

Evaluación técnico-operativa de tecnologías para la mitigación de fricción y corrosión en sistemas de bombeo por cavidades progresivas (BCP) en el Valle Medio del Magdalena, Colombia.

Diego Sebastián Buitrago Ardila y Sebastián Alejandro Caicedo Bastidas

Trabajo de Grado para Optar el Título de Especialista en Producción de Hidrocarburos

Director

Edison Odilio García Navas

Magíster en ingeniería de hidrocarburos

Codirector

Danny Daniel Socorro Royero

Magíster en gestión en la industria del petróleo, gas natural y petroquímica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Producción de Hidrocarburos

Bucaramanga

2026

### **Dedicatoria**

Primeramente, dedico este trabajo a Dios, por ser mi guía, fortaleza y fuente de sabiduría a lo largo de cada etapa de mi vida. Gracias por bendecirme con salud, perseverancia y la oportunidad de alcanzar este importante logro académico. Su presencia ha sido fundamental para superar los desafíos y continuar avanzando con fe y determinación hacia mis metas.

A mis padres, Jesús Iván Caicedo y Lilia Bastidas Bernal, quienes han sido el pilar fundamental de mi vida. Gracias por su amor incondicional, sus sacrificios, su apoyo constante y por enseñarme, con su ejemplo, el valor del esfuerzo, la responsabilidad y la perseverancia. Cada logro alcanzado es también el reflejo de todo lo que ustedes han hecho por mí. Sin su respaldo y confianza, este sueño no habría sido posible.

A mis hermanos, Javier Iván Caicedo Bastidas y David Mateo Caicedo Bastidas, por su cariño, compañía y apoyo incondicional. Ustedes han sido una motivación permanente para seguir creciendo personal y profesionalmente. Gracias por estar presentes en cada etapa de mi vida y por formar parte esencial de la familia que me impulsa a ser una mejor persona cada día.

A mis sobrinos, Emmanuel Caicedo Arteaga y Samia Caicedo Chazatar, quienes se han convertido en una de las mayores alegrías y motivaciones de mi vida. Su amor, inocencia y alegría inspiran cada uno de mis esfuerzos. Espero que este logro sea también un ejemplo para ustedes y una muestra de que, con dedicación, disciplina y perseverancia, es posible alcanzar los sueños y objetivos que nos proponemos.

Finalmente, dedico este trabajo a todas aquellas personas que han creído en mí, que me han brindado su apoyo durante este proceso y que, de una u otra manera, han contribuido a mi crecimiento personal y profesional. Este logro también les pertenece.

Alejandro Caicedo

### **Dedicatoria**

A mi compañera de vida, Angélica Niño, por haber caminado a mi lado en cada etapa de este camino académico. Su amor, paciencia y apoyo incondicional han sido el motor que me permitió llegar desde el pregrado hasta culminar este programa de especialización en Producción de Hidrocarburos. Este logro también es tuyo.

A mis padres, Orlando Buitrago y Mery Ardila, por su cariño infinito, su ejemplo constante y la orientación que me han brindado a lo largo de toda mi vida. Gracias por sus sacrificios, sus consejos y por formar en mí los valores que hoy me permiten alcanzar esta meta. Siempre llevaré con orgullo y gratitud todo lo que me han dado.

Y como mención especial a mi tío Fernando, cuyo apoyo incondicional y generoso ha sido fundamental para avanzar en mi desarrollo profesional. Su confianza, sus palabras de aliento y su cariño especial me han ayudado a ser un profesional más competitivo, preparado y con mayores horizontes.

Diego Buitrago

### **Agradecimientos**

En primer lugar, agradecemos a Dios por permitirnos llegar hasta este importante momento de mi vida académica y profesional, por brindarnos salud, fortaleza y sabiduría para superar cada desafío y alcanzar esta meta.

A mis padres, Jesús Iván Caicedo y Lilia Bastidas Bernal, les expreso mi más profundo agradecimiento por su amor incondicional, apoyo constante, sacrificio y confianza. Gracias por ser mi mayor ejemplo de esfuerzo y perseverancia, y por acompañarme en cada paso de este camino.

Agradecimiento especialmente al ingeniero Danny Daniel Socorro Royero por su tiempo, disposición y valioso aporte técnico durante el desarrollo de este trabajo, así como por compartir sus conocimientos y experiencia sobre las tecnologías analizadas.

De igual manera, agradezco al ingeniero Edison Odilio García Navas por su orientación, dedicación y acompañamiento durante este proceso, contribuyendo significativamente al cumplimiento de los objetivos de esta investigación.

Finalmente, agradezco a todas las personas que, de una u otra manera, aportaron a nuestra formación personal y profesional y apoyaron el desarrollo de este proyecto.

A todos, muchas gracias.

Alejandro Caicedo

### **Agradecimientos**

Quisiera expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que contribuyeron de manera significativa a la realización de este trabajo de especialización.

En primer lugar, a mis padres, Orlando Buitrago y Mery Ardila y mi pareja Angelica Niño, por su acompañamiento durante el desarrollo de cada nuevo desafío y mi agradecimiento por su apoyo incondicional y confianza para enfrentar cada reto, junto con su cariño, amor y confianza que me permitió conseguir esta meta. Son mi motivación y ejemplo para cada actividad.

También al Ing. Edison Odilio, director de este trabajo, por su valiosa orientación, exigencia académica y aportes técnicos que permitieron enriquecer y fortalecer sustancialmente este documento.

Y agradecimiento especial Ing. Danny Socorro, orientador y ayudante, por su dedicación, disponibilidad constante y por compartir su conocimiento y experiencia, los cuales fueron fundamentales para superar los desafíos técnicos y metodológicos que surgieron durante el desarrollo de esta especialización.

Finalmente, extendiendo mi gratitud a todos los profesores del programa de Especialización en Producción de Hidrocarburos, al personal administrativo y a las empresas e instituciones que facilitaron la información y los recursos necesarios para la culminación de este proyecto.

Diego Buitrago

## Tabla de Contenido

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	14
1. Objetivos.....	16
1.1 objetivo general.....	16
1.2 objetivos específicos .....	16
2. Información y descripción geológica de la cuenca vmm.....	17
2.1 impacto litológico de solidos .....	18
2.2 presencia de gases corrosivos .....	19
3. Caracterización operativa del sistema bcp en el vmm.....	19
3.1 definición y componentes del sistema bcp. ....	20
3.2 sarta de varillas .....	22
3.2.1 fuerzas y esfuerzos aplicados.....	22
3.2.2 tipos de varillas .....	23
3.3. Tubería de producción .....	24
3.4. Parámetros de selección.....	25
4. Clasificación de falla de tubería y varilla. ....	26
4.1. Clasificación de falla en tubería.....	26
4.2. Clasificación de falla en tubería.....	28
4.3. Análisis de falla críticas .....	28
5. Tecnologías de mitigación e innovación aplicada .....	30
5.1. Soluciones operativas y de materiales. ....	30
5.2. Sistemas de transmisión lubricada (stl) .....	30

5.2.1. Componentes y arquitectura del sistema stl.....	31
5.2.2. Principio de funcionamiento y efectos mitigantes .....	32
5.2.3. Aplicabilidad y desafíos técnicos .....	33
5.3. Tecnología varilla continua recubierta (calabar corod) .....	33
5.3.1. Arquitectura del recubrimiento y protección química .....	34
beneficios mecánicos y operativos .....	34
6. Evaluación de la efectividad de las tecnologías aplicadas en campo. ....	35
6.1. Metodología de la evaluación y validación de resultado.....	36
6.1.1. Definición de la población y muestra .....	36
6.1.2. Ventanas temporales del estudio.....	36
6.1.3. Definición y validación de la "evaluación de alternativas" .....	37
6.2. Análisis comparativo de desempeño técnico: escenario "antes" vs. "después" .....	37
6.2.1. Evaluación del sistema de transmisión lubricada stl .....	37
6.2.2. Evaluación de la tecnología de varilla continua revestida (calabar corod).....	40
6.2.3. Resumen de indicadores técnicos de efectividad.....	42
6.3. Evaluación de eficiencia económica.....	43
6.3.1. Estructura de inversión vs gastos de mantenimiento .....	43
6.3.2. Impacto financiero relacionado a los casos de estudio .....	44
7. Conclusiones.....	45
8. Recomendaciones .....	46
Referencias bibliográficas.....	48

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 <i>Caracterización de profundidad y presencia de riesgos por formación</i> .....	17
Tabla 2 <i>Topes y espesores promedios del yacimiento</i> .....	18
Tabla 3 <i>Ambiente sedimentario e impacto operativo</i> .....	18
Tabla 4 <i>Presencia de gases corrosivos H<sub>2</sub>S</i> .....	19
Tabla 6 <i>Clasificación de fallas históricas en varilla para sistemas BCP</i> .....	28
Tabla 7 <i>Resumen indicadores</i> .....	43
Tabla 8 <i>Categorización Económica</i> .....	44

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
Ilustración 1 <i>Motor eléctrico</i> .....	20
Ilustración 2 <i>Variador de frecuencia (VSD)</i> .....	21
Ilustración 3 <i>Estatórotor</i> .....	21
Ilustración 4 <i>Sarta de varilla y tubería</i> .....	22
Ilustración 5 <i>Varilla convencional</i> .....	23
Ilustración 6 <i>Varilla continua</i> .....	24
Ilustración 7 <i>Sistema de transmisión lubricada</i> .....	31
Ilustración 8 <i>Sistema de transmisión lubricada en superficie</i> .....	32
Ilustración 9 <i>BCP STL vs BCP Convencional</i> .....	38
Ilustración 10 <i>Varilla convencional vs CALABAR</i> .....	41

## Glosario

**API Spec 5CT:** Estándar internacional emitido por el American Petroleum Institute que define los requisitos técnicos, dimensionales y de fabricación para las tuberías de revestimiento (casing) y producción (tubing) utilizadas en la industria petrolera.

**BCP (Bombeo por Cavidades Progresivas):** Sistema de levantamiento artificial de desplazamiento positivo, compuesto por un rotor metálico helicoidal y un estátor elastomérico. Es altamente eficiente en el manejo de fluidos viscosos y con sólidos (conocido en inglés como PCP).

**Break-even (Punto de Equilibrio):** Momento financiero en el cual los ahorros operativos o ingresos generados por una nueva tecnología igualan el costo de su inversión inicial (CAPEX).

**CAPEX (Capital Expenditure):** Gasto de capital o inversión inicial requerida para adquirir, instalar o mejorar un activo físico, como la compra de un sistema STL o sarta Calabar.

**Corrosión:** Proceso de degradación electroquímica de los materiales metálicos por reacción con su entorno. En este trabajo, se asocia frecuentemente a la exposición a gases ácidos como el y el .

**DLS (Dogleg Severity):** Severidad de la "pata de perro". Medida estandarizada del cambio angular en la trayectoria de un pozo, expresada en grados por cada 100 pies (180°/100 ft). Altas severidades incrementan exponencialmente la fricción.

**Fatiga:** Proceso de daño estructural progresivo y localizado que ocurre cuando un material es sometido a cargas mecánicas cíclicas o fluctuantes (como la rotación de una sarta), pudiendo derivar en una fractura a esfuerzos menores que el límite de fluencia del material.

**Fricción:** Resistencia al movimiento relativo entre dos superficies en contacto. En sistemas BCP convencionales, ocurre por el roce directo entre la sarta de varillas y la tubería de producción.

**MTBF (Mean Time Between Failures):** Tiempo Medio Entre Fallas. Métrica de confiabilidad que indica el tiempo promedio de operación continua de un sistema o equipo antes de requerir una intervención por avería.

**OPEX (Operational Expenditure):** Gastos operativos y de mantenimiento en los que incurre una empresa para mantener un activo funcionando de manera regular.

**Run Life / Run Time:** Vida útil operativa o tiempo efectivo de funcionamiento continuo de un componente de fondo desde su instalación hasta el momento de su falla.

**STL (Sistema de Transmisión Lubricada):** Tecnología no convencional de levantamiento artificial que modifica la arquitectura del sistema BCP, utilizando una varilla hueca e inyectando un aceite espaciador continuo en el espacio anular para aislar el sistema del fluido del yacimiento.

**TCO (Total Cost of Ownership):** Costo Total de Propiedad. Metodología financiera que evalúa la suma de todos los costos directos e indirectos (CAPEX + OPEX) asociados a un activo a lo largo de su ciclo de vida.

**Varilla Calabar (Corod):** Tecnología de varilla continua que prescinde de acoples convencionales y cuenta con un recubrimiento epóxico de doble capa unido por fusión, diseñado para aislar el acero de ambientes químicos agresivos.

**Workover:** Operación de intervención mayor a un pozo petrolero que requiere el uso de un taladro de reacondicionamiento para reemplazar componentes de fondo o reparar fallas.

## Resumen

**Título:** Evaluación técnico-operativa de tecnologías para la mitigación de fricción y corrosión en sistemas de bombeo por cavidades progresivas (BCP) en el valle medio del Magdalena, Colombia.\*

**Autor:** Diego Sebastian Buitrago Ardila, Sebastián Alejandro Caicedo\*\*

**Palabras Clave:** Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP), Valle Medio del Magdalena, Fricción mecánica, Sistema de Transmisión Lubricada (STL), Varilla Continua Recubierta, Costo Total de Propiedad (TCO), Run Life.

**Descripción:** El presente trabajo de investigación evalúa la efectividad técnico-operativa y económica de dos tecnologías no convencionales —el Sistema de Transmisión Lubricada (STL) y la Varilla Continua Recubierta (Calabar Corod)— implementadas en sistemas de Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP) en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM). En la operatividad de estos campos maduros, se identificó que la sinergia destructiva entre la fricción mecánica (agravada por desviaciones severas) y la corrosión inducida por gases ácidos (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S) y arenas erosivas, reduce drásticamente el Tiempo Medio Entre Fallas (MTBF) de los componentes tubulares convencionales.

Mediante el análisis retrospectivo y comparativo de ocho (8) pozos críticos, se demostró que el aislamiento dinámico proporcionado por el STL y la eliminación de concentradores de esfuerzo mediante el exoesqueleto epóxico del sistema Calabar logran mitigar la fatiga de los materiales, incrementando el Run Life histórico de los pozos hasta en un 300%. El análisis de eficiencia económica concluye que, si bien estas tecnologías exigen un mayor CAPEX inicial, la evaluación bajo la métrica del Costo Total de Propiedad (TCO) revela un retorno de inversión acelerado (menor a 18 meses) al suprimir el lucro cesante por producción diferida y los recurrentes costos de workover. En consecuencia, se valida la adopción de ambas tecnologías como soluciones estratégicas y rentables para garantizar la confiabilidad operativa en yacimientos continentales de alta complejidad.

---

\* Evaluación técnico-operativa de tecnologías para la mitigación de fricción y corrosión en sistemas de bombeo por cavidades progresivas (BCP) en el valle medio del Magdalena, Colombia.

\*\* Facultad de Ingeniería Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de petróleos. Director: Edison Odilio Garcia Navas. Magíster en ingeniería de hidrocarburos. Codirector: Danny Daniel Socorro Royero. Magíster en gestión en la industria del petróleo, gas natural y petroquímica

### Abstract

**Title:** Technical-Operational Evaluation of Technologies for the Mitigation of Friction and Corrosion in Progressive Cavity Pumping (PCP) Systems in the Middle Magdalena Valley, Colombia.\*

**Author:** Diego Sebastian Buitrago Ardila, Sebastián Alejandro Caicedo\*\*

**Key Words:** Progressive Cavity Pumping (PCP), Middle Magdalena Valley, Mechanical friction, Lubricated Transmission System (STL), Coated Continuous Rod, Total Cost of Ownership (TCO), Run Life.

**Description:** This research evaluates the technical-operational and economic effectiveness of two non-conventional technologies—the Lubricated Transmission System (STL) and the Coated Continuous Sucker Rod (Calabar Corod)—implemented in Progressive Cavity Pumping (PCP) systems within Valle Medio del Magdalena (VMM) Basin. In the operation of these mature fields, it was identified that the destructive synergy between mechanical friction (aggravated by severe well deviations) and corrosion induced by acid gases (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S) and erosive sands drastically reduces the Mean Time Between Failures (MTBF) of conventional tubular components.

Through a retrospective and comparative analysis of eight (8) critical wells, it was demonstrated that the dynamic isolation provided by the STL and the elimination of stress concentrators via the Calabar system's epoxy exoskeleton effectively mitigate material fatigue, increasing the historical Run Life of the wells by up to 300%. The economic efficiency analysis concludes that, while these technologies require a higher initial CAPEX, evaluation under the Total Cost of Ownership (TCO) metric reveals an accelerated return on investment (less than 18 months) by eliminating deferred production losses and recurring workover costs. Consequently, the adoption of both technologies is validated as a strategic and profitable solution to ensure operational reliability in highly complex continental reservoirs.

---

\* Technical-Operational Evaluation of Technologies for the Mitigation of Friction and Corrosion in Progressive Cavity Pumping (PCP) Systems in the Middle Magdalena Valley, Colombia.

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering, School of Petroleum Engineering. Director: Edison Odilio Garcia Navas, M.Sc. in Hydrocarbon Engineering. Co-director: Danny Daniel Socorro Royero, M.Sc. in Oil, Natural Gas, and Petrochemical Industry Management.

## Introducción

La eficiencia en la extracción de hidrocarburos en campos maduros constituye uno de los desafíos técnicos más críticos para la industria petrolera contemporánea, especialmente en cuencas con una trayectoria operativa tan extensa como el Valle Medio del Magdalena (VMM) en Colombia. En esta región, el sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP) se ha consolidado como la tecnología de levantamiento artificial predilecta debido a su capacidad intrínseca para manejar fluidos de alta viscosidad y cargas significativas de sólidos. Sin embargo, la integridad mecánica de este sistema se ve constantemente amenazada por una sinergia destructiva entre la fricción mecánica y la corrosión electroquímica.

El planteamiento del problema de esta investigación surge de la alta recurrencia de fallas prematuras en sartas de varillas y tuberías de producción, las cuales presentan tiempos de vida útil (Run Life) drásticamente inferiores a los estándares de rentabilidad del sector. Los antecedentes operativos en el área indican que los métodos de mitigación convencionales, basados principalmente en tratamientos químicos por baches y el uso de componentes estándar, han resultado insuficientes ante la agresividad de los ambientes fluviales y la tortuosidad de las trayectorias de los pozos. Esta problemática no solo incrementa el Costo Total de Propiedad (TCO) debido a las constantes intervenciones de workover, sino que genera un impacto negativo en la sostenibilidad financiera de los proyectos por lucro cesante.

Ante este escenario, el propósito central de este estudio es evaluar la efectividad técnico-operativa y económica de dos tecnologías de vanguardia: el Sistema de Transmisión Lubricada (STL) y la Varilla Continua Revestida (Calabar Corod). La pregunta de investigación que guía este análisis es: ¿En qué medida la implementación de las tecnologías STL y Calabar Corod logra mitigar los efectos combinados de la fricción y la corrosión, mejorando la confiabilidad

operativa en los pozos con sistema BCP de la cuenca del VMM? La hipótesis planteada sostiene que el aislamiento físico y químico proporcionado por estas innovaciones permite una extensión sustancial del Tiempo Medio Entre Fallas (MTBF), optimizando la rentabilidad del activo.

La fundamentación de esta investigación se justifica en la necesidad imperativa de migrar hacia un modelo de gestión de activos basado en la confiabilidad. El impacto de este estudio es multidimensional: en el ámbito técnico, proporciona una base de conocimientos sobre la resistencia de materiales no convencionales en entornos hostiles; en el campo económico, ofrece una metodología de evaluación financiera orientada al TCO que permite a las operadoras tomar decisiones de inversión más precisas. Los beneficiarios directos son las empresas del sector hidrocarburos, que logran reducir sus riesgos operacionales, y el entorno social y ambiental, al disminuir la frecuencia de intervenciones y posibles incidentes de integridad.

Finalmente, el problema se abordó mediante un enfoque cuantitativo y comparativo, analizando el comportamiento histórico y actual de ocho (8) pozos estratégicos. Este enfoque permitió medir, con datos reales de campo, el incremento en el desempeño de los equipos y validar que la inversión inicial en tecnologías de alta gama se traduce en una reducción drástica de los costos operativos a largo plazo, garantizando la continuidad de la producción en una de las provincias petrolíferas más importantes del país.

## 1. Objetivos

### 1.1 Objetivo General

Evaluar con base en resultados operativos la efectividad de la implementación de tecnologías para la protección de tuberías y varillas en sistemas de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas frente a fricción y corrosión un campo del Valle Medio del Magdalena en Colombia.

### 1.2 Objetivos Específicos

- Analizar las características geológicas del Valle Medio del Magdalena y evaluar la favorabilidad y desempeño del sistema de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas el campo en evaluación.

- Caracterizar las condiciones operativas y los componentes principales del sistema de levantamiento artificial por cavidades progresivas en un campo del Valle Medio del Magdalena.

- Clasificar las fallas mecánicas más frecuentes en tuberías y varillas de los sistemas de levantamiento artificial por bombeo de cavidades progresivas, relacionadas con fricción y corrosión.

- Clasificar las tecnologías implementadas en el Valle Medio del Magdalena para la protección de tuberías y varillas en sistemas de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas frente a los efectos de fricción y corrosión.

- Evaluar la efectividad de las tecnologías aplicadas en un campo estudio del Valle Medio del Magdalena, para mitigar la fricción y la corrosión en tuberías y varillas de sistemas de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas, mediante el análisis de resultados obtenidos.

## 2. Información y descripción geológica de la cuenca VMM

El comportamiento mecánico y químico de los sistemas de levantamiento artificial está intrínsecamente ligado a la estratigrafía y las propiedades litológicas del yacimiento. Desde el punto de vista geológico, el campo estudio se localizan dentro de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), comportándose como un solo sistema geológico.

Las profundidades de los intervalos productores (obtenidas a partir de la base de datos del campo reportadas por Ecopetrol, 2005) constituyen un factor determinante. A mayor profundidad, se incrementan la temperatura y la presión, lo que conlleva un mayor riesgo de corrosión y fallas por fatiga en las varillas (Zeng et al., 2021).

**Tabla 1**  
*Caracterización de profundidad y presencia de riesgos por formación*

Zona / Formación	Profundidad típica (ft)	Cuenca	Presencia de arena	Presencia de H <sub>2</sub> S
Zona A – Colorado	800 – 1.600	VMM	Media – Alta	Baja
Zona B – Mugrosa Superior	1.600 – 2.400	VMM	Alta	Media
Zona C – Mugrosa Inferior	2.400 – 3.070	VMM	Alta	Alta
Infantas (B–C)	900 – 2.390	VMM	Alta	Media – Alta

Ajustado de: Información cuenca VMM.

**Tabla 2**  
*Topes y espesores promedios del yacimiento*

Zona / Formación	Profundidad típica (ft)	Espesor Neto (ft)	Cuenca
Zona A – Colorado	800 – 1.600	227	VMM
Zona B – Mugrosa Superior	1.600 – 2.400	257	VMM
Zona C – Mugrosa Inferior	2.400 – 3.070	290	VMM
Infantas (B–C)	900 – 2.390	257-290	VMM

Ajustado de: Información cuenca del VMM

## 2.1 Impacto litológico de sólidos

La cuenca del VMM se caracteriza por depósitos fluviales que favorecen la presencia de areniscas poco consolidadas, lo que resulta en una alta tendencia a la producción de arena.

**Tabla 3**  
*Ambiente sedimentario e impacto operativo*

Formación	Ambiente Sedimentario	Evidencia de arena	Impacto operativo
Colorado	Fluvial	Areniscas de grano fino	Desgaste en tubería y varilla
Mugrosa Superior	Fluvial	Areniscas poco consolidadas	Producción de arena frecuente
Mugrosa Inferior	Fluvial	Alta producción de Arena	Abrasión severa PCP y BM

Ajustado de: Información cuenca VMM

La Formación Mugrosa, especialmente su miembro inferior, presenta mayor tendencia a la producción de arena debido a su baja consolidación y mayor profundidad, mientras que la

Formación Colorado presenta una producción moderada, asociada a su ambiente fluvial somero. Esta diferencia explica la variabilidad en los mecanismos de abrasión observados en las bombas.

## 2.2 Presencia de gases corrosivos

Adicionalmente a la abrasión mecánica, el entorno químico del pozo juega un papel crítico. La presencia de ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S) en el campo es una evidencia directa documentada que actúa como variable crítica en las fallas de varillas (Zeng et al., 2021).

**Tabla 4**  
Presencia de gases corrosivos H<sub>2</sub>S

Zona	Evidencia de H <sub>2</sub> S	Origen	Tipo de daño asociado
La cira – zonas Profundas	Presente	Inyección de agua	Corrosión de varilla
Infantas	Presente	Producción madura	Fatiga + Corrosión
Zonas someras	Bajo	Producción primaria	Daño limitado

Ajustado de: Información cuenca VMM

Si bien la estratigrafía original puede no ser la fuente primaria del gas, técnicamente su presencia se ve intensificada por la madurez del campo y los procesos de inyección de agua para recuperación secundaria. Esta condición favorece los mecanismos de corrosión sulfhídrica, especialmente en zonas de mayor profundidad (Zona C), acelerando la degradación de los materiales metálicos.

## 3. Caracterización operativa del sistema BCP en el VMM.

En esta región, la producción de crudos pesados, la presencia de arenas no consolidadas y gases corrosivos como CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S generan un entorno altamente exigente para los componentes del sistema. Estas condiciones impactan variables clave como el torque, la velocidad de

operación, la eficiencia de levantamiento y la integridad de la sarta de varillas y la tubería de producción.

### 3.1 Definición y componentes del sistema BCP.

El sistema de bombeo por cavidades progresivas (BCP) es una tecnología de desplazamiento positivo ampliamente utilizada en sistemas de levantamiento artificial (SLA) para la extracción de petróleo. Este sistema es especialmente adecuado para pozos con fluidos pesados o viscosos, como los encontrados en la región de Santander. (PCP Systems, s/f) Su mecanismo se basa en el desplazamiento del fluido a través de cavidades discretas formadas entre un rotor helicoidal y un estator, generando un flujo continuo y sin pulsaciones que eleva el fluido desde el yacimiento. (Jimenez & Perdomo, 2013)

**Motor:** Proporciona la energía mecánica, siendo eléctrico o hidráulico. (Jimenez & Perdomo, 2013)

**Ilustración 1**  
*Motor eléctrico*



Fuente: Implementación del sistema de transmisión lubricada STL

**Variador de frecuencia:** Equipo electrónico que permite controlar o regular la velocidad o el torque del motor mediante cambios de frecuencia y voltaje. (Jimenez & Perdomo, 2013)

**Ilustración 2**  
*Variador de frecuencia (VSD)*

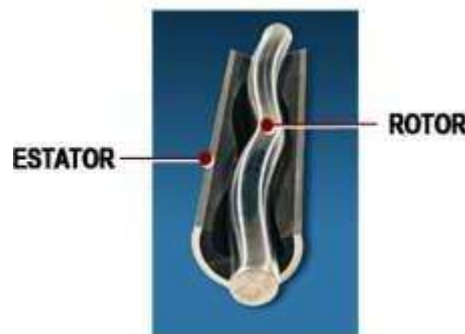


Fuente: Implementación del sistema de transmisión lubricada

**Estator:** Tubo de metal de alta resistencia revestido en su interior con material elastomérico con forma helicoidal. Es la parte fija de la bomba. Se conecta a la tubería. (Jimenez & Perdomo, 2013)

**Rotor:** Pieza de metal en forma de tornillo sin fin elaborado en material de alta resistencia y recubrimiento de cromo. Es la parte móvil de la bomba. Se conecta a la sarta de varilla. (Jimenez & Perdomo, 2013)

**Ilustración 3**  
*Estator y rotor*

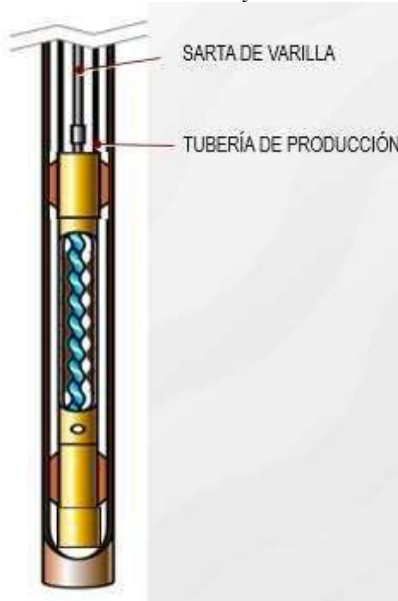


Fuente: Implementación del sistema de transmisión lubricada

**Sarta de varillas:** Componente primordial en subsuelo que tiene como función transmitir la rotación y el torque desde el motor de superficie hasta el rotor de la bomba. (Jimenez & Perdomo, 2013)

**Tubería de producción:** Actúa como el soporte estructural del estátor y el conducto para el transporte del crudo. Su selección debe considerar la compatibilidad diametral con la bomba y la sarta para minimizar fricción. (Gallegos, 2009a)

**Ilustración 4**  
*Sarta de varilla y tubería*



Fuente: Implementación del sistema de transmisión lubricada

### 3.2 Sarta de varillas

Es el conjunto de varillas metálicas conectadas entre sí, o una varilla continua que transmite el movimiento mecánico desde superficie hasta la bomba de subsuelo instalada en el pozo, debe ser capaz de soportar la carga axial del sistema y transmitir un torque determinado desde la superficie hasta el fondo del pozo. Su diámetro está limitado al diámetro interior de la tubería de producción. El máximo esfuerzo soportado se encuentra en el tope (extremo superior) de la sarta(Sucker Rod String - an overview | ScienceDirect Topics, s/f).

#### 3.2.1 Fuerzas y esfuerzos aplicados

La sarta está sujeta a una combinación de fuerzas que induce un esfuerzo, el cual no debe sobrepasar el valor máximo admisible. A diferencia del bombeo mecánico, la carga axial en BCP

es constante y se compone del peso aparente de la sarta en el fluido, más el peso ejercido por el rotor. (Jimenez & Perdomo, 2013)

**Torque hidráulico:** Es función del desplazamiento de la bomba y la altura hidráulica, y es independiente de la velocidad de rotación. (PCPump-Handbook.pdf, s/f)

**Torque de fricción:** Depende directamente de la viscosidad del fluido, la velocidad rotativa, la profundidad de la bomba, y el espacio anular entre las varillas y la tubería de producción. En fluidos con baja viscosidad, el torque de fricción es despreciable y el torque total es igual al hidráulico. (PCPump-Handbook.pdf, s/f)

### 3.2.2 Tipos de varillas

En el campo de estudio, se dispone de una variedad de varillas:

**Varilla convencional:** Posee el cuerpo y el pin del mismo diámetro y concentra los esfuerzos de contacto en las uniones. (Weatherford, 2025)

**Ilustración 5**  
*Varilla convencional*



Fuente: Implementación del sistema de Transmisión lubricada STL

**Varilla Continua:** Distribuye los esfuerzos uniformemente a lo largo de su extensión. (Weatherford, 2025)

**Ilustración 6**  
*Varilla continua*



Fuente: Implementación del sistema de Transmisión lubricada STL

### 3.3. Tubería de producción

La tubería de producción constituye el conducto principal encargado de transportar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, actuando simultáneamente como el soporte estructural primario del estátor de la bomba BCP (Gallegos, 2009b). En la industria hidrocarburífera, la integridad de estos tubulares es crítica, por lo que su fabricación y selección se rigen bajo el estándar API Spec 5CT, el cual define los requisitos técnicos para tuberías de revestimiento y producción (*API Specification 5CT, 11th Edition, s/f*).

Para garantizar la eficiencia del sistema y minimizar los riesgos de falla mecánica, la selección de la tubería en pozos con bombeo por cavidades progresivas debe contemplar los siguientes criterios técnicos:

**Compatibilidad Dimensional y Espacio Anular:** El diámetro interno real de la tubería (drift) debe asegurar una tolerancia adecuada con respecto al diámetro máximo del rotor y la sarta de varillas. (Gallegos, 2009b) enfatiza que una selección inadecuada de la relación de diámetros incrementa las pérdidas de energía por fricción, especialmente en la producción de crudos de alta viscosidad típicos del VMM.

**Sistemas de Anclaje Anti-torque:** Debido al principio de funcionamiento de la bomba BCP (rotación del rotor dentro del estátor), se genera un torque reactivo que tiende a girar la tubería en sentido contrario a la rotación de la sarta. Para mitigar el riesgo de desenrosque de las uniones de la tubería, es imperativo el uso de anclas anti-torque, las cuales fijan mecánicamente la tubería al revestidor o casing (Ramd  et al., 2014)

**Selecci3n de Grados de Acero:** La metalurgia del tubular (grados como J55, N80 o L80) se determina en funci3n de las cargas axiales de tensi3n y el ambiente corrosivo. (Reina, 2023a) señala que, en campos maduros con procesos de inyecci3n de agua, como los del VMM, la presencia de agentes corrosivos demanda una evaluaci3n rigurosa del límite de fluencia y, en casos críticos, la aplicaci3n de revestimientos internos para prevenir el desgaste prematuro por corrosi3n-erosi3n.

### 3.4. Parámetros de selecci3n

La selecci3n del sistema PCP es específica para cada pozo, considerando la profundidad, la viscosidad del fluido, la relaci3n gas-líquido (RGL) y la tasa de producci3n.

**Velocidad de la bomba:** Controlada por el variador de frecuencia (VDF), generalmente oscila entre 100 y 500 RPM a nivel global, para mantener el rendimiento volumétrico(Reina, 2023b), ajustada para optimizar la producci3n y reducir el desgaste.

**Torque y requerimientos de potencia:** Es la fuerza necesaria de giro para mover la sarta de varillas y hacer rotar el rotor dentro del estator(Villasante et al., 2015).

**Dinámica de fluidos:** La viscosidad, el contenido de s3lidos y la RGL impactan directamente en la eficiencia y la estabilidad operativa de la bomba(D et al., 2019).

**Análisis nodal y curva IPR:** El análisis nodal integra todos los parámetros para maximizar la producción, mientras que la curva IPR define la relación entre la presión en el fondo del pozo y la tasa de producción, refinando el rango operativo (Azin et al., 2019).

#### **4. Clasificación de falla de tubería y varilla.**

La clasificación de fallas presentada en este capítulo se fundamenta en un análisis de información histórica operativa correspondiente a un campo del Valle Medio del Magdalena (VMM), Colombia. Los datos empleados fueron obtenidos a partir de registros reales de intervenciones (workover), reportes de falla y bases de datos suministradas por la compañía operadora.

En este sentido, los resultados expuestos reflejan específicamente el comportamiento observado en pozos equipados con sistemas de bombeo de cavidad progresiva (BCP) dentro del campo de estudio, en los cuales se han implementado tecnologías como Calabar y STL.

La integridad mecánica del sistema de levantamiento se ve comprometida severamente por factores químicos, operativos y tribológicos. A partir de la historia operativa del campo, se han cuantificado y clasificado las fallas de manera discriminada para la tubería y la sarta de varillas.

##### **4.1. Clasificación de falla en tubería**

El historial de intervenciones en la tubería de producción refleja la complejidad del entorno operativo, destacando a la fatiga como la causa predominante.

**Tabla 5**  
*Clasificación de fallas históricas en tubería para sistemas BCP*

SLA	Componente en falla	Tipo de Falla	Modos de falla	Prom Run Life
PCP	Tubería	Fluidos corrosivos	Fallas directamente relacionadas con los fluidos del pozo inherente al tratamiento químico	322
PCP	Tubería	Tratamiento químico	Fallas asociadas a la ausencia de tratamiento químico por: 1. Inoperancia de la empresa de servicio 2. Temas sociales (Bloqueos, sabotaje) 3. Operaciones simultaneas en el área del pozo Fallas asociadas a la dosificación y frecuencia del tratamiento químico: 1. Falta de dosis por aumento de producción 2. Exceso de dosis por pérdida de producción 3. Incumplimiento en la frecuencia de aplicación del tratamiento	287
PCP	Tubería	Fricción	1. Fallas asociadas a la desviación del pozo 2. Fallas asociadas a cambios angulares severos (DLS - dog leg severity) 3. Fallas asociadas a la configuración del sistema	373
PCP	Tubería	Manufactura	Fallas asociadas al proceso de fabricación de la tubería	232
PCP	Tubería	Control de calidad	Fallas asociadas a omisiones durante la inspección de los materiales fabricados	150
PCP	Tubería	Fatiga	Fallas asociadas a las deformaciones elásticas o plásticas como consecuencia del cumplimiento de la vida útil de los materiales	1107
PCP	Tubería	Alto Influjo	Fallas asociadas a la irrupción abrupta de fluidos desde el yacimiento al pozo a altas presiones	327
PCP	Tubería	Procedimiento de operación	Fallas relacionadas a la ausencia del accionamiento del rotador de tubería, por razones mecánicas, eléctricas u operativas	339
PCP	Tubería	Servicio de taladro	Fallas relacionadas a la manipulación de la tubería por parte de la cuadrilla del taladro	129
PCP	Tubería	Servicio de campo	Fallas relacionadas a la manipulación de elementos alternativos que se instalan en la sarta de tubería por parte de la empresa de servicios (Centralizador PCP, shock absorber, tubing swivel)	216
PCP	Tubería	Configuración del sistema	Fallas asociadas a cambios de dimensiones de los componentes del pozo (tubería y varilla)	218
PCP	Tubería	Limitación de la tecnología	Fallas asociadas a causas específicas de falla, que no pudieron ser mitigadas con el uso de ciertas tecnologías	347

Ajustado de: Datos Ecopetrol 2025-Diseño propio

## 4.2. Clasificación de falla en tubería

**Tabla 5**  
*Clasificación de fallas históricas en varilla para sistemas BCP*

SLA	Componente en falla	Tipo de Falla	Modos de falla	Prom Run Life
PCP	Varilla	Fluidos Corrosivos	Fallas directamente relacionadas con los fluidos del pozo inherente al tratamiento químico	227
PCP	Varilla	Fricción	1. Fallas asociadas a la desviación del pozo 2. Fallas asociadas a cambios angulares severos (DLS - dog leg severity) 3. Fallas asociadas a la configuración del sistema	347
PCP	Varilla	Fatiga	Fallas asociadas a las deformaciones elásticas o plásticas como consecuencia del cumplimiento de la vida útil de los materiales	1207
PCP	Varilla	Servicio de taladro	Fallas relacionadas a la manipulación de la varilla por parte de la cuadrilla del taladro	324
PCP	Varilla	Servicio de campo	Fallas relacionadas a la manipulación de elementos alternativos que se instalan en la sarta de varilla por parte de la empresa de servicios	114
PCP	Varilla	Tratamiento químico	Fallas asociadas a la ausencia de tratamiento químico por: 1. Inoperancia de la empresa de servicio 2. Temas sociales (Bloqueos, sabotaje) 3. Operaciones simultaneas en el área del pozo Fallas asociadas a la dosificación y frecuencia del tratamiento químico: 1. Falta de dosis por aumento de producción 2. Exceso de dosis por pérdida de producción 3. Incumplimiento en la frecuencia de aplicación del tratamiento	140
PCP	Varilla	Arena	1. Atrapamiento de la bomba por presencia de solidos 2. Fractura de piezas en el sistema de varilla 3. Desgaste prematuro en la varilla	324

Ajustado de: Datos Ecopetrol 2025-Diseño propio

## 4.3. Análisis de falla críticas

El análisis de fallas críticas se realiza sobre los registros históricos de operación de los pozos con sistema BCP pertenecientes al campo de estudio en el Valle Medio del Magdalena. Específicamente, el análisis se enfoca en los componentes tubulares (tubería de producción y sarta de varillas) que han presentado fallas recurrentes durante su vida operativa.

De los registros presentados, se desprende que la fatiga, la fricción, la presencia de arena y la corrosión representan los volúmenes de falla más críticos para ambos componentes. El comportamiento de estos mecanismos se detalla a continuación:

**Desgaste por Fricción y Abrasión (Arena):** En pozos con alta producción de arena (Formación Mugrosa) y crudo viscoso, el contacto metal-metal continuo entre la varilla y la tubería genera un desgaste abrasivo severo (Yucel et al., 2021). Este desgaste actúa de forma bidireccional: reduce el espesor de la pared de la tubería y genera un deterioro prematuro en el cuerpo de la varilla. Adicionalmente, el atrapamiento de la bomba por presencia de sólidos se suma a la fricción en la interfaz rotor-estator, elevando drásticamente los requerimientos de torque y derivando en rupturas torsionales de la sarta (Gallegos, 2009b).

**Corrosión bajo Tensión (SCC):** Los materiales sometidos a esfuerzos mecánicos de rotación son susceptibles al agrietamiento por corrosión bajo tensión en presencia de cloruros. Incluso aleaciones de alta gama como el acero inoxidable 316L pueden fracturarse bajo estas condiciones si el nivel de estrés es elevado (Rojas, 2020)

**Ambientes Corrosivos Críticos y Fatiga:** La presencia de gases ácidos como el CO<sub>2</sub> (promedios del 15%) y el H<sub>2</sub>S (hasta 10%) acelera la pérdida de masa metálica y fragiliza tanto la tubería como las varillas. Además, inestabilidades mecánicas como el stick-slip (fenómeno de pega y liberación del rotor) generan picos de torque abruptos que fatigan prematuramente el acero. Esta sinergia de daño explica el altísimo número de eventos asociados a la fatiga (1.107 en tubería y 1.207 en varilla) documentados en esta categoría (Yucel et al., 2021).

## 5. Tecnologías de mitigación e innovación aplicada

Para garantizar la continuidad operativa ante los escenarios descritos en el Capítulo anterior, la industria ha desarrollado diversas soluciones adaptativas que abarcan desde el monitoreo avanzado hasta la alteración de la arquitectura del sistema.

### 5.1. Soluciones operativas y de materiales.

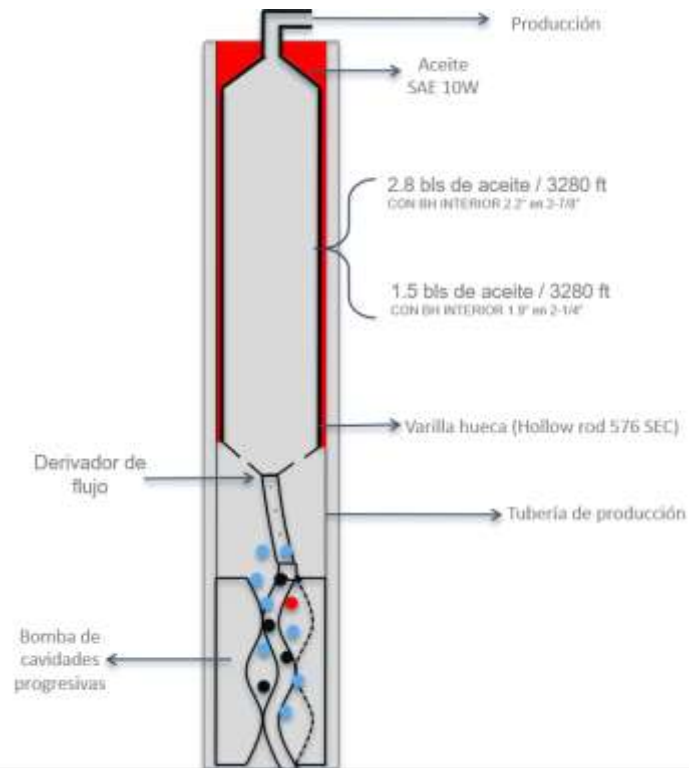
**Metalurgias Especializadas y AMPCP:** La implementación de componentes en aceros inoxidables martensíticos ha logrado reducir la tasa de fallas por corrosión galvánica y picaduras (Yucel et al., 2021). Asimismo, la Bomba Todo Metal (AMPCP) elimina el elastómero en condiciones donde la degradación química o térmica es inminente (Ramdé et al., 2014).

**Sistemas de Diagnóstico (SCADA y PC-Pump):** El uso de metodologías de diagnóstico permite la detección temprana de condiciones como el "bombeo en seco" o interferencia de sólidos. El software PC-Pump resulta vital para modelar las cargas interactivas de la sarta antes del rediseño (Reina, 2023a).

### 5.2. Sistemas de transmisión lubricada (STL)

El STL es catalogado técnicamente como un "Sistema de levantamiento artificial BCP NO CONVENCIONAL". Es importante aclarar que la tecnología STL no reemplaza a la bomba PCP en sí misma, sino que es una modificación directa a la arquitectura de transmisión de potencia. Mientras que el sistema convencional opera bajo el flujo Motor → varillas → PCP, el STL opera configurado como Motor → varilla hueca lubricada con aceite → PCP (*STL – hqe, s/f*).

**Ilustración 7**  
Sistema de transmisión lubricada



Fuente: Tomada de XXI congreso Colombiano de petróleo, gas y energía

### 5.2.1. Componentes y arquitectura del sistema STL.

El sistema integra equipamiento específico tanto en superficie como en el fondo del pozo:

**Superficie:** Cabezal con swivel lineal, barra lisa hueca, manguera de producción, tanque de almacenamiento de aceite, bomba inyectora de aceite y un Variador de Frecuencia (VSD) dedicado a la inyección.

**Ilustración 8**  
Sistema de transmisión lubricada en superficie



Fuente: Tomada de XXI congreso Colombiano de petróleo, gas y energía

**Fondo de Pozo:** Varilla hueca de producción (que funge como conducto del fluido), la bomba PCP convencional, válvula check y un derivador de flujo.

### 5.2.2. Principio de funcionamiento y efectos mitigantes

El diseño del STL consiste en utilizar un tubo giratorio (varilla hueca) que guía el fluido desde el fondo hacia la superficie por su interior. Entre este tubo giratorio y la tubería de producción externa, se crea un espacio anular tipo junta tórica. El principio rector del STL es inyectar constantemente un aceite lubricante antifricción en dicho espacio.

La interposición de esta película lubricante tiene como función principal mitigar el contacto metal-metal, logrando los siguientes efectos operativos:

**Aislamiento mecánico y químico:** Al reemplazar el fluido corrosivo y abrasivo del yacimiento por aceite limpio en la zona de contacto anular, se evitan las fallas simultáneas por fricción y corrosión originadas por las desviaciones del pozo.

**Mejora de la Eficiencia Eléctrica:** Disminuye drásticamente el par resistivo (torque del sistema), lo que elimina riesgos operacionales graves como el backspin y las desconexiones de sarta.

**Aumento del Run Time:** La reducción del índice de fallas y la disminución de la severidad del desgaste se traduce directamente en una reducción de las intervenciones de pulling y una mejora sustancial en la rentabilidad por barril extraído (*STL – hqe, s/f*).

### ***5.2.3. Aplicabilidad y desafíos técnicos***

Los datos de implementación sugieren que la tecnología STL obtiene sus mejores rendimientos en pozos desviados, con alto contacto tubing-varilla y un historial de fallas frecuentes por fricción. Sin embargo, como toda tecnología no convencional, el STL enfrenta desafíos operativos de cara al futuro. Los reportes indican que el sistema todavía requiere optimización de ingeniería para escenarios de alta exigencia, específicamente cuando se requiere operar por encima de las 350 RPM, manejar caudales elevados (entre 1.500 y 2.000 BPD) o ser implementado en geometrías restrictivas como casings de 5 1/2 pulgadas.

### **5.3. Tecnología varilla continúa recubierta (Calabar Corod)**

La tecnología CALABAR COROD corresponde a una varilla continúa recubierta, diseñada específicamente para operar en sistemas de levantamiento artificial como el Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP). Es fundamental precisar que COROD no constituye una bomba ni un sistema de levantamiento independiente, sino que integra el sistema de transmisión de potencia mecánica que conecta la unidad motriz en superficie con la bomba instalada en el fondo del pozo.

Esta innovación se enmarca en la categoría de Tecnología de Varilla Continua. A diferencia de las sarta de varillas convencionales bajo la norma API, las cuales requieren

acoples cada 25 o 30 pies, la varilla continua se instala como una pieza única desenrollada desde un carrete. Esta configuración reduce sustancialmente el número de conexiones roscadas dentro de la sarta.

### ***5.3.1. Arquitectura del recubrimiento y protección química***

El núcleo tecnológico de CALABAR COROD radica en su recubrimiento epóxico de doble capa unido por fusión. Este revestimiento forma un exoesqueleto protector con un espesor aproximado de 0,022 pulgadas, el cual aísla la sarta de acero del contacto directo con los fluidos de producción corrosivos.

Dado que la corrosión es responsable de aproximadamente el 60% de las fallas en las varillas principalmente por la pérdida progresiva de material y la generación de puntos de inicio de fatiga, el aislamiento químico proporcionado por este recubrimiento interrumpe los mecanismos de deterioro, prolongando la vida útil del sistema.

### ***Beneficios mecánicos y operativos***

La implementación de esta tecnología incide de manera directa sobre la confiabilidad operativa del sistema a través de múltiples variables mecánicas e hidráulicas:

**Mitigación de Fricción e Integridad:** El revestimiento epóxico actúa como una barrera protectora de baja fricción que minimiza el contacto metal-metal. Esto reduce las cargas de arrastre y el torque, logrando incrementar la vida útil de la tubería de producción (tubing) en más de un 40%, lo que representa un impacto económico significativo en la reducción de costos operativos.

**Reducción de Puntos Críticos y Carga Dinámica:** Al prescindir de la mayoría de los acoples y pines (couplings), se eliminan las principales zonas de concentración de esfuerzos mecánicos estructurales. Asimismo, la ausencia de estas conexiones disminuye el peso total de la sarta en

comparación con un sistema convencional, aliviando la carga sobre la unidad de bombeo en superficie y facilitando operaciones a mayores profundidades.

**Optimización Hidráulica:** La configuración continua y la ausencia de acoples incrementan el área del espacio anular disponible entre la varilla y la tubería. Esta geometría disminuye las pérdidas de presión durante el ascenso de fluidos, propiciando un comportamiento fluidodinámico más uniforme y cercano al régimen laminar, mejorando la eficiencia productiva del sistema.

**Tolerancia a la Fatiga:** La sinergia entre el proceso de manufactura y la aplicación del recubrimiento protector permite duplicar la tolerancia a la fatiga del material frente a condiciones operacionales de alta exigencia.

## **6. Evaluación de la efectividad de las tecnologías aplicadas en campo.**

La optimización de la producción en la industria madura del hidrocarburo requiere una transición de paradigma: migrar del enfoque tradicional centrado exclusivamente en el volumen de barriles extraídos hacia un modelo de rentabilidad operativa. Producir a un menor costo unitario, mediante la extensión de la vida útil de los activos y la reducción de intervenciones de workover, genera un impacto financiero superior al incremento marginal de la producción.

Para cumplir con el objetivo de esta investigación, se estructuró una evaluación comparativa de la efectividad técnica y operativa de dos tecnologías disruptivas: el Sistema de Transmisión Lubricada (STL) y la Sarta de Varilla Continua Revestida (Calabar Corod). La evaluación de estas tecnologías se realiza contrastando los datos históricos de operación convencional frente a los resultados post-implementación en ocho (8) pozos estratégicos del

VMM. Los criterios rectores de esta evaluación son la cuantificación de la reducción del Tiempo Medio Entre Fallas (MTBF) y el incremento del Run Life (vida útil) operacional.

## **6.1. Metodología de la Evaluación y Validación de Resultado**

Para garantizar el rigor de esta investigación y dar cumplimiento a los objetivos específicos, la evaluación de las tecnologías se estructuró bajo los siguientes criterios metodológicos.

### **6.1.1. Definición de la Población y Muestra**

La población analizada comprende el total de pozos activos con sistema BCP en el campo de estudio del Valle Medio del Magdalena. Para efectos de esta evaluación, se seleccionó una muestra dirigida de **ocho (8) pozos críticos**.

Estos pozos (identificados del 1 al 8 en este documento) fueron elegidos por cumplir con al menos dos de los siguientes criterios de severidad:

- **Trayectorias complejas:** superior a **2,0 °/100 ft**.
- **Ambiente químico agresivo:** Presencia de, o alta salinidad.
- **Historial de falla recurrente:** MTBF histórico inferior o cercano a **365 días**.

### **6.1.2. Ventanas Temporales del Estudio**

El análisis comparativo se basa en una cronología de **diez (10) años (2015-2025)**, dividida de la siguiente manera:

- **Escenario Base (Antes):** Registros operativos desde julio de 2015 hasta el hito de implementación tecnológica de cada pozo. En esta etapa se cuantificaron las fallas mecánicas bajo configuración convencional presentadas en el **Capítulo 4**.
- **Escenario de Evaluación (Después):** Seguimiento post-implementación de las tecnologías STL y Calabar Corod, con corte de datos a **diciembre 2025**

### 6.1.3. Definición y Validación de la "Evaluación de Alternativas"

En el marco de esta monografía, la **Evaluación** se define como el proceso analítico de contrastar los indicadores clave de desempeño (KPIs) del Escenario Base frente a los resultados de la innovación aplicada.

La validación de estos resultados se sustenta exclusivamente en **datos operativos reales de campo**, extraídos de los análisis de falla y bases de datos técnicas de la operadora. La veracidad de la evaluación se confirma mediante:

1. **Validación de Run Life:** Comparación de días acumulados de operación sin falla técnica.
2. **Evidencia de Integridad Física:** Análisis de causa raíz (RCA) de componentes extraídos (como la inspección de la varilla en el Pozo 6 tras **1.341 días**).
3. **Análisis de Costos:** Contraste de las facturas de servicios de *workover* evitados frente al incremento del CAPEX inicial.

## 6.2. Análisis Comparativo de Desempeño Técnico: Escenario "Antes" vs. "Después"

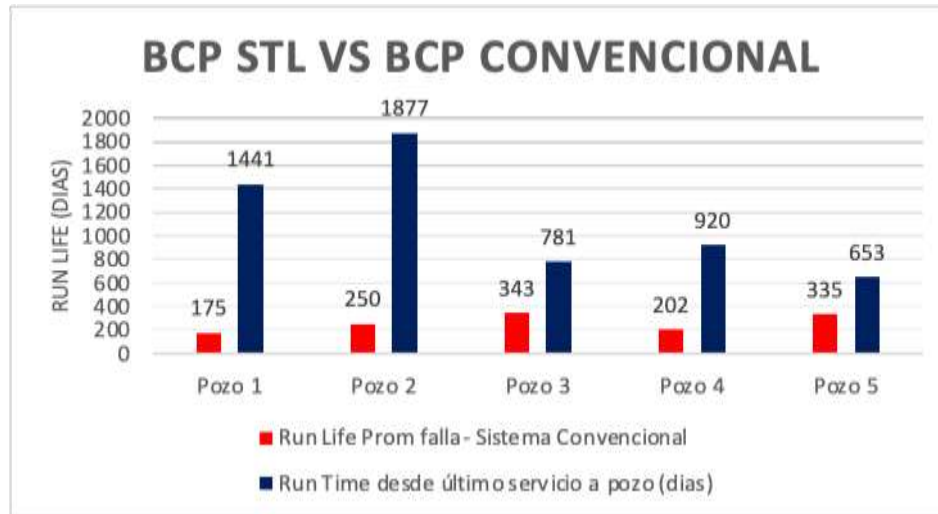
En esta sección se presentan los resultados obtenidos tras la implementación de las tecnologías no convencionales, contrastándolos con el historial de fallas del escenario base. Este análisis permite validar la efectividad de las soluciones en entornos de alta severidad.

### 6.2.1. Evaluación del sistema de transmisión lubricada STL

La siguiente gráfica muestra la evaluación comparativa del desempeño operativo entre el sistema PCP STL y el sistema convencional en cinco pozos. En el eje vertical se representa la vida útil en días, mientras que en el eje horizontal se identifican los pozos evaluados. Las barras correspondientes al sistema convencional reflejan el tiempo de operación previo a la falla,

mientras que las del sistema PCP STL indican el tiempo transcurrido desde el último servicio realizado al pozo.

**Ilustración 9**  
BCP STL vs BCP Convencional



Fuente: Base de datos de Ecopetrol - Diseño propio

Los resultados evidencian que el sistema PCP STL presenta un desempeño significativamente superior en todos los casos estudiados, validando su efectividad. Mientras que el sistema convencional alcanza valores de vida útil que oscilan entre 175 y 343 días, el sistema PCP STL registra tiempos considerablemente mayores, entre 653 y 1877 días. Esta diferencia es particularmente notable en el Pozo 2, donde el sistema PCP STL supera ampliamente al convencional, multiplicando su tiempo de operación por más de siete veces.

Para comprender a detalle la efectividad del sistema STL frente a trayectorias complejas, alta fricción y entornos químicos agresivos, se evaluaron los siguientes cinco casos de estudio específicos, cuyo objetivo central fue aislar la sarta de transmisión del fluido del yacimiento:

- **Pozo 1: Desafíos de construcción y fricción no controlada.** Este pozo, reportado nominalmente como vertical, presentó fallas recurrentes por desgaste acanalado localizado y fisuras por fricción a profundidades de 2845 ft. La evidencia de desgaste en

un solo sector de la tubería confirmó la inoperancia del rotador mecánico. A pesar de la implementación de tubería recubierta, la aparición de nuevas fallas en puntos no coincidentes sugiere que la geometría real del pozo posee desviaciones (*doglegs*) no identificadas. La evaluación de la tecnología STL demostró una efectividad alta al extender el *Run Life* hasta los 1441 días, aunque se recomendó un registro gyro para optimizar el diseño de la sarta frente a la trayectoria real.

- **Pozo 2: Sinergia de fricción, corrosión y fatiga por compresión.** El historial del Pozo 2 revela un entorno crítico donde la dificultad de sus inclinaciones y la corrosión severa aceleraron el deterioro estructural. Se identificó una falla por fatiga a los 137 días, iniciada por desgaste por rozamiento varilla-tubería. Un factor determinante fue el mal espaciamiento, que provocó que el rotor trabajara sobre el pin de paro, induciendo esfuerzos de compresión y pandeo. La implementación del STL demostró su efectividad al estabilizar el sistema, alcanzando un promedio actual de 1877 días sin falla, mitigando el contacto metal-metal y aislando la sarta del ataque corrosivo.
- **Pozo 3: Control de corrosión extrema.** En este caso, el mecanismo dominante fue una velocidad de corrosión extremadamente alta derivada de un tratamiento químico dual inefectivo. Antes de la optimización, el daño avanzó rápidamente sobre juntas cromadas y el estátor. Tras la transición al STL y el ajuste a un inhibidor simple, se logró controlar la pérdida de masa metálica. Aunque el sistema sufrió una rotura por daño acumulado previo a 2350 ft, la tecnología validó su efectividad al alcanzar los 781 días de operación continua, superando el promedio histórico del campo bajo condiciones de alta agresividad química.

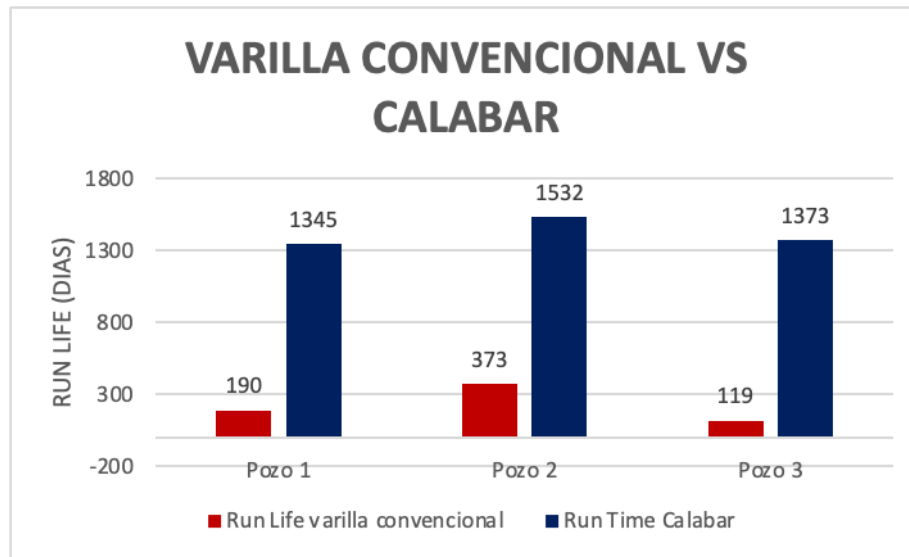
- **Pozo 4: De la fatiga mecánica a la erosión externa.** El Pozo 4 presenta una falla en dos etapas. Inicialmente, esfuerzos de fatiga en conexiones (528 ft) asociados a un DLS elevado ( $3.26^\circ/100$  ft) y deficiencias en el torque de instalación. Tras corregir la sarta y alcanzar 920 días de operación, el sistema falló por una rotura de tubería externa. El análisis de causa raíz determinó que la falla no fue mecánica interna, sino producto de un fenómeno de *jetting* (erosión externa) provocado por la pérdida de integridad de un pozo inyector cercano. Este caso evalúa positivamente la resistencia de la tecnología STL, cuya falla final fue ajena a su diseño operativo.
- **El Pozo 5:** representaba un desafío por desgaste de rozamiento interno recurrente. Como se observa en el historial, el sistema convencional presentaba fallas consistentes en un rango de 420 a 790 días.
  - **Resultado Post-Implementación:** El sistema alcanzó los 1.161 días de operación continua, lo que representa un incremento del 98% en el *Run Life* frente al promedio histórico.
  - **Validación de la Tecnología:** Es crucial resaltar que la falla final (octubre de 2024) no fue mecánica. La inspección reveló una obstrucción por arena en la varilla hueca y el derivador de flujo. Esto confirma que el STL neutralizó con éxito la fricción y la corrosión, desplazando el límite técnico del pozo hacia un problema de manejo de sólidos (arena), pero no de integridad estructural.

### 6.2.2. Evaluación de la Tecnología de Varilla Continua Revestida (Calabar Corod)

La Gráfica presenta la evaluación comparativa del desempeño operativo entre la varilla convencional y el sistema Calabar en tres pozos. En el eje vertical se representa la vida útil en días, mientras que en el eje horizontal se identifican los pozos evaluados. Las barras

correspondientes a la varilla convencional muestran el tiempo de operación hasta la falla, mientras que las del sistema Calabar representan el tiempo de operación alcanzado demostrando la efectividad de esta tecnología.

**Ilustración 10**  
Varilla convencional vs CALABAR



Fuente: Base de datos de Ecopetrol - Diseño propio

Los resultados evidencian una diferencia significativa a favor del sistema Calabar en todos los pozos evaluados. La varilla convencional presenta tiempos de vida útil relativamente bajos, que oscilan entre 119 y 373 días. En contraste, el sistema Calabar alcanza valores considerablemente superiores, con rangos entre 1345 y 1532 días, lo que representa incrementos sustanciales en la duración operativa.

Este comportamiento es especialmente notable en el Pozo 8, donde la vida útil pasa de 119 días con varilla convencional a 1373 días con el sistema Calabar, evidenciando una mejora de efectividad de más de diez veces. De manera similar, en los pozos 5 y 6 se observan incrementos consistentes que superan ampliamente el desempeño del sistema convencional. En términos generales, los datos evalúan positivamente al sistema Calabar, demostrando que ofrece

una mejora significativa en la confiabilidad y eficiencia operativa, reduciendo la frecuencia de fallas.

Para validar el mecanismo de acción de esta tecnología —la cual elimina los acoples API (principales concentradores de esfuerzo) y utiliza un recubrimiento epóxico de doble capa para el aislamiento químico— **se evaluó su desempeño específico en los siguientes tres escenarios operativos:**

- **Pozo 6:** Históricamente fallaba por rotura de varilla asociada a corrosión severa y de 2.03°/100 ft antes de los 370 días. Tras la implementación, alcanzó un *Run Life* de 1.341 días. La validación técnica es contundente: al extraer el sistema, la sarta de varillas se encontraba íntegra; la falla fue externa (pin de tubería), demostrando que el recubrimiento epóxico blindó efectivamente el acero durante casi 4 años.
- **Pozo 7:** Este pozo presentaba una de las trayectorias más agresivas con una desviación 2,62°/100 ft. En el pasado, esto generaba roturas súbitas a los **128 días**. Con la tecnología Calabar, el pozo **no ha registrado fallas a la fecha**, superando ampliamente su mejor marca histórica de 641 días.
- **Pozo 8:** Se caracterizaba por fallas extremadamente prematuras (**25 a 278 días**) debido a la dificultad de mantener un torqueo manual preciso y un tratamiento químico constante. La varilla continua eliminó el factor de error humano en las conexiones y, al día de hoy, el sistema **opera sin reportes de falla**, demostrando una estabilidad operativa superior al **600%** respecto a su ciclo más corto.

### ***6.2.3. Resumen de Indicadores Técnicos de Efectividad***

La siguiente tabla consolida la comparativa técnica que sustenta los resultados mostrados previamente y la posterior evaluación financiera:

**Tabla 6**  
*Resúmenes indicadores.*

Pozo	Tecnología	Run Life (Antes)	Run Time/ Run Life (Después)
1	STL	175 días	1441 días
2	STL	250 días	1877 días
3	STL	343 días	781 días
4	STL	202 días	920 días
5	STL	585 días	1161 días
6	Calabar	350 días	1341 días
7	Calabar	384 días	No ha fallado desde 2022
8	Calabar	160 días	No ha fallado desde 2023

Ajustado de: Base de datos de Ecopetrol - Diseño propio

### 6.3. Evaluación de eficiencia económica

La evaluación financiera de los ocho pozos estudiados revela que la selección de tecnología no debe basarse en el costo inicial (*CAPEX*), sino en el Costo Total de Propiedad (*TCO*). Mientras que un sistema convencional presenta una barrera de entrada económica baja, su recurrencia de fallas genera un drenaje constante de recursos en el flujo de caja operativo (*OPEX*), disminuyendo la efectividad financiera del proyecto.

#### 6.3.1. Estructura de inversión vs gastos de mantenimiento

Para los pozos del VMM, la evaluación de costos identificó una estructura que justifica el incremento del 66% en la inversión inicial (de USD 120,000 a USD 200,000):

**Tabla 7**  
*Categorización Económica*

<b>Categoría Financiera</b>	<b>Sistema Convencional</b>	<b>Sistema STL / Calabar</b>
<b>Frecuencia de Inversión</b>	Alta (Fallas cada 300-450 días)	Baja (Ciclos > 1,100 días)
<b>Desgaste</b>	Elevado por fricción metal-metal	Reducido (Eficiencia mecánica)
<b>Vida Útil de Tubería</b>	Baja (Desgaste por rozamiento)	Alta (Protección/Aislamiento)
<b>Costo de Oportunidad</b>	Alto (Diferida por intervenciones)	Bajo (Operación continua)

Fuente: Diseño propio

### **6.3.2. Impacto financiero relacionado a los casos de estudio**

De la evaluación técnico-económica de los pozos, se comprueban tres beneficios financieros críticos que validan la efectividad de las tecnologías:

**Eliminación del "Costo de la No Calidad":** En los pozos 1, 2 y 8, la falla recurrente en sistemas convencionales no solo implicaba pagar un nuevo *workover*, sino el reemplazo prematuro de la sarta de varillas y juntas de tubería. Al evaluar la implementación de STL y Calabar, el ahorro efectivo no es solo el servicio de taladro, sino la preservación del valor del activo de subsuelo. El recubrimiento de Calabar, por ejemplo, protege una inversión de acero que de otro modo sería chatarra en menos de un año.

**Punto de Equilibrio (*Break-even*) Acelerado:** Considerando un costo de intervención de USD 60,000, un pozo convencional que falla dos veces en 24 meses acumula un gasto de USD 120,000. La evaluación demostró que, en contraste, un pozo con tecnología Calabar (como el Pozo 6) que supera los 1,300 días sin falla, se paga a sí mismo al evitar la segunda y tercera intervención. La "prima tecnológica" de USD 80,000 se amortiza totalmente antes de los 18 meses de operación continua.

**Reducción del Riesgo por Incertidumbre:** Financieramente, el Pozo 1 representaba una volatilidad de costos alta. La evaluación de la tecnología STL indica que esta actúa efectivamente como un seguro contra la incertidumbre geométrica. Es preferible presupuestar una inversión controlada de USD 200,000 que enfrentarse a gastos imprevistos de pesca y reparaciones mayores derivadas de una trayectoria de pozo desconocida.

## 7. Conclusiones

A partir de la evaluación técnica, geológica y operativa de las tecnologías implementadas en los sistemas de Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP) en el Valle Medio del Magdalena, se establecen las siguientes conclusiones:

**Sinergia Destructiva de los Mecanismos de Falla:** Se determinó que las fallas prematuras en sistemas convencionales no obedecen a variables aisladas, sino a una sinergia destructiva entre la fricción mecánica (exacerbada por la alta tortuosidad y el DLS de los pozos) y el ataque químico agresivo (presencia de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>). Los métodos de mitigación tradicional, como la dosificación química por baches y el uso de acoples convencionales, resultan técnica y económicamente insuficientes frente a los entornos abrasivos inherentes de las formaciones de la cuenca.

**Mitigación de Fricción mediante Aislamiento Fluido-Dinámico (STL):** La implementación del Sistema de Transmisión Lubricada (STL) demostró una alta efectividad en la neutralización del contacto metal-metal. Al aislar la sarta de transmisión del fluido del yacimiento mediante una película de aceite, el sistema logró extender el Run Life histórico de pozos críticos hasta en un 300% (alcanzando promedios superiores a los 1,800 días). Sin embargo, su límite técnico operativo en el VMM está condicionado al manejo de sólidos; la

acumulación de arena en el espacio anular representa el principal cuello de botella para esta tecnología.

**Integridad Estructural y Química por Varilla Continua Revestida (Calabar Corod):**

La tecnología Calabar aborda la causa raíz de la fatiga al eliminar los acoples (concentradores de esfuerzo) y aislar el acero mediante un recubrimiento epóxico. La evidencia de los pozos de estudio confirma que esta configuración elimina los puntos ciegos del tratamiento químico y soporta ambientes de alto DLS (hasta 2.62°/100 ft) sin presentar fallas estructurales. El recubrimiento demostró mantener la integridad del metal incluso frente a deficiencias en la operabilidad en superficie.

**Beneficios Financieros (TCO vs. CAPEX):** El análisis de eficiencia económica concluye que la viabilidad de los SLA en campos maduros debe evaluarse exclusivamente mediante el Costo Total de Propiedad (TCO). Aunque las tecnologías STL y Calabar exigen un incremento aproximado del 66% en el gasto de capital (CAPEX) inicial, este sobre costo se amortiza rápidamente antes de los 18 meses de operación continua. La eliminación del "costo de la no calidad" (lucro cesante por producción diferida y altos costos de workover) justifica plenamente su adopción masiva como estrategia de mitigación de riesgo financiero

## 8. Recomendaciones

**Transición al Modelo de Costo Total de Propiedad (TCO):** Se recomienda a los ingenieros de la industria de planeamiento y operaciones abandonar la métrica del *CAPEX* inicial como factor decisivo para la selección tecnológica. La evaluación demostró que tecnologías con mayor inversión inicial, como Calabar, alcanzan su punto de equilibrio antes de los 18 meses al eliminar el lucro cesante y los costos de *workover* repetitivos.

**Ampliación del Estudio:** Se recomienda a los estudiantes de Ingeniería de Petróleos desarrollar estudios posteriores que evalúen el comportamiento del STL y la varilla continua bajo condiciones de alto caudal (superiores a 1.500 BPD) y en configuraciones restrictiva, para mapear los límites absolutos de ambas tecnologías en el VMM.

**Protocolos de Cero Daño Térmico y Mecánico (Calabar Corod):** Establecer instructivos de campo rigurosos para la instalación de la varilla continua. El éxito de esta tecnología depende de la integridad de su recubrimiento epóxico de 0,022 pulgadas; cualquier daño mecánico por mordazas o manipulación inadecuada en superficie generará celdas de corrosión acelerada en el subsuelo.

**Implementación de Control de Sólidos Complementario:** Dado que la principal limitación del STL es la obstrucción por finos, es imperativo acompañar esta tecnología con métodos de control de arena en fondo (filtros o rejillas) en formaciones poco consolidadas como Mugrosa Inferior.

### Referencias Bibliográficas

API Specification 5CT, 11th Edition. (s/f). Recuperado el 7 de abril de 2026, de <https://www.api.org/products-and-services/standards/important-standards-announcements/spec5ct>

Azin, R., Sedaghati, H., Fatehi, R., Osfour, S., & Sakhaei, Z. (2019). Production assessment of low production rate of well in a supergiant gas condensate reservoir: Application of an integrated strategy. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9(1), 543–560. <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0491-y>

D, A. E., H.t, R., N.d, W., Chandra, S., & Aa, P. (2019). PROGRESSING CAVITY PUMP AS A SOLUTION TO INCREASE PRODUCTIVITY OF HIGHLY VISCOUS OIL WELLS WITH SAND PRODUCTION: A CASE STUDY OF FIELD X. *Scientific Contributions Oil and Gas*, 42(3), 115–118. <https://doi.org/10.29017/SCOG.42.3.376>

Gallegos, E. R. (2009a). Bombeo de cavidades progresivas: Una ventana de oportunidad en México.

Gallegos, E. R. (2009b). Bombeo de cavidades progresivas: Una ventana de oportunidad en México.

Jimenez, J. R. C., & Perdomo, J. I. A. (2013). MANUAL PARA DISEÑO Y SELECCIÓN DE BOMBAS Y VARILLAS DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP) DE ACUERDO A DIFERENTES CAMPOS DE APLICACIÓN EN COLOMBIA.

PCP systems. (s/f). Recuperado el 4 de enero de 2026, de <https://www.slb.com/products-and-services/innovating-in-oil-and-gas/completions/artificial-lift/progressing-cavity-pumps/pcp-systems>

Pcpump-Handbook.pdf. (s/f). Recuperado el 4 de enero de 2026, de <https://www.oilproduction.net/files/pcpump-Handbook.pdf>

Ramdé, S., Beauquin, J., Bellett, D., Duret-Thual, C., Olivier, G., & Pierchon, A. (2014). Innovative Solutions in PCP Technologies, Run Life Improvement with Experimental and Numerical Works. SPE Artificial Lift Conference & Exhibition-North America, D011S006R004. <https://doi.org/10.2118/171340-MS>

Reina, I. (2023a). Metodología para el diagnóstico de problemas asociados a la operación de sistema de bombeo por cavidades progresivas aplicado en un campo colombiano [Tesis de Investigación]. Universidad Industrial de Santander.

Reina, I. (2023b). Metodología para el diagnóstico de problemas asociados a la operación de sistema de bombeo por cavidades progresivas aplicado en un campo colombiano [Tesis de Investigación]. Universidad Industrial de Santander.

Rojas, M. A. C. (2020). ANÁLISIS DE FALLA POR STRESS CORROSION CRACKING EN CAPILAR DE ACERO INOXIDABLE 316L EMPLEADO PARA INYECCIÓN QUÍMICA EN POZOS DE PETRÓLEO Y GAS: ESTUDIO DE CASO.

STL – hqe. (s/f). Recuperado el 7 de abril de 2026, de <https://hqecolombia.co/hqeweb/stl/>

Sucker Rod String—An overview | sciencedirect Topics. (s/f). Recuperado el 7 de abril de 2026, de <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/sucker-rod-string>

Villasante, J. A., Mantovano, L. O., Ernst, H. A., & Pereyra, M. G. (2015). Development of a new hollow sucker rod family for rotating pumping (progressive cavity pump systems). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 134, 277–289. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.02.005>

Weatherford. (2025). Calabar Corod Continous Rod. Weatherford, 2.

Yucel, O., Levy, B., Ariza Gonzalez, G. A., Pilgrim, W., & Soltys, T. W. (2021). Progressing Cavity Pump Stainless Steel Impact in High Corrosive Environments Maximizing Economic Benefits in West Africa—Gabon. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, D021S032R003. <https://doi.org/10.2118/205869-MS>

Zeng, D., Dong, B., Zeng, F., Yu, Z., Zeng, W., Guo, Y., Peng, Z., & Tao, Y. (2021). Análisis de fallos por corrosión y selección de materiales para CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>Pozo de gas S. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 86, 103734.

<https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103734>