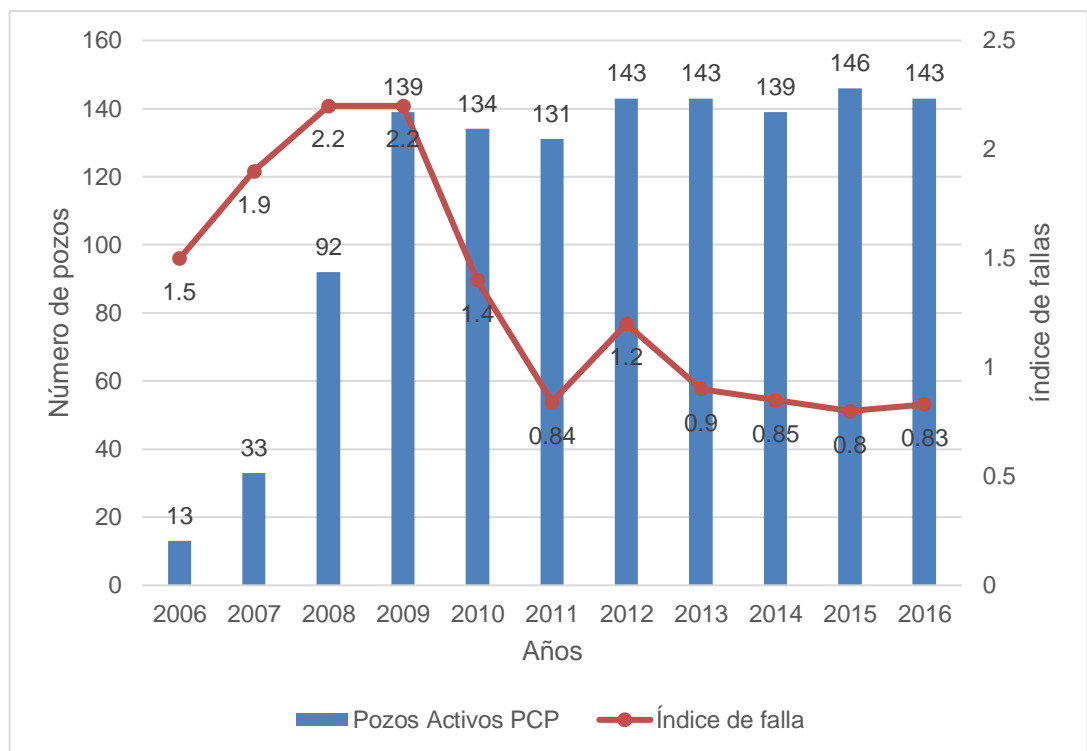
La aplicación de las bombas PCP como sistema de levantamiento artificial en el campo es relativamente nueva comparada con otras tecnologías, pero es el segundo sistema más utilizado con 143 pozos, número que ha venido creciendo

desde 13 unidades instaladas en el 2006 con un promedio de producción de 375 BFPD.

La instalación de este sistema en el campo tuvo sus inicios debido al incremento de las fallas en los pozos con sistema por bombeo mecánico causado por la alta cantidad de bombas pegadas y arenadas. Más tarde, pozos con alto potencial sobre los 1000 BFPD no podían ser producidos de forma confiable con bombeo mecánico, por lo cual los sistemas PCP fueron instalados como una buena opción para el manejo de arena a esas tasas de flujo.

Los completamientos con sistemas PCP en el campo se diseñaron para ser instalados en pozos con casing de producción de 7 pulgadas, dichos pozos abarcan un amplio rango de desviaciones, desde verticales hasta pozos muy desviados.

**Figura 2.** Índice de fallas para el sistema PCP en La Cira Infantas.

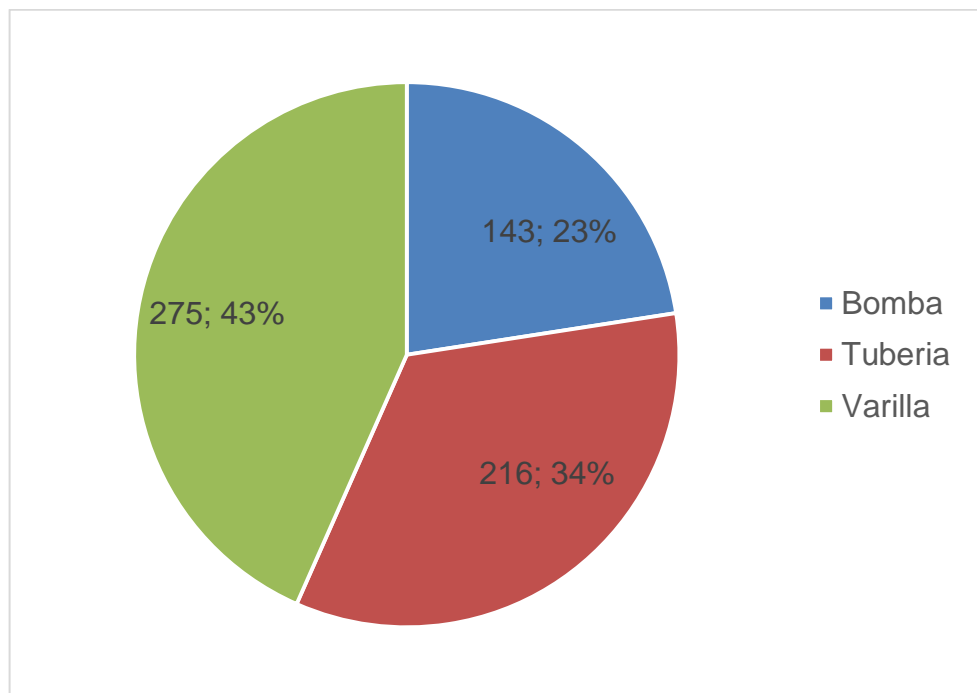


**Fuente:** Ecopetrol S.A.

Dependiendo de la criticidad del dogleg del pozo se tiene en consideración la instalación de rotadores de tubería y de varillas continuas o huecas para mitigar la fricción sobre el cuerpo de la tubería. Por defecto todos los pozos con PCP vienen instalados con un ancla o No Turn Tool para mitigar excesivas vibraciones sobre el sistema. Las bombas se configuran de diferentes capacidades, y pueden operar desde 40 hasta 350 rpm.

Históricamente el mayor aporte de fallas en los sistemas PCP en el campo LCI se ha dado por fallas en la sarta de tubería y varilla, seguidas en menor proporción por las fallas en bomba.

**Figura 3.** Distribución histórica de fallas en PCP según componente fallado.



**Fuente:** Ecopetrol S.A.

A pesar de que el número de fallas ha venido disminuyendo a través de los años y que se han implementado tipos de tubería de diversos proveedores, el problema de las fallas por tubería rota todavía persiste en el campo y, en comparación al resto

de fallas, esta implica un servicio completo al pozo que le cuesta un mayor capital a la operación. En estos últimos 5 años, las fallas en tubería le han costado al Proyecto LCI más de US 43,2 millones en costos de intervención y producción diferida.

Para el análisis de fallas de este sistema de levantamiento son incluidos tres sub sistemas principales:

- **Sistema de bombeo:** el ensamble de los componentes de la bomba de fondo; incluyendo: Rotor PCP, estator PCP, separador de gas, etc.
- **Sistema de tubería de producción:** El ensamble de componentes necesarios para enviar una tasa de flujo a través de un conducto sellado de descarga desde la bomba en fondo hasta superficie; incluyendo: Cuerpo de la tubería de producción, conexiones de la tubería de producción, ancla de la tubería de producción, rotadores de tubería de producción, etc. Es en este sistema donde se enfocó la realización del presente proyecto de grado.
- **Sistema de varillas:** El ensamble de componentes necesarios para la transmisión de energía desde la superficie; incluyendo: Cuerpo de la varilla de bombeo, conexiones de las varillas, centralizadores de varillas, barra lisa, etc.



en la norma API, varios fabricantes han desarrollado otros tipos de tubería no API y que son elaboradas con aceros mejorados y recubrimientos internos especiales. El propósito de estas tuberías es otorgar resistencia adicional contra la abrasión y la corrosión causada por la presencia de H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y agua.

**1.3.2. Grados de acero y características metalúrgicas.** Los grados de tubería convencional contemplados por la API para tubería de producción son: H-40, J-55, C-75, L-80, N-80, C-90 y P-105. De estos han sido empleados de uso común los grados J-55, N-80 y L-80.

**1.3.3. Tubería especial o revestida.** Las empresas manufactureras han desarrollado alternativas más versátiles para garantizar la integridad de las tuberías de producción contra la corrosión y la abrasión gracias a los recubrimientos internos y al reforzamiento metálico de las tuberías de acero convencional, haciendo más económica la fabricación de tuberías especiales.

**1.3.3.1. Tubería con recubrimiento de pintura epóxica.** La tubería con resina epóxica está compuesta de un polímero termoestable de alto desempeño para ambientes corrosivos. Este polímero se somete a un proceso de endurecimiento llamado curing, dando como resultado un recubrimiento sólido con óptimas propiedades físicas y químicas: Excelente adherencia al acero, buenas propiedades mecánicas, resistencia ácida, a la abrasión, a los disolventes y a la humedad, constituyéndose en un material sin tendencia a la formación de escamas. Esta tubería es capaz de operar en pozos con temperaturas hasta 300 grados Fahrenheit, y en campos en desarrollo con inyección de agua y gas.

**1.3.3.2. Tubería con recubrimiento interno de Polietileno.** El polietileno de alta densidad es un recubrimiento termoplástico que es inerte a los materiales corrosivos. Este polímero se caracteriza por su alta resistencia química y térmica,

además de su resistencia al impacto, lo cual permite eliminar el desgaste por fricción de la varilla con la tubería, y las fallas asociadas a agentes corrosivos. El recubrimiento de superficies con polietileno se da por medio de un proceso de pulverización de llama, con el cual se obtiene un material de alta tenacidad y flexibilidad capaz de operar a temperaturas en pozo entre 149 y 162 grados Fahrenheit.

**1.3.3.3. Tubería Boronizada.** Esta tubería proviene de un proceso termoquímico llamado boronizado, en el cual el boro se vaporiza difundándose hacia dentro del sustrato de la tubería, obteniendo un cambio en la metalurgia de la superficie expuesta: Alta dureza, resistencia a la erosión, abrasión y corrosión. El proceso de boronizado, aunque costoso, conserva el diámetro interno y las propiedades mecánicas originales de la tubería. Las características metalúrgicas de la tubería boronizada la convierten en una alternativa apropiada para reducir la frecuencia de fallas por tubería y por ende el número de intervenciones posteriores.

## **2. IDENTIFICACIÓN DE PARÁMETROS PARA LA EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LA SARTA DE TUBERÍAS**

Como punto de partida para el análisis se tomaron las experiencias documentadas en otros campos petroleros a nivel mundial sobre las causas de fallas en tuberías de producción para sistemas PCP. Los campos presentados a continuación exhiben características geológicas, fisicoquímicas y operativas similares a las encontradas en el campo LCI. De igual forma, se evidenció una correlación entre las causas de falla por tubería rota de estos campos con las encontradas en el campo colombiano, lo cual se muestra más adelante por medio del historial de fallas y la metodología empleada por Ecopetrol-Oxy para la identificación de estas.

### **2.1. CAMPO BHAGYAM, INDIA**

Este campo somero ubicado en el Noroeste de India cuenta con un amplio número de pozos productores PCP asistidos por soporte de inyección de agua gracias a más de 40 pozos inyectores. Debido a que la producción se había visto impactada por la frecuencia de los trabajos de workover por fallas en los pozos PCP, los ingenieros del campo llevaron a cabo un análisis para dar con la causa de los bajos run life y, en consecuencia, proponer mejores diseños para los completamientos de estos pozos. <sup>[4]</sup>

---

<sup>4</sup> Agarwal, S., Panigrahi, N., Ranjan, A., Nekkanti, S. K., Bohra, A., Kumar, P., ... Agarrwal, V. (2016, November 30). Advances in Completion Design to Improve Bhagyam PCP Run Life. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/184224-MS

**2.3.3. Análisis de fallas.** Durante el análisis de las fallas en las sartas de tubería de los pozos encontraron que los factores claves que daban lugar a la creación de agujeros en la tubería son:

1. Perfil del pozo
2. Altos RPM
3. Contraste de dureza entre la varilla y el material de la tubería

En este campo debido a las altas tasas de flujo requeridas entre 2500 BFPD y 3000 BFPD, las bombas son operadas a 300 rpm o inclusive a velocidades mayores. La alta velocidad de las varillas conlleva al desarrollo de alto ciclos de carga sobre las mismas y, de igual forma, induce a movimientos poco centralizados que terminan ocasionando fricción con la sarta de tubería.

- Perfil del pozo

En el campo Bhagyam la mayoría de los pozos son altamente desviados con abrupto dogleg a profundidades someras, donde el yacimiento objetivo se encuentra a una profundidad aproximada de 1470 ft TVD. Debido a la alta desviación de los pozos en la zona donde está “doblada” la sarta de varilla con la tubería, ambas se ven expuestas a incrementar el área de contacto, causando un desgaste acelerado de ambos materiales.

- Operación de la bomba a alta frecuencia

El campo cuenta con una producción de 15.000 BPPD con un corte de agua cercano al 90%. Con el fin de mantener dicha producción las bombas son operadas a velocidades mayores a 320 RPM. Dado que el desgaste de la tubería de producción depende altamente del número de veces que la superficie de la sarta de varilla entra en contacto con las paredes de la tubería, altas RPM representan una tasa de desgaste mucho más grande sobre la pared interna de la tubería.

- Contraste de dureza entre la tubería de producción y la sarta de varillas

El desgaste de la superficie de contacto entre dos metales es altamente influenciado por el contraste de la dureza entre ellos. Siendo la varilla de mayor dureza en comparación con la tubería, la superficie interna de la tubería se verá desgastada de forma más rápida.

## **2.2. CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE EN ARGENTINA**

En esta cuenca ubicada en la porción central de la Patagonia argentina se realizaron estudios sobre el desempeño de los sistemas de levantamiento artificial, entre ellos las PCP, las cuales iban destinadas a manejar altas tasas de producción de fluido (>1000 BFPD), altos cortes de agua (>90%) y alta producción de arena. Bajo estas condiciones de operación, era común encontrar fallas asociadas al desgaste por fricción tubería – varilla. <sup>[5]</sup>

Con el fin de dar solución a estas fallas y aumentar el run life de los sistemas PCP en esta cuenca se implementaron mejores prácticas como:

- Utilización de sarta de varillas huecas: Este tipo de varilla actúa como una tubería caja-caja sin hombros en las juntas que permite minimizar la turbulencia, la pérdida local de carga causada por la velocidad del flujo, y la fricción entre la tubería y la varilla gracias a la conexión tipo flush de la varilla hueca.
- Implementación de rotadores de tubería: Este elemento permite distribuir el desgaste sobre el diámetro de la tubería, evitando que se concentre sobre un mismo punto lo cual ayuda a extender el run life del pozo.

---

<sup>5</sup> Hirschfeldt, C. M., Martinez, P., & Distel, F. R. (2007, January 1). Artificial-Lift Systems Overview and Evolution in a Mature Basin: Case Study of Golfo San Jorge. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/108054-MS

### 2.3. CAMPO DAQING, CHINA

El campo Daqing ubicado en la China, es el campo petrolero más grande de este país, actualmente cuenta con un proyecto de inyección de polímeros y ASP en algunas zonas del mismo, además debido a las ventajas que les brindan los sistemas de bombeo PCP este sistema se convirtió en la primera opción como sistema de levantamiento en la etapa de desarrollo en que se encuentra el campo. A pesar del éxito que han tenido implementando las PCP como sistema de levantamiento aún tienen problemas como el desgaste en el sistema tubería – varilla en el área donde se realiza inyección de polímeros identificando que el run life de estos pozos es de 408 días, mucho menor que el run life promedio del campo de 531 días.<sup>[6]</sup>

Basados en el estudio de las condiciones de operación de las unidades PCP concluyeron que las principales causas del desgaste tubería – varilla son:

- Movimientos excéntricos en el sistema tubería – varilla asociados a la producción de altos caudales de fluido.
- Movimientos excéntricos del rotor trabajando a altas velocidades de rotación.
- La ineficiencia de las anclas de tubería causando la exacerbación del desgaste tubería – varilla.

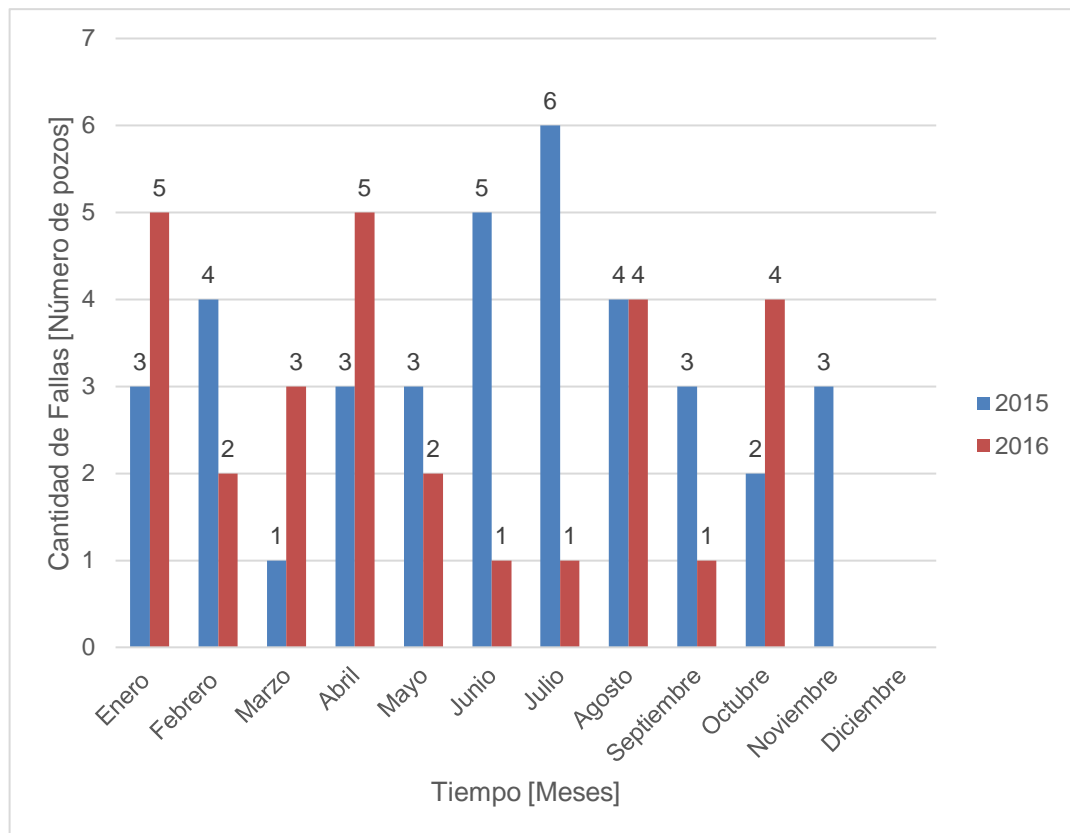
---

<sup>6</sup> Liu, H., Xiaohan, P., Baiqi, P., Yu, H., Yumei, W., & Guoqing, W. (2008, January 1). The Mechanism of PCP Wells' Tubing and Rod Wear Issue in Polymer Flooding in Daqing Oil Field. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/113114-MS

### 3. JERARQUIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS OPERACIONALES MÁS INFLUYENTES EN EL RUN LIFE DE LAS SARTAS DE TUBERÍA

Desde el año 2014 Ecopetrol S.A ha llevado a cabo un seguimiento a las fallas y demás eventos ocurridos a cada uno de los pozos productores que hacen parte del campo LCI, dicho seguimiento se ha consolidado por medio de un archivo Excel llamado Estadística de Fallas ECP y en el cual se encuentran fechas de instalación, paradas de pozos, análisis de falla, causas de falla, tipos de bombas, tuberías y demás componentes de los sistemas de levantamiento artificial.

**Figura 5.** Cantidad de fallas en sistemas PCP.

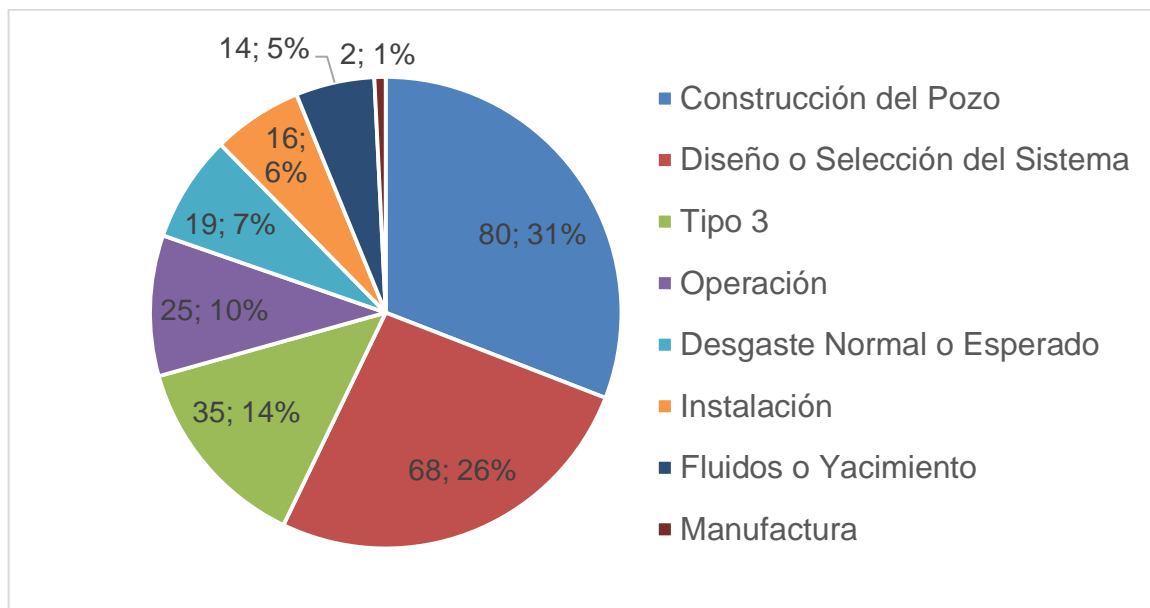


**Fuente:** Ecopetrol S.A.

El proceso de análisis de fallas en el campo se lleva a cabo por medio de una clasificación detallada y que se enfoca en determinar la causa raíz de cada falla. El modelo de clasificación empleado en el campo fue desarrollado y modificado a partir del sistema RIFTS (Reliability Information of Failures and Tracking Systems) de la compañía C-Fer. Con base en esto se consignan los procesos que dieron lugar a la aparición de la falla y, por consiguiente, permiten llevar un mejor registro estadístico de las afectaciones a los sistemas de levantamiento artificial.

Basados en este archivo, los autores filtraron los datos para los pozos con sistema de levantamiento artificial PCP y que entre los años 2012 y 2017 hayan fallado por tubería rota. Los resultados se muestran a continuación.

**Figura 6.** Clasificación general de fallas de tubería en sistemas PCP.



**Fuente:** Ecopetrol S.A.

**Tabla 3.** Clasificación específica de fallas en tuberías de tubería en sistemas PCP.

Causa Específica de Falla	Cuenta de Pozo	Valor de ponderación
Sección No Tangente	80	30,9%
Configuración del Sistema	62	23,9%
Tipo 3	35	13,5%
Procedimiento de Operación	24	9,3%
Desgaste Normal o Esperado	19	7,3%
Fluidos Corrosivos	14	5,4%
Instalación	13	5,0%
Datos Inapropiados Usados en el Diseño	5	1,9%
Se corrió equipo dañado	3	1,2%
Selección de Materiales	1	0,4%
Selección del Equipo	1	0,4%
Monitoreo Inadecuado	1	0,4%
Problemas de Fabricación	1	0,4%
<b>Total general</b>	<b>259</b>	<b>100,0%</b>

**Fuente:** Ecopetrol S.A.

De acuerdo con la clasificación específica de fallas para el campo LCI cada una de las opciones se define como:

**Sección no tangente:** Hace referencia a una sección no vertical en la construcción del pozo, la cual causa problemas por fricción entre la tubería y la sarta de varillas.

**Configuración del sistema:** Va relacionada a los altos movimientos excéntricos y rotacionales generados por la bomba a la sarta de varillas y de esta a la sarta de

tubería, dichos movimientos pudieron ser mitigados con un mejor completamiento PCP. Por lo regular va asociada a altos caudales de producción en los pozos, exigiendo más al sistema de levantamiento.

**Tipo 3:** Hace referencia a las instalaciones que llevan más de 365 días sin fallas hasta la fecha. Su consideración es importante para evaluar aquellos tipos de tubería que han mostrado un excelente desempeño a la fecha y que aún no han fallado.

**Procedimiento de operación:** Se refiere a las fallas generadas por la inadecuada toma de decisiones en la operación de las bombas PCP, viéndose reflejadas generalmente en el aumento drástico de las RPM de la bomba para aumentar la extracción de crudo en detrimento de la integridad de la tubería y la varilla.

**Desgaste normal o esperado:** Se refiere a las fallas ocurridas posterior al cumplimiento de la vida útil del elemento fallado. Aquí la tubería cumplió su promesa de run life y mostró un buen desempeño por un largo período de tiempo donde era de esperarse que pronto fallara.

**Fluidos corrosivos:** Hace referencia a las fallas donde el fenómeno de corrosión fue el principal elemento de causa en la aparición de falla.

**Instalación:** Fallas ocasionadas por incorrectos procedimientos en la instalación y el manejo de los equipos de subsuelo, ocasionando un mal enrosque en las tuberías o el maltrato en las conexiones de las mismas. Son fallas por inadecuada manipulación y no por defecto del material.

**Datos inapropiados usados en el diseño:** Fallas causadas debido a la falta de información que se tiene del yacimiento, dado que no se es posible preveer problemas causados por el fluido o la formación, como es el caso del jetting.

### 3.1. SELECCIÓN DE LOS PARÁMETROS OPERACIONALES Y CONDICIONES DEL POZO QUE MÁS INFLUYEN EN EL RUN LIFE DE LAS SARTAS DE TUBERÍA

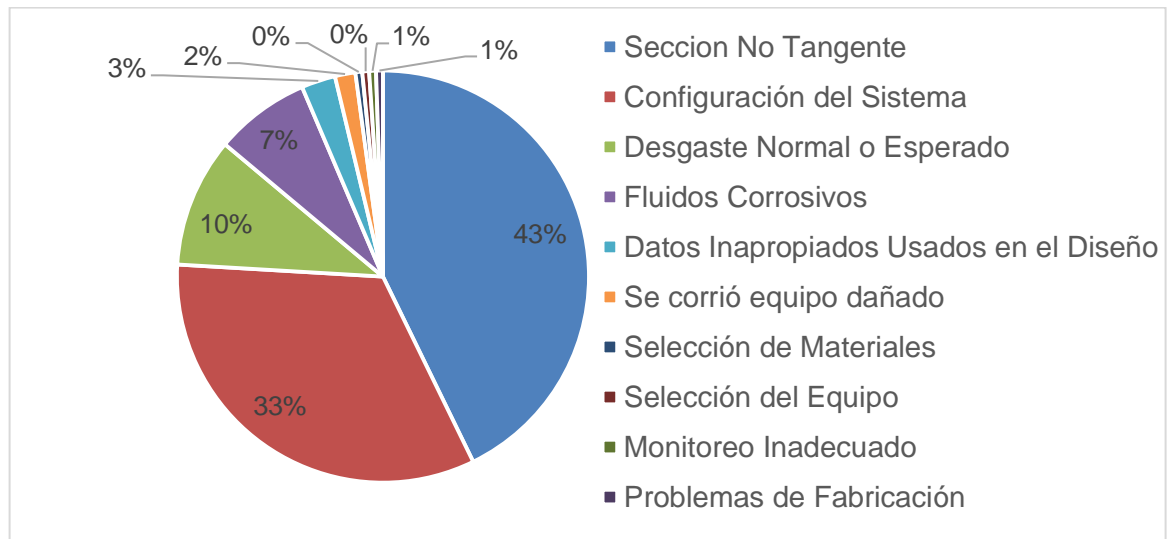
El proceso que se expone en el presente capítulo fue producto del ejercicio conjunto entre los autores y los ingenieros del departamento de producción y ALS del Proyecto LCI. Teniendo en cuenta el historial de fallas por tubería rota, los datos de campo, la experiencia de los ingenieros e igualmente analizando las experiencias internacionales se llega a la conclusión de establecer que, para efectos de la metodología, cuatro son los principales parámetros para determinar el desempeño de las tuberías de producción en el campo LCI: Geometría del pozo, caudal de producción, severidad de corrosión y presencia de rotador de tubería. El proceso que dio lugar a esta conclusión se describe en el presente capítulo.

**Tabla 4.** Identificación de la causa específica de fallas por tubería en PCP.

Causa Específica de Falla	Cuenta de Pozo	Valor de ponderación
Sección No Tangente	80	42,8%
Configuración del Sistema	62	33,2%
Desgaste Normal o Esperado	19	10,2%
Fluidos Corrosivos	14	7,5%
Datos Inapropiados Usados en el Diseño	5	2,7%
Se corrió equipo dañado	3	1,6%
Selección de Materiales	1	0,5%
Selección del Equipo	1	0,5%
Monitoreo Inadecuado	1	0,5%
Problemas de Fabricación	1	0,5%
<b>Total general</b>	<b>187</b>	<b>100,0%</b>

**Fuente:** Ecopetrol S.A.

**Figura 7.** Porcentajes de las causas específicas de falla por tubería en PCP.



**Fuente:** Ecopetrol S.A.

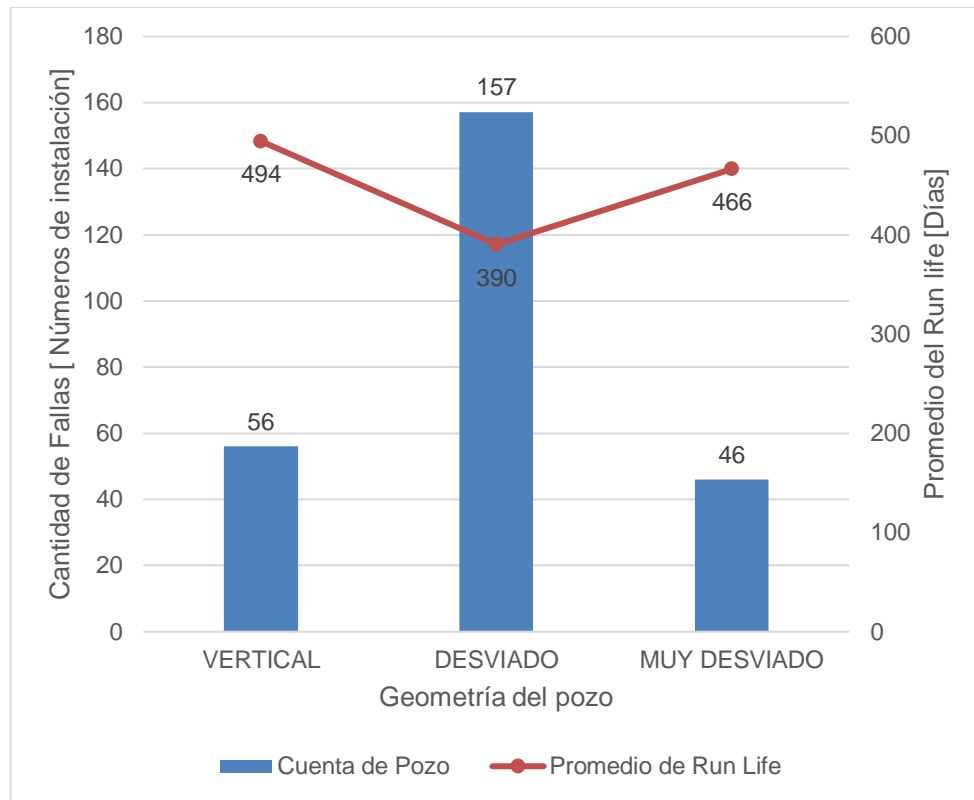
Con base en la información de la tabla 3 y estableciendo cuidadosamente cuales de las fallas son generadas por el rendimiento propio de la tubería se obtiene a continuación la **Tabla 4**, la cual muestra que la mayor parte de las fallas por tubería rota la causan los tres factores señalados en amarillo. Estos tres parámetros permiten una evaluación más objetiva debido a que excluyen otras fallas que no van relacionadas con el desempeño real del tubo, como son las fallas por instalación, procedimiento de operación, etc. Estos tres parámetros han generado la mayor población de fallas por tubería rota y, adicionalmente, entre ellas mismas existe una fuerte relación. A continuación, en la descripción del proceso de jerarquización de dichos parámetros se muestra con mayor rigor la interrelación entre estos.

**3.1.1 Geometría del pozo.** La principal causa de falla en tubería es la fricción generada entre la sarta de varilla y la tubería de producción, la cual genera un fuerte desgaste que, aunado al movimiento rotacional de la varilla en pozos altamente desviados, culmina en la aparición de rupturas en la tubería que sólo pueden solucionarse reemplazando el tramo afectado por uno nuevo.

En la experiencia propia de campo en LCI se evidencia que la desviación del pozo (Sección no tangente) es la primera causa específica de falla en tuberías, contando por 42,8% del total (Tabla 4). Esto es razonable teniendo en cuenta que cerca del 80% de los pozos con completamiento PCP son pozos desviados o muy desviados, con un DLS (dogleg severity) entre 2,1 grados y 8 grados por cada 100 pies, por lo que el promedio del run life de las instalaciones de este tipo de pozos es menor que en las instalaciones de los pozos verticales, como se muestra en la Figura 8. Cabe resaltar que el promedio de run life para pozos muy desviados es mayor que para pozos desviados debido a que hay un número de instalaciones significativamente mayor, además de que para este tipo de pozos la instalación se completa de forma más robusta.

Las altas rotaciones para la mayor extracción de crudo y la severidad en la corrosión aceleran el desgaste de la tubería, y más si esta se encuentra recostada sobre una sección muy desviada del pozo. Sin embargo, la causa raíz de estos procesos de falla es la Geometría del Pozo y debido a esto se establece como el primer filtro y criterio para la selección de tuberías PCP en el campo LCI.

**Figura 8.** Comportamiento del Run Life de las tuberías según geometría.

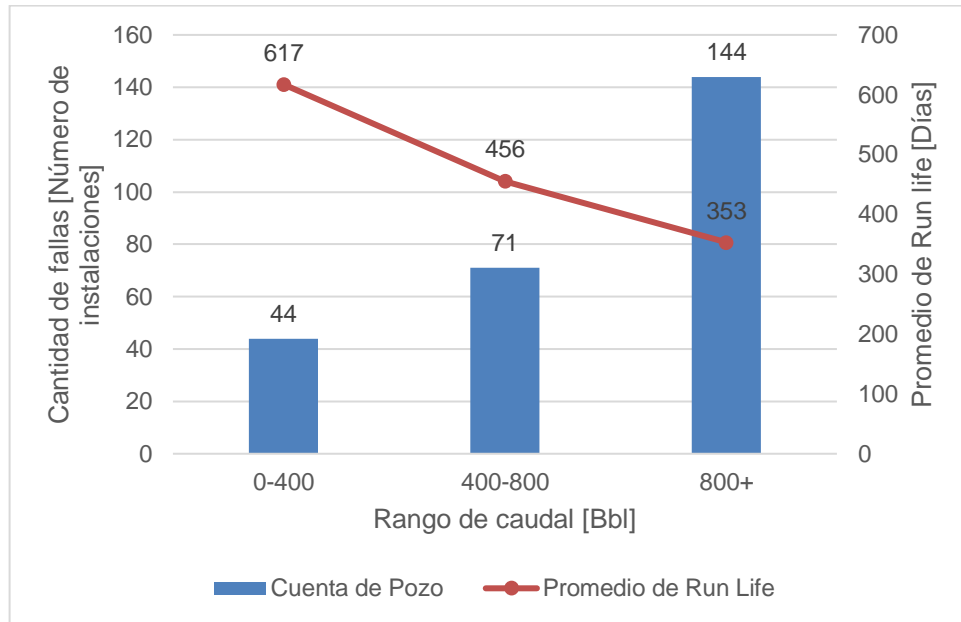


**Fuente:** Ecopetrol S.A.

**3.1.2. Caudal de producción** Por lo general los pozos con PCP extraen un alto volumen de fluido, 832 BFPD en promedio para los pozos estudiados, lo cual implica que para cumplir con los IPR y mantener estables los patrones de producción e inyección del campo se hace imperativo emplear bombas de alta capacidad y operarlas a altas RPM, lo cual se traduce en mayor impacto de la varilla hacia la tubería, posibles pases en cuellos generados por fuertes vibraciones y que causan filtración de fluidos en las roscas de las tuberías, filtraciones que no son detectadas por la revisión de tubos en superficie durante los trabajos de Well Service. La experiencia de Campo en LCI evidencia un gran porcentaje de fallas por Configuración del sistema, un 33,2% del total lo que la constituye en la segunda

causa específica de falla por tubería rota en el campo y, por consiguiente, se establece como el segundo filtro y criterio de selección.

**Figura 9.** Comportamiento del Run Life de las tuberías según el caudal de producción.



**Fuente:** Ecopetrol S.A.

**3.1.3. Severidad de corrosión.** Dada la condición de operación actual del campo, donde existe un proyecto masivo de inyección selectiva de agua como método de recuperación secundaria desde el año 2005, muchas zonas del campo han experimentado las consecuencias de la irrupción del agua en varios pozos. La corrosión ha entrado a jugar un papel importante en el plan de integridad del campo ya que esta ha sido la fuente de numerosas fallas no sólo en tubería sino también en otros componentes de los sistemas de levantamiento artificial.

La corrosión se vuelve un tema crítico una vez que el agua está presente. Naturalmente los gases corrosivos como H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> no hacen mayor afectación hasta no entrar en contacto con el agua y generar ácidos altamente perjudiciales

para la integridad de los pozos. En LCI los mecanismos más comunes de corrosión son por CO<sub>2</sub> y por bacterias. La severidad en la corrosión causada por bacterias radica en la presencia de zonas de depositación en los pozos, es decir, zonas con espacios horizontales donde se puedan asentar y acumular. Debido a esto, este tipo de corrosión es más común en pozos desviados. (Pérez et al).

**Figura 10.** Grietas y daños en las tuberías causados por la corrosión.



**Fuente:** Ecopetrol S.A.

En el período de estudio de la data del campo (2012-2016) se registraron 14 fallas en tubería donde la causa específica de falla fue “Fluidos Corrosivos”, mientras que, en otras 8 fallas la causa principal fue “Construcción del Pozo”, la corrosión estuvo involucrada como causa de falla asociada o suplementaria. Es decir, a causa de la corrosión el campo tuvo pérdidas por producción diferida y por costos de well service por cerca de 3 millones de dólares.<sup>7</sup>

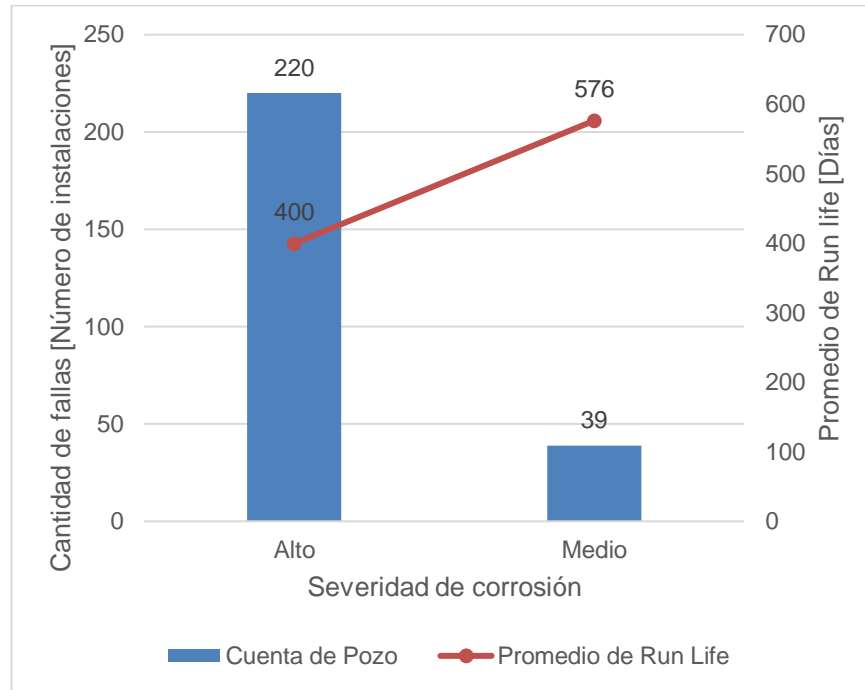
Dado el impacto generado por la corrosión en el desempeño histórico de las PCP en el campo, y a su capacidad para acelerar el desgaste en la superficie de las

---

<sup>7</sup> Ecopetrol S.A.

tuberías de producción, se determinó tenerla en cuenta como tercer filtro y criterio para seleccionar las tuberías.

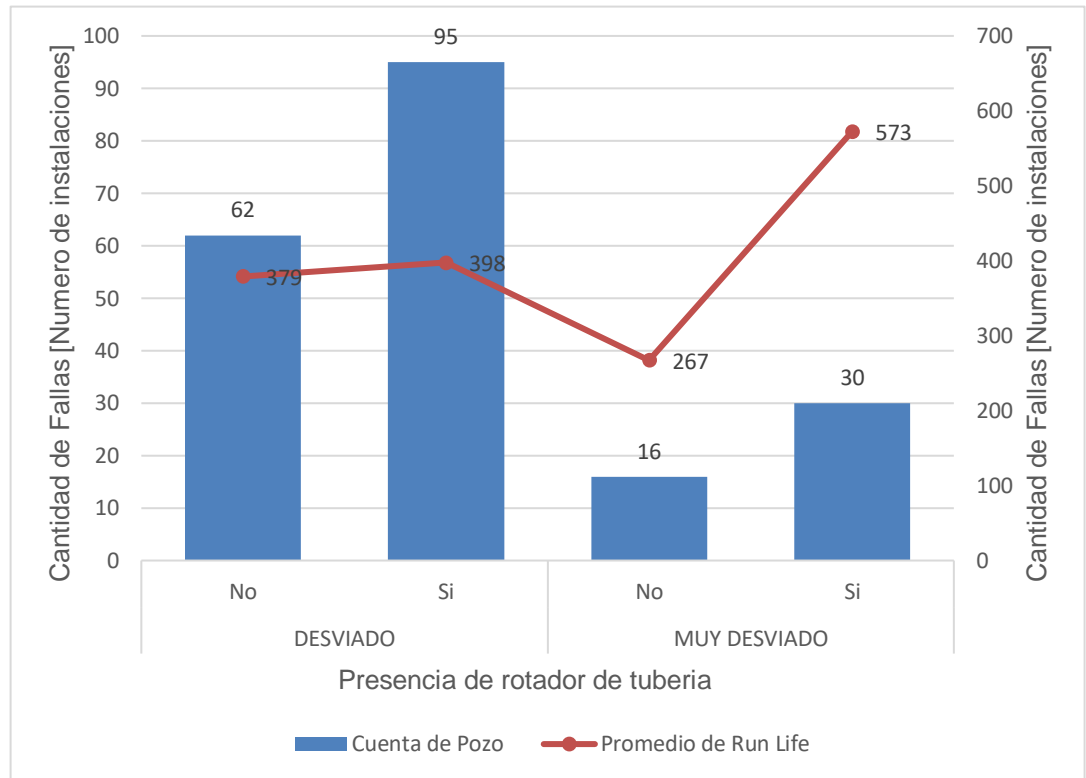
**Figura 11.** Run Life de las tuberías según la severidad de la corrosión.



**Fuente:** Ecopetrol S.A.

**3.1.4. Rotador de tubería.** Desde el año 2009 se vienen implementando rotadores de tubería en los sistemas PCP del campo LCI como medida para mitigar la fricción en la tubería. Esto se logra por medio del accionamiento manual o eléctrico del rotador, el cual hace girar cada tanto a la tubería de producción evitando que el desgaste con la varilla se concentre en un mismo punto y por ende distribuyéndolo en toda la circunferencia de la tubería. Está demostrado, por la experiencia de campo, que el rotador de tubería es un elemento muy útil para prolongar la vida operativa de las sartas de producción. Los resultados se muestran a continuación:

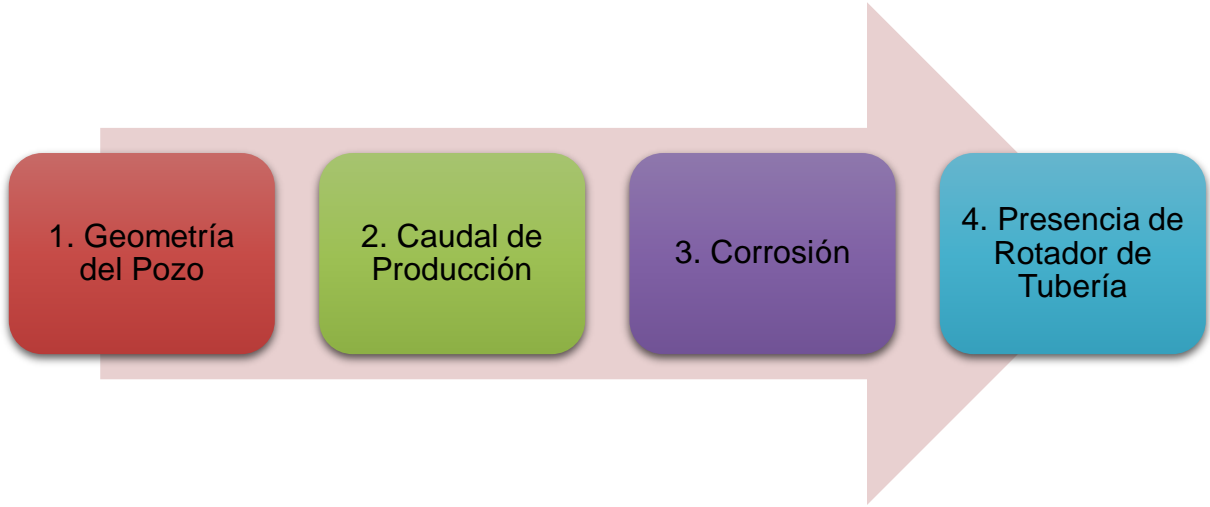
**Figura 12.** Comportamiento del Run Life de las tuberías según la presencia de Rotadores de tubería.



**Fuente:** Ecopetrol S.A.

Debido a estos resultados y al impacto que ha tenido la instalación de los rotadores de tubería en la extensión del run life de las sartas de tubería se determinó ser tenidos en cuenta como cuarto filtro y criterio final para seleccionar las tuberías. Ya consolidados dichos criterios, la jerarquización se establece como lo presenta la figura 13.

**Figura 13.** Jerarquización de parámetros para la construcción del diagrama de flujo de la metodología propuesta.



#### 4. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

El primer paso para la elaboración de una metodología, representada por medio de un diagrama de flujo, es una recopilación estadística de todas las fallas por tubería en sistemas PCP que tuvieron lugar en el campo en un período de tiempo determinado. Los autores analizaron la data de estos pozos entre los años 2012 y 2017, años en los cuales hay mayor certeza de la información y en los cuales el seguimiento a los procesos de fallas ha sido llevado con mayor rigor.

La estadística de fallas de Ecopetrol fue la herramienta base para obtener la información para el presente proyecto ya que en esta se consigna históricamente todas las intervenciones realizadas a los sistemas de levantamiento artificial del campo. Sin embargo, fue necesario realizar una validación de los datos a partir de los reportes de falla individuales de cada pozo y de los daily reports de Open Wells, todo en aras de garantizar la mayor fiabilidad posible de la información.

**Figura 14.** Base de datos estadística de fallas de Ecopetrol

	A	B	C	D	E	F	G	H	R	S	T	U	V
	Superintendencia	Campo	Pozo	Corrida	Fecha Instalacion	Fecha Arranque	Fecha Parada	Fecha Desinstalacion	Tipo SLA	Objetivo del Pozo	Tipo Servicio	Tipo Taladro	F
9													
10	GCT	LA CIRA	CIRA0079	1	14/Dec/08	14/Dec/08	13/Jan/09	13/Jan/09	BM	Productor	1	Rig	Ec
11	GCT	LA CIRA	CIRA0079	2	14/Jan/09	14/Jan/09	12/Feb/09	12/Feb/09	BM	Productor	1	Rig	Pa
12	GCT	LA CIRA	CIRA0079	3	13/Feb/09	13/Feb/09	25/Feb/09	25/Feb/09	BM	Productor	1	Rig	Pa
13	GCT	LA CIRA	CIRA0079	4	26/Feb/09	26/Feb/09	10/Mar/09	10/Mar/09	BM	Productor	1	Rig	Pa
14	GCT	LA CIRA	CIRA0079	5	11/Mar/09	11/Mar/09	21/May/09	21/May/09	BM	Productor	1	Rig	W
15	GCT	LA CIRA	CIRA0079	6	22/May/09	22/May/09	16/Jun/09	16/Jun/09	BM	Productor	1	Rig	W
16	GCT	LA CIRA	CIRA0079	7	17/Jun/09	17/Jun/09	27/Jun/09	27/Jun/09	BM	Productor	1	Rig	Ec
17	GCT	LA CIRA	CIRA0079	8	28/Jun/09	28/Jun/09	01/Jul/09	01/Jul/09	BM	Productor	0	Rig	
18	GCT	LA CIRA	CIRA0079	9	07/Nov/11	07/Nov/11	07/Nov/11	07/Nov/11	BM	Productor	4	Rig	
19	GCT	LA CIRA	CIRA0116	1	30/Nov/14	30/Nov/14	30/Nov/14	30/Nov/14	BM	Productor	4	Rig	
20	GCT	LA CIRA	CIRA0125	1	01/Apr/10	01/Apr/10	01/Apr/10	01/Apr/10	BM	Productor	4	Rig	
21	GCT	LA CIRA	CIRA0141	1	24/Aug/08	24/Aug/08	16/Feb/10	16/Feb/10	BM	Productor	1	Rig	Ec

Fuente: Ecopetrol S.A.

Hecho esto, se elaboró una nueva base de datos exclusivamente con la información de fallas por tubería en pozos PCP, dicha recopilación incluyó información necesaria para desarrollar el diagrama de flujo como:

- Tipo de sarta de tubería
- Run Life Acumulado
- Tipo de pozo
- Tasa de producción y rango de tasa de producción
- Severidad de la corrosión

#### **4.1. TIPOS DE SARTAS DE TUBERÍA INSTALADAS EN LOS POZOS CON SISTEMAS PCP EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS**

En el campo LCI se corren gran variedad de tuberías. Históricamente en los sistemas PCP se han corrido cinco tipos de tuberías como se describen a continuación (por motivos de confidencialidad y protección de la imagen de los proveedores, los nombres de las tuberías han sido cambiadas para efecto del presente proyecto).

**Tubería 1:** Tubería convencional API con denominación, J-55, L-80 o N-80.

**Tubería 2:** Tubería especial con recubrimiento interno de resina de fenol-formaldehído.

**Tubería 3:** Tubería especial con recubrimiento interno de resina epóxica.

**Tubería 4:** Tubería especial con recubrimiento interno de resina epóxica con capa adicional anti abrasiva.

**Tubería 5:** Tubería especial con recubrimiento interno de polietileno de alta densidad.

## 4.2. RUN LIFE ACUMULADO

Es el tiempo total en el que una sarta de tubería estuvo en operación. Este tiempo es la sumatoria de todas las instalaciones en las que dicha sarta fue utilizada. Se define una instalación como un período de tiempo comprendido entre la fecha de arranque y la fecha de parada de un pozo. En muchas ocasiones las sargas de tubería se reutilizan y vuelven a ser corridas en el mismo pozo o en otros pozos, lo cual hace que su run life sea la suma de la instalación actual más las anteriores en las que dicha tubería fue utilizada.

## 4.3. TIPO DE POZO

Indica el tipo de geometría que tiene el pozo. Para efectos del presente análisis se consideraron tres tipos de geometría de acuerdo con el grado de dogleg severity máximo encontrado en el survey direccional. Esta información se obtuvo del software OpenWells.

- **Pozo vertical:** Cualquier pozo con un máximo DLS menor a  $2^{\circ}/100\text{ft}$
- **Pozo desviado:** Cualquier pozo con un máximo DLS entre 2 y  $4,1^{\circ}/100\text{ft}$
- **Pozo muy desviado:** Cualquier pozo con un máximo DLS mayor a  $4,1^{\circ}/100\text{ft}$

Estos rangos de dog – leg severity son producto de un análisis estadístico realizado por los ingenieros de producción de Occidental de Colombia elaborado en el año 2016 para agrupar los pozos productores en tres grandes grupos de estudio, con el fin de observar el desempeño de las sargas de varilla en los diferentes sistemas de levantamiento artificial instalados en el campo LCI. <sup>[8]</sup>

---

<sup>8</sup> ECOPETROL S.A., LLC 2016

**Figura 15.** Comparación de los tipos de pozo según su geometría.

**Pozo vertical**

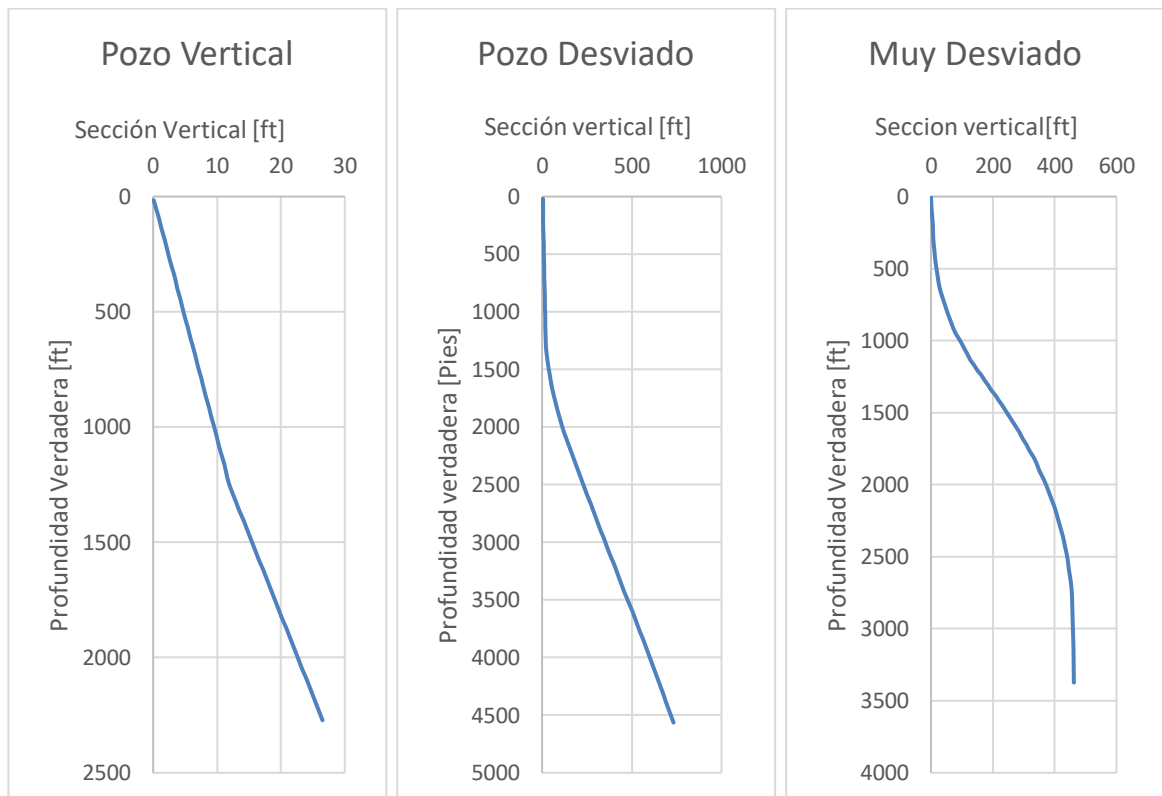
DLS máximo:  
0.04°/100 pies

**Pozo desviado**

DLS máximo  
2.54°/100 pies

**Pozo muy desviado**

DLS máximo  
4.37°/100 pies



**Fuente:** Ecopetrol S.A.

#### **4.4. TASA DE PRODUCCIÓN Y RANGO DE CAUDAL**

La tasa de producción y el rango de caudal indican el volumen de producción total de fluidos por pozo. La información se obtuvo del archivo administrado por Ecopetrol llamado DINASON en el cual se consigna toda la información de los pozos referente a niveles, dinagramas, sonolog y otros parámetros de operación. El caudal de producción consignado para cada pozo en la falla es el caudal promedio producido

en los últimos dos meses previos a la fecha de falla. Se determinó agrupar los caudales en tres rangos: De 0-400 BFPD, de 400-800 BFPD y de 800 BFPD o más.

#### 4.5. SEVERIDAD DE CORROSIÓN

Para establecer la severidad en la corrosión de los diferentes pozos del campo se obtuvo información del Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de LCI, quienes desarrollaron un consolidado fisicoquímico que se emplea como guía de referencia para el seguimiento de los tratamientos químicos en todo el campo.

Dado que la corrosión es un fenómeno complejo que no depende de una única variable para determinar su severidad, debe estudiarse como un proceso donde intervienen diferentes condiciones tanto químicas como operacionales. A continuación, el consolidado desarrollado por los ingenieros del proyecto para determinar la criticidad en la corrosión de los pozos del campo:

**Tabla 5.** Consolidado de criticidad de la severidad de la corrosión.

	Variables	Niveles	Rangos	Puntaje/Relación	Índice de la Variable
<b>Condiciones Diseño y Operación</b>	<b>Tipo de ALS</b>	1	PCP	10.00	PCP
		2	BM	3.96	
		3	ESP	0.84	
		4	ESPCP	0.00	
	<b>Grado Material Sucker Rod</b>	1	Varilla 1	10.00	0.60
		2	Varilla 2	9.71	0.58
		3	Varilla 3	8.40	0.50
		4	Varilla 4	7.17	0.43
		5	Varilla 5	6.83	0.41
		6	Varilla 6	5.30	0.32

Variables	Niveles	Rangos	Puntaje/Relación	Índice de la Variable	
	7	Varilla 7	4.68	0.28	
	8	Varilla 8	4.63	0.28	
	9	Varilla 9	4.52	0.27	
	10	Varilla 10	3.62	0.22	
	11	Varilla 11	2.98	0.18	
	12	Varilla 12	2.96	0.18	
	13	Varilla 13	2.77	0.17	
	14	Varilla 14	2.71	0.16	
	15	Varilla 15	2.51	0.15	
	16	Varilla 16	1.52	0.09	
	17	Varilla 17	1.50	0.09	
	18	Varilla 18	1.50	0.09	
	19	Varilla 19	0.85	0.05	
	20	Varilla 20	0.00	0.00	
	<b>Tiempo de vida Remanente (años)</b>	Alto	< 9	10	0.9
		Medio	9 - 23,51	5	0.45
		Bajo	> 23,51	1.2	0.108
	<b>Velocidad de flujo (ft/s)</b>	Alto	> 0,538	10	2
		Medio	0,20 - 0,538	7.3	1.46
		Bajo	< 0,2	3.6	0.72
<b>Características del Fluido</b>	<b>CO2 Disuelto (ppm)</b>	Alto	> 68	10	3
		Medio	40 - 68	6.3	1.89
		Bajo	< 40	2.5	0.75
	<b>Cloruros (ppm)</b>	Alto	> 10226	10	1
		Medio	8000 - 10226	4	0.4
		Bajo	< 8000	1.2	0.12

Variables	Niveles	Rangos	Puntaje/Relación	Índice de la Variable	
<b>Fe Total (ppm)</b>	Alto	> 10,66	10	2	
	Medio	4,5 - 10,66	7.5	1.5	
	Bajo	< 4,5	5.3	1.06	
	<b>Biocorrosión</b>	Alto	> 100	10	0.2
		Medio	10 - 100	6	0.12
		Bajo	< 10	2	0.04
	<b>Tendencia incrustante</b>	Alto	> 18	10	0.3
		Medio	10 -- 18	6	0.18
		Bajo	< 10	2	0.06
<b>Fe Soluble (ppm)</b>	Alto	> 7,256	10	2	
	Medio	2,8 - 7,256	7.5	1.5	
	Bajo	< 2,8	5.3	1.06	

**Fuente:** Ecopetrol S.A.

Los parámetros correspondientes a Condiciones de Diseño y Operación tienen una ponderación del 35%, mientras que las características fisicoquímicas del fluido cuentan por el 65%. Este análisis fue aplicado a un total de 800 pozos productores, abarcando pozos ubicados en todas las áreas del campo y con diferentes sistemas de levantamiento artificial. Los resultados y el número de fallas por categoría se presentan a continuación:

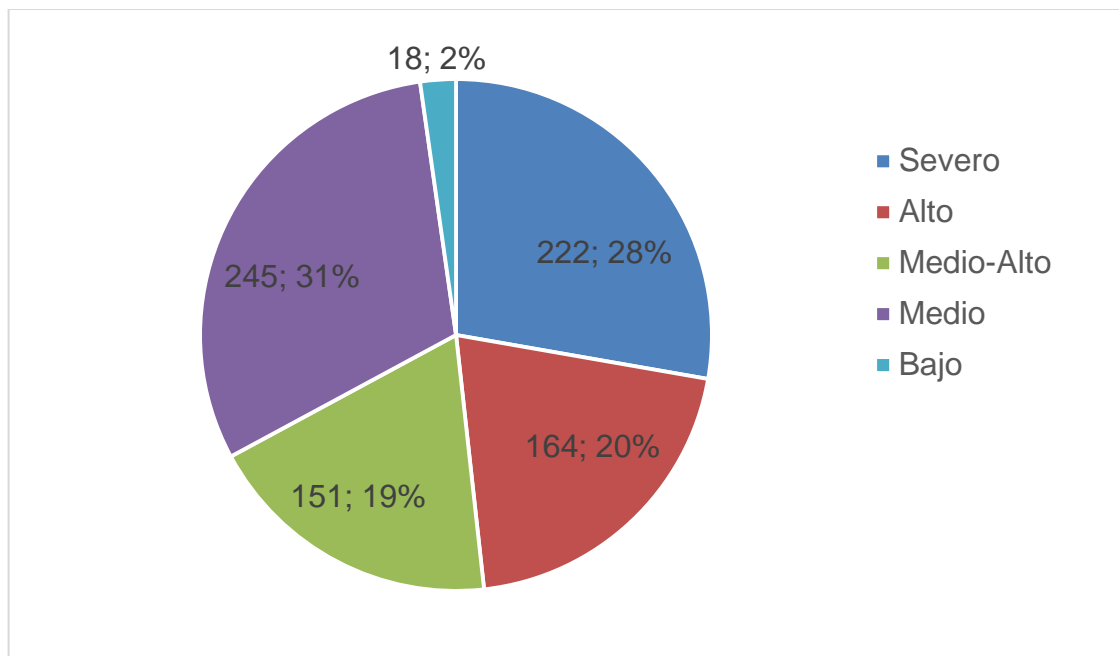
**Tabla 6.** Niveles de corrosión en el campo La Cira Infantas.

Nivel de Probabilidad	Número de Fallas por Fluidos Corrosivos			
	Fecha			
	2015-2016	2013-2014	2011-2012	2010-2009
<b>Severo</b>	25	25	29	20
<b>Alto</b>	6	9	25	12
<b>Medio-Alto</b>	3	5	6	1
<b>Medio</b>	3	3	6	2
<b>Bajo</b>	0	0	0	0
<b>Total</b>	37	42	66	35

**Fuente:** Ecopetrol S.A.

Como se puede observar el nivel de corrosión en todo el campo es alto, y es consecuente con la ya evidente irrupción de agua en prácticamente todas las áreas de La Cira Infantas. Para simplificar el criterio de severidad corrosiva, se decidió agrupar las categorías “Several” y “High” como **Corrosión Alta**, mientras que “Medium High” y “Medium” como **Corrosión Media**. No se tuvo en cuenta la categoría “Low” ya que en la estadística de fallas por tubería en PCP no se encontraron pozos con niveles de corrosión bajos.

**Figura 16.** Severidad de corrosión encontrada en el campo La Cira Infantas.



**Fuente:** Ecopetrol S.A.

#### **4.6. BASE DE DATOS CONSOLIDADA DE POZOS CON PCP EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS.**

La nueva base de datos elaborada comprende información más completa y precisa de la operación de los pozos momentos anteriores y posteriores a sus procesos de falla por tubería. El cálculo del run life acumulado de las sartas de tubería se llevó a cabo contrastando la información de la Estadística de Fallas con los reportes de operación de OpenWells. Este dato de run life acumulado es el más importante de la base de datos, dado que se calculó un run life estimado promedio para cada tipo de tubería dependiendo del tipo de pozo y las condiciones de operación en las que se encontraba.

**Tabla 7.** Base de datos consolidada de las fallas en sistemas PCP instalados en el campo La Cira Infantas

	A	B	I	U	Y	AV	AY	AZ	BA	BQ	BR
	Pozo	POZO	RL instalación	Causa General de la Falla	Causa Especifica de la Falla	Tubing Coating1	Tubing Quantity1	Tubing Status1	Run Life Acumulado 1	Tubing Rotorator	Tbg Rotorator Type
2	CIRA0255	255	312	Construcción del Pozo	Seccion No Tangente	Tbg1	82	NEW	312	Si	Manual
3	INFA0317	317	184	Construcción del Pozo	Seccion No Tangente	Tbg1	74	NEW	184	Si	Eléctrico
4	CIRA0357	357	390	Operación	Monitoreo Inadecuado	Tbg1	79	NEW	390	Si	Eléctrico
5	CIRA1049	1049	1417	Desgaste Normal o Esperado	Desgaste Normal o Esperado	Tbg1	90	NEW	1417	No	No
6	CIRA1049	1049	242	Construcción del Pozo	Seccion No Tangente	Tbg1	90	NEW	242	No	No
7	CIRA1066	1066	140	Operación	Procedimiento de Operación	Tbg1	82	NEW	140	Si	Manual
8	CIRA1066	1066	5	Operación	Procedimiento de Operación	Tbg1	82	PERUN	145	Si	Manual
9	CIRA1066	1066	139	Operación	Procedimiento de Operación	Tbg1	82	NEW	139	Si	Manual
10	CIRA1112	1112	264	Operación	Procedimiento de Operación	Tbg1	82	PERUN	825	Si	Manual
11	CIRA1471	1471	97	Construcción del Pozo	Seccion No Tangente	Tbg1	90	REUSED	120	No	No
12	CIRA1495	1495	1546	Desgaste Normal o Esperado	Desgaste Normal o Esperado	Tbg1	81	PERUN	2061	No	No
13	CIRA1495	1495	115	Fluidos o Yacimiento	Fluidos Corrosivos	Tbg1	80	NEW	115	No	No
14	CIRA1881	1881	37	Manufactura	Selección de Materiales	Tbg1	90	REUSED	104	Si	Eléctrico

**Fuente:** Ecopetrol S.A.

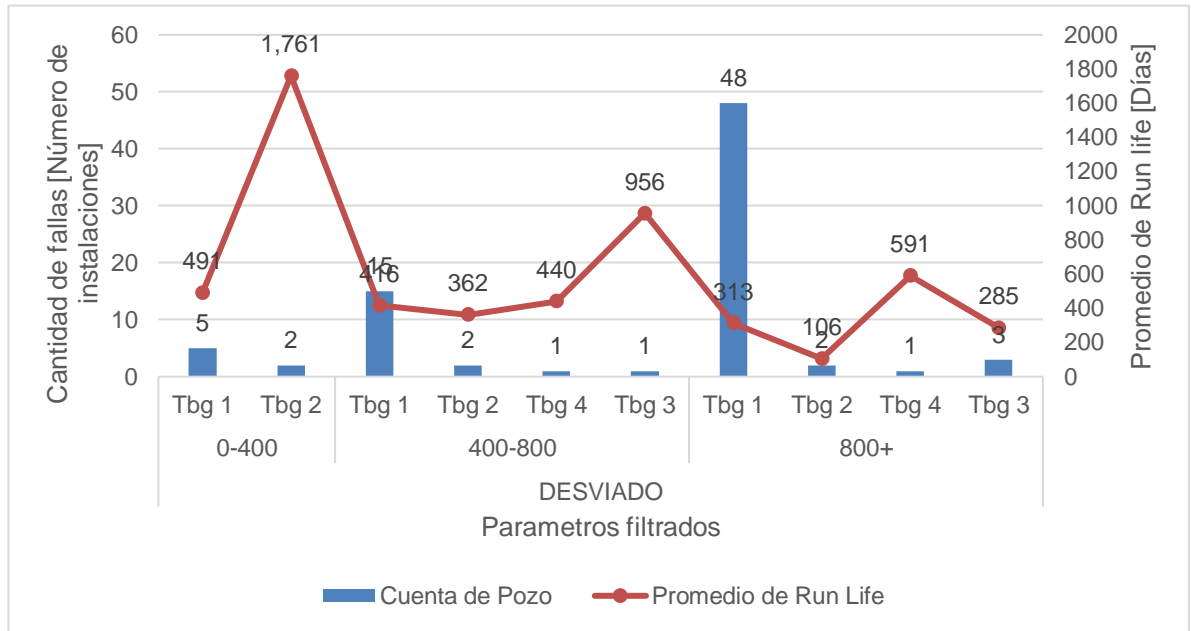
De acuerdo con la jerarquización planteada en el capítulo anterior se filtraron en la nueva base de datos todas las combinaciones posibles de escenarios de pozo, combinando entre sí las geometrías de pozo, los rangos de caudal, la severidad de corrosión y la presencia de rotador hasta obtener para cada caso un run life estimado. Este run life estimado se calculó como el promedio de todos los run life acumulados que tuvo una determinada sarta de tubería en su vida útil.

En aras de garantizar la fiabilidad del cálculo del run life estimado de la tubería a partir de la media aritmética de los datos para cada posible escenario, se validó que el promedio obtenido fuese representativo. Esto se logró mediante el cálculo del intervalo de confianza con el fin de determinar qué tan alejado podría encontrarse el valor estimado del posible valor real del run life, obteniendo como resultado un intervalo de  $\pm 36$  días, con un nivel de confianza del 90%. Dicho valor se consideró razonable puesto que los valores encontrados en la realidad para el run life de las tuberías suelen superar los 600 días.

A manera de ejemplo se presenta en la figura 17 el proceso de filtración de datos para unas características de pozo dado.

**Figura 17.** Grafica de Run Life promedio de las tuberías instaladas en los sistemas PCP.

Rotador	Si
Severidad de corrosión	Alta



**Fuente:** Ecopetrol S.A.

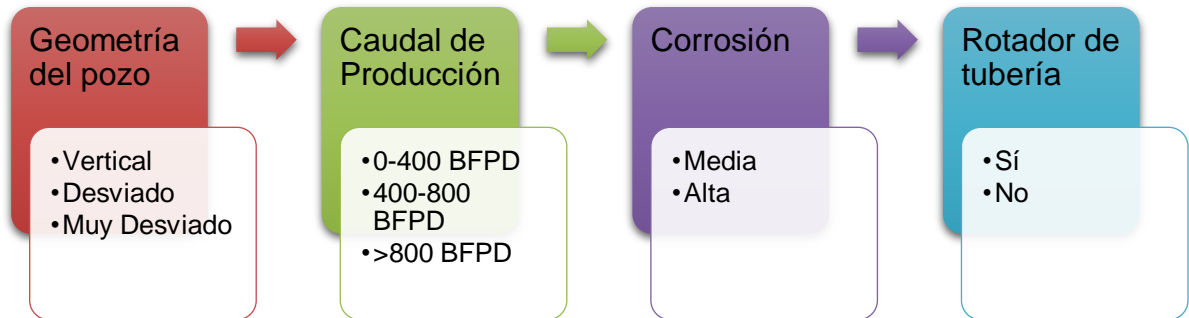
Este procedimiento se llevó a cabo de la misma forma para el resto de escenarios de pozo posibles, de acuerdo con la jerarquización establecida en el presente proyecto.

#### **4.7. Diagrama de flujo final para la selección de tuberías en sistemas PCP a instalar en el campo La Cira Infantas.**

De acuerdo con la clasificación dada por los autores, los escenarios de pozo y las condiciones operacionales que se establecieron para el diagrama de flujo, el

algoritmo que explica la metodología a seguir para cualquier pozo del campo está dado por la figura 18.

**Figura 18.** Escenarios de pozos y condiciones operacionales.



**Anexo A.** Diagrama de flujo para la selección de tuberías en sistemas PCP a instalar en el Campo La Cira Infantas.

## 5. IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA A UN POZO CRÍTICO DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

En este capítulo se presenta un caso de aplicación de la metodología propuesta para la selección de tuberías en un pozo crítico con el fin de prolongar el run life de los pozos con sistemas PCP en el campo LCI y disminuir costos asociados a intervenciones a causa de las fallas por tubería rota.

Para efectos de preservación de la confidencialidad de la información suministrada por Ecopetrol S.A. el nombre del pozo sometido a evaluación es modificado por CIRA01.

### 5.1. COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DEL POZO CIRA01

El tiempo medio de falla por tubería para este pozo es de 312 días, es decir que este pozo deberá ser intervenido por lo menos una vez cada año por tubería rota lo cual implica entrar al pozo con equipo Rig, generando enormes costos para la operación. Por tener este pozo un run life menor a 365 días, se le considera un Pozo Crítico.

**Tabla 8.** Comportamiento histórico del pozo CIRA01.

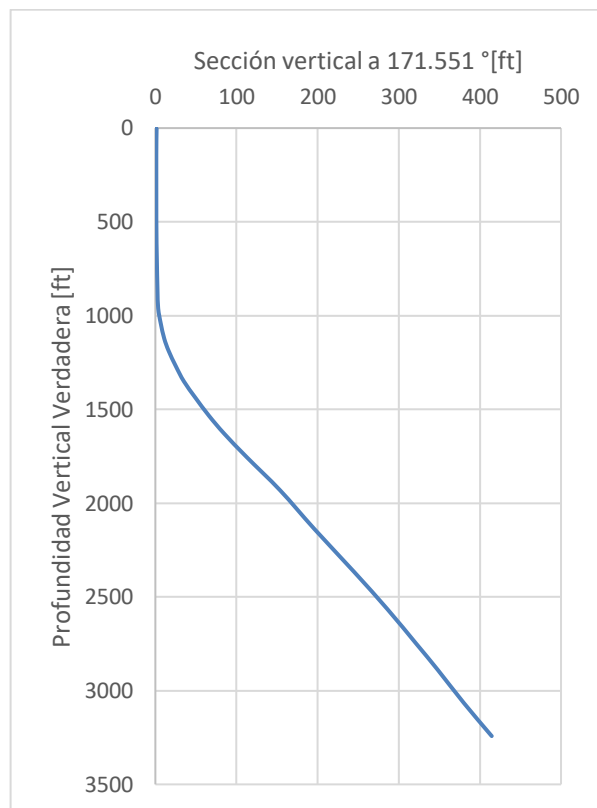
Fecha de arranque	Fecha de parada	Run Life	Causa general de falla	Componente fallado	Tubería
28/03/2017	27/05/2017	60	Construcción del pozo	Tubería	3,5-Tubería 1-Nueva
6/09/2016	21/03/2017	196	Configuración del sistema	Tubería	3,5- Tubería 1-Nueva
23/12/2015	23/08/2016	809	Construcción del pozo	Tubería	3,5- Tubería 1-Reusada
11/01/2014	20/04/2014	99	Construcción del pozo	Tubería	3,5- Tubería 1-Inspeccionada
27/11/2012	27/12/2013	395	Construcción del pozo	Tubería	3,5- Tubería 1-Nueva

**Fuente:** Ecopetrol S.A.

## 5.2. GEOMETRÍA DEL POZO

De acuerdo con la información encontrada en el Survey Deviation del pozo cargado en Open Wells por parte de Ecopetrol se encuentra que el pozo a estudiar es un pozo desviado con un dog leg máximo de  $2.47^{\circ}/100\text{ft}$ .

**Figura 19.** Vista de la sección vertical del pozo CIRA01.

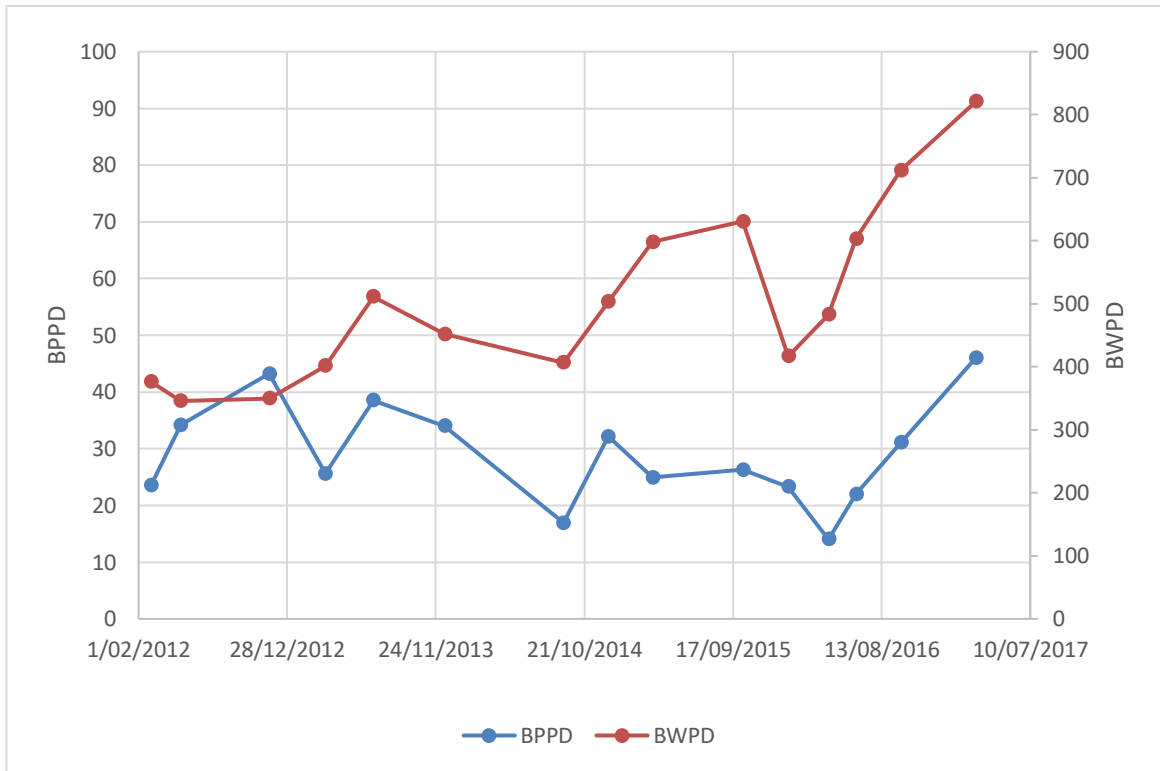


**Fuente:** Ecopetrol S.A.

## 5.3. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL POZO CIRA01

De acuerdo con la información suministrada por Ecopetrol, durante este trabajo se clasifica al pozo en estudio se clasifica dentro del rango de producción media entre 400 y 800 BFPD como se muestra en la Figura 20.

**Figura 20.** Histórico de producción del pozo CIRA01



**Fuente:** Ecopetrol S.A.

El pozo presenta un pico de producción para el día 11 de marzo de 2017, registrando una producción de 46 BPPD y un BSW de 94,69%. Actualmente el pozo presenta una producción promedio de 37 BPPD con un BSW del 95,72%.

#### **5.4. HISTORIA DE LAS RPM DEL POZO ANTES DE FALLAR**

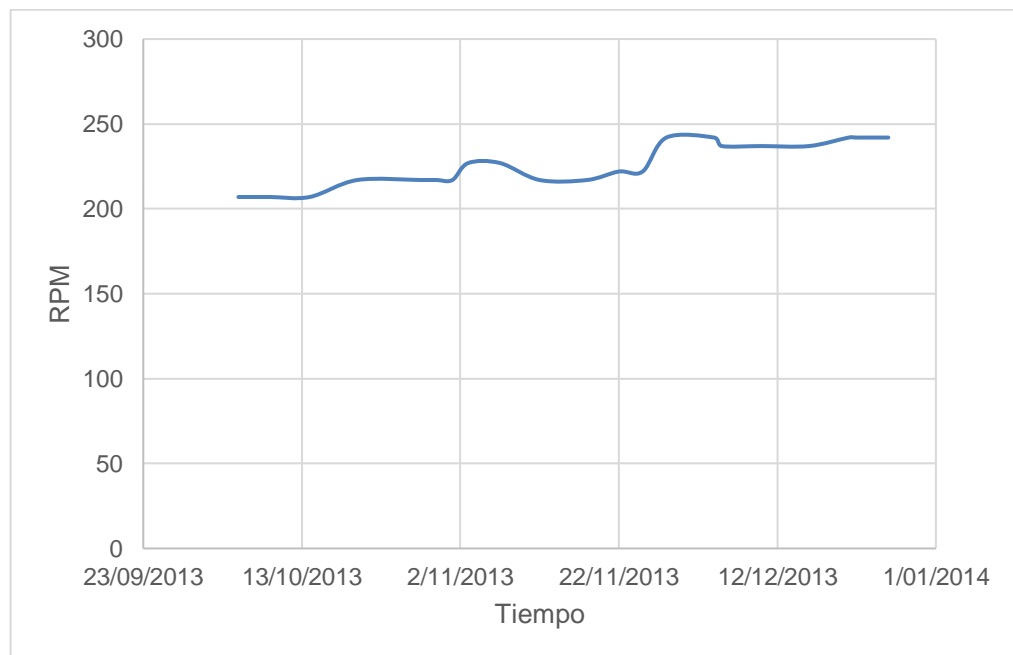
El análisis de las RPM brinda información sobre las condiciones de operación en las que debe ser operado el pozo y, según los caudales producidos, determinar cuáles podrían ser las velocidades óptimas de operación. Para el caso específico de este pozo y, de acuerdo a los datos obtenidos se evidencia que velocidades de rotación cercanas y mayores a 250 RPM llevarían a inducir una falla en el pozo.

**Tabla 9.** Falla 27/12/13

Fecha	Rpm/ hz/spm	% Torque	Flap_libre gas (ft)	Nivel (ft)	Intake bomba (ft)
21-12-13	242	34	320	2317,14	2636,7
22-12-13	242	34	338	2298,96	2636,7
26-12-13	242	35	338	2298,94	2636,7
27-12-13			618	2019,03	2636,7

**Fuente:** Ecopetrol S.A.

**Figura 21.** Evolución de las RPM en el tiempo antes de la falla 27/12/13



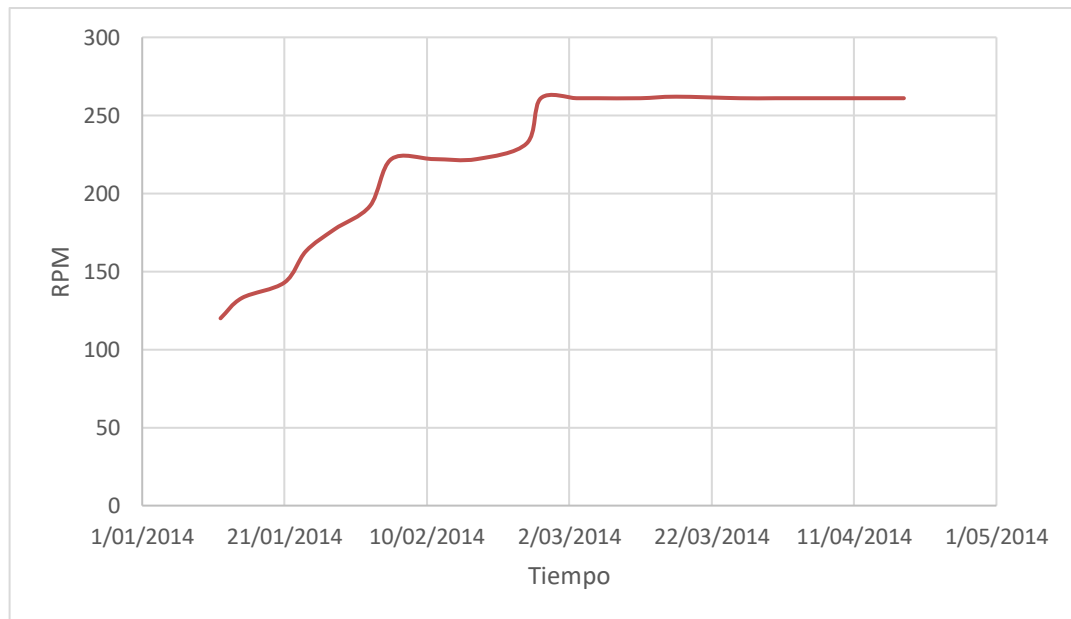
**Fuente:** Ecopetrol S.A.

**Tabla 10.** Falla 20/04/14

Fecha	Rpm/ hz/spm	% torque	Flap_libre gas (ft)	Nivel (ft)	Intake bomba (ft)
21-4-14			730	1882,13	2703,8
18-4-14	261	34	391	2274,28	2703,8
9-4-14	261	34	428	2276,2	2703,8
31-3-14	261	34	435	2268,61	2703,8

**Fuente:** Ecopetrol S.A.

**Figura 22.** Evolución de las RPM en el tiempo antes de la falla 20/04/14



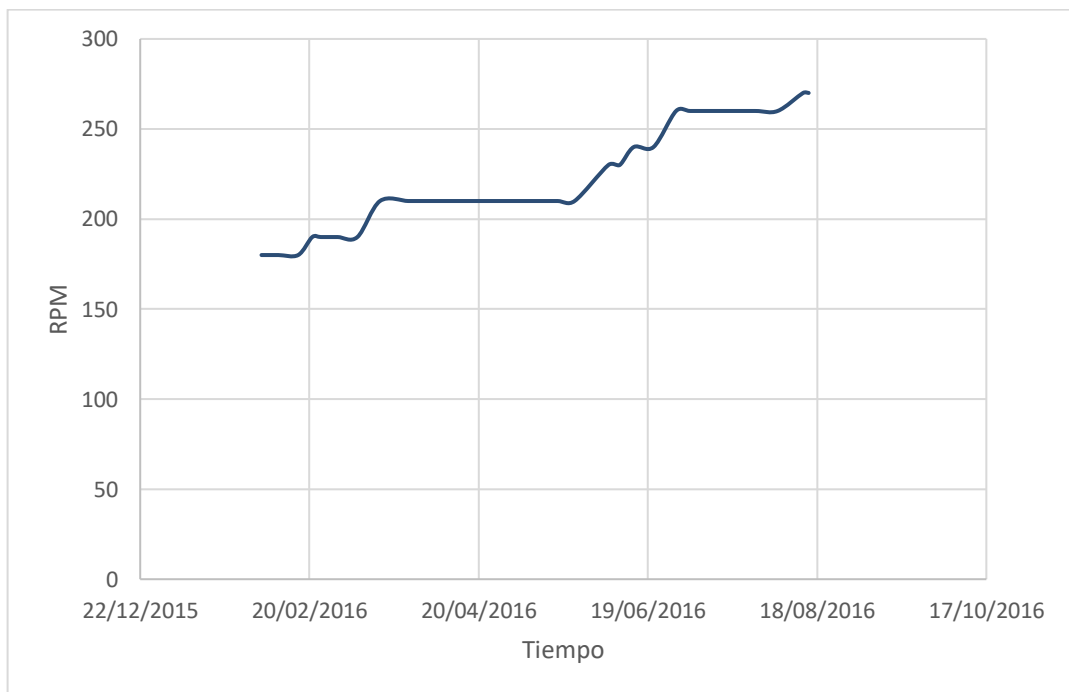
**Fuente:** Ecopetrol S.A.

**Tabla 11.** Falla 23/08/16

Fecha	Rpm/ hz/spm	% torque	Flap_libre gas (ft)	Nivel (ft)	Intake bomba (ft)
15-8-16	270	34	529	2169,63	2698,3
13-8-16	270	34	559	2121,2	2698,3
4-8-16	260	32	662	2036,77	2698,3

**Fuente:** Ecopetrol S.A.

**Figura 23.** Evolución de las RPM en el tiempo antes de la falla 23/08/16



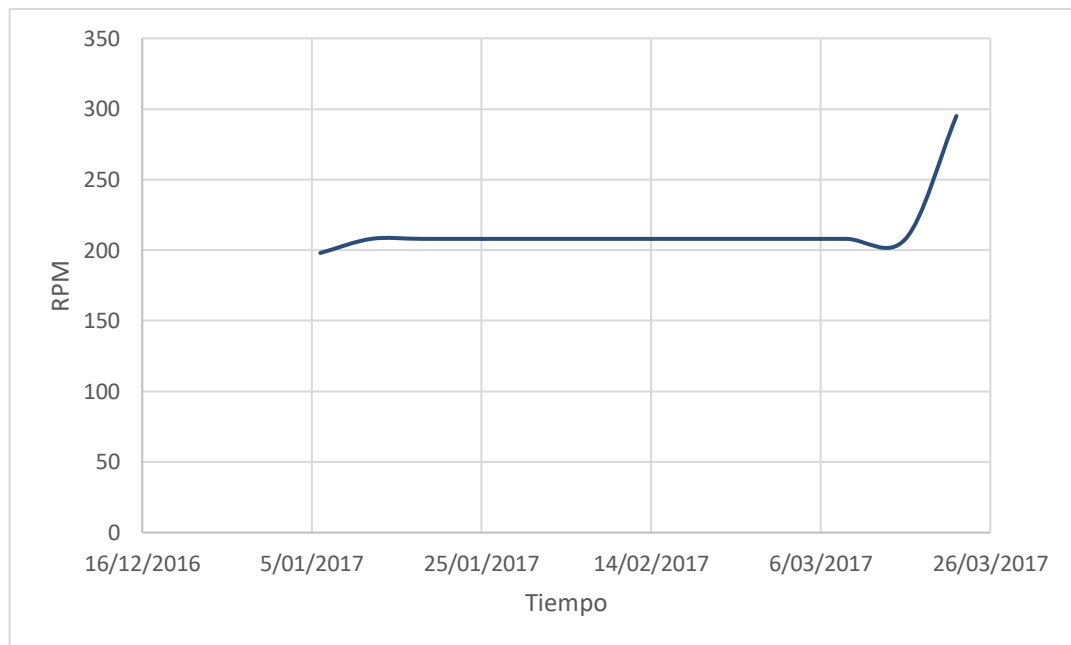
**Fuente:** Ecopetrol S.A.

**Tabla 12.** Falla 21/03/17

Fecha	Rpm/ hz/spm	% torque	Flap_libre gas (ft)	Nivel (ft)	Intake bomba (ft)
22-3-17	295	52	1344	1759,13	3103,54
16-3-17	208	51	1077	2026,67	3103,54
9-3-17	208	52	1050	2053,05	3103,54
2-3-17	208	52	1027	2076,77	3103,54

**Fuente:** Ecopetrol S.A.

**Figura 24.** Evolución de las RPM en el tiempo antes de la falla 21/03/17



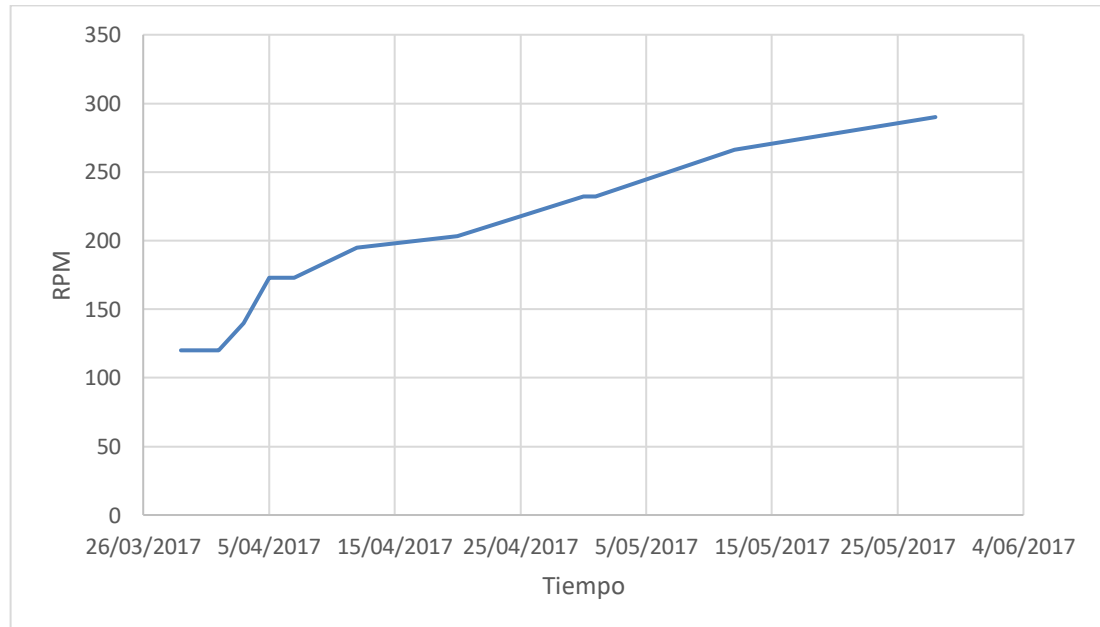
**Fuente:** Ecopetrol S.A.

**Tabla 13.** Falla 27/05/17

Fecha	Rpm/ hz/spm	% torque	Flap_libre gas (ft)	Nivel (ft)	Intake bomba (ft)
28-5-17	290	55	1323	1776,62	3129
12-5-17	266	48	1252	1850	3129
1-5-17	232	56	2697	390,65	3129
30-4-17	232	54	2749	338,65	3129
20-4-17	203	53	945	2164,84	3129

**Fuente:** Ecopetrol S.A.

**Figura 25.** Evolución de las RPM en el tiempo antes de la falla 27/05/17



**Fuente:** Ecopetrol S.A.

## 6. EVALUACIÓN FINANCIERA

Para establecer la viabilidad final de la implementación de la metodología propuesta, se hace necesario determinar el tiempo en el cual se va a pagar la intervención a realizar, teniendo en cuenta la instalación de la nueva sarta de tubería de producción y el ahorro que se obtendría posterior a su ejecución.

### 6.1. INDICADORES FINANCIEROS

Se desarrolló una evaluación del proyecto que congregó diferentes indicadores financieros, los cuales cuentan con parámetros contractuales del proyecto conjunto entre Ecopetrol S.A. y Occidental Petroleum.

**6.1.1. Costos de capital (CAPEX).** Son costos asociados a la instalación de nueva infraestructura, inversiones iniciales, incorporación de nuevas tecnologías de levantamiento artificial, perforación de pozos y trabajos de reacondicionamiento de los mismos. Estos también incluyen gastos en instalaciones adicionales o adaptaciones a las facilidades actuales de producción y tratamiento en superficie.

**6.1.2. Costos de operación (OPEX).** Son costos asociados a trabajos de mantenimiento para retornar los equipos a las condiciones operativas en las que se encontraban previo a la falla. Hace referencia al dinero que la compañía utiliza en la operación diaria del campo. Está asociado a costos de energía, personal de mantenimiento, transporte, químicos, ambientales, entre otros.<sup>9</sup>

---

<sup>9</sup> <sup>10</sup> Domínguez, Darío. Contreras, Daniel. Propuesta metodológica para la selección de filtros para control de sólidos en pozos de bombeo mecánico en la Cira Infantas, Tesis de ingeniero de petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, 2016, 156-157p.

**6.1.3. Flujo de caja.** Se refiere al flujo neto de entrada y salida de dinero durante un período de tiempo establecido.

Flujo de caja = Costos de operación + Costos de capital + Impuestos

Existen varios indicadores financieros para medir el beneficio económico de un proyecto

**6.1.3.1: Valor presente neto.** Es una medida del beneficio que rinde un proyecto de Inversión a través de toda su vida útil y es equivalente a la suma de los flujos de Ingresos netos que generará el proyecto en el futuro.<sup>10</sup>

$$VPN = I + \sum_{i=1}^k \frac{CFk}{(1 + i)^k}$$

Dónde:

I=Costo de la inversión

CFk= Flujo de caja

I= tasa de interés

K= Periodo de tiempo

**6.1.3.2. Tasa de interés de oportunidad (TIO).** Es la tasa de interés a la cual una compañía o grupo de inversionistas están dispuestos a invertir en un determinado proyecto para obtener un margen de utilidades viable para los intereses de dicha compañía. Para el caso de Ecopetrol S.A. esta tasa de interés de oportunidad es de 11% efectiva anual.

**6.1.3.3. Tasa interna de retorno (TIR).** Es la tasa de interés a la que el valor actual neto de los costos (los flujos de caja negativos) de la inversión es igual al valor presente neto de los beneficios (flujos positivos de efectivo) de la inversión, es decir, la tasa a la cual el valor presente neto se hace igual a cero.<sup>11</sup>

$$TIR = I + \sum_{t=0}^n \frac{CFt}{(1 + TIO)^t} - I_o$$

Dónde:

Io= Costo de la inversión inicial

CFt= Flujo de caja

TIR= Tasa interna de retorno

TIO= Tasa de retorno

Si TIR > TIO, el proyecto es rentable.

Si TIR = TIO, es indiferente seleccionar esa propuesta o alguna otra.

Si TIR < TIO, el proyecto no resulta rentable.

**6.1.3.4. Relación costo beneficio (RCB).** Es un factor que relaciona el valor presente neto de los ingresos con el valor presente neto de los egresos.<sup>12</sup>

---

<sup>11</sup> Domínguez, Darío. Contreras, Daniel. Propuesta metodológica para la selección de filtros para control de sólidos en pozos de bombeo mecánico en la Cira Infantas, Tesis de ingeniero de petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, 2016, 158p.

<sup>12</sup> Domínguez, Darío. Contreras, Daniel. Propuesta metodológica para la selección de filtros para control de sólidos en pozos de bombeo mecánico en la Cira Infantas, Tesis de ingeniero de petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, 2016, 159p.

$$RCB = \frac{VPN \text{ Ingresos}}{VPN \text{ Egresos}}$$

Dónde:

**RCB:** Relación Beneficio-Costo.

**VPN Ingresos:** VPN de los Ingresos, Unidades Monetarias

**VPN Egresos:** VPN de los Egresos, Unidades Monetarias

Para evaluar este indicador es necesario tener las siguientes consideraciones.

Si  $B/C > 1$ , el proyecto es rentable, ya que indica que los Ingresos son Mayores a los Egresos.

Si  $B/C = 1$ , es indiferente seleccionar esa propuesta o alguna otra, ya que los ingresos son iguales a los egresos.

Si  $B/C < 1$ , el proyecto no resulta rentable ya que los ingresos son menores que los egresos.

**6.1.3.5. Recobro de la inversión (Pay-Back).** Hace referencia al tiempo en que se recuperará la inversión inicial realizada. Se constituye en una herramienta útil para tomar la decisión de aceptar un determinado proyecto y recuperar el dinero invertido en el período de tiempo que se considere conveniente.

**6.1.3.6. Retorno sobre la inversión (ROI).** Es un factor que compara la utilidad obtenida respecto a la inversión realizada. Para su cálculo se admite en el numerador el beneficio obtenido como producto de los ingresos del proyecto sin tener en cuenta intereses o impuestos, mientras que en el denominador se indica la inversión realizada.

$$ROI = \frac{\text{Beneficio}}{\text{Inversión}}$$

## 6.2. EVALUACIÓN FINANCIERA

Para establecer la viabilidad de la metodología es importante comparar los valores presentes netos de los servicios con la tubería de un caso base y con la tubería de un caso propuesto por la metodología planteada.

**6.2.1. Caso base de evaluación financiera.** Este escenario fue tomado como caso base para realizar un análisis de los indicadores financieros del pozo CIRA01 instalando tubería convencional API, sin tener en cuenta la metodología de selección. En la tabla 14 se recopilan los conceptos para determinar los gastos y la periodicidad de las fallas en un período de 4 años.

**Tabla 14.** Evaluación financiera de caso base.

Concepto	Valor
Costo Intervención con equipo (USD)	102,000
Precio Crudo (USD/Bbl)	50
Regalías (%)	0.10
Lifting Cost (USD)	10.2
Tiempo simulado (Años)	4
Frecuencia de falla (Meses)	10
# Intervenciones	4
PAYBACK (Meses)	10

La frecuencia de falla se determina de forma individual para cada pozo ya que depende de su historial de intervenciones. En la tabla 15 se presentan los ingresos y egresos (Producción diferida, Costo de la intervención, Regalías y Costos de

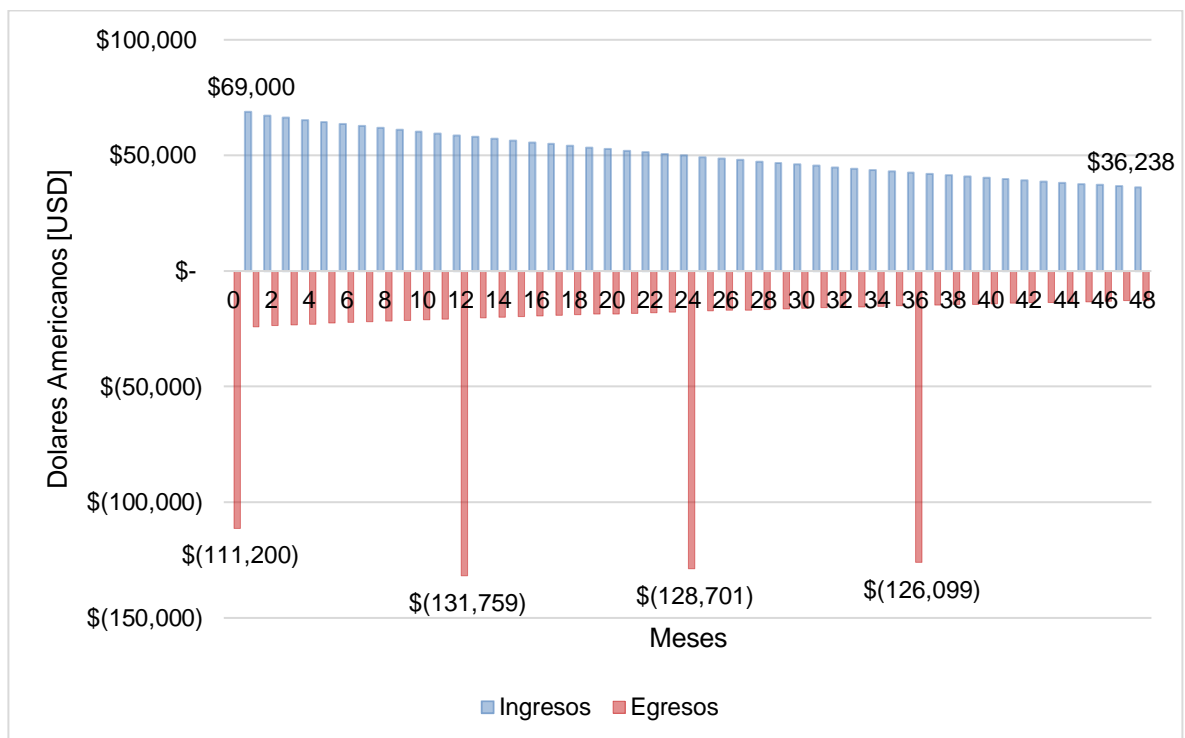
levantamiento) teniendo en cuenta el perfil de declinación de pozo, su respectiva producción mensual y el flujo de caja para un instante de tiempo en el período de estudio.

**Tabla 15.** Flujo de caja caso base CIRA01.

MESES	BO/MES	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
0		\$ -	\$ 444,800	-\$ 444,800	-\$ 444,800
1	1380	\$ 69,000	\$ 20,976	\$ 48,024	-\$ 396,776
2	1343	\$ 67,173	\$ 20,421	\$ 46,752	-\$ 350,024
3	1326	\$ 66,278	\$ 20,148	\$ 46,129	-\$ 303,894
4	1308	\$ 65,395	\$ 19,880	\$ 45,515	-\$ 258,380
5	1290	\$ 64,523	\$ 19,615	\$ 44,908	-\$ 213,472
6	1273	\$ 63,663	\$ 19,354	\$ 44,310	-\$ 169,162
7	1256	\$ 62,815	\$ 19,096	\$ 43,719	-\$ 125,443
8	1240	\$ 61,978	\$ 18,841	\$ 43,136	-\$ 82,307
9	1223	\$ 61,152	\$ 18,590	\$ 42,561	-\$ 39,745
10	1207	\$ 60,337	\$ 18,342	\$ 41,994	\$ 2,249
11	1191	\$ 59,532	\$ 18,098	\$ 41,435	\$ 43,684
12	1175	\$ 58,739	\$ 17,857	\$ 40,882	\$ 84,566
13	1159	\$ 57,956	\$ 17,619	\$ 40,338	\$ 124,904
14	1144	\$ 57,184	\$ 17,384	\$ 39,800	\$ 164,704
15	1128	\$ 56,422	\$ 17,152	\$ 39,270	\$ 203,973
16	1113	\$ 55,670	\$ 16,924	\$ 38,746	\$ 242,719
17	1099	\$ 54,928	\$ 16,698	\$ 38,230	\$ 280,949
18	1084	\$ 54,196	\$ 16,476	\$ 37,720	\$ 318,670
19	1069	\$ 53,474	\$ 16,256	\$ 37,218	\$ 355,887
20	1055	\$ 52,761	\$ 16,039	\$ 36,722	\$ 392,609
21	1041	\$ 52,058	\$ 15,826	\$ 36,232	\$ 428,841
22	1027	\$ 51,364	\$ 15,615	\$ 35,749	\$ 464,590
23	1014	\$ 50,680	\$ 15,407	\$ 35,273	\$ 499,863
24	1000	\$ 50,004	\$ 15,201	\$ 34,803	\$ 534,666
25	987	\$ 49,338	\$ 14,999	\$ 34,339	\$ 569,005
26	974	\$ 48,680	\$ 14,799	\$ 33,881	\$ 602,887
27	961	\$ 48,031	\$ 14,602	\$ 33,430	\$ 636,317
28	948	\$ 47,391	\$ 14,407	\$ 32,984	\$ 669,301
29	935	\$ 46,760	\$ 14,215	\$ 32,545	\$ 701,846
30	923	\$ 46,137	\$ 14,026	\$ 32,111	\$ 733,957
31	910	\$ 45,522	\$ 13,839	\$ 31,683	\$ 765,640

MESES	BO/MES	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
32	898	\$ 44,915	\$ 13,654	\$ 31,261	\$ 796,901
33	886	\$ 44,316	\$ 13,472	\$ 30,844	\$ 827,745
34	875	\$ 43,726	\$ 13,293	\$ 30,433	\$ 858,178
35	863	\$ 43,143	\$ 13,115	\$ 30,028	\$ 888,206
36	851	\$ 42,568	\$ 12,941	\$ 29,627	\$ 917,833
37	840	\$ 42,001	\$ 12,768	\$ 29,233	\$ 947,066
38	829	\$ 41,441	\$ 12,598	\$ 28,843	\$ 975,909
39	818	\$ 40,889	\$ 12,430	\$ 28,459	\$ 1,004,367
40	807	\$ 40,344	\$ 12,265	\$ 28,079	\$ 1,032,446
41	796	\$ 39,806	\$ 12,101	\$ 27,705	\$ 1,060,152
42	786	\$ 39,276	\$ 11,940	\$ 27,336	\$ 1,087,487
43	775	\$ 38,752	\$ 11,781	\$ 26,972	\$ 1,114,459
44	765	\$ 38,236	\$ 11,624	\$ 26,612	\$ 1,141,071
45	755	\$ 37,726	\$ 11,469	\$ 26,257	\$ 1,167,329
46	744	\$ 37,223	\$ 11,316	\$ 25,908	\$ 1,193,236
47	735	\$ 36,727	\$ 11,165	\$ 25,562	\$ 1,218,798
48	725	\$ 36,238	\$ 11,016	\$ 25,222	\$ 1,244,020
<b>TOTAL</b>	<b>48529</b>	<b>\$ 2,426,465</b>	<b>\$ 1,182,445</b>	<b>\$ 1,244,020</b>	

Figura 26. Diagrama de ingresos y egresos caso base.



**6.2.2. Caso de aplicación con la metodología propuesta.** Este escenario fue tomado como caso propuesto para realizar un análisis de los indicadores financieros del pozo CIRA01 instalando tubería tipo 3, seleccionada teniendo en cuenta la metodología, como la tubería más adecuada para este escenario. En la tabla 16 se recopilan los conceptos para determinar los gastos y la periodicidad de las fallas en un período de 4 años.

**Tabla 16.** Evaluación financiera de caso propuesto.

Concepto	Valor
Costo Intervención con equipo (USD)	116,123
Precio Crudo (USD/Bbl)	50
Regalías (%)	0.10
Lifting Cost (USD)	10.2
Tiempo simulado (Años)	4
Frecuencia de falla (Meses)	32
# Intervenciones	1
PAYBACK	3

La frecuencia de falla se determina de forma individual para cada pozo ya que depende de su historial de intervenciones. En la tabla 17 se presentan los ingresos y egresos (Producción diferida, Costo de la intervención, Regalías y Costos de levantamiento) teniendo en cuenta el perfil de declinación de pozo, su respectiva producción mensual y el flujo de caja para un instante de tiempo en el período de estudio.

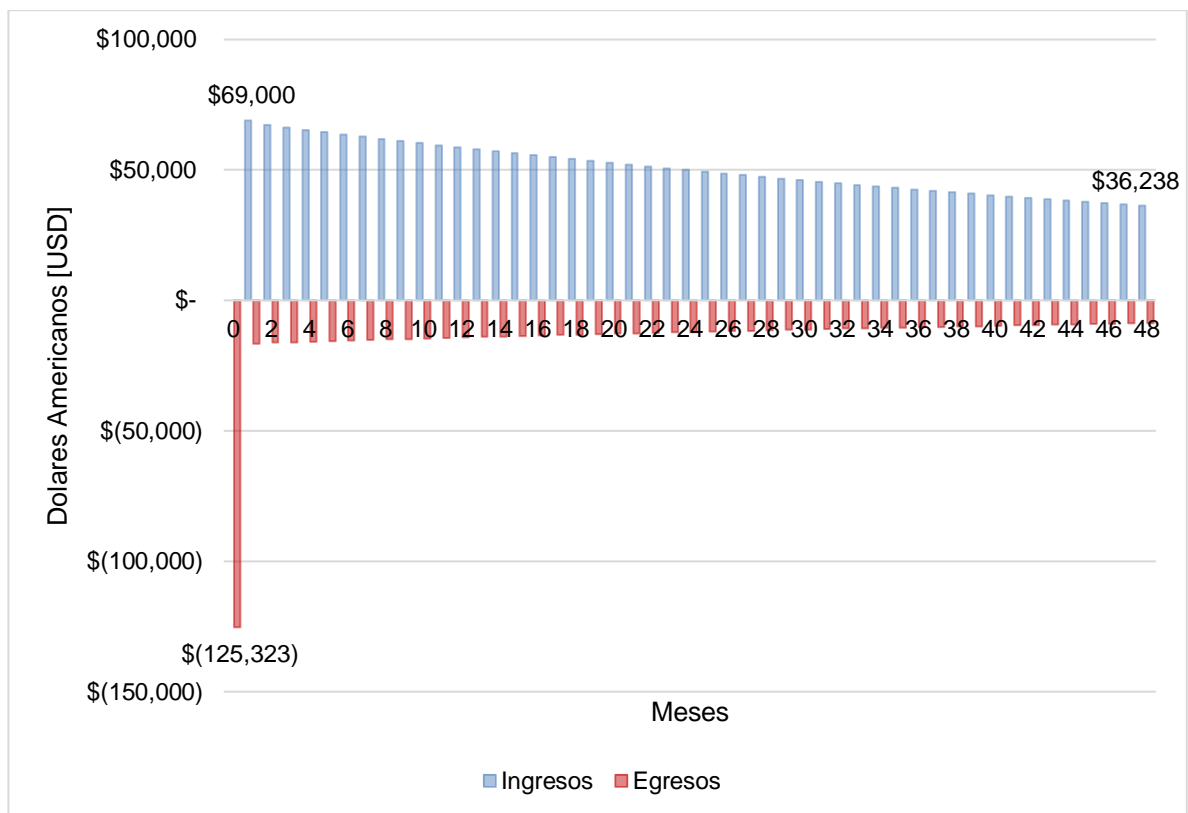
**Tabla 17.** Flujo de caja caso propuesto.

MESES	BO/MES	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
0		\$ -	\$ 125,323	-\$ 125,323	-\$ 125,323
1	1380	\$ 69,000	\$ 20,976	\$ 48,024	-\$ 77,299
2	1343	\$ 67,173	\$ 20,421	\$ 46,752	-\$ 30,547

MESES	BO/MES	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
3	1326	\$ 66,278	\$ 20,148	\$ 46,129	\$ 15,583
4	1308	\$ 65,395	\$ 19,880	\$ 45,515	\$ 61,097
5	1290	\$ 64,523	\$ 19,615	\$ 44,908	\$ 106,005
6	1273	\$ 63,663	\$ 19,354	\$ 44,310	\$ 150,315
7	1256	\$ 62,815	\$ 19,096	\$ 43,719	\$ 194,034
8	1240	\$ 61,978	\$ 18,841	\$ 43,136	\$ 237,170
9	1223	\$ 61,152	\$ 18,590	\$ 42,561	\$ 279,732
10	1207	\$ 60,337	\$ 18,342	\$ 41,994	\$ 321,726
11	1191	\$ 59,532	\$ 18,098	\$ 41,435	\$ 363,161
12	1175	\$ 58,739	\$ 17,857	\$ 40,882	\$ 404,043
13	1159	\$ 57,956	\$ 17,619	\$ 40,338	\$ 444,381
14	1144	\$ 57,184	\$ 17,384	\$ 39,800	\$ 484,181
15	1128	\$ 56,422	\$ 17,152	\$ 39,270	\$ 523,450
16	1113	\$ 55,670	\$ 16,924	\$ 38,746	\$ 562,196
17	1099	\$ 54,928	\$ 16,698	\$ 38,230	\$ 600,426
18	1084	\$ 54,196	\$ 16,476	\$ 37,720	\$ 638,147
19	1069	\$ 53,474	\$ 16,256	\$ 37,218	\$ 675,364
20	1055	\$ 52,761	\$ 16,039	\$ 36,722	\$ 712,086
21	1041	\$ 52,058	\$ 15,826	\$ 36,232	\$ 748,318
22	1027	\$ 51,364	\$ 15,615	\$ 35,749	\$ 784,067
23	1014	\$ 50,680	\$ 15,407	\$ 35,273	\$ 819,340
24	1000	\$ 50,004	\$ 15,201	\$ 34,803	\$ 854,143
25	987	\$ 49,338	\$ 14,999	\$ 34,339	\$ 888,482
26	974	\$ 48,680	\$ 14,799	\$ 33,881	\$ 922,364
27	961	\$ 48,031	\$ 14,602	\$ 33,430	\$ 955,794
28	948	\$ 47,391	\$ 14,407	\$ 32,984	\$ 988,778
29	935	\$ 46,760	\$ 14,215	\$ 32,545	\$ 1,021,323
30	923	\$ 46,137	\$ 14,026	\$ 32,111	\$ 1,053,434
31	910	\$ 45,522	\$ 13,839	\$ 31,683	\$ 1,085,117
32	898	\$ 44,915	\$ 13,654	\$ 31,261	\$ 1,116,378
33	886	\$ 44,316	\$ 13,472	\$ 30,844	\$ 1,147,222
34	875	\$ 43,726	\$ 13,293	\$ 30,433	\$ 1,177,655
35	863	\$ 43,143	\$ 13,115	\$ 30,028	\$ 1,207,683
36	851	\$ 42,568	\$ 12,941	\$ 29,627	\$ 1,237,310
37	840	\$ 42,001	\$ 12,768	\$ 29,233	\$ 1,266,543
38	829	\$ 41,441	\$ 12,598	\$ 28,843	\$ 1,295,386
39	818	\$ 40,889	\$ 12,430	\$ 28,459	\$ 1,323,844
40	807	\$ 40,344	\$ 12,265	\$ 28,079	\$ 1,351,923

MESES	BO/MES	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
41	796	\$ 39,806	\$ 12,101	\$ 27,705	\$ 1,379,629
42	786	\$ 39,276	\$ 11,940	\$ 27,336	\$ 1,406,964
43	775	\$ 38,752	\$ 11,781	\$ 26,972	\$ 1,433,936
44	765	\$ 38,236	\$ 11,624	\$ 26,612	\$ 1,460,548
45	755	\$ 37,726	\$ 11,469	\$ 26,257	\$ 1,486,806
46	744	\$ 37,223	\$ 11,316	\$ 25,908	\$ 1,512,713
47	735	\$ 36,727	\$ 11,165	\$ 25,562	\$ 1,538,275
48	725	\$ 36,238	\$ 11,016	\$ 25,222	\$ 1,563,497
<b>TOTAL</b>	<b>48529</b>	<b>\$ 2,426,465</b>	<b>\$ 862,968</b>	<b>\$ 1,563,497</b>	

**Figura 27.** Diagrama de ingresos y egresos caso propuesto.



En la tabla 18 se muestra la comparación de los indicadores financieros para el pozo CIRA01 en los dos escenarios evaluados, teniendo en cuenta los flujos de caja

obtenidos por la inversión con una sarta de tubería de producción convencional y con una sarta especial tipo 3.

**Tabla 18.** Indicadores financieros.

<b>INDICADORES FINANCIEROS</b>		
<b>Concepto</b>	<b>Caso base</b>	<b>Caso propuesto</b>
VPN	\$ 948,428	\$ 1,267,905
TIR	9.25%	36.62%
PAYBACK (Meses)	10	3
RBC	1.90	2.73
TIO	0.92%	0.92%
ROI	5.46	19.36

Se evidencia que el valor presente neto para el caso de la metodología propuesta es mayor a cero lo que da viabilidad para su aplicación en pozos críticos del campo. La tasa interna de retorno es mayor a la tasa interna de oportunidad, lo cual pone en evidencia un margen de utilidad mayor debido a la baja inversión inicial. La relación costo-beneficio demuestra que el proyecto es rentable dado que los ingresos superan a los egresos. El retorno sobre la inversión refleja un buen rendimiento de los ingresos respecto a la inversión realizada, confirmado la viabilidad de esta metodología de selección de tubería para pozos PCP en el campo La Cira Infantas.

## 7. CONCLUSIONES

- La recopilación estadística del desempeño de las sartas de producción en campos maduros se constituye en una herramienta útil para la toma de decisiones relacionadas con la instalación de los sistemas de levantamiento artificial y para la planificación de costos a largo plazo.
- Según la recopilación estadística realizada para este proyecto no es posible generar una tendencia de desempeño para una determinada área del campo o para todo el campo en general. Por esto es necesario evaluar cada pozo de forma individual e identificar las condiciones de operación a las que se encuentra para proponer la tubería más conveniente.
- La implementación de los parámetros descritos en el presente proyecto facilita la selección de pozos candidatos para aplicar la metodología propuesta y sirven de pauta para determinar futuras condiciones de operación.
- Aunque la geometría y el grado de desviación del pozo es la característica de mayor impacto en las fallas por tubería, existen otros parámetros como la tasa de producción, la corrosión y la presencia de rotadores, también relevantes en el run life de las tuberías ya que, estadísticamente, han demostrado tener impacto en la vida útil de la misma.
- De acuerdo a las características propias del campo, no se puede generalizar el rendimiento de un mismo tipo de tubería en diferentes condiciones de pozo, por lo que una sensibilización correcta de los parámetros operacionales y de completamiento del pozo son claves para seleccionar la tubería con mejor desempeño para cada escenario.

- Se evidenció mediante el análisis de las RPM en días previos a las fallas que un inadecuado control de la velocidad de bombeo en las PCP puede inducir fallas en el sistema reduciendo el Run Life de las instalaciones.
- En el campo La Cira Infantas se ha demostrado que la implementación de tuberías especiales se hace necesario dado que ha demostrado un mejor Run Life y desempeño en el control de la corrosión que las tuberías convencionales.
- Los rotadores de tubería se han constituido como una herramienta confiable que ayuda a aumentar considerablemente el run life en la mayoría de los pozos. Sin embargo, el correcto análisis del survey del pozo permite definir la necesidad de implementarlos con base en su desviación.

## 8. RECOMENDACIONES

- Analizar el impacto de otros parámetros en el run life de las tuberías de producción como lo es el contraste de dureza tubería – varilla; con el objetivo de proponer la mejor combinación de estos componentes para futuras instalaciones de PCP.
- Evaluar el diseño de una propuesta metodológica que bajo los mis lineamientos propuestos en este trabajo permitan optimizar la selección de la tubería de producción en otros sistemas de levantamiento artificial en el campo la Cira Infantas.
- Alimentar la base de datos de la metodología propuesta con información del desempeño de otros componentes de los sistemas de levantamiento artificial como lo son la sarta de varilla y las bombas, de manera que se pueda configurar un mejor diseño de todo el completamiento de los pozos a futuro.
- Emplear redes neuronales que alimenten la base de datos de la metodología con el fin de mantener actualizado el diagrama de flujo de selección y garantizar su confiabilidad a futuro a medida que el campo continúe con su desarrollo.

## BIBLIOGRAFÍA

ADRENACCI Alfredo, WONG Dennis, GUAN Shiwei y MAYES Peter. Development of a New Two-Layer Polyethylene Coating Using State of the Art Adhesive Technology. NACE Paper No 09049 [online]. 2009 [citado el 20 de Junio de 2017]. Disponible en OnePetro, Universidad Industrial de Santander.

Agarwal, S., Panigrahi, N., Ranjan, A., Nekkanti, S. K., Bohra, A., Kumar, P., ... Agarrwal, V. (2016, November 30). Advances in Completion Design to Improve Bhagyam PCP Run Life. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/184224-MS

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Recommended Practice for Care and Use of Casing and Tubing. Spec. 5CT. Washington, 1980.

ECOPETROL S.A. Estadísticas de falla en pozos productores. [En línea] Departamento de Ingeniería y Control de Producción: La Cira Infantas. [Barrancabermeja, Colombia] 2017 [citado 17 de Mayo de 2017]. Disponible en Base de datos ECOPETROL S.A.

FIGOVSKY Oleg y BEILIN Dmitry. Crack-Resistant and Anticorrosive Coatings Based on Vulcanized Water Dispersion of Chlorine-Sulfo-Polyethylene. NACE Paper No 10036 [online]. 2010 [citado el 20 de Junio de 2017]. Disponible en OnePetro, Universidad Industrial de Santander.

Hirschfeldt, C. M., Martinez, P., & Distel, F. R. (2007, January 1). Artificial-Lift Systems Overview and Evolution in a Mature Basin: Case Study of Golfo San Jorge. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/108054-MS

Labrador, L. S., Suarez, M. C., Rubiano, E., & Bohorquez, M. A. (2013, May 21). Implementation of Bottom-Drive Progressive-Cavity Pumps Technology in La Cira-Infantas Oil Field as a Reliable Artificial Lift Method. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/165005-MS

Liu, H., Xiaohan, P., Baiqi, P., Yu, H., Yumei, W., & Guoqing, W. (2008, January 1). The Mechanism of PCP Wells' Tubing and Rod Wear Issue in Polymer Flooding in Daqing Oil Field. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/113114-MS

MONROY, M. GUTIERREZ, J. PRADA, J. MARTIN, J. RUBIANO, E. LABRADOR, S. CELIS, J & DE SALES, P. "Failure index reduction strategy for Artificial lift sistemas in Cira Infantas field" SPE-173950-MS (2015). Disponible en OnePetro.

MONROY, M. GUTIERREZ, J. PRADA, J. MARTIN, J. RUBIANO, E. LABRADOR, L. CELIS, J & BOHORQUEZ, M. "Run life improvement by implementation of Artificial lift systems Failure Classification and Root Cause Failure Classification" SPE-173913-MS (2015) Disponible en OnePetro.

PÁEZ, E. Primer curso de sistemas de levantamiento artificial. Bucaramanga. Acipet. Universidad Industrial de Santander. 2015

PAN AMERICAN ENERGY. Manual de Producción. Unidad de Gestión Golfo San Jorge. Escuela de Petróleos de la Patagonia. PAE. 2002.

Pérez, J., Cabarcas, M., Velilla, L., Uribe, I., y Vasquez, C. (2008). Desarrollo e implementación de una metodología para la evaluación de integridad en pozos con calentamiento eléctrico. Dyna, Nro 154, pp. 101 – 111.

PERRIN, Dennis. "Oil and Gas Field Development Techniques: Well Completion and Servicing". Paris, France. Éditions Technip, 1999.

PINZÓN, Melissa. "Evaluación de los componentes de las sartas selectivas como una oportunidad de mejora del sistema de inyección en el campo La Cira-Infantas". Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2015.

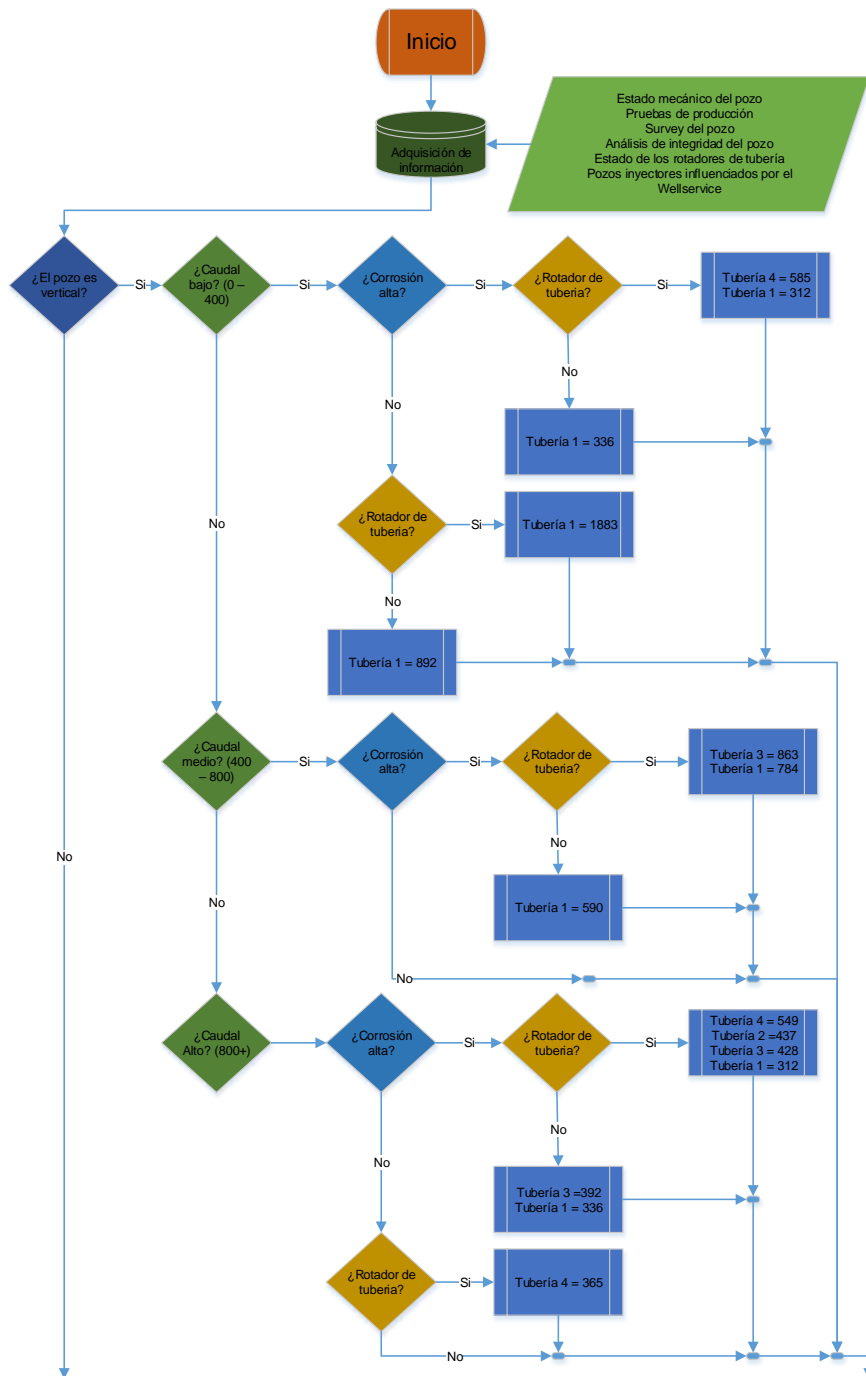
Prieto, M. E., Owens, B. K., Lobo, A., & Fernandez, F. (2009, January 1). Redevelopment Progress for Colombia's La-Cira Infantas Field. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/120794-MS

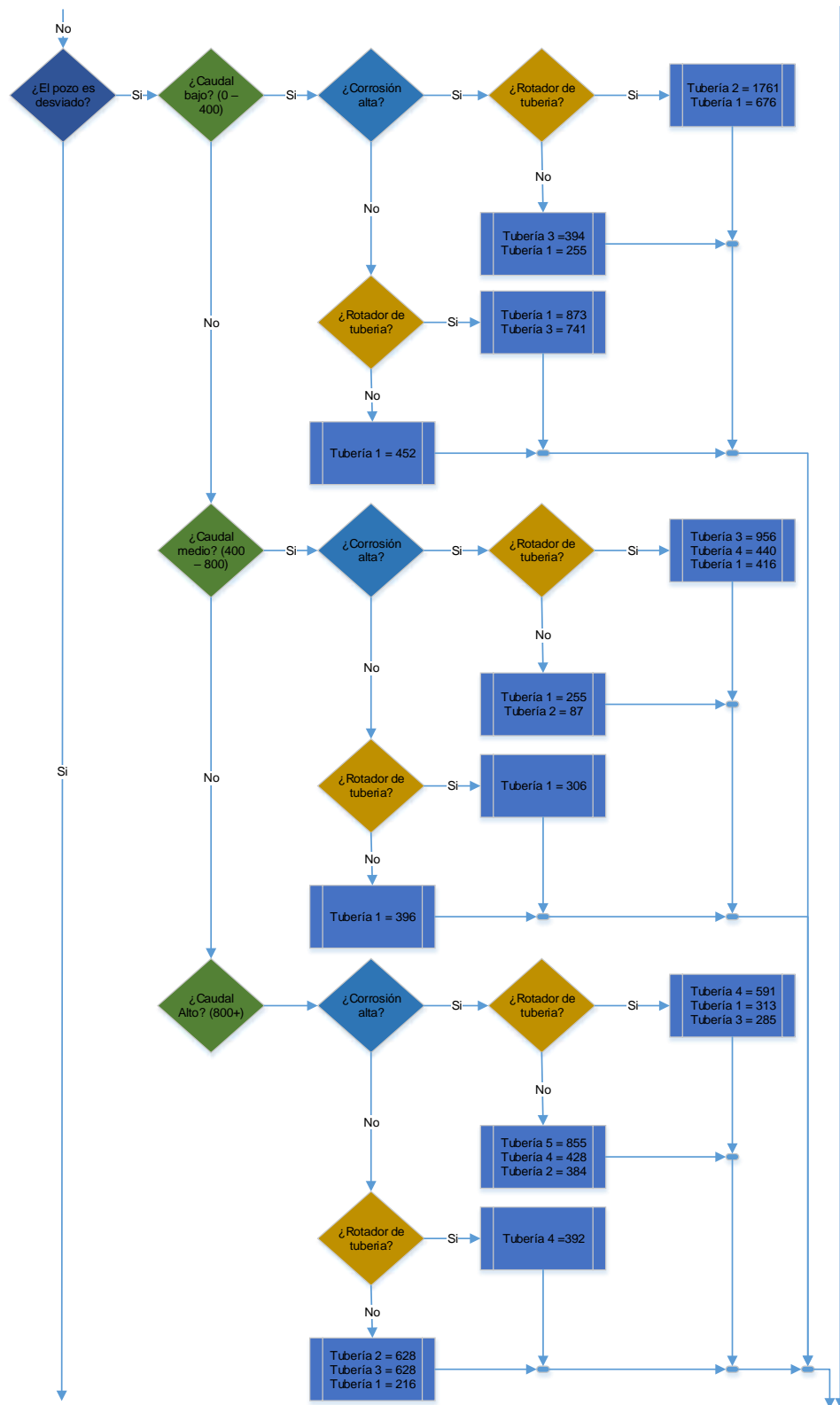
SUAREZ R, ZALAZAR M, SALINAS D, BESSONE J. Fallas de Recubrimientos Metálicos empleados en quipos de producción de petróleo. Jornadas SAM/CONAMET/SIMPOSIO materia 2003 [online], 2003 [citado el 6 de Agosto 2017]. Disponible en OnePetro, Universidad Industrial de Santander.

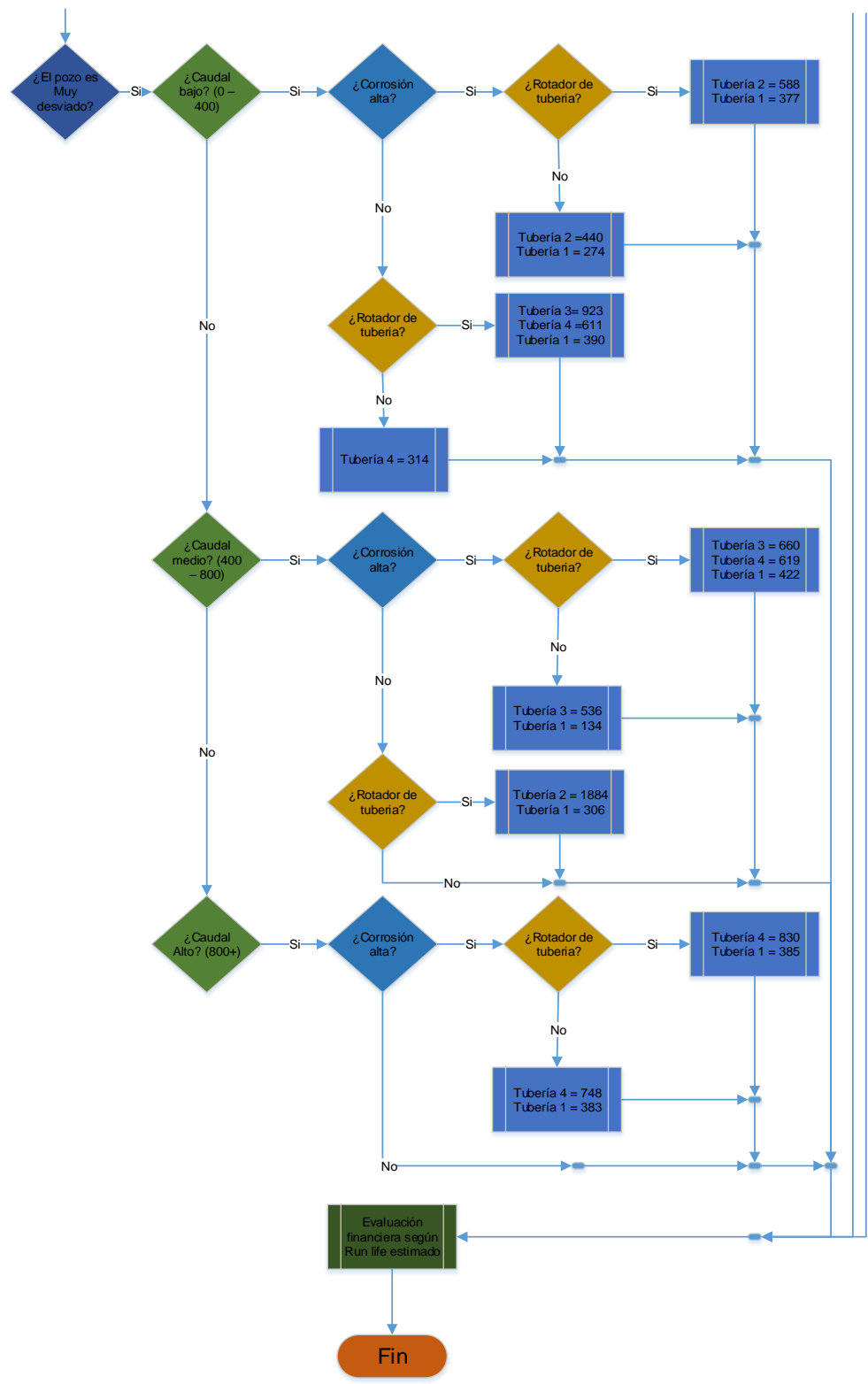
Wilson, A. (2016, July 1). Run-Life Improvement by Implementation of Artificial-Lift-Systems Failure Classification. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/0716-0070-JPT

## ANEXOS

**ANEXO A.** Diagrama de flujo para la selección de tuberías en sistemas PCP a instalar en el Campo La Cira Infantas.







## ANEXO B. LCI – PCP Tubing Selection.

Se le denominó LCI – PCP Tubing Selection a la herramienta tecnológica de fácil aplicación desarrollada por los autores, en aras de que los ingenieros de producción del campo LCI implementen la metodología propuesta de manera eficiente permitiendo optimizar el proceso de selección de tuberías de producción para los sistemas PCP instalados en el campo.

Como aspecto clave de la herramienta está su facilidad de uso y diseño intuitivo, de manera que sea implementada de forma oportuna a la hora de evaluar las nuevas sargas de tuberías a instalar.

Interfaz gráfica de la herramienta LCI – PCP Tubing Selection.

Archivo

Universidad Industrial de Santander

ecopETROL

### LCI-PCP Tubing Selection

Datos del Pozo

Desviación del Pozo [?]

Caudal Bruto Max [BBL/día] [?]

Severidad de la Corrosión [?]

Presencia de Rotador [?]

Información de Análisis Financiero

Caudal de Crudo [BBL/día] [?]

Precio de Referencia [USD] [?]

Regalías [Fracción] [?]

Lifting Cost [USD] [?]

Tasa de Interés Anual [Fracción] [?]

Cargar Pozo Limpiar Demo Continuar

Selecciona

Carga de Pozos

### Selecciona el Pozo a Evaluar

- CIRA0255
- CIRA0357
- CIRA0769
- CIRA1049
- CIRA1053
- CIRA1066
- CIRA1112
- CIRA1471
- CIRA1495
- CIRA1881
- CIRA2030
- CIRA2048
- CIRA2054
- CIRA2082
- CIRA2085
- CIRA2100
- CIRA2102
- CIRA2105
- CIRA2144
- CIRA2145
- CIRA2146
- CIRA2147
- CIRA2150
- CIRA2151
- CIRA2163
- CIRA2165
- CIRA2167
- CIRA2170
- CIRA2178
- CIRA2183

Selecciona un pozo a evaluar

Carga de Pozos

### Selecciona el Pozo a Evaluar

CIRA2196

Pozo: CIRA2196


Geometria: DESVIADO  
 Caudal de Fluido: 500 BPD  
 Corrosion: Alta  
 Rotador: Si  
 TMF: 416 Dias  
 Caudal de Crudo: 46 BPD

Cargar Pozo

Selecciona

LCI - PCP Tubing Selection

Archivo



### LCI-PCP Tubing Selection

Datos del Pozo

Desviación del Pozo: Desviado [?]

Caudal Bruto Max [BBL/día]: 500 [?]

Severidad de la Corrosión: Media [?]

Presencia de Rotador: Si [?]

Información de Análisis Financiero

Caudal de Crudo [BBL/día]: 46 [?]

Precio de Referencia [USD]: 50 [?]

Regalías [Fracción]: 0,1 [?]

Lifting Cost [USD]: 10,2 [?]


Tasa de Interés Anual [Fracción]: 0,11 [?]

Cargar Pozo    Limpiar    Demo    Continuar

Ingresa la información financiera

Selecciona

Interfaz de resultados de la herramienta LCI – PCP Tubing Selection.

	<b>Resultados de Evaluación Financiera</b>
<p>FEHA ACTUAL: <input type="text" value="14/02/2018"/> mm/dd/aaaa</p> <p>DILIGENCIADO POR: <input type="text" value="Ingeniero de Ecopetrol"/></p> <p>CAMPO: <input type="text" value="La Cira Infantas"/> POZO: <input type="text" value="CIRA01"/></p> <p>OBJETIVO: <input type="text" value="Servicio a pozo, intervención por tubería rota PCP."/></p>	
<p><b>INFORMACION DEL SERVICIO A POZO</b></p> <p>DURACION <input type="text" value="4"/> días COSTO POR SERVICIO <input type="text" value="125,323"/> USD</p> <p>FECHA EJECUCION <input type="text" value="14/02/2018"/> mm/dd/aaaa TIEMPO MEDIO DE FALLA <input type="text" value="956"/> Días</p> <p>NÚMERO DE SERVICIOS <input type="text" value="1"/> COSTO DE LOS SERVICIOS <input type="text" value="125,323"/> USD</p>	
<p><b>PARAMETROS DE PRODUCCION</b></p> <p>PROD. ANTES DE SERVICIO <input type="text" value="46.0"/> BPPD DECLINACION HISTORICA <input type="text" value="0.161"/> año-1</p>	
<p><b>PARAMETROS DE EVALUACION</b></p> <p>COSTO DE LEVANTAMIENTO <input type="text" value="10.20"/> USD/BL TIO <input type="text" value="0.1"/></p> <p>PRECIO WTI <input type="text" value="50.00"/> USD/BL</p> <p>REGALIAS DE PROD. BASIC <input type="text" value="0.1"/></p>	
<p style="text-align: center;"><b>RESULTADOS EVALUACION FINANCIERA</b></p> <p><b>A LIMITE ECONOMICO</b> <input type="text" value="48"/> meses CORRESPONDE A LA FECHA <input type="text" value="Feb-22"/></p> <p>VPN <input type="text" value="1,267,907"/> USD TIR <input type="text" value="0.37"/></p> <p style="text-align: center;">TIEMPO DE RECUPERACION DE INVERSION <input type="text" value="3"/> meses</p> <p>COMENTARIO <input type="text" value="SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO"/></p>	