

**EVALUACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS INSTALADAS EN POZOS  
CRÍTICOS DEL CAMPO LCI PARA REDUCCIÓN DE FALLAS: TUBERÍA  
REVESTIDA, VARILLA CONTINUA Y HUECA, ROTADORES DE TUBERÍA Y  
VARILLA**

**LAURA SORAYA LABRADOR JIMÉNEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2011**

**EVALUACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS INSTALADAS EN POZOS  
CRÍTICOS DEL CAMPO LCI PARA REDUCCIÓN DE FALLAS: TUBERÍA  
REVESTIDA, VARILLA CONTINUA Y HUECA, ROTADORES DE TUBERÍA Y  
VARILLA**

**LAURA SORAYA LABRADOR JIMÉNEZ**

**Monografía presentada como requisito para optar al título de  
ESPECIALISTA EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

**Director  
RODOLFO RIVERA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2011**

## **DEDICATORIA**

A mi Madre Nahy Jiménez Rangel, por ser la guía, inspiración y refugio de mi camino.

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios quien me dio la vida

A mi Jefe Rodolfo Rivera Ardila quien con su apoyo me dio la oportunidad de iniciar y terminar satisfactoriamente este proyecto.

## CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN.....	14
1. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BM Y PCP.....	16
1.1. BOMBEO MECÁNICO, BPU.....	16
1.1.1. Bomba de subsuelo.....	17
1.1.2. Sarta de varillas.....	18
1.1.3. Tubería de producción.....	19
1.2. BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS, PCP.....	19
2. ÍNDICE DE FALLA DE POZOS PRODUCTORES .....	22
3. NUEVAS TECNOLOGÍAS APLICADAS EN EL CAMPO LA CIRA- INFANTAS PARA LA REDUCCION DE FALLAS EN LOS EQUIPOS PCP Y BM. 27	
3.1. ROTADOR DE TUBERÍA.....	28
3.2. ROTADOR DE VARILLAS.....	29
3.3. TUBERÍA REVESTIDA.....	30
3.4. VARILLA CONTINUA .....	31
3.5. VARILLA HUECA .....	32
4. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN .....	35
5. EVALUACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS INSTALADAS .....	38
5.1. EVALUACIÓN DE ROTADORES DE TUBERÍA: .....	38
5.2. EVALUACIÓN DE TUBERÍA REVESTIDA:.....	40
5.3. EVALUACIÓN DE VARILLA CONTINUA: .....	42
5.4. EVALUACIÓN DE VARILLA HUECA: .....	45

6.	EVALUACIÓN COSTO BENEFICIO DEL PROYECTO.....	46
6.1.	ROTADORES DE TUBERIA .....	46
6.2.	TUBERÍA REVESTIDA.....	47
6.3.	VARILLA CONTINUA .....	49
6.4.	VARILLA HUECA .....	51
7.	PLAN DE ACCIÓN .....	53
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	55
	BIBLIOGRAFÍA.....	56

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema general del sistema de bombeo mecánico.....	17
Figura 2. Esquema general de una bomba PCP.....	21
Figura 3. Índice de falla histórico en el campo LCI para PCP.....	22
Figura 4. Índice de falla histórico en el campo LCI para BPU.....	23
Figura 5. Distribución de fallas en el campo LCI para 2008 en PCP .....	23
Figura 6. Distribución de fallas en el campo LCI para 2009 en PCP .....	24
Figura 7. Distribución de fallas en el campo LCI para 2010 en PCP .....	24
Figura 8. Distribución de fallas en el campo LCI para 2008 en BPU .....	25
Figura 9. Distribución de fallas en el campo LCI para 2009 en BPU .....	25
Figura 10. Distribución de fallas en el campo LCI para 2009 en BPU .....	26
Figura 11. Fotografía de tubería y varillas desgastas. ....	27
Figura 12. Fotografías de rotadores de tubería.....	29
Figura 13. Fotografías de rotadores de tubería.....	30
Figura 14. Revestimiento de tubería y beneficios que genera .....	31
Figura 15. Fotografía de instalación de un sistema de varilla continua.....	32
Figura 16. Fotografía de varillas huecas.....	34
Figura 17. Casos de rotador de tubería con fallas. ....	39
Figura 18. Casos de rotador de tubería exitosos .....	39
Figura 19. Casos de instalación de rotador de tubería en evaluación. ....	40
Figura 20. Casos de tubería revestida exitosos.....	41
Figura 21. Casos de tubería revestida en evaluación.....	41

Figura 22. Fallas presentadas antes y después de la instalación de la varilla continua. ....	42
Figura 23. Casos de varillas continúa con fallas .....	43
Figura 24. Casos con varilla continua exitosos .....	44
Figura 25. Casos de varilla continúa en evaluación.....	44
Figura 26. Casos de varilla hueca exitosa y en evaluación .....	45

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Pozos críticos por varilla y tubería 2008-2009 .....	36
Tabla 2. Continuación tabla 1 (Pozos críticos por varilla y tubería 2008-2009)	37
Tabla 3. Pozos con instalación de rotador de tubería exitoso.....	46
Tabla 4. Costo aproximado del rotador de tubería.....	47
Tabla 5. Ahorro final generado por la instalación del rotador de tubería.....	47
Tabla 6. Pozos con instalación de tubería revestida exitosos.....	48
Tabla 7. Costo aproximado de tubería revestida .....	48
Tabla 8. Ahorro final generado por la instalación de tubería revestida exitoso.	49
Tabla 9. Pozos con instalación de varilla continua exitoso .....	49
Tabla 10. Costo aproximado de varilla continua .....	50
Tabla 11. Ahorro final generado por la instalación de de varilla continua..... exitoso .....	50
Tabla 12. Pozos con instalación de varilla hueca exitoso .....	51
Tabla 13. Costo aproximado de varilla hueca.....	51
Tabla 14. Ahorro final generado por la instalación de de varilla hueca exitoso	52

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS INSTALADAS EN POZOS CRÍTICOS DEL CAMPO LCI PARA REDUCCIÓN DE FALLAS: TUBERÍA REVESTIDA, VARILLA CONTINUA Y HUECA, ROTADORES DE TUBERÍA Y VARILLA\*

**AUTOR:** LAURA SORAYA LABRADOR JIMÉNEZ\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Índice de falla en sistemas de levantamiento artificial, pozos críticos por fallas en tubería rota y varilla partida, rotadores de tubería, rotadores de varilla, tubería revestida, varilla continua, varilla hueca.

### DESCRIPCIÓN

La identificación de las causas raíces de las fallas en los pozos de los diferentes sistemas de levantamiento artificial ha venido tomando mas importancia en los últimos año en las diferentes empresas operadoras, debido a que de esta manera se hace mas fácil realizar mejoras con el enfoque adecuado para reducirlas. La identificación de estas causas raíces hace que se logre optimizar la producción (reduciendo diferida, aumentando run life de equipos) y disminuir el costo de equipos por intervenciones de well service.

Se ha identificado en los últimos años un aumento de corrosión en el campo la Cira-Infantas y aumento de fallas por rozamiento debido a altos doglegs de los pozos perforados lo cual exige migrar a materiales de mejor performance o elementos que protejan las sartas de varilla y de tubería un cada uno de los pozos.

En este panorama de optimización de recursos y maximización de producción las compañías de servicios a la industria petrolera se ponen en la tarea de fabricación de elementos reductores de falla tales con rotadores de tubería, rotadores de varilla, varilla continua, tubería revestida y varilla hueca. Estas nuevas tecnologías se corren en el campo la Cira-Infantas en pozos críticos por fallas en tubería y varilla en años 2008 y 2009 con el fin de evaluar la mejora de los run life de cada elemento y lo que con este conlleve.

Por tales razones esta evaluación establece la factibilidad técnica y económica de la aplicación de las nuevas tecnologías para reducción de fallas para los pozos críticos del campo la Cira-Infantas, trabajo requerido por occidental de Colombia para considerar y continuar la masificación de estos elementos, incluso en pozos nuevos para evitar de esta manera fallas prematuras.

---

\* Monografía

\*\* Facultad De Ingenierías Físico-Químicas, Escuela De Ingeniería De Petróleos, Director Rodolfo Rivera

## ABSTRACT

**TITLE: AUTHOR:** EVALUATION OF NEW TECHNOLOGIES INSTALLED IN CRITICAL WELL FOR REDUCING FAILURES IN THE LCI FIELD: PIPE LINER, CONTINUOUS AND HOLLOW ROD, PIPE AND ROD ROTATORS\*

**AUTOR:** LAURA SORAYA LABRADOR JIMÉNEZ\*\*

**KEYWORDS:** Summary of failure of artificial lift systems, failures in critical wells and rod broken pipe line, tubing rotators, rod rotators, coated pipe, continuous rod, hollow rod.

**DESCRIPTION** Identifying the root causes of faults in wells of different artificial lift systems has been gaining more importance in recent years in various operating companies, because in this way makes it easier to make improvements with the right approach to reduce them. The identification of these root causes is achieved makes optimize production (reducing deferred, increased run life of equipment) and reduce the cost of equipment for well intervention service.

Has been identified in recent years an increase of corrosion in the Cira-Infantas field failures and increased friction due to high doglegs of wells drilled which requires materials to migrate to better performance or features that protect the strings of rod and pipe one each of the wells.

In this scenario of optimizing resources and maximizing production services companies in the oil industry is put into making the task of reducing elements such failure with tubing rotators, rod rotators, continuous rod, coated pipe and hollow rod. These new technologies are on the Cira-Infantas field in critical wells for pipe and rod failures in 2008 and 2009 to assess the improvement of the run life of each item and what this entails.

For these reasons, this assessment provides the technical and economic feasibility of applying new technologies to reduce failures for critical wells of the Cira-Infantas field, work required by western Colombia to consider and continue the mass of these elements, including in new wells to prevent premature failure in this way.

---

\* Monograph

\*\* culty Of Engineerings Physicist - chemistry, School Of Engineering Oil, Director Rodolfo Rivera

## INTRODUCCIÓN

Colombia es en la actualidad uno de los ejes de desarrollo petrolero del continente, y esta situación obedece a su vigorosa inversión, a su desarrollo tecnológico y a sus profesionales. Esta pujante industria tiene sus inicios en la Cira-Infantas, el primer campo petrolero de Colombia. Ubicado en el corregimiento el Centro, municipio de Barrancabermeja, en Santander, desde su comienzo ha constituido “una oportunidad para crecer”, tal como lo expresa su eslogan.

Así, la Cira-Infantas ha generado los medios para facilitar el crecimiento integral de la región, el municipio y el corregimiento, en un contexto marcado por la vitalidad de la zona, pero también por el entorno político y social del entorno.

El proyecto esta muy cerca de cumplirán siglo produciendo petróleo; no obstante continua incrementando su producción con alta tecnología y con un equipo humano interdisciplinario, capaz y de alto desempeño.

En el marco de la Concesión de Mares, el 11 de Noviembre de 1918 se descubrió el pozo Infantas I, que meses después registro una producción de 42 barriles. Eran los tiempos de la empresa estadounidense Tropical Oil Company (Troco), que opero hasta finales de la década de los 40 y produjo hasta 60 mil barriles diarios.

El 25 de Agosto de 1950, Ecopetrol llego a Barrancabermeja para operar el campo, revirtiendo así la antigua concesión. En esa época la ciudad mas importante de Santander empezó a elegirse como “la capital petrolera de Colombia”. Así lo constaría la refinería y los campos que orbitan a su alrededor, entre los que, por su puesto, esta el primero de todos: La Cira-Infantas.

La Cira-Infantas es un proyecto que resulta de un control de colaboración empresarial suscrito entre Ecopetrol y Occidental Andina en Septiembre 2005. El proyecto responde a la estrategia del gobierno nacional para mantener los niveles de producción y garantizar así la autosuficiencia petrolera del país.

Ubicación-Descripción:

- Valle del Magdalena Medio
- Extensión: 118Km<sup>2</sup>
- A 18 Km de Barrancabermeja-413 Km de Bogota

## 1. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BM Y PCP<sup>1</sup>

### 1.1. BOMBEO MECÁNICO, BPU

El método de bombeo mecánico consiste en elevar el fluido (petróleo + agua) desde el nivel que este alcanza en el pozo y desplazarlo al punto de recolección (estación o tanque) por medio de una bomba de profundidad accionada por la columna de varillas que transmiten el movimiento del equipo de bombeo. El fluido es conducido hasta la superficie a través de la tubería de producción (tubing) y de allí hasta el punto de recolección por la línea de conducción (flow line). Para una eficiente extracción será indispensable bajar el nivel de fluido tanto como sea posible (a fin de evitar aplicar una contrapresión a la formación) sin que ello provoque un llenado parcial del barril de la bomba que disminuya su rendimiento y cause el golpe de fluido.

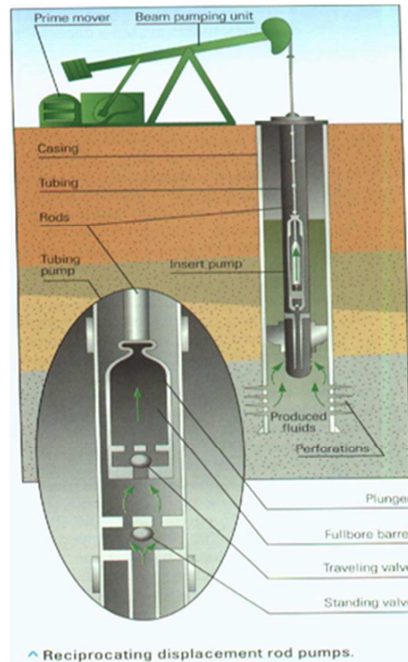
Como muestra la siguiente figura, el sistema de bombeo por mecánico consiste en equipo de superficie y de fondo. El equipo de superficie incluye la unidad motriz (motor eléctrico o motor a gas), unidad de bombeo, barra lisa, prensa estopa, cabezal, y líneas de flujo. El equipo de fondo incluye el revestimiento, tubería de producción, sarta de varillas, bomba de fondo, ancla de gas (opcional), niple de asentamiento, niple perforado y ancla de lodo (tubo de barro). Se revisa a continuación los componentes principales de fondo<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Manual de bombeo mecánico avanzado

<sup>2</sup> Entrenamiento Levantamiento Artificial

**Figura 1.** Esquema general del sistema de bombeo mecánico.



**Fuente.** Tomado de 1.THETA ENTERPRISE, INC. Entrenamiento Levantamiento Artificial. Versión 2005. USA .

### 1.1.1. Bomba de subsuelo

Las bombas (Figura 1) están compuestas por el barril, el pistón, la válvula de pie (standing valve), la válvula viajera (travelling valve) y los accesorios: jaula de válvulas, adaptador del pistón, vástago con conectores especiales en ambos extremos (Figura 1), guía del vástago (rod guide), cupla del vástago (rod coupling), etc.

En la carrera ascendente el peso del fluido cierra la válvula viajera (T.V.) y es desplazado por el pistón hacia la superficie. El ascenso del pistón causa una disminución de presión sobre la válvula de fija, por lo que esta se abre, permitiendo el ingreso de fluido de la formación a la bomba.

En la carrera descendente el movimiento del pistón incrementa la presión en la cámara entre ambas válvulas, lo que provoca la apertura de la válvula viajera (T.V.) y el cierre de la válvula de fija (S.V.). El peso de la columna de fluido se transfiere de las varillas al tubing y el fluido que pasa a través de la válvula viajera será elevado en la próxima carrera ascendente del pistón.

Dichos movimientos pueden ocasionar desgastes en el casing, couplings del tubing y de las varillas, para evitar el movimiento del tubing y los desgastes mencionados se sujeta este al casing con un ancla de tensión.

### **1.1.2. Sarta de varillas**

La sarta de varillas conecta la bomba de fondo con la barra lisa. La función principal es transmitir el movimiento oscilatorio de la barra lisa a la bomba. Esto proporciona la potencia necesaria por la bomba para producir hidrocarburos. La resistencia, vida útil y fuerzas friccionales de la sarta de varillas tiene un impacto significativo en la economía de un pozo. Las varillas de succión son hechas de acero o fibra de vidrio. La mayoría de las varillas son fabricadas 100% en acero. Sartas parcialmente acero y fibra de vidrio son también comunes en muchos campos petroleros. Estas son principalmente utilizadas en localizaciones con problemas de corrosión, para reducir cargas en la unidad de bombeo, para evitar la compra de unidades excesivamente grandes o para incrementar la tasa de producción. Varillas de acero son fabricadas en longitudes de 25 o 30 pies

El rango del diámetro de varillas de acero comúnmente usadas va de  $\frac{3}{4}$ " hasta 1-1/4". Cada varilla de la sarta debe soportar las cargas de fluido y el peso de las varillas por debajo de ellas. Para minimizar los costos y las cargas tensionales, la sarta de varillas se diseña usualmente de forma ahusada. Diámetros mayores de varillas son colocados en el tope y más pequeños en la base. Dependiendo de la profundidad, la sarta de varillas va desde una (1)

hasta cinco (5) secciones ahusadas. Las secciones típicas son 1"-7/8"-3/4" o 7/8"-3/4". Barras de peso (Varillas de diámetro mayor para el fondo de la sarta) son comúnmente usadas para sobreponerse a las fuerzas de flotación y minimizar la compresión en las varillas en la base de la sarta<sup>3</sup>.

### 1.1.3. Tubería de producción

El fluido se produce a través del anular tubería-varilla hasta la superficie. Cuando la tubería está anclada al anular, esta tiene un efecto menor en el comportamiento del sistema en la mayoría de los casos. Si la tubería no está anclada entonces podría afectar las cargas sobre las varillas y el desplazamiento de la bomba debido a su estiramiento. Algunos problemas que pueden afectar el comportamiento del sistema incluyen:

- Restricciones de flujo debido a parafinas y escamas.
- Cuellos de botella pueden ocurrir cuando la bomba tiene diámetros mayores que el diámetro interno de la tubería.
- Hoyos desviados que incrementan la fricción entre varilla y tubería.
- Tubería que es demasiado pequeña para la tasa de producción.

Todos estos problemas resultan en cargas más altas en todos los componentes del sistema. También, fugas en tubería pueden disminuir significativamente la eficiencia del sistema si no es detectada y corregida a tiempo<sup>4</sup>.

## 1.2. BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS, PCP

La bomba PCP está constituida por dos piezas longitudinales en forma de hélice, una que gira en contacto permanente dentro de la otra que está fija, formando un engranaje helicoidal. El rotor metálico, es la pieza interna

---

<sup>3</sup> Manual de bombeo mecanico avanzado

<sup>4</sup> Manual de bombeo mecanico avanzado

conformada por una sola hélice. El estator, la parte externa está constituida por una camisa de acero revestida (ver figura 2).

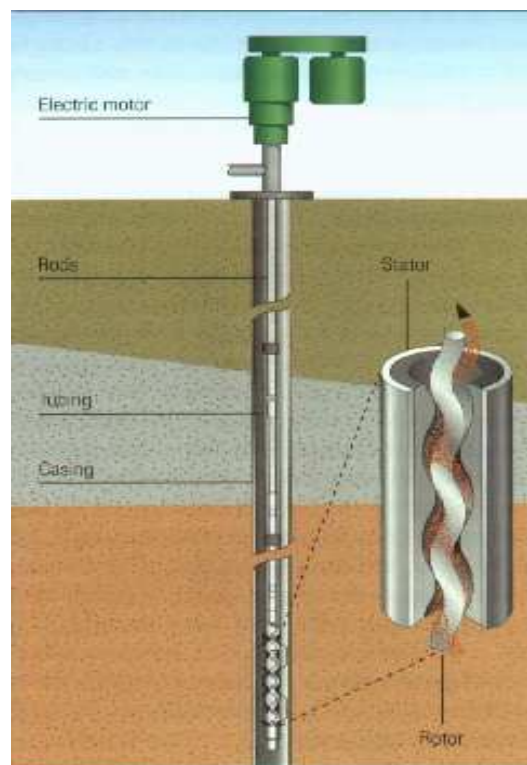
Internamente contiene un elastómero (goma), moldeado en forma de hélices enfrentadas entre sí, cuyos pasos son el doble del paso de la hélice del rotor. Cuando el rotor helicoidal gira dentro del estator se forman una serie de cavidades selladas que avanzan desde la succión de la bomba hacia la descarga, generando una acción de bombeo de cavidades progresivas. Cuando una cavidad se va cerrando otra se está abriendo exactamente en la misma medida, resultando de esta manera un flujo constante y continuo, proporcional a las revoluciones del rotor y totalmente libre de pulsaciones. Este movimiento permite el bombeo de una variedad de fluidos, incluyendo los de alta viscosidad, livianos, parafinados, con altos porcentajes de sólidos, etc.

Debido a las primeras ventajas del sistema, como la baja inversión inicial, se extendió su aplicación a la extracción de petróleo, generalizándose su uso después de la década de los 70. Muy pronto, las fábricas comenzaron con importantes avances en términos de capacidad, presión de trabajo, tipos de elastómeros y distintas geometrías. Algunos de los avances logrados y que en la actualidad juegan un papel importante, han extendido su rango de aplicación que incluyen:

- Producción de petróleos pesados y bitúmenes (< 10°API) con cortes de arena hasta un 50 %.
- Producción de crudos medios (18-30 ° API) con limitaciones en el % de SH2.
- Petróleos livianos (>30° API) con limitaciones en aromáticos.
- Producción de pozos con altos % de agua y altas producciones de fluido, asociadas a proyectos avanzados de recuperación secundaria (por inyección de agua).
- Producción de pozos con bajos % de agua y altos cortes de arena

Las bombas de cavidades progresivas (PCP) son bombas de desplazamiento positivo la cual consiste, como se explicó anteriormente, en un rotor de acero de forma helicoidal y un estator de elastómero sintético moldeado dentro de un tubo de acero. El estator es bajado al fondo del pozo formando parte del extremo inferior de la columna de tubos de producción (tubing) y se mantiene anclado por un ancla de torque, mientras que el rotor es conectado y bajado junto a las varillas de bombeo. La rotación del rotor de producción, dentro del estator es transmitido por las varillas de bombeo, cuyo movimiento es generado en superficie por un cabezal.

**Figura 2.** Esquema general de una bomba PCP.



**Fuente.** Tomado de 5. THETA ENTERPRISE, INC. Entrenamiento Levantamiento Artificial. Versión 2005. USA.

## 2. ÍNDICE DE FALLA DE POZOS PRODUCTORES

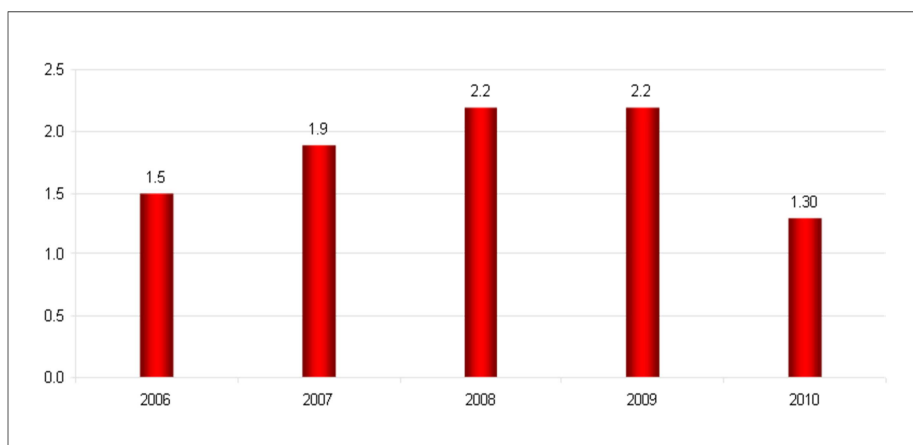
El índice de falla es el factor por el cual medimos el número de veces que falla un pozo al año con respecto al número de pozos activos. Este índice permite conocer el desempeño y eficiencia de los pozos que conforman cada sistema de levantamiento, además permite identificar oportunidades de mejora y medidas que conlleven a su fortalecimiento y confiabilidad. Así mismo, permite medir y evaluar los comportamientos por sistema de levantamiento con respecto a cada año o cada mes. En el campo La Cira-Infanta el índice de falla se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$IF = \sum_1^{12} \# \text{ fallas} / \# \text{ pozos activos}$$

A continuación se presenta el índice de falla por sistema de levantamiento artificial evaluados en este trabajo en el campo LCI:

### Índice de falla PCP

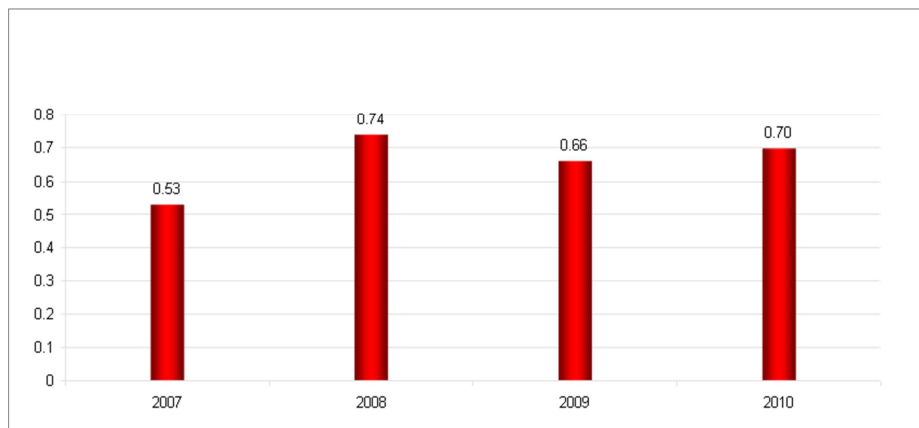
**Figura 3.** Índice de falla histórico en el campo LCI para PCP



**Fuente.** Tomado de 6. Archivo Índice de falla LCI

## Índice de falla BPU

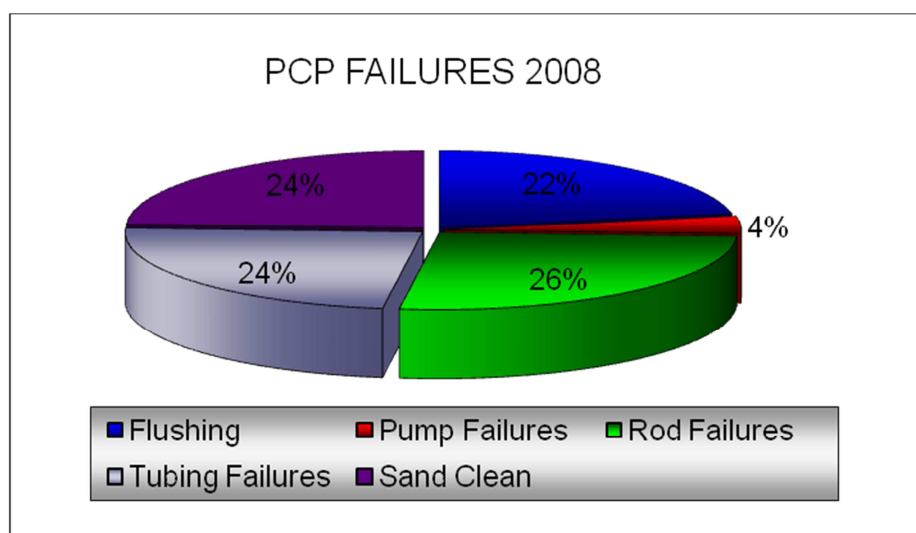
**Figura 4.** Índice de falla histórico en el campo LCI para BPU



**Fuente.** Tomado de 6. Archivo Índice de falla LCI

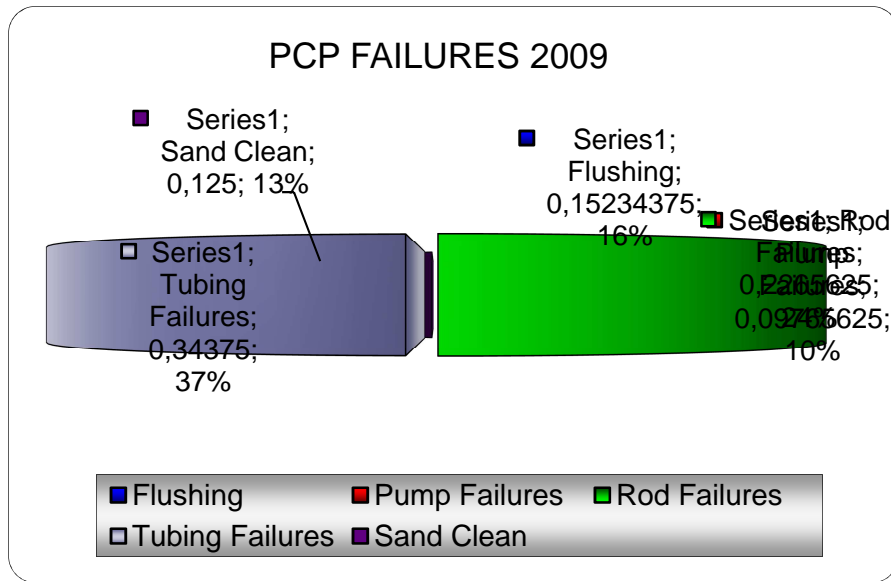
La distribución de fallas en el campo LCI para los años 2008 y 2009 en los sistemas de levantamiento PCP y BPU se han presentado de la siguiente manera:

**Figura 5.** Distribución de fallas en el campo LCI para 2008 en PCP



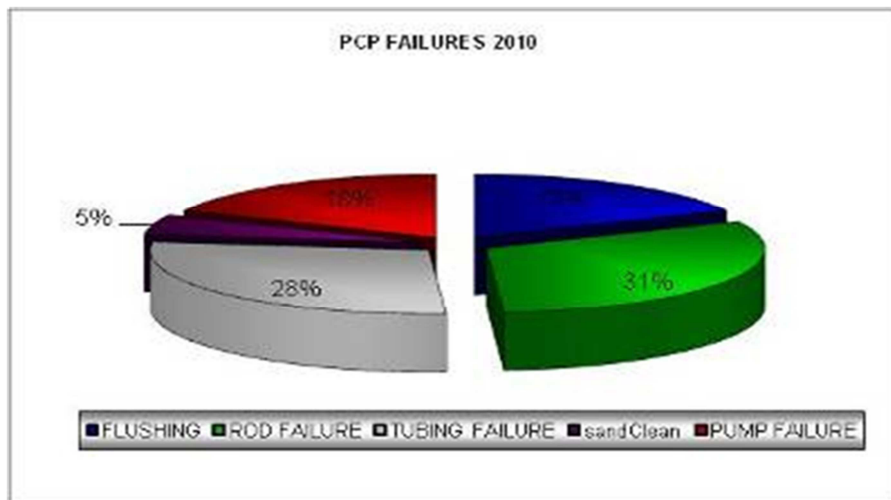
**Fuente.** Tomado de 7. Archivo distribución de falla LCI 2008

**Figura 6.** Distribución de fallas en el campo LCI para 2009 en PCP



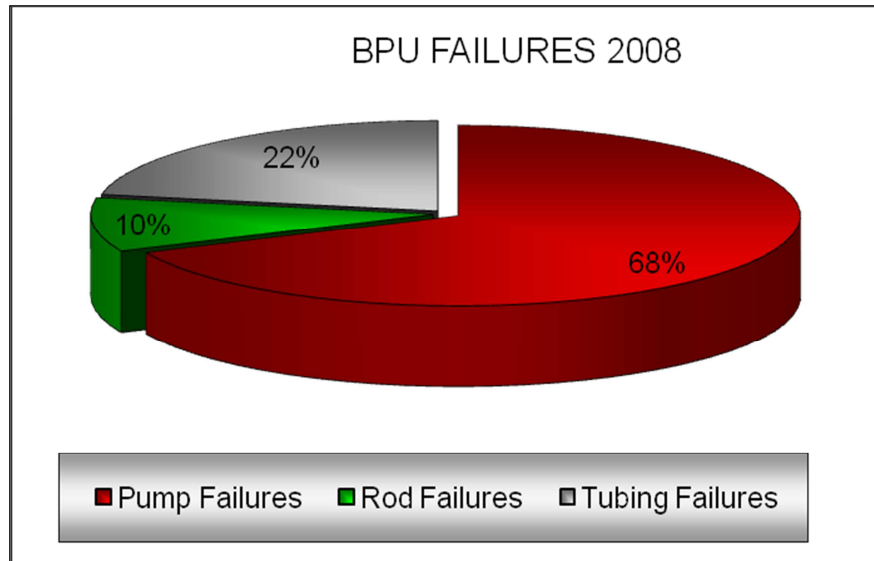
**Fuente.** Tomado de 8. Archivo distribución de falla LCI 2009

**Figura 7.** Distribución de fallas en el campo LCI para 2010 en PCP



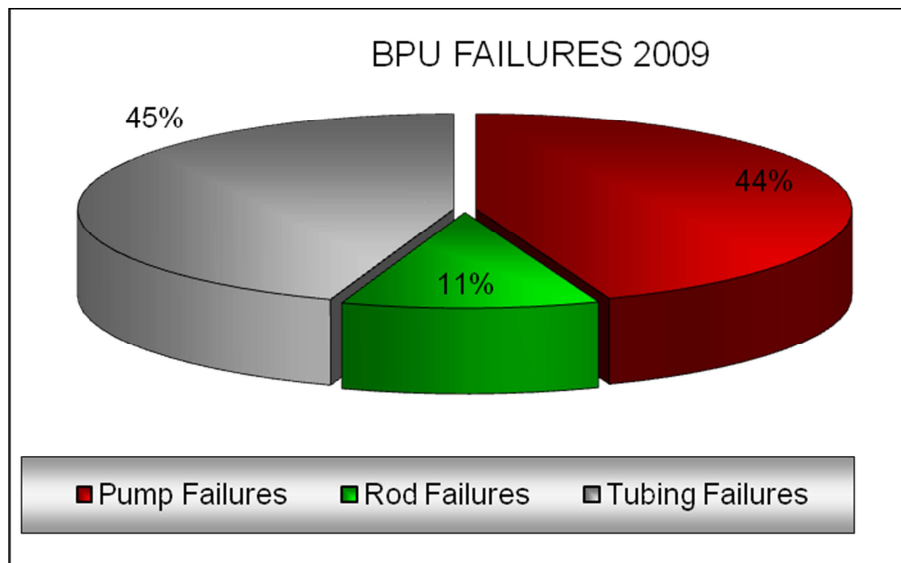
**Fuente.** Tomado de 9. Archivo distribución de falla LCI 2010

**Figura 8.** Distribución de fallas en el campo LCI para 2008 en BPU



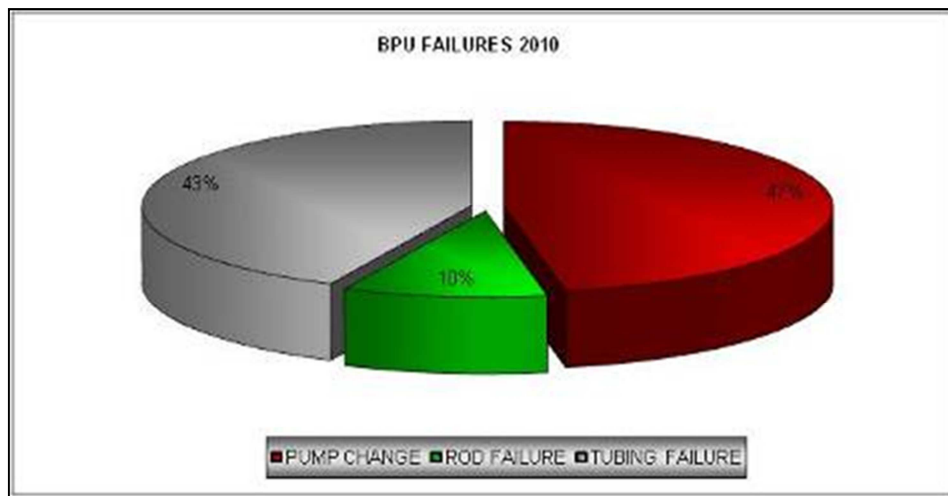
**Fuente.** Tomado de 10. Archivo distribución de falla LCI 2008

**Figura 9.** Distribución de fallas en el campo LCI para 2009 en BPU



**Fuente.** Tomado de 11. Archivo distribución de falla LCI 2009

**Figura 10.** Distribución de fallas en el campo LCI para 2009 en BPU



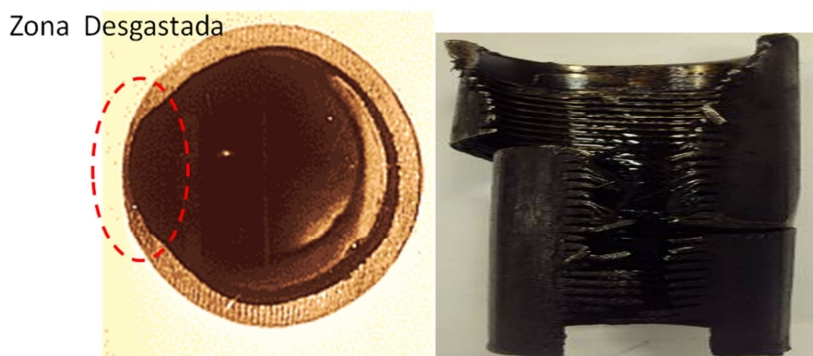
**Fuente.** Tomado de 12. Archivo distribución de falla LCI 2010

A partir de estas graficas se puede identificar el incremento significativo de fallas por tubería en BPU y PCP del año 2008 al año 2009. Adicional a esto, se puede identificar que la falla por varilla en PCP durante esos dos años ha tenido un porcentaje importante en la distribución de fallas. Razones por las cuales las fallas mas criticas en el campo LCI son debidas a varillas y tubería, lo que lleva a migrar a elementos que permitan cuidar y aumentar el run life de estos componentes causantes del aumento de las fallas en el campo LCI

### 3. NUEVAS TECNOLOGÍAS APLICADAS EN EL CAMPO LA CIRA-INFANTAS PARA LA REDUCCION DE FALLAS EN LOS EQUIPOS PCP Y BM.

La prevención del desgaste en los elementos de las sartas (tubería y varilla) es muy importante, debido a que entre el 50% y el 85% de los costos por mantenimiento son atribuidos a este (ver figura 7). Además, el desgaste de los elementos se traduce en fallas posteriores; las cuales a su vez conducen a una pérdida de producción

**Figura 11.** Fotografía de tubería y varillas desgastadas.



**Fuente.** Tomado Manual de productos Tuboscope.

El desgaste en los elementos de las sartas bombeo mecánico se presenta debido al contacto varilla- tubing en combinación con: el movimiento repetitivo (arriba y abajo) que realiza la sarta de varillas, el grado de desviación del pozo, el pandeo, la compresión y la erosión de fluidos abrasivos y potencialmente corrosivos.

Por otra parte, el desgaste en los elementos de las sargas de PCP es debida al movimiento de rotación de las varillas, la erosión de fluidos abrasivos y potencialmente corrosivos; causas que se ven aumentas en pozos desviados.

Con el fin de reducir el desgaste de los elementos de los sistemas PCP y BM y su posterior falla, en el Campo la Cira Infantas se han implementado nuevas tecnologías de prevención de fallas, tales como: tubería revestida, varilla continua y hueca, rotadores de tubería y varilla. La aplicación exitosa de estas soluciones conllevan a:

- Reducción de tiempo de inactividad.
- Reducción de costos de reparación de pozos.
- Mayor vida útil de varillas de bombeo y tubería de producción.
- Aumento de la productividad del pozo y la rentabilidad.

### 3.1. ROTADOR DE TUBERÍA

Es un dispositivo instalado en la tubería el cual hace girar la sarga de producción 30 grados diariamente, con el fin de cambiar los puntos de contacto de la sarga de varilla con esta misma y de esta manera desgastar uniformemente la tubería en todo su diámetro (Figura 8) Las principales características del rotador de tubería son:

- Leve velocidad de rotación de la tubería resulta en distribución de su desgaste alrededor de la circunferencia interior de la misma.
- Reduce las pérdidas por fricción y las restricciones de flujo para mejorar las eficiencias operativas y una mayor vida de la bomba.
- Reducción de la velocidad de la partícula disminuye el desgaste en aplicaciones de fluidos abrasivos.
- Aplicable en bombeo mecánico o una bomba de cavidad progresiva

- Numerosos diseños - adaptable a todas las normar API de bridas y cabezales de pozo.
- Compatible con la tubería de producción hasta 4-1/2 pulgadas
- Múltiples opciones de disco
- Permanece en su lugar durante el Well Service.
- Se puede utilizar en combinación con guías de varilla para la prevención de un mayor desgaste

**Figura 12.** Fotografías de rotadores de tubería.



**Fuente.** Tomado de folleto de productos de R&M Energy Systems

Por otro lado, cuando se utiliza los rotadores de tubería en aplicaciones PCP, permite la rotación de la tubería, debido a que siempre se usa un ancla al final del diseño de la sarta de producción.

### 3.2. ROTADOR DE VARILLAS

Dispositivo instalado en la barra lisa el cual hace girar la sarta de varilla diariamente con el fin de cambiar los puntos de contacto de la misma con la sarta de tubería y de esta manera desgastar uniformemente la sarta,

incluyendo los couplings (figura 9). Los rotadores T10 (22000lbs) – T15 (33000lbs) – T20 (44000lbs) se instalan en el colgador de vástago y sus principales ventajas son:

- Evita el desgaste desparejo de los componentes por debajo de la cabeza de pozo aumentando la vida útil de los mismos, aún con rozamiento severo.
- Ayuda a conseguir un desgaste parejo de las cuplas, bomba, empaquetaduras y centralizadores de varillas.
- Los rotadores permiten mantener el giro controlado de la sarta de varillas de bombeo y de la bomba de profundidad por medio del accionar de la viga de la unidad de bombeo.

**Figura 13.** Fotografías de rotadores de tubería.



**Fuente.** Tomado de Manual de productos Tulsa.

### 3.3. TUBERÍA REVESTIDA.

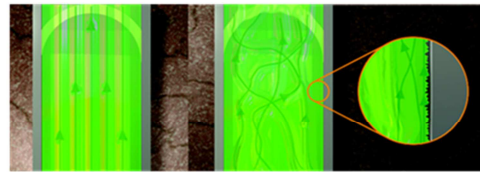
Esta técnica consiste en revestir internamente la tubería de producción con un polímero especial ya sea TK-15 o Polyliner (ver figura 10). Esto se hace con el fin de controlar la corrosión, minimizar el desgaste por abrasión, reducir el daño mecánico y la abrasión. Por otro lado, mejora la eficiencia del bombeo por

mejoramiento hidráulico, aumenta la vida útil de la tubería reduciendo los replazos de varilla y tubería, minimiza los costos y servicios de mantenimiento, ayuda en el control de depósitos y en el caso de ser usado el Polyliner no es necesario el uso de las guías.

**Figura 14.** Revestimiento de tubería y beneficios que genera



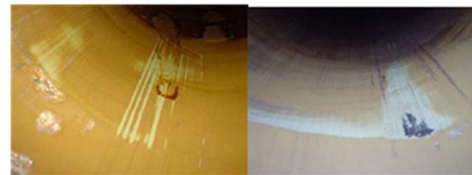
Control de la Corrosión



Mejoramiento Hidráulico



Control de los Depósitos



Minimiza el desgaste

**Fuente.** Tomado Manual de productos Tuboscope.

### 3.4. VARILLA CONTINUA

Sarta de varilla continua, es decir, sin conexiones a lo largo de la sarta. No tener conexiones implica que acaba con la posibilidad de generar fallas en el sistema de levantamiento artificial por desconexiones de varilla que tengan que ver con torque o con un mal procedimiento al momento corrida de la sarta Ver figura 11.

Al implementar este tipo de sistema en un pozo se extiende la vida tubería, reduce errores de Pin y acoplamiento, disminuye pérdidas por fricción y el flujo, minimiza el esfuerzo de torsión y Mejora de la Eficiencia de la bomba.

**Figura 15.** Fotografía de instalación de un sistema de varilla continúa.



**Fuente.** Tomado de folleto de productos de R&M Energy Systems

### 3.5. VARILLA HUECA

Este tipo de sarta, como su nombre lo dice es una varilla hueca con igual diámetros en su conexión y cuerpo, este tipo es usado en el campo LCI. Este sistema fue inicialmente creado para aplicaciones PCP, debido a que las varillas convencionales tenían diseño y especificaciones definidos para trabajar únicamente bajo cargas de tracción. Dicha especificación prevé que las varillas sean utilizadas en otro sistema de bombeo artificial: el bombeo mecánico alternativo o bombeo por balancín.

Progresivamente, se fue implementando el uso de estas varillas como estándar para el accionamiento de los sistemas PCP, pero el progreso y avance tecnológico de las bombas incrementaron las profundidades y caudales posibles de extraer, lo que se tradujo en mayores requerimientos para las varillas. Sin duda, este aumento de las exigencias operativas implicó un aumento en las roturas prematuras de las varillas, lo que generó mayores costos operativos del sistema o limitó su campo de aplicación (ver figura 12). El uso de este tipo de sarta trae consigo beneficios tales como:

- Reduce las fallas prematuras por rotura de pines de varillas causadas por sobre torque durante la operación del pozo.
- Permite operar bombas de alto caudal en forma confiable a altas profundidades.
- Reduce la fricción entre varillas y tubing por el diseño de su unión flush. La fricción localizada en cuplas y tubing de las varillas de bombeo convencionales ocasiona importantes costos operativos debido a roturas en la tubería de producción. ya que se elimina el cambio brusco de geometría en las uniones de las varillas y eso permite una mejor distribución de las cargas de rozamiento.
- Reduce 30-50% los costos de instalación inicial para extraer idénticos caudales en sistemas de bombeo mecánico o electro-sumergible (BES).
- Reduce los costos de instalación y operativos para la inyección de diluyentes en la producción de crudos pesados y extra pesados (respecto a capilares).
- Aumenta la efectividad en la inhibición de corrosión.
- Reduce el efecto del backspin (giro inverso de la bomba al detenerse). Esto facilita el redimensionamiento del cabezal de superficie.

**Figura 16.** Fotografía de varillas huecas.



**Fuente.** Tomado Tenaris HSR Handbook Esp.

Por otro lado las principales características de este sistema son: Unión external y near flush, mayor confiabilidad para sistemas de PCP, rosca cónica PCPRod® con diente trapezoidal de 8 hpp y conicidad diferenciada entre pin y box. unión con hombro de torque, posibilidad de inyectar diluyentes, inhibidores de corrosión u otros fluidos a través de una unión hueca, son fabricadas a partir de un tubo sin costura, laminado en caliente, de acero aleado de alta dureza con una resistencia a la tracción de 140.000 psi y además presenta la posibilidad de introducir sensores de temperatura y presión.

#### 4. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Se cuenta con una base de datos histórica de los pozos desde del año 2007, donde se lleva el conteo de razones de intervenciones de los pozos en los dos sistemas de levantamiento a evaluar para aplicación de nuevas tecnologías para reducción de fallas; mediante esta base de datos se pudo identificar los pozos con intervenciones repetitivas por tubería rota o varilla partida-desconectada o pozos con bajo run life y alto desgaste de tubería o varilla sin haber generado varias fallas consecutivas.

De esta manera, los pozos identificados como críticos en número de intervenciones desgaste de elementos de las sartas fueron los que por oportunidad (cuando el pozo queda sin bombeo en superficie, se interviene para ponerlo nuevamente en producción y se aprovecha para instalar la nueva tecnología) se le instalaron los elementos reductores de fallas; nuevas tecnologías como rotadores de tubería, rotadores de varilla, varilla hueca, varilla continua y tubería revestida.

Se encuentra una la lista de los pozos críticos en a continuación con la cantidad de fallas por tubería y varilla antes de la instalación de cualquier tecnología para la reducción de estas.

Se puede observar que en 2 años de operación existen pozos con más de 5 intervenciones lo cual los hace económicamente poco viables al momento de intervenirlos. Adicional a esto el índice de falla se ve altamente afectado por este alto número de intervenciones

**Tabla 1.** Pozos críticos por varilla y tubería 2008-2009-2010

Pozo	Fallas Tubería	Fallas Varilla	Total Fallas	Pozo	Fallas Tubería	Fallas Varilla	Total Fallas
LCI9	5	5	10	LCI53	3	0	3
LCI2	7	1	8	LCI54	3	0	3
LCI24	2	6	8	LCI57	3	0	3
LCI65	2	6	8	LCI63	3	0	3
LCI50	2	5	7	LCI66	3	0	3
LCI3	0	6	6	LCI77	2	1	3
LCI17	6	0	6	LCI81	3	0	3
LCI44	6	0	6	LCI91	2	1	3
LCI62	6	0	6	LCI93	3	0	3
LCI74	2	4	6	LCI6	2	0	2
LCI79	2	4	6	LCI11	2	0	2
LCI10	4	1	5	LCI12	2	0	2
LCI22	5	0	5	LCI14	2	0	2
LCI41	3	2	5	LCI16	2	0	2
LCI55	5	0	5	LCI19	2	0	2
LCI68	5	0	5	LCI20	1	1	2
LCI69	0	5	5	LCI21	2	0	2
LCI71	5	0	5	LCI25	2	0	2
LCI73	4	1	5	LCI29	2	0	2
LCI80	2	3	5	LCI30	2	0	2
LCI84	4	1	5	LCI43	2	0	2
LCI5	2	2	4	LCI49	2	0	2
LCI15	3	1	4	LCI60	2	0	2
LCI31	2	2	4	LCI64	2	0	2
LCI34	4	0	4	LCI70	2	0	2
LCI36	4	0	4	LCI76	0	2	2
LCI38	4	0	4	LCI78	0	2	2
LCI46	4	0	4	LCI83	2	0	2
LCI51	4	0	4	LCI92	2	0	2
LCI56	4	0	4	LCI94	0	2	2
LCI59	4	0	4	LCI97	0	2	2
LCI61	4	0	4	LCI1	2	0	2
LCI67	4	0	4	LCI7	1	0	1
LCI72	3	1	4	LCI8	1	0	1
LCI82	2	2	4	LCI18	1	0	1
LCI86	0	4	4	LCI26	1	0	1
LCI88	4	0	4	LCI28	1	0	1
LCI89	0	4	4	LCI32	1	0	1
LCI90	3	1	4	LCI33	1	0	1

**Tabla 2.** Continuación tabla 1 (Pozos críticos por varilla y tubería 2008-2009-2010)

Pozo	Fallas Tubería	Fallas Varilla	Total Fallas	Pozo	Fallas Tubería	Fallas Varilla	Total Fallas
LCI4	3	0	3	LCI39	1	0	1
LCI13	3	0	3	LCI40	1	0	1
LCI23	2	1	3	LCI45	1	0	1
LCI27	3	0	3	LCI58	1	0	1
LCI35	3	0	3	LCI75	0	1	1
LCI37	3	0	3	LCI85	1	0	1
LCI42	3	0	3	LCI87	0	1	1
LCI47	3	0	3	LCI95	0	1	1
LCI48	3	0	3	LCI96	1	0	1
LCI52	3	0	3	LCI98	0	1	1

## 5. EVALUACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS INSTALADAS

Luego de la instalación de cada una de las tecnologías reductoras de fallas en los pozos críticos, se evalúa en periodos de tiempos similares identificando run life de varilla y tubería antes y después de su instalación. A continuación se describe el paso a paso de la evaluación realizada:

### 5.1. EVALUACIÓN DE ROTADORES DE TUBERÍA:

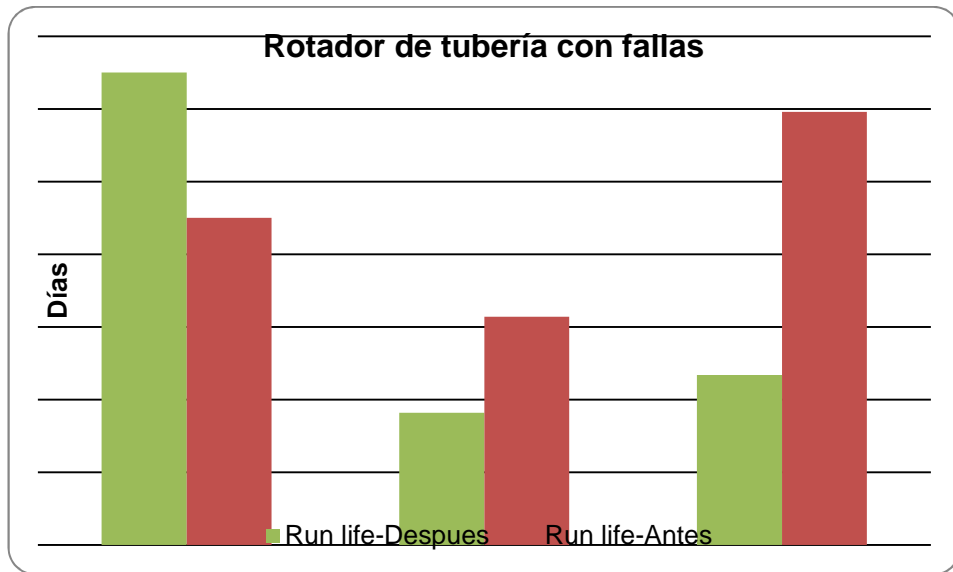
El primer rotador de tubería fue instalado el 21 de Abril de 2008. Posteriormente se instalaron 51 rotadores de tubería de la lista anterior (ver tabla 1) donde se evidencia lo siguiente.

Solo 7 pozos del total de instalaciones presentaron falla por tubería luego de la implementación del rotador. De estos 7 pozos, 4 nunca habían mostrado falla por este motivo. Sin embargo, empezaron a fallar por tubería debido al efecto combinado entre rozamiento interno y corrosión, por el número de días que la sarta llevaba en el pozo.

De otra parte, los 3 pozos restantes siempre han contado con run life de tubería muy bajos. Sin embargo aunque se instalo el rotador los run life no aumentaron debido a que no se realizo un cambio de tubería no por una nueva.

Luego de presentar fallas en estos 3 pozos, se realiza el cambio de sarta por una nueva, logrando así, que uno de estos superara el run life presentado antes de la instalación del rotador. A continuación se puede evidenciar en la grafica la información mencionada.

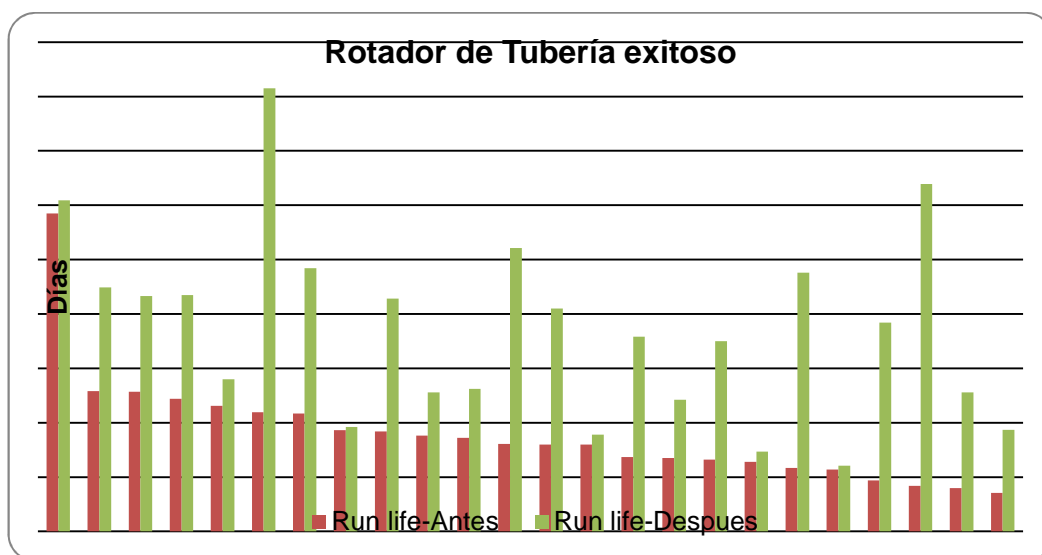
**Figura 17.** Casos de rotador de tubería con fallas.



**Fuente.** Laura Soraya Labrador

24 pozos presentan resultados excelentes luego de la instalación del rotador de tubería, superando el run life en promedio por pozo en 192 días al que tenía antes de la instalación del rotador y sin fallas posteriores. A continuación se puede evidenciar en la grafica la información mencionada.

**Figura 18.** Casos de rotador de tubería exitosos

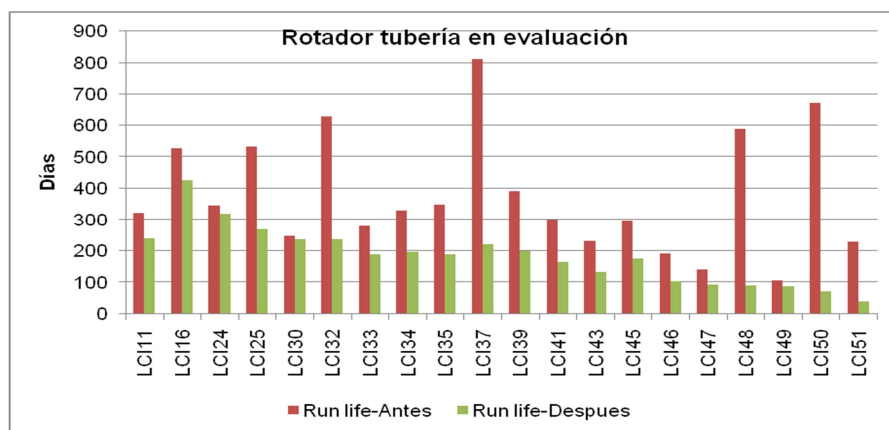


**Fuente.** Laura Soraya Labrador

Por último, 20 pozos luego de la instalación del rotador de tubería no han fallado pero tampoco han superado el run life que traía la tubería antes de su instalación. Estos pozos se encuentran aun en evaluación. A continuación se puede evidenciar en la grafica la información mencionada.

Cabe mencionar que se ha corrido rotadores de tubería en optimizaciones y pozos nuevos, donde no se ha presentado fallas debido a tubería rota posterior a la instalación.

**Figura 19.** Casos de instalación de rotador de tubería en evaluación.



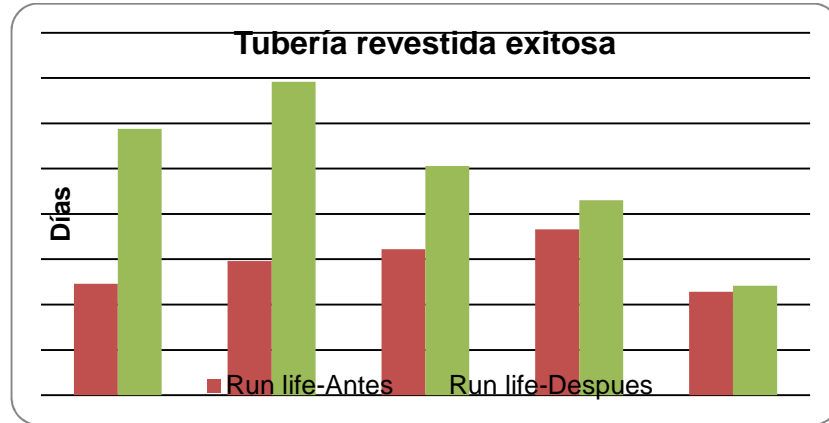
**Fuente.** Laura Soraya Labrador

## 5.2. EVALUACIÓN DE TUBERÍA REVESTIDA:

La primera sarta de tubería revestida fue instalada el 14 de Febrero de 2010. Posteriormente, se instalaron 23 sartas de tubería revestida de la lista de pozos críticos donde se evidencia lo siguiente:

5 pozos obtienen resultados excelentes superando el run life en promedio en 100 días por pozo de la tubería convencional. A continuación se puede evidenciar en la grafica la información mencionada.

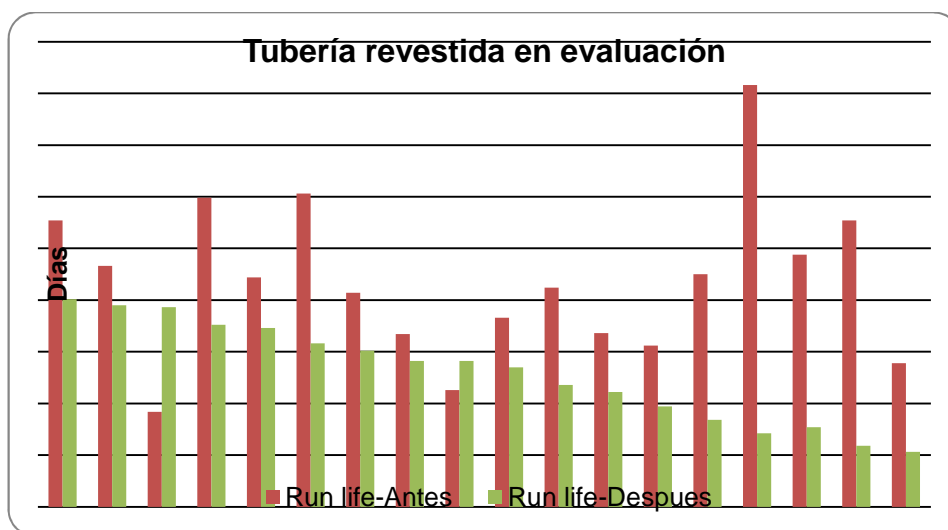
**Figura 20.** Casos de tubería revestida exitosos.



**Fuente.** Laura Soraya Labrador

18 pozos luego de la instalación del rotador de tubería no han fallado pero tampoco han superado el run life que traía la tubería antes de su instalación. Estos pozos se encuentran aun en evaluación. A continuación se puede evidenciar en la grafica la información mencionada.

**Figura 21.** Casos de tubería revestida en evaluación.



**Fuente.** Laura Soraya Labrador

Cabe mencionar que se ha corrido tubería revestida en optimizaciones y pozos nuevos, donde no se ha presentado fallas debido a este elemento.

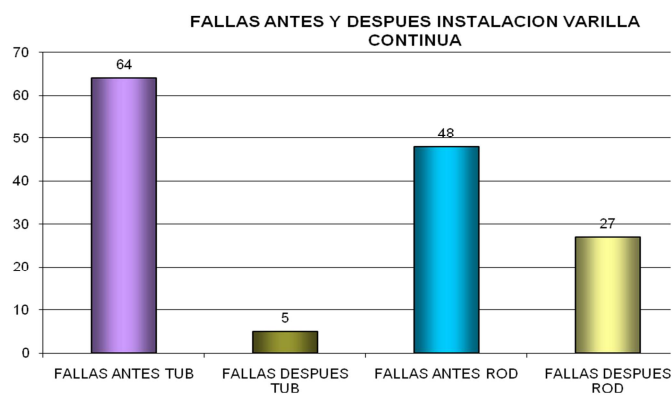
### 5.3. EVALUACIÓN DE VARILLA CONTINUA:

La primera sarta de varilla continua fue instalada el 14 de Febrero de 2010. Posteriormente se instalaron 31 sartas de varilla continua de la lista de pozos críticos donde se evidencia lo siguiente:

8 pozos presentan falla por tubería o varilla luego de la instalación de la varilla continua. Es de resaltar que en la mayoría de estos casos fallo por la ultima causa mencionada. Esta situación a su vez es debida a los procedimientos de corrida de la sarta y los fluidos corrosivos de los pozos por alto %BSW.

Sin embargo, al comparar la cantidad de fallas totales entre tubería y varilla de los 31 pozos antes y después de la instalación de la sarta de varilla continua, se ve reducido de manera significativa. A continuación se puede evidenciar en la grafica la información mencionada.

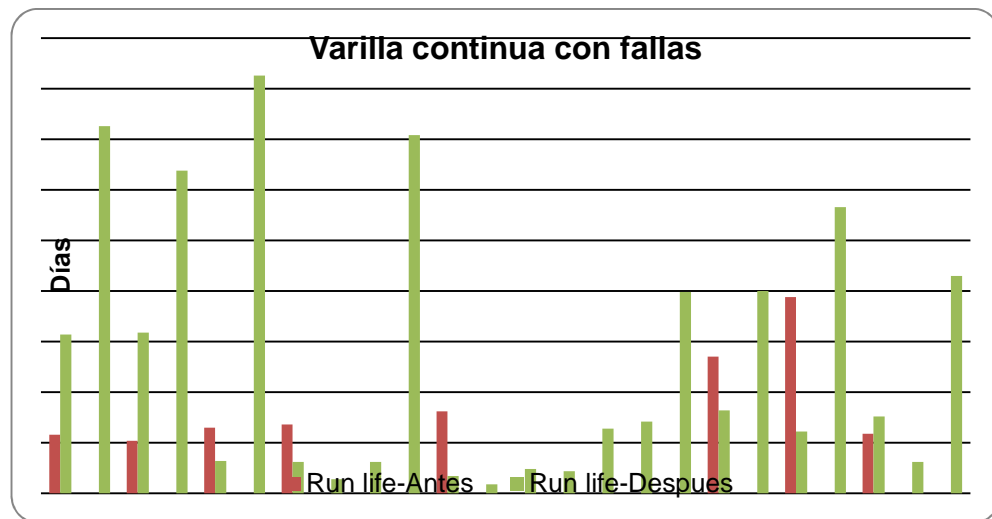
**Figura 22.** Fallas presentadas antes y después de la instalación de la varilla continua.



**Fuente.** Laura Soraya Labrador

La siguiente grafica indica el numero de pozos que presentan fallas luego de la instalación de la sarta de varilla continua, donde la barra de color rosado indica el run life antes de la instalación, las barras verdes el numero de fallas posteriores a la instalación de la sarta de varilla continua (indicando el número de días de run life en el eje y). Se puede observar en todos los casos que el run life corriendo actualmente es superior al que traía el pozo antes de su instalación.

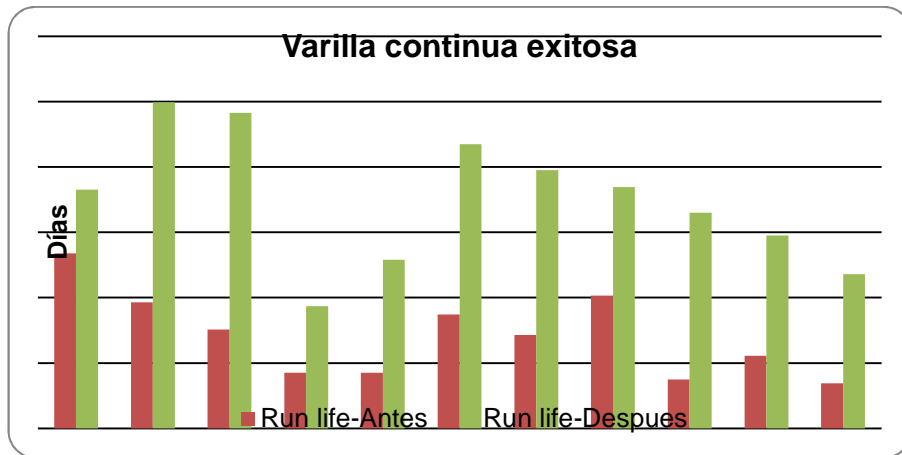
**Figura 23.** Casos de varillas continúa con fallas



**Fuente.** Laura Soraya Labrador

De otra parte, 11 pozos obtienen resultados excelentes superando el run life en promedio en 200 días por pozo antes de la instalación de la tubería revestida y sin presentar fallas posteriores a su instalación. A continuación se puede evidenciar en la grafica la información mencionada.

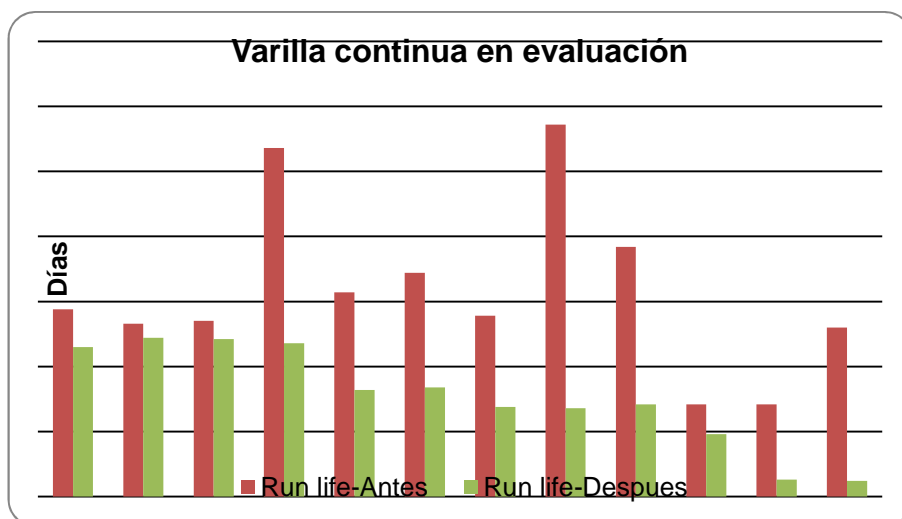
**Figura 24.** Casos con varilla continua exitosos



**Fuente.** Laura Soraya Labrador

Finalmente, 12 pozos luego de la instalación del rotador de tubería no han fallado pero tampoco han superado el run life que traía la tubería antes de su instalación. Estos pozos se encuentran aun en evaluación. A continuación se puede evidenciar en la grafica la información mencionada.

**Figura 25.** Casos de varilla continúa en evaluación



**Fuente.** Laura Soraya Labrador

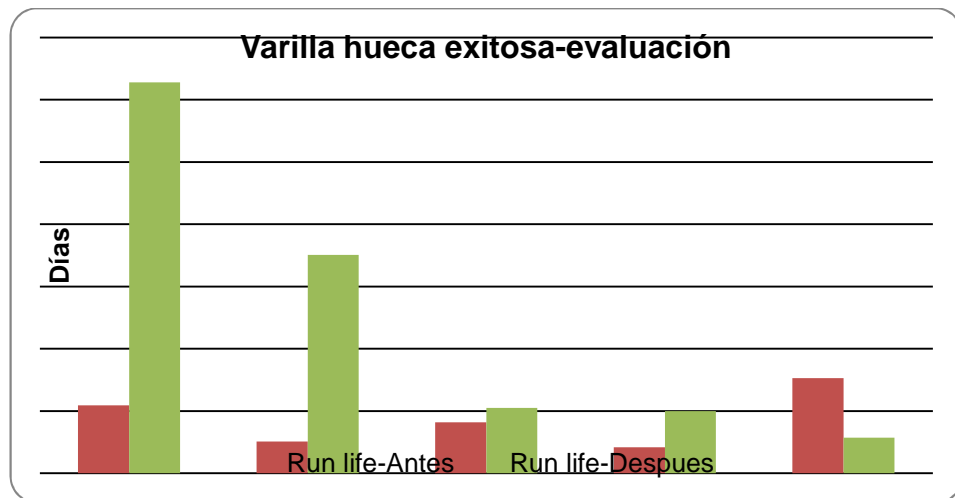
Cabe mencionar que se ha corrido varilla continua en optimizaciones y pozos nuevos, donde no se ha presentado fallas debido a este elemento.

#### 5.4. EVALUACIÓN DE VARILLA HUECA:

La primera sarta de varilla hueca fue instalada el 28 de Diciembre de 2008. Posteriormente se instalaron 5 sartas de varilla hueca de la lista de pozos críticos donde se evidencia lo siguiente:

4 pozos obtienen resultados excelentes superando el run life en promedio en 220 días por pozo antes de la instalación de la varilla hueca y sin presentar fallas posteriores a su instalación. A continuación:

**Figura 26.** Casos de varilla hueca exitosa y en evaluación



**Fuente.** Laura Soraya Labrador

1 de estos pozos aun se encuentra en evaluación debido a que no ha fallado pero no ha superado el run life que traía el pozo antes de la instalación de varilla hueca. Cabe mencionar que se ha corrido varilla hueca en optimizaciones y pozos nuevos, donde no se ha presentado fallas debido a este elemento.

## 6. EVALUACIÓN COSTO BENEFICIO DEL PROYECTO

### 6.1. ROTADORES DE TUBERIA

Los pozos mencionados en la siguiente tabla, son aquellos que antes de la instalación del rotador de tubería presentaban fallas por tubería rota y luego de su instalación han aumentado su run life y aun no han presentado falla, en otras palabras se puede afirmar que se han ahorrado 74 Well Service por tubería rota.

**Tabla 3.** Pozos con instalación de rotador de tubería exitoso.

Well	Fallas antes
LCI6	2
LCI13	3
LCI14	2
LCI12	2
LCI22	5
LCI1	2
LCI10	4
LCI38	4
LCI15	3
LCI27	3
LCI28	1
LCI9	5
LCI17	6
LCI40	1
LCI19	2
LCI29	2
LCI21	2
LCI42	3
LCI2	7
LCI44	6
LCI18	1
LCI4	3
LCI26	1
LCI36	4
	74

A continuación se puede observar el costo aproximado de well service por tubería rota y el costo aproximado del rotador de tubería, cada uno de estos por unidad:

**Tabla 4.** Costo aproximado del rotador de tubería

No. Pozos	24	Ea
No. Well Service	74	Ea
\$ Costo Well Service	60000	USD
\$ Costo Rotador Tubería	11200	USD

En la siguiente tabla se observa un ahorro aproximado de 4171200 USD al realizar el cálculo de lo invertido para la nueva tecnología en los 24 pozos VS lo que se deja de gastar en los 74 well services que se podrían haber generado sin esta instalación:

**Tabla 5.** Ahorro final generado por la instalación del rotador de tubería.

\$ Costo Total de Well Service por tubería rota	4440000	USD
\$ Costo Total de instalaciones de rotadores de tubería	268800	USD
<b>Ahorro Final</b>	<b>4171200</b>	<b>USD</b>

## 6.2. TUBERÍA REVESTIDA

En la siguiente lista se muestran los pozos que antes de la instalación de la tubería revestida presentaban fallas por tubería rota y luego de su instalación

han aumentado su run life y aun no han presentado falla. En otras palabras se puede decir, que se han ahorrado 20 Well Service por tubería rota.

**Tabla 6.** Pozos con instalación de tubería revestida exitosos

Well	Fallas antes
LCI52	3
LCI53	3
LCI54	3
LCI55	5
LCI44	6
	20

A continuación se puede observar el costo aproximado de well service por tubería rota y el costo aproximado de tubería revestida, cada uno de estos por unidad:

**Tabla 7.** Costo aproximado de tubería revestida

No. Pozos	5	ea
No. Well Service	20	ea
\$ Costo Well Service	60000	USD
\$ Costo Tubería Revestida	30000	USD

En la siguiente tabla se observa un ahorro aproximado de 1050000 USD al realizar el cálculo de lo invertido para la nueva tecnología en los 5 pozos VS lo que se deja de gastar en los 20 well services que se podrían haber generado sin esta instalación:

**Tabla 8.** Ahorro final generado por la instalación de tubería revestida exitoso

\$ Costo Total de Well Service por tubería rota	1200000	USD
\$ Costo Total de instalaciones de tubería revestida	150000	USD
<b>Ahorro Final</b>	<b>1050000</b>	<b>USD</b>

### 6.3. VARILLA CONTINUA

Los pozos que antes de la instalación de la varilla continua presentaban fallas por tubería rota y luego de su instalación han aumentado su run life y aun no han presentado falla, son mostrados en la siguiente tabla. Es de mencionar que, han ahorrado 38 Well Service entre tubería rota y varilla partida.

**Tabla 9.** Pozos con instalación de varilla continua exitoso

Well	Fallas tubería	Fallas varilla	Total Fallas antes
LCI7	1	0	1
LCI72	3	1	4
LCI10	4	1	5
LCI73	4	1	5
LCI73	4	1	5
LCI12	2	0	2
LCI8	1	0	1
LCI76	0	2	2
LCI78	0	2	2
LCI81	3	0	3
LCI24	2	6	8
			<b>38</b>

A continuación se puede observar el costo aproximado de well service por varilla y tubería rota y el costo aproximado de una sarta de varilla continua, cada uno de estos por unidad:

**Tabla 10.** Costo aproximado de varilla continua

No. Pozos	11	ea
No. Well Service	38	ea
\$ Costo Well Service TR	60000	USD
\$ Costo Well Service PR	3000	USD
\$ Costo Varilla Continua	51000	USD

En la siguiente tabla se observa un ahorro aproximado de 921000 USD al realizar el cálculo de lo invertido para la nueva tecnología en los 11 pozos VS lo que se deja de gastar en los 38 well services que se podrían haber generado sin esta instalación:

**Tabla 11.** Ahorro final generado por la instalación de de varilla continua exitoso

\$ Costo Total de Well Service por tubería rota	1440000	USD
\$ Costo Total de Well Service por varilla partida	42000	USD
\$ Costo Total de instalaciones de varilla continua	561000	USD
<b>Ahorro Final</b>	<b>921000</b>	<b>USD</b>

#### 6.4. VARILLA HUECA

En la siguiente tabla se muestran los pozos que antes de la instalación de la varilla hueca presentaban fallas por tubería rota y varilla partida y luego de su instalación han aumentado su run life y aun no han presentado falla, es decir, se han ahorrado 16 Well Service entre tubería rota y varilla partida.

**Tabla 12.** Pozos con instalación de varilla hueca exitoso

Well	Fallas tuberia	Fallas varilla	Total Fallas antes
LCI87	0	1	1
LCI3	0	6	6
LCI88	4	0	4
LCI41	3	2	5
			16

A continuación se puede observar el costo aproximado de well service por varilla y tubería rota y el costo aproximado de una sarta de varilla hueca, cada uno de estos por unidad:

**Tabla 13.** Costo aproximado de varilla hueca

No. Pozos	4	ea
No. Well Service	16	ea
\$ Costo Well Service TR	60000	USD
\$ Costo Well Service PR	3000	USD
\$ Costo Varilla hueca	30000	USD

**Tabla 14.** Ahorro final generado por la instalación de de varilla hueca exitoso

\$ Costo Total de Well Service por tubería rota	420000	USD
\$ Costo Total de Well Service por varilla partida	27000	USD
\$ Costo Total de instalaciones de varilla hueca	120000	USD
<b>Ahorro Final</b>	<b>327000</b>	<b>USD</b>

## 7. PLAN DE ACCIÓN

- Seguimiento y evaluación de primera falla por tubería rota de pozos evaluados en buenos resultados con rotador de tubería para cálculo de run life promedio de tubería y realización de cambio de sarta para continuar con el nuevo run life obtenido. Fecha: Primera falla de pozo con rotador.
- Seguimiento y evaluación de primera falla por tubería rota de pozos evaluados en buenos resultados con tubería revestida para cálculo de run life promedio de tubería y realización de cambio de sarta por una de las mismas características para continuar con el nuevo run life obtenido. Fecha: Primera falla de pozo con tubería revestida.
- Seguimiento y evaluación de primera falla por tubería rota o varilla partida de pozos evaluados en buenos resultados con varilla continúa para cálculo de run life promedio de tubería y/o varilla y realización de cambio de sarta de varilla continua o tubería según el elemento de la falla para continuar con el nuevo run life obtenido. Fecha: Primera falla de pozo con varilla continua.
- Seguimiento y evaluación de primera falla por tubería rota o varilla partida de pozos evaluados en buenos resultados con varilla hueca para cálculo de run life promedio de tubería y/o varilla y realización de cambio de sarta de varilla hueca o tubería según el elemento de la falla para continuar con el nuevo run life obtenido. Fecha: Primera falla de pozo con varilla hueca.
- Evaluación de nuevos pozos críticos identificados en el 2010 por varilla partida o tubería rota e instalación programada preventiva del o los elementos reductores de falla. Fecha: 28 de Febrero de 2010.

- Instalación de cada una de las nuevas tecnologías aplicadas a los dos sistemas de levantamiento evaluados en pozos perforados y completados durante el año 2011.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Las fallas posteriores presentadas en los pozos que tienen instalados los rotadores de tubería es debido a que la tubería no es cambiada por nueva al momento de la instalación del rotador, por lo cual es recomendable realizar el cambio de tubería por nueva durante el servicio.
2. Las fallas por tubería o varilla posteriores presentadas en los pozos que tienen instalada varilla continua, siendo la falla más alta ubicada en la varilla continua es debida en la mayoría de los casos a procedimientos de corrida de la sarta o por el fluido corrosivo de los pozos debido al alto %BSW, por lo cual es recomendable realizar seguimiento de la corrida de las sarta de varilla continua y la inyección del inhibidor de corrosión como prioridad a estos pozos.
3. Ninguna varilla hueca ha fallado por causas atribuibles a la varilla como tal.
4. Ningún pozo con tubería revestida instalada ha fallado por causa de tubería rota.
5. Los rotadores de varilla distribuye los puntos de contacto con la tubería de producción, sin embargo la falla por varilla en BPU que es el sistema donde se instala esta tecnología es la más baja del campo LCI. Esta tecnología es instalada con el fin de aumentar el tiempo de vida útil de las sarta de varilla convencional con sus respectivos couplings,
6. La aplicación de las nuevas tecnologías para reducción de fallas en los pozos de BPU y PCP han dado excelentes resultados aumentado el run life de cada uno de los equipos como tubería y varilla.

## BIBLIOGRAFÍA

1. BROWN, Kermit E. The technology of artificial lift methods. June 1986.
2. HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. línea].<<http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>> [citado en Agosto 2010]
3. OIL PRODUCTION.NET. Análisis de falla de varillas de bombeo [en línea]. <<http://www.oilproduction.net/cms/index.htm>> [citado en Noviembre 2010]
4. MAGGIOLO, Ricardo. Manual de Optimización Integral de Sistemas de Hidrocarburos, ESP OIL, julio 2008.
5. THETA ENTERPRISE, INC. Entrenamiento Levantamiento Artificial. Versión 2005. USA.
6. PAN AMERICAN ENERGY. Manual de producción. Abril 2002. Comodoro Rivadavia.
7. TUBOSCOPE. Manual de productos.2010. Colombia
8. R&M Energy Systems. Folleto de productos [en línea]. <<http://www.rmenergy.com>> [citado en Febrero 2010]
9. TULSA OILFIELD EQUIPMENT. Manual de productos [en línea]. <<http://www.tulsaoil.com>> [citado en Septiembre 2010]
10. TENARIS HSR. Handbook Esp. 2010. Argentina.