

**ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE
PRODUCCIÓN CAUSADA POR FALLAS EN SARTAS DE BOMBEO PCP EN
CAMPO GUANDO**

**PAOLA ANDREA MEJIA SILVA
DIEGO ANDRES JARAMILLO LOMBANA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2013

**ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE
PRODUCCIÓN CAUSADA POR FALLAS EN SARTAS DE BOMBEO PCP EN
CAMPO GUANDO**

**PAOLA ANDREA MEJIA SILVA
DIEGO ANDRES JARAMILLO LOMBANA**

**TRABAJO DE MONOGRAFÍA PRESENTADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS**

**DIRECTOR
INGENIERO FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA

A **DIOS** por darme la oportunidad de vivir y regalarme una familia maravillosa, a **mi Esposo** por su comprensión y apoyo incondicional durante este periodo, a **mis Padres** por enseñarme que no hay cosas imposibles y a **mis Hermanas** por darle a mi vida un matiz especial.

PAOLA MEJIA

DEDICATORIA

A **DIOS** por darme la vida, por regalarme la salud y la fortaleza para ser hoy en día lo que soy, a mi **linda esposa** por su apoyo incondicional y por ser mi compañera de lucha en este camino de la vida y a **mis padres** por haberme dado la oportunidad de llegar al mundo y por todas las oportunidades que me han brindado durante toda mi vida.

DIEGO JARAMILLO

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

La Universidad Industrial de Santander por habernos dado la oportunidad de vincularnos a la escuela de ingeniería de petróleo con la especialización en Gerencia de Hidrocarburos.

Al Ingeniero Fernando Enrique Calvete Gonzalez, director del proyecto, por sus aportes y orientación con el desarrollo de este trabajo.

A Petrobras Colombia Limited por brindarnos los recursos técnicos y la información necesaria para el proyecto.

A toda la planta de profesores de la especialización por la contribución a nuestro desarrollo personal y profesional.

A todas aquellas personas que de una u otra forma hicieron posible la culminación de este proyecto.

A todas estas personas muchas gracias...

TABLA DE CONTENIDO

| | |
|--|----|
| INTRODUCCIÓN | 18 |
| 1. FUNDAMENTACIÓN TEORICA | 20 |
| 1.1. RESEÑA HISTÓRICA | 20 |
| 1.2. ASPECTOS GENERALES PCP | 22 |
| 1.3. PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO..... | 25 |
| 1.3.1 Geometría de Bombas..... | 28 |
| 1.3.2 Presión en la Bomba. | 29 |
| 1.3.3 Requerimientos de Torque y Potencia..... | 30 |
| 1.3.4 Elastómeros del equipo..... | 31 |
| 1.4. COMPONENTES DEL SISTEMA..... | 33 |
| 1.4.1 Equipos de Subsuelo | 34 |
| 1.4.2 Equipos de superficie..... | 42 |
| 1.5. CLASIFICACIÓN DE LAS BOMBAS PCP | 48 |
| 1.5.1 Bombas Tubulares..... | 48 |
| 1.5.2 Bombas tipo Insertable..... | 48 |
| 1.5.3 Bombas de geometría simple..... | 49 |
| 1.5.4 Bombas Multilobulares..... | 50 |
| 1.5.5 Bombas de Alto Caudal..... | 50 |
| 1.5.6 Bombas de gran altura (head)..... | 50 |
| 1.6. FALLAS COMUNES EN EL SISTEMA PCP | 50 |
| 1.6.1 Fallas en Rotores y Estatores..... | 51 |
| 1.6.2 Fallas en varillas..... | 54 |
| 2. CAMPO GUANDO..... | 77 |
| 2.1. ASPECTOS GENERALES | 77 |
| 2.2. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS Y DE FLUIDOS | 80 |
| 2.2.1 Estructura..... | 80 |
| 2.2.2 Fluidos..... | 81 |

| | |
|--|-----|
| 2.3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA | 82 |
| 2.3.1 Manejo del Crudo. | 82 |
| 2.3.2 Manejo del Agua..... | 84 |
| 2.4. METODOLOGÍA DEL TRABAJO | 87 |
| 2.5. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN..... | 87 |
| 2.5.1 Identificación de Pozos Críticos..... | 88 |
| 2.5.2 Identificación de Pozos de Referencia | 90 |
| 2.5.3 Identificación y Clasificación de Causas de las Fallas. | 92 |
| 2.6. DESCRIPCIÓN DE LAS CAUSAS..... | 93 |
| 2.6.1 Corrosión..... | 93 |
| 2.6.2 Geometría..... | 96 |
| 2.6.3 Acople de Corte "Shear Coupling". | 101 |
| 2.7. ESTRATEGIAS PROPUESTAS PARA EL CONTROL DE FALLAS | 104 |
| 2.7.1 Corrosión..... | 104 |
| 2.7.2 Geometría..... | 119 |
| 2.7.3 Shear Coupling. | 132 |
| 3. ANÁLISIS ECONÓMICO..... | 135 |
| 3.1. COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN DE ESTRATEGIAS DE CONTROL | 136 |
| 3.2. EVALUACIÓN DEL FLUJO DE CAJA | 148 |
| CONCLUSIONES | 159 |
| RECOMENDACIONES | 161 |
| BIBLIOGRAFÍA..... | 162 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1. Esquema típico de un sistema PCP | 24 |
| Figura 2. Desplazamiento axial del fluido | 26 |
| Figura 3. Geometría del sello Helicoidal | 26 |
| Figura 4. Geometrías en bombas PCP | 28 |
| Figura 5. Relación de la distribución respecto a la presión | 30 |
| Figura 6. Componentes de un Sistema PCP..... | 33 |
| Figura 7. Componentes de subsuelo..... | 34 |
| Figura 8. Varillas..... | 35 |
| Figura 9. Corte longitudinal de un Stator | 36 |
| Figura 10. Vista transversal de un Rotor..... | 37 |
| Figura 11. Esquema de un Centralizador | 37 |
| Figura 12. Esquema Niple espaciador..... | 38 |
| Figura 13. Niple de Paro..... | 39 |
| Figura 14. Ancla de Torsión | 40 |
| Figura 15. Niple de Asiento..... | 41 |
| Figura 16. Cabezal de una PCP | 43 |
| Figura 17. Sistema de correas y poleas | 44 |
| Figura 18. Sistema de frenado..... | 46 |
| Figura 19. Bomba tipo Insertable..... | 49 |
| Figura 20. Fallas por tensión o fatiga | 56 |
| Figura 21. Fallas de diseño y operación – Coupling y Varilla..... | 58 |
| Figura 22. Fallas de diseño y operación – Acople contra tubo..... | 59 |
| Figura 23. Fallas de diseño y operación – Guía de varilla | 59 |
| Figura 24. Fallas por Flexión corte trasversal | 61 |
| Figura 25. Fallas por Flexión corte longitudinal..... | 62 |
| Figura 26. Fallas por daños Superficiales por Herramientas | 63 |
| Figura 27. Fallas por daños Superficiales por Elevadores | 64 |
| Figura 28. Falla Conexión - Unión Macho | 65 |
| Figura 29. Falla Conexión – Acople | 66 |
| Figura 30. Falla Conexión - Rosca | 66 |
| Figura 31. Falla Conexión – Cuadrado de Llave..... | 67 |
| Figura 32. Fallas de Conexión por Impacto..... | 67 |
| Figura 33. Corrosión por Acido | 69 |
| Figura 34. Corrosión por Cloruros..... | 70 |
| Figura 35. Corrosión por CO2..... | 70 |
| Figura 36. Corrosión por H2S..... | 71 |

| | |
|---|-----|
| Figura 37. Corrosión MIC | 72 |
| Figura 38. Corrosión por Bacterias APB..... | 73 |
| Figura 39. Corrosión por Bacterias SRB | 74 |
| Figura 40. Corrosión Intensificada por O2..... | 75 |
| Figura 41. Ubicación Asociación Boquerón | 78 |
| Figura 42. Vista aérea del campo Guando | 78 |
| Figura 43. Tipos de trampa Subcuenca de Girardot..... | 80 |
| Figura 44. Proceso Tratamiento Fluidos | 83 |
| Figura 45. Corrosión | 94 |
| Figura 46. Corrosión bajo depósito | 94 |
| Figura 47. Ataque de Agentes Corrosivos | 96 |
| Figura 48. Diseño Típico Pozos Guando | 97 |
| Figura 49. Desgaste de Varilla por Fricción..... | 98 |
| Figura 50. Falla Shear Coupling GUA-032..... | 102 |
| Figura 51. Montaje con Electrodo de Anillo Rotatorio | 106 |
| Figura 52. Fuerza de contacto normal | 112 |
| Figura 53. Guías Inyectadas..... | 113 |
| Figura 54. Ubicación de los centralizadores en la sarta de varillas y desviación del tubing | 114 |
| Figura 55. Esquema Tratamiento Químico Down Hole | 116 |
| Figura 56. TROSCAPRS-20 en Rat Hole | 118 |
| Figura 57. TROSCAPRS-20 Aplicación en pozos EPS / PCP..... | 118 |
| Figura 58. Relación de Cargas de contacto de varilla y Geometría del pozo | 121 |
| Figura 59. Sistema Convencional ESP | 128 |
| Figura 60. Ubicación Shear Coupling | 133 |
| Figura 61. Shear Coupling ToughTorq - Plainsman..... | 134 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|--|-----|
| Tabla 1. Falla comunes en Rotores | 52 |
| Tabla 2. Falla comunes en Estatores..... | 53 |
| Tabla 3. Clasificación de Pozos | 79 |
| Tabla 4. Características Petróleo y Gas | 81 |
| Tabla 5. Características Agua de Producción..... | 82 |
| Tabla 6. Relación de Producción por Pozo | 84 |
| Tabla 7. Relación Rupturas de Varillas por Pozo | 88 |
| Tabla 8. Pozos Críticos Campo Guando | 90 |
| Tabla 9. Relación de Pozos sin Fallas | 91 |
| Tabla 10. Pozos de Referencia Campo Guando | 91 |
| Tabla 11. Causas de Fallas en Varillas | 92 |
| Tabla 12. Efectos del DLS en el Sistema PCP | 101 |
| Tabla 13. Varillas Campo Guando..... | 104 |
| Tabla 14. Características Elementos Químicos | 105 |
| Tabla 15. Resultado Prueba Dinámica de Velocidad de Corrosión Varilla Convencional – API Class D Alloy..... | 106 |
| Tabla 16. Resultado Propiedades Mecánicas de Velocidad de Corrosión Varilla Convencional – API Class D Alloy..... | 107 |
| Tabla 17. Resultado Prueba Dinámica de Velocidad de Corrosión Varilla Convencional – API Class D Special | 107 |
| Tabla 18. Resultado Propiedades Mecánicas de Velocidad de Corrosión Varilla Convencional – API Class D Special | 108 |
| Tabla 19. – Resultado Prueba Dinámica de Velocidad de Corrosión Varilla Convencional – Non-API Special High Strength..... | 108 |
| Tabla 20. Resultado Propiedades Mecánicas de Velocidad de Varilla Convencional – Non-API Special High Strength..... | 109 |
| Tabla 21. Resultado Prueba Dinámica de Velocidad de Corrosión Varilla Continua – Special Services High Strength..... | 109 |
| Tabla 22. Resultado Propiedades Mecánicas de Velocidad de Varilla Continua – Special Services High Strength..... | 110 |
| Tabla 23. Resultado Propiedades Mecánicas de Velocidad de Varilla Continua – API D Special | 110 |
| Tabla 24. Resultado Propiedades Mecánicas de Velocidad de Varilla Continua – Special Services High Strength..... | 111 |
| Tabla 25. Frecuencia de Tratamiento Guando | 117 |
| Tabla 26. Bombas PCP | 127 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 27. Variables con Respecto a Características de Yacimiento | 131 |
| Tabla 28. Variables con Respecto a Características de Fluidos | 131 |
| Tabla 29. Cuadro Resumen de las Estrategias Control | 136 |
| Tabla 30. Conclusiones Uso de Varillas Estudio UPTC | 137 |
| Tabla 31. Costo de Instalación Cambio de Varillas | 137 |
| Tabla 32. Costos Cambio Varilla Convencional Grado D..... | 138 |
| Tabla 33. Costos Cambio Varilla Convencional API | 138 |
| Tabla 34. Costos Cambio de Varilla Continua..... | 139 |
| Tabla 35. Costos Implementación de Guías Inyectadas en Varilla Convencional Grado D | 140 |
| Tabla 36. Costos Implementación de Guías Inyectadas en Varilla Convencional API..... | 140 |
| Tabla 37. Costo Tratamiento Químico Down Hole - Baches | 141 |
| Tabla 38. Costo Tratamiento Químico Down Hole - Continuo..... | 141 |
| Tabla 39. Costos Cambio de Tubería de Producción 4.5" – Sistema PCP | 142 |
| Tabla 40. Costo Instalación de Bomba Mayor Capacidad..... | 143 |
| Tabla 41. Costos de Instalación de Equipo ESP por Pozo | 144 |
| Tabla 42. Costo Total Instalación de Shear Coupling | 145 |
| Tabla 43. Costos Totales Cambio Varilla Convencional..... | 146 |
| Tabla 44. Costos Totales Cambio Varilla Continua..... | 147 |
| Tabla 45. Costos Totales Cambio a Sistema ESP | 148 |
| Tabla 46. Volumen de Pozos a Intervenir de acuerdo a las Alternativas Propuestas | 152 |
| Tabla 47. Flujo de Caja Caso I | 153 |
| Tabla 48. Flujo de Caja Caso I (continuación)..... | 154 |
| Tabla 49. Flujo de Caja Caso II | 155 |
| Tabla 50. Flujo de Caja Caso II (continuación) | 156 |
| Tabla 51. Flujo de Caja Caso III | 157 |
| Tabla 52. Flujo de Caja Caso III (continuación) | 158 |

LISTA DE GRÁFICAS

| | |
|--|-----|
| Gráfica 1. Instalación y crecimiento de Sistemas PCP en Colombia | 22 |
| Gráfica 2. Patrón de Inyección | 79 |
| Gráfica 3. Curvas de Produccion Campo Guando | 84 |
| Gráfica 4. Historial Manejo Agua Campo Guando | 86 |
| Gráfica 5. Porcentaje Acumulado de Número de Rupturas..... | 89 |
| Gráfica 6. Perfiles de Pozos Críticos | 99 |
| Gráfica 7. Perfiles de Pozos de Referencia..... | 99 |
| Gráfica 8. Comparativo DLS y Rupturas de Varillas | 100 |
| Gráfica 9. Relación Carga de Contacto Vs. Angulo de Desviación | 122 |
| Gráfica 10. Relación Carga de Contacto Vs. Severidad de Desviación Varilla Convencional | 122 |
| Gráfica 11. Relación Carga de Contacto Vs. Angulo de Desviación | 123 |
| Gráfica 12. Relación Carga de Contacto Vs. Severidad de Desviación Varilla Continua | 123 |

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN CAUSADA POR FALLAS EN SARTAS DE BOMBEO PCP EN CAMPO GUANDO*.

AUTORES: PAOLA ANDREA MEJIA SILVA
DIEGO ANDRES JARAMILLO LOMBANA**

PALABRAS CLAVES: Sarta de varilla, PCP, Bombeo por cavidades Progresivas, Campo Guando, Sistema de levantamiento Artificial.

Campo Guando es un campo que se encuentra en su etapa de desarrollo con una recuperación secundaria por inyección de agua, la inyección es realizada con agua de producción y agua tomada del río Sumapaz; los métodos de producción son sistemas de levantamiento por bombeo electro sumergible, rotaflex y cavidades progresivas, siendo este último el más utilizado en los pozos productores, con un porcentaje de 86,4% del total de los pozos.

Los pozos de Guando presentan ambientes adversos como alta desviación por las condiciones geográficas y presencia de corrosión en fondo. Estos ambientes traen como consecuencia fallas en las varillas de bombeo de cavidades progresivas y a su vez pérdidas de producción e incrementos de servicios a pozos.

Este proyecto tiene por objetivo identificar y clasificar las causas más comunes de las fallas de las sartas de varillas, por lo cual se recopilarán los reportes históricos de fallas en todos los pozos, se analizarán y tomarán bases de estudio. Finalmente se identificarán alternativas que conduzcan a minimizar las fallas y reducir los costos operativos y costos asociados a producción diferida, además de un análisis económico que reflejara los costos de las alternativas, la evaluación del costo a través del tiempo y la viabilidad del proyecto con respecto a los ingresos del campo.

Al final del proyecto se le suministrará a Petrobras los resultados obtenidos para aplicar en el campo y será la operadora que tome la decisión de realizar los cambios recomendados según el estudio.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Msc. Fernando Enrique Calvete Gonzalez.

ABSTRACT

TITLE: Economical Technical Study for Production Loss Reduction Caused by PCP Pump String Failures in Guando Field*.

AUTHOR: PAOLA ANDREA MEJIA SILVA
DIEGO ANDRES JARAMILLO LOMBANA **

KEYWORDS: Rod string, PCP, Progressive Cavity Pumps, Guando field, Artificial Lift System.

The Guando Field is currently in a stage of development by water injection causing a secondary recovery. The injection is formed by produced water and water provided by the River Sumapaz; the methods of production are lift systems formed by electro submersible pumps, rotaflex, and progressive cavities, the latter being the most utilized in the production wells with an 86.4% total of the wells.

The Guando wells present adverse environments such as high deviation because of geographic conditions and the presence of well corrosion. These environments bring consequences such as failures in the progressive cavity rod strings and, at the same time, production loss and an increase in well servicing.

This project's objective is to identify and classify the most common causes of the rod string failures. This will be done by collecting and analyzing historical reports for failures in all the wells, and these results will be used as a foundation for further study. Finally, alternatives will be identified that will aim to minimize these failures and reduce operative costs and costs associated with deferred production, as well as an economic analysis that will reflect the costs of these alternatives, the evaluation of the costs over time and the viability of the project depending on the field income.

At the conclusion of the project, Petrobras will be supplied with the results in order to administer them in the field and will also serve as the deciding factor to make necessary changes as recommended by the studies.

* Degree Project

** Physicochemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School. Director: Msc. Fernando Enrique Calvete Gonzalez.

INTRODUCCIÓN

Campo Guando tiene un yacimiento de baja presión que produce con sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible, bombeo rotaflex y bombeo por cavidades progresivas, siendo este último el más utilizado en los pozos productores, con un porcentaje de 86,4% del total de los pozos. El mantenimiento de presión y barrido del yacimiento se realiza mediante inyección de agua, la cual proviene de la mezcla entre el agua de producción y agua captada del Río Sumapaz ya que la primera no es suficiente para los caudales requeridos.

El agua del río tiene un contenido de bacterias sulfato reductoras de 103 partes por millón, esto incrementa la presencia de fluidos altamente corrosivos en la formación tales como dióxido de carbono (CO₂) y ácido sulfhídrico (H₂S), adicionalmente a lo anterior la geometría del pozo en forma de "S" incrementa la inclinación de la sarta de bombeo con inclinaciones promedio de 5 grados por cada 100 pies, estos factores afectan de manera directa las fallas en las varillas del sistema de cavidades progresivas y a su vez generan pérdidas de producción e incrementos de servicios a pozos que finalmente representan pérdidas económicas que aumentan el costo de levantamiento por barril para el campo.

Teniendo en cuenta lo anterior la Compañía Petrobras Colombia Limited se vio en la necesidad de llevar a cabo un estudio para determinar las causas más comunes de las fallas en las varillas de las sargas del bombeo de cavidades progresivas y generar alternativas técnicas para minimizar estas fallas.

En este trabajo consistió en una recopilación de toda la información de reportes de fallas desde Enero de 2009 hasta Marzo de 2012, seguidamente se clasificaron las causas más comunes y se identificó que éstas estaban asociadas a corrosión, geometría del pozo y falla en el *shear coupling*, con una ocurrencia de 231 de un total de 343 fallas, representando esto el 67%. Una vez identificadas las causas más comunes y utilizando un diagrama de

Pareto se procedió a clasificar los pozos con más fallas presentadas en el periodo de estudio, pozos críticos; dando como resultado un total de 32 pozos para ser intervenidos. Basados en estudios de la Universidad UPTC y pruebas realizadas en la Universidad de Petrobras Brasil se plantearon estrategias de control para cada causa de falla establecida.

Finalmente cada una de las alternativas propuestas se agrupó en tres casos: cambio de sarta de varilla convencional con guías inyectadas, cambio de sarta de varilla continúa y cambio del sistema PCP a ESP. A partir de esto se realizó una estimación de costos por cada caso propuesto y se llevó a un flujo de caja bajo dos escenarios, el primero de ellos teniendo en cuenta los ingresos puros y los costos de producción diferida asociada a los servicios a pozo y el segundo escenario teniendo en cuenta la ejecución del proyecto con las alternativas propuestas. El análisis de estos flujos de caja en un periodo de dos años evidenció que el desarrollo de cualquiera de los tres casos es viable económicamente para Petrobras.

1. FUNDAMENTACIÓN TEORICA

1.1. RESEÑA HISTÓRICA

El concepto de las bombas de cavidad progresiva fue desarrollado a finales de los años 20 por el Sr. René J. Moineau. Nacido en Francia en 1887, Moineau mostró grandiosas cualidades intelectuales e inventivas desde temprana edad. Después de participar en una carrera de hidroplanos en 1913 (la cual ganó en una de sus etapas) mostro interés en el desarrollo de un compresor de aire de alta capacidad para los cual cursó estudios en la universidad de Paris hasta lograr su grado de Doctor de la Facultad de Ciencias en 1930 con su tesis basada en “*el nuevo capsulismo*”. Con esto, Moineau logra aplicar para su primera patente el 13 de Mayo de 1930, con un nuevo concepto en máquinas mecánicas aplicable para bombas, motores y dispositivos de transmisión. Ese mismo año, muestra su nueva bomba “Moineau” hecha de cartón en la “Exhibición Internacional de Inventores”.

En 1932, René Moineau forma la compañía “Pompes Compresseurs Mécanique” (PCM) en asociación con Gévelot Company, fungiendo como presidente fundador y domiciliado en la población de Vanves, Francia. En 1936, las patentes son vendidas bajo acuerdos de licencia a diversas compañías internacionales entre las que se destacan *Mono Pumps Ltda* de Inglaterra y *Robbins and Myers* de los Estados Unidos. Además, se lograron acuerdos de fabricación con compañías en Alemania, China, Brasil y Canadá.¹

En sus inicios, la tecnología de cavidades progresivas fue dedicada para el desarrollo de sistemas de transmisión y bombas de transferencia para aplicaciones industriales (alimentos, papel, agricultura, petróleo, etc.). Para la industria petrolera, la primera aplicación data de los mediados de los años 50, cuando se desarrollaban los primeros motores hidráulicos con

¹ CIULLA, Francesco; *En: Principios Fundamentales para Diseño de Sistemas de Bombas de Cavidades Progresiva*, Weatherford Artificial Lift Systems.; 2003.

mecanismo de doble rotor helicoidal para ser utilizados en la perforación de pozos direccionales. Sin embargo, con excepción de algunas pruebas clandestinas, no fue sino hasta finales de los años 70 cuando se realizaron esfuerzos considerables para utilizarlas como método de levantamiento artificial para pozos productores de hidrocarburos.

En 1979, algunas operadoras canadienses de crudo pesado cuyos pozos producían fluidos con un alto corte de arena, empezaron a experimentar con PCP. Una vez que las pruebas en estas exigentes aplicaciones fueron exitosas, el desarrollo de sistemas completos de fondo y superficie aumentó rápidamente. En los años sucesivos, la gama de productos empezó a comercializarse y la frecuencia de utilización incremento considerablemente en los campos de crudo pesado de Canadá. Al mismo tiempo, los fabricantes empezaron a evolucionar en términos de lograr mayores capacidades volumétricas y de levantamiento así como elastómeros de mejor resistencia a aplicaciones exigentes².

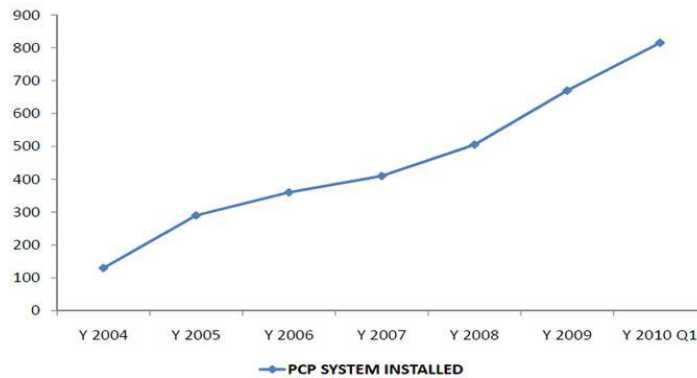
Algunos de los avances logrados y que en la actualidad juegan un papel importante, ha extendido su rango de aplicación que incluyen:

- Producción de petróleos pesados y bitumen (< 18 °API) con cortes de arena hasta un 50%.
- Producción de crudos medios (18-30 °API) con limitaciones en el % de H₂S.
- Petróleos livianos (>30 °API) con limitaciones en aromáticos.
- Producción de pozos con altos % de agua y altas producciones brutas, asociadas a proyectos avanzados de recuperación secundaria (por inyección de agua).

En los últimos años los equipos PCP han experimentado un incremento gradual como un método de extracción artificial común. Sin embargo las bombas de cavidades progresivas están recién en su infancia si las comparamos con los otros métodos de extracción artificial como las bombas electrosumergibles o el bombeo mecánico.

² CIULLA, Francesco; En: Principios Fundamentales para Diseño de Sistemas de Bombas de Cavidades Progresiva, Weatherford Artificial Lift Systems.; 2003.

Gráfica 1. Instalación y crecimiento de Sistemas PCP en Colombia



Fuente: ORTEGA Daniel, SALINAS Lina y GRANADOS Leonardo; Lessons Learned and Best Practices in Colombian Fields; Edmonton, Canadá; Septiembre 2010.

El sistema PCP fue utilizado por primera vez en Colombia en el año 2000, siendo en la actualidad el tercer sistema de levantamiento artificial con más de 800 equipos funcionando, creciendo su número y remplazando en la actualidad a sistemas como el electrosumergible (ESP, instalado por primera vez en 1982) y el Bombeo mecánico (SRP). En la gráfica 1 se puede apreciar el crecimiento del sistema PCP en el país hasta el año 2010.

1.2. ASPECTOS GENERALES PCP

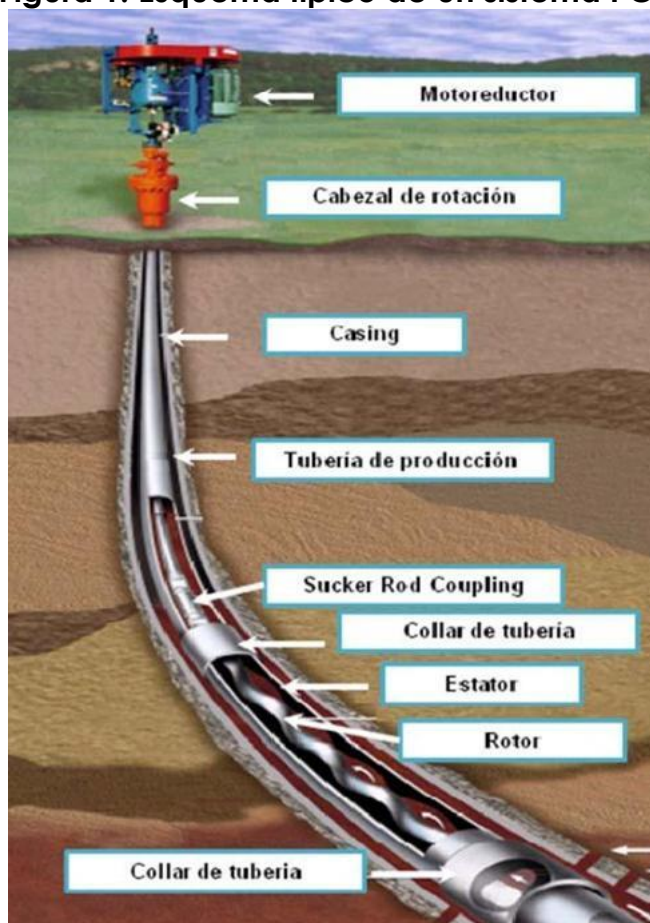
Las bombas de cavidades progresivas son bombas de desplazamiento positivo que consisten en un rotor de acero helicoidal y un estator de elastómero sintético pegado internamente a un tubo de acero. El estator se instala en el pozo conectado al fondo de la tubería de producción, a la vez que el rotor está conectado al final de la sarta de varillas. La rotación de esta sarta desde superficie por accionamiento de una fuente de energía externa, permite el movimiento giratorio del rotor dentro del estator fijo lo cual permite que el fluido se desplace verticalmente hacia la superficie del pozo. Los equipos de superficie, de distintas capacidades y dimensiones, se seleccionan en función de los requerimientos que exige cada sistema. En la figura 1 se esquematiza un sistema PCP típico.

Los sistemas PCP tienen algunas características únicas que los hacen ventajosos con respecto a otros métodos de levantamiento artificial. Una de sus cualidades más importantes es su alta eficiencia total.

Típicamente se obtienen eficiencias entre 50 y 60%. Otras ventajas adicionales de los sistemas PCP son:

- Habilidad para producir fluidos altamente viscosos.
- Habilidad para producir con altas concentraciones de arena.
- Habilidad para tolerar altos porcentajes de gas libre (no se bloquea).
- Ausencia de válvulas o partes reciprocantes evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles.
- Muy buena resistencia a la abrasión.
- Bajos costos de inversión inicial.
- Bajos costos de energía.
- Demanda constante de energía (no hay fluctuaciones en el consumo).
- Simple instalación y operación.
- Bajo mantenimiento.
- Equipos en superficie de pequeñas dimensiones.
- Bajo nivel de ruido.

Figura 1. Esquema típico de un sistema PCP



Fuente: HOZ Matty y ORTIZ Diana; Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo o recañoneo de pozos de bajo potencial, aplicación al campo Colorado; Bucaramanga, Colombia; 2008.

Los sistemas PCP también tienen algunas desventajas en comparación con otros métodos. La más significativa de estas limitaciones se refiere a las capacidades de desplazamiento y levantamiento de la bomba, así como la compatibilidad de los elastómeros con ciertos fluidos producidos, especialmente con el contenido de componentes aromáticos. A continuación se presentan varias de las desventajas de los sistemas PCP:

- Capacidad de desplazamiento real de hasta 2000 bls/día o 320 m³/día (máximo de 4000 bls/día o 640 m³/día).
- Capacidad de elevación real de hasta 6000 pies o 1850 metros (máximo de 1050 pies o 3500 metros).
- Resistencia a la temperatura de hasta 280 °F o 138 °C (máxima de 350 °F o 178 °C).

- Alta sensibilidad de los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo).
- Opera con bajas capacidades volumétricas cuando se producen cantidades de gas libre considerables (evitando una buena lubricación).
- Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por periodos relativamente cortos.
- Desgaste por contacto entre las varillas de bombeo y la tubería de producción puede tomarse un problema grave en pozos direccionales y horizontales.
- La mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería para sustituir la bomba.
- Los sistemas están propensos a altas vibraciones en el caso de operar a altas velocidades requiriendo el uso de anclas de tubería y estabilizadores o centralizadores de varillas de bombeo.
- Poca experiencia en el diseño, instalación y operación del sistema.

Sin embargo, estas limitaciones están siendo superadas cada día con el desarrollo de nuevos proyectos y el mejoramiento de los materiales y diseño de los equipos. Es una aplicación correcta, los sistemas con bombas de cavidad progresiva proveen el más económico método de levantamiento artificial si se configura y opera apropiadamente.

1.3. PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO

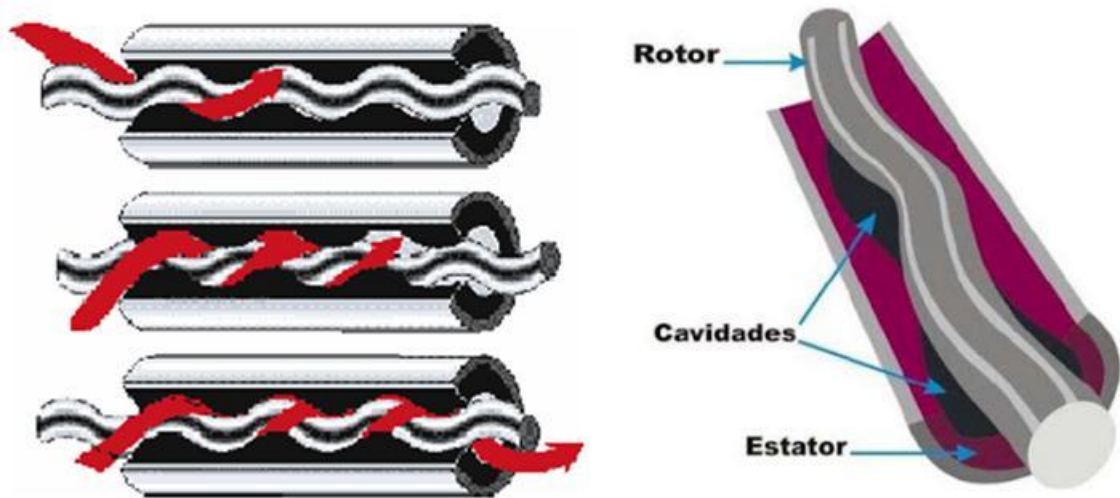
El principio de las PCP está bien adecuado a los requerimientos de bombeo de los fluidos de un pozo. En el corazón de la PCP se encuentra el elemento de bombeo consistente de un rotor de acero endurecido, usualmente en forma de sección helicoidal circular simple y un estator con la forma interna de helicoidal doble, fabricado de elastómero resistente al desgaste insertado dentro de un tubo de acero aleado. Este último se selecciona de acuerdo al fluido del pozo. Cuando el rotor es ubicado dentro del estator se forma una serie de cavidades selladas.

Cuando el rotor gira estas cavidades progresan desde la succión hasta la descarga, transportando de manera positiva el fluido del pozo por la

columna de producción hasta la superficie sin pulsaciones (ver figura 2). El caudal es directamente proporcional a la velocidad de rotación. Por ello la bomba puede ajustarse al influjo del pozo para una producción óptima.

El barrido constante de la línea de sellaje entre el estator y el rotor evita la acumulación de sólidos dentro de la bomba. El gas y los sólidos que entren a la bomba pueden pasar la bomba sin causar obstrucciones o bloqueos.

Figura 2. Desplazamiento axial del fluido



Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo; Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Oil Production.net; Argentina; 2008.

La geometría del sello helicoidal formado por el rotor y el estator están definidos por los siguientes parámetros, ver figura 3:

D: diámetro mayor del rotor (diámetro nominal)

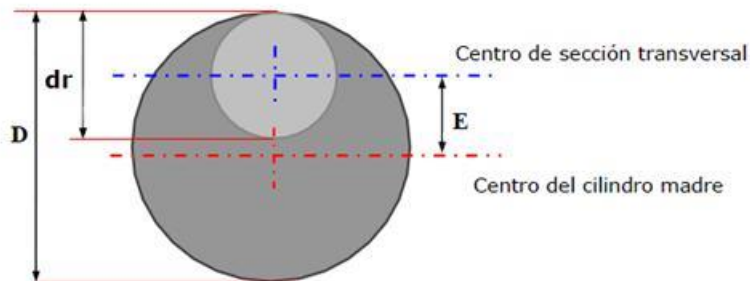
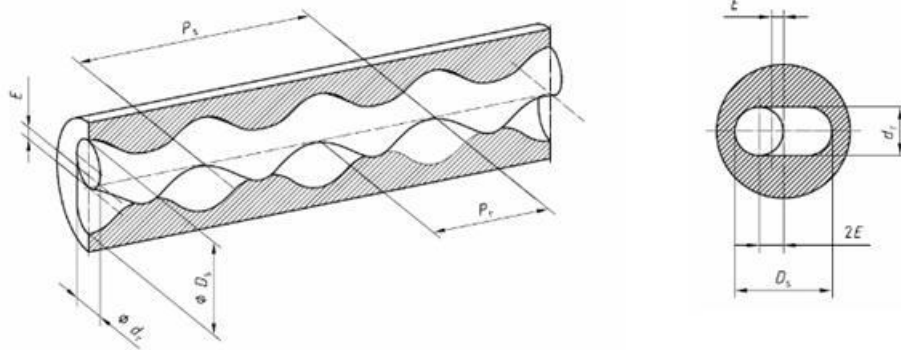
dr: diámetro de la sección transversal del rotor

E: excentricidad del rotor

Ps: paso del estator (longitud de la cavidad = longitud de la etapa)

Pr: paso del rotor

Figura 3. Geometría del sello Helicoidal



Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo; Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Oil Production.net; Argentina; 2008.

Cada ciclo de rotación del rotor produce dos cavidades de fluido. La sección de esta cavidad es:

$$\mathbf{A = 4 \cdot d \cdot E.}$$

El área es constante, y a velocidad de rotación constante, el caudal es uniforme. Esta es una importante característica del sistema que lo diferencia del bombeo alternativo con descarga pulsante. Esta acción de bombeo puede asemejarse a la de un pistón moviéndose a través de un cilindro de longitud infinita.

La mínima longitud requerida por la bomba para crear un efecto de acción de bombeo es UN PASO, ésta es entonces una bomba de una etapa. Cada longitud adicional de paso da por resultado una etapa más. El desplazamiento de la bomba, es el volumen producido por cada vuelta del rotor (es función del área y de la longitud de la cavidad)

$$\mathbf{V = A \cdot P = 4 \cdot dr \cdot E \cdot Ps}$$

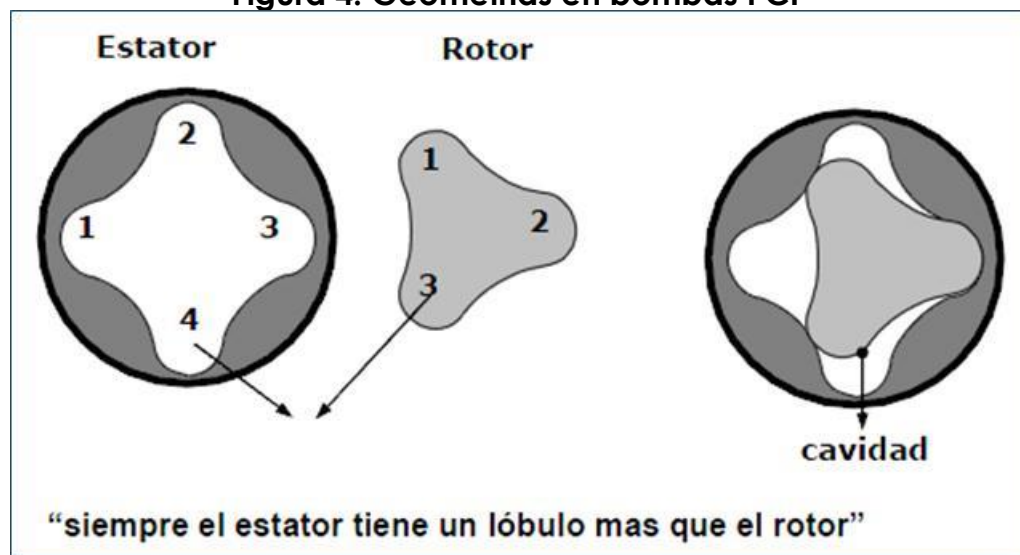
En tanto, el caudal es directamente proporcional al desplazamiento y a la velocidad de rotación N

$$Q = V \cdot N = 4 \cdot dr \cdot E \cdot Ps \cdot N$$

La capacidad de la bomba PCP para vencer una determinada presión está dada por las líneas de sello hidráulico formados entre ROTORESTATOR. Para obtener esas líneas de sello se requiere una interferencia entre rotor/estator, es decir una compresión entre rotor y estator.

1.3.1 Geometría de Bombas. Existen distintas geometrías en bombas PCP, y las mismas están relacionadas directamente con el número de lóbulos del estator y rotor. En las siguientes figuras se puede observar un ejemplo donde podremos definir algunas partes importantes.

Figura 4. Geometrías en bombas PCP



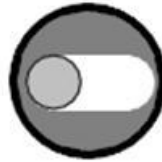
Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo; Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Oil Production.net; Argentina; 2008.

La relación entre el número de lóbulos del rotor y el estator permite definir la siguiente nomenclatura:

| | | |
|-----------------------------|---|------------------|
| Nº de lóbulos del rotor 3 | } | Geometría 3:4 |
| Nº de lóbulos del estator 4 | | |

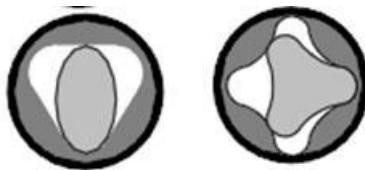
Por lo tanto esta relación permite clasificar a las bombas PCP en dos grandes grupos:

- “Singlelobe” o single lobulares : Geometría 1:2



Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo; Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Oil Production.net; Argentina; 2008.

- “Multilobe” o Multilobulares : Geometría 2:3; 3:4; etc



Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo; Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Oil Production.net; Argentina; 2008.

1.3.2 Presión en la Bomba. La presión desarrollada dentro de la bomba depende básicamente de dos factores:

- Número de líneas de sello (etapas)
- Interferencia o compresión entre rotor y estator

La mayor o menor interferencia, o compresión entre rotor y estator se puede lograr en principio variando el diámetro nominal del rotor. A su vez, la expansión del elastómero durante el proceso de producción hace que la interferencia aumente, lo cual se deberá tener en cuenta para elegir la mejor combinación entre rotor y estator³.

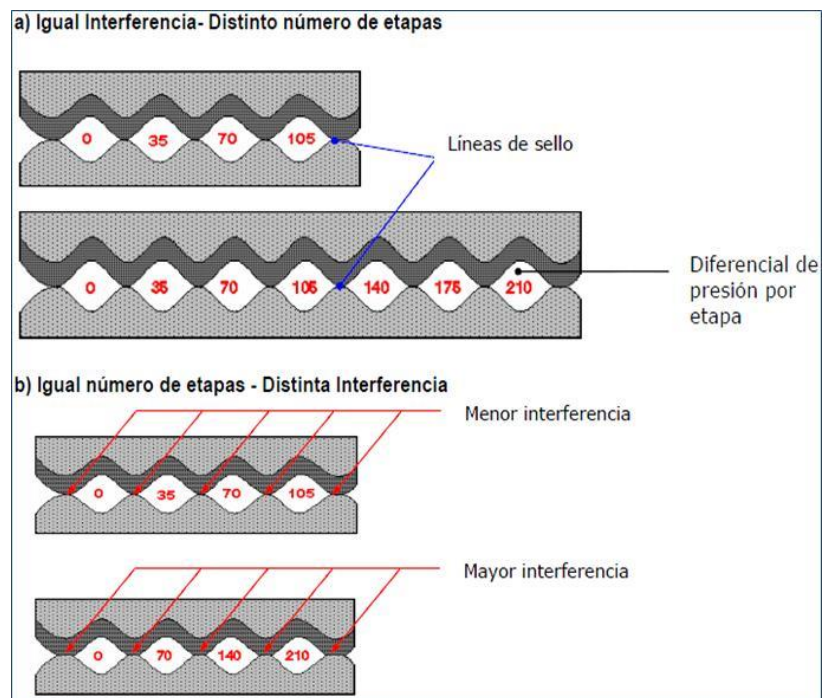
La expansión del elastómero se puede dar por:

³ HIRSCHFELDT, Marcelo; En: Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Oil Production.net; Argentina; 2008.

- Expansión térmica (por la temperatura del fondo de pozo o debido a la energía térmica generada por deformación cíclica-Histéresis)
- Expansión química

La cantidad de veces que la línea de sellos se repite, define el número de etapas de la bomba. Cada etapa está diseñada para soportar una determinada presión diferencial, por lo tanto a mayor N° de etapas, mayor es la capacidad para vencer una diferencial de presión. Se pueden presentar distintas combinaciones que afectan a la distribución de la presión dentro de la bomba:

Figura 5. Relación de la distribución respecto a la presión



Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo; Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Oil Production.net; Argentina; 2008.

1.3.3 Requerimientos de Torque y Potencia. Al transmitir la rotación al rotor desde superficie a través de las varillas de bombeo, la potencia necesaria para elevar el fluido genera un torque el cual tiene la siguiente expresión:

$$\text{Torque} = K * \text{Potencia} / N$$

K: Constante de pasaje de unidades

Potencia: Potencia Suministrada

N: velocidad de operación

El torque requerido tiene la siguiente composición.

Torque total: Torque Hidráulico + Torque fricción + Torque resistivo

Torque hidráulico, función de (presión de boca de pozo, presión por pérdida de carga, presión por presión diferencial).

Torque por fricción en bomba, fricción entre rotor y estator. Este parámetro se puede obtener de las mediciones realizadas en un test de banco.

Torque resistivo, fricción entre varillas y tubing. El máximo torque resistivo está en boca de pozo.

La potencia suministrada la podríamos calcular de la siguiente forma:

$$\text{Potencia suministrada} = C * \text{HHP} / \eta = C * (Q * P) / \eta$$

C: Constante de pasaje de unidades

Q: Caudal

P: diferencia de presión

HHP: Potencia Hidráulica

η: Rendimiento energético

1.3.4 Elastómeros del equipo. Los elastómeros son la base del sistema PCP en el que está moldeado el perfil de doble hélice del estator. De su correcta determinación y su interferencia con el rotor depende en gran medida la vida útil de la PCP. Es un elemento que puede ser estirado un mínimo de 2(dos) veces su longitud y recuperar inmediatamente su dimensión original.

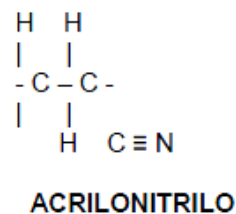
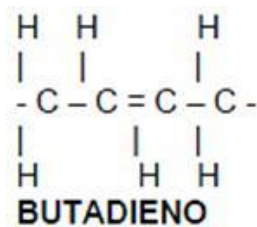
Condiciones de elastómeros para PCP:

- Resistencia a la fatiga: (hasta 500.000.000 de ciclos acumulados de deformación cíclica).
- Elasticidad: Fuerza necesaria por unidad de superficie para estirar una unidad de longitud.

- Dureza Shore "A": fuerza requerida para deformar la superficie del elastómero.
- Resistencia al corte: fuerza necesaria para cortar la muestra en condiciones ASTM.
- Resistencia al desgarramiento.
- Resistencia a la abrasión.
- Resiliencia: velocidad para volver a la forma original, para poder volver a sellar las cavidades.
- Permeabilidad: para evitar la descompresión explosiva, en paros de producción de pozos con gas libre en la succión de la bomba.

Elastómeros para petróleo:

- Caucho NBR o base nitrílica (nitrile butadiene rubber): Cadenas copolímeras de butadieno y acrilonitrilo (acn)



- El butadieno posee un doble enlace tenso de carbono que favorece las reacciones químicas que permiten agregar aditivos que mejoran sus propiedades.
- Este proceso se da en la vulcanización. los aditivos se mezclan mecánicamente y luego se moldea y vulcaniza la mezcla para acelerar el proceso de formación de los enlaces.
- Se utilizan más de una docena de aditivos en cada compuesto específico de caucho, tales como azufre que provee enlaces, reductores de fricción, catalizadores de vulcanizado, etc.
- a > % de ACN > resistencia a los Aromáticos y al CO₂.⁴
- a > % de carbono > resistencia mecánica.
- Baja resistencia al SH₂ (continua con el proceso de vulcanizado).
- oleofilos: tienden a absorber petróleo.

⁴ HIRSCHFELDT, Marcelo; En: Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Oil Production.net; Argentina; 2008.

- Baja resistencia al agua caliente

HNBR Nitrílico hidrogenado (hydrogenated nitrile butadiene rubber).

- Buena resistencia al H₂S: el hidrógeno satura el triple enlace del ACN
- Muy buena resistencia a la temperatura.
- Propiedades mecánicas medias
- Descompresión explosiva: pobre
- Baja resistencia a los Aromáticos y al CO₂
- Muy baja resistencia al agua caliente

Fluorocarbono – fkm (viton).

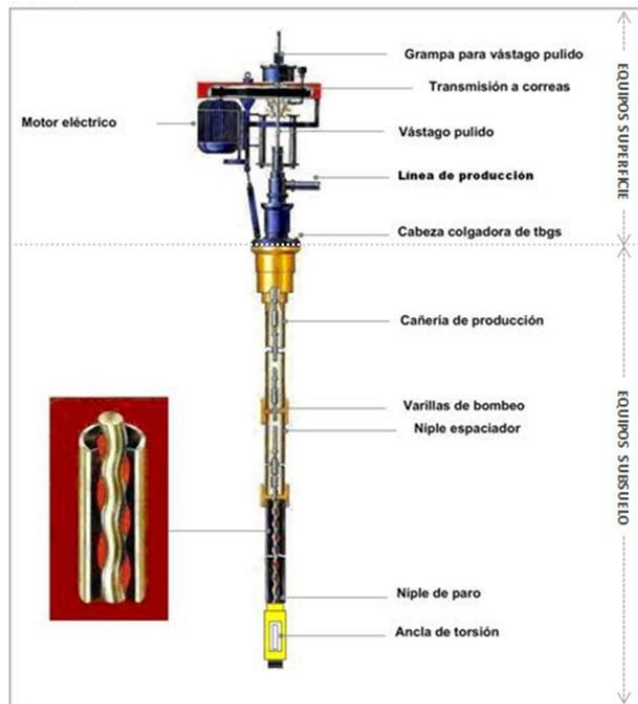
- Excelente resistencia a los Aromáticos y al CO₂
- Excelente resistencia a la temperatura
- Buena resistencia al SH₂
- Resistencia a la abrasión pobre
- Propiedades mecánicas medias
- Descompresión explosiva: pobre
- Muy baja resistencia al agua caliente
- Difícil de moldear para PCP
- Hoy solo moldeable en bombas de paso largo

1.4. COMPONENTES DEL SISTEMA

El sistema de bombeo por cavidades progresivas está integrado por dos secciones de equipos: Equipos de Superficie y Equipos de Subsuelo.

A continuación se describen brevemente ambos tipos.

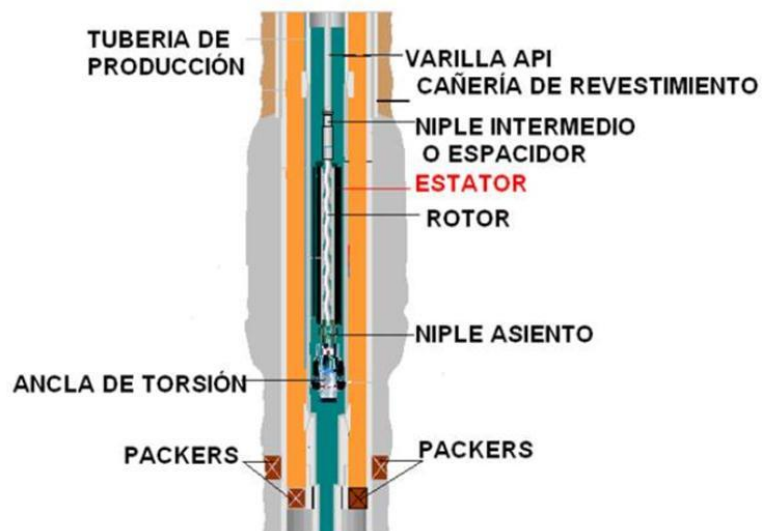
Figura 6. Componentes de un Sistema PCP



Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo; Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Oil Production.net; Argentina; 2008.

1.4.1 Equipos de Subsuelo

Figura 7. Componentes de subsuelo



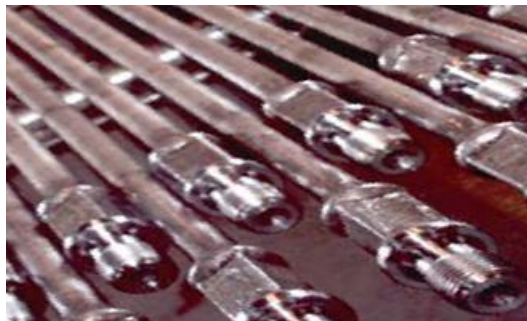
Fuente: PADILLA, Ronaldo; Bombeo por Cavidades Progresivas; Camiri, Bolivia; Febrero 2009.

1.4.1.1 Tubería de producción. Es una tubería de acero que comunica la bomba de subsuelo con el cabezal y la línea de flujo. En caso de haber instalado un ancla de torsión, la columna se arma con torsión óptimo API, correspondiente a su diámetro.

Si existiera arena, aún con ancla de torsión, se debe ajustar con la torsión máxima API, de este modo en caso de quedar el ancla atrapada, existen más posibilidades de liberarla, lo que se realiza girando la columna hacia la izquierda. Si no hay ancla de torsión, se debe ajustar también con el máximo API, para prevenir el desenrosque de la tubería de producción.

1.4.1.2 Sarta de varillas. Es un conjunto de varillas unidas entre sí por medio de cuplas (coupling) formando la mencionada sarta, se introduce en el pozo y de esta forma se hace parte integral del sistema de bombeo de cavidad progresiva. La sarta está situada desde la bomba hasta la superficie. Los diámetros máximos utilizados están limitados por el diámetro interior de la tubería de producción, utilizándose diámetros reducidos y en consecuencia cuplas reducidas, de manera, de no raspar con el tubing.

Figura 8. Varillas

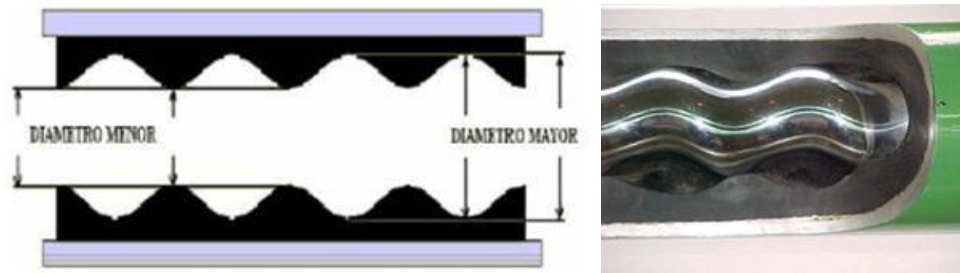


Fuente: PADILLA, Ronaldo; Bombeo por Cavidades Progresivas; Camiri, Bolivia; Febrero 2009.

1.4.1.3 Estator. Usualmente está conectado a la tubería de producción; es una hélice doble interna y moldeado a precisión, hecho de un elastómero sintético el cual está adherido dentro de un tubo de acero. En el estator se encuentra una barra horizontal en la parte inferior del tubo que sirve para

sostener el rotor y a la vez es el punto de partida para el espaciado del mismo.

Figura 9. Corte longitudinal de un Stator



Fuente: PADILLA, Ronaldo; Bombeo por Cavidades Progresivas; Camiri, Bolivia; Febrero 2009.

1.4.1.4 Elastómero. Es una goma en forma de espiral y está adherida a un tubo de acero el cual forma el estator. El elastómero es un material que puede ser estirado varias veces su longitud original teniendo la capacidad de recobrar rápidamente sus dimensiones una vez que la fuerza es removida.

1.4.1.5 Rotor. Suspendido y girado por las varillas, es la única pieza que se mueve en la bomba. Este consiste en una hélice externa con un área de sección transversal redondeada, tornada a precisión hecha de acero al cromo para darle mayor resistencia contra la abrasión. Tiene como función principal bombear el fluido girando de modo excéntrico dentro del estator, creando cavidades que progresan en forma ascendente.

Estando el estator y el rotor al mismo nivel, sus extremos inferiores del rotor, sobresale del elastómero aproximadamente unos 460 mm a 520 mm, este dato permite verificar en muchos casos si el espaciado fue bien realizado. En caso de presencia de arena, aunque sea escasa, esta deja muchas veces marcada la hélice del rotor. De este modo, al retirar el rotor por cualquier motivo, se puede observar en qué punto estuvo trabajando dentro del estator, partiendo del extremo superior del rotor.

Figura 10. Vista transversal de un Rotor



Fuente: PADILLA, Ronaldo; Bombeo por Cavidades Progresivas; Camiri, Bolivia; Febrero 2009.

1.4.1.6 Centralizador. Puede ser un componente adicional, sin embargo, tiene mayor uso en especial para proteger las partes del sistema.

El tipo de centralizadores es el "no soldado". Empleado en la tubería con el propósito de minimizar el efecto de variaciones y a la vez para centralizar la bomba dentro de la tubería de producción.

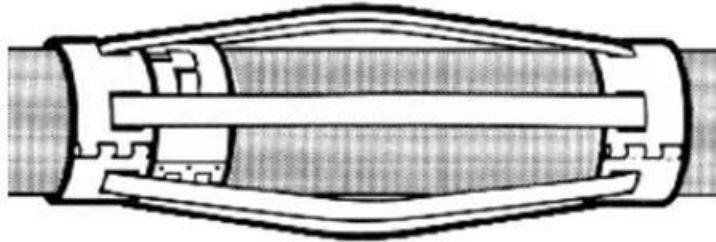
Figura 11. Esquema de un Centralizador



Fuente: Tulsa Oil Field Equipment. Disponible Internet:
<http://www.tulsaoil.com/es/productos/catalogo/centralizacion-de-sarta/centralizadores-pcp.html>

1.4.1.7 Niple Intermedio o Niple Espaciador. Su función es la de permitir el movimiento excéntrico de la cabeza del rotor con su cupla o reducción de conexión al trozo largo de maniobra o a la última varilla, cuando el diámetro de la tubería de producción no lo permite. En este caso es imprescindible su instalación.

Figura 12. Esquema Niple espaciador



Fuente: PADILLA, Ronaldo; Bombeo por Cavidades Progresivas; Camiri, Bolivia; Febrero 2009.

1.4.1.8 Niple de Paro. Es parte componente de la bomba y va roscado al extremo inferior del estator. Su función es:

- Hacer de Tope al rotor en el momento del espaciamiento, para que el rotor tenga el espacio suficiente para trabajar correctamente.
- Servir de pulmón al estiramiento de las varillas, con la unidad funcionando.
- Como succión de la bomba.

Los más usuales son los de rosca doble, con una rosca hembra en su extremo superior, que va roscada al estator y una rosca macho de la misma medida en su extremo inferior, para permitir instalar debajo el ancla de torsión o cualquier otro elemento. A la vez el centro de la misma hace de tope con el rotor, durante el espaciamiento.

Figura 13. Niple de Paro

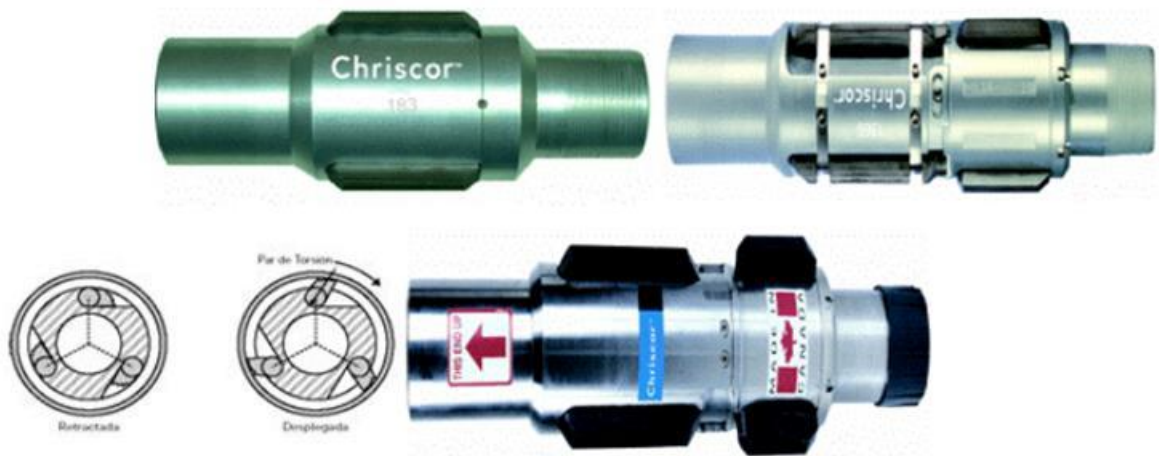


Fuente: PADILLA, Ronaldo; Bombeo por Cavidades Progresivas; Camiri, Bolivia; Febrero 2009.

1.4.1.9 Trozo De Maniobra. Es muy importante instalar un trozo de esta medida inmediatamente por encima del rotor, en lugar de una varilla, cuando gira a velocidades superiores a las 250 RPM. Cuando se instala una varilla, debido a su largo y al movimiento excéntrico del rotor que se transmite directamente a ella, tiende a doblarse y rozar contra las paredes de la última tubería de producción. El trozo de maniobra, al ser de menos de la mitad del largo de la varilla, se dobla menos o no se dobla, dependiendo de su diámetro.

1.4.1.10 Ancla de Torsión. Al girar la sarta en el sentido de las agujas del reloj, o hacia la derecha (vista desde arriba) se realiza la acción de girar la columna también hacia la derecha, es decir hacia el sentido de desenrosque de los caños. A esto se suman las vibraciones producidas en la columna por las ondas armónicas ocasionadas por el giro de la hélice del rotor dentro del estator, vibraciones que son tanto mayores cuanto más profunda es la instalación de la bomba. La combinación de ambos efectos puede producir el desprendimiento de la tubería de producción, el ancla de torsión evita este problema. Cuanto más la columna tiende al desenrosque, más se ajusta el ancla. Debe ir siempre instalada debajo del estator.

Figura 14. Ancla de Torsión

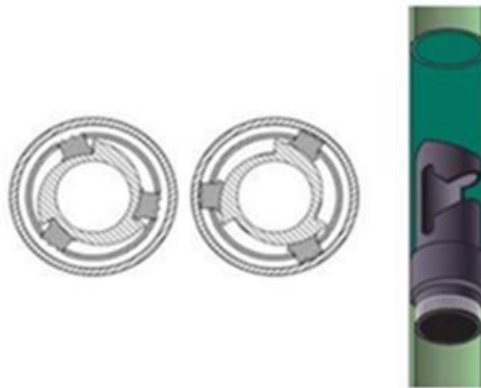


Fuente: PADILLA, Ronaldo; Bombeo por Cavidades Progresivas; Camiri, Bolivia; Febrero 2009.

Es el elemento de la columna donde el esfuerzo de torsión es mayor, no siempre es necesaria su instalación, ya que en bombas de menor caudal a bajas velocidades y bajas profundidades no se tienen torques importantes y no se producen grandes vibraciones. No obstante, es recomendable en todos los casos.

1.4.1.11 Niple Asiento. Es una pequeña unión sustituta que se corre en la sarta de producción. Permite fijar la instalación a la profundidad deseada y realizar una prueba de hermeticidad de cañería. En bombas insertables el mecanismo de anclaje es mediante un mandril a copas que permite utilizar el mismo niple de asiento que una bomba mecánica, evitando en un futuro el movimiento de instalación de tubería de producción al momento de cambiar el sistema de extracción.

Figura 15. Niple de Asiento



Fuente: PADILLA, Ronaldo; Bombeo por Cavidades Progresivas; Camiri, Bolivia; Febrero 2009.

1.4.1.12 Mandril a Copas. Permite fijar la instalación en el niple de asiento y produce la hermeticidad entre la instalación de tubería de producción y el resto del pozo. El término mandril tiene muchos significados. Puede referirse al cuerpo principal de una herramienta o un eje. Adicionalmente, partes de la herramienta podrían estar conectadas, arregladas o encajadas adentro. También puede ser varillas de operación en una herramienta.

1.4.1.13 Zapato probador de hermeticidad. En caso de ser instalado (altamente recomendado), se debe colocar siempre arriba del niple intermedio. Para poder probar toda la cañería y además como su diámetro interno es menor que el de la tubería de producción no permite el paso de centralizadores a través de él. Para algunas medidas de bomba, no se puede utilizar, porque el pasaje interior del mismo es inferior al diámetro del rotor impidiendo su paso en la bajada.

La interferencia entre el rotor y el estator es suficiente sello para probar la hermeticidad, aunque siempre existe escurrimiento, tanto mayor, cuanto mayor sea la presión total resultante sobre la bomba. La suma de la presión de prueba más la altura de la columna debe ser tal que no supere la altura manométrica de la bomba para evitar dañarla.

1.4.1.14 Caño Filtro. Se utiliza para evitar, (en el caso de rotura de estator con desprendimiento de elastómero), trozos de tamaño regular del mismo, pueden estar dentro del espacio anular. Una vez cambiada la instalación de fondo, estos pedazos de elastómero podrán ser recuperados con equipo especial y no permanecerán en el pozo donde se corre el peligro que sean succionados nuevamente por la bomba.

1.4.2 Equipos de superficie. Una vez obtenidos los parámetros, mínimos de operación, necesarios para accionar el equipo de subsuelo, es necesario dimensionar correctamente los equipos de superficie que sean capaces de proveer la energía requerida por el sistema.

Esto significa que deben ser capaces de suspender la sarta de varillas y soportar la carga axial del equipo de fondo, entregar la torsión requerida y rotar al vástago a la velocidad requerida y prevenir la fuga de fluidos en la superficie.

Los componentes de superficie se dividen en tres sistemas que son:

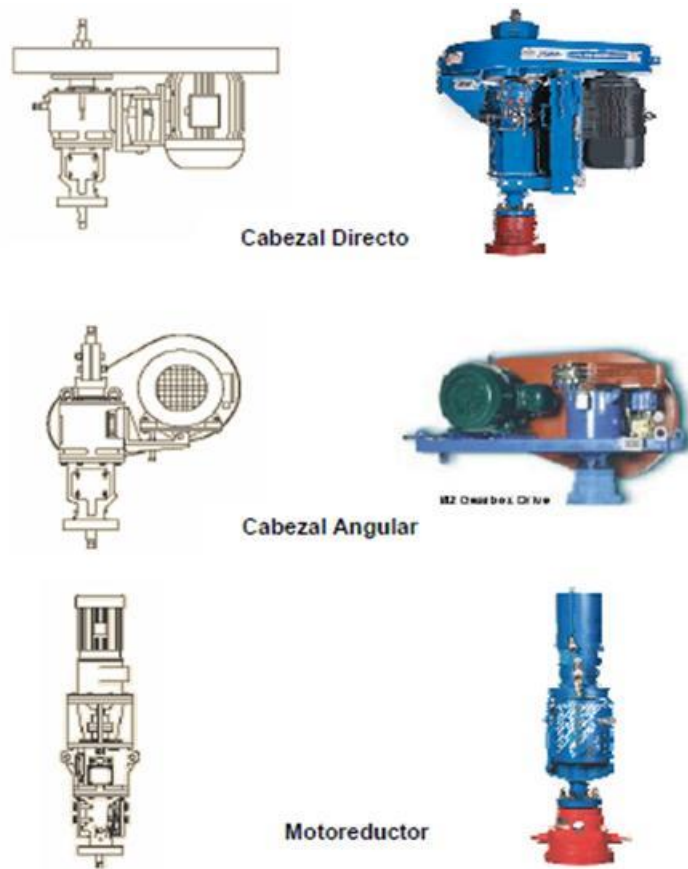
- Cabezal de rotación
- Sistema de transmisión
- Sistema de frenado

1.4.2.1 Cabezal de rotación. El cabezal de rotación debe ser diseñado; para manejar las cargas axiales de las varillas, el rango de velocidad a la cual debe funcionar, la capacidad de freno y la potencia necesitada.

Este es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre la cabeza de pozo. Consiste en un sistema de rodamientos o cojinetes que soportan la carga axial del sistema, un sistema de freno (mecánico o hidráulico) que puede estar integrado a la estructura del cabezal o ser un dispositivo externo.

Un ensamblaje de instalación que incluye el sistema de empaque para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie. Además, algunos cabezales incluyen un sistema de caja reductora accionado por engranajes mecánicos o poleas y correas.

Figura 16. Cabezal de una PCP



Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo; Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Oil Production.net; Argentina; 2008.

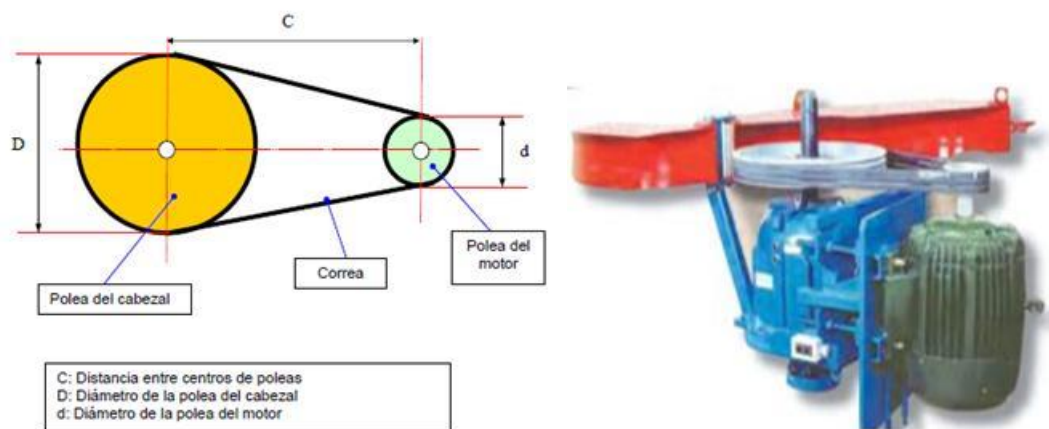
La torsión se halla transferida a la sarta de varillas mediante una mesa porta grampa. El movimiento del mismo dentro del eje hueco permite el ajuste vertical de la sarta de varillas de succión (a semejanza del sistema buje de impulso/vástago de perforación). El peso de la sarta de varillas se halla suspendido a una grampa, provisto de cuatro pernos. La barra se puede levantar a través del cabezal a fin de sacar el rotor del estator y lavar la bomba por circulación inversa.

1.4.2.2 Sistema de transmisión. Como sistema de transmisión se conoce el dispositivo utilizado para transferir la energía desde la fuente de energía primaria (motor eléctrico o de combustión interna) hasta el cabezal de rotación.

Para la transmisión de torsión de una máquina motriz a una máquina conducida, existen al menos tres métodos muy utilizados: Transmisión con engranajes, correas flexibles de caucho reforzado y cadenas de rodillos.

Dependiendo de la potencia, posición de los ejes, relación de transmisión, sincrónica, distancia entre ejes y costo; se seleccionará el método a utilizar.

Figura 17. Sistema de correas y poleas



Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo; Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Oil Production.net; Argentina; 2008.

En la mayoría de las aplicaciones donde es necesario operar sistemas a velocidades menores a 150 RPM, es usual utilizar cabezales con caja reductora interna (de engranaje) con un sistema alternativo de transmisión, como correas y poleas. Esto se hace con el fin de no forzar al motor a trabajar a muy bajas RPM, lo que traería como resultado la falla del mismo a corto plazo debido a la insuficiente disipación de calor.

La relación de transmisión con poleas y correas debe ser determinada dependiendo del tipo de cabezal seleccionado y de la potencia/torque que se deba transmitir a las varillas de bombeo (a la PCP).

En el caso de los cabezales sin cajas reductoras (Directos) la relación es directa y viene determinada por la velocidad del motor y la velocidad requerida por el sistema.

En el caso de cabezales con caja reductora interna, debe considerarse la relación de la caja de engranajes para establecer la relación de transmisión total.

La relación total de transmisión (R_{total}) puede calcularse como:

$$R_{total} = R_{gearbox} \times R_{poleas}$$

$R_{gearbox}$: Relación de la caja reductora interna del cabezal

R_{poleas} : Relación de diámetros de poleas

En el caso de cabezales sin cajas reductoras (Directos), se asume un relación 1:1, por lo que la relación total será igual a la relación de poleas.

La relación de poleas se define como:

$$R_{poleas} = D / d$$

La relación de velocidades de rotación entre el eje del motor y el vástago pulido, es inversamente proporcional a la relación total de transmisión:

$$R_{total} = R_{gearbox} \times D / d = N_{motor} / N_{vástago}$$

Para un cabezal directo ($R_{gearbox} = 1$)

$$R_{total} = D / d = N_{motor} / N_{vástago}$$

N_{motor} : Velocidad del motor (RPM)

$N_{Vástago}$: Velocidad de operación del sistema (RPM)

Por el contrario, el torque mantiene una relación directamente proporcional con respecto a la relación de transmisión total. En vista de esto, es necesario seleccionar un motor que tenga la capacidad de entregar el torque tal que, al multiplicarlo por la relación de transmisión, se obtenga al menos el torque requerido por el sistema.

$$R_{total} = R_{gearbox} \times D / d = T_{vástago} / T_{motor}$$

T motor: Torque entregado por el motor (lb x ft o N x m)

T Vástago: Torque requerido por el sistema (lb x ft o N x m)

1.4.2.3 Sistema de Freno. La segunda función importante del cabezal es la de frenado que requiere el sistema. Cuando un sistema PCP está en operación, una cantidad significativa de energía se acumula en forma de torsión sobre las varillas.

Si el sistema se para repentinamente, la sarta de varillas de bombeo libera esa energía girando en forma inversa para liberar torsión. Adicionalmente, a esta rotación inversa se le suma la producida debido a la igualación de niveles de fluido en la tubería de producción y el espacio anular, en el momento de la parada. Durante ese proceso de marcha inversa, se puede alcanzar velocidades de rotación muy altas.⁵

Al perder el control de la marcha inversa, las altas velocidades pueden causar severos daños al equipo de superficie, desenrosque de la sarta de varillas y hasta la rotura violenta de la polea el cabezal, pudiendo ocasionar esta situación daños severos al operador.

Figura 18. Sistema de frenado



Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo; Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Oil Production.net; Argentina; 2008.

⁵ HIRSCHFELDT, Marcelo; En: Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Oil Production.net; Argentina; 2008.

Características de sistema de frenado.

- El freno tiene la capacidad requerida para manejar conjuntos de alta potencia con bombas de gran dimensión.
- El motor hidráulico que equipa el cabezal es de alta eficiencia y respuesta inmediata en ambos sentidos de giro.
- El manifold comando permite un rango de regulación según las exigencias del equipo. Ya que se puede optar por un freno progresivo, así evitando aprisionamiento de la bomba de fondo; caso contrario se puede optar por un bloqueo del mismo según los requerimientos operativos.
- El freno de disco asegura una mejor dispersión del calor generando un frenado prolongado.
- Las pastillas del freno se pueden remplazar fácilmente en el campo por el buen acceso al caliper de freno que se tiene.
- El freno funciona automáticamente tan pronto como hay contra rotación y la velocidad de contra rotación se puede ajustar fácilmente por el alto rango de regulación que consta el manifold comando.

De los frenos utilizados se pueden destacar los siguientes:

- ❖ **Freno de accionamiento por fricción:** Compuesto tradicionalmente de un sistema de disco y pastillas de fricción, accionadas hidráulicamente o mecánicamente cuando se ejecuta el giro a la inversa. La mayoría de estos sistemas son instalados externamente al cuerpo del cabezal, con el disco acoplado al eje rotatorio que se ajusta al eje del cabezal. Este tipo de freno es utilizado generalmente para potencias transmitidas menores a 75 HP.
- ❖ **Freno de accionamiento Hidráulico:** Es muy utilizado debido a su mayor eficiencia de acción. Es un sistema integrado al cuerpo del cabezal que consiste en un plato rotatorio adaptado al eje del cabezal que gira libremente en el sentido de las agujas del reloj (operación de una BCP). Al ocurrir la marcha hacia atrás, el plato acciona un mecanismo hidráulico que genera resistencia al movimiento inverso, lo que permite que se reduzca considerablemente la velocidad inversa y se disipe la energía acumulada. Dependiendo del diseño del cabezal, este

mecanismo hidráulico puede accionarse con juegos de válvula de drenaje, embragues mecánicos, etc.

1.5. CLASIFICACIÓN DE LAS BOMBAS PCP

Las bombas de cavidades progresivas destinadas a la extracción de petróleo y gas, se pueden clasificar las bombas como:

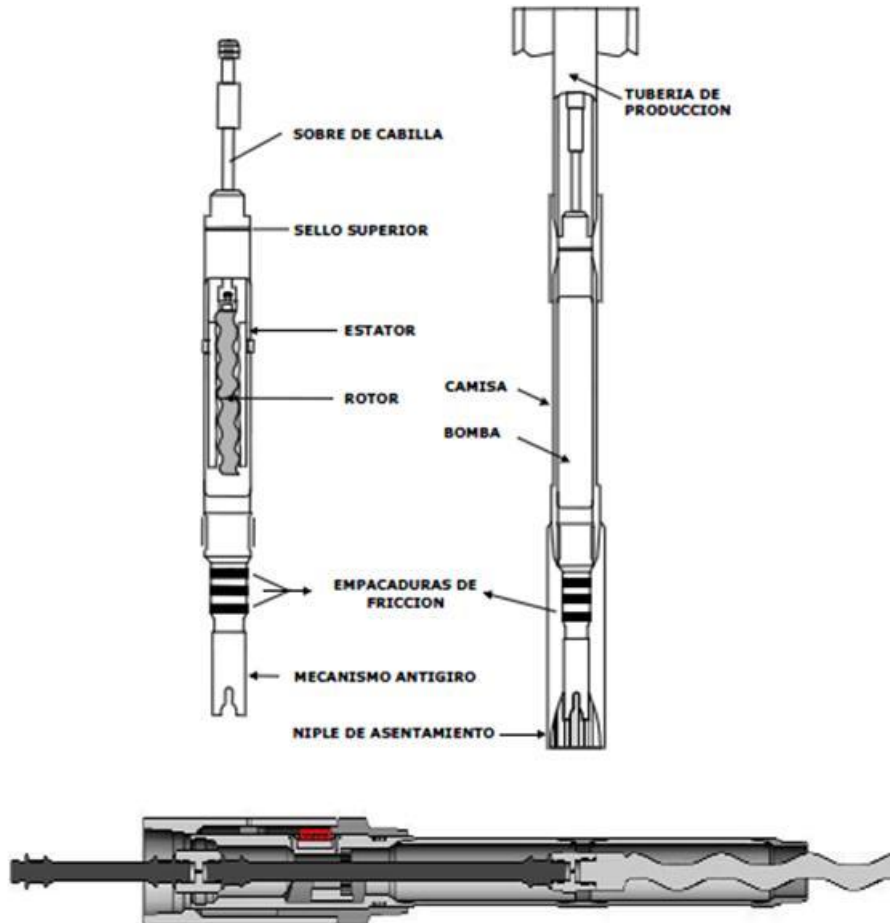
- Bombas Tubulares
- Bombas Tipo Insertables
- Bombas de geometría simple
- Bombas Multilobulares
- Bombas de para “alto caudal”
- Bombas de “gran altura”.

1.5.1 Bombas Tubulares. Este tipo de bombas el estator y el rotor son elementos totalmente independientes el uno del otro. El estator se baja en el pozo conectado a la tubería de producción, debajo de él se conecta el niple de paro, anclas de torque, anclas de gas, etc; y sobre él se instala el niple de maniobra, niples “X”, y finalmente la tubería de producción. En cuanto al rotor, este se conecta y se baja al pozo con la sarta de varillas. En general esta bomba ofrece mayor capacidad volumétrica, no obstante, para el remplazo del estator se debe recuperar todo el completamiento de producción.

1.5.2 Bombas tipo Insertable. En este tipo de bombas, a pesar de que el estator y el rotor son elementos independientes, ambos son ensamblados de manera de ofrecer un conjunto único el cual se baja en el pozo con la sarta de varillas hasta conectarse en una zapata o niple de asentamiento instalada previamente en la tubería de producción. Esta bomba tiene el inconveniente de ofrecer bajas tasas de producción (ya que su diámetro está limitado al diámetro interno de la tubería de producción) pero ofrece la versatilidad de que para su remplazo no es necesario recuperar la tubería de producción con el consiguiente ahorro en tiempo, costos y producción diferida.

Nominalmente se encuentran bombas tipo insertables con capacidades de hasta 480 BPD (a 500 r.p.m. y cero head) y para 2800 psi. Al igual que en la bombas tubulares, las capacidades, geometrías, diseños, etc., dependen del fabricante.

Figura 19. Bomba tipo Insertable



Fuente: PADILLA, Ronaldo; Bombeo por Cavidades Progresivas; Camiri, Bolivia; Febrero 2009.

1.5.3 Bombas de geometría simple. Son aquellas en las cuales el número de lóbulos del rotor es de uno, mientras que el estator es de dos lóbulos (relación 1x2).

1.5.4 Bombas Multilobulares. A diferencia de las bombas de geometría simple, las multilobulares ofrecen rotores de 2 o más lóbulos en Estatores de 3 o más (relación 2x3, 3x4, etc.). Estas bombas ofrecen mayores caudales que sus similares de geometría simple. Teóricamente estas bombas ofrecen menor torque que las bombas de geometría simple, adicionalmente, considerando el mismo diámetro, las bombas multilobulares ofrecen mayores desplazamientos volumétricos lo cual sería una oportunidad para obtener bombas insertables de mayor tasa.

1.5.5 Bombas de Alto Caudal. Cada fabricante ofrece bombas de alto desplazamiento o alto caudal, el desplazamiento viene dado principalmente por el diámetro de la bomba y la geometría de las cavidades. Hay disponibles comercialmente bombas de 5" modelo 1000TP1700; estas son bombas tipo tubular ("TP") de 1000 m³/día (6300 BPD) @ 500 r.p.m. y 0 head; bombas 22.40-2500 con desplazamientos de hasta 2500 BPD a 500 r.p.m. y 0 head y de 3200 BPD en los modelos CTR. Se debe recordar que al hablar de desplazamiento se debe considerar el volumen que ocupa el gas en la bomba, así, los 3200 BPD de la última bomba comentada, contemplan petróleo, agua y gas.

1.5.6 Bombas de gran altura (head). La altura de la bomba es su capacidad para transportar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, lo que se traduce en profundidades de asentamiento de bombas o en diferenciales de presión a vencer.

1.6. FALLAS COMUNES EN EL SISTEMA PCP

En algunas ocasiones, es posible que la bomba falle dejando el pozo sin o con menor producción. Una buena práctica es la de invertir en el esfuerzo de identificar el tipo de falla de manera de tomar los correctivos en lugar de limitarse a simplemente reemplazar la bomba. A veces identificar la causa de la falla no es sencillo, no obstante, una vez recuperados los equipos (rotor y estator) una adecuada inspección, aún en sitio, puede ayudar en gran medida a dilucidar que ocurrió y a tomar los correctivos pertinentes.

1.6.1 Fallas en Rotores y Estatores. Cuando una estructura, un elemento, conjunto de elementos de máquinas o un equipo durante su operación, es incapaz de brindar las prestaciones, y/o las condiciones de seguridad, y/o la eficiencia, y/u operatividad, y/o costos de operación y mantenimiento, y/o vida de servicio, y/o demás indicadores de desempeño dentro de los límites especificados por el diseñador, se dice que ha experimentado una falla.

Se le llama falla catastrófica a una que genere parada total del equipo implicando pérdidas económicas por el lucro cesante y los costos de reparación. Una falla no catastrófica no implica parada de máquina sino operación no satisfactoria o posibilidad de daños mayores a futuro.

A lo largo del tiempo se han detectado un sin número de fallas en rotores y estatores y existen gran variedad de literatura sobre el tema, dado que no es motivo de este trabajo no se profundizara sobre estas fallas.

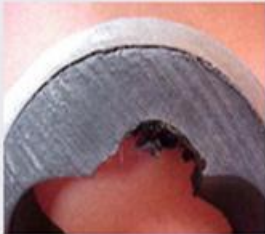



En las tablas 1 y 2 se muestra un resumen de las fallas más comunes presentadas en los rotores y estatores del sistema de cavidades progresivas que serán de gran ayuda para el lector.

Tabla 1. Falla comunes en Rotores

| TIPO DE FALLA | DESCRIPCION | IMAGEN |
|---|--|---|
| Desgaste por abrasión sin afectar el material base | Es el desprendimiento de la capa de cromo, sin afectar el material base. Generalmente se presenta en la parte media del rotor |  |
| Cromado saltado si afectar el material base | El cromo se desprende en forma localizada sin llegar a afectar el material base. Este desprendimiento se produce generalmente en la parte superior del rotor, en la zona que está fuera del estator (dentro del niple espaciador). Se puede dar por el ataque del fluido al cromo. |  |
| Desgaste por abrasión sin afectar el material base y si afectar el cromado en forma total | Se presentan rayas radiales y generalmente se dan solo por la acción normal de bombeo. |  |
| Desgaste profundo localizado | Generalmente esta falla comienza por la degradación del cromo y luego continúa la pérdida de material del material base del rotor |  |
| Desgaste metal-metal | El desgaste se produce generalmente en la parte superior del rotor, en el tramo que queda fuera del estator (rozamiento con el Niple espaciador), o en la parte inferior del rotor, por rozamiento con en niple de paro. |  |

Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo; Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Oil Production.net; Argentina; 2008.

Tabla 2. Falla comunes en Estatores

| TIPO DE FALLA | DESCRIPCION | IMAGEN |
|---|--|---|
| Histeresis | <p>Esta falla se caracteriza por el desprendimiento del elastómero en la línea de sello entre rotor y estator. A medida que comienza a endurecerse, aumenta el ajuste entre rotor y estator, lo que agudiza la interferencia y por ende aumenta la temperatura debido a la resistencia mecánica a la deformación cíclica. Este es el ciclo de Histéresis la cual termina con el incremento del torque por fricción entre rotor y estator, y continúa con la rotura del elastómero una falla en las varillas de bombeo en caso de no soportar ese torque.</p> |  |
| Elastómero quemado por alta temperatura | <p>Esta falla se da cuando la bomba trabaja sin fluido (sin lubricación) por largos períodos de tiempo. La falta de fluido puede ser debido a falta de producción del pozo (baja productividad) u obstrucción de la succión. Debido a esto, se eleva la temperatura del elastómero provocando la quema del mismo.</p> |  |
| Elastómero Despegado | <p>Generalmente esta asociada a una falla en el proceso de fabricación, debido a la falta de pegamento en el interior del Housing o pegado ineficiente. Puede también combinarse con efectos del fluido producido y las condiciones de fondo de pozo.</p> |  |
| Abrasión | <p>La severidad de esta falla puede depender de: abrasividad de las partículas, cantidad, velocidad lineal del fluido dentro de la bomba y a través de la sección transversal de la cavidad.</p> |  |

Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo; Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Oil Production.net; Argentina; 2008.

1.6.2 Fallas en varillas. La mayoría de las fallas asociadas con los sistemas de levantamiento artificial puede ser atribuida a uno de los tres componentes principales del fondo del pozo, la bomba del fondo, varilla de bombeo o sarta de la tubería de producción.

Una falla de la bomba del subsuelo, de la varilla de bombeo o de los tubos es definida como cualquier evento catastrófico que requiere que el personal de servicio extraiga o reemplace uno o más de estos componentes. Por esta definición el índice de la frecuencia de las fallas es el número total de las fallas de los componentes, que ocurren por pozo, por año. Los pozos que producen marginalmente con índices altos de frecuencia de fallas son clasificados, a menudo, como pozos “problema” y las prácticas efectivas del manejo de las fallas pueden significar la diferencia entre operar y taponar estos pozos. El manejo de las fallas incluye, impedir, identificar, implementar y registrar la raíz de la causa “real” de cada falla y es importante para la gestión eficaz en general de los activos, en función de los costos.

La gestión eficaz de las fallas en función de los costos, empieza con la prevención y simplemente corregir y arrancar nuevamente el pozo después de una falla de una varilla de bombeo, no evitará la repetición de la falla. Realmente, la mayoría de las fallas continúan con mayor frecuencia hasta que toda la varilla de bombeo sea extraída y remplazada. Las reducciones de la frecuencia de las fallas que se puedan obtener requieren de un análisis preciso de la causa raíz de falla, y la implementación de medidas de acción correctiva, para impedir la repetición de la falla. Se necesita una base de datos capaz de averiguar el historial de los “servicios” del pozo, para rastrear e identificar las tendencias de las fallas. Una vez que se identifica la tendencia de una falla, se deberían implementar medidas para remediarla durante las operaciones de servicio del pozo, a fin de impedir las fallas prematuras de la varilla de bombeo.

Entender cómo identificar las fallas y sus factores contribuyentes, permite un entendimiento de qué se requiere para corregir la causa raíz de la falla.

Se deben tomar las medidas que se puedan para eliminar las fallas prematuras de la varilla de bombeo.

1.6.2.1 Fallas por tensión o fatiga. Todas las fallas de la varilla de bombeo, varilla corta y de acoples son fallas por tensión o fatiga. Las fallas por tensión ocurren cuando la carga aplicada excede la resistencia a la tensión de la varilla. La carga se concentrará en algún punto de la sarta de varillas, y crean una apariencia de estrechamiento alrededor de la circunferencia de la varilla, y la fractura ocurre donde se reduce la sección transversal. Este raro mecanismo de las fallas, sólo ocurre cuando se aplica demasiada carga en la sarta de varillas, como al intentar sacar de su asentamiento una bomba atascada. Para evitar las fallas por tensión, el indicador de peso máximo utilizado, para una varilla de bombeo en condiciones "como nueva", nunca debería exceder el 90% de fuerza de ruptura para la dimensión y grado conocidos de la varilla de bombeo de diámetro más pequeño.

Todas las otras fallas de la varilla de bombeo, varilla corta y acoples son fallas por fatiga. Las fallas por fatiga son progresivas y comienzan como pequeñas grietas por esfuerzo que crecen bajo la acción de los esfuerzos cíclicos. Los esfuerzos asociados con esta falla, tienen un valor máximo que es menor que la resistencia a la tensión del acero de la varilla de bombeo. Debido a que la carga aplicada es distribuida casi igualmente sobre el área de la sección transversal de la sarta de las varillas de bombeo, cualquier daño que reduzca el área de la sección transversal, aumentará la carga o el esfuerzo en ese punto, y es un elevador de esfuerzo.

Una pequeña grieta por fatiga por esfuerzo se forma en la base del elevador de esfuerzo y se propaga perpendicular a la línea de esfuerzo o del eje del cuerpo de la varilla. A medida que la grieta por fatiga debido al esfuerzo avanza gradualmente, las superficies de la fractura que casan, opuestas a la cara de la fractura que avanza, tratan de separarse bajo la carga y estas superficies se vuelven lisas y pulidas por la fricción. A medida que progresa la grieta por fatiga, reduce el área efectiva de la sección transversal de la varilla de bombeo, hasta que no queda metal suficiente para sostener la carga y la varilla de bombeo, simplemente se fractura en

dos. Las superficies de la fractura de una típica falla por fatiga, tienen una parte por fatiga, una parte de desgarramiento por tensión y un desgarramiento final por esfuerzo cortante.

Figura 20. Fallas por tensión o fatiga



Fuente: NORRYS, Company; Análisis de las Fallas de las Varillas de Bombeo; 2000-2007.

La Figura 20 es un ejemplo de los mecanismos de fallas por tensión y fatiga. Los dos ejemplos de la derecha son fallas por tensión. Una falla por tensión se caracteriza por una reducción del diámetro de la zona de la sección transversal en el punto de la fractura. Las fallas por tensión típicas tienen mitades de fracturas en cono y embudo. El segundo ejemplo de la derecha es típico en apariencia de las fallas por tensión. Las fracturas de las fallas por tensión, tienen rotura o esfuerzo cortante de ángulos de 45° a los esfuerzos aplicados. Un buen ejemplo del esfuerzo cortante es la característica en cono y embudo de las superficies de las fracturas de una falla por tensión típica. La falla por tensión es secundaria y resulta en la apariencia inusual de la superficie de la fractura con la pequeña parte por fatiga, parte grande por tensión e inusualmente grandes, desgarramientos dobles con bordes del esfuerzo cortante de 45° .

Los ejemplos restantes son fallas por fatiga en: varillas de bombeo carburizadas; varillas de bombeo normalizadas y revenidas y varillas de bombeo templadas y revenidas. El ejemplo del extremo izquierdo es una falla por fatiga torsional de una bomba de cavidad progresiva. Las marcas de trinquete halladas en la parte grande de la fatiga y originada en la superficie del cuerpo de la varilla, rodean completamente la superficie de la fractura y la parte pequeña del desgarramiento por tensión, se muestra

ligeramente fuera del centro medio. El cuerpo de la segunda varilla, de la izquierda es una falla por fatiga carburizada. La caja que rodea el diámetro del cuerpo de la varilla lleva la carga de esta varilla de bombeo de alta resistencia a la tensión, y si se penetra la caja, se destruye eficazmente la capacidad de soportar carga, de este tipo de varilla de bombeo fabricada. La fisura de fatiga por esfuerzo avanza alrededor de la caja y progresa a través del cuerpo de la varilla hasta que ocurre la fractura completa.

El cuerpo de la tercera varilla a la izquierda, es típica en apariencia de la mayoría de las fallas por fatiga. Las fallas por fatiga típicas tienen una parte por fatiga, una parte por tensión y un desgarramiento final de esfuerzo cortante.

1.6.2.2 Fallas de diseño y operación. La prevención de las fallas de la varilla de bombeo comienza con el diseño. Es posible que las sartas de varillas deficientemente diseñadas contribuyan a las fallas de otros componentes del sistema de levantamiento artificial, tales como el corte de los tubos de la varilla, como resultado de cargas compresoras de la varilla. El diseño del sistema de extracción artificial es un compromiso entre la cantidad de trabajo por hacer y el gasto para hacerlo, durante un período económico de tiempo.

Para el diseñador del sistema hay disponibles numerosas combinaciones de profundidades, tamaños de los tubos, volúmenes de fluido, tamaños y configuraciones de las bombas, tamaños y geometrías de las unidades de bombeo, longitudes de las carreras, velocidades de bombeo y ahusamientos de las sartas de varillas. La selección del tamaño y grado de la varilla de bombeo depende de muchos factores, incluyendo, esfuerzos máximos previstos, márgenes de los esfuerzos y ambientes de operación.

Un buen diseño inicial puede convertirse en un diseño deficiente si cambian las condiciones del pozo. Los cambios en el volumen de los fluidos, el nivel de los fluidos, la longitud de la carrera, las carreras por minuto o el tamaño de la bomba, impactan con severidad el sistema total de extracción artificial.

Figura 21. Fallas de diseño y operación – Coupling y Varilla



Fuente: NORRYS, Company; Análisis de las Fallas de las Varillas de Bombeo; 2000-2007.

La figura 21 es un ejemplo de fallas mecánicas inducidas por el diseño y las operaciones. El desgaste, la fatiga por flexión unidireccional y las fallas de la fatiga por el esfuerzo indican cargas compresoras de la varilla, pozos desviados, golpeteo del émbolo contra el fluido, interferencia del gas, varillas de bombeo sometidas a mucho esfuerzo, tubos sin anclar o anclados inadecuadamente, o alguna combinación de lo precedente.

En la Figura de la izquierda, el acople de Clase T de la izquierda y el acople de Clase SM del medio, son ejemplos de desgaste abrasivo. En la Figura de la derecha, el cuerpo de la varilla de la izquierda, es un ejemplo de desgaste abrasivo. El desgaste abrasivo de la sarta de varillas es definido como una remoción progresiva del metal superficial, por contacto con la sarta de tubos. El desgaste abrasivo que es igual en longitud, ancho y profundidad, sugiere usualmente un hoyo desviado o torcido. Los patrones de desgaste abrasivo angular indican sartas de varillas que están contactando agresivamente, en ángulo, con los tubos, generalmente como resultado del golpe del émbolo con el fluido, la interferencia del gas, la bomba hace contacto con la sarta de tubos en forma severa, o tubos sin anclaje o anclados en forma inadecuada.

Figura 22. Fallas de diseño y operación – Acople contra tubo



Fuente: NORRYS, Company; Análisis de las Fallas de las Varillas de Bombeo; 2000-2007.

La Figura 22 es un ejemplo de golpe del acople contra el tubo. El golpe del acople contra el tubo es el resultado del ángulo de contacto extremadamente agresivo, al tubo por la sarta de varillas. Este contacto agresivo es el resultado directo de golpe severo del émbolo contra el fluido, tubos sin anclar (o anclados en forma inadecuada), el émbolo buzo de la bomba está pegado (o atascado) o cualquier combinación de lo anterior.

Figura 23. Fallas de diseño y operación – Guía de varilla



Fuente: NORRYS, Company; Análisis de las Fallas de las Varillas de Bombeo; 2000-2007.

La Figura 23 es un ejemplo del daño relacionado a la guía de la varilla. El ejemplo de la izquierda es una varilla de bombeo reacondicionada, de alta resistencia a la tensión. El flujo turbulento del fluido, asociado con guías de varilla moldeadas por inyección con extremo romo, permitió la

corrosión por grietas en la zona crítica de lavado, alrededor del extremo de la guía. Antes de inspeccionar, las guías moldeadas de la varilla fueron retiradas del cuerpo de la varilla para reacondicionarlas. Las varillas de bombeo reacondicionadas, de Clase 1 no pueden tener discontinuidades mayores de 20 mils (0,020"), según la Especificación API 11BR. La corrosión por grietas estaba debajo los 20 mils permitidos para una varilla de bombeo reacondicionada de la Clase 1. Sin embargo, la sensibilidad de la muesca (intolerancia de la discontinuidad) de una varilla de bombeo de alta resistencia a la tensión, es alta. En otras palabras, las picaduras pequeñas pueden ir en detrimento de los altos esfuerzos de tensión asociados con la varilla de bombeo de alta resistencia y las varillas de bombeo de alta resistencia reacondicionadas deberían ser reducidas en su capacidad nominal, para carga.

El ejemplo del medio es una falla por erosión y corrosión, como resultado de guías de varillas cortas, de extremo romo, aplicadas en el campo, en tubos pequeños con altas velocidades de fluidos. A las picaduras por erosión y corrosión se les "cortará el fluido" con fondos lisos. Las características en forma de picaduras pueden incluir bordes agudos y lados pronunciados, si son acompañadas con CO₂ o picaduras anchas y blandas con bordes biselados si son acompañadas con H₂S. El ejemplo de la derecha es desgaste por abrasión de una guía de varilla, aplicada en campo, que se mueve hacia arriba y hacia abajo en el cuerpo de la varilla, durante el ciclo de bombeo. Generalmente hablando, las guías de varilla moldeadas proveen mejor flujo laminar, un mínimo de tres a cuatro veces más adhesión y retención, y son más económicas que las guías de varilla aplicadas en campo.

1.6.2.3 Fallas Mecánicas. Las fallas mecánicas son responsables de un gran porcentaje del número total de todas las fallas de las sartas de varillas. Las fallas mecánicas incluyen todos los tipos de fallas, excepto las fallas por corrosión y los defectos de fabricación. El daño mecánico a la sarta de varillas contribuye a un elevador de esfuerzo, el cual causará las fallas de las varillas de bombeo. El momento de la falla estará motivado por muchas variables, de las cuales, el esfuerzo máximo, el ambiente de la operación, la orientación del daño, la química de la varilla de bombeo, el tipo de

tratamiento con calor de la varilla de bombeo, el margen del esfuerzo y el tipo de daño, serán los más importantes. El daño mecánico puede ser causado por el diseño ineficaz del elevador artificial, procedimientos inadecuados de cuidado y manipulación, procedimientos descuidados de montaje y desconexión, prácticas de operación discontinuadas o cualquier combinación de estos elementos.

1.6.2.4 Fallas por Flexión. Las fallas de fatiga por flexión son responsables de un considerable número de todas las fallas mecánicas. Es un hecho que todas las varillas de bombeo dobladas, eventualmente fallan. Las varillas de bombeo nuevas son fabricadas con una rectitud de cuerpo de no menos de 1/16 de pulgada en cualesquier doce pulgadas de longitud del cuerpo de la varilla. Las varillas de bombeo, con esta tolerancia de rectitud, rodarán con facilidad en un estante con apoyos de cinco niveles. Cualquier grado de flexión mayor que éste, causará un aumento del esfuerzo local en el punto de flexión, durante la carga aplicada. Cuando el cuerpo de la varilla doblada es halada en forma recta durante la carga, se alcanza rápidamente la resistencia a la rotura del material.

Figura 24. Fallas por Flexión corte trasversal



Fuente: NORRYS, Company; Análisis de las Fallas de las Varillas de Bombeo; 2000-2007.

El ciclo de exceder continuamente la resistencia de rotura del material, es repetida durante el ciclo de bombeo y causa fisuras de fatiga por esfuerzo en el lado cóncavo de la flexión. Estas fisuras de fatiga por esfuerzo progresan a través de la barra durante la carga, hasta que no quede suficiente metal en la barra, para sostener la carga y ocurre la fractura.

La Figura 24 es un ejemplo de fallas de fatiga por flexión. Las fallas de fatiga por flexión pueden ser identificadas por la superficie angular de la fractura, la cual estará a un ángulo distinto a 90° , al eje del cuerpo de la varilla. El ejemplo de la izquierda ilustra una fractura causada por una flexión con un radio largo, o un arco de barrido gradual en el cuerpo de la varilla (ejemplo de la parte de arriba de la Figura 25). La superficie de la fractura es normal en apariencia, pero tiene un ligero ángulo cuando es comparado con el eje del cuerpo de la varilla. El ejemplo del medio es una flexión de radio pequeño (ejemplo de la parte de abajo de la Figura 25).

La superficie de la fractura está a un ángulo mayor al eje del cuerpo de la varilla con una parte pequeña por fatiga y una parte grande de desgarramiento por tensión. El ejemplo de la derecha es el resultado de una varilla de bombeo helicoidal. Note lo sinuosa que está en apariencia la superficie de la fractura. Como regla general, mientras mayor sea la flexión en el cuerpo de la varilla, más helicoidales aparecen las superficies de la fractura. En operación, el momento en que la varilla se fractura es acortado enormemente.

Figura 25. Fallas por Flexión corte longitudinal



Fuente: NORRYS, Company; Análisis de las Fallas de las Varillas de Bombeo; 2000-2007.

Los procedimientos de mantenimiento y manipulación deficientes causan usualmente varillas de bombeo flexionadas.

1.6.2.5 Fallas por daños superficiales. Los daños superficiales aumentan el esfuerzo durante las cargas aplicadas, causando potencialmente, fallas de la sarta de varillas. El tipo de daño y su orientación, contribuye a este

efecto de esfuerzo aumentado. La orientación del daño contribuye a mayores esfuerzos y el daño transversal tiene esfuerzos incrementadas sobre aquellas relacionadas con los daños longitudinales. Una mella aguda creará una concentración más alta de esfuerzo y estaría en mayor detrimento a una carga, que una depresión superficial de ancha base. Las varillas de bombeo con indicación de daños en la superficie no se deben usar y deben ser remplazadas. Se debe evitar todo contacto de metal con metal que podría ocasionar abolladuras, mellas o raspaduras.

Figura 26. Fallas por daños Superficiales por Herramientas



Fuente: NORRYS, Company; Análisis de las Fallas de las Varillas de Bombeo; 2000-2007.

La Figura 26 es un ejemplo de varias fallas por daños superficiales. El ejemplo de la izquierda muestra una ligera depresión de una llave, herramienta u otro objeto metálico. El segundo ejemplo de la izquierda, es daño de una llave Stillson usada para aplicar guías de varilla instaladas en campo. El segundo ejemplo de la derecha tiene una pequeña raspadura longitudinal por un contacto de metal con metal; posiblemente, por permitir que las varillas de bombeo rueden sobre otras varillas en una pila de varillas, durante la instalación. El ejemplo de la derecha muestra un daño transversal superficial.

Figura 27. Fallas por daños Superficiales por Elevadores



Fuente: NORRYS, Company; Análisis de las Fallas de las Varillas de Bombeo; 2000-2007.

La Figura 27 es un ejemplo de un daño superficial causado por los levadores de las varillas de bombeo. El ejemplo de abajo es un daño de asientos del elevador, desgastados o mal alineados. Después de un amplio período de servicio, los asientos del elevador se desgastan y dañan y desarrollan una forma ovalada, en lugar de una forma redonda.

El ejemplo de arriba es el daño causado por los enganches del elevador. Este tipo de daños ocurren normalmente como resultado de levantar o dejar en dobles. Nunca levante o dejar más de una sola varilla de bombeo. Cualquier otra cosa causa que los enganches del elevador actúen como un fulcro y permite que los esfuerzos de flexión se concentren en la zona de transición del cuerpo de la varilla y del engrosamiento forjado.

1.6.2.6 Fallas por Conexión. La conexión API de la varilla de bombeo está diseñada como una conexión con soporte rotativo cargado con fricción. Debido a que la resistencia de la conexión de la varilla de bombeo es baja, cuando se le somete a cargas cíclicas, es necesario limitar las cargas cíclicas con recarga de unión macho (pin). Si la precarga del pasador es mayor que la carga aplicada, la carga en la conexión permanece constante y no ocurre fatiga de cargas cíclicas. La carga por fricción que se desarrolla entre la cara del soporte de la unión macho y la cara del soporte del acople ayuda a afianzar la conexión, para impedir que se

suelte en el fondo del hoyo. Sin embargo si la precarga es menor que la carga aplicada, la cara del soporte de la unión macho y la cara del soporte del acople se separarán bajo la carga, durante el movimiento cíclico de la unidad de bombeo. Una vez que estas caras se separen, la conexión es cargada cíclicamente y ocasionará una falla por pérdida de desplazamiento o pérdida de ajuste. Las fallas por pérdida de desplazamiento pueden ocurrir por una lubricación no adecuada, por montaje (apriete) inadecuado, exceso de torsión, desgaste por golpeteo de los tubos o cualquier combinación de estos elementos.

La Figura 28 es un ejemplo de fallas de unión macho, debido a una pérdida de desplazamiento. La muestra de la derecha es apariencia típica de una falla de la unión macho por pérdida de desplazamiento. Las muestras de la izquierda y del medio ocurrirán como resultado de carga de esfuerzo, cuando los factores de levantamiento del esfuerzo, tales como la corrosión o los daños mecánicos estén presentes en la superficie del alivio de esfuerzos, o socavación de la unión macho.

Figura 28. Falla Conexión - Unión Macho



Fuente: NORRYS, Company; Análisis de las Fallas de las Varillas de Bombeo; 2000-2007.

La Figura 29 es un ejemplo de una falla del acople, por pérdida de desplazamiento. La fractura se inició en la raíz de la rosca del acople, opuesta a la primera rosca del primer filete de rosca macho totalmente formado.

Figura 29. Falla Conexión – Acople



Fuente: NORRYS, Company; Análisis de las Fallas de las Varillas de Bombeo; 2000-2007.

La Figura 30 es un ejemplo de desgaste por rozamiento (galling) de la rosca en la conexión de la varilla de bombeo. El desgaste por rozamiento de la rosca es un daño mecánico a las roscas de la unión macho y/o del acople. Esos desgastes por rozamiento de la rosca es el resultado de roscas dañadas o contaminadas que causan la interferencia entre las roscas, y son lo suficientemente grandes como para rasgar y desgarrar las superficies de ellas.

Figura 30. Falla Conexión - Rosca



Fuente: NORRYS, Company; Análisis de las Fallas de las Varillas de Bombeo; 2000-2007.

La muestra izquierda de la figura 31 es un ejemplo de una falla del cuadrado de la llave. Las fallas del cuadrado de la llave son muy raras y apenas ocurren, a menos que sea por daños mecánicos, corrosión o

defectos de fabricación. El ejemplo que se muestra es una falla del cuadrado de la llave por daño mecánico severo. Y la muestra derecha es un ejemplo del daño que ocurre como consecuencia de apretar en exceso la conexión de la varilla de bombeo.

Figura 31. Falla Conexión – Cuadrado de Llave



Fuente: NORRYS, Company; Análisis de las Fallas de las Varillas de Bombeo; 2000-2007.

La Figura 32 es un ejemplo de fisuras por impacto en los acoples. No se debería permitir la práctica de “calentar” o el martilleo en los acoples, con el objeto de aflojarlos. Este ejemplo muestra la forma en que el daño por impacto a un acople de Clase T, causa fisuras de fatiga por esfuerzo alrededor de los puntos de impacto y corrosión acelerada localizada.

Figura 32. Fallas de Conexión por Impacto



Fuente: NORRYS, Company; Análisis de las Fallas de las Varillas de Bombeo; 2000-2007.

1.6.2.7 Fallas de fatiga por Corrosión. La corrosión es uno de los mayores problemas que se encuentran en los fluidos producidos y es responsable por casi dos tercios de todas las fallas de las varillas de bombeo. La corrosión es el resultado destructor de una reacción electroquímica entre el acero utilizado para hacer varillas de bombeo y el medio ambiente de la operación al cual están sometidas. Simplemente, la corrosión es la forma en que la naturaleza revierte un material de un estado de energía más alto (acero), hecho por el hombre, a su condición básica (mineral natural), tal como fue hallado en la naturaleza.

El elemento hierro del acero, se combina con la humedad o los ácidos, para formar otros compuestos, tales como, óxido, sulfato, carbonato, de hierro, etc. Alguna forma y concentración de agua está presente en todos los pozos considerados corrosivos y la mayoría contienen cantidades considerables de impurezas y gases disueltos. Todos los ambientes del fondo del pozo son corrosivos hasta cierto grado. Algunos fluidos corrosivos pueden ser considerados no corrosivos si la tasa de penetración de la corrosión, registrada en mm (milímetros) de pérdida de espesor por año (mpy), es lo suficientemente baja, que no causará problemas. Sin embargo, la mayoría de los pozos en producción están plagados con problemas de corrosión y ninguna varilla de bombeo fabricada en la actualidad puede soportar con éxito, sola, los efectos de esta corrosión. A pesar que la corrosión no puede ser eliminada completamente, es posible controlar su reacción.

❖ **Corrosión por Acido**

Las compañías de servicios usan ácido para los trabajos de estimulación y limpieza del pozo. Todos los trabajos con ácido deberían tener un inhibidor efectivo mezclado con el ácido, antes de inyectarlo dentro del pozo. Los ácidos usados son aún corrosivos al acero y el pozo debería ser “lavado” el tiempo suficiente para recuperar todo el ácido utilizado. Raras veces, algunas aguas producidas contienen ácidos orgánicos que se han formado en el fondo del hoyo, tales como los ácidos acético, clorhídrico y sulfúrico. La corrosión por los ácidos (ver figura 33) es un adelgazamiento general del metal, que deja la superficie con la apariencia de nódulos de

metal residual agudos, plumeados o como una trama. En las picaduras no se formarán incrustaciones de metal.

Figura 33. Corrosión por Acido



Fuente: NORRYS, Company; Análisis de las Fallas de las Varillas de Bombeo; 2000-2007.

❖ **Corrosión por Cloruros**

Los cloruros contribuyen a la posibilidad de un aumento de la corrosión, relacionada con las fallas de las varillas de bombeo. La corrosividad del agua aumenta, a medida que aumenta la concentración de los cloruros. Los inhibidores de corrosión tienen más dificultad en penetrar y proteger la superficie de acero de las varillas de bombeo, en los pozos con alta concentración de cloruros. La corrosión del agua con alta concentración de cloruros, tiene la tendencia de ser más agresiva a las varillas de bombeo de acero al carbono, que a las varillas de bombeo de acero aleado. La corrosión por cloruros tienden a picar uniformemente todo el área de la superficie de las varillas de bombeo de acero al carbono, con picaduras cloruros. La corrosión del agua con alta concentración de cloruros, tiene la tendencia de ser más agresiva a las varillas de bombeo de acero al carbono, que a las varillas de bombeo de acero aleado. La corrosión por cloruros tienden a picar uniformemente toda el área de la superficie de las varillas de bombeo de acero al carbono (ver figura 34), con picaduras superficiales, de fondo plano y de forma irregular. Las características de la forma de las picaduras incluyen, paredes empinadas y bordes agudos de picaduras.

Figura 34. Corrosión por Cloruros



Fuente: NORRYS, Company; Análisis de las Fallas de las Varillas de Bombeo; 2000-2007.

❖ **Corrosión por CO₂**

La corrosión por el gas ácido CO₂, se combina con el agua para formar el ácido carbónico - el cual reduce el pH del agua. El ácido carbónico es muy agresivo al acero y origina áreas grandes de pérdida rápida del metal, lo cual puede erosionar completamente las varillas de bombeo y los acoples. La severidad de la corrosión aumenta con el incremento de la presión y temperatura parcial del CO₂. Las picaduras de la corrosión por CO₂, tienen fondo redondo, profundas con paredes empinadas bordes agudos de picaduras. Las picaduras están generalmente interconectadas en líneas largas, pero en ocasiones pueden ser individuales y estar aisladas.

Los fondos de las picaduras se llenarán con incrustaciones de carbonato de hierro, un depósito gris, de adherencia suelta, el cual es un subproducto de la corrosión del gas ácido CO₂.

Figura 35. Corrosión por CO₂



Fuente: NORRYS, Company; Análisis de las Fallas de las Varillas de Bombeo; 2000-2007.

La figura 35 muestra ejemplos típicos de la corrosión por el gas ácido CO₂. La muestra izquierda es un ejemplo de la corrosión por el gas ácido CO₂ en un acople y la muestra derecha es un ejemplo de la corrosión por el gas ácido CO₂ en los cuerpos de las varillas.

❖ Corrosión por H₂S

La corrosión por el gas ácido H₂S es de fondo redondo y de profundos bordes biselados de la picadura. Es usualmente pequeña, ocasional y dispersada sobre toda la superficie de la varilla de bombeo. Un segundo agente de corrosión, generado por el H₂S, es la incrustación de sulfuro de hierro. Las superficies de las varillas de bombeo y de las picaduras quedarán cubiertas con una incrustación negra muy adherente. La incrustación de sulfuro de hierro es altamente insoluble y catódica al cero, la cual tiende a acelerar las tasas de penetración de la corrosión. Un tercer mecanismo de corrosión es la friabilidad del hidrógeno, lo cual causa que la superficie de la fractura tenga una apariencia friable o granular. Un punto de iniciación de la fisura puede o no, ser visible y una parte de la fatiga puede o no, estar presente en la superficie de la fractura. El desgarramiento por el esfuerzo cortante de una falla por la acritud del hidrógeno es inmediato durante la fractura, debido a la absorción de hidrógeno y la pérdida de ductilidad del acero.

Figura 36. Corrosión por H₂S



Fuente: NORRYS, Company; Análisis de las Fallas de las Varillas de Bombeo; 2000-2007.

A pesar que es un ácido relativamente débil (cuando se compara con el gas ácido CO₂), cualquier cantidad de trazas, que se pueda medir, del

gas ácido H_2S , es considerada una justificación para los programas de inhibición química, cuando también esté presente alguna cantidad de trazas de agua (H_2O), que se pueda medir.

La figura 36 son ejemplos de corrosión por el gas ácido H_2S . Las tres muestras del cuerpo de las varillas (de la izquierda), son ejemplos de corrosión localizada (picaduras) y las dos muestras del cuerpo de las varillas (de la derecha), son ejemplos de corrosión general adelgazadora por corrosión por depósito de incrustaciones. La muestra de la izquierda, es un ejemplo de una falla de la unión macho, debido a la friabilidad del hidrógeno.

❖ **Corrosión Influenciada Microbiológicamente**

La siguiente figura muestra varios ejemplos de corrosión influenciada microbiológicamente (MIC) en los cuerpos de las varillas. Cierta cantidad de forma de vida microscópica está presente en esencialmente todos los pozos en producción.

Figura 37. Corrosión MIC



Fuente: NORRYS, Company; Análisis de las Fallas de las Varillas de Bombeo; 2000-2007.

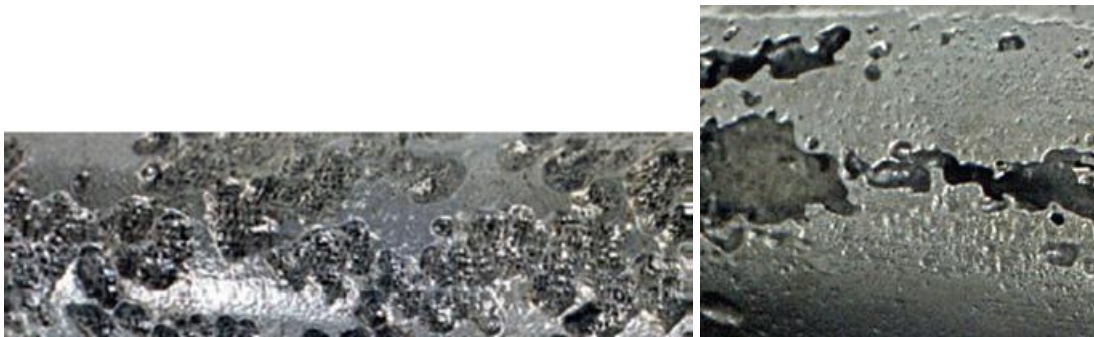
De gran inquietud respecto a la sarta de varillas, son los organismos unicelulares capaces de vivir en toda clase de condiciones y multiplicarse con increíble velocidad, comúnmente referido a ellos como bacterias o "bichos". Las bacterias están clasificadas de acuerdo a sus requerimientos

de oxígeno (O₂): aeróbicas (requieren O₂), anaeróbicas no requieren O₂) y facultativas (cualquier forma de requerimiento). Algunas bacterias generan H₂S, producen ácidos orgánicos o enzimas, oxidan el hierro soluble en el agua producida o cualquier combinación de lo anterior.

Bacterias productoras de ácido

La Figura 38 es un ejemplo de bacterias productoras de ácido (APB-Acid Producing Bacteria) en un cuerpo de varillas (izquierda), y de APB en un acople (derecha). Las picaduras de la corrosión debido a las APB tienen las mismas características básicas de forma de picadura que la corrosión por el gas ácido CO₂. Las picaduras de la corrosión por las APB tienen paredes con apariencia cavernosa, con bordes cortantes y la base es generalmente estriada o granulosa. La picadura no contiene depósitos de incrustaciones.

Figura 38. Corrosión por Bacterias APB



Fuente: NORRYS, Company; Análisis de las Fallas de las Varillas de Bombeo; 2000-2007.

Bacterias reductoras de sulfato (SRB)

La Figura 39 es un ejemplo de las bacterias reductoras de sulfato (SRB-Sulfate Reducer Bacteria) en un cuerpo de varillas. Las SRB, aquellas que producen H₂S, probablemente causan más problemas al equipo del fondo del pozo, que cualquier otro tipo de bacterias. La corrosión debida a las SRB tiene las mismas características básicas de la forma de corrosión por el gas ácido H₂S, a menudo con múltiples fisuras por esfuerzo en la base de la picadura, túneles alrededor de los bordes de las picaduras (picaduras

dentro de picaduras), racimos de picaduras y/o anomalías inusuales (esto es, manchas brillantes en la superficie de las varillas). Las múltiples fisuras en la base de las picaduras son el resultado del subproducto del sulfuro de hidrógeno subproducto del estilo de vida de las bacterias, el cual corroe y vuelve friable la superficie del acero, que esté bajo la colonia.

Figura 39. Corrosión por Bacterias SRB



Fuente: NORRYS, Company; Análisis de las Fallas de las Varillas de Bombeo; 2000-2007.

❖ **Corrosión Intensificada por Oxígeno (O₂)**

La corrosión intensificada por O₂ será la más predominante en los acoples, con unos pocos casos hallados en los engrosamientos de las varillas. La corrosión intensificada por O₂ es rara vez vista en el cuerpo de las varillas. En realidad, la corrosión agresiva intensificada por O₂, puede erosionar acoples sin dañar las varillas de bombeo en alguno de los lados. El índice de la corrosión intensificada por O₂ es directamente proporcional a la concentración de O₂ disuelto, al contenido de cloruros del agua producida y/o a la presencia de otros gases ácidos. El O₂ disuelto puede causar una corrosión severa en concentraciones extremadamente bajas y erosionar grandes cantidades de metal. Las picaduras son generalmente superficiales, de base plana y ancha, con la tendencia de una picadura a combinarse con otra. Las características de la forma de las picaduras pueden incluir bordes agudos y lados empinados, si son acompañadas con CO₂, o cráteres anchos y suaves con bordes biselados, si son

acompañadas con H₂S. Los índices de corrosión aumentan con concentraciones incrementadas de O₂ disuelto.

La figura 40 es un ejemplo de corrosión intensificada por O₂. El acople de la izquierda es un ejemplo de los efectos de la corrosión por el gas ácido CO₂ intensificado por O₂. El acople de agujero reducido, que aparece en el medio, y el acople de tamaño completo, de la derecha, son ejemplos de los efectos de corrosión por el gas ácido H₂S, intensificado por O₂. Las muestras de las varillas de bombeo muestran los efectos de la corrosión por el gas ácido CO₂ intensificado por O₂, cerca el engrosamiento (izquierda) y en el cuerpo de las varillas (derecha).

Figura 40. Corrosión Intensificada por O₂



Fuente: NORRYS, Company; Análisis de las Fallas de las Varillas de Bombeo; 2000-2007.

❖ **Corrosión por Corrientes Parásitas**

Es raramente vista en la mayoría de los pozos, la corrosión por corrientes parásitas se refiere a las corrientes eléctricas inducidas o extraviadas que fluyen a, o de, la sarta de varillas. La corrosión por corrientes parásitas puede ser causada al conectar a tierra, el equipo eléctrico del cabezal del pozo, de la tubería de revestimiento o de los sistemas de protección catódica cercanos (tuberías). Los arcos originados por la sarta de varillas dejan picaduras profundas de forma irregular, con lados lisos y bordes agudos, y un pequeño cono en la base de la picadura. Los arcos originados por la tubería dejan picaduras profundas con lados lisos y

bordes agudos, que son aleatorios en dimensión e irregulares en forma. Las picaduras de la corrosión por las corrientes parásitas son usualmente únicas aisladas en una hilera debajo de un lado de la varilla de bombeo, cerca de los engrosamientos.

❖ **Corrosión por Subdepósitos**

Se debería impedir que las incrustaciones, tales como, sulfato de bario, carbonato de calcio, sulfato de calcio, carbonato de hierro, óxido de hierro (herrumbre), sulfuro de hierro y sulfato de estroncio, se formen en las varillas de bombeo. A pesar que las costras en las varilla de bombeo retrasa la tasa de penetración de la corrosión, también reduce la efectividad de los inhibidores químicos. La corrosión severa localizada, en la forma de picaduras, ocasiona que en cualquier momento la incrustación se rajé por un movimiento de flexión o se quite por abrasión.

2. CAMPO GUANDO

2.1. ASPECTOS GENERALES

El Campo Guando forma parte del Distrito Centro de la UN-COL²⁶ Petrobras, ubicado en el Municipio Melgar, en el Departamento de Tolima, aproximadamente a 100 kilómetros al Sur-Este de Bogotá (ver figuras 41 y 42). El 23 de agosto de 1995 se originó el contrato de asociación Boquerón entre las compañías Lasmo Oil Colombia Limited, Nexen y Ecopetrol. En septiembre de 1998, Petrobras Colombia Limited compró los activos de producción y exploración a la compañía Lasmo Oil Colombia Limited.

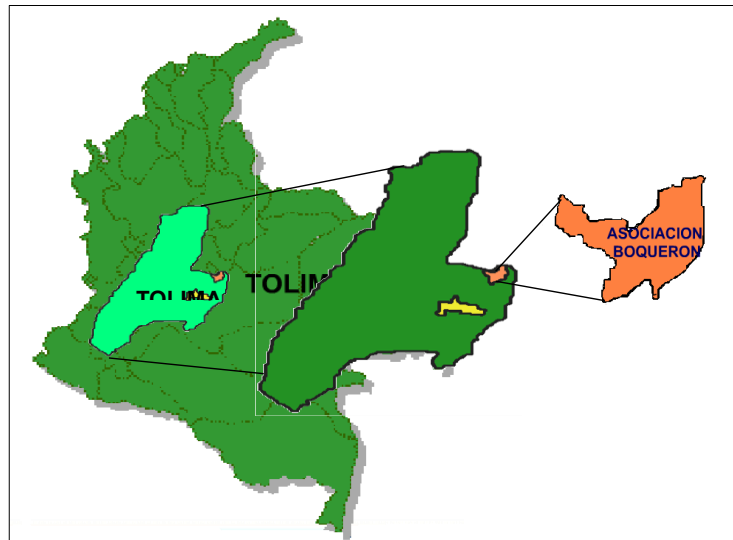
El campo se descubrió con el pozo GUANDO-001 en Febrero del año 2000 con una producción de 333 BOPD, luego se perforó el pozo GUANDO-002, en Mayo del mismo año con una producción de 473 BOPD, la profundidad media de los pozos es de 3500 pies, la formación productora Guadalupe inferior, el yacimiento productor del campo Guando se encuentra sobre el nivel del mar, por lo cual presenta una presión extremadamente baja. La comercialidad del campo se otorgó en Junio del año 2002.

Al comienzo, los pozos mostraron una baja productividad debido a la baja presión del yacimiento, no había flujo natural a superficie, por lo cual se decidió implementar un método de levantamiento artificial. El método seleccionado por las características del yacimiento y de los pozos fue levantamiento con bomba de cavidades progresivas (PCP), después de haber probado con bombeo ESP.

La baja presión del yacimiento también dificulta la toma de información, específicamente la toma de registros PLT, adicionalmente, durante la perforación de los pozos, se incurrió en un alto daño en la cara de los mismos por la alta presión hidrostática que se maneja, el daño por lodo dificulta aún más la producción de los pozos, por lo que se acostumbra a realizar fracturamientos hidráulicos para estimular la cara de la formación.

⁶ UN-COL: Unidad de Negocios Colombia, Petrobras.

Figura 41. Ubicación Asociación Boquerón



Fuente: Petrobras Colombia Limited; Manual de Operaciones Campo Guando; Tolima, Colombia; 2012.

Figura 42. Vista aérea del campo Guando

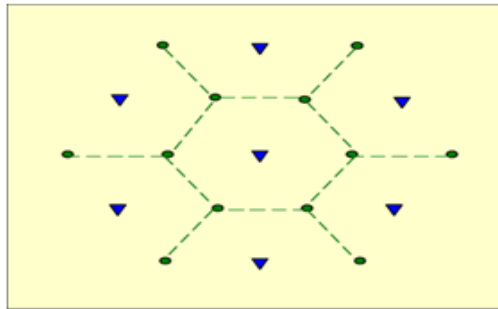


Fuente: Petrobras Colombia Limited; Manual de Operaciones Campo Guando; Tolima, Colombia; 2012.

En el 2003 se inició el proceso de recobro secundario por inyección de agua, el plan de inyección de agua incluía 33 pozos inyectores, de los

cuales diez son pozos inyectoros periféricos y el resto son pozos inyectoros “in fill”. El patrón de inyección seleccionado fue el de siete puntos invertidos con espaciamiento de 250 metros entre pozos:

Gráfica 2. Patrón de Inyección



Fuente: Petrobras Colombia Limited; Manual de Operaciones Campo Guando; Tolima, Colombia; 2012.

Al 31 de Marzo de 2012 el campo Guando posee 143 pozos, distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 3. Clasificación de Pozos

| COMPLETAMIENTO | | # POZOS | TOTAL | PORCENTAJE |
|----------------------|------------------|------------|---------------------|-------------|
| PRODUCTORES | PCP ⁷ | 95 | 110 | 77% |
| | ESP ⁸ | 14 | | |
| | RLS ⁹ | 1 | | |
| INYECTORES | | 32 | 32 | 22% |
| DUAL | | 1 | 1 | 1% |
| TOTAL | | 143 | 143 | 100% |
| SISTEMA PCP | | # POZOS | OBSERVACIONES | |
| Varilla Convencional | | 55 | AISI 4142 | |
| Varilla Continua | | 40 | AISI 4120/4330/4320 | |

Fuente: Los Autores.

⁷ PCP: Bombeo por Cavidades Progresivas

⁸ ESP: Bombeo Electrosumergible

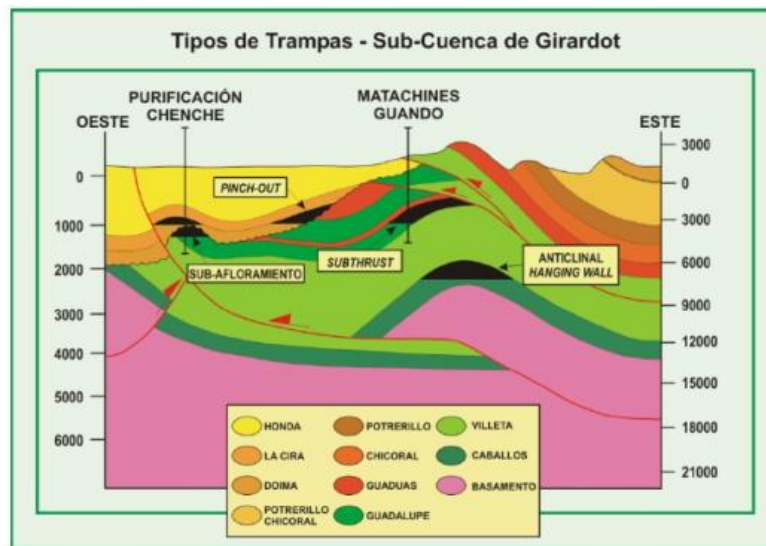
⁹ RLS: Bombeo por unidad Rotaflex

2.2. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS Y DE FLUIDOS

2.2.1 Estructura. El estrato productor se encuentra en la formación Guadalupe, sobre un monoclinal, limitado al este por la falla de Boquerón, buzando al Oeste con presencia de fallas subordinadas. La principal particularidad del yacimiento es que está por encima del nivel del mar y el gradiente de presión es bastante subnormal, con presiones de formación muy bajas, entre 180 y 400 psi. La temperatura de fondo es de 110 °F. Los pozos atraviesan las formaciones Villeta, Guaduas y Guadalupe.

La formación Villeta corresponde al Cretáceo Medio Superior, conformada por lutitas con intercalaciones de lidita y arenisca, y está cortada por la falla de Boquerón, la cual la pone en contacto con las arcillas de la formación Guaduas.

Figura 43. Tipos de trampa Subcuenca de Girardot



Fuente: Petrobras Colombia Limited; Manual de Operaciones Campo Guando; Tolima, Colombia; 2012.

La formación Guaduas corresponde al terciario inferior. Ésta formación está compuesta por arcillas y pequeñas intercalaciones de niveles arenosos y limolíticos; los cuales presentan nódulos de siderita de grano medio a grueso.

La formación Guadalupe está compuesta por dos miembros arenosos de acuerdo con sus características litológicas: (arenisca superior y arenisca inferior), separados por un miembro limolítico, margoso, lidítico, denominado lidita (chert) intermedio; estos miembros arenosos desarrollan hacia la base un cuerpo calcáreo, el cual sirve como marcador litológico dentro de la secuencia estratigráfica, hacia la base de las areniscas inferiores. La secuencia litológica se va tornando gradualmente más limosa-arcillosa hasta entrar en contacto nuevamente con la formación Villeta. El mecanismo de producción del yacimiento es el de empuje de agua; sin embargo, debido a la baja presión de formación, fue necesario implementar de manera temprana un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua, cuyo piloto se inició en el año 2003. Los pozos son estimulados con el método de fracturamiento hidráulico con el fin de sobrepasar el daño en la cara de la formación.

2.2.2 Fluidos. El campo produce crudo con gravedad API entre 25-32°, con una viscosidad entre 6-12 cp¹⁰, la gravedad específica del gas varía entre 0.7-0.8 y el factor volumétrico del aceite está entre 1.03 - 1.05 RB/STB¹¹. Este crudo presenta una composición típica de un crudo de aceite negro con capa de gas inicial.

Tabla 4. Características Petróleo y Gas

| | |
|---------------------------|----------------------------|
| Clasificación de Petróleo | Black Oil |
| Gravedad API | 25 – 32 °API ¹² |
| Densidad del Gas | 0.711 |
| Solubilidad | 30 SCF/STB ¹³ |
| Punto de Burbuja | 110 PSI ¹⁴ |

Fuente: Petrobras Colombia Limited; Manual de Operaciones Campo Guando; Tolima, Colombia; 2012.

¹⁰ CP: Centipoises

¹¹ RB/STB: Relación de volumen de aceite a condiciones de yacimiento y volumen a condiciones de superficie.

¹² API: Instituto Americano del Petróleo, indicador de calidad de crudo.

¹³ SCF/STB: Relación de volumen de gas a condiciones de yacimiento y volumen a condiciones de superficie.

¹⁴ PSI: Libras por pulgada cuadrada.

A continuación se detallan algunas características del agua de formación del campo Guando:

Tabla 5. Características Agua de Producción

| PARAMETRO | RANGO |
|---|-------------|
| ALCALINIDAD (ppm CaCO ₃) | 500 -1050 |
| DUREZA TOTAL (ppm CaCO ₃) | 450 – 870 |
| DUREZA CÁLCICA (ppm CaCO ₃) | 390 -750 |
| CALCIO (ppm Ca) | 156- 300 |
| MAGNESIO (ppm Mg) | 14 – 29 |
| BARIO (ppm Ba) | 1 – 12 |
| SULFATO (ppm SO ₄ ²⁻) | 1 – 5 |
| CLORUROS (ppm CaCO ₃) | 200 - 3800 |
| CO₂ (% V en gas) | 1 – 12 |
| H₂S (ppm en gas) | 0 – 100 |
| PRESION CABEZA (psi) | 30 – 100 |
| PRESION FONDO (psi) | 1100 - 1500 |
| TEMPERATURA (°F) | 80 – 115 |

Fuente: Petrobras Colombia Limited; Manual de Operaciones Campo Guando; Tolima, Colombia; 2012.

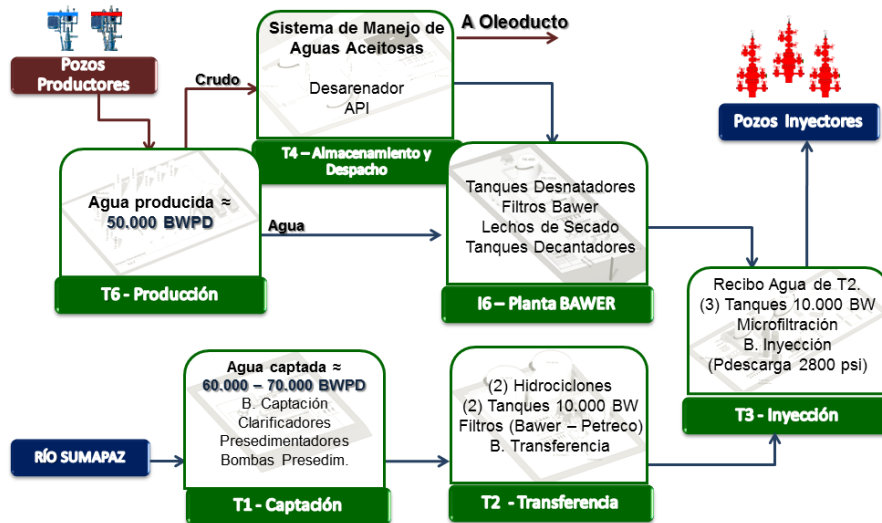
2.3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

En la figura 44 se puede apreciar esquemáticamente los procesos para el tratamiento del crudo y agua producidos en el campo Guando.

2.3.1 Manejo del Crudo. Guando cuenta con 16 Locaciones o islas de Pozos, las cuales están diseñadas para permitir la agrupación de varios pozos tanto productores, como inyectoros que trabajan en un arreglo de multipozo. En las locaciones se construyeron todas las facilidades para la extracción y envío del crudo a la estación principal. Así mismo en las locaciones se tiene un total de 110 pozos productores, cuya producción es extraída por levantamiento artificial por medio de bombas de cavidad progresiva (PCP), bombas electrosumergibles (ESP) y de un sistema de

levantamiento artificial rotaflex (RLS), 32 pozos inyectoros, de los cuales solo un pozo es dual (productor-inyector).

Figura 44. Proceso Tratamiento Fluidos



Fuente: Petrobras Colombia Limited; Manual de Operaciones Campo Guando; Tolima, Colombia; 2012.

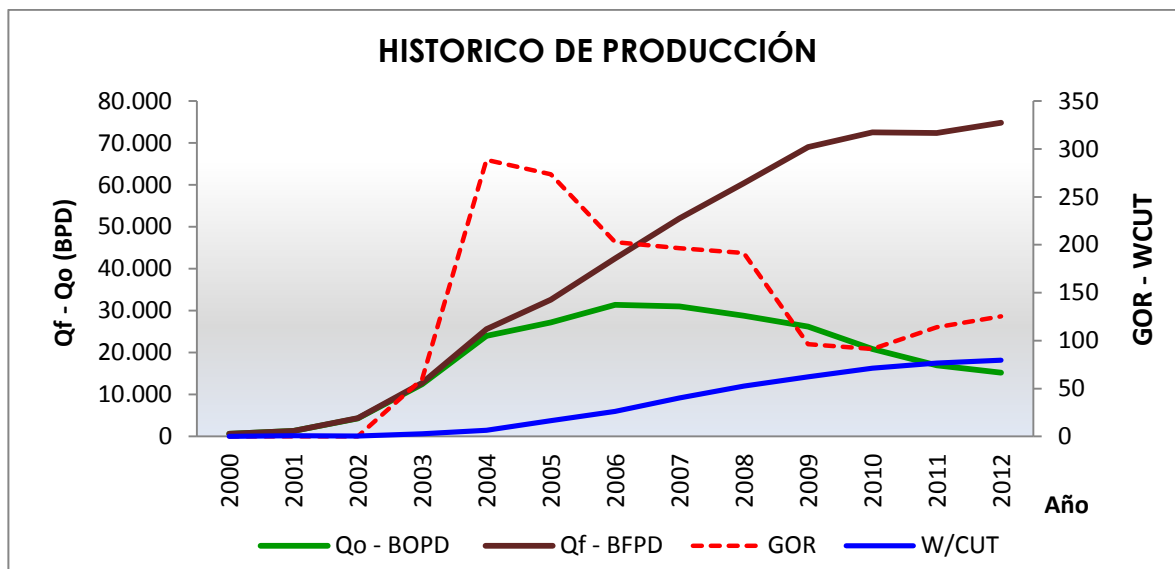
El crudo es enviado desde las locaciones a través de líneas de flujo de 6" para la producción general y por líneas de 3" para las pruebas de pozo. La producción se recolecta y se procesa en la Estación Principal tipo CPF (Centro de Facilidades Petroleras) ubicada estratégicamente en medio del campo (isla 6).

La Estación Principal está diseñada de forma modular y autónoma de tal manera, que permita realizar ensanches de acuerdo a la producción del campo y de ésta manera, crecer progresivamente sin perturbar la operación normal de las facilidades existentes.

El crudo ya fiscalizado es enviado por el Oleoducto Guando – Chicoral (60 Km.) al Oleoducto del Alto Magdalena (OAM). Para su exportación.

En la siguiente gráfica se puede apreciar las curvas de producción del campo Guando.

Gráfica 3. Curvas de Produccion Campo Guando



Fuente: Los Autores.

Tabla 6. Relación de Producción por Pozo

| | BOPD | BWPD | KPCD |
|--------------------------|--------|--------|-------|
| Producción Campo Guando | 15.555 | 64.600 | 1.856 |
| Producción Promedio pozo | 144 | 598 | 17 |

Fuente: Petrobras Colombia Limited; Manual de Operaciones Campo Guando; Tolima, Colombia; 2012.

2.3.2 Manejo del Agua. El sistema entró en operación el 02 de febrero del 2003 iniciando la inyección de agua de producción en el pozo G7 ubicado en la isla 2. Debido a la necesidad del sostenimiento de la presión en el yacimiento se requería la inyección de grandes volúmenes de agua, por tal motivo se recurrió a la toma de agua de un medio externo (Río Sumapaz).

2.3.2.1 Agua de Captación. El sistema consiste en la captación del agua del río Sumapaz, un tratamiento primario de remoción de sólidos,

transporte, un tratamiento secundario (micro filtración) y finalmente su distribución a los pozos inyectoros.

Las facilidades construidas para este sistema comprenden tres grandes estaciones, las cuales son:

Captación: En esta estación se capta el agua del río Sumapaz, se pasa a través de unos presedimentadores y se adicionan clarificadores para remover la mayor cantidad de sólidos suspendidos en el agua y así poder enviarla a la estación de transferencia. Capacidad de tratamiento 60.000 BWPD.

Transferencia: Esta estación recibe el agua de la estación de captación, pasa por dos hidrociclones, los cuales tienen una capacidad de tratamiento de 30.000 BWPD¹⁵ cada uno, luego pasa por los filtros de arena con una capacidad de tratamiento de 15.000 BWPD cada uno, para luego almacenarse en los dos tanques de 10.000 barriles. El agua después de estar almacenada en los tanques es bombeada a través del acueducto (línea de 12" y 9.8 Km) hasta la estación de inyección, capacidad de tratamiento de agua 60.000 BWPD.

Inyección: El agua que llega de la estación de transferencia se almacena en un tanque de 10.000 Bls, el cual sirve como cabeza de succión a las bombas del sistema de micro filtración, el cual filtra el agua hasta llevarla a una concentración de sólidos de 10 ppm (partes por millón), esta agua pasa por un sistema de desoxigenación, el cual utiliza gas del campo recuperado para realizar dicho tratamiento. El agua luego de ser tratada es almacenada en los tanques de 10.000 Bls, estos tanques sirven como pulmón para las bombas booster que alimentan a las bombas principales de inyección, la capacidad de tratamiento de agua es de 70.000 Bls, ya que se incluye el agua de producción que ya viene tratada.

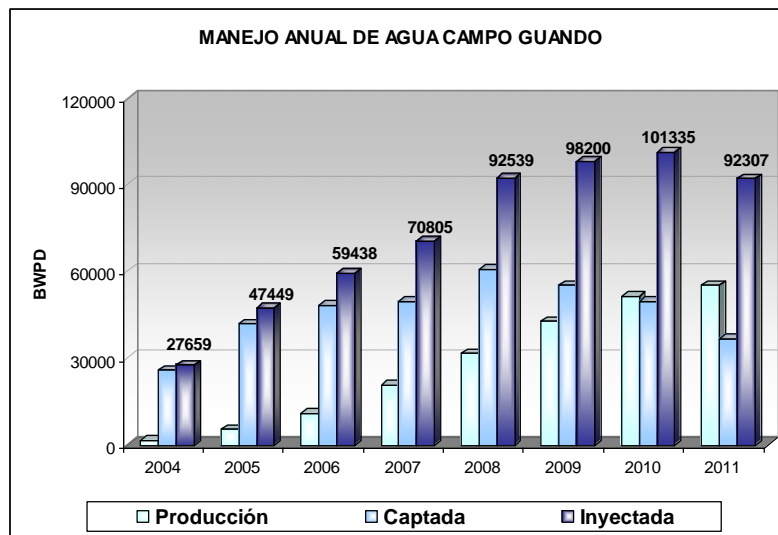
La inyección a los pozos se realiza a través de tres troncales, las cuales llevan el agua hasta las diferentes locaciones en las cuales se encuentran los pozos inyectoros. La presión de operación de este sistema se encuentra entre 2600 –2800 PSI.

¹⁵ BWPD: Barriles de agua por día.

2.3.2.2 Agua de Producción. La producción de agua del campo es llevada a dos tanques desnatadores con capacidades de 2500 barriles y 5000 barriles c/u, este equipo separa parte de los sólidos suspendidos en el agua y parte del aceite que se encuentra mezclado con el agua. Seguidamente la corriente de agua pasa a unos filtros de cáscara de nuez, la cual retira la mayor cantidad de aceite y sólidos presentes en el agua, posteriormente dicha corriente es pasada por unos filtros de cartucho, los cuales remueven cualquier partícula de aceite que se encuentre y es enviada a los tanques del sistema de inyección de agua del campo Guando.

En la siguiente gráfica se puede apreciar un historial de los volúmenes de agua producidos, captados e inyectados durante los años 2004 y 2011.

Gráfica 4. Historial Manejo Agua Campo Guando



Fuente: Petrobras Colombia Limited; Manual de Operaciones Campo Guando; Tolima, Colombia; 2012.

2.4. METODOLOGÍA DEL TRABAJO

La base del análisis de las fallas de las varillas de accionamiento de los pozos del campo Guando es la información suministrada por la UN-COL PETROBRAS que consta fundamentalmente del historial de los principales eventos observados en los pozos, estado mecánico de los pozos, algunos análisis de fallas formales realizados a varillas, conectores y otros componentes afectados por fallas ocurridas en el campo Guando, perfiles, especificaciones de las varillas, así como el diseño y las características constructivas de los sistemas.

Por la complejidad del campo que posee más de 130 pozos en producción la metodología seleccionada para iniciar el análisis y de esta forma identificar los factores determinantes con mayor influencia en la ocurrencia de las fallas fue la de establecer cuáles son los pozos críticos del sistema, es decir los pozos con mayor número de intervenciones, los cuales están impactando las estadísticas de intervenciones del Distrito, para luego compararlo desde el punto de vista de diseño con los pozos con más horas de servicio y menos intervenciones.

Luego de seleccionados los pozos con mayor y menor índices de fallas se clasificaron las fallas, el tipo de intervenciones, se caracterizaron los pozos por tipo de varilla instalada, perfiles, etc. Con esa información analizada y sincronizada se procedió a revisar las especificaciones de las varillas instaladas en los pozos, el diseño, los materiales, las implicaciones del proceso de corrosión, las características de los fluidos manejados que incluye el crudo, el agua de formación y de inyección, gases disueltos en los fluidos (CO₂, O₂, H₂S).

2.5. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Tal como fue explicado en la metodología el primer paso de la evaluación es determinar cuáles son los pozos críticos del sistema y cuáles son sus características para luego compararlos con los pozos de referencia que son los pozos con mayor tiempo de operación sin ruptura de varillas, en el periodo que va desde enero del 2009 hasta marzo de 2012.

2.5.1 Identificación de Pozos Críticos. Para la identificación de los pozos críticos del estudio se realizó un diagrama de Pareto (80-20), ver gráfica 5; y se estableció que los pozos críticos son los que tienen 4 o más roturas de varilla en el período base del estudio (ver tabla 7). Como se evidencia el % acumulado de 80% va hasta el pozo GUA-142.

Tabla 7. Relación Rupturas de Varillas por Pozo

| Números de Rupturas (Enero 2009 - Marzo 2012) | | | | | | | |
|---|----------|-----------------------|-----------|---------|----------|-----------------------|-----------|
| Pozo | No. Rup. | Ind. Rup. (Rup./ año) | % No Rup. | Pozo | No. Rup. | Ind. Rup. (Rup./ año) | % No Rup. |
| GUA-045 | 18 | 5,54 | 5% | GUA-140 | 4 | 1,23 | 79% |
| GUA-149 | 15 | 4,62 | 10% | GUA-142 | 4 | 1,23 | 80% |
| GUA-138 | 11 | 3,38 | 13% | GUA-153 | 4 | 1,23 | 81% |
| GUA-121 | 10 | 3,08 | 16% | GUA-060 | 3 | 0,92 | 82% |
| GUA-122 | 10 | 3,08 | 19% | GUA-086 | 3 | 0,92 | 83% |
| GUA-110 | 9 | 2,77 | 21% | GUA-098 | 3 | 0,92 | 84% |
| GUA-145 | 9 | 2,77 | 24% | GUA-106 | 3 | 0,92 | 85% |
| GUA-154 | 9 | 2,77 | 27% | GUA-112 | 3 | 0,92 | 86% |
| GUA-037 | 8 | 2,46 | 29% | GUA-131 | 3 | 0,92 | 87% |
| GUA-079 | 8 | 2,46 | 31% | GUA-144 | 3 | 0,92 | 87% |
| GUA-081 | 8 | 2,46 | 34% | GUA-147 | 3 | 0,92 | 88% |
| GUA-124 | 8 | 2,46 | 36% | GUA-151 | 3 | 0,92 | 89% |
| GUA-133 | 8 | 2,46 | 38% | GUA-152 | 3 | 0,92 | 90% |
| GUA-011 | 7 | 2,15 | 40% | GUA-005 | 2 | 0,62 | 91% |
| GUA-039 | 7 | 2,15 | 42% | GUA-019 | 2 | 0,62 | 91% |
| GUA-059 | 7 | 2,15 | 44% | GUA-038 | 2 | 0,62 | 92% |
| GUA-097 | 7 | 2,15 | 46% | GUA-050 | 2 | 0,62 | 92% |
| GUA-103 | 7 | 2,15 | 48% | GUA-062 | 2 | 0,62 | 93% |
| GUA-108 | 7 | 2,15 | 50% | GUA-068 | 2 | 0,62 | 94% |
| GUA-123 | 7 | 2,15 | 52% | GUA-071 | 2 | 0,62 | 94% |
| GUA-066 | 6 | 1,85 | 54% | GUA-115 | 2 | 0,62 | 95% |
| GUA-084 | 6 | 1,85 | 56% | GUA-117 | 2 | 0,62 | 95% |
| GUA-119 | 6 | 1,85 | 58% | GUA-141 | 2 | 0,62 | 96% |
| GUA-128 | 6 | 1,85 | 59% | GUA-010 | 1 | 0,31 | 96% |
| GUA-135 | 6 | 1,85 | 61% | GUA-035 | 1 | 0,31 | 97% |
| GUA-143 | 6 | 1,85 | 63% | GUA-052 | 1 | 0,31 | 97% |
| GUA-146 | 6 | 1,85 | 65% | GUA-056 | 1 | 0,31 | 97% |
| GUA-018 | 5 | 1,54 | 66% | GUA-063 | 1 | 0,31 | 97% |

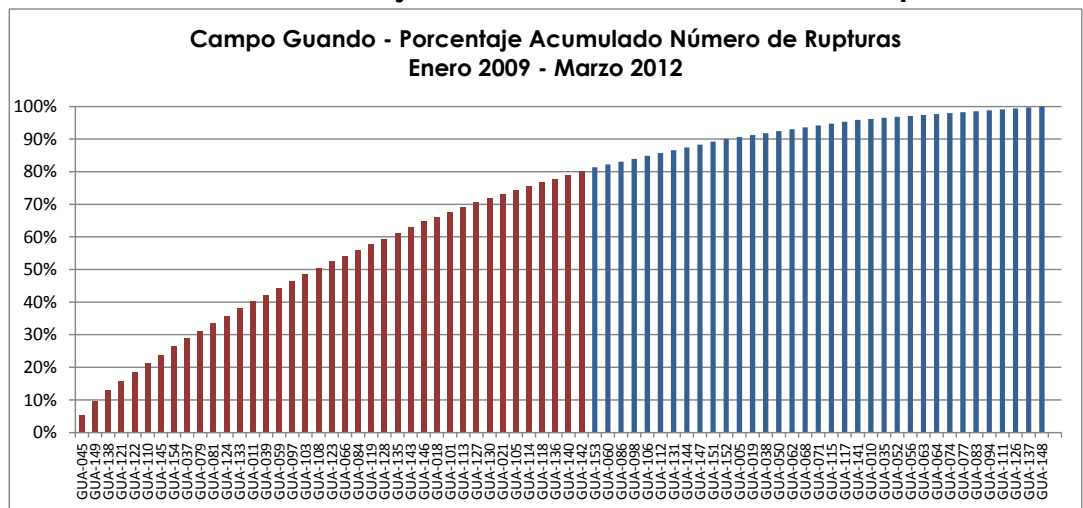
| | | | | | | | |
|---------|---|------|-----|---------|---|------|------|
| GUA-101 | 5 | 1,54 | 68% | GUA-064 | 1 | 0,31 | 98% |
| GUA-113 | 5 | 1,54 | 69% | GUA-074 | 1 | 0,31 | 98% |
| GUA-127 | 5 | 1,54 | 71% | GUA-077 | 1 | 0,31 | 98% |
| GUA-130 | 5 | 1,54 | 72% | GUA-083 | 1 | 0,31 | 99% |
| GUA-021 | 4 | 1,23 | 73% | GUA-094 | 1 | 0,31 | 99% |
| GUA-105 | 4 | 1,23 | 74% | GUA-111 | 1 | 0,31 | 99% |
| GUA-114 | 4 | 1,23 | 76% | GUA-126 | 1 | 0,31 | 99% |
| GUA-118 | 4 | 1,23 | 77% | GUA-137 | 1 | 0,31 | 100% |
| GUA-136 | 4 | 1,23 | 78% | GUA-148 | 1 | 0,31 | 100% |

Fuente: Los Autores.

Además, como resultado del estudio se identificaron diecinueve (19) pozos que acumularon hasta el 50% de las fallas atribuidas a las varillas en el periodo de estudio.

De todos los pozos considerados críticos, el GUA-045, el GUA-149 y el GUA-138 tienen cada uno más de diez (10) fallas, lo que representa hasta 3,5 fallas por año en servicio. Entre Enero de 2009 hasta Marzo de 2012 hubo 173 rupturas de pozos críticos y 170 eventos de ruptura de varilla de pozos no críticos, para un total de 343 fallas. Así que, las fallas asociadas a los pozos críticos representan el 50,4% de los casos de falla en este período.

Gráfica 5. Porcentaje Acumulado de Número de Rupturas



Fuente: Los Autores.

A continuación en la Tabla 8, se listan los pozos críticos resultado del análisis establecido.

Tabla 8. Pozos Críticos Campo Guando

| POZOS CRITICOS | | | |
|----------------|---------|---------|---------|
| GUA-045 | GUA-081 | GUA-066 | GUA-127 |
| GUA-149 | GUA-124 | GUA-084 | GUA-130 |
| GUA-138 | GUA-133 | GUA-119 | GUA-021 |
| GUA-121 | GUA-011 | GUA-128 | GUA-105 |
| GUA-122 | GUA-039 | GUA-135 | GUA-114 |
| GUA-110 | GUA-059 | GUA-143 | GUA-118 |
| GUA-145 | GUA-097 | GUA-146 | GUA-136 |
| GUA-154 | GUA-103 | GUA-018 | GUA-140 |
| GUA-037 | GUA-108 | GUA-101 | GUA-142 |
| GUA-079 | GUA-123 | GUA-113 | GUA-153 |

Fuente: Los Autores.

2.5.2 Identificación de Pozos de Referencia. Se consideró como pozos de referencia, pozos productores activos con los tiempos operativos más altos sin romper varilla hasta Marzo de 2012. De 109 pozos productores con sistema de levantamiento PCP, 74 presentaron eventos de ruptura de varilla y 35 no presento ningún evento durante el periodo evaluado entre Enero de 2009 hasta Marzo de 2012. La tabla 9 siguiente muestra los pozos que no presentaron falla alguna durante el periodo evaluado.

Tabla 9. Relación de Pozos sin Fallas

| CERO FALLAS Enero 2009 - Marzo 2012 | | CERO FALLAS Enero 2009 - Marzo 2012 | | CERO FALLAS Enero 2009 - Marzo 2012 | |
|--|----------|--|----------|--|----------|
| POZOS | RUN LIFE | POZOS | RUN LIFE | POZOS | RUN LIFE |
| GUA-020 | 3.141 | GUA-033 | 2.407 | GUA-078 | 1.508 |
| GUA-048 | 3.130 | GUA-080 | 2.402 | GUA-104 | 1.469 |
| GUA-049 | 3.049 | GUA-100 | 2.318 | GUA-015 | 1.236 |
| GUA-065 | 2.927 | GUA-109 | 2.220 | GUA-099 | 1.187 |
| GUA-070 | 2.889 | GUA-107 | 2.194 | GUA-096 | 1.140 |
| GUA-055 | 2.853 | GUA-085 | 1.999 | GUA-129 | 1.132 |
| GUA-076 | 2.766 | GUA-057 | 1.993 | GUA-002 | 810 |
| GUA-087 | 2.756 | GUA-150 | 1.860 | GUA-102 | 780 |
| GUA-058 | 2.718 | GUA-120 | 1.790 | GUA-073 | 734 |
| GUA-012 | 2.667 | GUA-089 | 1.772 | GUA-157 | 173 |
| GUA-067 | 2.502 | GUA-132 | 1.707 | GUA-155 | 115 |
| GUA-061 | 2.432 | GUA-139 | 1.518 | | |

Fuente: Los Autores.

Se consideraron como pozos de referencia en relación con ruptura de varilla en el sistema PCP 10 pozos que tenían el mayor tiempo de funcionamiento libre de fallas en el periodo Enero de 2009 hasta Marzo de 2012 (ver tabla 10). Se evidencia que el tiempo máximo de producción sin fallas es de 8 años y 7 meses (8,6 años), correspondiente al pozo GUA-020. El tiempo mínimo de funcionamiento de los pozos de referencia es de 4 meses, correspondientes a los pozos GUA-155 y GUA-157 los cuales pertenecen a la campaña de perforación del año 2011.

Tabla 10. Pozos de Referencia Campo Guando

| POZOS DE REFERENCIA | | | |
|---------------------|----------|---------|----------|
| POZOS | RUN LIFE | POZOS | RUN LIFE |
| GUA-020 | 3.141 | GUA-055 | 2.853 |
| GUA-048 | 3.130 | GUA-076 | 2.766 |
| GUA-049 | 3.049 | GUA-087 | 2.756 |
| GUA-065 | 2.927 | GUA-015 | 1.236 |
| GUA-070 | 2.889 | GUA-002 | 810 |

Fuente: Los Autores.

Es de destacar que ninguno de los pozos de referencia pertenece a las islas 13 y 15, islas donde hay problemas de colapso debido a los cambios de superficie tectónica, ni corresponden a los pozos que se han evidenciado colapsos en fondo debido al hinchamiento de arcillas. Sin embargo, hay un pozo que pertenece a la isla 13 que no mostró fallas debido a ruptura de varillas durante más de tres años, el pozo en mención fue GUA-099 con 3,25 años sin fallas.

2.5.3 Identificación y Clasificación de Causas de las Fallas. Durante los últimos cuatro años se han presentado 343 roturas de varilla en sartas de bombeo PCP generando significativas pérdidas de producción, debido a causas como: corrosión, desgaste y fatiga del material como se detalla en la tabla 11.

Tabla 11. Causas de Fallas en Varillas

| Causa | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2009-2012 |
|--------------------|------------|------------|-----------|-----------|------------|
| Corrosión | 57 | 37 | 24 | 4 | 122 |
| Geometría | 24 | 32 | 13 | 3 | 72 |
| Shear Coupling | 13 | 11 | 12 | 1 | 37 |
| Run Life | 11 | 7 | 4 | 4 | 26 |
| Sobre Torque | 1 | 9 | 9 | | 19 |
| No Identificada | 5 | 10 | 1 | 2 | 18 |
| Fatiga térmica | 4 | 2 | 3 | 1 | 10 |
| Shut Down | 1 | 1 | 7 | | 9 |
| Manufactura | 0 | 5 | 3 | | 8 |
| Desconexión | 1 | 3 | 3 | | 7 |
| Fatiga de Material | 0 | 1 | 3 | 3 | 7 |
| Flexión | 0 | 1 | 2 | 1 | 4 |
| Daño Mecánico | 0 | | 3 | 1 | 4 |
| TOTAL | 117 | 119 | 87 | 20 | 343 |

Fuente: Los Autores.

Para el análisis del estudio se estableció que las causas críticas para las fallas en las varillas del sistema PCP del campo Guando son las correspondientes a las tres (3) primeras de la lista de la Tabla 11, estas causas representan un 67% del total de causas. Teniendo en cuenta lo anterior el estudio se basó en las causas por corrosión, geometría de pozo y shear coupling.

2.6. DESCRIPCIÓN DE LAS CAUSAS

2.6.1 Corrosión. La composición de los fluidos producidos en Campo Guando y en especial la presencia de CO₂ en concentraciones entre 1-15% en gas hace susceptible a los sistemas a sufrir deterioro por corrosión dulce, en especial en condiciones de fondo donde se desarrollan presiones de descarga de hasta 1000 psi en los sistemas PCP.

Este tipo de corrosión ha sido evidenciado previamente en couplings y tubería de producción de los pozos (Ver Figura 45). Así mismo, la tendencia a la formación no homogénea de scale en los pozos aumenta el riesgo de evidenciar mecanismos de corrosión bajo deposito (ver figura 46).

Las características de la formación que se ha observado en Campo Guando durante los últimos años ha conllevado a que en los fluidos de producción se detecten concentraciones de Bacterias sulfato reductoras de hasta 100.000 bacterias/mililitro y presencia de H₂S de hasta 200 ppm en gas. Estos factores adicionan el riesgo de corrosión bajo condiciones levemente agrias (CO₂/H₂S > 2500) y por corrosión microbológica, en especial en los pozos que presentan bajas velocidades de producción y/o producción mediante Baches.

Figura 45. Corrosión



Fuente: Los Autores.

Figura 46. Corrosión bajo depósito



Fuente: Los Autores.

En los sistemas de Levantamiento Tipo ESP, el alto corte de agua y los volúmenes y velocidades de producción de los fluidos generan la necesidad del uso de inhibidores de corrosión que presenten buenas adherencias de la película protectora y que sean aplicados con una frecuencia no superior a 10 días entre baches. En los Sistemas PCP, el mayor problema radica en las varillas de bombeo (en especial las continuas) debido a mecanismos acoplados de deterioro por corrosión-desgaste (tribocorrosión) en zonas con alto *dogleg*¹⁶, donde se observa rozamiento constante de la varilla con la tubería del pozo. En estos puntos, la adherencia de la película de inhibidor es prácticamente nula y por

¹⁶Dogleg: grado de Inclinación.

tanto se convierten en puntos críticos para el ataque de los agentes corrosivos en el fluido (CO₂ y H₂S) (ver figura 47). La estrategia de mitigación de la corrosión *down hole*¹⁷ debe complementarse con productos que puedan aplicarse de manera continua, que presenten una buena adherencia de la película protectora y permitan la limpieza permanente de la superficie de los materiales para mejorar la formación de la capa protectora del inhibidor. Adicionalmente es recomendable aplicar productos que permitan disminuir los niveles de H₂S en los fluidos y evitar así formación de depósitos de sulfuro de hierro que favorezcan procesos de corrosión localizada.

Desde el año 2006 se inició el tratamiento *down hole* con inhibidores tipo filmico, se realiza principalmente mediante bacheos desde superficie en Campo Guando con 5 pozos. A 2012, el número de pozos tratados llegó a 71 y se proyecta extenderlo de acuerdo con los análisis y evidencias de corrosión que se obtengan. Durante el primer semestre de 2011 se iniciaron pruebas piloto con la píldora pasivadora en fondo TROSCAP C20 (inhibidor filmico) con el fin generar un lento desprendimiento del activo del inhibidor de corrosión manteniendo la película protectora en la superficie de los equipos de subsuelo y la eficiencia constante durante el tiempo del tratamiento. Por otro lado, se debe resaltar que la activación del inhibidor encapsulado aguas abajo previene el posible daño que en condiciones normales los baches pueden generar en la formación.

Los inhibidores de corrosión encapsulados son una tecnología para acción continuada de inhibición de corrosión filmica de fácil aplicación y es amigable con el medio ambiente. Además con la pasividad in situ de la tubería se garantiza la protección desde la bomba hasta cabeza del pozo y algunas veces, dependiendo de la distancia, hasta la tubería de superficie.

Actualmente en el Campo Guando se encuentran en tratamiento Down hole el 64% de los pozos, de un total de 110 pozos productores. Este tratamiento ha disminuido las pérdidas de producción generadas por la

¹⁷ Down Hole: Fondo de pozo.

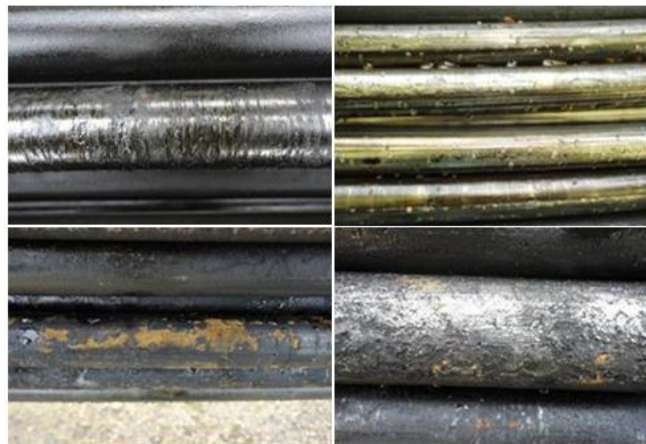
rotura de varillas en Sistemas PCP y fallas de equipos de subsuelo, influenciados por el efecto de la Corrosión.

El tratamiento Químico *Down hole* con inhibidores de incrustación se realiza principalmente mediante bacheos desde superficie.

Beneficios

- Proporciona una fuente y continúa película protectora que inhibe efectivamente la corrosión.
- Disminución de las pérdidas de producción por fallas de equipos.
- Minimizar las intervenciones a pozo por problemas de corrosión.
- Optimización de los costos totales de operación.
- Sencillo de aplicar y efectivo respecto al costo.

Figura 47. Ataque de Agentes Corrosivos



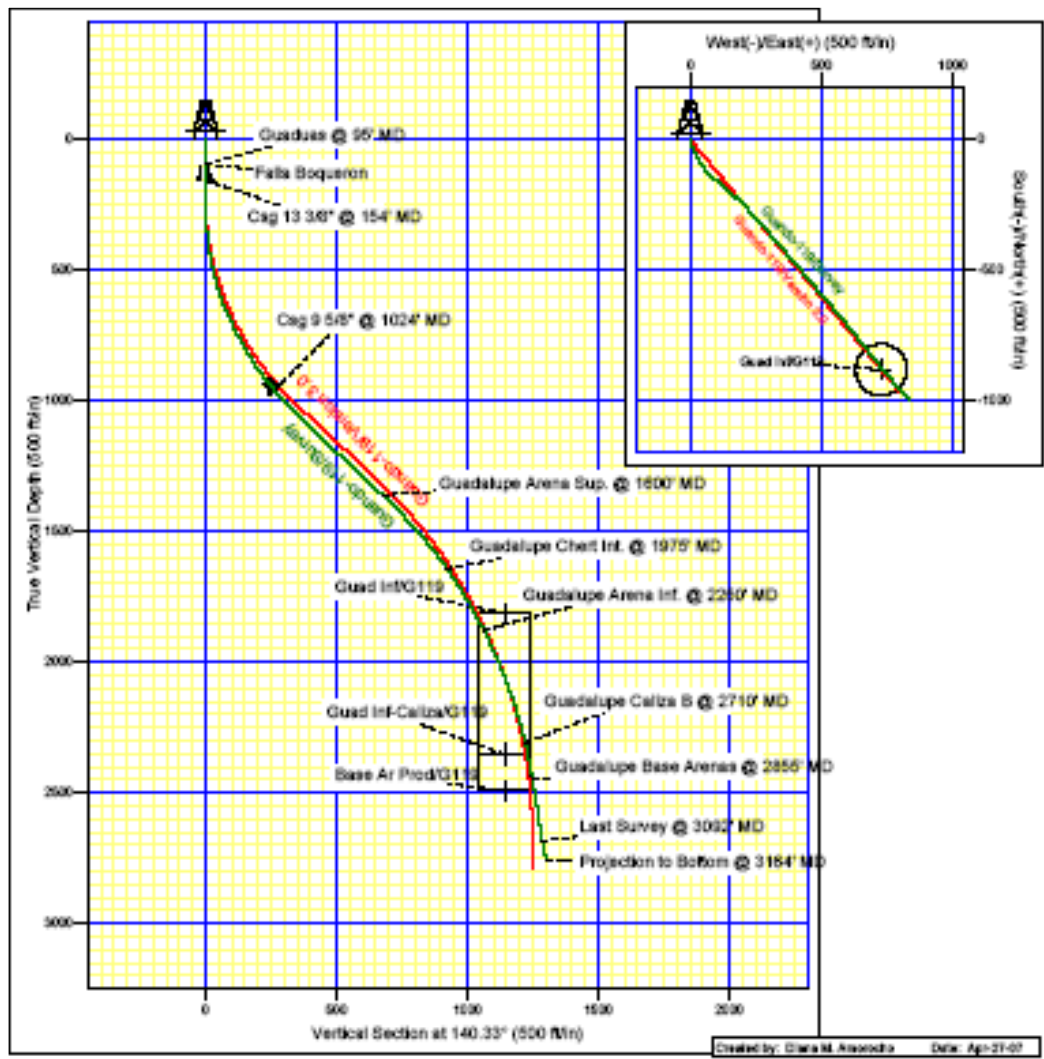
Fuente: Los Autores.

2.6.2 Geometría. Campo Guando se encuentra en una zona montañosa la cual estaba pablada, por esta razón se realizaron locaciones en las cuales se perforaron más de 5 pozos por locación esto generando que en superficie las cabezas de los pozos se encontraran relativamente cerca pero para lograr la red y el barrido adecuado del yacimiento en fondo se debía llegar a las arenas objetivo por esta razón la geometría de los pozos son en forma de "S" (ver figura 48) y es por ello que las inclinaciones por pie

están alrededor de los 600 pies y a los 2500 pies encontramos los puntos más críticos.

De acuerdo a la información suministrada por Petrobras se evidencio que esta geometría típica de los pozos aportó a que se presentaran desgastes por fricción en la varillas como consecuencia principal seguida de una corrosión secundaria que finalmente terminaron en la falla de varilla, como se puede apreciar en la figura 49.

Figura 48. Diseño Típico Pozos Guando



Fuente: Petrobras Colombia Limited; Informe de Perforación Campo Guando; Tolima, Colombia. 2012.

Figura 49. Desgaste de Varilla por Fricción



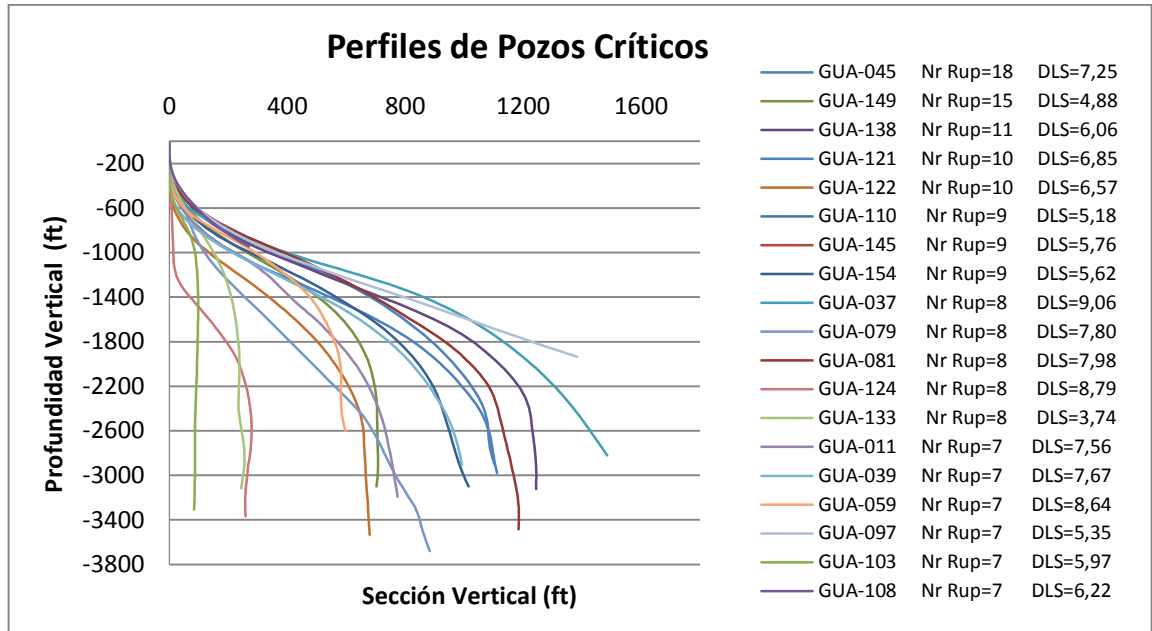
Fuente: Los Autores.

Se construyeron las siguientes gráficas con los pozos críticos y de referencia para ambientar gráficamente la desviación de cada uno de ellos, aunque en realidad los pozos están curvados en las tres dimensiones, las gráficas son representaciones simplificadas bidimensionales de los perfiles, que muestra el espaciado horizontal como una función de la profundidad vertical.

Se observa en las gráficas que la tendencia a la formación de *Dogleg Severity*¹⁸ (grados/100ft DLS) máximos se producen a poca profundidad y el punto de máxima pendiente ocurren a profundidades intermedias.

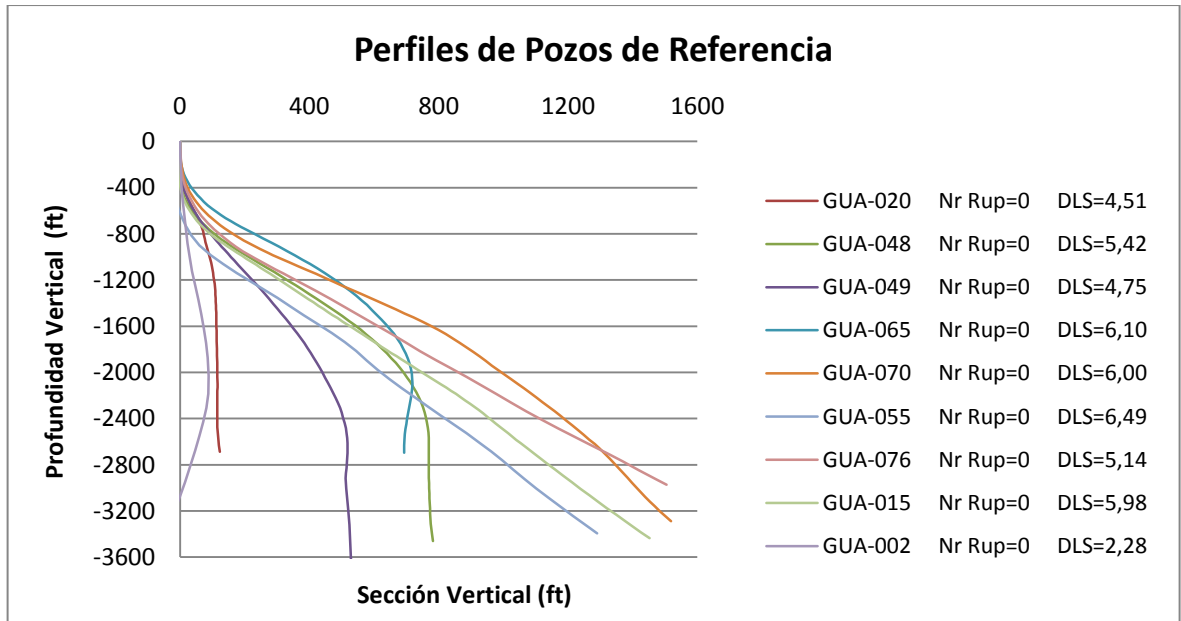
¹⁸ Dogleg Severity: Grado de Inclinación Severo.

Gráfica 6. Perfiles de Pozos Críticos



Fuente: Los Autores.

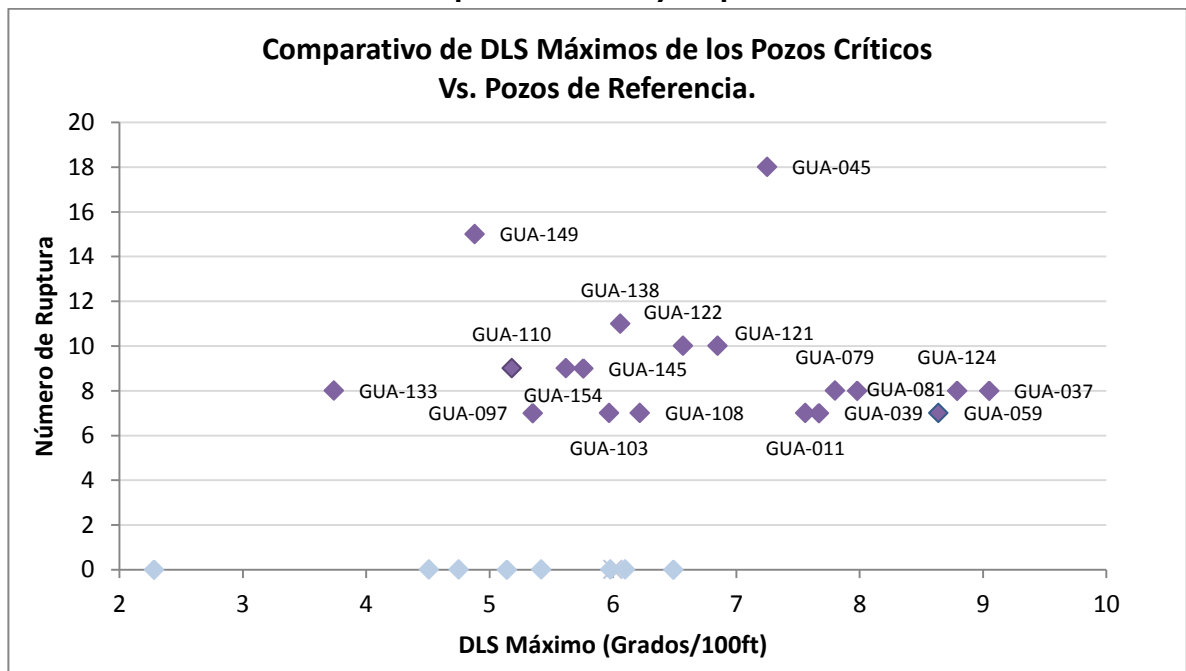
Gráfica 7. Perfiles de Pozos de Referencia



Fuente: Los Autores.

Seguidamente se analizó la relación entre los perfiles de los pozos y las fallas observadas con la finalidad intentar visualizar un patrón sistemático que permita identificar si esta variable tiene alguna influencia determinante en las fallas de las varillas de accionamiento. Se registraron las profundidades medias, la inclinación y el azimut tanto de los pozos críticos como de los pozos de referencia para luego calcular el “dogleg severity”, la profundidad vertical y la desviación horizontal. Todo esta información fue comparada con las referencias bibliográficas y con las normas utilizadas por Petrobras. De acuerdo con la revisión bibliográfica realizada no se observan desviaciones importantes a las normas, directrices y mejores prácticas recomendadas para el perfilaje de pozos y al revisar las prácticas aceptadas por la industria no se evidencian desviaciones importantes a lo comúnmente aplicado para este tipo de pozos, La siguiente gráfica muestra una comparación de los DLS entre los pozos críticos y los de referencia.

Gráfica 8. Comparativo DLS y Rupturas de Varillas



Fuente: Los Autores.

Al observar la gráfica 8 se observa que todos los pozos considerados como críticos tienen DLS mayores a los 5°/100 ft. Aunque hay que destacar que cinco de los pozos de referencia tienen ángulos mayores a 5°/100 ft y no han presentados fallas. Por lo observado definitivamente el ángulo de inclinación tiene influencia, como un factor contribuyente, en las fallas observadas posiblemente por la distribución de esfuerzos en las varillas.

Sin embargo existen efectos del DLS para los sistemas PCP que pueden ser discutidos para efecto de mitigar las fallas por estas causas.

Tabla 12. Efectos del DLS en el Sistema PCP

| DLS | Efectos del sistema PCP |
|------------------------------|---|
| DLS < 3°/100 ft | Poca fatiga ó Desgaste |
| 3°/100 ft < DLS < 12°/100 ft | Uso de Guías y Centralizadores en sarta de bombeo |
| DLS > 12°/100 ft | Gran desgaste y fatiga por Flexo-Torsión |

Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo; Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Oil Production.net; Argentina; 2008.

Teniendo en cuenta lo anterior podría concluirse que los pozos del Campo Guando completados con sarta de varilla convencional deben ser completados con centralizadores para minimizar el impacto de la fricción y la corrosión en los puntos críticos de la desviación.

2.6.3 Acople de Corte “Shear Coupling”. La finalidad de la instalación de un dispositivo de corte “*shear coupling*” es liberar la sarta de varilla continua y/o convencional luego de aplicar una tensión determinada, con el fin de poder recuperar la varilla del pozo, este elemento evita el procedimiento de back-off. Se diseñó inicialmente para instalaciones con sargas de varilla continua para poder retirar el completamiento en caso de atascamiento. De no tener este accesorio sería necesario cortar la varilla tubo a tubo. Cuando se instala este accesorio en sargas de varilla convencional se elimina el riesgo de realizar back off (desconexión de sarta de varillas).

Debido a la poca permeabilidad de las arenas productoras en campo Guando se debe realizar fracturamiento hidráulico para mejorar las propiedades de la roca y reducir el daño, debido a esto durante la etapa de producción se evidencia que los pozos tienden a arenarse y a generar pega de bombas, por tal motivo para recuperar parte de la sarta de bombeo se instalan los *Shear Coupling* o acoples de corte los cuales mediante tensión estos se cizallan logrando recuperar los componentes de la sarta de bombeo hasta este punto, en campo Guando este generalmente se instala a 75 pies del rotor en sartas de varillas convencionales y a 100 pies del rotor en sartas de varilla continua.

Los informes obtenidos de este tipo de falla en las varillas evidenciaron generalmente agrietamiento progresivo en servicio iniciando en las mandíbulas del mismo (corrosión – fatiga) como se aprecia en la figura 50 obtenida del pozo GUA-032.

Figura 50. Falla Shear Coupling GUA-032



Fuente: Los Autores.

Como se evidencia las fallas ocasionadas por el shear coupling también es un factor importante en la fallas de las varillas del sistema PCP del campo Guando, como se vio anteriormente (tabla 11) el promedio por año fue de 12 fallas por este accesorio, en el periodo evaluado del 2012 solo se evidenció un caso de falla por shear couplig debido a que Petrobras tomo la decisión de no instalar este accesorio hasta tomar la medidas correctivas del caso.

Resumiendo, las fallas de este accesorio son básicamente:

1. Agrietamiento progresivo de las mandíbulas
2. Cizallamiento en el área de los pines por fuerzas tangenciales
3. Evidencia de corrosión a lo largo del accesorio, que debilita el material de fabricación.

Sin embargo en los casos reportados por fallas se pudo comprobar que la falla estaba asociada a un diseño poco eficiente del accesorio y también a una mala o instalación del mismo.

2.7. ESTRATEGIAS PROPUESTAS PARA EL CONTROL DE FALLAS

2.7.1 Corrosión. El plan de estrategia para el control y mitigación de la corrosión presente en la sarta de varillas de los sistemas PCP del Campo Guando se realizó contemplando el rediseño de sartas (Metalografía e implementación de guías inyectadas) y tratamiento químico down hole (Tratamientos mediante bacheos o de forma continua).

2.7.1.1 Rediseño de Sarta de Bombeo.

❖ Metalografía

Actualmente Campo Guando utiliza varillas del material descrito a continuación:

Tabla 13. Varillas Campo Guando

| | # POZOS | PORCENTAJE | MATERIAL | |
|----------------------|---------|------------|---------------|--------------|
| Varilla Continua | 40 | 42% | SER 6 750N | 970N 960M |
| Varilla Convencional | 55 | 58% | Grado D | NORRIS 97 |

Fuente: Petrobras Colombia Limited; Manual de Operaciones Campo Guando; Tolima, Colombia; 2012.

Para determinar los componentes adecuados en el diseño de las varillas a utilizarse en Guando, se solicitó al mercado proveer las varillas que tuvieran tres elementos principales como Cromo, Níquel y Molibdeno, elementos que mejorarían la composición de acuerdo a las características de los mismos (ver tabla 14), las firmas correspondientes presentaron 14 muestras.

Tabla 14. Características Elementos Químicos

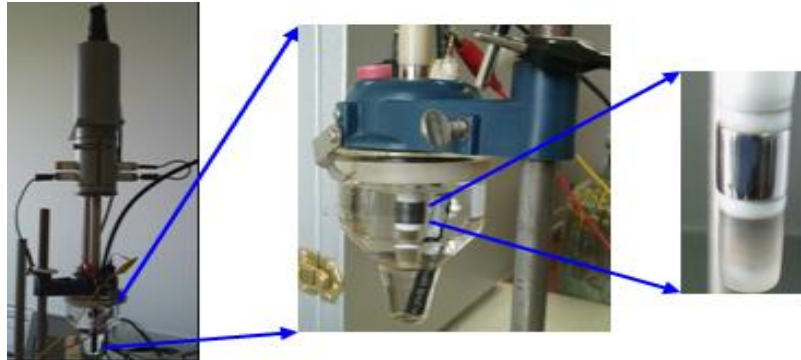
| | |
|------------------|---|
| Cromo | Mejora la resistencia al desgaste y la dureza (a condiciones ambiente y alta temperatura). Mejora la resistencia a la corrosión. Sus propiedades antioxidantes empiezan a notarse a partir del 5% de concentración. |
| Níquel | Mejora la resistencia y la tenacidad. Incrementa la dureza pero no tanto como los otros elementos de las aleaciones del acero. En cantidades significativas mejora la resistencia a la corrosión. En cantidades significativas mejora la resistencia a la corrosión. |
| Molibdeno | Mejora la tenacidad y profundidad de endurecimiento de los aceros. En aceros inoxidables austeníticos mejora la resistencia a la corrosión. |

Fuente: Los Autores.

Para analizar si estos materiales son los apropiados para el ambiente corrosivo del yacimiento Petrobras realizó los análisis electroquímico y de resistencia a la tracción a las 14 muestras (en colaboración de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, UPTC), de las cuales 8 muestras fueron de varilla convencional y 6 muestras de varilla continua (Selección de metalurgia con aleación óptima para ambientes corrosivos) con contenidos de cromo, níquel y molibdeno.

Para la realización del análisis electroquímico se tomó una muestra de cada una de las varillas utilizadas y se preparó una solución sintética con las propiedades del agua de producción de Campo Guando, Se realizaron pruebas electroquímicas con las probetas inmersas en la solución sintética y con burbujeo de CO₂. Para simular condiciones de flujo se utilizó un electrodo de anillo rotatorio acoplado a un potencióstato PG TEKCORR 4.1 como se muestra en la figura 51. La velocidad de rotación se mantuvo en 2000 rpm para todas las pruebas, de ésta forma se simula un flujo de 1,204 m/s.

Figura 51. Montaje con Electrodo de Anillo Rotatorio



Fuente: Petrobras Colombia Limited; Informe velocidad de corrosión varillas Campo Guando; Tolima, Colombia; 2012.

Al igual que en el análisis electroquímico se tomaron las mismas varillas para la resistencia a la tracción y se determinó mediante una máquina universal de ensayos con capacidad de 50 toneladas.

Los resultados de estas pruebas se presentan a continuación:

Varilla Convencional – API Class D Alloy

Las pruebas electroquímicas evidenciaron que el material con el mejor comportamiento frente a la corrosión, en los escenarios analizados es el denominado Grado D (Tenaris).

Tabla 15. Resultado Prueba Dinámica de Velocidad de Corrosión Varilla Convencional – API Class D Alloy

| MATERIAL | Rata de corrosión (mpy) | EMPRESA | AISI Series | DUREZA (HCR ²) | Máximo / Torque (lb.ft) |
|-----------|-------------------------|-------------|-------------|----------------------------|-------------------------|
| Grado D | 225,94 | TENARIS | 4142M | 27,1 | 1100 |
| Grado D | 258,4 | WEATHERFORD | 4142SR | 32,2 | 1100 |
| NORRIS 78 | 276,9 | NORRIS | A-4142-M | 25 | 1100 |

Fuente: Petrobras Colombia Limited; Informe velocidad de corrosión varillas Campo Guando; Tolima, Colombia; 2012.

La evaluación de resistencia a la tracción indicó que la muestra identificada como Norris 78 presenta las mejores propiedades mecánicas.

Tabla 16. Resultado Propiedades Mecánicas de Velocidad de Corrosión Varilla Convencional – API Class D Alloy

| Muestra | Resistencia a la fluencia (Lb/pulg ²) | Resistencia máxima a la tensión (Lb/pulg ²) | EMPRESA |
|-----------|---|---|-------------|
| NORRIS 78 | 114790,46 | 120579,13 | NORRIS |
| Grado D | 107268,08 | 133614,6 | WEATHERFORD |
| Grado D | 99424,81 | 122021 | TENARIS |

Fuente: Petrobras Colombia Limited; Informe velocidad de corrosión varillas Campo Guando; Tolima, Colombia; 2012.

Teniendo en cuenta el comportamiento frente a la corrosión, la resistencia a la tracción y ductilidad se recomienda como la mejor alternativa para material **Grado D la fabricada por Weatherford.**

Varilla Convencional – API Class D Special

Las pruebas electroquímicas evidenciaron que el material con el mejor comportamiento frente a la corrosión, en los escenarios analizados es el denominado Grado KD (Weatherford).

Tabla 17. Resultado Prueba Dinámica de Velocidad de Corrosión Varilla Convencional – API Class D Special

| MATERIAL | Rata de corrosión (mpy) | EMPRESA | AISI Series | DUREZA (HCR ²) | Máximo / Torque (lb.ft) |
|----------|-------------------------|-------------|-------------|----------------------------|-------------------------|
| KD | 321,16 | WEATHERFORD | 4720SR | 33 | 1000 |
| Grado KD | 332,54 | TENARIS | 4320M | 29 | 1000 |

Fuente: Petrobras Colombia Limited; Informe velocidad de corrosión varillas Campo Guando; Tolima, Colombia; 2012.

La evaluación de resistencia a la tracción indicó que la muestra identificada como Grado KD (Weatherford) presenta las mejores propiedades mecánicas.

Tabla 18. Resultado Propiedades Mecánicas de Velocidad de Corrosión Varilla Convencional – API Class D Special

| Muestra | Resistencia a la fluencia (Lb/pulg ²) | Resistencia máxima a la tensión (Lb/pulg ²) | EMPRESA |
|----------|---|---|-------------|
| Grado KD | 107268,08 | 132673,6 | WEATHERFORD |
| Grado KD | 103040,26 | 121117,5 | TENARIS |

Fuente: Petrobras Colombia Limited; Informe velocidad de corrosión varillas Campo Guando; Tolima, Colombia; 2012.

Teniendo en cuenta que las pruebas electroquímicas presentaron un pobre desempeño y el material se encuentra limitado por torque **NO SE RECOMIENDA correr sartas Grado KD especial en Campo Guando.**

Varilla Convencional – Non-API Special High Strength

Las pruebas electroquímicas evidenciaron que el material con el mejor comportamiento frente a la corrosión, en los escenarios analizados es el denominado Grado MMS (Tenaris).

Tabla 19. – Resultado Prueba Dinámica de Velocidad de Corrosión Varilla Convencional – Non-API Special High Strength

| MATERIAL | Rata de corrosión (mpy) | EMPRESA | AISI Series | DUREZA (HCR ²) | Máximo / Torque (lb.ft) |
|-----------|-------------------------|-------------|-------------|----------------------------|-------------------------|
| Grado MMS | 236,54 | TENARIS | 4138M | 33 | 1200 |
| NORRIS 97 | 261,95 | NORRIS | A-4330-M | 33 | 1200 |
| T66 | 281,88 | WEATHERFORD | 4138Md | 29,8 | 1200 |

Fuente: Petrobras Colombia Limited; Informe velocidad de corrosión varillas Campo Guando; Tolima, Colombia; 2012.

La evaluación de resistencia a la tracción indicó que la muestra identificada como MMS (Tenaris) presenta las mejores propiedades mecánicas.

Tabla 20. Resultado Propiedades Mecánicas de Velocidad de Varilla Convencional – Non-API Special High Strength

| Muestra | Resistencia a la fluencia (Lb/pulg ²) | Resistencia máxima a la tensión (Lb/pulg ²) | EMPRESA |
|-----------|---|---|-------------|
| Grado MMS | 124732,94 | 142810,18 | TENARIS |
| Grado T66 | 118559,45 | 144617,45 | WEATHERFORD |
| NORRIS 97 | 115694,33 | 122473,29 | NORRIS |

Fuente: Petrobras Colombia Limited; Informe velocidad de corrosión varillas Campo Guando; Tolima, Colombia; 2012.

Teniendo en cuenta el comportamiento frente la corrosión, la resistencia a la tracción y ductilidad se recomienda como la mejor alternativa para **material API Special High Strength la fabricada por Tenaris**, seguida por la Norris.

Varilla Continua – Special Services High Strength

Las pruebas electroquímicas evidenciaron que el material con el mejor comportamiento frente a la corrosión, en los escenarios analizados es el denominado SER-6 (Weatherford).

Tabla 21. Resultado Prueba Dinámica de Velocidad de Corrosión Varilla Continua – Special Services High Strength

| MATERIAL | Rata de corrosión (mpy) | EMPRESA | AISI Series | DUREZA (HCR2) | Máximo / Torque (lb.ft) |
|----------|-------------------------|-------------|-------------|---------------|-------------------------|
| SER-6 | 203,21 | WEATHERFORD | 4120M | 28,5 | 1300 |
| 970N | 265,67 | PROROD | A-4330-M | 30 | 1300 |
| SWR-6 | 338,25 | WEATHERFORD | 4320 | 33,8 | 1300 |
| 960M | 339,35 | PROROD | A-4120-M | 34 | 1300 |

Fuente: Petrobras Colombia Limited; Informe velocidad de corrosión varillas Campo Guando; Tolima, Colombia; 2012.

La evaluación de resistencia a la tracción indicó que la muestra identificada como SWR-6 (Weatherford) presenta las mejores propiedades mecánicas.

Tabla 22. Resultado Propiedades Mecánicas de Velocidad de Varilla Continua – Special Services High Strength

| Muestra | Resistencia a la fluencia (Lb/pulg ²) | Resistencia máxima a la tensión (Lb/pulg ²) | EMPRESA |
|---------|---|---|-------------|
| SWR 6 | 147329,49 | 153656,53 | WEATHERFORD |
| SER-6 | 141142,2 | 149137,22 | WEATHERFORD |
| 960M | 140098,6 | 147329,49 | PROROD |
| 970N | 139194,74 | 145521,77 | PROROD |

Fuente: Petrobras Colombia Limited; Informe velocidad de corrosión varillas Campo Guando; Tolima, Colombia; 2012.

Teniendo en cuenta el comportamiento frente a la corrosión, la resistencia a la tracción y ductilidad se recomienda como la mejor alternativa para **material SER-6 Weatherford**, seguida por la 970N Prorod.

Varilla Continua – API D Special

Las pruebas electroquímicas evidenciaron que el materia con el mejor comportamiento frente a la corrosión, en los escenarios analizados es el denominado 750N (Prorod).

Tabla 23. Resultado Propiedades Mecánicas de Velocidad de Varilla Continua – API D Special

| MATERIAL | Rata de corrosión (mpy) | EMPRESA | AISI Series | DUREZA (HCR2) | Máximo / Torque (lb.ft) |
|----------|-------------------------|-------------|-------------|---------------|-------------------------|
| 750N | 231,9 | PROROD | A-4320-M | 28 | 1100 |
| DWR 8.5 | 246,91 | WEATHERFORD | 4320 | 26,2 | 1100 |

Fuente: Petrobras Colombia Limited; Informe velocidad de corrosión varillas Campo Guando; Tolima, Colombia; 2012.

La evaluación de resistencia a la tracción indicó que la muestra identificada como 750N (Prorod) presenta las mejores propiedades mecánicas.

Tabla 24. Resultado Propiedades Mecánicas de Velocidad de Varilla Continua – Special Services High Strength

| Muestra | Resistencia a la fluencia (Lb/pulg ²) | Resistencia máxima a la tensión (Lb/pulg ²) | EMPRESA |
|---------|---|---|-------------|
| 750N | 122021,36 | 131963,84 | PROROD |
| DWR 8.5 | 101232,53 | 115694,33 | WEATHERFORD |

Fuente: Petrobras Colombia Limited; Informe velocidad de corrosión varillas Campo Guando; Tolima, Colombia; 2012.

Teniendo en cuenta que las pruebas electroquímicas presentaron un pobre desempeño y el material se encuentra limitado por torque **NO SE RECOMIENDA correr sartas Grado D especial en Campo Guando.**

Como resultado general de las 14 muestras analizadas se evidencio:

Metalografías: Todos los aceros analizados presentan bajo nivel de inclusiones, confirmando el adecuado proceso de fabricación de manera que sea mínima la probabilidad de fallas en proceso por esta causa.

Composición química: El % de Cr, Mo y Ni de los aceros cumplen con las especificaciones de acuerdo con la metalurgia. Se recomienda hacer especial seguimiento a la SER6 especialmente en composición química y resistencia a la tensión.

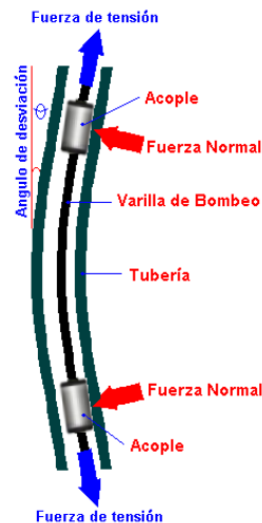
Microdureza-tensión: Los materiales presentaron alta uniformidad microestructural, lo que mejora sus propiedades mecánicas debido a la densidad (grado de empaquetamiento).

❖ **Implementación de Guías Inyectadas**

Teniendo en cuenta que los pozos de Campo Guando están configurados en forma de “S” las inclinaciones por pie alrededor de los 600 pies y a 2500 pies encontramos los puntos más críticos los cuales pueden alcanzar 7°/100ft, estos puntos son los de mayor probabilidad de generación de

corrosión debido a la fricción contra la tubería (incremento acelerado de pérdida de material, ver figura 52) a esto se le suman las condiciones ambientales que el yacimiento posee, tales como presencia de agua, gases ácidos como el ácido carbónico (CO₂) y el ácido sulfhídrico (H₂S), comunes en la mayoría de los pozos de campo Guando, esto se disuelven fácilmente en el agua ocasionando disminuciones el valor del pH y por consiguiente generando el fenómeno de corrosión, finalmente permitiendo que la ocurrencia de fallas se incrementen y con ello los costos de producción debido a los trabajos de varillaje necesarios para reanudar la operación normal de bombeo.

Figura 52. Fuerza de contacto normal



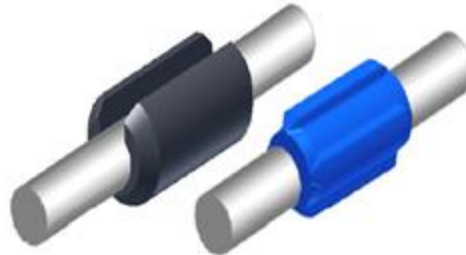
Fuente: CIULLA, Francesco; Principios Fundamentales para Diseño de Sistemas de Bombas de Cavidades Progresiva; 2003.

El tratamiento químico para esta zona no es suficiente ya que el inhibidor tipo fílmico el cual se adhiere a las paredes de la varilla no puede resistir esta acción mecánica dejando si protección dicha zona siendo más vulnerable a la falla.

La estrategia para minimizar la fricción es la implementación de los centralizadores o guías inyectadas en el cuerpo de la varilla, los cuales son

dispositivos nuevos que han venido empleándose para aumentar el tiempo de servicio de la varilla como de la tubería (ver figura 53).

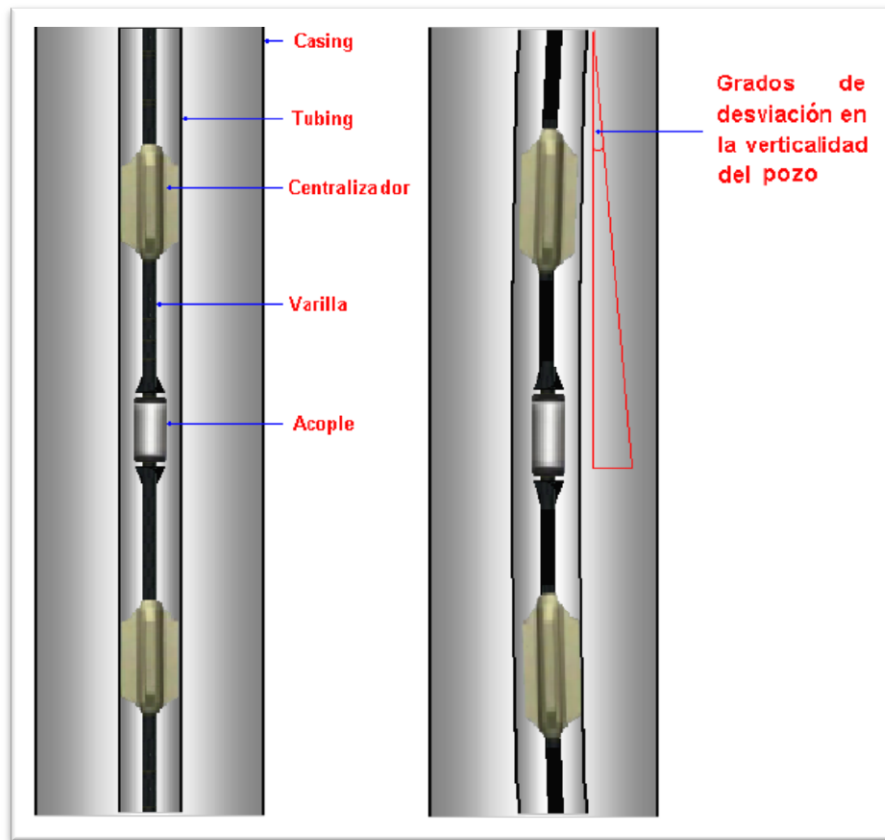
Figura 53. Guías Inyectadas



Fuente: NORRIS, Production Solutions; Product line: Sucker Rods, Drive Rods, Rod Guides and Accessories; Alberta, Canada.

Su función es la de evitar el contacto metal-metal entre la tubería de producción (*Tubing*) y la sarta de varillas generado por la desviación en la verticalidad del pozo (Ver Figura 54). Son fabricados de material polimérico y su ubicación se halla sobre el cuerpo de la varilla aunque su uso se ve limitado debido al número de centralizadores efectivo que debe colocarse en cada varilla, ya que el empleo de muchos centralizadores podría contribuir grandemente a una disminución en el flujo de salida del crudo y a un aumento en el tiempo de trabajo necesario para la instalación de los mismos. Poseen un diseño que varía muy poco, pueden tener aletas o ser macizos.

Figura 54. Ubicación de los centralizadores en la sarta de varillas y desviación del tubing



Fuente: CIULLA, Francesco; Principios Fundamentales para Diseño de Sistemas de Bombas de Cavidades Progresiva; 2003.

2.7.1.2 Tratamiento Químico Down Hole. El Tratamiento de control de corrosión se basa en la aplicación de un Inhibidor de corrosión tipo fílmico en cual forma una película entre la pared metálica y el medio corrosivo diseñado para disminuir, detener y/o atrasar alguno o todos los pasos que tienen lugar durante el proceso de disolución de una estructura metálica.

El residual del inhibidor también es capaz de proteger líneas de producción ubicadas aguas arriba de los puntos de aplicación.

Como las inhibiciones están en contacto permanente con los fluidos de producción un factor importante a considerar en la selección del inhibidor

es su compatibilidad con dichos fluidos. La compatibilidad se mide en términos de tendencia a la generación de espuma, generación de emulsión, tensión interfacial, solubilidad en agua y eficiencia del producto.

❖ **Tratamiento mediante aplicación de Baches**

Descripción del producto: Mezcla de Fosfonatos PBTC solubilizados en un solvente apropiado.

Punto de Inyección: Cabeza de pozo

Solubilidad: Agua.

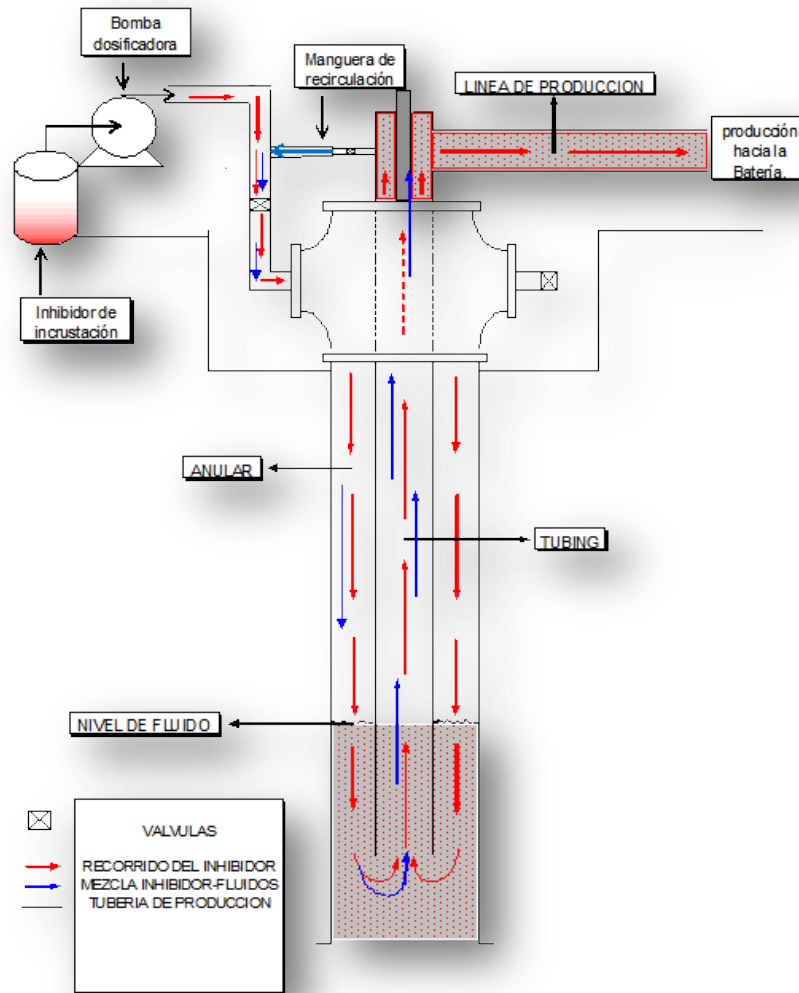
Metodología: Aplicación de baches semanales mediante metodología "BATCH AND FLUSH" a través del espacio anular del pozo con dosis de entre 10 y 300 ppm.

Para los pozos de Campo Guando el método utilizado es bombear el fluido químico por el anular mediante bomba dosificadora con el objeto que llegue a fondo, lo tome la succión de la bomba de fondo y retorne con los fluidos de producción como se puede apreciar en el siguiente esquema (ver figura 55).

Mejoramiento Eficiencia de producto: Los inhibidores de corrosión deben ser evaluados a nivel de laboratorio por métodos electroquímicos (resistencia a la polarización lineal LPR y curvas Tafel) y usando un equipo de electrodo de disco rotatorio, en concentraciones de dosificación de inhibidor de 5,10, 30 y 60 ppm, la evaluación se debe llevar a cabo empleando agua de pozo. Siguiendo los lineamientos de la norma ASTM G-170-01 y a temperatura ambiente; calculándose la eficiencia del inhibidor usando la siguiente ecuación:

$$\mathcal{E} = \frac{Vel_{corr. sinInhibidor} - Vel_{corr. conInhibidor}}{Vel_{corr. sinInhibidor}} \times 100 \quad (Ec. 1)$$

Figura 55. Esquema Tratamiento Químico Down Hole



Fuente: Los Autores.

Como criterio generalizado, se determina que un inhibidor, debe tener una eficiencia igual o mayor a 80%.

Frecuencia de Bacheo: El periodo de tratamiento puede variar ampliamente dependiendo de la corrosividad, la relación entre el agua y el petróleo, el tamaño de la tubería y la desviación del pozo. Con base en lo anterior y teniendo en cuenta que campo Guando tiene pozos cuya

geometría es severa, con altos grados de inclinación la frecuencia de tratamiento debe ser:

Tabla 25. Frecuencia de Tratamiento Guando

| Volumen de producción (BFPD) | Periodo de tratamiento |
|------------------------------|------------------------|
| Hasta 150 | Cada dos semanas |
| 150 a 300 | Una vez a la semana |
| 300 a 1000 | Dos veces a la semana |

Fuente: CHAMPION CHEMICAL, INC; Manual de detección y control de corrosión en campos petroleros; Houston, Texas; 1989.

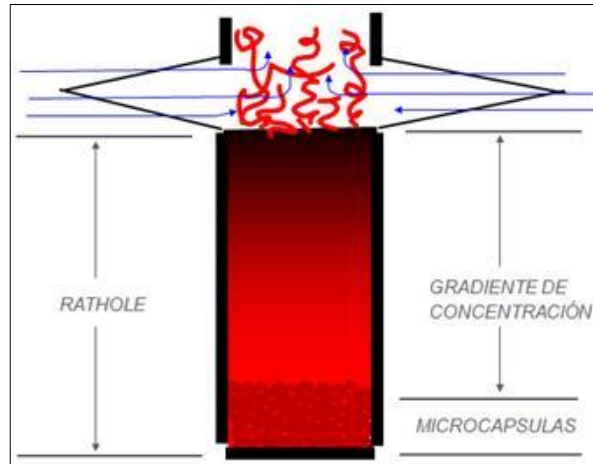
Siguiendo las recomendaciones de la Norma NACE SP-0195-2007 y usando la metodología Back and flush descrita en el numeral 4.2 de la norma.

❖ **Tratamiento Down Hole por Continuo**

TROSCAPRS-20 Es un inhibidor de corrosión tipo fílmico encapsulado seco, sólido, pesado. Las capsulas son permeables al agua y no invasivas a la formación, permitiendo el lento desprendimiento del activo del inhibidor para controlar o reducir la corrosión. (fig.2).

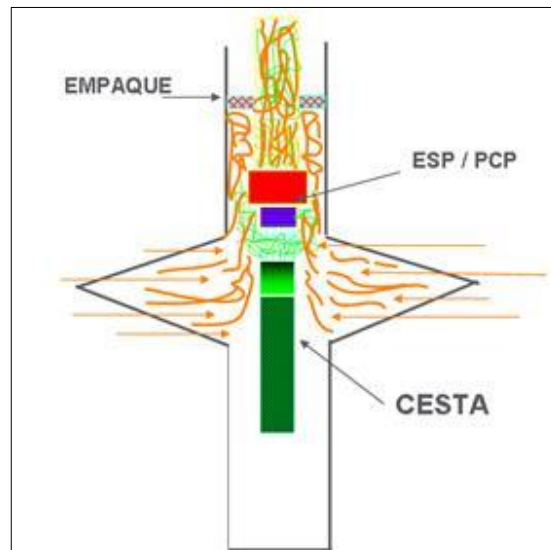
Las TROSCAP S-20 están diseñadas para ser colocadas en un hoyo de rata ('Rat hole') o en tubería de cola. Las capsulas son pre-mezcladas en un líquido viscoso y bombeadas hacia el pozo, donde su peso les permite hundirse y llenar el 'rat hole' (ver figura 56). Las aplicaciones también pueden hacerse a través de una cesta abierta en el tope o la tubería debajo de las Bombas Electrosumergibles y PCP (ver figura 57). Para los dos casos se estima según los cálculos realizados por Clariant, firma encargada del tratamiento químico del campo, que el tiempo de vida de una píldora es de aproximadamente de 8 meses después de esto se tendría que realizar el tratamiento por baches.

Figura 56. TROSCAPRS-20 en Rat Hole



Fuente: CLARIANT COLOMBIA S.A.; Tecnologías control de corrosión Down Hole; Colombia; 2012.

Figura 57. TROSCAPRS-20 Aplicación en pozos EPS / PCP



Fuente: CLARIANT COLOMBIA S.A.; Tecnologías control de corrosión Down Hole; Colombia; 2012.

El activo del inhibidor de corrosión es desprendido en el agua producida por difusión a través de las cápsulas permeables al agua. La velocidad de desprendimiento es función de:

- Temperatura
- La composición de la salmuera
- El PH
- Las velocidades de flujo

Todos estos parámetros son utilizados para diseñar los tratamientos antes de su aplicación.

Criterios Para Selección De Pozos

- Suficiente volumen de espacio muerto (*rathole*)
- Las cápsulas pueden mantenerse sin perturbaciones
- Las cápsulas se colocan corriente arriba del área objetivo

Criterios De Aplicación

- El tamaño de la carga es calculado del agua de producción.
- El 'Bolsillo' (*Rathole*) debe tener la capacidad adecuada; regularmente se utiliza del diámetro de la tubería de producción y aloja únicamente el activo del producto o las cápsulas.
- Es simple para pozos verticales.
- Los pozos desviados pueden ser tratados aplicando las cápsulas con tuberías enrolladas. De acuerdo a la experiencia para estos pozos se baja cola de tubería, ya que no se puede utilizar el *rathole*.
- Puede ser aplicado en pozos desviados vía Tuberías Embobinadas.

2.7.2 Geometría. Para el plan estratégico del control y mitigación de la fricción de acuerdo a la geometría de los pozos en Campo Guando se contempló el rediseño de la bomba de cavidades progresiva, Instalación de bombas de mayor capacidad para disminuir la velocidad (RPM), uso de varilla continua o implementación de guías inyectadas en sartas de varilla convencional, cambió de diámetro de tubería 4 ½" con un mayor espesor de Pared, y cambio de sistema de levantamiento. A continuación se detallaran cada una de éstas.

2.7.2.1 Reducción de la fricción. Debido al movimiento rotativo de la sarta de varillas y al constante contacto de ésta con la tubería de producción por la inclinación del pozo, se produce una acción de desgaste progresivo de ambos equipos provocado por las cargas de contacto. En la mayoría de los casos, la rotación se produce en un punto determinado sobre la pared interna de la tubería haciendo que eventualmente se forme reducción de la pared de la misma y de la varilla reduciendo su área transversal, al cabo de un tiempo específico debido por la velocidad de rotación y las cargas de contacto la situación termina en rotura de varillo y/o tubería.

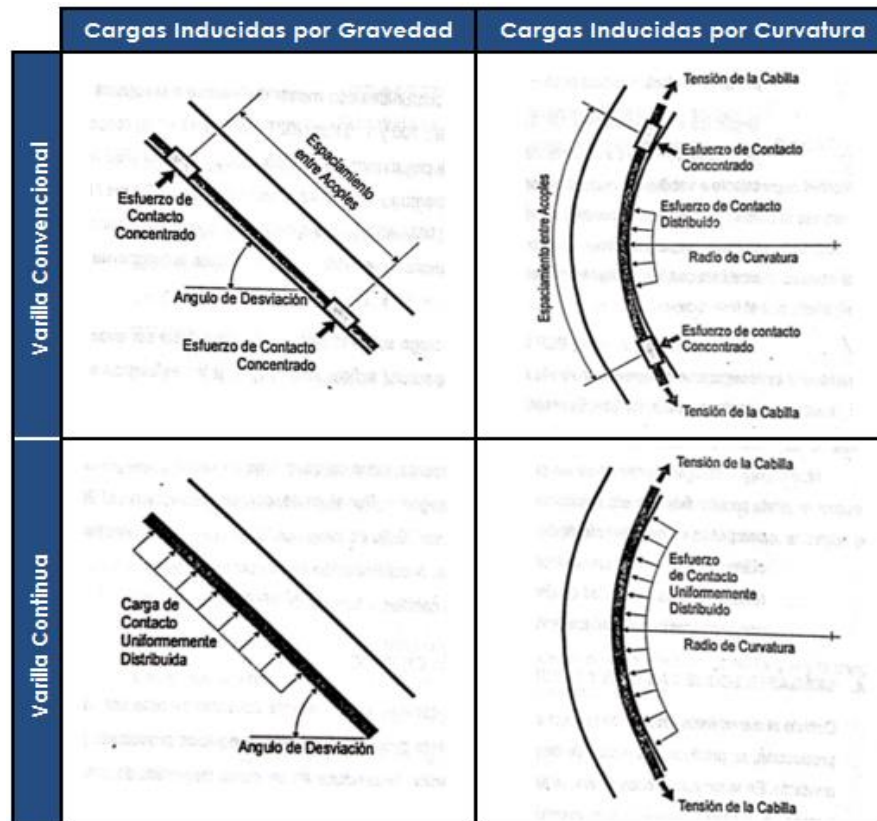
Este proceso de desgaste de la sarta de varilla y tubería de producción en aplicaciones PCP está gobernado principalmente por el tamaño y tipo de cada uno de estos componentes, la magnitud de la carga de contacto entre ambas, las características del fluido producido y la velocidad de operación del sistema. Estos parámetros determinarán el mecanismo predominante de desgaste y las características del mismo para cada caso en particular, en la gráfica 58 se describen algunos tópicos relacionados con el desgaste entre las varillas y tubería para aplicaciones PCP.

❖ **Uso de varilla continua - Reducción de diámetro de la varilla.**

La magnitud y la naturaleza de las cargas de contacto entre la sarta de varillas y la tubería de producción dependerán básicamente de la geometría del pozo, la configuración de ambos elementos y la tensión sobre las varillas. Como se evidencio en la gráfica 58, el comportamiento de las cargas es totalmente diferente en el caso de varillas convencionales (cargas concentradas sobre los acoples) y varillas continuas (Carga distribuidas a lo largo del cuerpo).

La carga neta de contacto es la resultante de las cargas inducidas por la gravedad y aquellas que se desarrollan a partir de la combinación entre la curvatura del pozo y la tensión de la sarta.

Figura 58. Relación de Cargas de contacto de varilla y Geometría del pozo

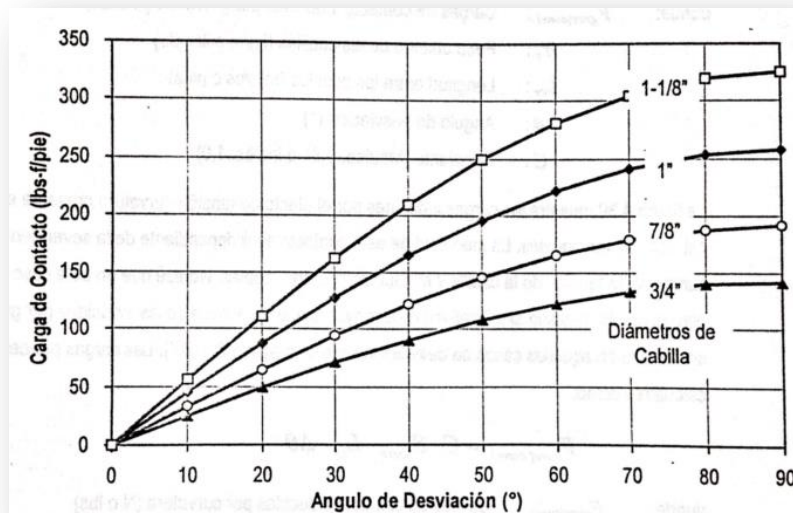


Fuente: CIULLA, Francesco; Principios Fundamentales para Diseño de Sistemas de Bombas de Cavidades Progresiva; 2003.

En la gráfica 9 se muestra una comparación de la magnitud de las cargas de contacto inducidas por gravedad en varillas convencionales en función del ángulo de curvatura y para diferentes diámetros de varillas. Cabe destacar que la resultante de este efecto es producto del contacto entre los acoplos y la tubería de producción y no del cuerpo de la varilla.

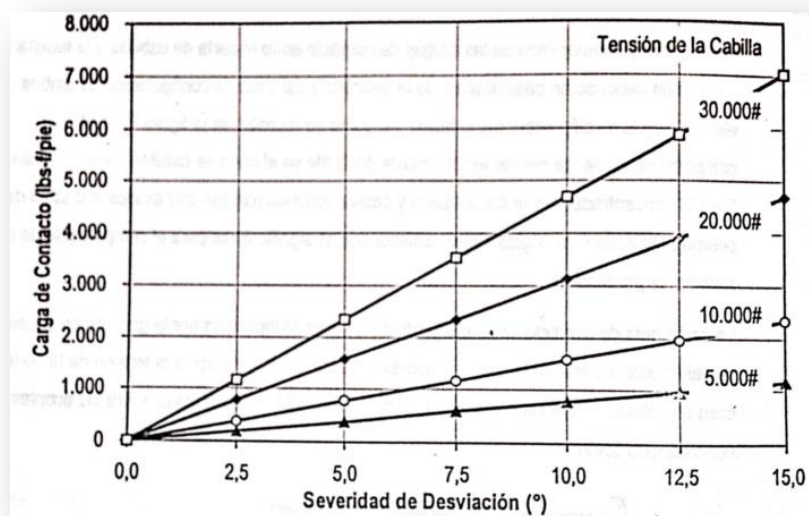
La gráfica 10 muestra las cargas inducidas por el efecto de tensión – curvatura presente en las varillas convencionales, La magnitud de este contacto será dependiente de la severidad de curvatura, la tensión de la varilla y el espaciado entre los acoplos. Nótese que en este caso las cargas resultantes son significativamente mayores que en el caso de las inducidas por Gravedad, sobre todo en aquellos casos de desviación severa (Mayor a 6°/100ft).

Gráfica 9. Relación Carga de Contacto Vs. Angulo de Desviación Varilla Convencional



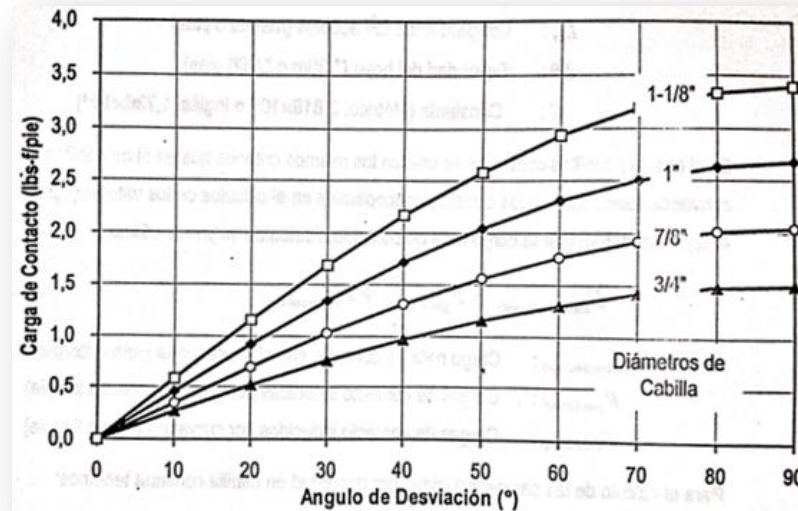
Fuente: CIULLA, Francesco; Principios Fundamentales para Diseño de Sistemas de Bombas de Cavidades Progresiva; 2003.

Gráfica 10. Relación Carga de Contacto Vs. Severidad de Desviación Varilla Convencional



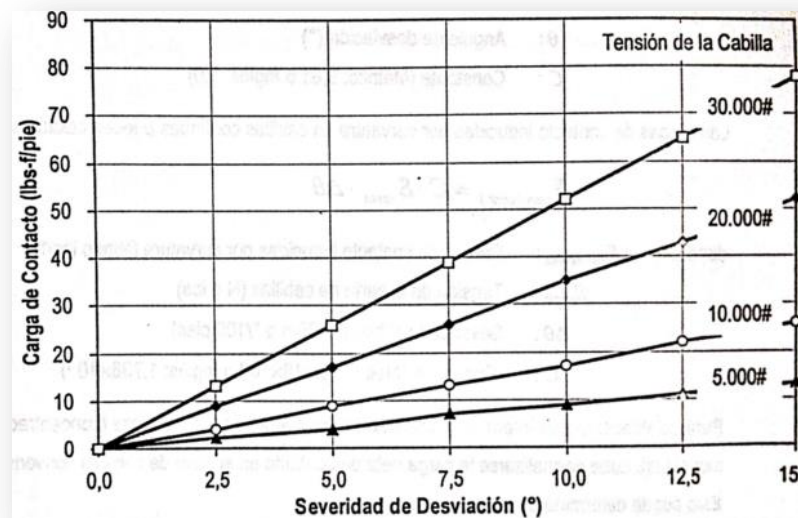
Fuente: CIULLA, Francesco; Principios Fundamentales para Diseño de Sistemas de Bombas de Cavidades Progresiva; 2003.

Gráfica 11. Relación Carga de Contacto Vs. Angulo de Desviación Varilla Continua



Fuente: CIULLA, Francesco; Principios Fundamentales para Diseño de Sistemas de Bombas de Cavidades Progresiva; 2003.

Gráfica 12. Relación Carga de Contacto Vs. Severidad de Desviación Varilla Continua



Fuente: CIULLA, Francesco; Principios Fundamentales para Diseño de Sistemas de Bombas de Cavidades Progresiva; 2003.

De forma ilustrativa se puede ver el impacto de la varilla continua en pozos con cierta desviación, comparándose las magnitudes obtenidas para distintos diámetros de varillas (gráficas 9 y 11) y para diferentes tensiones de varillas (gráficas 10 y 12). Nótese que en caso de varillas convencionales, los esfuerzos son aproximadamente 100 veces mayores que en el de varilla continua, *presentándose esta última como una excelente solución en aplicaciones de pozo de alta severidad de desviación*. La varilla continua tiene la particularidad de adaptarse longitudinalmente a la pared interna del pozo por muy severa que sea la curvatura del mismo. Con esto, logra disminuir la carga equivalente a lo largo de toda la sección de contacto reduciéndolas notablemente.

Adicionalmente la varilla continúa al no tener cuello y uniones elimina la posibilidad de fallas por desconexión, elimina la concentración de esfuerzos en un solo punto, y desgaste de la unión y de la tubería de producción y no presentan los efectos de flotabilidad de la sarta de varilla convencional.

En cuanto a los diferentes diámetros se evidencia una disminución en la carga de contacto en diámetros menores, sin embargo es importante tener en cuenta si la capacidad de torque de la misma soporta la carga de diseño del sistema.

❖ **Cambio de Diámetro de la tubería de Producción**

Teniendo en cuenta la reducción de las cargas de contacto a menor diámetro de varilla como se mostró en las gráficas 9 y 11 y la limitación de torque (LB.FT) que poseen la varillas de diámetros menores esta podría ser una alternativa de solución al problema

Sin embargo se evidencio que de acuerdo al diseño y a la operación de campo Guando las varillas actualmente instaladas son de 1 pulgada, al correr el diseño promedio con sistema PCP se evidencia que el torque de operación promedio es de 700 lb.ft; teniendo en cuenta lo anterior, la alternativa de reducir el diámetro de la varilla estaría limitado el torque máximo de operación de las mismas.

Por tal motivo, el mismo fenómeno de reducción de la carga de contacto se obtiene al mantener el diámetro de la varilla de una pulgada e incrementar el diámetro de la tubería de 3.5 a 4.5 pulgadas.

❖ **Implementación de Guías Inyectadas en sargas de varilla convencional**

La idea principal en el desarrollo de diversos dispositivos para minimizar el efecto de desgaste se enfoca en centralizar la sarga de varillas (para separarlos de la tubería de producción) o minimizar la magnitud de las cargas de contacto (dirigido hacia las ventajas de las cargas distribuidas) con el objeto de contrarrestar el desgaste tanto de la sarga de varillas como de la tubería de producción.

Actualmente las sargas de varilla convencional que se encuentran instaladas en Guando se encuentran en su totalidad centralizadas, sin embargo por los altos grados de inclinación es necesario lograr una centralización a lo largo del cuerpo de la varilla para reducir las cargas de contacto.

La implementación de las guías inyectadas tendrían las siguientes ventajas:

- ✓ Proteger el cuerpo de la varilla
- ✓ Centralizar la varilla
- ✓ Reducir el desgaste de la varilla y la tubería
- ✓ El extremo cónico reduce la turbulencia y promueve flujo dinámico en pozos de alto volumen o ambientes corrosivos.

Las guías inyectadas son un recubrimiento externo de poliuretano o plástico con características especiales, estos materiales sintéticos tienen un coeficiente de desgaste inferior al acero por lo que ofrecen una mayor resistencia a este efecto. Por otro lado su mayor diámetro externo permite ofrecer un mayor volumen de material expuesto al desgaste con lo cual se logra extender el tiempo de operación del equipo. Además como se vio

en el capítulo de Corrosión la implementación de estas guías ayudan a proteger las varillas y a tubería contra los agentes corrosivos.

Para la implementación de esta tecnología en campo Guando de acuerdo a la configuración de los pozos se recomienda en las zonas de mayor inclinación (600 pies y a 2500 pies) con 3 a 4 guías dependiendo de la severidad de las mismas.

2.7.2.2 Instalación de bombas de mayor capacidad. Actualmente en campo Guando se tiene establecida una frecuencia máxima de operación en el sistema de levantamiento artificial de 340 rpm, estas velocidades inciden en el desgaste prematuro del cuerpo de la varilla al existir alta fricción metal – metal, se evidencia que al rediseñar la bomba de subsuelo elevando la capacidad de la misma reduce la velocidad de operación evitando la reducción prematura del área transversal de la varilla.

Debido al movimiento de la sarta de varillas y el constante contacto de ésta con la tubería de producción, se produce una acción de desgaste progresivo de ambos equipos provocado por las cargas de contacto. En la mayoría de los casos, la rotación se produce en un punto determinado de la pared interna de la tubería haciendo que se forme una reducción de la pared de la misma.

Este proceso de desgaste en la sarta de varillas y de tubería de producción en aplicaciones de cavidades progresivas PCP está gobernado principalmente por el tamaño y el tiempo de cada uno de estos componentes, la magnitud de la carga de contacto entre ambos, las características del fluido producido y la velocidad de operación del sistema. Estos parámetros determinan el mecanismo predominante de desgaste las características del mismo para cada caso en particular. Al realizar la instalación de una bomba de mayor capacidad se reduce el número de ciclos evitando desgaste prematuro debido al proceso erosivo del contacto metal-metal.

En la siguiente tabla se encuentran listados los modelos de bombas PCP en el mercado, la propuesta es la instalación de una bomba con mayor capacidad de caudal pero con velocidades de rotación menores lo cual garantizará menor fricción entre componentes, indudablemente la instalación de bombas con mayores capacidades tienen un costo adicional, estos valores se mostraran en el capítulo de análisis económico.

Tabla 26. Bombas PCP

| Modelo | PCP | DESPLAZAMIENTO BFPD/RPM | Modelo | PCP | DESPLAZAMIENTO BFPD/RPM |
|---------|-------------|----------------------------|---------|------------|----------------------------|
| Geremia | 28-35-300IM | 0,639 | BMW | 200-5200 | 2,013 |
| Geremia | 18-35-400 | 0,852 | Geremia | 24-40-1200 | 2,608 |
| Geremia | 28-40-500 | 1,043 | Geremia | 24-40-1500 | 3,478 |
| BMW | 140-5100 | 1,384 | Geremia | 20-40-2100 | 4,348 |
| Geremia | 18-40-600 | 1,391 | Geremia | 24-40-2100 | 4,348 |
| Geremia | 28-45-700 | 1,540 | Geremia | 28-40-2100 | 4,348 |
| Geremia | 29-45-700 | 1,540 | Geremia | 22-40-2500 | 5,797 |

Fuente: Los Autores.

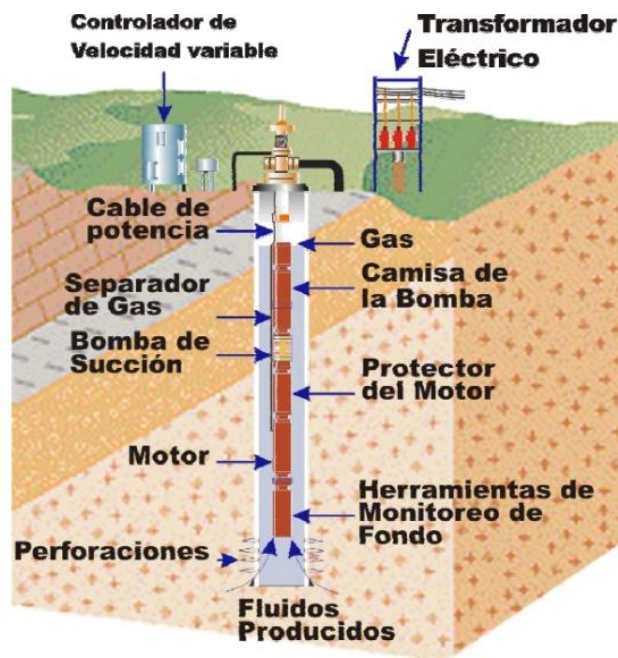
2.7.2.3 Cambio de Sistema de Levantamiento. En los pozos que se evaluó la recurrencia de fallas debido al desgaste de área transversal debido a la fricción generada por los ciclos de velocidad y que no se pueda remplazar por una bomba PCP de mayor capacidad y su velocidad sea mayor a 330 rpm se puede evaluar la alternativa de remplazar el sistema de levantamiento artificial por ESP debido a que este no requiere de sarta de bombeo y la capacidad de desplazamiento es mayor.

La alternativa evaluada será un sistema electrosumergible (ESP), un equipo de bombeo electrocentrífugo consta básicamente de una bomba centrífuga de varias etapas, cuyo eje está conectado directamente a través de una sección protectora a un motor eléctrico sumergible, sumergida en el fluido del pozo, y conectada hasta la superficie a través de un cable para suministrar la energía eléctrica del motor. El cable conductor se sujeta al conjunto y a la tubería mediante flejes metálicos

flexibles, los cuales son colocados cada 12 a 15 pie. El conjunto motor – protector – bomba, tiene un acoplamiento continuo que se logra mediante ejes de conexión estriada, los cuales tienen como finalidad hacer rotar el protector y la bomba al girar el eje del motor bombea el fluido a presión hasta la superficie.

Las bombas electro sumergibles están diseñadas como bombas centrífugas compuestas de varias etapas apiladas una tras de otra, las cuales constan de un Impulsor giratorio y un difusor estacionario cada una (Ver Figura 59). El impulsor consiste en una serie de alabes que proporcionan energía cinética al fluido y el difusor es una serie de cámaras de diferente área que convierten la energía cinética de fluido en presión.

Figura 59. Sistema Convencional ESP



Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar; Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros; Bucaramanga, Colombia; 2007.

La energía eléctrica requerida es transportada desde superficie hacia el motor de subsuelo mediante un cable eléctrico fijado a la parte externa de la tubería de producción. El empuje hacia el fluido de producción es realizado por el impulsor, el cual, imparte un movimiento tangencial y radial al fluido, incrementando así su energía cinética. El difusor recibe el fluido de alta velocidad y reduce ligeramente dicha velocidad antes de enviarlo hacia el impulsor de la próxima etapa de bombeo. Este aumento en la energía cinética es convertido en presión. El proceso de conversión tiene usualmente una eficiencia de entre 50 y 80 %, para las bombas centrífugas de subsuelo. Estas son bombas de desplazamiento dinámico, en las que la cabeza dinámica total desarrollada (*Total Dynamic Head, TDH*) es una función de la tasa de flujo y el número de etapas de la bomba.

Ventajas

- ✓ Permite el levantamiento de volúmenes extremadamente altos (alrededor de 20,000 bbl/día) sin dificultad, y a bajo costo.
- ✓ Elevado aporte de energía al fluido.
- ✓ Alta eficiencia (70 %).
- ✓ El sistema no se ve afectado por la desviación.
- ✓ Buena recolección de datos e información relacionada.
- ✓ Tasas de producción elevadas.
- ✓ Sistema fácil de controlar.
- ✓ No ocupa grandes espacios en superficie. Igualmente es aplicable en plataformas costa afuera.
- ✓ Permite una fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión e inhibidores de scales.
- ✓ Disponibilidad de unidades de diversos tamaños.

Desventajas

- ✓ Tolerancia limitada a la arena.
- ✓ Baja tolerancia a las altas relaciones Gas – Líquido (Sin separador).
- ✓ Se requiere de taladro o estructura en caso de falla.

- ✓ Posibles fallas eléctricas, principalmente asociadas al cable.
- ✓ El cable eléctrico puede ocasionar problemas con las tuberías.
- ✓ Vida útil corta si existe un diseño, instalación y operación deficientes.
- ✓ Tolerancia limitada a las altas temperaturas.
- ✓ Poco práctico en pozos someros.
- ✓ Solo es aplicable con energía eléctrica, y para tal caso, requiere de altos voltajes.
- ✓ Las unidades son costosas, para ser reemplazadas a medida que el yacimiento declina.
- ✓ Presenta cierto grado de limitación por profundidad, debido costos de cable y capacidad de la bomba.

El tiempo de espera entre fallas (MTBF, Mean Time Between Failure) es un factor a tener en cuenta en la operación de los sistemas de bombeo electrosumergible y depende de la tasa de producción, del proveedor del equipo, las condiciones ambientales y los requisitos de operación. Tiene valores típicos entre 6 meses y 5 años en los ambientes más amigables. Algunos factores que influyen sobre este valor son:

- El uso de procedimientos de campo adecuados.
- Monitoreo continuo de las presiones y tasas de producción.
- Arranque y parada controlada de los equipos.

A continuación se detallan algunas características del bombeo electrosumergible según estudios realizados por la Universidad Industrial Santander, UIS, mediante tesis de grado sobre sistema de levantamiento artificial, en la cual se detallan las variables a tener en cuenta para la decisión técnica de instalación de dicho sistema.

Tabla 27. Variables con Respecto a Características de Yacimiento

| VARIABLES | RANGOS | | | | | |
|--|---------------|---------------|---------------------------|----------------------------|------------------------------|---------------|
| | No Aplicable | Limitado | Aceptable | Bueno | Excelente | Óptimo |
| Número de Pozos | | | | | 1 | >1 |
| Tasa de Producción (BPD) | <100 y >60000 | 100 a 200 | 201 a 300 y 50001 a 60000 | 301 a 1000 y 30001 a 50000 | 1001 a 10000 y 20001 a 30000 | 10001 a 20000 |
| Profundidad del pozo (ft) | >15000 | 12501 a 15000 | 10001 a 12000 | 7501 a 10000 | 5001 a 7500 | 1 a 5000 |
| Tamaño de Casing (In ID) | 2 3/8 | 4 1/2 | | 5 ½ | 7 | >7 |
| Grado de Inclinación Pozo con respecto a la vertical (°) | >80 | | 71 a 80 | 41 a 70 | 11 a 40 | 0 a 10 |
| Severidad Dogleg (ft/100ft) | | | >10 | | 4 a 10 | 0 a 3 |
| Temperatura (°F) | >450 | 351 a 450 | 326 a 350 | 251 a 325 | 1 a 70 y 151 a 250 | 71 a 150 |
| Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi) | | | | 14 a 300 | 301 a 500 | >500 |
| Tipo de Completamiento | Múltiple | | | | | Simple |
| Tipo de Recobro | | | Terciario | | Secundario | Primario |

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar; Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros; Bucaramanga, Colombia; 2007.

Tabla 28. Variables con Respecto a Características de Fluidos

| VARIABLES | RANGOS | | | | | |
|--------------------------------------|--------------|-------------|------------------------------|------------|-----------|-----------------|
| | No Aplicable | Limitado | Aceptable | Bueno | Excelente | Optimo |
| BSW | | | | 91 a 99,9 | 71 a 90 | 0,1 a 70 |
| Viscosidad del fluido producido (cp) | >5000 | 201 a 5000 | 101 a 200 | 51 a 100 | 11 a 50 | 0,1 a 10 |
| Presencia de fluidos corrosivos | | | Si | | | No |
| Contenido de Arena Abrasiva (ppm) | >200 | 101 a 200 | 51 a 100 | 16 a 50 | 6 a 15 | 0 a 5 |
| GOR (scf/stb) | >5000 | 4001 a 5000 | 1501 a 4000 | 501 a 1500 | 51 a 500 | 0 a 50 |
| Presencia de Contaminantes | | | Severa | Media | Leve | Nula |
| Tratamiento Aplicado | | | Ácidos Solventes Inhibidores | | | Sin tratamiento |

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar; Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros; Bucaramanga, Colombia; 2007.

De acuerdo a la información anterior la decisión de la instalación de un sistema ESP en Campo Guando es netamente económica, este análisis se podrá revisar en el capítulo de análisis económico.

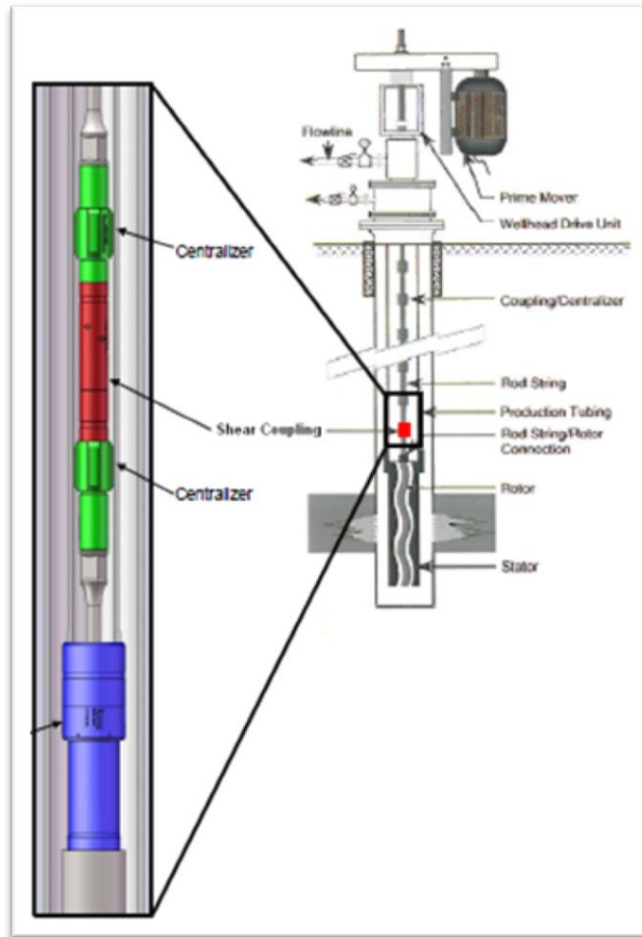
2.7.3 Shear Coupling. Las Bombas PCP están conectadas a la superficie a través de una sarta de varillas, en ocasiones es necesario separar la sarta de varillas de la bomba de fondo, esto puede realizarse por dos métodos halando o rotando, siendo este último método el menos utilizado debido a que la sarta se puede desenroscar en cualquier punto si se está utilizando una sarta de varilla convencional. La sarta de varilla generalmente consiste en una serie de varillas de bombeo acoplados entre sí o una varilla continua. El Shear coupling es un acople de cizallamiento que se sitúa antes de la bomba, cerca del último conjunto de varillas. Ha sido utilizado como un medio previsible de separación de la sarta de varillas de la bomba de fondo de pozo mediante la aplicación de una fuerza sustancial (halando) que corta el acople especializado (ver figura 60).

Teniendo en cuenta las causas de falla del shear coupling mostrada en el capítulo anterior se propuso a Petrobras las siguientes alternativas basándonos en la investigación del mercado.

2.7.3.1 Cambio del diseño del shear couplig. Se contactaron diferentes compañías para que presentaran otro tipo de diseño, el cual, reducirán las fallas en este sistema.

La firma Plainsman presentó un diseño innovador el cual fue evaluado conjuntamente con los ingenieros de Petrobras y se propuso finalmente la implementación de este como prueba piloto.

Figura 60. Ubicación Shear Coupling



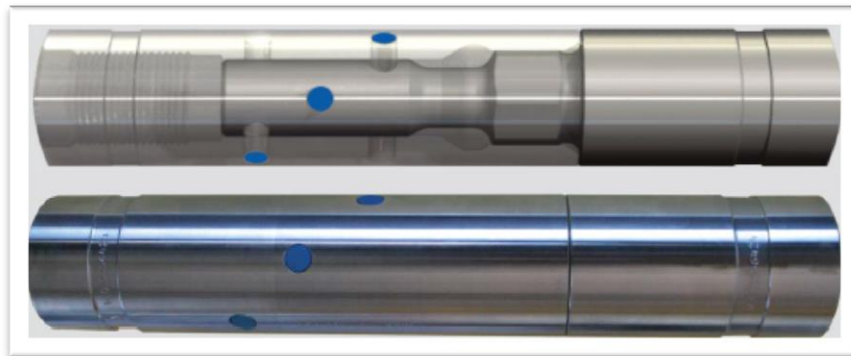
Fuente: C-FER Technologies; PC Pumping Systems: Design, Operation and Performance Optimization; 2012.

El diseño propuesto por Plainsman es el *shear coupling ToughTorq* (ver figura 56) tiene una mayor resistencia a la fatiga en pozos horizontales y desviados por las siguientes características:

- ✓ Par interno mejorado transmitir clave del diseño.
- ✓ Mayor flexibilidad.
- ✓ Mejoramiento de la dureza del material utilizando aleación Ni-Cr-Mo.
- ✓ Reducción de la distribución de tensiones alrededor de pasadores de seguridad.
- ✓ Tratamiento superficial mejorado en torno a áreas de alta tensión.
- ✓ Ideal para pozos verticales, horizontales, y desviados.
- ✓ Construcción conexión Caja por Caja.

- ✓ Las roscas son formada en frio (*cold rolled*), no cortadas, conforme al API 11B.
- ✓ Valores calibrados precisamente para los pasadores de seguridad.
- ✓ ISO 9001 garantiza los materiales y la trazabilidad en la fabricación.
- ✓ Diámetro para pozos delgados (Slim hole).

Figura 61. Shear Coupling ToughTorq - Plainsman



Fuente: PLAINSMAN MFG. INC; 011 PB-CPLS05-ToughTorq Shear Brochure (glossy paper); Canada; 2011.

2.7.3.2 Instalación del shear coupling en sección tangencial del pozo. La instalación del Shear Coupling donde los cambios de curvatura sean iguales a cero. En este caso debe escogerse la sección menos severa para la instalación del shear coupling. Actualmente Petrobras tiene establecido la instalación de éstos a 75 y 100 pies para varillas convencionales y continuas respectivamente; esto reducirá las fuerzas horizontales aplicadas en el accesorio.

2.7.3.3 Reducir la corrosión con el tratamiento down hole. Como se mencionó en el capítulo de tratamiento de corrosión, la aplicación de un tratamiento químico en fondo de pozo reducirá la corrosión en los componentes del sistema, para claridad del tratamiento remitirse al capítulo 2.7.1.2.

3. ANÁLISIS ECONÓMICO

El objetivo de realizar una evaluación económica de un proyecto es determinar la viabilidad económica de su realización, utilizando diferentes criterios para definir el alcance y proyección del mismo.

La evaluación económica define, desde el punto de vista de un inversionista, si los ingresos que recibe son superiores a los dineros que aporta para la ejecución del proyecto. Se basa en las diferencias de dinero entre lo que entrega y lo que recibe el inversionista y emplea precios de mercado o precios financieros para estimar las inversiones, los costos de operación y financiación y los ingresos que genera el proyecto.

La evaluación económica es necesaria para la toma de decisiones sobre los planes de inversión, permitiendo la comparación de diferentes alternativas para maximizar la utilización de los recursos disponibles y de esta forma, obtener la información básica para decidir la continuación de un plan de desarrollo que sea rentable o la negación del proyecto por no alcanzar la rentabilidad esperada.

El análisis económico para este estudio comprende la realización del cálculo de los costos de cada una de las alternativas de solución a los problemas actualmente en el Campo Guando propuestos en el capítulo 2.7 y la construcción de flujos de caja teniendo en cuenta el conjunto de alternativas con respecto a los ingresos en el tiempo, así poder determinar finalmente algunos indicadores para que Petrobras tome la decisión de viabilizar el proyecto con la mejor alternativa.

En la Tabla 29 se muestra un cuadro resumen de las estrategias propuestas del estudio realizado en Campo Guando para minimizar las fallas en sartas de varillas, este cuadro será el punto de partida para el análisis económico.

Tabla 29. Cuadro Resumen de las Estrategias Control

| CAUSA | ESTRATEGIAS DE CONTROL - CAMPO GUANDO |
|----------------|--|
| Corrosión | <p>1. Rediseño de Sarta</p> <p>1.1. Metalografía</p> <p>1.1.1. Varilla Convencional API Class D Alloy: Grado D (Fabricación Weatherford). API Class D Special: No se recomienda su uso. Non-API Special High Strength: Grado MMS (Fabricación Tenaris).</p> <p>1.2.1. Varilla Continua Special Services High Strength: SER-6 (Fabricación Weatherford). API D Special: No se recomienda su uso.</p> <p>1.2. Implementación de guías inyectadas</p> <p>2. Tratamiento Químico Down Hole</p> <p>2.1 Tratamiento Químico Down Hole por bacheos. 2.2 Tratamiento Químico Down Hole continua (Troscap).</p> |
| Geometría | <p>1. Reducción de la fricción</p> <p>1.1 Uso de varilla continua - Reducción de diametro de la varilla. 1.2 Cambio de Diámetro de la tubería de Producción. 1.3 Implementación de Guías Inyectadas en sartas de varilla convencional</p> <p>2. Instalación de bomba de mayor capacidad</p> <p>3. Cambio de Sistema de Levantamiento.</p> |
| Shear Coupling | <p>1. Cambio del diseño del shear couplig.</p> <p>2. Instalación del shear coupling en sección tangencial del pozo.</p> <p>3. Reducir la corrosión con el tratamiento down hole.</p> |

Fuente: Los Autores.

3.1. COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN DE ESTRATEGIAS DE CONTROL

3.1.1 Costos Estrategia Corrosión – Metalografía. Teniendo en cuenta los estudios realizados por la Universidad Tecnológica y pedagógica de Tunja UPTC para el diseño de las varillas de las sartas empleadas en los pozos de Guando a continuación se presentan el cuadro resumen de los resultados obtenidos:

Tabla 30. Conclusiones Uso de Varillas Estudio UPTC

| CONCLUSIONES ESTUDIO USO DE VARILLAS | |
|--------------------------------------|--|
| TORQUE | VARILLA CONVENCIONAL |
| 1000 | No se recomienda correr sartas Grado KD |
| 1100 | Correr varillas Grado D, fabricada por Weatherford |
| 1200 | Correr varillas API Special High Strength, fabricada por Tenaris |
| VARILLA CONTINUA | |
| 1100 | No se recomienda correr sartas Grado D especial |
| 1300 | Correr varillas SER-6, fabricada por Weatherford |

Fuente: Los Autores.

Como se puede apreciar en la tabla anterior las varillas adecuadas para las sartas de pozos de Guando son las producidas por las compañías Weatherford y Tenaris, teniendo en cuenta lo anterior se calculó la cantidad de pozos con varillas convencionales y continuas, y se realizó el cálculo del costo del cambio de varilla por pozo (ver tabla 31).

Tabla 31. Costo de Instalación Cambio de Varillas

| Tipo | # Pozos | Promedio Varilla / Pozo | Promedio Ft / Pozo | Costo (USD/Ft) | Costo Pozo (USD/Pozo) | Costo Total (USD) |
|--|---------|-------------------------|--------------------|---------------------|-----------------------|-------------------|
| Varilla Continua SER-6 | 40 | NA | 3000 | \$ 16,97 | \$ 50.910,00 | \$ 2.036.400,00 |
| Tipo | # Pozos | Promedio Varilla / Pozo | Promedio Ft / Pozo | Costo (USD/Varilla) | Costo Pozo (USD/Pozo) | Costo Total (USD) |
| Varilla Convencional Grado D | 55 | 116 | | \$ 100,60 | \$ 11.669,60 | \$ 641.828,00 |
| Varilla Convencional API Special High Strength | 1 | 116 | | \$ 120,00 | \$ 13.920,00 | \$ 13.920,00 |

Fuente: Los Autores.

Nótese que el impacto de los costos para cambio de varilla sin incluir el servicio, está dado por el costo de la varilla continua que supera cuatro veces el valor de la varilla convencional.

Dado lo anterior, se realizó el cálculo de los costos asociados para el cambio de varilla en cada pozo del Campo Guando para cada caso de la siguiente forma:

a) Varilla Convencional Grado D

Tabla 32. Costos Cambio Varilla Convencional Grado D

| COSTO CAMBIO DE VARILLA POR POZO | | | | |
|---|--------|----------|----------------------|---------------------|
| DESCRIPCION | UNIDAD | CANTIDAD | VALOR UNITARIO (USD) | SUBTOTAL (USD) |
| Movilizacion Inical del Equipo (Flush by) | Und | 1 | \$ 833,33 | \$ 833,33 |
| Desmovilizacion final del Equipo (Flush by) | Und | 1 | \$ 833,33 | \$ 833,33 |
| Operación de Equipo (Flush by) | Día | 1 | \$ 1.741,67 | \$ 1.741,67 |
| Varilla convencional Grado D | Und | 116 | \$ 100,60 | \$ 11.669,60 |
| Coupling | Und | 240 | \$ 8,00 | \$ 1.920,00 |
| Centralizadores | Und | 116 | \$ 120,00 | \$ 13.920,00 |
| Técnico PCP | Día | 1 | \$ 323,33 | \$ 323,33 |
| Ingeniero de Produccion | Día | 1 | \$ 185,19 | \$ 185,19 |
| COSTO TOTAL | | | | \$ 31.426,45 |

Fuente: Los Autores.

* Los valores fueron calculados con una TRM de 1800.

b) Varilla Convencional API

Tabla 33. Costos Cambio Varilla Convencional API

| COSTO CAMBIO DE VARILLA POR POZO | | | | |
|--|--------|----------|----------------------|---------------------|
| DESCRIPCION | UNIDAD | CANTIDAD | VALOR UNITARIO (USD) | SUBTOTAL (USD) |
| Movilizacion Inical del Equipo (Flush by) | Und | 1 | \$ 833,33 | \$ 833,33 |
| Desmovilizacion final del Equipo (Flush by) | Und | 1 | \$ 833,33 | \$ 833,33 |
| Operación de Equipo (Flush by) | Día | 1 | \$ 1.741,67 | \$ 1.741,67 |
| Varilla convencional API Special High Strength | Und | 116 | \$ 120,00 | \$ 13.920,00 |
| Coupling Alto Torque | Und | 240 | \$ 16,00 | \$ 3.840,00 |
| Centralizadores Alto Torque | Und | 116 | \$ 162,00 | \$ 18.792,00 |
| Técnico PCP | Día | 1 | \$ 323,33 | \$ 323,33 |
| Ingeniero de Produccion | Día | 1 | \$ 185,19 | \$ 185,19 |
| COSTO TOTAL | | | | \$ 40.468,85 |

Fuente: Los Autores.

* Los valores fueron calculados con una TRM de 1800.

c) Varilla Continua

Tabla 34. Costos Cambio de Varilla Continua

| COSTO CAMBIO DE VARILLA POR POZO | | | | |
|---|--------|----------|----------------------|---------------------|
| DESCRIPCION | UNIDAD | CANTIDAD | VALOR UNITARIO (USD) | SUBTOTAL (USD) |
| Movilizacion Inical del Equipo (Flush by) | Und | 1 | \$ 833,33 | \$ 833,33 |
| Desmovilizacion final del Equipo (Flush by) | Und | 1 | \$ 833,33 | \$ 833,33 |
| Movilizacion Inical del Equipo (Welder) | Und | 1 | \$ 416,67 | \$ 416,67 |
| Desmovilizacion final del Equipo (Welder) | Und | 1 | \$ 416,67 | \$ 416,67 |
| Movilizacion Inical del Equipo (Gripper) | Und | 1 | \$ 888,89 | \$ 888,89 |
| Desmovilizacion final del Equipo (Gripper) | Und | 1 | \$ 888,89 | \$ 888,89 |
| Operación de Equipo (Flush by) | Día | 2 | \$ 1.741,67 | \$ 3.483,33 |
| Operación de Equipo (Welder) | Día | 2 | \$ 351,67 | \$ 703,33 |
| Operación de Equipo (Gripper) | Día | 2 | \$ 1.055,56 | \$ 2.111,11 |
| Varilla Continua SER-6 | Ft | 3000 | \$ 16,97 | \$ 50.910,00 |
| Pin end | Und | 4 | \$ 570,00 | \$ 2.280,00 |
| Técnico PCP | Día | 2 | \$ 323,33 | \$ 646,67 |
| Ingeniero de Produccion | Día | 2 | \$ 185,19 | \$ 370,37 |
| COSTO TOTAL | | | | \$ 64.782,59 |

Fuente: Los Autores.

* Los valores fueron calculados con una TRM de 1800.

3.1.2 Costos Estrategia Corrosión – Guías Inyectadas. Como se mostró en capítulos anteriores el objetivo de implementar las guías inyectadas es reducir el contacto con las paredes de la tubería de producción y así minimizar el contacto con los agentes corrosivos, es importante resaltar que este sistema de guías será solo aplicado a las varillas convencionales. A continuación se detalla los costos para la implementación de las guías inyectadas:

a) Varilla Convencional Grado D

Tabla 35. Costos Implementación de Guías Inyectadas en Varilla Convencional Grado D

| COSTO CAMBIO DE VARILLA POR POZO | | | | |
|--|--------|----------|----------------------|---------------------|
| DESCRIPCION | UNIDAD | CANTIDAD | VALOR UNITARIO (USD) | SUBTOTAL (USD) |
| Movilizacion Inical del Equipo (Flush by) | Und | 1 | \$ 833,33 | \$ 833,33 |
| Desmovilizacion final del Equipo (Flush by) | Und | 1 | \$ 833,33 | \$ 833,33 |
| Operación de Equipo (Flush by) | Día | 1 | \$ 1.741,67 | \$ 1.741,67 |
| Varilla convencional Grado D | Und | 84 | \$ 100,60 | \$ 8.450,40 |
| Coupling | Und | 240 | \$ 8,00 | \$ 1.920,00 |
| Centralizadores | Und | 116 | \$ 120,00 | \$ 13.920,00 |
| Técnico PCP | Día | 1 | \$ 323,33 | \$ 323,33 |
| Ingeniero de Produccion | Día | 1 | \$ 185,19 | \$ 185,19 |
| Varilla convencional Grado D + 3 Guías Inyectadas | Und | 32 | \$ 266,00 | \$ 8.512,00 |
| COSTO TOTAL | | | | \$ 36.719,25 |

Fuente: Los Autores.

* Los valores fueron calculados con una TRM de 1800.

b) Varilla Convencional API

Tabla 36. Costos Implementación de Guías Inyectadas en Varilla Convencional API

| COSTO CAMBIO DE VARILLA POR POZO | | | | |
|--|--------|----------|----------------------|---------------------|
| DESCRIPCION | UNIDAD | CANTIDAD | VALOR UNITARIO (USD) | SUBTOTAL (USD) |
| Movilizacion Inical del Equipo (Flush by) | Und | 1 | \$ 833,33 | \$ 833,33 |
| Desmovilizacion final del Equipo (Flush by) | Und | 1 | \$ 833,33 | \$ 833,33 |
| Operación de Equipo (Flush by) | Día | 1 | \$ 1.741,67 | \$ 1.741,67 |
| Varilla convencional API Special High Strength | Und | 84 | \$ 120,00 | \$ 10.080,00 |
| Coupling Alto Torque | Und | 240 | \$ 16,00 | \$ 3.840,00 |
| Centralizadores Alto Torque | Und | 116 | \$ 162,00 | \$ 18.792,00 |
| Técnico PCP | Día | 1 | \$ 323,33 | \$ 323,33 |
| Ingeniero de Produccion | Día | 1 | \$ 185,19 | \$ 185,19 |
| Varilla convencional Grado D + 3 Guías Inyectadas | Und | 32 | \$ 286,00 | \$ 9.152,00 |
| COSTO TOTAL | | | | \$ 45.780,85 |

Fuente: Los Autores.

* Los valores fueron calculados con una TRM de 1800.

3.1.3 Costos Estrategia Corrosión – Tratamiento Down Hole. El tratamiento químico down hole es otra alternativa propuesta para disminuir los agentes corrosivos desde el fondo de pozo hasta las facilidades en de producción, como se evidencio en los estudios realizados un factor importante en la corrosión de las varillas y sus accesorios fue los agentes encontrados en fondo de pozo y la alternativa de tratamiento químico en fondo es una buena solución.

A continuación se detalla los costos para la implementación del tratamiento químico por baches los cuales se harán con una frecuencia de 10 días por mes y con un volumen de 5-10 galones por pozo:

Tabla 37. Costo Tratamiento Químico Down Hole - Baches

| COSTO TRATAMIENTO QUIMICO DOWN HOLE | |
|---|-----------------------|
| DESCRIPCION | SUBTOTAL (USD) |
| Tratamiento Mensual Inhibidor de Corrosión (Bacheo) | \$ 300,00 |
| COSTO TOTAL (MES) | \$ 300,00 |

Fuente: Los Autores.

* Los valores fueron calculados con una TRM de 1800.

Igualmente, se realizó el cálculo de costos para un sistema de tratamiento químico continuo, así:

Tabla 38. Costo Tratamiento Químico Down Hole - Continuo

| COSTO TRATAMIENTO QUIMICO DOWN HOLE | |
|---|-----------------------|
| DESCRIPCION | SUBTOTAL (USD) |
| Tratamiento Mensual Inhibidor de Corrosión (Continuo) | |
| Producto (Troscap - Pildora Inhibidora) | \$ 3.800,00 |
| Servicio Tecnico | \$ 1.250,00 |
| Materiales | \$ 1.425,00 |
| Tratamiento por Bacheo (Mantenimiento) | \$ 800,00 |
| COSTO TOTAL (MES) | \$ 909,38 |

Fuente: Los Autores.

* Los valores fueron calculados con una TRM de 1800.

3.1.4 Costos Estrategia Geometría – Reducción de Fricción. En el estudio técnico para este capítulo de Reducción de fricción se contempló tres alternativas de las cuales el cambio de diámetro de varilla está ligado al carga de tensión a soportar, por tal motivo no se tendrá en cuenta para el cálculo de costos, para la reducción de fricción se recomienda la instalación de tubería de mayor diámetro y la implementación de las guías inyectadas en sartas con varilla convencional. A continuación se realizó se muestran los costos asociados con el fin de incrementar el diámetro de la tubería de producción actual hasta 4,5 pulgadas.

Tabla 39. Costos Cambio de Tubería de Producción 4.5” – Sistema PCP

| Workover - PCP | |
|---|-----------------------|
| DESCRIPCION | SUBTOTAL (USD) |
| Company Man | \$ 4.244,81 |
| Movilización Equipo Workover | \$ 11.666,67 |
| Equipo de Workover x 48 horas | \$ 24.000,00 |
| Tubería 4.5" | \$ 30.000,00 |
| Servicios varios (Transporte; Slick line, Filtrado) | \$ 2.944,44 |
| COSTO TOTAL | \$ 72.855,93 |

Fuente: Los Autores.

* Los valores fueron calculados con una TRM de 1800.

3.1.5 Costos Estrategia Geometría – Instalación Bomba Mayor Capacidad. Se contempló el cambio de las bombas actuales por equipos con mayor capacidad con el fin de reducir la velocidad de la misma, los costos asociados a esta actividad serán de:

Tabla 40. Costo Instalación de Bomba Mayor Capacidad

| Workover - Instalación PCP Mayor Capacidad | |
|---|-----------------------|
| DESCRIPCION | SUBTOTAL (USD) |
| Equipo PCP Geremia 22-40-2500 | \$ 105.500,00 |
| Company Man | \$ 4.244,81 |
| Movilización/Desmovilización Equipo Workover | \$ 11.666,67 |
| Operación Equipo de Workover x 48 horas | \$ 24.000,00 |
| Suministro de Tubería 3.5" | \$ 22.770,00 |
| Servicios varios (Transporte; Slick line, Filtrado) | \$ 2.944,44 |
| COSTO TOTAL | \$ 171.125,93 |

| Workover - Instalación PCP Mayor Capacidad | |
|---|-----------------------|
| DESCRIPCION | SUBTOTAL (USD) |
| Equipo PCP Geremia 22-40-2500 | \$ 105.500,00 |
| Company Man | \$ 4.244,81 |
| Movilización/Desmovilización Equipo Workover | \$ 11.666,67 |
| Operación Equipo de Workover x 48 horas | \$ 24.000,00 |
| Suministro de Tubería 4.5" | \$ 30.000,00 |
| Servicios varios (Transporte; Slick line, Filtrado) | \$ 2.944,44 |
| COSTO TOTAL | \$ 178.355,93 |

Fuente: Los Autores.

* Los valores fueron calculados con una TRM de 1800.

3.1.6 Costos Estrategia Geometría – Cambio de Sistema de Levantamiento.

El cambio del sistema de levantamiento podría ser una buena alternativa pero el costo es bastante alto comparado con las alternativas ya antes mencionadas, sin embargo se realizó el cálculo por pozo teniendo en cuenta el completamiento y el servicio del pozo. En la siguiente tabla se muestran los costos asociados:

Tabla 41. Costos de Instalación de Equipo ESP por Pozo

| COMPLETAMIENTO ESP | |
|---|-----------------------|
| DESCRIPCION | SUBTOTAL (USD) |
| Equipos de Superficie (VSD, Transformadores, Cable) | \$ 87.000,00 |
| Cabezal | \$ 17.000,00 |
| Equipos de fondo (2500 BFPD) | \$ 113.000,00 |
| Servicio Tecnico | \$ 13.000,00 |
| Movilización Completamiento | \$ 1.500,00 |
| SUBTOTAL | \$ 231.500,00 |
| WORKOVER - ESP | |
| DESCRIPCION | SUBTOTAL (USD) |
| Completamiento ESP | \$ 231.500,00 |
| Company Man | \$ 4.244,81 |
| Movilización Equipo Workover | \$ 11.666,67 |
| Equipo de Workover x 60 horas | \$ 30.000,00 |
| Tubería 3.5" | \$ 22.770,00 |
| Quimica Control de pozo | \$ 11.000,00 |
| Servicios varios (Transporte; Slick line, Filtrado) | \$ 2.944,44 |
| COSTO TOTAL | \$ 314.125,93 |

Fuente: Los Autores.

* Los valores fueron calculados con una TRM de 1800.

3.1.7 Costos Estrategia Shear Couplig – Instalación Nuevo Shear Coupling.

Como se evidencio en el capítulo 2.7.3 existen tres alternativas para minimizar la falla en el shear coupling, el tratamiento químico en fondo, esta alternativa también se mencionó en el capítulo anterior y el valor del costo fue suministrado y se puede remitir a este capítulo para su análisis.

La otra alternativa completada fue la de la reubicación de este accesorio en un punto no crítico del pozo, es decir, sin mucha curvatura; esta alternativa económicamente no tiene valor debido a solo es problema de ubicación en la sarta. Por último, se contempló el cambio de diseño del shear couplig, el diseño propuesto por Plainsman fue el shear coupling ToughTorq, el cual, según pruebas tiene una mayor resistencia a la fatiga en pozos horizontales y desviados.

El valor de este accesorio ofrecido para Petrobras fue de 600,16 dólares por unidad. Como se puede evidenciar el valor no es muy alto, sin embargo se debe tener en cuenta que para la instalación de este accesorio se tiene que contemplar varios costos asociados como se observa en la siguiente tabla:

Tabla 42. Costo Total Instalación de Shear Coupling

| COSTO CAMBIO SHEAR COUPLING POR POZO | | | | |
|---|--------|----------|----------------------|---------------------|
| DESCRIPCION | UNIDAD | CANTIDAD | VALOR UNITARIO (USD) | SUBTOTAL (USD) |
| Movilización Inicial del Equipo (Flush by) | Und | 1 | \$ 833,33 | \$ 833,33 |
| Desmovilización final del Equipo (Flush by) | Und | 1 | \$ 833,33 | \$ 833,33 |
| Operación de Equipo (Flush by) | Día | 1 | \$ 1.741,67 | \$ 1.741,67 |
| Varilla convencional Grado D | Und | 116 | \$ 100,60 | \$ 11.669,60 |
| Coupling | Und | 240 | \$ 8,00 | \$ 1.920,00 |
| Centralizadores | Und | 116 | \$ 120,00 | \$ 13.920,00 |
| Técnico PCP | Día | 1 | \$ 323,33 | \$ 323,33 |
| Ingeniero de Producción | Día | 1 | \$ 185,19 | \$ 185,19 |
| Shear coupling (1"x 50,000lb ToughTorq, Hardcoated) | Und | 1 | \$ 600,16 | \$ 600,16 |
| COSTO TOTAL | | | | \$ 32.026,61 |

Fuente: Los Autores.

* Los valores fueron calculados con una TRM de 1800.

A lo largo del estudio se han propuesto varias alternativas de ejecución y cada una fue evaluada económicamente e independientemente, dado que se debe realizar el flujo de caja se evaluaron dos opciones, así:

- ❖ Evaluar el costo total cambiando las sartas de varillas convencionales y varillas continuas con materiales más resistentes, cambio de shear coupling de Plainsman, incrementos en el diámetro de la tubería de producción, cambio de bomba PCP, implementación de guías inyectadas (no aplica para varilla continua) y tratamiento químico down hole Troscap.
- ❖ Evaluar el costo total realizando el cambio de los equipos PCP por equipos ESP.

La mayoría de pozos poseen sarta de varilla convencional que no superan un torque de 1100 Lb.Ft, los pozos que han superado este valor, Petrobras implementó en éstos la sarta de varilla continua. De acuerdo a esto y para bajar costos de materiales se propone implementar en la sargas de varilla convencional, la varilla convencional de Grado D de Weatherford hasta el límite de las 1100 Lb.Ft y para los pozos que ya tienen varilla continua se reemplazara por varilla continua SER-6 de Weatherford. En la tabla siguiente se detallan el valor del costo de la implementación por pozo.

Tabla 43. Costos Totales Cambio Varilla Convencional

| COSTO CAMBIO TOTAL POR POZO | | | | |
|--|--------|----------|----------------------|----------------------|
| DESCRIPCION | UNIDAD | CANTIDAD | VALOR UNITARIO (USD) | SUBTOTAL (USD) |
| Movilización/Desmovilización Equipo Workover | Und | 1 | \$ 11.666,67 | \$ 11.666,67 |
| Operación Equipo de Workover | Día | 2 | \$ 12.000,00 | \$ 24.000,00 |
| Company Man | Día | 2 | \$ 1.600,12 | \$ 3.200,24 |
| Varilla convencional Grado D | Und | 116 | \$ 100,60 | \$ 11.669,60 |
| Coupling | Und | 240 | \$ 8,00 | \$ 1.920,00 |
| Centralizadores | Und | 116 | \$ 120,00 | \$ 13.920,00 |
| Técnico PCP | Día | 2 | \$ 323,33 | \$ 646,66 |
| Ingeniero de Produccion | Día | 2 | \$ 185,19 | \$ 370,38 |
| Suministro de Tubería 4.5" | Ft | 3000 | \$ 10,00 | \$ 30.000,00 |
| Servicios varios (Transporte; Slick line, Filtrado) | Und | 1 | \$ 2.944,44 | \$ 2.944,44 |
| Equipo PCP Geremia 22-40-2500 | Und | 1 | \$ 105.500,00 | \$ 105.500,00 |
| Varilla convencional Grado D + 3 Guías Inyectadas | Und | 32 | \$ 266,00 | \$ 8.512,00 |
| Suministro Shear coupling (1"x 50,000lb ToughTorq, Hardcoated) | Und | 1 | \$ 600,16 | \$ 600,16 |
| Suministros de producto (pildora Troscap) | Und | 1 | \$ 3.800,00 | \$ 3.800,00 |
| Servicio Técnico Instalación pildora | Und | 1 | \$ 1.250,00 | \$ 1.250,00 |
| Materiales para Instalación Troscap | Und | 1 | \$ 1.425,00 | \$ 1.425,00 |
| COSTO TOTAL | | | | \$ 221.425,15 |

Fuente: Los Autores.

* Los valores fueron calculados con una TRM de 1800.

Tabla 44. Costos Totales Cambio Varilla Continua

| COSTO CAMBIO TOTAL POR POZO | | | | |
|--|--------|----------|----------------------|----------------------|
| DESCRIPCION | UNIDAD | CANTIDAD | VALOR UNITARIO (USD) | SUBTOTAL (USD) |
| Movilización/Desmovilización Equipo Workover | Und | 1 | \$ 11.666,67 | \$ 11.666,67 |
| Operación Equipo de Workover | Día | 2 | \$ 12.000,00 | \$ 24.000,00 |
| Movilización/Desmovilización Equipo (Welder) | Und | 1 | \$ 833,33 | \$ 833,33 |
| Movilización/Desmovilización Equipo (Gripper) | Und | 1 | \$ 1.777,78 | \$ 1.777,78 |
| Operación de Equipo (Welder) | Día | 2 | \$ 351,67 | \$ 703,34 |
| Operación de Equipo (Gripper) | Día | 2 | \$ 1.055,56 | \$ 2.111,12 |
| Company Man | Día | 2 | \$ 1.600,12 | \$ 3.200,24 |
| Varilla Continua SER-6 | Und | 3000 | \$ 17,00 | \$ 51.000,00 |
| Técnico PCP | Día | 2 | \$ 323,33 | \$ 646,66 |
| Ingeniero de Produccion | Día | 2 | \$ 185,19 | \$ 370,38 |
| Suministro de Tubería 4.5" | Ft | 3000 | \$ 10,00 | \$ 30.000,00 |
| Servicios varios (Transporte; Slick line, Filtrado) | Und | 1 | \$ 2.944,44 | \$ 2.944,44 |
| Equipo PCP Geremia 22-40-2500 | Und | 1 | \$ 105.500,00 | \$ 105.500,00 |
| Pin end | Und | 4 | \$ 570,00 | \$ 2.280,00 |
| Suministro Shear coupling (1"x 50,000lb ToughTorq, Hardcoated) | Und | 1 | \$ 600,16 | \$ 600,16 |
| Suministros de producto (pildora Troscap) | Und | 1 | \$ 3.800,00 | \$ 3.800,00 |
| Servicio Técnico Instalación pildora | Und | 1 | \$ 1.250,00 | \$ 1.250,00 |
| Materiales para Instalación Troscap | Und | 1 | \$ 1.425,00 | \$ 1.425,00 |
| COSTO TOTAL | | | | \$ 244.109,12 |

Fuente: Los Autores.

* Los valores fueron calculados con una TRM de 1800.

Como se puede apreciar en las tablas 43 y 44, la inversión total de implementar todas las alternativas en un pozo es del orden de 221.425,15 dólares en varilla convencional y 244.109,12 dólares en varilla continua.

Si Petrobras quisiera realizar el cambio de pozos que actualmente se encuentran con sistema de bombeo PCP a un sistema ESP, el costo total por pozo de este cambio se detalla en la siguiente tabla:

Tabla 45. Costos Totales Cambio a Sistema ESP

| COSTO TOTAL CAMBIO ESP POR POZO | | | | |
|---|--------|----------|----------------------|----------------------|
| DESCRIPCION | UNIDAD | CANTIDAD | VALOR UNITARIO (USD) | SUBTOTAL (USD) |
| Movilización/Desmovilización Equipo Workover | Und | 1 | \$ 11.666,67 | \$ 11.666,67 |
| Operación Equipo de Workover | Día | 3 | \$ 12.000,00 | \$ 36.000,00 |
| Company Man | Día | 3 | \$ 1.600,12 | \$ 4.800,36 |
| Equipos de Superficie (VSD, Transformadores, Cable) | Und | 1 | \$ 87.000,00 | \$ 87.000,00 |
| Cabezal de Pozo | Und | 1 | \$ 17.000,00 | \$ 17.000,00 |
| Equipos de Fondo ESP (2500 BFPD) | Und | 1 | \$ 113.000,00 | \$ 113.000,00 |
| Servicio Técnico Instalación ESP | Día | 3 | \$ 13.000,00 | \$ 39.000,00 |
| Ingeniero de Produccion | Día | 3 | \$ 185,19 | \$ 555,57 |
| Suministro de Tuberia 3.5" | Ft | 3000 | \$ 7,59 | \$ 22.770,00 |
| Servicios varios (Transporte; Slick line, Filtrado) | Und | 1 | \$ 2.944,44 | \$ 2.944,44 |
| Movilización Equipo Completamiento | Und | 1 | \$ 1.500,00 | \$ 1.500,00 |
| Quimica de Control de Pozo | Und | 1 | \$ 11.000,00 | \$ 11.000,00 |
| Suministros de producto (pildora Troscap) | Und | 1 | \$ 3.800,00 | \$ 3.800,00 |
| Servicio Técnico Instalación pildora | Und | 1 | \$ 1.250,00 | \$ 1.250,00 |
| Materiales para Instalación Troscap | Und | 1 | \$ 1.425,00 | \$ 1.425,00 |
| COSTO TOTAL | | | | \$ 353.712,04 |

Fuente: Los Autores.

* Los valores fueron calculados con una TRM de 1800.

Como se puede apreciar en la tabla 45, la inversión de implementar el sistema ESP en el campo Guando es del orden de 353.712,04 dólares por pozo.

3.2. EVALUACIÓN DEL FLUJO DE CAJA

Para poder evaluar la implementación del proyecto a aplicar en Campo Guando con el fin de minimizar las fallas de sartas de varilla se procedió a construir un flujo de caja para dos escenarios de la siguiente manera:

Escenario Base: Contempla los costos incurridos por la producción diferida por falla en las sartas + los costos asociados a las reparaciones de estas fallas, estos costos serán proyectados en un periodo de dos (2) años para los dos escenarios.

Escenario Nuevo: Contempla el costo total del cambio + producción diferida en los meses del cambio + costo de servicio a pozo en los meses del cambio.

Para poder evaluar la viabilidad del proyecto se tuvo en cuenta indicadores importantes en la evaluación de proyectos como son el VPN, Tiempo de Repago (*payback*), Relación B/C y la TIR. Estos indicadores ofrecen esquemas claros y ampliamente usados para evaluar la conveniencia económica de una oportunidad de inversión, ya sea la ejecución de un proyecto, la compra de una empresa o la rentabilidad de un bono, entre otras aplicaciones¹⁹. El objetivo es comparar el resultado de estos indicadores en el flujo de caja calculado para los dos escenarios.

3.2.1 Valor Presente Neto. Este indicador determina el valor presente de los flujos de fondos de los negocios, transformando todos los ingresos y egresos futuros a moneda de hoy. Si el VPN es positivo quiere decir que el proyecto genera un rendimiento o ganancia, en cambio si es negativo significa que hay una pérdida a cierta tasa de interés y si es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente.

$$\text{VPN} = \text{VPI} - \text{VPE}$$

Dónde:

VPN: Valor Presente Neto

VPI: Valor Presente de los Ingresos

VPE: Valor Presente de los Egresos

3.2.2 Tasa Interna de Retorno TIR. La tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR) de una inversión es el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para "reinvertir". En términos simples, diversos autores la conceptualizan como la tasa de descuento con la que el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero.

La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad; así, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión.

¹⁹ BRAVO, Oscar y SANCHEZ, Marleny. Gestión Integral de Riesgos. Tomo I, Julio de 2009.

Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto expresada por la TIR supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} - I = 0$$

Dónde:

Ft: Flujo de caja en el periodo t.

N: Número de periodos.

I: Valor de la inversión inicial.

3.2.3 Periodo de Repago. Es el número de tiempo requerido para que el valor acumulado de los flujos de caja esperados sean igual a la inversión inicial. Bajo este parámetro únicamente se aceptan proyectos que se paguen en el límite de tiempo deseado.

3.2.4 Relación B/C. Es el cociente entre el VPN de los ingresos y el VPN de los egresos. Un proyecto se justifica siempre y cuando B/C sea mayor a 1.

Teniendo en cuenta lo anterior se procedió a realizar los flujos de caja con los pozos que serán intervenidos de acuerdo a los niveles de fallas mostrados en el capítulo 2.5 (ver tabla 46), y se propuso tres casos para cada alternativa de la siguiente manera:

Caso I: Alternativa de implementación de varilla convencional con guías inyectadas.

Caso II: Alternativa de implementación de varilla continua.

Caso III: Alternativa de conversión de PCP a ESP.

Nota: cada caso incluye los dos escenarios propuestos para el análisis.

La construcción de los flujos de caja se realizó teniendo en cuenta las siguientes premisas:

1. Se tomó como base de regalías para campo Guando un valor de 8%.
2. Como se trata de comparar dos escenarios internos de la compañía, la tasa de descuento dada por Petrobras de 12% (WACC) no se tuvo en cuenta.
3. El cálculo de precio de venta se determinó teniendo en cuenta los pronósticos de WTI. A esto se le descontó un promedio de 7,0 USD/BL (venta de Petrobras) y un valor de 5 USD/BL por concepto de transporte por oleoducto, es decir, el valor final es el de venta en campo.
4. Los valores calculados para el proyecto se asignaron a los costos de inversión CAPEX y los costos de tratamiento químico por baches se incluyó en los gastos operativos del campo, OPEX.
5. Se contemplaron los ingresos y egresos puros para la evaluación del proyecto.

El resultado de los flujos de caja para cada caso se muestra en las tablas 47 y 48 y 49 teniendo en cuenta los dos escenarios evaluados, el análisis se detallara en el capítulo de conclusiones.

Tabla 46. Volumen de Pozos a Intervenir de acuerdo a las Alternativas Propuestas

| Números de Rupturas (Enero 2009 - Marzo 2012) | | | |
|--|--|-----------------------|--------------------------|
| POZO | No Rup | Completamiento Actual | Completamiento Propuesto |
| GUA-045 | 18 | ESP - D2400N | |
| GUA-149 | 15 | 28-45-700 | 24-40-1200 + Guías |
| GUA-138 | 11 | 20-40-2100 | ESP |
| GUA-121 | 10 | 22-40-2500 | ESP |
| GUA-122 | 10 | 22-40-2500 | ESP |
| GUA-110 | 9 | ESP - TD-2200 | |
| GUA-145 | 9 | 22-40-2500 | ESP |
| GUA-154 | 9 | 24-40-1200 | 24-40-1500 + Corod |
| GUA-037 | 8 | 24-40-1200 | 24-40-1500 + Corod |
| GUA-079 | 8 | 24-40-2100 | ESP |
| GUA-081 | 8 | ESP - DN1750 | |
| GUA-124 | 8 | 22-40-2500 | ESP |
| GUA-133 | 8 | 22-40-2500 | ESP |
| GUA-011 | 7 | 28-45-700 | 24-40-1200 + Guías |
| GUA-039 | 7 | ESP - D2400N | |
| GUA-059 | 7 | 24-40-1200 | 24-40-1500 + Guías |
| GUA-097 | 7 | 22-40-2500 | ESP |
| GUA-103 | 7 | 24-40-1500 | 20-40-2100 + Corod |
| GUA-108 | 7 | ESP - 400 + 400 | |
| GUA-123 | 7 | 22-40-2500 | ESP |
| GUA-066 | 6 | 28-45-700 | 24-40-1200 + Guías |
| GUA-084 | 6 | 24-40-1500 | 20-40-2100 + Corod |
| GUA-119 | 6 | 22-40-2500 | ESP |
| GUA-128 | 6 | ESP - D2400N | |
| GUA-135 | 6 | 24-40-1500 | 20-40-2100 + Corod |
| GUA-143 | 6 | 24-40-1200 | 24-40-1500 + Guías |
| GUA-146 | 6 | 22-40-2500 | ESP |
| GUA-018 | 5 | 20-40-2100 | 22-40-2500 + Corod |
| GUA-101 | 5 | 22-40-2500 | 22-40-2500 + Corod |
| GUA-113 | 5 | 22-40-2500 | 22-40-2500 + Corod |
| GUA-127 | 5 | 29-45-700 | 24-40-1200 + Guías |
| GUA-130 | 5 | ESP - D2400N | |
| GUA-021 | 4 | 22-40-2500 | 22-40-2500 + Corod |
| GUA-105 | 4 | ESP - D1750N | |
| GUA-114 | 4 | 22-40-2500 | 22-40-2500 + Corod |
| GUA-118 | 4 | 24-40-1500 | 20-40-2100 + Corod |
| GUA-136 | 4 | 28-40-2100 | 22-40-2500 + Corod |
| GUA-140 | 4 | 20-40-2100 | 22-40-2500 + Corod |
| GUA-142 | 4 | 24-40-1500 | 20-40-2100 + Corod |
| GUA-153 | 4 | 28-45-700 | 24-40-1200 + Guías |
| POZOS | COMPLETAMIENTO PROPUESTO | | |
| 11 | Convesion de PCP a ESP | | |
| 14 | Completo. completo para varilla Continua | | |
| 7 | Completo. completo para varilla Convencional | | |
| 32 | TOTAL DE POZOS A INTERVENIR | | |

Fuente: Los Autores.

Tabla 47. Flujo de Caja Caso I

| CONSTANTES | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|---------------|-----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| REGALIAS | | 8% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tasa de Descuento | | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ESCENARIO BASE (VARILLA CONVENCIONAL) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| FLUJO DE CAJA | | PERIODO (MESES) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| INGRESOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Producción Total | BBL | | 17.463 | 15.615 | 17.115 | 16.397 | 16.775 | 16.071 | 16.441 | 16.276 | 15.594 | 15.952 | 15.283 | 15.635 | 15.479 | 13.841 | 15.171 | 14.534 | 14.869 | 14.245 | 14.573 | 14.427 | 13.822 | 14.140 | 13.547 | 13.859 |
| Regalías | BBL | | 1.397 | 1.249 | 1.369 | 1.312 | 1.342 | 1.286 | 1.315 | 1.302 | 1.247 | 1.276 | 1.223 | 1.251 | 1.238 | 1.107 | 1.214 | 1.163 | 1.189 | 1.140 | 1.166 | 1.154 | 1.106 | 1.131 | 1.084 | 1.109 |
| Producción Diferida por Falla | BBL | | 78 | 69 | 76 | 73 | 74 | 71 | 73 | 72 | 69 | 71 | 68 | 69 | 68 | 61 | 67 | 64 | 66 | 63 | 64 | 64 | 61 | 63 | 60 | 61 |
| Producción Diferida por Run Life | BBL | | 813 | | 163 | | | | | 163 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Producción neta | BBL | | 15.175 | 14.296 | 15.507 | 15.013 | 15.358 | 14.714 | 15.052 | 14.739 | 14.277 | 14.605 | 13.993 | 14.315 | 14.172 | 12.672 | 13.890 | 13.307 | 13.613 | 13.043 | 13.342 | 13.209 | 12.655 | 12.946 | 12.403 | 12.689 |
| Precio Venta | USD/BBL | | 83 | 85 | 84 | 82 | 80 | 78 | 78 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 81 | 81 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 |
| TOTAL INGRESOS | KUS\$ | | 1.256 | 1.211 | 1.303 | 1.231 | 1.229 | 1.148 | 1.174 | 1.179 | 1.142 | 1.168 | 1.119 | 1.145 | 1.148 | 1.026 | 1.111 | 1.065 | 1.089 | 1.043 | 1.067 | 1.057 | 1.012 | 1.036 | 992 | 1.015 |
| EGRESOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Costos de Producción Diferida | KUSD\$ | | 74 | 6 | 20 | 6 | 6 | 6 | 6 | 19 | 6 | 6 | 5 | 6 | 6 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| Costo de Servicio a Pozo por Falla | KUSD\$ | | 26 | 26 | 26 | 26 | 26 | 26 | 26 | 26 | 26 | 26 | 26 | 26 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 |
| Costos de Levantamiento | KUSD\$ | | 70 | 106 | 167 | 140 | 212 | 187 | 246 | 155 | 111 | 186 | 184 | 250 | 71 | 102 | 157 | 133 | 197 | 174 | 227 | 146 | 106 | 173 | 171 | 230 |
| Costo de Servicio a Pozo por Run Life | KUSD\$ | | 500 | | 100 | | | | | 100 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TOTAL EGRESOS | KUSD\$ | | 670 | 138 | 313 | 172 | 244 | 219 | 278 | 300 | 143 | 218 | 215 | 282 | 104 | 134 | 190 | 165 | 229 | 207 | 259 | 178 | 139 | 206 | 203 | 262 |
| MARGEN OPERATIVO | KUSD\$ | | 586 | 1.073 | 989 | 1.059 | 985 | 929 | 896 | 879 | 1.000 | 950 | 904 | 863 | 1.044 | 892 | 921 | 899 | 860 | 837 | 808 | 878 | 874 | 830 | 789 | 753 |
| FLUJO DE CAJA LIBRE | | | 586 | 1.073 | 989 | 1.059 | 985 | 929 | 896 | 879 | 1.000 | 950 | 904 | 863 | 1.044 | 892 | 921 | 899 | 860 | 837 | 808 | 878 | 874 | 830 | 789 | 753 |
| Flujo de caja acumulado | KUSD\$ | | 586 | 1.659 | 2.648 | 3.707 | 4.692 | 5.621 | 6.517 | 7.396 | 8.396 | 9.346 | 10.250 | 11.114 | 12.157 | 13.049 | 13.971 | 14.870 | 15.730 | 16.567 | 17.375 | 18.253 | 19.127 | 19.957 | 20.746 | 21.499 |
| VPN (12%) | KUSD\$ | | 21.499 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TIR | % | | #NUM! | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| VPN Beneficios | KUSD\$ | | 26.968 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| VPN Costos | KUSD\$ | | 5.468 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Relación B/C | | | 4,93 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Los Autores

Tabla 48. Flujo de Caja Caso I (continuación)

| ESCENARIO NUEVO (VARILLA CONVENCIONAL) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---------------|-----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| FLUJO DE CAJA | | PERIODO (MESES) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| INGRESOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Producción Total | BBL | 17.463 | 15.615 | 17.115 | 16.397 | 16.775 | 16.071 | 16.441 | 16.276 | 15.594 | 15.952 | 15.283 | 15.635 | 15.479 | 13.841 | 15.171 | 14.534 | 14.869 | 14.245 | 14.573 | 14.427 | 13.822 | 14.140 | 13.547 | 13.859 | |
| Regalías | BBL | 1.397 | 1.249 | 1.369 | 1.312 | 1.342 | 1.286 | 1.315 | 1.302 | 1.247 | 1.276 | 1.223 | 1.251 | 1.238 | 1.107 | 1.214 | 1.163 | 1.189 | 1.140 | 1.166 | 1.154 | 1.106 | 1.131 | 1.084 | 1.109 | |
| Producción Diferida por Falla | BBL | 78 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Producción Diferida por Tiempo del Servicio | BBL | 1.138 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Producción neta | BBL | 14.850 | 14.366 | 15.746 | 15.086 | 15.433 | 14.785 | 15.125 | 14.974 | 14.346 | 14.676 | 14.061 | 14.384 | 14.240 | 12.734 | 13.957 | 13.372 | 13.679 | 13.106 | 13.407 | 13.273 | 12.716 | 13.009 | 12.463 | 12.750 | |
| Precio Venta | USD/BBL | 83 | 85 | 84 | 82 | 80 | 78 | 78 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 81 | 81 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | |
| TOTAL INGRESOS | KUS\$ | 1.229 | 1.217 | 1.323 | 1.237 | 1.235 | 1.153 | 1.180 | 1.198 | 1.148 | 1.174 | 1.125 | 1.151 | 1.153 | 1.031 | 1.117 | 1.070 | 1.094 | 1.048 | 1.073 | 1.062 | 1.017 | 1.041 | 997 | 1.020 | |
| EGRESOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Costos de Producción Diferida | KUSD\$ | 101 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Costo de Servicio a Pozo por Falla | KUSD\$ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Costos de Levantamiento | KUSD\$ | 70 | 106 | 167 | 140 | 212 | 187 | 246 | 155 | 111 | 186 | 184 | 250 | 71 | 102 | 157 | 133 | 197 | 174 | 227 | 146 | 106 | 173 | 171 | 230 | |
| Costo del Proyecto | KUSD\$ | 1.550 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TOTAL EGRESOS | KUSD\$ | 1.550 | 171 | 106 | 167 | 140 | 212 | 187 | 246 | 155 | 111 | 186 | 184 | 250 | 71 | 102 | 157 | 133 | 197 | 174 | 227 | 146 | 106 | 173 | 171 | 230 |
| MARGEN OPERATIVO | KUSD\$ | (1.550) | 1.058 | 1.111 | 1.156 | 1.097 | 1.023 | 966 | 934 | 1.043 | 1.037 | 988 | 941 | 901 | 1.082 | 929 | 959 | 937 | 898 | 874 | 846 | 916 | 911 | 867 | 826 | 790 |
| FLUJO DE CAJA LIBRE | | (1.550) | 1.058 | 1.111 | 1.156 | 1.097 | 1.023 | 966 | 934 | 1.043 | 1.037 | 988 | 941 | 901 | 1.082 | 929 | 959 | 937 | 898 | 874 | 846 | 916 | 911 | 867 | 826 | 790 |
| Flujo de caja acumulado | KUSD\$ | (1.550) | (492) | 620 | 1.775 | 2.872 | 3.895 | 4.861 | 5.795 | 6.838 | 7.875 | 8.863 | 9.804 | 10.705 | 11.787 | 12.717 | 13.676 | 14.613 | 15.511 | 16.385 | 17.231 | 18.147 | 19.057 | 19.925 | 20.751 | 21.541 |
| VPN (12%) | KUSD\$ | 21.541 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TIR | % | 70% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| VPN Beneficios | KUSD\$ | 27.092 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| VPN Costos | KUSD\$ | 4.001 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Relación B/C | | 6.77 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Los Autores

Tabla 49. Flujo de Caja Caso II

| CONSTANTES | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|-------------------|-----------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|----|
| | REGALIAS | 8% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Tasa de Descuento | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ESCENARIO BASE (VARILLA CONTINUA) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| FLUJO DE CAJA | | PERIODO (MESES) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| INGRESOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Producción Total | BBL | 55.948 | 50.028 | 54.835 | 52.535 | 53.743 | 51.490 | 52.674 | 52.147 | 49.960 | 51.109 | 48.966 | 50.092 | 49.591 | 44.344 | 48.604 | 46.566 | 47.637 | 45.640 | 46.689 | 46.222 | 44.284 | 45.303 | 43.403 | 44.401 | |
| Regalías | BBL | 4.476 | 4.002 | 4.387 | 4.203 | 4.299 | 4.119 | 4.214 | 4.172 | 3.997 | 4.089 | 3.917 | 4.007 | 3.967 | 3.548 | 3.888 | 3.725 | 3.811 | 3.651 | 3.735 | 3.698 | 3.543 | 3.624 | 3.472 | 3.552 | |
| Producción Diferida por Falla | BBL | 248 | 222 | 243 | 233 | 239 | 229 | 234 | 232 | 222 | 227 | 217 | 222 | 219 | 196 | 215 | 206 | 211 | 202 | 207 | 205 | 196 | 200 | 192 | 196 | |
| Producción Diferida por Run Life | BBL | 2.279 | | 326 | 326 | 651 | 651 | | 326 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Producción neta | BBL | 48.945 | 45.804 | 49.879 | 47.773 | 48.554 | 46.491 | 48.226 | 47.418 | 45.742 | 46.794 | 44.831 | 45.862 | 45.405 | 40.601 | 44.501 | 42.635 | 43.615 | 41.786 | 42.748 | 42.320 | 40.545 | 41.478 | 39.738 | 40.652 | |
| Precio Venta | USD/BBL | 83 | 85 | 84 | 82 | 80 | 78 | 78 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 81 | 81 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | |
| TOTAL INGRESOS | KUS\$ | 4.051 | 3.881 | 4.190 | 3.917 | 3.884 | 3.626 | 3.762 | 3.793 | 3.659 | 3.743 | 3.587 | 3.669 | 3.678 | 3.289 | 3.560 | 3.411 | 3.489 | 3.343 | 3.420 | 3.386 | 3.244 | 3.318 | 3.179 | 3.252 | |
| EGRESOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Costos de Producción Diferida | KUSD\$ | 209 | 19 | 48 | 46 | 71 | 69 | 18 | 45 | 18 | 18 | 17 | 18 | 18 | 16 | 17 | 16 | 17 | 16 | 17 | 16 | 16 | 16 | 15 | 16 | |
| Costo de Servicio a Pozo por Falla | KUSD\$ | 53 | 53 | 53 | 53 | 53 | 53 | 53 | 53 | 53 | 53 | 53 | 53 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | |
| Costos de Levantamiento | KUSD\$ | 224 | 339 | 535 | 449 | 679 | 599 | 788 | 496 | 355 | 596 | 588 | 801 | 229 | 327 | 503 | 425 | 630 | 558 | 726 | 468 | 341 | 555 | 547 | 737 | |
| Costo de Servicio a Pozo por Run Life | KUSD\$ | 760 | | 100 | 100 | 220 | 240 | | 120 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TOTAL EGRESOS | KUSD\$ | 1.246 | 410 | 736 | 647 | 1.023 | 960 | 858 | 713 | 425 | 667 | 658 | 871 | 301 | 397 | 575 | 497 | 702 | 629 | 797 | 539 | 411 | 626 | 617 | 807 | |
| MARGEN OPERATIVO | KUSD\$ | 2.805 | 3.470 | 3.454 | 3.271 | 2.862 | 2.666 | 2.903 | 3.080 | 3.234 | 3.077 | 2.928 | 2.798 | 3.377 | 2.891 | 2.985 | 2.914 | 2.787 | 2.714 | 2.623 | 2.847 | 2.832 | 2.692 | 2.562 | 2.445 | |
| FLUJO DE CAJA LIBRE | | 2.805 | 3.470 | 3.454 | 3.271 | 2.862 | 2.666 | 2.903 | 3.080 | 3.234 | 3.077 | 2.928 | 2.798 | 3.377 | 2.891 | 2.985 | 2.914 | 2.787 | 2.714 | 2.623 | 2.847 | 2.832 | 2.692 | 2.562 | 2.445 | |
| Flujo de caja acumulado | KUSD\$ | 2.805 | 6.275 | 9.729 | 13.000 | 15.861 | 18.527 | 21.431 | 24.511 | 27.745 | 30.821 | 33.750 | 36.547 | 39.924 | 42.815 | 45.800 | 48.714 | 51.502 | 54.216 | 56.838 | 59.685 | 62.518 | 65.210 | 67.771 | 70.217 | |
| VPN (12%) | KUSD\$ | 70.217 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TIR | % | #¡NUM! | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| VPN Beneficios | KUSD\$ | 86.330 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| VPN Costos | KUSD\$ | 16.114 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Relación B/C | | 5,36 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Los Autores

Tabla 50. Flujo de Caja Caso II (continuación)

| ESCENARIO NUEVO | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---------------|-----------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| FLUJO DE CAJA | | PERIODO (MESES) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| INGRESOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Producción Total | BBL | | 55.948 | 50.028 | 54.835 | 52.535 | 53.743 | 51.490 | 52.674 | 52.147 | 49.960 | 51.109 | 48.966 | 50.092 | 49.591 | 44.344 | 48.604 | 46.566 | 47.637 | 45.640 | 46.689 | 46.222 | 44.284 | 45.303 | 43.403 | 44.401 |
| Regalías | BBL | | 4.476 | 4.002 | 4.387 | 4.203 | 4.299 | 4.119 | 4.214 | 4.172 | 3.997 | 4.089 | 3.917 | 4.007 | 3.967 | 3.548 | 3.888 | 3.725 | 3.811 | 3.651 | 3.735 | 3.698 | 3.543 | 3.624 | 3.472 | 3.552 |
| Producción Diferida por Falla | BBL | | 248 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Producción Diferida por Tiempo del Servicio | BBL | | 4.558 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Producción neta | BBL | | 46.666 | 46.026 | 50.448 | 48.332 | 49.444 | 47.370 | 48.460 | 47.975 | 45.963 | 47.021 | 45.049 | 46.085 | 45.624 | 40.797 | 44.716 | 42.841 | 43.826 | 41.988 | 42.954 | 42.525 | 40.741 | 41.678 | 39.931 | 40.849 |
| Precio Venta | USD/BBL | | 83 | 85 | 84 | 82 | 80 | 78 | 78 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 81 | 81 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 |
| TOTAL INGRESOS | KUS\$ | | 3.862 | 3.899 | 4.238 | 3.963 | 3.956 | 3.695 | 3.780 | 3.838 | 3.677 | 3.762 | 3.604 | 3.687 | 3.696 | 3.305 | 3.577 | 3.427 | 3.506 | 3.359 | 3.436 | 3.402 | 3.259 | 3.334 | 3.194 | 3.268 |
| EGRESOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Costos de Producción Diferida | KUSD\$ | | 398 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Costo de Servicio a Pozo por Falla | KUSD\$ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Costos de Levantamiento | KUSD\$ | | 224 | 339 | 535 | 449 | 679 | 599 | 788 | 496 | 355 | 596 | 588 | 801 | 229 | 327 | 503 | 425 | 630 | 558 | 726 | 468 | 341 | 555 | 547 | 737 |
| Costo del Proyecto | KUSD\$ | 3.418 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TOTAL EGRESOS | KUSD\$ | 3.418 | 622 | 339 | 535 | 449 | 679 | 599 | 788 | 496 | 355 | 596 | 588 | 801 | 229 | 327 | 503 | 425 | 630 | 558 | 726 | 468 | 341 | 555 | 547 | 737 |
| MARGEN OPERATIVO | KUSD\$ | (3.418) | 3.240 | 3.561 | 3.702 | 3.515 | 3.277 | 3.096 | 2.992 | 3.342 | 3.322 | 3.166 | 3.015 | 2.886 | 3.467 | 2.978 | 3.074 | 3.002 | 2.876 | 2.801 | 2.710 | 2.934 | 2.918 | 2.779 | 2.647 | 2.531 |
| FLUJO DE CAJA LIBRE | | (3.418) | 3.240 | 3.561 | 3.702 | 3.515 | 3.277 | 3.096 | 2.992 | 3.342 | 3.322 | 3.166 | 3.015 | 2.886 | 3.467 | 2.978 | 3.074 | 3.002 | 2.876 | 2.801 | 2.710 | 2.934 | 2.918 | 2.779 | 2.647 | 2.531 |
| Flujo de caja acumulado | KUSD\$ | (3.418) | (178) | 3.383 | 7.085 | 10.600 | 13.877 | 16.972 | 19.965 | 23.306 | 26.628 | 29.794 | 32.809 | 35.695 | 39.162 | 42.140 | 45.214 | 48.216 | 51.091 | 53.892 | 56.602 | 59.537 | 62.455 | 65.234 | 67.881 | 70.412 |
| VPN (12%) | KUSD\$ | | 70.412 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TIR | % | | 99% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| VPN Beneficios | KUSD\$ | | 86.724 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| VPN Costos | KUSD\$ | | 12.894 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Relación B/C | | | 6,73 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Los Autores

Tabla 51. Flujo de Caja Caso III

| CONSTANTES | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|---------------|-----------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--|
| REGALIAS | 8% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tasa de Descuento | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ESCENARIO BASE (CONVERSIÓN PCP - ESP) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| FLUJO DE CAJA | | PERIODO (MESES) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | |
| INGRESOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Producción Total | BBL | | 52.817 | 47.229 | 51.766 | 49.596 | 50.736 | 48.609 | 49.727 | 49.229 | 47.165 | 48.250 | 46.226 | 47.290 | 46.817 | 41.863 | 45.885 | 43.961 | 44.972 | 43.086 | 44.077 | 43.636 | 41.806 | 42.768 | 40.974 | 41.917 | |
| Regalías | BBL | | 4.225 | 3.778 | 4.141 | 3.968 | 4.059 | 3.889 | 3.978 | 3.938 | 3.773 | 3.860 | 3.698 | 3.783 | 3.745 | 3.349 | 3.671 | 3.517 | 3.598 | 3.447 | 3.526 | 3.491 | 3.344 | 3.421 | 3.278 | 3.353 | |
| Producción Diferida por Falla | BBL | | 235 | 210 | 230 | 220 | 225 | 216 | 221 | 219 | 209 | 214 | 205 | 210 | 207 | 185 | 203 | 195 | 199 | 191 | 195 | 193 | 185 | 189 | 181 | 185 | |
| Producción Diferida por Run Life | BBL | | 4.224 | | 939 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Producción neta | BBL | | 44.133 | 43.241 | 46.457 | 45.408 | 46.452 | 44.504 | 45.528 | 45.072 | 43.182 | 44.175 | 42.323 | 43.296 | 42.864 | 38.329 | 42.011 | 40.249 | 41.175 | 39.448 | 40.356 | 39.952 | 38.277 | 39.157 | 37.515 | 38.378 | |
| Precio Venta | USD/BBL | | 83 | 85 | 84 | 82 | 80 | 78 | 78 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 81 | 81 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | |
| TOTAL INGRESOS | KUS\$ | | 3.652 | 3.663 | 3.902 | 3.723 | 3.716 | 3.471 | 3.551 | 3.606 | 3.455 | 3.534 | 3.386 | 3.464 | 3.472 | 3.105 | 3.361 | 3.220 | 3.294 | 3.156 | 3.228 | 3.196 | 3.062 | 3.133 | 3.001 | 3.070 | |
| EGRESOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Costos de Producción Diferida | KUSD\$ | | 369 | 18 | 98 | 18 | 18 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 16 | 17 | 17 | 15 | 16 | 16 | 16 | 15 | 16 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | |
| Costo de Servicio a Pozo por Falla | KUSD\$ | | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | |
| Costos de Levantamiento | KUSD\$ | | 212 | 320 | 505 | 423 | 641 | 566 | 744 | 469 | 335 | 563 | 555 | 756 | 216 | 308 | 475 | 402 | 595 | 527 | 685 | 441 | 322 | 524 | 517 | 695 | |
| Costo de Servicio a Pozo por Run Life | KUSD\$ | | 1.020 | | 220 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TOTAL EGRESOS | KUSD\$ | | 1.642 | 379 | 865 | 483 | 700 | 624 | 802 | 527 | 393 | 621 | 613 | 814 | 276 | 366 | 534 | 460 | 654 | 585 | 744 | 500 | 380 | 582 | 574 | 753 | |
| MARGEN OPERATIVO | KUSD\$ | | 2.010 | 3.285 | 3.038 | 3.241 | 3.016 | 2.848 | 2.749 | 3.078 | 3.061 | 2.913 | 2.773 | 2.649 | 3.196 | 2.738 | 2.826 | 2.760 | 2.640 | 2.571 | 2.485 | 2.696 | 2.682 | 2.550 | 2.427 | 2.317 | |
| FLUJO DE CAJA LIBRE | | | 2.010 | 3.285 | 3.038 | 3.241 | 3.016 | 2.848 | 2.749 | 3.078 | 3.061 | 2.913 | 2.773 | 2.649 | 3.196 | 2.738 | 2.826 | 2.760 | 2.640 | 2.571 | 2.485 | 2.696 | 2.682 | 2.550 | 2.427 | 2.317 | |
| Flujo de caja acumulado | KUSD\$ | | 2.010 | 5.295 | 8.332 | 11.573 | 14.589 | 17.437 | 20.186 | 23.264 | 26.326 | 29.239 | 32.011 | 34.661 | 37.857 | 40.595 | 43.422 | 46.182 | 48.822 | 51.392 | 53.877 | 56.573 | 59.256 | 61.806 | 64.233 | 66.550 | |
| VPN (12%) | KUSD\$ | | 66.550 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TIR | % | | #NUM! | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| VPN Beneficios | KUSD\$ | | 81.422 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| VPN Costos | KUSD\$ | | 14.873 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Relación B/C | | | 5,47 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Los Autores

Tabla 52. Flujo de Caja Caso III (continuación)

| ESCENARIO NUEVO | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---------------|-----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| FLUJO DE CAJA | | PERIODO (MESES) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| INGRESOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Producción Total | BBL | 52.817 | 47.229 | 51.766 | 49.596 | 50.736 | 48.609 | 49.727 | 49.229 | 47.165 | 48.250 | 46.226 | 47.290 | 46.817 | 41.863 | 45.885 | 43.961 | 44.972 | 43.086 | 44.077 | 43.636 | 41.806 | 42.768 | 40.974 | 41.917 | |
| Regalías | BBL | 4.225 | 3.778 | 4.141 | 3.968 | 4.059 | 3.889 | 3.978 | 3.938 | 3.773 | 3.860 | 3.698 | 3.783 | 3.745 | 3.349 | 3.671 | 3.517 | 3.598 | 3.447 | 3.526 | 3.491 | 3.344 | 3.421 | 3.278 | 3.353 | |
| Producción Diferida por Falla | BBL | 235 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Producción Diferida por Tiempo del Servicio | BBL | 5.163 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Producción neta | BBL | 43.195 | 43.451 | 47.625 | 45.628 | 46.677 | 44.720 | 45.748 | 45.291 | 43.392 | 44.390 | 42.528 | 43.506 | 43.071 | 38.514 | 42.214 | 40.444 | 41.374 | 39.639 | 40.551 | 40.145 | 38.462 | 39.346 | 37.696 | 38.563 | |
| Precio Venta | USD/BBL | 83 | 85 | 84 | 82 | 80 | 78 | 78 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 81 | 81 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | |
| TOTAL INGRESOS | KUSD\$ | 3.575 | 3.681 | 4.001 | 3.741 | 3.734 | 3.488 | 3.568 | 3.623 | 3.471 | 3.551 | 3.402 | 3.481 | 3.489 | 3.120 | 3.377 | 3.236 | 3.310 | 3.171 | 3.244 | 3.212 | 3.077 | 3.148 | 3.016 | 3.085 | |
| EGRESOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Costos de Producción Diferida | KUSD\$ | 447 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Costo de Servicio a Pozo por Falla | KUSD\$ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Costos de Levantamiento | KUSD\$ | 212 | 320 | 505 | 423 | 641 | 566 | 744 | 469 | 335 | 563 | 555 | 756 | 216 | 308 | 475 | 402 | 595 | 527 | 685 | 441 | 322 | 524 | 517 | 695 | |
| Costo del Proyecto | KUSD\$ | 3.891 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TOTAL EGRESOS | KUSD\$ | 3.891 | 659 | 320 | 505 | 423 | 641 | 566 | 744 | 469 | 335 | 563 | 555 | 756 | 216 | 308 | 475 | 402 | 595 | 527 | 685 | 441 | 322 | 524 | 517 | 695 |
| MARGEN OPERATIVO | KUSD\$ | (3.891) | 2.916 | 3.361 | 3.495 | 3.318 | 3.093 | 2.923 | 2.825 | 3.155 | 3.136 | 2.988 | 2.847 | 2.724 | 3.273 | 2.811 | 2.902 | 2.834 | 2.715 | 2.644 | 2.559 | 2.770 | 2.755 | 2.623 | 2.499 | 2.390 |
| FLUJO DE CAJA LIBRE | | (3.891) | 2.916 | 3.361 | 3.495 | 3.318 | 3.093 | 2.923 | 2.825 | 3.155 | 3.136 | 2.988 | 2.847 | 2.724 | 3.273 | 2.811 | 2.902 | 2.834 | 2.715 | 2.644 | 2.559 | 2.770 | 2.755 | 2.623 | 2.499 | 2.390 |
| Flujo de caja acumulado | KUSD\$ | (3.891) | (975) | 2.387 | 5.882 | 9.200 | 12.293 | 15.216 | 18.041 | 21.195 | 24.332 | 27.320 | 30.167 | 32.891 | 36.164 | 38.975 | 41.877 | 44.711 | 47.426 | 50.070 | 52.628 | 55.399 | 58.154 | 60.777 | 63.276 | 65.665 |
| VPN (12%) | KUSD\$ | 65.665 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TIR | % | 81% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| VPN Beneficios | KUSD\$ | 81.800 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| VPN Costos | KUSD\$ | 12.244 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Relación B/C | | 6,68 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Los Autores

CONCLUSIONES

- ❖ Se identificó a través de análisis estadísticos que 40 pozos de un total de 110 pozos productores acumularon hasta el 80% de las fallas atribuidas a las varillas en el periodo de estudio, considerándose éstos como pozos críticos.
- ❖ De acuerdo al análisis estadístico las causas principales de las fallas en las varillas de los pozos del campo son tres: por corrosión, geometría del pozo y daño en el shear coupling. De las 323 fallas en el periodo de estudio los porcentajes de falla son del 36%, 21% y 11%, respectivamente.
- ❖ El problema de corrosión de los pozos radica en las concentraciones de gas CO₂, formación no homogénea de scale y concentraciones de bacterias sulfato-reductoras.
- ❖ La geometría típica de los pozos en forma de "S", con inclinaciones por pie de los 600-2500 pies, son propicias para encontrar fuerzas tangenciales que afectan a la varilla y propician un ambiente para la corrosión debido a la fricción en estos puntos de contacto.
- ❖ Del estudio realizado por la UPTC las varillas apropiadas según los resultados son: varilla convencional Grado D y la varilla continua SER-6, suministradas por la firma Weatherford.
- ❖ La implementación de las guías inyectadas en las sartas de varilla convencional y el incremento de diámetro al tubing reducirán el contacto de éstas con la tubería de producción y por ende la corrosión en éstos puntos de contacto.
- ❖ El tratamiento down hole continuo, es decir, tipo Troscap será eficiente por un máximo de 8 meses, de allí en adelante se debe continuar con el tratamiento químico por baches, este valor debe quedar asignado en los gastos operaciones del año.

- ❖ La reducción del diámetro de la varilla podría ser una buena alternativa, sin embargo la reducción del diámetro de la misma la hace menos confiable por el límite de torque.
- ❖ La instalación de bombas con mayores caudales reducirán las velocidades de la sarta de fondo (RPM) alargando la vida útil de las varillas que fallan por esta causa.
- ❖ El cambio del sistema de levantamiento artificial en algunos pozos eliminarían las fallas de varillas, sin embargo es de resaltar que el costo de este cambio asciende a \$353.712 dólares por pozo.
- ❖ El shear coupling ToughTorq presentado por la firma Plainsman obedece a una combinación de materiales que según las pruebas de laboratorio garantizaran minimizar la falla por este accesorio.
- ❖ Para el Caso I el escenario nuevo se hace viable económicamente debido a que se evidencia: un VPN mayor (21.541 KUSD Vs. 21.499 KUSD), una relación B/C mayor (6,77 Vs. 4,93), el tiempo de repago se realiza en el periodo 2 y la TIR arroja un valor de 70%.
- ❖ Para el Caso II el escenario nuevo se hace viable económicamente debido a que se evidencia: un VPN mayor (70.412 KUSD Vs. 70.217 KUSD), una relación B/C mayor (6,73 Vs. 5,36), el tiempo de repago se realiza en el periodo 2 y la TIR arroja un valor de 99%.
- ❖ Para el Caso III el escenario nuevo se hace viable económicamente debido a que se evidencia: un VPN mayor (65.665 KUSD Vs. 66.550 KUSD), una relación B/C mayor (6,68 Vs. 5,47), el tiempo de repago se realiza en el periodo 2 y la TIR arroja un valor de 81%.
- ❖ Los tres casos contemplados en el nuevo escenario, es decir, implementado las diferentes alternativas; se evidencia en el flujo de caja que son proyectos viables económicamente y que representan una contribución técnica bastante interesante para minimizar las pérdidas de producción por fallas en las sargas de varilla.

RECOMENDACIONES

- ❖ Instalar el shear coupling ToughTorq donde los cambios de curvatura sean iguales a cero e instalar las guías inyectadas en pro de la reducción de fricción por el contacto de las partes.
- ❖ Realizar una prueba piloto con el shear coupling de la firma Plainsman para determinar la confiabilidad de los materiales de su diseño.
- ❖ La instalación de todas las alternativas en los pozos considerados como críticos y de acuerdo a listado suministrado en el capítulo de análisis económico, esta instalación puede hacerse en conjunto para minimizar los costos de los servicios.
- ❖ Aunque la evaluación económica arrojó resultados viables para la implementación programada de las alternativas en los pozos identificados, podría realizarse los cambios a falla, es decir, sin programar los servicios con el objeto de tener una disminución de costos en los servicios programados.
- ❖ Realizar la implementación de los cambios sugeridos en este estudio, teniendo en cuenta un incremento de las fallas por pozo debido a las causas estudiadas, si llegase existir un aumento de los costos por producción diferida y servicio de pozo es recomendable correr nuevamente el modelo económico y verificar los nuevos valores.

BIBLIOGRAFÍA

CIULLA, Francesco P.; Principios Fundamentales para diseño de sistemas de bombas de cavidad progresiva. Waterford Artificial Lift Systems; 2003.

HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. Oil Production.net. Versión 2008 V1.

ORTEGA, Daniel, SALINAS, Lina y GRANADOS, Leonardo. Lessons Learned and best practices in Colombia Fields. TDA Supply & Services S.A. SPE PCP Conference, Edmonton-Canada, September 2010.

CHACIN, Nelvy. Bombeo de cavidad progresiva: Operaciones, Diagnostico, Análisis de Falla y Trouble Shooting. WorkShop International. ESPOIL. Venezuela, Septiembre 2003.

PADILLA CORNEJO, Ronaldo. Monografía de grado. BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS. Universidad Autónoma Gabriel Reme Moreno. Camiri – Bolivia, Febrero 2009. Disponible en: <http://www.plusformacion.com/Recursos/r/Bombeo-por-Cavidades-Progresivas>.

NORRYS, Company. Análisis de las Fallas de las Varillas de Bombeo. 2000 - 2007.

PC Pumping Systems, Design, Operation and Performance Optimization. C-FER Technologies (2002).

MUÑOZ RODRIGUEZ, Álvaro y TORRES TORRES, Edgar. Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga – Colombia, 2007. Disponible en: <http://es.scribd.com/doc/34746650/Tesis-Sistema-de-Levantamiento>.

BRAVO, Oscar y SANCHEZ, Marleny. Gestión Integral de Riesgos. Tomo I, Julio de 2009.

PLAINSMAN MFG. INC; 011 PB-CPLS05-ToughTorq Shear Brochure (glossy paper); Canada; 2011.

C-FER Technologies; PC Pumping Systems: Design, Operation and Performance Optimization; 2012.

CHAMPION CHEMICAL, INC; Manual de detección y control de corrosión en campos petroleros; Houston, Texas; 1989.