

**APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ (RCA)  
PARA LA REDUCCIÓN DE FALLAS EN LOS COMPONENTES DE  
SUBSUELO DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO PCP  
EN POZOS DE CAMPO VELÁSQUEZ**

**JONATHAN ANDRES POSADA PIEDRAHITA**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2016**

**APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ (RCA)  
PARA LA REDUCCIÓN DE FALLAS EN LOS COMPONENTES DE  
SUBSUELO DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO PCP  
EN POZOS DE CAMPO VELÁSQUEZ**

**JONATHAN ANDRES POSADA PIEDRAHITA**  
Proyecto para optar al título de  
**Especialista en Producción de Hidrocarburos**

**Director**  
**MSC. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2016**

## TABLA DE CONTENIDO

<b>RESUMEN.....</b>	<b>9</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>11</b>
<b>1. MARCO ORGANIZACIONAL / GENERALIDADES DEL CAMPO VELASQUEZ .....</b>	<b>13</b>
1.1 RESEÑA HISTORICA.....	13
1.2 DESCRIPCION DEL YACIMIENTO. ....	14
1.3 UBICACIÓN GEOGRAFICA.....	15
1.4 GEOLOGIA DEL CAMPO.....	17
1.4.1 <i>Geología Estructural del Campo Velásquez.</i> .....	17
1.4.2 <i>Geología de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.</i> .....	17
1.5 ESTRATIGRAFIA DEL CAMPO VELASQUEZ.....	21
<b>2. MARCO CONTEXTUAL.....</b>	<b>26</b>
2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	26
2.2 ALCANCE .....	27
2.3 JUSTIFICACION .....	27
2.4 OBJETIVOS DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN .....	28
2.4.1 <i>Objetivo General.</i> .....	28
2.4.2 <i>Objetivos Específicos.</i> .....	28
2.5 DESCRIPCIÓN SITUACIÓN A DESARROLLAR.....	29
2.6 METODOLOGIA DESARROLLO .....	29
<b>3. GENERALIDADES METODOLOGÍA ANÁLISIS CAUSA RAIZ (RCA).....</b>	<b>31</b>
3.1 DEFINICIÓN DE ANÁLISIS DE CAUSA RAIZ (RCA).....	31
3.1.1 <i>Razones para aplicar Análisis de Causa Raíz (RCA).</i> .....	32
3.1.2 <i>Beneficios Metodología de Análisis de Causa Raíz (RCA).</i> .....	32
3.1.3 <i>Cuando debe utilizarse un RCA?</i> .....	33
3.2 DESCRIPCION DEL PROCESO ANÁLISIS DE CAUSA RAIZ (RCA) .....	34
3.2.1 <i>Metodología establecida por SOJO B., Luis A. (SOJO B, 2004).</i> .....	34
3.2.2 <i>Metodología de Análisis de Causa Raíz (RCA) por fases: (ICP, 2005).</i> .....	41
<b>4. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP).....</b>	<b>47</b>
4.1 COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO PCP .....	48
4.2 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA BCP.....	55
4.2.1 <i>Ventajas y Desventajas Bombeo PCP.</i> .....	55
4.2.1.1 <i>Ventajas.</i> .....	56
4.2.1.2 <i>Desventajas.</i> .....	56
4.3 MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS. ....	57
4.4 PROBLEMAS DE OPERACIÓN Y FALLAS EN SISTEMAS PCP .....	59
4.4.1 <i>Problemas de La Operación PCP en Superficie.</i> .....	59
4.4.2 <i>Problemas de la Operación PCP en el Fondo de Pozo.</i> .....	59
4.4.3 <i>Guía de identificación de fallas en estatores.</i> .....	60
4.4.3.1 <i>Histéresis.</i> .....	60
4.4.3.2 <i>Elastómero quemado por Alta Temperatura</i> .....	61
4.4.3.3 <i>Elastómero despegado</i> .....	63
4.4.3.4 <i>Abrasión</i> .....	64

4.4.4	<i>Guía de identificación de fallas en rotores</i> .....	65
4.4.4.1	Desgaste por abrasión sin afectar el material base.....	65
4.4.4.2	Cromado saltado sin afectar el material base.....	66
4.4.4.3	Desgaste por abrasión sin afectar el material base y si afectar el cromado en forma total .....	66
4.4.4.4	Desgaste profundo localizado.....	67
4.4.4.5	Desgaste metal-metal.....	67
<b>5.</b>	<b>APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ (RCA)</b> .....	<b>68</b>
5.1	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECOLECTADA PARA LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ (ACR).....	68
5.1.1	INFORMACIÓN RECOLECTADA.....	69
5.1.2	<i>Análisis de la recolección de datos</i> .....	69
5.1.3	<i>Diagrama de Pareto</i> .....	70
5.1.3.1	Objetivos del Análisis de Pareto.....	71
5.1.4	<i>Descripción del sistema identificado como el mal actor</i> .....	72
5.2	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ EL LOS POZOS CRÍTICOS DE ESTUDIO – CAMPO VELASQUEZ.....	73
5.2.1	<i>Análisis Pozo VEL-01</i> .....	73
5.2.1.1	Antecedentes de Fallas.....	73
5.2.1.2	Distribución de fallas.....	76
5.2.1.3	Diagrama de Pareto.....	77
5.2.1.4	Causa Raíz.....	78
5.2.1.5	Análisis de la Falla.....	79
5.2.1.6	Análisis Alternativas de Solución.....	80
5.2.1.7	Análisis Económico y seguimiento de Alternativas Escogidas.....	82
5.2.2	<i>Análisis Pozo VEL-02</i> .....	83
5.2.2.1	Antecedentes de Fallas.....	83
5.2.2.2	Distribución de fallas.....	85
5.2.2.3	Diagrama de Pareto.....	86
5.2.2.4	Alternativas de Solución.....	87
5.2.2.5	Análisis Económico y seguimiento de Alternativas Escogidas.....	87
5.2.3	<i>Análisis Pozo VEL-03</i> .....	88
5.2.3.1	Antecedentes de Fallas.....	88
5.2.3.2	Distribución de fallas Pozo VEL-03.....	90
5.2.3.3	Diagrama de Pareto.....	91
5.2.3.4	Análisis Alternativas de Solución.....	92
5.2.3.5	Análisis Económico y seguimiento de Alternativas Escogidas.....	92
5.2.4	<i>Análisis Pozo VEL-04</i> .....	93
5.2.4.1	Antecedentes de Fallas.....	93
5.2.4.2	Distribución de fallas Pozo VEL-04.....	95
5.2.4.3	Diagrama de Pareto.....	96
5.2.4.4	Análisis Alternativas de Solución.....	97
5.2.4.5	Análisis Económico y seguimiento de Alternativas Escogidas.....	97
5.2.5	<i>Análisis Pozo VEL-05</i> .....	98
5.2.5.1	Antecedentes de Fallas.....	98
5.2.5.2	Distribución de fallas Pozo VEL-05.....	100
5.2.5.3	Diagrama de Pareto.....	101
5.2.5.4	Análisis Alternativas de Solución.....	102
5.2.5.5	Análisis Económico y seguimiento de Alternativas Escogidas.....	102
5.2.6	<i>Relación Costo-Beneficio Total Tubería Enduralloy Hardness</i> .....	103
5.2.7	<i>Relación Total Tubería Enduralloy Hardness requerida en los pozos</i> .....	104
5.2.8	<i>Especificaciones técnicas para compra tubería de producción Enduralloy</i> .....	104
	<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>105</b>
	<b>RECOMENDACIONES</b> .....	<b>106</b>

<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>107</b>
<b>ANEXO 1 - DEFINICIONES.....</b>	<b>110</b>
<b>ANEXO 2 - PROBLEMAS OPERACIONALES SISTEMA BCP.....</b>	<b>111</b>
<b>ANEXO 3 - ESPECIFICACIONES TÉCNICAS TUBERÍA ENDURALLOY HARDNES.....</b>	<b>112</b>
<b>ANEXO 4- RELACIÓN COSTO-BENEFICIO TUBERÍA ENDURALLOY.....</b>	<b>113</b>

## LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1. Producción Histórica del Campo Velasquez.....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 2. Localización Geográfica del Campo Velásquez.....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 3. Mapa Estructural de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 4. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. ..</i>	<i>20</i>
<i>Figura 5. Columna Estratigráfica General del Campo Velásquez. ....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 6. Registro Eléctrico Formaciones Productoras. ....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 7. Mapa de Pozos del Campo Velásquez 2004 – 2008. ....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 8. Árbol Lógico de Fallas. ....</i>	<i>38</i>
<i>Figura 9. Partes principales del sistema BCP.....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 10. Sistema de Transmisión.....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 11. Prensa-Estopas.....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 12. Componentes de un Sistema BCP.....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 13. Secuencia de Falla.....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 14. Falla por elastómero quemado. ....</i>	<i>62</i>
<i>Figura 15. Fallas por Elastómeros Despegados. ....</i>	<i>64</i>
<i>Figura 16. Fallas por Abrasión.....</i>	<i>65</i>
<i>Figura 17. Desgaste por abrasión sin afectar material base. ....</i>	<i>65</i>
<i>Figura 18. Cromado saltado sin afectar el material base. ....</i>	<i>66</i>
<i>Figura 19. Desgaste por abrasión.....</i>	<i>66</i>
<i>Figura 20. Desgaste Profundo Localizado.....</i>	<i>67</i>
<i>Figura 21. Desgaste metal-metal. ....</i>	<i>67</i>
<i>Figura 22. Diagrama de Pareto.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 23. Histórico de Fallas Pozo VEL-01.....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 24. Distribución de Fallas Pozo VEL-01.....</i>	<i>76</i>
<i>Figura 25. Identificación del Mal Actor Pozo VEL-01.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 26. Análisis de Causa Raíz de Fallas Pozo VEL-01.....</i>	<i>78</i>
<i>Figura 27. Análisis de Causa Raíz de Fallas Pozo VEL-01.....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 28. Tubería Enduralloy para Fallas Pozo VEL-01.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 29. Rotador de Tubería en Superficie. ....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 30. Relación Costo-Beneficio Tub. Enduralloy VEL-01.....</i>	<i>82</i>
<i>Figura 31. Histórico de Fallas Pozo VEL-02.....</i>	<i>84</i>

<i>Figura 32. Distribución de Fallas pozo VEL-02.....</i>	<i>85</i>
<i>Figura 33. Identificación del Mal Actor Pozo VEL-02.....</i>	<i>86</i>
<i>Figura 34. Relación Costo-Beneficio Tub. Enduralloy VEL-02.....</i>	<i>87</i>
<i>Figura 35. Histórico de Fallas Pozo VEL-03.....</i>	<i>89</i>
<i>Figura 36. Distribución de Fallas Pozo VEL-03.....</i>	<i>90</i>
<i>Figura 37. Identificación del Mal Actor Pozo VEL-03.....</i>	<i>91</i>
<i>Figura 38. Relación Costo-Beneficio Tub. Enduralloy VEL-03.....</i>	<i>92</i>
<i>Figura 39. Histórico de Fallas Pozo VEL-04.....</i>	<i>94</i>
<i>Figura 40. Distribución de Fallas Pozo VEL-04.....</i>	<i>95</i>
<i>Figura 41. Identificación del Mal Actor Pozo VEL-04.....</i>	<i>96</i>
<i>Figura 42. Relación Costo-Beneficio Tub. Enduralloy VEL-04.....</i>	<i>97</i>
<i>Figura 43. Histórico de Fallas Pozo VEL-05.....</i>	<i>99</i>
<i>Figura 44. Distribución de Fallas Pozo VEL-05.....</i>	<i>100</i>
<i>Figura 45. Identificación del Mal Actor Pozo VEL-05.....</i>	<i>101</i>
<i>Figura 46. Relación Costo-Beneficio Tub. Enduralloy VEL-05.....</i>	<i>102</i>
<i>Figura 47. Relación Costo-Beneficio Total Tub. Enduralloy.....</i>	<i>103</i>

## LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1. Propiedades Petrofísicas de las formaciones productoras. ....</i>	<i>14</i>
<i>Tabla 2. Sub-etapas del proceso de Identificación. ....</i>	<i>42</i>
<i>Tabla 3. Sub-etapas causas posibles de falla.....</i>	<i>42</i>
<i>Tabla 4. Proceso de Validación.....</i>	<i>44</i>
<i>Tabla 5. Validación de Causas.....</i>	<i>44</i>
<i>Tabla 6. Herramientas.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 7. Historial de Fallas VEL-01.....</i>	<i>73</i>
<i>Tabla 8. Historial de Fallas VEL-02.....</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 9. Historial de Fallas VEL-03.....</i>	<i>88</i>
<i>Tabla 10. Historial de Fallas VEL-04.....</i>	<i>93</i>
<i>Tabla 11. Historial de Fallas VEL-05.....</i>	<i>98</i>

## RESUMEN

**TITULO:** APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ (RCA) PARA LA REDUCCIÓN DE FALLAS EN LOS COMPONENTES DE SUBSUELO DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO PCP EN CAMPO VELÁSQUEZ<sup>1</sup>.

**AUTOR:** JONATHAN ANDRES POSADA PIEDRAHITA<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVE:** RCA (ROOT CAUSE ANALYSIS), Sistema Bombeo PCP, Árbol de Fallas, Diagrama Pareto.

### **DESCRIPCIÓN:**

La producción de los pozos de petróleo localizados en Campo Velásquez, se ha visto afectada durante los últimos años, por la presencia de fallas repetitivas ocasionadas por los componentes del subsuelo del sistema de bombeo PCP, esto ha ocasionado un aumento en el costo de levantamiento por barril y ha generado pérdidas en la producción. Una de las alternativas para lograr la reducción de la alta frecuencia de fallas en los pozos, ha sido la aplicación de la metodología de Análisis de causa raíz (RCA). Dicha metodología ha demostrado ser muy útil en la identificación y solución de fallas repetitivas; para la aplicación de la metodología se realizó la selección de cinco (5) de los pozos más críticos del campo, para los cuales se recopiló la información de los trabajos de mantenimiento de los componentes de subsuelo con el objetivo de crear el histórico de fallas para cada pozo, se analizaron las causas posibles de la falla, en miras de determinar la causa raíz y a partir de esto se propusieron las respectivas alternativas de solución, a las cuales actualmente se les realiza seguimiento continuo con miras a verificar su eficacia.

---

<sup>1</sup> Monografía para optar al título de Especialista en Producción de Hidrocarburos

<sup>2</sup> Facultad de Postgrados Ingenierías Físico Químicas, Especialización en Producción de Hidrocarburos, Director: MSC. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

## ABSTRACT

**TITLE:** APPLICATION OF THE METHODOLOGY ROOT CAUSE ANALYSIS (RCA) FOR REDUCING FAILURES COMPONENTS OF UNDERGROUND SYSTEMS PUMPING PCP IN FIELD VELÁSQUEZ<sup>3</sup>.

**AUTHOR:** JONATHAN ANDRES POSADA PIEDRAHITA<sup>4</sup>

**KEYWORDS:** RCA (ROOT CAUSE ANALYSIS), PCP Pumping System, Fault Tree Diagram Pareto.

### DESCRIPTION:

The production of oil wells located in Campo Velasquez, has been affected in recent years by the presence of repetitive failures caused by the components of subsurface pump system PCP, this has caused an increase in the cost rising by barrel and generated losses in production. One of the alternatives to achieve the reduction of the high frequency of well failures has been the application of the methodology Root Cause Analysis (RCA). This methodology has proved very useful in identifying and solving repetitive failures; for the application of the methodology, five (5) of the most critical field wells were selected, for which the information maintenance of the components of subsoil was compiled with the aim of creating the history of failures for each well the possible causes of the fault, in order to determine the root cause and from this we analyzed the respective alternatives were proposed solution, to which they are currently conducting continuous monitoring in order to verify its effectiveness.

---

<sup>3</sup> Monograph to obtain the title of Specialist Production of Hydrocarbons.

<sup>4</sup> Graduate School of Engineering Physical -Chemistry, Specialization in Oil Production, Director: MSC. Samuel Muñoz Fernando Navarro.

## INTRODUCCIÓN

El presente proyecto fue realizado en el campo de producción Campo Velásquez operado por Mansarovar Energy Colombia Ltd. Durante el desarrollo de la investigación se identificaron un número representativo de pozos que presentaban un alto número de fallas crónicas relacionadas con los componentes de subsuelo del sistema de bombeo PCP, fallas que han sido repetitivas en el tiempo.

El incremento en la frecuencia de fallas trae como consecuencia mayor demanda de intervenciones y servicios a pozo. La frecuencia de fallas por pozo y por año es muy particular a cada campo y en cada pozo, pero hay que tener presente que estas influyen directamente en la rentabilidad del campo al generar un aumento de la producción diferida y un incremento de los costos de levantamiento por barril.

Con el fin de disminuir la alta frecuencia de fallas crónicas, se tomó la determinación de realizar un análisis de las fallas presentadas en cada pozo en los últimos años, dicho estudio se realizó teniendo como base la aplicación de la metodología de Análisis de Causa Raíz (RCA) para lograr la reducción de fallas en los componentes de subsuelo de los sistemas de bombeo PCP. Una vez realizada la selección de los pozos críticos se procedió a recolectar la información de cada uno de estos, para lograr crear el histórico de fallas de cada pozo y posteriormente realizar la aplicación de la metodología RCA y de esta manera plantear las recomendaciones particulares a cada caso.

La aplicación de la metodología (RCA) en la solución de las fallas ha permitido identificar cuáles son las principales causas de las mismas y ha permitido el establecimiento de medidas de control para eliminarlas o minimizar su ocurrencia. A partir de la aplicación de la metodología de Análisis de Causa Raíz (RCA), realizada a estos pozos, se logró clasificar las fallas según el tipo de elemento fallado, (tubing, varillas, bomba, etc.), las más frecuentes se

presentan debido a problemas con tubería rota, originadas por el desgaste prematuro de tubería de producción ya sea por abrasión, fricción o erosión, al pasar por tramos críticos, seguido por fallas en la sarta de varillas y en menor proporción las fallas en las bombas.

El presente documento presenta el procedimiento de la metodología de Análisis de Causa Raíz (ACR) llevado a cabo por el equipo de trabajo de Mansarovar Energy Colombia Ltd. y su aplicación a la solución de fallas crónicas en sistemas de levantamiento PCP, a través de ejemplos con cinco pozos de Campo Velásquez. La metodología actualmente se está aplicando en el resto de pozos que fueron identificados como críticos debido a su buen aporte a la producción de crudo y la alta frecuencia de fallas que presentaban.

## **1. MARCO ORGANIZACIONAL / GENERALIDADES DEL CAMPO VELASQUEZ**

### **1.1 RESEÑA HISTORICA**

La historia petrolera en esta región del Magdalena Medio comenzó con el campo Velásquez, el único campo que en Colombia se explota bajo la modalidad de propiedad privada y pertenecía a la Texas Petroleum Company a mediados de los años 50 (Mansarovar Energy de Colombia LTD, 2005)<sup>5</sup>.

En el Magdalena Medio están localizados los campos Velásquez, Teca, Nare, Jazmín, Moriche, Chicalá, operados por Omimex Colombia Ltd. y llegó esta compañía al país en 1994, mediante la adquisición del campo Velásquez. Estos campos están en los límites de los departamentos de Antioquia, Boyacá y Santander.

Un año después de comprar el campo Velásquez, Omimex adquirió la propiedad del Oleoducto Velásquez - El Sauce y los derechos de Texaco en los Contratos de Asociación Cocorná y Nare, suscritos con Ecopetrol.

La Asociación Cocorná o Campo Teca está en actividad productiva desde la década de los 80 con producción de crudo pesado. La Asociación Nare incluye los campos en producción Nare Sur y Jazmín, de crudo pesado.

El campo Velásquez está dentro Guaquaquei – Terán, tiene una extensión de aproximadamente de 130.668 hectáreas, fue descubierto en noviembre de 1946, al día de hoy un total de 283 pozos han sido perforados, 261 de ellos fueron perforados por Texaco, 17 de ellos por Omimex Colombia Ltd y 5 pozos perforados por Mansarovar Energy Colombia Ltd.

---

<sup>5</sup> MANSAROVAR ENERGY DE COLOMBIA LTD. Colombia, Aspectos Geológicos Campo Velásquez. Santafé de Bogotá, Febrero 2005.

## 1.2 DESCRIPCION DEL YACIMIENTO.

El yacimiento del campo Velásquez posee una sección de sedimento productor convencionalmente dividido en dos formaciones llamadas Tune y Guaduas. Actualmente la gravedad del aceite varia de 16 a 22 °API en la formación Tune y 24 a 28 °API en formación Guaduas. Dentro del área de Velásquez los hidrocarburos se encuentran almacenados en los estratos arenosos de la denominada serie Guaduas – Tuné.

El agua de formación presenta una salinidad que se encuentra en el rango de 36000 – 37000 ppm de cloruros. El yacimiento presenta una porosidad promedio 21 – 24.5 %, Saturación de agua inicial en un rango de 38 – 44 %, permeabilidad promedio 720 – 1565 md. (Ver Tabla 1).

Tabla 1. Propiedades Petrofísicas de las formaciones productoras.

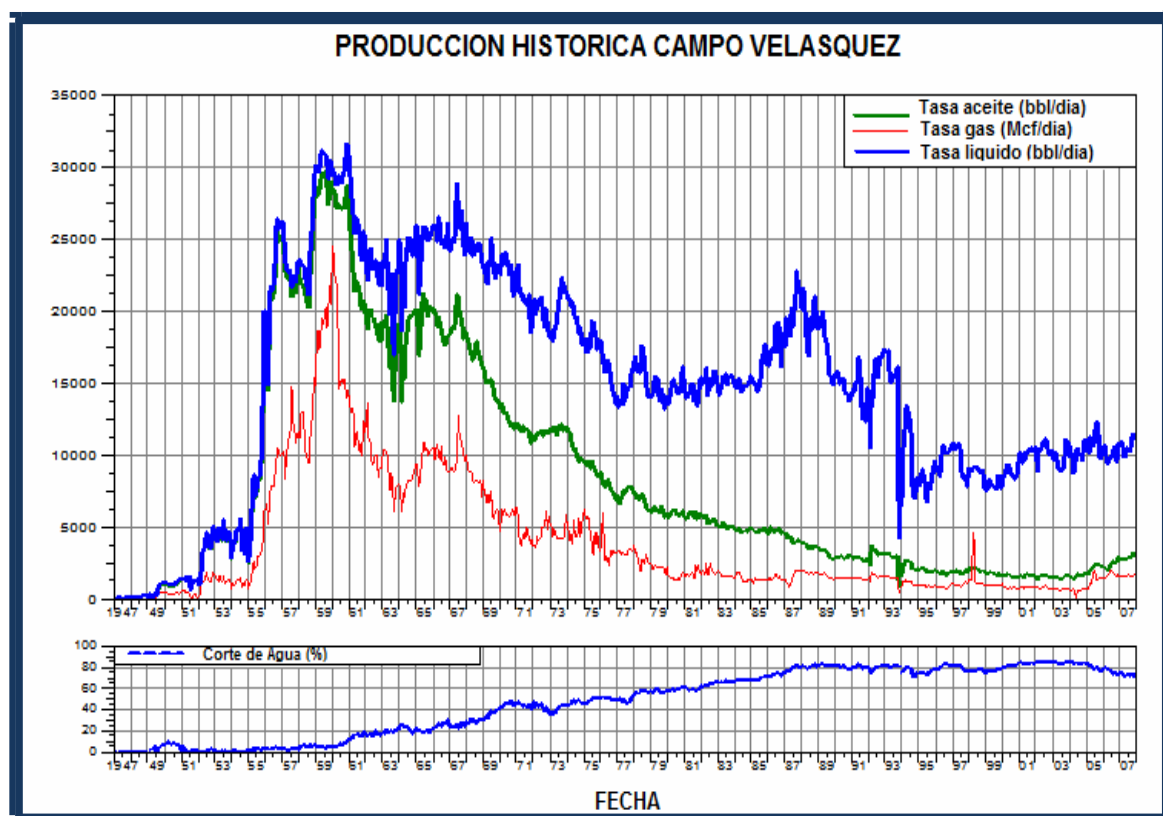
Parámetro	Formación Tune	Formación Guaduas
Area (acres)	1891	3824
Espesor Neto prom (ft.)	109	136
Porosidad prom (%)	24.5	21
Salinidad (ppm Cl)	37000	36000
Factor Volumétrico (Res/stb)	1.15	1.2
Permeabilidad prom (md)	1565	720
Presión Inicial	2100	3000
Presión de Saturación (psi)	1800	1950
Saturación de Agua Inicial (%)	44	38
Gradiente de Factura (psi/ft)	0.7	0.75

Fuente: (Mansarovar Energy de Colombia LTD, 2005)<sup>6</sup>.

<sup>6</sup> Ibid., p. 17

En la actualidad el campo Velásquez tiene 99 pozos en producción, de los cuales 63 poseen bombeo por cavidades progresivas PCP, 35 utilizan bombeo mecánico y 1 cuenta con bombeo electrosumergible, la producción actual es de 3421 BOPD a febrero de 2016.

Figura 1. Producción Histórica del Campo Velasquez



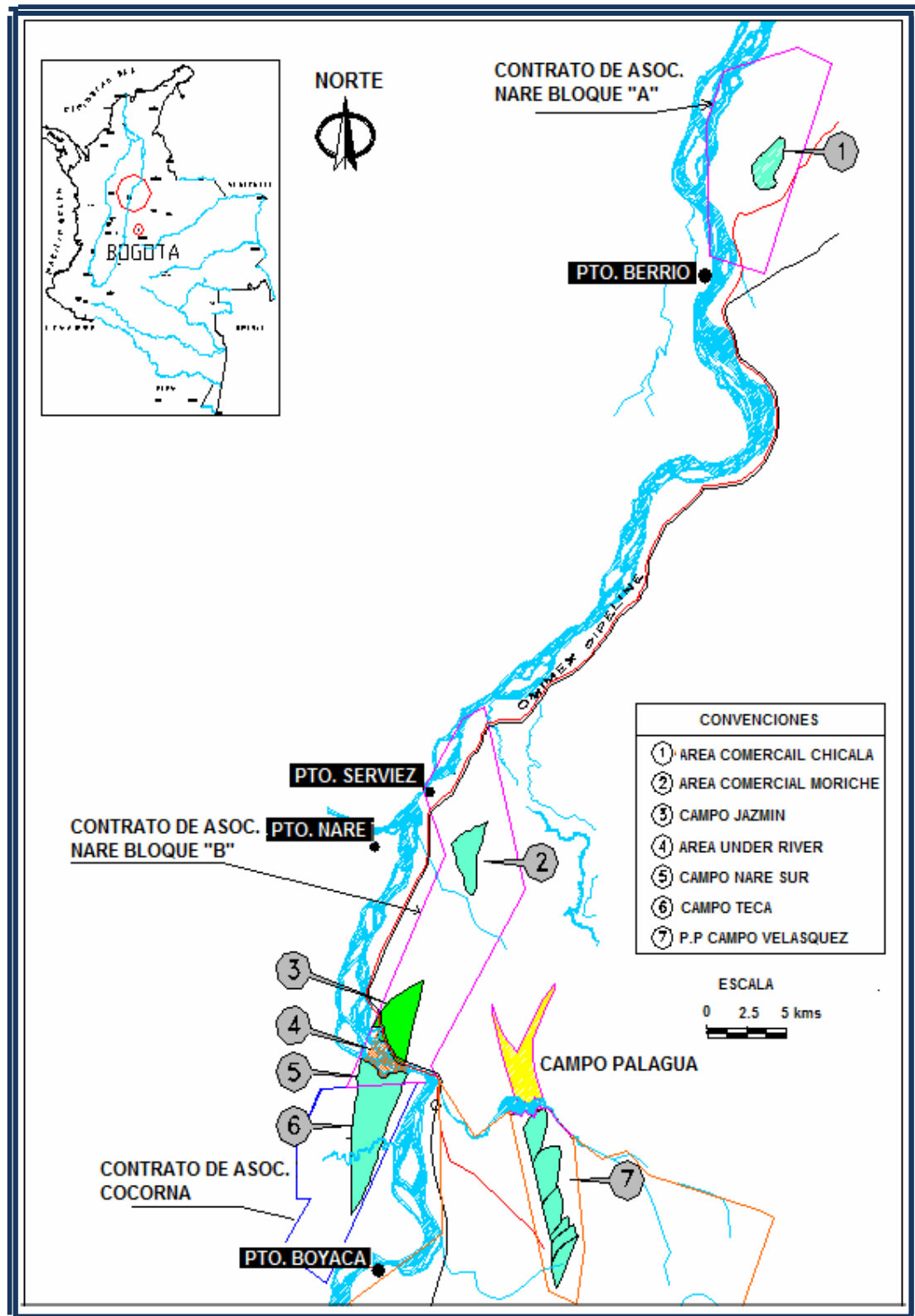
Fuente: (Mansarovar Energy de Colombia LTD, 2005)

### 1.3 UBICACIÓN GEOGRAFICA<sup>7</sup>.

El Campo Velásquez de la compañía operadora MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD., Se encuentra ubicado en el Departamento de Boyacá, Municipio de Puerto Boyacá principalmente. La Propiedad Privada del Campo Velásquez se halla ubicada en el borde occidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. (Figura 2).

<sup>7</sup> Ibid., p. 17

Figura 2. Localización Geográfica del Campo Velásquez



Fuente: (Mansarovar Energy de Colombia LTD, 2005).

## 1.4 GEOLOGIA DEL CAMPO.

En el área de Velásquez está presente una secuencia sedimentaria de origen fluvial que alcanza un espesor del orden de 8000 pies en la parte sureste del bloque, la cual reposa discordantemente sobre un basamento compuesto por rocas ígneas y metamórficas.

### 1.4.1 Geología Estructural del Campo Velásquez.

La estructura del campo Velásquez es un monoclinal fallado cuyo rumbo tiene una dirección noreste y pendiente de aproximadamente de 6° a él este sobre el basamento. En este sector de la cuenca han sido identificados dos sistemas principales de fallas de rumbo, uno de dirección NE-SW, al cual pertenece la falla Cocorná y otro sistema de dirección NW-SE al cual pertenece la falla de Velásquez.

El principal mecanismo de entrapamiento en el área de Velásquez lo constituye la Falla de Velásquez y las fallas menores a ellas, las cuales dividen el campo en varios bloques y que han servido de barreras, impidiendo la migración de los hidrocarburos hacia el oeste a lo largo del monoclinal.

### 1.4.2 Geología de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

El marco tectónico de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, está estrechamente relacionado con el marco de evolución tectónica de la cordillera oriental en el Terciario, lo que se conoce como orogenia Andina, aislando las cuencas del Valle Medio del Magdalena y de los llanos orientales, la cual propició el desarrollo de secuencias continentales

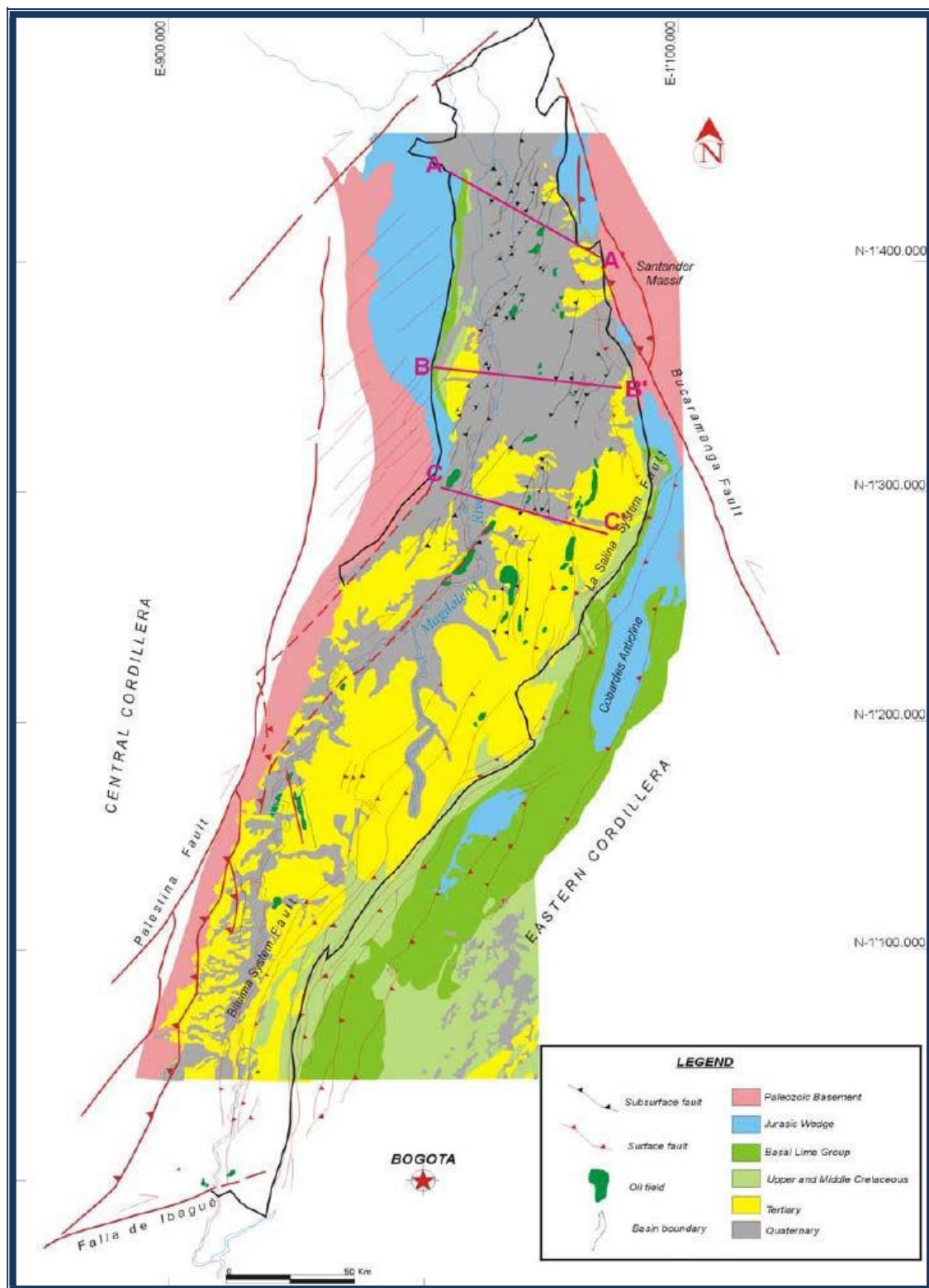
La cordillera oriental está cubierta de roca sedimentaria (clástica y carbonática) que sobreyace rocas del Precámbrico y el Paleozoico; el desarrollo de la cuenca se inició durante el Triásico – Cretácico temprano con una mega secuencia relacionada directamente con la separación entre norte y

Suramérica. Desde el Cretáceo inferior hasta el Paleoceno se produjo el depósito de una megasecuencia sedimentaria con un espesor total de más de 6000 metros. Dicha megasecuencia está compuesta por areniscas, conglomerados y limolitas hacia la base; la parte media y superior está constituida principalmente de shales, calizas y finaliza con una intercalación de areniscas y arcillolitas. Parte de la sección superior de shales y calizas corresponde a la formación La Luna, que contiene las rocas generadoras más importantes del país.

Con posterioridad al depósito de los sedimentos del Paleoceno se produjo un gran evento erosivo, que ocasionó un período de no depositación que llegó hasta el Eoceno Superior. Desde el Eoceno Superior hasta el reciente, la sedimentación ha sido principalmente de tipo continental, con alguna pequeña influencia marina en algunos períodos. (Figura 3)

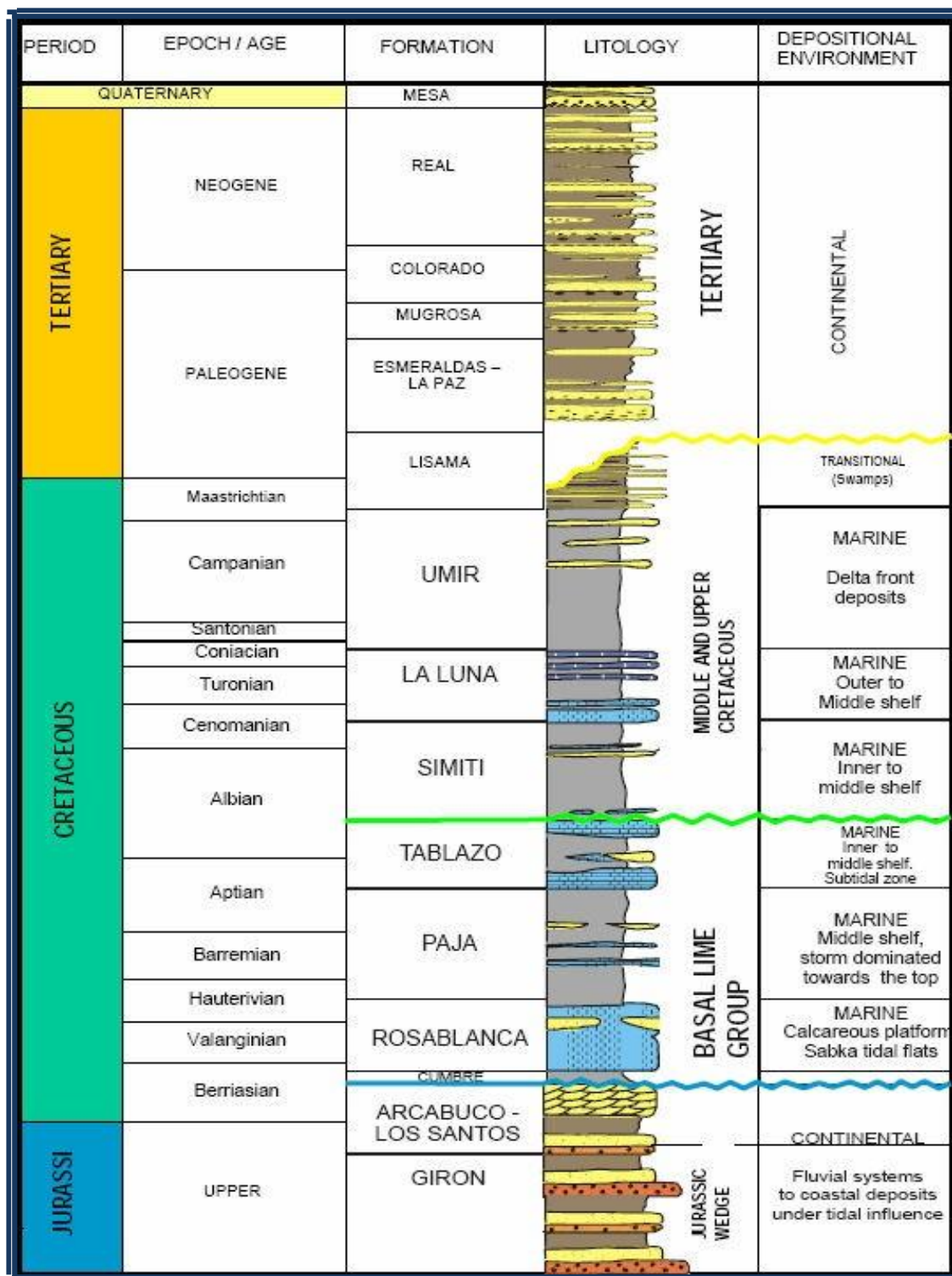
Las principales rocas generadoras en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, son las lutitas y calizas de la formación La Luna, como se observa en la columna estratigráfica de la cuenca (Figura 4).

Figura 3. Mapa Estructural de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena



Fuente: Structural Geometry of the Jura-Cretaceous Rift of the Middle Magdalena Valley Basin – Colombia (Mansarovar Energy de Colombia LTD, 2005)

Figura 4. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Structural Geometry of the Jura-Cretaceous Rift of the Middle Magdalena Valley Basin – Colombia. (Mansarovar Energy de Colombia LTD, 2005)

## 1.5 ESTRATIGRAFIA DEL CAMPO VELASQUEZ.

Como puede observarse en la Columna Estratigráfica General del Campo Velásquez (Figura 5), la secuencia comprende las siguientes unidades:

➤ *Guaduas – Tuné*: La Compañía Texas Petroleum denominó serie Guaduas – Tuné a la parte inferior de la sección sedimentaria de esta parte de la cuenca, la cual está compuesta por una serie de areniscas y arcillolitas intercaladas. Esta unidad puede llegar a medir más de 4000 pies de espesor en la parte sureste del área de Velásquez.

Esta unidad descansa discordantemente sobre el basamento y su contacto superior es también discordante bajo la serie Zorro – Diamante, esta serie presenta conglomerados y areniscas con intercalaciones de estratos de arcillolitas; hacia la parte superior de Guaduas, se presentan generalmente capas de areniscas blancas a grises de granulometría variable, friable, con intercalaciones delgadas de arcillolitas y limolitas verdes, azulosas, moteadas de rojo y azul, localmente calcáreas. Esta serie se encuentra dividida en cinco grupos (grupos I, II, III, IV, V).

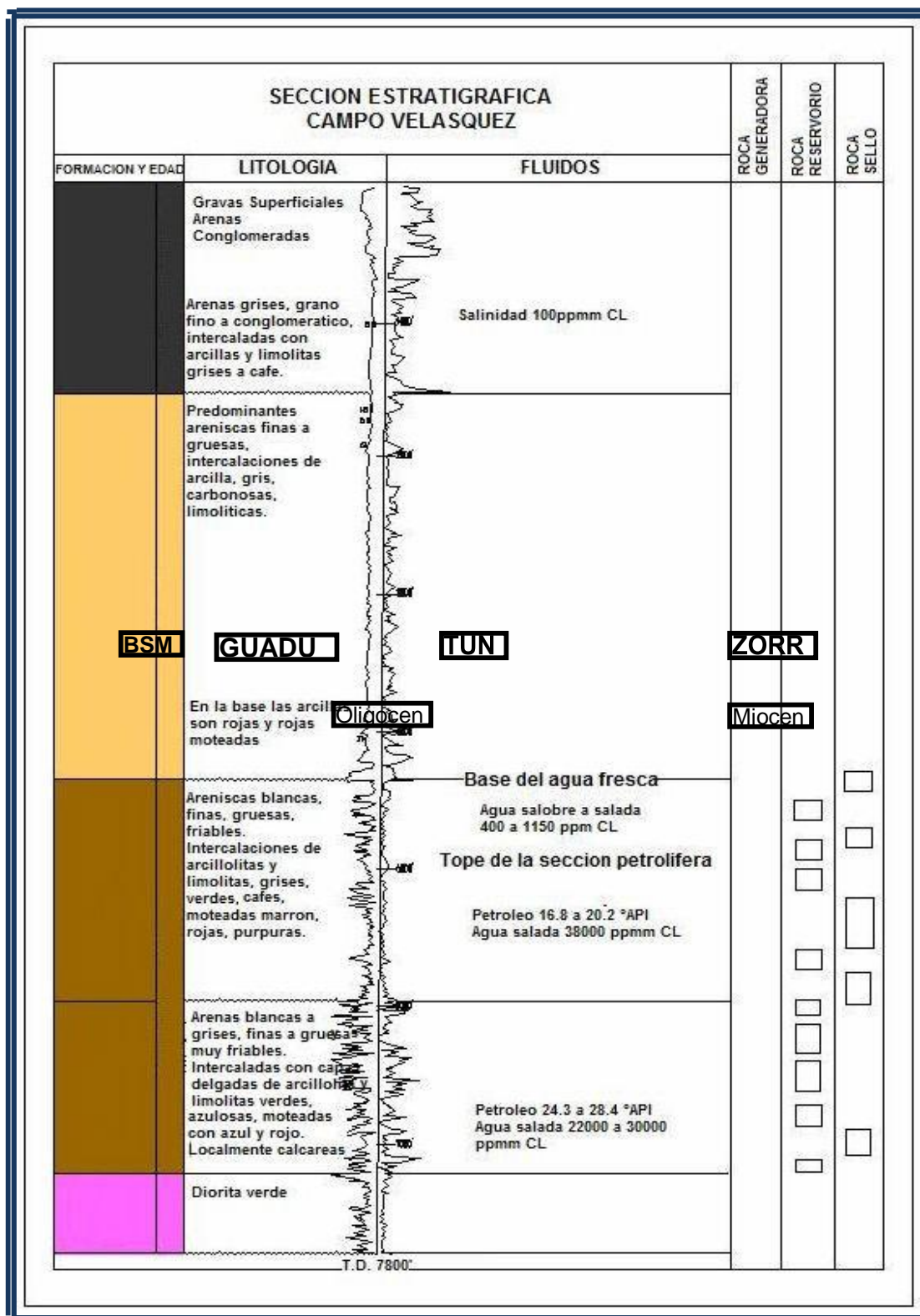
La parte superior de la serie denominada Tuné se divide en 6 zonas (zonas A, B, C, D, E, F) y presentan intercalaciones de areniscas y arcillolitas hacia la base, con predominio de las arcillolitas. Hacia el tope predominan los estratos de areniscas los cuales son de color blanco, de granulometría variable (fino a grueso), friables y también se presentan intercalaciones de arcillolitas y limolitas en capas delgadas de colores grises verdes, café, moteadas de marrón, rojo y púrpura. A la serie Guaduas – Tuné se le ha asignado una edad de Oligoceno.

➤ *Zorro – Diamante*: Reposando discordantemente sobre la serie Guaduas - Tune se encuentra presente una secuencia de sedimentos de origen fluvial, con espesor variable, llegando a más de 4000 pies en el sureste del área, compuesta principalmente por areniscas y conglomerados y en menor

proporción por intercalaciones de arcillolitas de color gris y gris verdoso. Las Areniscasson friables, de grano grueso a conglomeraticas, subredondeadas, pobremente seleccionadas, compuestas primordialmente de fragmentos de rocas ígneas y metamórficas, y en menor proporción cuarzo y chert, y estratificación cruzada.

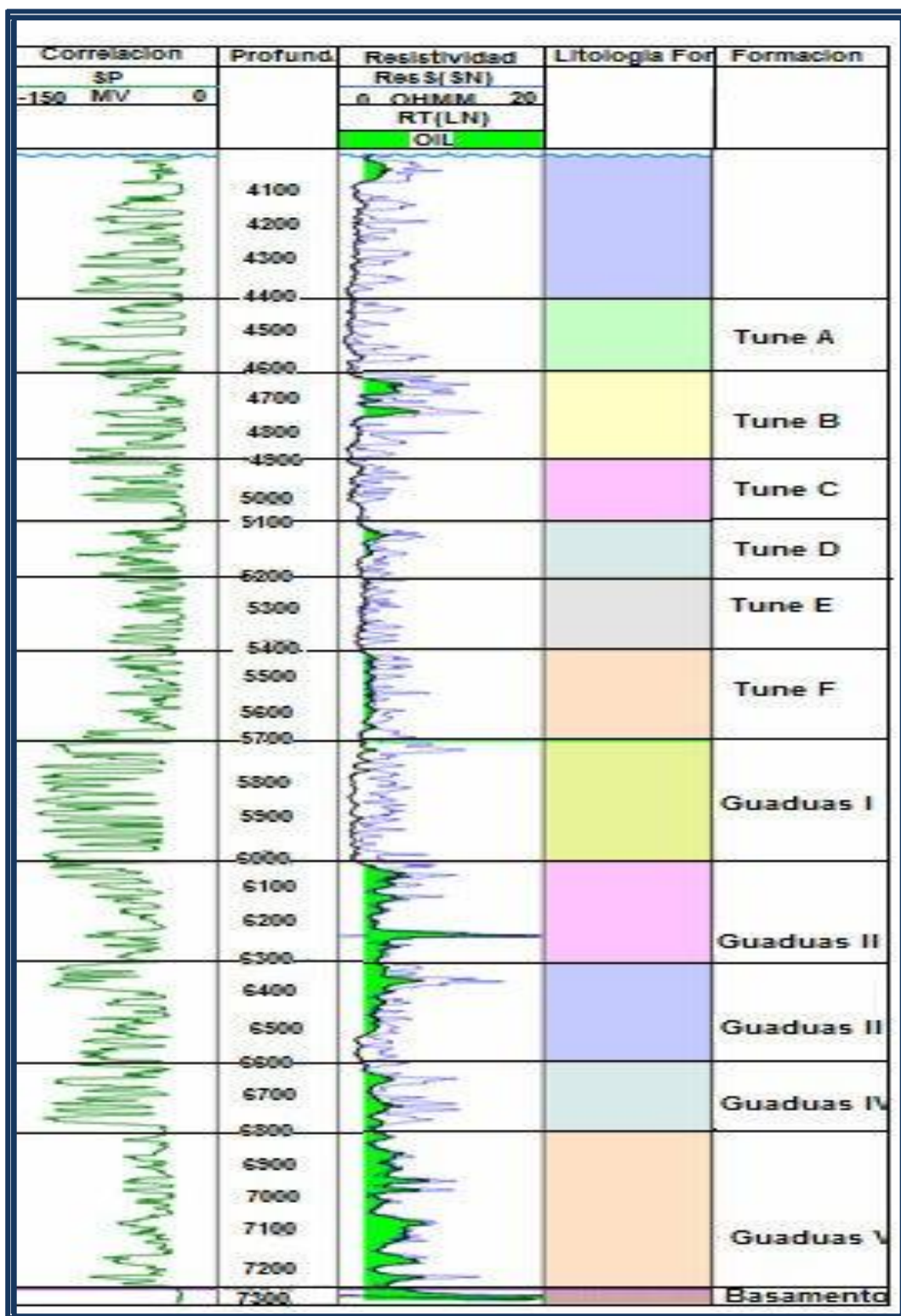
Hacia el tope de la serie se presentan importantes paquetes de areniscas y conglomerados friables, compuestos principalmente por fragmentos de rocas volcánicas, cuarzo y chert. A la Serie Zorro – Diamante se le asignado una edad de Mioceno Superior a Plioceno. Por medio de la toma de los registros eléctricos (Figura 6) se puede observar a que profundidad y en qué formación productora (Tune o Guaduas) se encuentra el crudo de la formación. En la (Figura 7) se observa el mapa de los pozos del campo Velásquez que han sido perforados desde el año 2004 al 2008.

Figura 5. Columna Estratigráfica General del Campo Velásquez.



Fuente: (Mansarovar Energy de Colombia LTD, 2005)

Figura 6. Registro Eléctrico Formaciones Productoras.



Fuente: (Mansarovar Energy de Colombia LTD, 2005)



## 2. MARCO CONTEXTUAL

### 2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente la mayoría de los pozos de producción de Campo Velásquez operan mediante el sistema de levantamiento PCP, así mismo, en los últimos años se ha observado un incremento significativo en la frecuencia del número de fallas en los componentes de subsuelo de los pozos de producción que cuentan con sistema de bombeo PCP en Campo Velásquez, dichas fallas (repetitivas en el tiempo) vienen afectando considerablemente la rentabilidad de los pozos del campo.

Esta situación, puede conllevar en el corto y mediano plazo a:

- Aumento significativo de los costos asociados a la compra y cambio continuo de materiales.
- Incremento de la cantidad de solicitudes de servicios de mantenimiento a pozo. Incremento de la diferida de producción.
- Baja rentabilidad de los pozos con sistema BCP.
- Daños y pérdida definitiva de pozos.

En base a esto y teniendo en cuenta que en Colombia la aplicación del PCP ha sido limitada hasta ahora, surge la necesidad de realizar un análisis a profundidad que permita identificar el mal actor particular de cada pozo y por ende la causa raíz de las fallas con miras a eliminar o minimizar la ocurrencia de las mismas, a partir de la planeación e implementación de alternativas de solución adecuadas para cada pozo, realizando el análisis de la relación costo-beneficio de su implementación.

## 2.2 ALCANCE

Este proyecto busca contribuir con el mejoramiento continuo de la calidad y eficiencia en los procesos de producción y mantenimiento de los pozos de Campo Velásquez. Teniendo en cuenta que la aplicación de RCA es un proceso que demanda tiempo y recursos financieros considerables. El proyecto se enfoca en realizar la aplicación de la metodología RCA a cinco pozos de estudio de Campo Velásquez, los cuales se escogieron teniendo en cuenta que presentaban una alta frecuencia de fallas catalogadas como crónicas (repetitivas en el tiempo) y que poseen un buen potencial de aporte a la producción, la investigación se centra en:

1. Recopilación, clasificación, y descripción de los principales factores de riesgo e históricos de fallos ocasionados por los componentes de subsuelo del Sistema de Bombeo PCP en cinco pozos de Campo Velásquez
2. Aplicación de la metodología RCA a los cinco pozos de estudio de Campo Velásquez.
3. Planteamiento alternativas de solución que permitan prevenir y reducir la ocurrencia de fallos.
4. Análisis de la relación Costo – Beneficio de las alternativas propuestas

## 2.3 JUSTIFICACION

Durante los últimos años se ha presentado un incremento en la frecuencia de fallas relacionadas con los componentes de subsuelo del sistema de levantamiento por cavidades progresivas en los pozos del campo, esto ha incrementado significativamente los costos de producción, ha reducido el volumen de crudo producido, afectando directamente la rentabilidad de los pozos.

Los altos costos generados por la intervención frecuente de servicios a pozo en el Campo, han generado la necesidad manifiesta de desarrollar un proceso de investigación que permita evaluar bajo un modelo confiable, las causas de las

fallas más frecuentes y repetitivas, y de esta manera contar con la información necesaria para generar propuestas de solución inmediata las cuales se implementen y que permitan en el corto plazo disminuir los gastos de servicio a pozo, las pérdidas de producción por las diferentes fallas, y lograr así un aumento de la confiabilidad del sistema BCP en los pozos.

El presente proyecto busca que a partir de la aplicación correcta de la metodología de Análisis de causa Raíz (RCA) para la identificación de la causa raíz de las fallas en cada pozo y la implementación de las alternativas de solución viables económicamente, se produzca un aumento en la rentabilidad de los pozos estudiados al lograr la eliminación o reducción de la frecuencia de fallas que han presentado históricamente estos pozos.

## 2.4 OBJETIVOS DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

### 2.4.1 Objetivo General

Elaborar una propuesta para la reducción de fallas en los componentes de subsuelo del sistema de bombeo PCP en cinco pozos de Campo Velásquez a partir de la aplicación de la metodología de Análisis de Causa Raíz (RCA).

### 2.4.2 Objetivos Específicos

- Realizar una revisión y estudio bibliográfico sobre los estudios de RCA realizados a los componentes de subsuelo del Sistema de Bombeo PCP en diferentes campos del mundo.
- Recopilar y clasificar los tipos de fallas más frecuentes presentados por los componentes de subsuelo del sistema de bombeo PCP en los cinco pozos de estudio en Campo Velásquez.
- Identificar la(s) causa(s) raíz de las fallas en los cinco pozos de estudio mediante el empleo de la metodología del Análisis de Causa Raíz.

- Plantear alternativas de solución que permitan prevenir, reducir o eliminar la alta frecuencia de fallas de los componentes de subsuelo en los pozos estudiados.
- Realizar el análisis de la relación costo beneficio de la implementación de las alternativas de solución propuestas.

## 2.5 DESCRIPCIÓN SITUACIÓN A DESARROLLAR

El presente trabajo se enmarca en lograr la reducción de fallas en los componentes de subsuelo del Sistema de bombeo PCP de cinco (5) pozos del Campo Velásquez. Se expondrá la aplicación de la metodología de Análisis de Causa Raíz (RCA) como medio para lograr la reducción de fallas en los pozos escogidos como críticos de acuerdo históricos de fallas y problemas operacionales que han presentado cada pozo en Campo Velásquez.

El trabajo implica en primera instancia, la recolección de información correspondiente a datos históricos de fallas de los pozos, como segundo paso se encuentra la organización de esta información, el análisis de la misma a través de la aplicación de la metodología RCA para identificar el mal actor, y por último la propuesta de alternativas de solución y análisis económico de la relación costo-beneficio de la implementación de las mismas.

## 2.6 METODOLOGIA DESARROLLO

La metodología de desarrollo del presente proyecto busca abordar el problema planteado desde el punto de vista teórico y experimental, con el fin de lograr la reducción de fallas en los componentes de subsuelo del sistema BCP en cinco pozos de estudio en Campo Velásquez a través de la aplicación de RCA.

En esta dirección, la primera etapa comienza con una completa revisión documental de todos los registros y reportes operacionales generados en los últimos años en los cinco pozos en estudio; con el fin, de disponer de información

sólida y confiable que sirva de base para el desarrollo de los objetivos propuestos.

Con el fin de conocer el modo de falla que se presenta en cada pozo, se revisarán los registros históricos de los trabajos de mantenimiento realizados a los pozos. Se elaborarán diagramas que permitan conocer la historia de fallas de cada pozo. A partir de esto se crearán los históricos de fallas los cuales relacionen la fecha del evento de falla, el tipo de falla, y la profundidad dentro del pozo.

La segunda etapa, consiste en identificar, clasificar, cuantificar y analizar las fallas más frecuentes que se han presentado en los componentes de subsuelo en el sistema de bombeo PCP de los cinco pozos de estudio, a partir de la información recolectada se procederá a la creación de gráficas para cada pozo donde se evidencien la distribución de los diferentes tipos de fallas.

La tercera etapa, es la aplicación de la metodología de causa raíz (RCA) a los pozos con el fin de determinar la causa raíz de las fallas, como herramienta para la identificación del mismo se utilizará el Análisis de Pareto o diagrama de Pareto, el cual permite identificar en una forma decreciente los aspectos que se presentan con mayor frecuencia o que tienen una ponderación o incidencia mayor. Dicho diagrama relacionará los mecanismos de falla (elementos que contribuyen a la falla) y en el eje vertical los eventos generados (Efecto Cuantificable), para identificar la causa raíz.

Una vez aplicada la metodología en mención e identificada la causa raíz de las fallas de cada pozo, en la cuarta etapa, se procede a definir las posibles alternativas de solución a implementar en el corto y mediano plazo en cada pozo. Así mismo se realizará el análisis de la relación costo-beneficio de la implementación de las alternativas propuestas para cada pozo.

La última etapa está centrada en el seguimiento y evaluación del impacto de las alternativas de solución implementadas para lograr la disminución de las fallas más frecuentes en los componentes de subsuelo del sistema de Bombeo PCP en los 5 pozos de estudio en Campo Velásquez.

### **3. GENERALIDADES METODOLOGÍA ANÁLISIS CAUSA RAIZ (RCA)**

#### **3.1 DEFINICIÓN DE ANÁLISIS DE CAUSA RAIZ (RCA)**

Análisis Causa Raíz (Root Cause Analysis), es una metodología disciplinada que permite identificar las causas físicas, humanas y latentes de cualquier tipo de falla o incidente que ocurre una o varias veces permitiendo adoptar las acciones correctivas que reducen los costos del ciclo de vida útil del proceso, ayudan igualmente a mejorar la seguridad y la confiabilidad del negocio” (SOJO & RELIABILITY, 2008)<sup>8</sup>. Eliminar la causa raíz evita que el problema vuelva a presentarse, mejorando la satisfacción del cliente.

“El RCA es una de las actividades de gran importancia en la ingeniería. Las fallas nunca se planean y sorprenden a la gente de mantenimiento y producción, porque casi siempre originan pérdidas de producción. Lo que se busca es determinar el origen de una falla, la frecuencia con la que aparece y el impacto que genera, por medio de un estudio profundo de los factores, condiciones, elementos y afines que podrían originarla, con la finalidad de mitigarla o eliminarla por completo una vez tomadas las acciones correctivas que sugiere el análisis”. (HUERTA, 2004)<sup>9</sup>

La implementación de la metodología de Análisis de Causa Raíz (RCA), es una herramienta ideal para solucionar fallas de tipo crónico. La metodología

---

<sup>8</sup>Artículo cedido por [www.reliability.com](http://www.reliability.com) Luis A. Sojo B. es el Consultor Principal de Reliability Center Inc. Proceso Análisis Causa Raíz PROAC

<sup>9</sup> HUERTA, Rosendo. (2004) “Confiabilidad Operacional: Técnicas y Herramientas de Aplicación”. Seminario Customer Care, Datastream. Bogotá. Colombia.

de RCA es un proceso metodológico, documentado y basado en hechos que tiene como fin determinar la(s) causa(s) que han generado la falla de un componente, o equipo. (ECOPETROL S.A., MARTINEZ, AFANADOR, VILLARREAL, & LARA, 2003)<sup>10</sup>

El RCA es un proceso que consume recursos y una gran cantidad de tiempo, con el fin de saber si una falla requiere de un RCA, se debe evaluar basado en sus consecuencias, es decir, fallas que involucren la integridad de las personas, las inversiones o infraestructura, los equipos o la combinación de varias o todas las anteriores.

### 3.1.1 Razones para aplicar Análisis de Causa Raíz (RCA)

La mayor parte de los problemas que se generan en industria están ligados a las llamadas Fallas Crónicas. Estas, son aquellas que suceden más de una vez por la misma razón. Dichas fallas, constituyen cerca del 20% de los incidentes y representan el 80% de las pérdidas económicas. Estos son hechos importantes para entender cuáles son las ventajas de realizar la aplicación de la metodología de Análisis de Causa Raíz (RCA). En pocas palabras significa que al investigar el 20% de las fallas, se estaría previniendo el 80% de las pérdidas totales y las ventajas se podrán ver en un periodo corto de tiempo. (DIAZ & TASCO, 2007)<sup>11</sup>

### 3.1.2 Beneficios Metodología de Análisis de Causa Raíz (RCA)

Los beneficios más representativos que puede presentar la Metodología de Análisis de causa Raíz (RCA) son los siguientes: (RAMIREZ & URREA, 2015)<sup>12</sup>

---

<sup>10</sup> A. Martínez, C. L. Afanador, J. O. Villarreal, C. Lara, ECOPETROL S. A. 2003. Aplicación de la metodología de análisis de causa raíz en la reducción de fallas en sistemas de bombeo mecánico, ACIPET

<sup>11</sup> DIAZ, Jaime, TASCO, Jhon (2007) "Aplicación de la Metodología Análisis causa-raíz (RCA) para la reducción de fallas en las bombas de subsuelo del sistema de bombeo mecánico en pozos críticos del campo la cira-infantas. Proyecto de Grado.

<sup>12</sup> RAMIREZ, William; URREA, Raúl (2015), Aplicación de RCA para los pozos de producción de crudo con sistema de bombeo electro-sumergible, Tesis Especialización en Gerencia de Mantenimiento.

- Determina cuáles son las verdaderas raíces de la falla.
- Disminuye la repetitividad de fallas.
- Disminuye los impactos operacionales.
- Reduce las consecuencias en seguridad y medio ambiente.
- Optimiza los costos.
- Proporciona la capacidad de reconocer un patrón de fallas y evita la repetición de las mismas.
- Aumenta la confiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad y seguridad de los equipos.
- Mejora las condiciones de seguridad industrial y evita tiempos improductivos innecesarios.
- Disminuye el número de incidentes, reduce los impactos ambientales y los accidentes.
- Reduce las frustraciones del personal de mantenimiento y operaciones.

### 3.1.3 Cuando debe utilizarse un RCA?

EL RCA se aplica generalmente en problemas puntuales para equipos críticos dentro de un proceso o cuando existe la presencia de fallas repetitivas, por lo tanto se recomienda cuando (GARCIA O. , 2005)<sup>13</sup>:

- Se requiera el análisis de las fallas crónicas (repetitivas) que se presentan continuamente, tales como fallas de equipos comunes.

Características de las Fallas Crónicas:

- ✓ Aceptadas como parte de la rutina.
- ✓ Demandan atención.
- ✓ Ocurren con frecuencia.
- ✓ Toman poco tiempo para recuperarse.
- ✓ Eventos individuales tienen poco impacto.

---

<sup>13</sup> GARCIA, Oliverio, (2005). El Análisis Causa Raíz, Estrategia de Confiabilidad Operacional. Reliability World Latín América 2005, [www.noria.com/sp/rw2005.asp](http://www.noria.com/sp/rw2005.asp)

- Se presentan fallas esporádicas (una vez), en procesos críticos, tales como paradas de emergencia, incendios, explosiones, muertes, lesiones importantes, o fallas graves poco frecuentes en los equipos.
- Es necesario un análisis del proceso de diseño de nuevos equipos, de aplicación de procedimientos operativos y de supervisión de actividades de mantenimiento.
- Son comunes aspectos operativos tales como el congestionamiento, interrupción de las operaciones, aumento del consumo de energía, corridas más largas, defectos de calidad e incidentes ambientales.
- Es necesario identificar las deficiencias en los programas de entrenamiento y procedimientos operativos.
- Se tiene la necesidad de analizar diferencias organizacionales y programáticas.

### 3.2 DESCRIPCION DEL PROCESO ANÁLISIS DE CAUSA RAIZ (RCA)

El objetivo principal de la metodología de Análisis de Causa Raíz de falla es identificar la causa primaria (o causas) que ocasionan una falla, con el fin de implementar medidas de prevención que eliminen o minimicen su recurrencia. (ECOPETROL S.A., MARTINEZ, AFANADOR, VILLARREAL, & LARA, 2003)<sup>14</sup> Los pasos a seguir en la metodología RCA varían según los diferentes autores, en el presente proyecto se mostraran dos metodologías con cada uno de sus pasos, las cuales son las más utilizadas actualmente con el fin de realizar el Análisis de Causa Raíz (RCA), estas son:

#### 3.2.1 Metodología establecida por SOJO B., Luis A. (SOJO B, 2004)<sup>15</sup>.

---

<sup>14</sup> A. Martínez, C. L. Afanador, J. O. Villarreal, C. Lara, ECOPETROL S. A, 2003. Aplicación de la metodología de análisis de causa raíz en la reducción de fallas en sistemas de bombeo mecánico

<sup>15</sup> SOJO B., Luis A. (2004). El Proceso de Análisis Causa Raíz PROACT: "Metodología & Software". Publicado por: [www.klaron.net](http://www.klaron.net). [www.reliability.com](http://www.reliability.com).

“La metodología RCA está definida por un procedimiento de trabajo de 6 pasos. Este proceso inicia preparando la investigación y termina con un reporte de hallazgos” (MURILLO, 2003)<sup>16</sup>, los pasos a seguir son los siguientes:

### **Paso 1: Identificar los eventos más significativos.**

En este paso se recolecta la información, se definen las fallas y se calculan las pérdidas debido a las fallas ocurridas. Se trata de responder a un incidente.

“El objetivo es determinar cuáles son los eventos y fallas más importantes. Esta información se utiliza para analizar los costos de las fallas en una Instalación y clasificar los problemas encontrados en orden de importancia económica”. (MURILLO, 2003)<sup>17</sup>

“Lo primero que se debe hacer es identificar los problemas específicos que dan el mejor retorno a la inversión hay dos tipos de problemas básicos: esporádicos y crónicos, los problemas o eventos **esporádicos** son aquellos que causan una cantidad considerable de caos cuando aparecen, tienen ciertas características que son importantes y por la naturaleza del problema capturan la atención de todos; individualmente son los más costosos.

Los problemas o eventos **crónicos** por otro lado, ocurren una y otra vez, y por las mismas razones aparentes. A diferencia de los eventuales, los problemas crónicos tienen alta frecuencia de ocurrencia y no llevan mucho tiempo para corregirse. Cuando se consideran individualmente cada evento tiene un costo relativamente bajo.

Sin embargo cuando la frecuencia del evento se multiplica por los costos se encuentra que la pérdida total es significativa. Los problemas crónicos ocurren

---

<sup>16</sup> MURILLO, William M. (2003). Modelo de Confiabilidad basado en Análisis de Fallas. V Congreso Internacional de Mantenimiento. ACIEM. 12 y 13 de junio de 2003. Bogotá. Colombia.

<sup>17</sup> MURILLO, William M. (2003). Modelo de Confiabilidad basado en el análisis de fallas. V Congreso internacional de mantenimiento. ACIEM 12 y 13 de junio de 2003. Bogotá. Colombia.

dentro de las situaciones normales y presentan una gran oportunidad de mejoramiento”. (SOJO B, 2004)<sup>18</sup>

La herramienta apropiada es el análisis Pareto, que afirma que el 80% de los costos de las fallas son causados por el 20% de las fallas totales. Estas se designan como “las pocas fallas críticas” y son identificadas para los análisis de RCFA.

## **Paso 2: Preservar las evidencias de las fallas:**

Es la parte en la que se comienza a analizar un problema específico. La recolección de datos es una parte integral del Análisis Causa Raíz. Sin la información de la falla, es virtualmente imposible descubrir las causas raíces. “Para recolectar los diferentes tipos de datos se ha desarrollado la metodología de las 5 P’s, la cual es una sigla para: Partes, Posición, Personas, Papel y Paradigmas” (RMS S.A, 2016)<sup>19</sup>.

- a) Partes:** equipo o componente que fallo. Ej. Rodamientos, tuberías, sellos, instrumentos, cables, motores, bombas. Herramientas, etc.
  
- b) Posiciones:** ubicación física del equipo o componente en falla. Posición física de las máquinas, de los equipos, de los instrumentos, nivel de presión, personal en la hora de la ocurrencia, información ambiental, etc.
  
- c) Personal:** entrevistas al personal involucrado en la falla. Entrevista al personal de mantenimiento, operaciones, administración, manejo, calidad etc.

---

<sup>18</sup> SOJO B., Luis A. (2004). El proceso de Análisis Causa Raíz PROACT: “Metodología & Software”. Publicado por WWW.Klaron.net WWW.reliability.com.

<sup>19</sup> RMS S.A.: soporte técnico y consulta. [www.rms.com.co](http://www.rms.com.co)

**d) Papel:** todos los reportes escritos relacionados con la falla. Reportes de mantenimiento, políticas, planos, cuarto de control, procedimientos, especificaciones, entrenamientos, documentación del fabricante, históricos, etc.

**e) Paradigmas:** frases comunes que el personal de operaciones usa para evitar investigaciones o desarrollar alguna actividad de mejora. Ej. “No tenemos tiempo para un RCA”, “Hemos tratado de resolverlo desde hace mucho años”, “Es un equipo viejo y por supuesto falla”, “Siempre ha funcionado así”, “Esto es imposible de resolver”, etc.

### **Paso 3: Ordenar el Análisis**

Es la organización del equipo de trabajo y el procedimiento. La forma convencional de formar un equipo de análisis es mediante la asignación de un grupo de personas, que deben ser expertos y tener conocimientos relacionados directamente con los problemas a analizar. El RCFA (Análisis Causa Raíz de Falla), debe ser dirigido por un facilitador, quien tenga entrenamiento específico en la metodología RCFA. El resto del equipo lo conforma un grupo multifuncional que varía entre un problema y otro. El equipo RCFA, por lo regular, debe incluir:

- a) Un facilitador que dirige el proceso.
- b) Un operador familiarizado con el proceso operativo.
- c) Un técnico de mantenimiento (en equipos mecánicos, eléctricos, o de instrumentación).
- d) Un supervisor de primera línea
- e) Un ingeniero (mecánico, eléctrico, químico, o de otra especialidad).

En ocasiones el equipo debe incluir especialistas tales como inspectores, especialistas de proceso, especialista de equipos rotativos, o proveedores. A menudo es necesario involucrar a los niveles altos y medios de la administración. Los expertos, vendedores y contratistas son generalmente irremplazables para

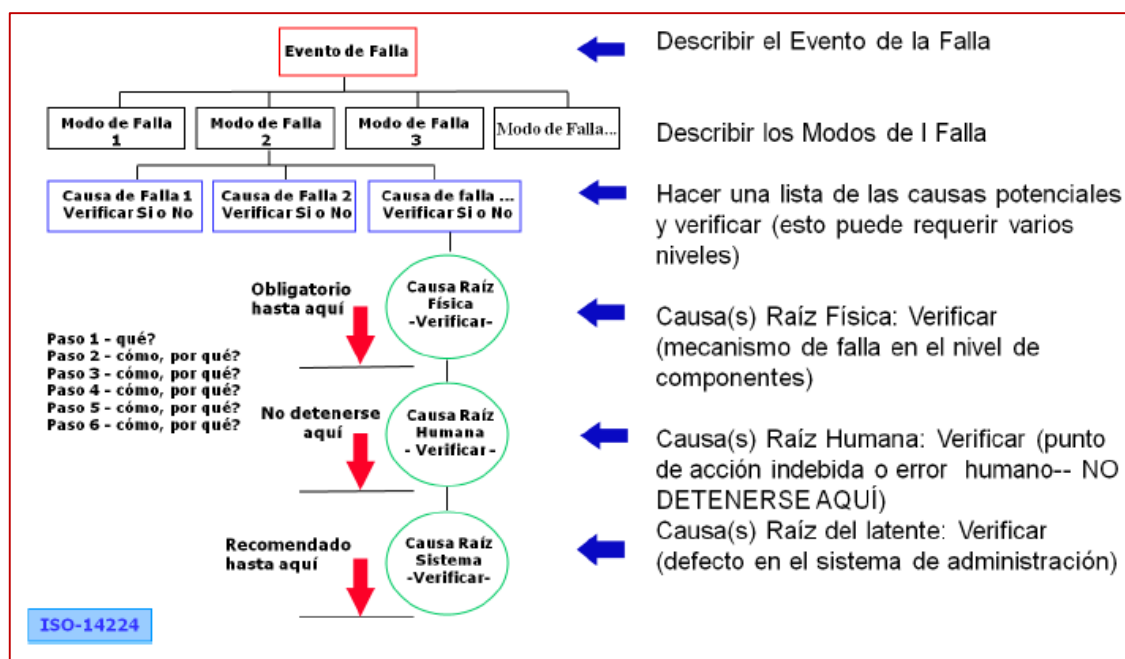
generar las hipótesis. Por lo menos debe haber una persona que ignore los eventos de falla y sirva como crítico constructivo.

#### **Paso 4: Construir el árbol lógico de fallas**

El análisis debe continuar con la construcción estructurada del árbol lógico de fallas con niveles de causa y efecto. El árbol lógico trata estrictamente con datos reales y utiliza la lógica deductiva para trabajar sistemáticamente a través del problema, para llegar a la causa raíz real. Los pasos para construir un árbol lógico de fallas en la aplicación de un proceso RCFA, que se muestran en la figura, son:

- a) Describir el evento de falla
- b) Describir los modos de falla
- c) Hacer una lista de causas potenciales de falla y verificarlas
- d) Determinar y verificar las causas raíces físicas
- e) Determinar y verificar las causas raíces humanas
- f) Determinar y verificar las causas raíces del sistema (latentes).

*Figura 8. Árbol Lógico de Fallas.*



Fuente: Instructivo para el desarrollo de análisis de causa raíz, Superintendencia de operaciones del Rio. Ecopetrol.

Los dos primeros niveles del árbol Lógico consideran todos los “hechos conocidos” del problema a analizar. Estos dos niveles conforman la caja superior y representan la definición de la falla. El primer nivel es la declaración del evento, la razón por la que se está analizando el problema.

El segundo nivel representa los modos del problema. Se pueden analizar los modos de falla como las causas aparentes del evento. En el tercer nivel se procede a hipotetizar “como” pudo haber ocurrido. La clave es ser amplio e incluir todo lo posible en las hipótesis. La idea es agrupar las razones (o causas) en categorías generales. En esencia, el árbol lógico debe ir de lo general a lo específico, aplicar la lógica deductiva.<sup>20</sup>

El siguiente paso es el más crítico, es la verificación de las hipótesis. Se debe verificar cada hipótesis para ver cuál es verdadera y cuáles no lo son. La verificación de las hipótesis da la confianza necesaria para llegar a las causas

<sup>20</sup> SOJO B., Luis A. (2004). El proceso de Análisis Causa Raíz PROACT: “Metodología & Software”. Publicado por WWW.Klaron.net WWW.reliability.com.

raíces correctas. Este proceso de lógica deductiva y verificación se reitera una y otra vez hasta que todas las raíces se determinan acertadamente.

### **Paso 5: Comunicar los resultados y las recomendaciones**

El análisis de fallas y la verificación de las causas raíces, determinan las causas raíces físicas, humanas y del sistema, para cualquier tipo de falla. Comunicar los resultados es el paso esencial para documentar los hallazgos en las investigaciones de RCFA y las recomendaciones asociadas. Estos hallazgos se deben analizar con el personal apropiado y pueden requerir de reuniones con la alta gerencia. Para que el analista tenga éxito comunicando sus resultados y haciendo recomendaciones a la administración sobre causas identificadas, primero debe darse cuenta de la posición de la administración con respecto al resultado del análisis. La administración debe ser cociente de la responsabilidad financiera de la empresa.

Un informe formal por lo general ayuda a obtener el compromiso de la gerencia para resolver las fallas centrándose en las causas raíces determinadas en la investigación. El costo de implementar los resultados se debe comparar con el costo de las fallas. Se debe tener en cuenta que las causas raíces identificadas no son negociables. Sin embargo las recomendaciones pueden ser diseñadas para cumplir los criterios de aceptación preestablecidos. (SOJO B, 2004)<sup>21</sup>

### **Paso 6: Hacer seguimiento a los resultados.**

Parte de la responsabilidad que asume el facilitador del sistema, es analizar la implantación de las recomendaciones y realizar el seguimiento de su ejecución. Los resultados pueden ser comparados y medidos mediante la

---

<sup>21</sup> SOJO B., Luis A. (2004). El proceso de Análisis Causa Raíz PROACT: "Metodología & Software". Publicado por WWW.Klaron.net WWW.reliability.com

reducción en los costos de mantenimiento, el mejoramiento en las tasas de producción la reducción de las tasas de falla, etc.

El RCFA sería una actividad sin valor agregado si no se actúa sobre las recomendaciones y las soluciones no son implementadas en el tiempo establecido. Después de todo, es demasiado frustrante dar recomendaciones para la solución de problemas, asignar responsabilidades para la implementación, y establecer un plan de actividades para su realización, y aun así no ver el fruto de los esfuerzos.

Por lo tanto, es primordial que se tome el control de las operaciones en vez de permitir que las operaciones tomen el control de la organización. Para poder obtener los recursos necesarios para dedicar el trabajo futuro, sea Trabajo de mejora, corrección, o rediseño, se debe analizar los problemas hasta las causas raíces y actuar de acuerdo con sus resultados.

### 3.2.2 Metodología de Análisis de Causa Raíz (RCA) por fases: (ICP, 2005)<sup>22</sup>

El proceso de Análisis de causa raíz se desarrolla en seis fases:

**Fase 1: Análisis del problema.** El objetivo de esta etapa, es la captura inmediata de toda circunstancia que rodea el incidente, por aquellas personas que estuvieron directamente involucradas.

Este paso es el más importante y de él depende la clara identificación y definición del problema. Esta etapa está enfocada al reconocimiento claro y riguroso, teniendo en cuenta la diferencia entre algo imaginado o deseado y lo que realmente está pasando. A continuación esta definición se enfoca a los síntomas de la falla, el equipo que falló, la ubicación y el tipo de falla. Las sub-etapas del proceso de identificación se describen a continuación.

---

<sup>22</sup> Instituto colombiano del petróleo .Curso Materiales de Ingeniería 2005. Metodología análisis de causa raíz.

Tabla 2. Sub-etapas del proceso de Identificación.

Sub-etapa	Metodología
Revisar la historia del incidente, los problemas y preocupaciones	Diagrama de relación (inventario/agrupación)
Por cada preocupación, defina el resultado, qué fue el disparador?	Línea del tiempo (secuencia de eventos)
Agrupe los resultados dentro de problemas tipo o áreas problemas	Modelo de cambio
Priorizar los problemas basado en el impacto (identificar el mas importante)	Diagrama de Pareto
Trabaje el establecimiento del problema en términos del comportamiento esperado contra el actual	Establecimiento del problema

Fuente: Instituto colombiano del petróleo .Curso Materiales de Ingeniería 2005. Metodología análisis de causa raíz.

En este proceso es importante:

- Seguir detalladamente las evidencias del Reporte del Incidente.
- Definir los límites del problema.
- Revisar los registros actuales y los históricos.
- No tratar el problema aisladamente.
- Mantener el problema simple.
- Observar el problema desde diferentes ángulos.

**Fase 2. Consideración de todas las causas posibles de falla.** Luego de establecer exitosamente el problema en la etapa anterior, se debe seguir en la misma línea de ser estrictos en la utilización de fuentes confiables. Se debe tener cuidado en NO sacar conclusiones en esta etapa.

El objetivo de este paso es determinar tantas causas como sea posible. En esta fase ya se puede preguntar y empezar a responder: ¿Por qué sucedió?, ¿Qué pudo haber causado que esto sucediera?

Tabla 3. Sub-etapas causas posibles de falla

Sub-etapa	Metodología
Determine las causas próximas del problema: Hechos conocidos directamente relacionados con el problema antes de pasar a las asunciones	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Método de la escalera</li> <li>• Análisis de árbol de fallas</li> <li>• Análisis de cambio</li> </ul>
A través de una lluvia de ideas determine las causa posibles de cada causa próxima	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Diagrama de espina de pescado</li> <li>• Lista de chequeo de la interfase persona/sistema</li> </ul>

Fuente: Instituto colombiano del petróleo .Curso Materiales de Ingeniería 2005. Metodología análisis de causa raíz.

La metodología del árbol de avería tiene como fin ayudar al equipo de trabajo, dotándolo visualmente y el cual debe llevar a cabo los siguientes principios:

1. Indicación del acontecimiento de la falla
2. Indicación de los modos de fallo
3. Presunción
4. Verificar hipótesis
5. Determinar las causas subyacentes (físico, humano y latente).

Teniendo en cuenta los principios anteriormente nombrados, se debe comenzar el análisis del mismo, con la falla final y progresivamente se va remontando cada causa, la cual va conduciendo al evento anterior. Este procedimiento se continúa hasta que el rastro se pueda remontar. Cada resultado de una causa debe fluir claramente de su precursor (aquella causa que está antes de ella).

**Fase 3. Análisis y validación de evidencias para identificar la causa raíz,** el propósito de la validación es determinar cuál de las posibles causas determinadas en la fase 2, tienen evidencias o hechos que las soporten, en esta etapa se elimina toda la información no verificable o no lógicamente soportada. La siguiente tabla muestra el proceso de validación.

Tabla 4. Proceso de Validación.

Sub-etapa	Si la respuesta es SI	Si la respuesta es NO
1. Revise cada causa posible "tengo las evidencias que soportan esta causa?"	Entonces se convierte en causa probable	Pase a la pregunta 2
2. Luego pregunta "tengo todas las evidencias para eliminar esta causa?"	Elimine la causa del listado	Pase a la pregunta 3
3. Luego pregunte: "existe mas información disponible para confirmar o rechazar esta causa?"	Busque por mas información o evidencias	Mantenga la causa en el listado (Remanente)

Fuente: Instituto colombiano del petróleo .Curso Materiales de Ingeniería 2005. Metodología análisis de causa raíz.

A continuación se debe verificar las causas probables y los remanentes para observar si concuerdan con cada dimensión de la descripción del problema. *Identificación, ubicación, tiempo y extensión.*

Aquellas causas que concuerden con la descripción del problema y verifican el mismo, se convierten en causa raíz. Todas aquellas causas que coinciden con las cuatro dimensiones, pero que no se han podido verificar permanecen como causas posibles. En la siguiente tabla se observa el proceso de validación de causas.

Tabla 5. Validación de Causas.

Sub-etapa	Si la respuesta es SI	Si la respuesta es NO
1. Tome cada causa validada y compare con el SI ES/NO ES	Pase a la pregunta 2	Removerla del listado de causas.
2. Luego la pregunta: A través de la evidencia, esta puede causar un problema?	Esta es una causa raíz	Pase a la pregunta 3.
3. Es el problema repetible por la causa que lo inició?	Se convierte en una causa raíz	Pase a la pregunta 4.
4. Finalmente, si no hubiere ocurrido la causa, no hubiere existido el problema?	Esta se convierte en Causa Raíz	Mantenerla como causa posible

Fuente: Instituto colombiano del petróleo .Curso Materiales de Ingeniería 2005. Metodología análisis de causa raíz.

#### **Fase 4. Consideraciones de todas las posibles soluciones a la Causa Raíz:**

En esta etapa del ACR, se comprueba si hubo y hay entendimiento general de lo que se está realizando y de lo que se quiere lograr. El planteamiento de la decisión debe estar conectado exclusivamente con la causa del problema. El procedimiento para la selección debe empezar con las siguientes preguntas:

- ¿Cuál es el sujeto o el objeto?
- ¿Cuál es la acción deseada?
- ¿Cuál es el resultado que se busca con la acción?

Al seleccionar criterios se debe definir los factores específicos que deben ser satisfechos por la solución. Esto permite identificar objetivamente diferentes soluciones, ya que se han definido los requerimientos mínimos y los deseables que se deben cumplir. Para complementar esta fase, se debe generar soluciones alternativas, garantizando un desarrollo más amplio del problema. Enfocando esta sección desde otro punto de vista, por ejemplo: “mejoramiento del equipo existente” o “equipo de nueva tecnología”. En algunas ocasiones, una solución ideal se encuentra fuera del alcance desde el punto de vista económico. Sin embargo, una solución que cumpla con todos los requerimientos mínimos necesarios es aconsejable.

**Fase 5. Selección de la mejor opción**, el proceso de seleccionar la mejor solución involucra: Especificar el ideal, que se quiere alcanzar, especificar los mínimos a los que se quiere llegar, evaluar y comparar los resultados y entender los riesgos y beneficios asociados con cada solución.

A continuación llegamos al análisis de decisión, cuyo propósito es proveer los medios para determinar la alternativa más balanceada. Esto significa, la alternativa que cumpla con todos los requisitos mínimos y genere los menores riesgos de crear otros problemas. Para prevenir la falla final no es necesario

evitar que el primer evento, o la causa raíz suceda. Simplemente se necesita romper la cadena de acontecimientos en cualquier momento y la falla final no puede ocurrir. A menudo el árbol de avería conduce a un problema inicial de diseño. En tal caso el reajuste es necesario. La tabla a continuación nos proporciona pautas para poder tomar la mejor decisión y apoyadas en ciertas herramientas y requerimientos y no en opiniones.

Tabla 6. Herramientas.

Sub-etapa	Herramienta
Comparar los beneficios de cada alternativa versus los criterios de selección. Desechar las alternativas que no cumplen con los debería	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grilla de selección</li> </ul>
Tomar las dos o tres alternativas con la mayor calificación o peso y evalúe el riesgo asociado con la implementación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Planeación preventiva (matriz de riesgo)</li> </ul>
Use la calificación y la matriz de riesgo, y seleccione la alternativa mejor balanceada	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grilla de selección</li> <li>• Planeación preventiva (matriz de riesgo)</li> </ul>

Fuente: Instituto colombiano del petróleo .Curso Materiales de Ingeniería 2005. Metodología análisis de causa raíz.

**Fase 6. Implementación de la solución y seguimiento**, por último, se asume que la comunicación con los responsables del proyecto ha sido efectiva y satisfactoria, para así seguir la eficacia de las recomendaciones y poder evaluar que se está consiguiendo la vuelta en la inversión, la cual se debió calcular teniendo en cuenta el costo de mantenimiento, tarifas mejoradas de la producción, índices de fracaso reducidos, etc.

Un seguimiento de la solución implementada permite identificar la efectividad de la solución misma. Se debe documentar las soluciones efectivas y las lecciones aprendidas publicándolas para que dichos problemas no se repitan en otro lugar.

#### **4. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP)**

La bomba por cavidades progresivas (BCP) fue inventada en 1932 por el Aeronáutico francés René Moineau (CHACIN, 2003)<sup>23</sup>. Las bombas se han venido utilizando desde los años 20, pero solo hasta mediados de 1950 incursiono en la industria petrolera con la novedad de poseer los primeros motores hidráulicos con mecanismos de doble rotor helicoidal que fueron utilizados en la perforación de pozos. A finales de los años 70 se implementó como sistema de levantamiento artificial en el sector de los hidrocarburos (RAMIREZ L. , 2006)<sup>24</sup>. En Colombia el primer sistema de BCP se instaló en 2003 en el campo Rubiales ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales, este

---

<sup>23</sup> CHACÍN, Nelvy. Bombeo por cavidad progresiva. Venezuela: ESP OIL, 2003. p. 8.

<sup>24</sup> RAMÍREZ, Laura. Tesis de grado 120003. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2006. p. 45

sistema fue el sistema pionero con el cual se inició el desarrollo de este campo (RUBIO & AGUDELO, 2008)<sup>25</sup>.

#### 4.1 COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO PCP

**Rotor:** El rotor está fabricado en acero de alta resistencia, mecanizado en un torno especial de alta precisión y su superficie está recubierta con un material con alta resistencia a la abrasión y la corrosión. Este rotor puede ser mecanizado a diferentes diámetros y espesores de cromado dependiendo de la necesidad de producción, la variación de estos dos parámetros me permiten un ajuste fino de la interferencia.

**Estator:** El estator es un cilindro de acero (o tubo) revestido internamente con un elastómero sintético (Polímero de alto peso molecular), moldeado en forma de hélice enfrentadas entre sí, cuyos pasos son el doble del paso de la hélice del rotor. (CHACIN, 2003)<sup>26</sup>

**Elastómeros:** Son la base del sistema BCP en el que esta moldeado el perfil de doble hélice del estator.<sup>27</sup> El Elastómero constituye el elemento más “delicado” de la Bomba de Cavidades Progresivas y de su adecuada selección depende en una gran medida el éxito o fracaso de esta aplicación.

El Elastómero reviste internamente al Estator y en si es un Polímero de alto peso molecular con la propiedad de deformarse y recuperarse elásticamente, esta propiedad se conoce como resiliencia o memoria de forma, y es la que hace posible que se produzca la interferencia entre el Rotor y el Estator la cual determina la hermeticidad entre cavidades contiguas y en consecuencia la eficiencia de la bomba (bombeo).

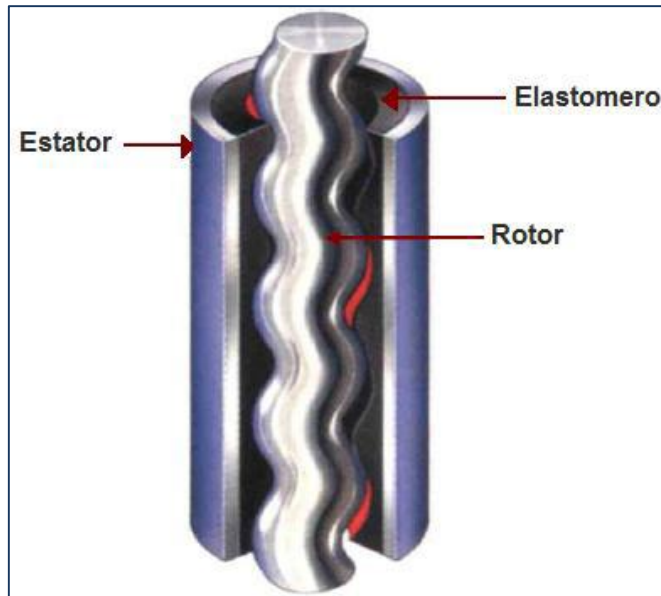
*Figura 9. Partes principales del sistema BCP*

---

<sup>25</sup> RUBIO, C. y AGUDELO, P. Comparative Analysis of Production Method with PCP Systems at Rubiales Oil Field, SPE 114191. Colombia: Weatherford Colombia Limited, 2008. p. 1.

<sup>26</sup> CHACÍN, Op. cit., p. 29.

<sup>27</sup> HIRSCHFELDT, Op. cit., p. 9.



Fuente: WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED

**Niple de paro:** El Niple de Paro es un tubo de pequeña longitud, el cual se instala bajo el Estator, es parte componente de la bomba. Sus funciones son:

- Servir de punto tope al rotor cuando se realiza el espaciado del mismo.
- Brindar un espacio libre al rotor de manera que permita la libre elongación de la sarta de varillas durante la operación del sistema.
- Impedir que el rotor y/o las varillas lleguen al fondo del pozo en caso de producirse rotura o desconexión de estas últimas.
- Servir de punto de conexión para accesorios tales como Anclas de Gas o Anti-torque, Filtros de Arena, etc.
- Como succión de la bomba.

**Niple de maniobra o intermedio:** Su utilización es obligatoria y el movimiento excéntrico de la cabeza del rotor junto con el acople de unión a la primera varilla, describe un círculo de diámetro mayor que su propio diámetro.

**Nipple de Drenaje:** El nipple de drenaje se utiliza para desalojar el crudo de la tubería de producción en aquellos casos cuando no es posible sacar el rotor de la bomba, por ejemplo cuando falla la sarta de varillas y no se puede “pescar” la misma. Es importante no tener crudo en la tubería al momento de sacar la sarta, ya que de otra manera se corre el riesgo de originar derrames de crudo indeseados en la superficie. En general los nipples de drenaje se activan aplicando presión interna a la tubería de producción.

**Nipple “X”:** Es utilizado en las pruebas de presión durante la operación de bajada de la misma, se instala sobre el estator de la bomba, en el cual se asienta una válvula fija con pescante, la cual es fácil de recuperar luego de la prueba. Si el pozo presenta problemas de corrosión y la tubería es re-utilizada, es recomendable asentar la válvula en el nipple “X” e ir probando a medida que se bajan los tubulares, por ejemplo, cada 10 tubos; de esa manera es más fácil detectar y corregir la existencia de algún tubo defectuoso. (CHACÍN, 2003)<sup>28</sup>

**Caño filtro:** Se utiliza para evitar cuando ocurre la rotura de estator y se genere desprendimiento de elastómero queden dentro del espacio anular. Una vez cambiada la instalación de fondo, estos pedazos de elastómero podrán ser recuperados con un equipo de pulling y no permanecerán en el pozo donde se corre el peligro que sean succionados nuevamente por la bomba.

**Ancla de Torque:** Al girar la sarta en el sentido de las agujas del reloj, 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 mayores cuanto más profunda es la instalación de la bomba.

**Ancla de Tubería:** Es un dispositivo que fija la tubería de producción al revestidor, limitando el movimiento axial y rotativo de la sarta, a diferencia de una

---

<sup>28</sup> CHACÍN, Op. cit., p. 30-33.

empaquetadura, no realiza un sello en el espacio anular, permitiendo el libre paso de fluidos a través del anclaje mecánico.

**Ancla de Gas:** Anclas de gas es el nombre que comúnmente se emplea para referirse a los separadores estáticos gas-líquido de fondo de pozo, las anclas de gas no son 100% eficientes por lo que una porción del mismo es arrastrado a su interior y de allí a la bomba, adicionalmente dentro del ancla, por los diferenciales de presión que allí se originan, ocurren separaciones adicionales de gas el cual también es conducido a la bomba; algunos diseños consideran el desalojo de este gas al espacio anular revestido-reductor.

**Varillas de bombeo API:** Son varillas de acero, enroscadas unas con otras por medio de uniones, formando la sarta, que va desde la bomba hasta la superficie. Los diámetros máximos utilizados están limitados por el diámetro interior de los tubings. Su longitud puede variar de 25 a 30 ft según la necesidad.

**Equipos de superficie:** Los equipos de superficie deben ser capaces de proveer la energía requerida por el sistema. Esto significa deben ser capaces de:

- Suspender la sarta de varillas y soportar la carga axial equipo de fondo.
- Entregar el torque requerido en el vástago.
- Rotar el vástago a la velocidad requerida.
- Prevenir la fuga de fluidos en la superficie.

**Cabezal de Rotación:** 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 y un ensamblaje de instalación

que incluye el sistema de empaque (“stuffing box”) para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie. (HIRSCHFELDT, 2008)<sup>29</sup>

**Motor:** En las unidades de bombeo por cavidades progresivas (BCP), pueden utilizarse tanto con motores eléctricos como con motores de combustión interna, el motor eléctrico es el más utilizado debido a su mayor eficiencia de operación y capacidad de automatización. La principal función del motor en el sistema es proveer la potencia requerida para generar el movimiento de rotación que se le debe suministrar al rotor.

**Sistema de Transmisión:** Es el componente utilizado para transferir la energía desde la fuente de energía primaria (motor eléctrico o de combustión interna) hasta el cabezal de rotación. Existen tres tipos de sistema de transmisión tradicionalmente utilizados:

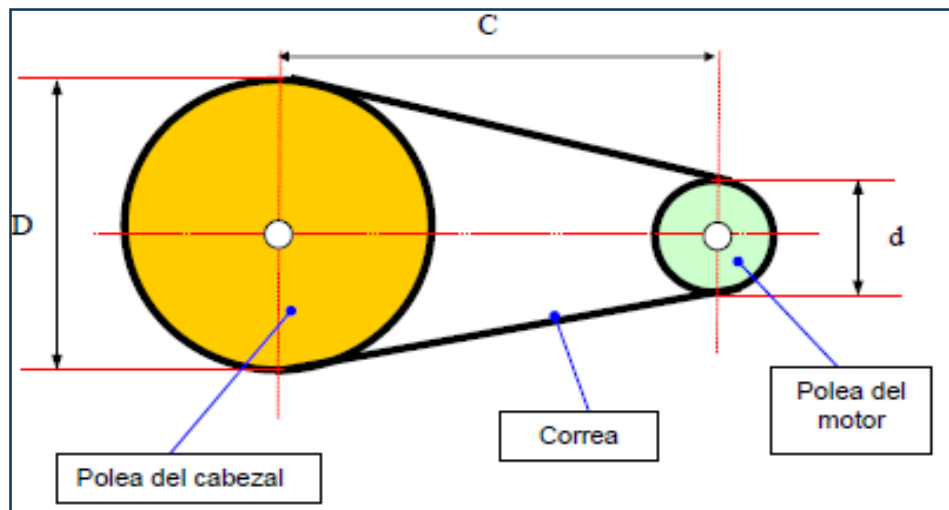
- Sistema con poleas y correas.
- Sistema de transmisión a engranajes.
- Sistema de transmisión hidráulica.

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.

*Figura 10. Sistema de Transmisión*

---

<sup>29</sup>HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. Argentina: OilProduction.net, 2008.



Fuente: (HIRSCHFELDT, 2008). Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Argentina. OilProduction.net

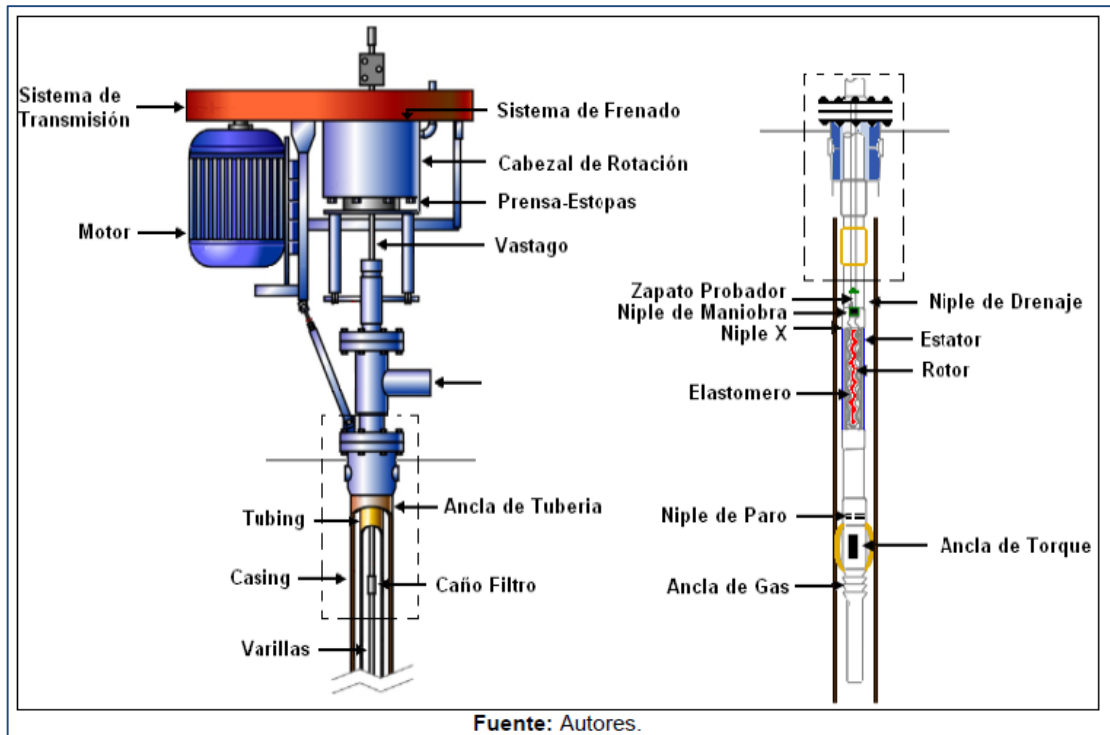
**Sistema de Frenado:** Es el segundo componente más importante del cabezal, el cual requiere el sistema una vez y rota en marcha inversa, llamado “Back-Spin”. Cuando un sistema BCP está en operación, una cantidad significativa de energía se acumula en forma de torsión sobre las varillas, si el sistema 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 (Tubing) y el espacio anular, en el momento de la parada.

**Prensa-Estopas:** Son las que se encuentran en una caja en el cabezal, cuya función es la de aislar el cabezal de los fluidos del pozo, en él gira la barra lisa y contiene un juego de siete empaquetaduras. Esta combinación resistente a los fluidos abrasivos, optimiza la vida del sello, un anillo de ajuste sobre las empaquetaduras adhiere estas a la barra lisa y se utiliza para reducir las fugas por el prensa-estopas. (MCNAUGHTON, 1999)<sup>30</sup>

*Figura 11. Prensa-Estopas.*

<sup>30</sup> MCNAUGHTON, Kenneth. The Chemical Engineering Guide to Pumps. U.S.A: McGraw Hill, 1999. p. 82.





Fuente: (BUITRAGO & MASIAS, 2006). Trabajo de Grado, Análisis técnico y económico de la implementación del sistema de bombeo por cavidades progresivas (BPC) para crudo pesado en campos colombianos, Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2006. p. 41.

## 4.2 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA BCP

El sistema de levantamiento artificial por cavidades progresivas BCP, está compuesto de una bomba de desplazamiento positivo conformada por dos partes principales, un rotor de acero de forma helicoidal de  $n$  lóbulos dentro de un estator en forma de helicoides de  $n+1$  lóbulos, este consta de un tubo de acero recubierto internamente por un elastómero sintético con capacidad de deformación y recuperación elástica. Las dimensiones del rotor y el estator están diseñadas de manera que producen una interferencia, la cual crea líneas de sello que definen las cavidades. Al girar el rotor, estas cavidades se desplazan (o progresan), en un movimiento combinado de traslación y rotación, que se manifiesta en un desplazamiento helicoidal de las cavidades desde la succión de la bomba, hasta su descarga. (CHACÍN, 2003)<sup>32</sup>

### 4.2.1 Ventajas y Desventajas Bombeo PCP

<sup>32</sup> CHACÍN, Op. cit., p. 12.

#### *4.2.1.1 Ventajas.*

- El bombeo por cavidades progresivas es el sistema de levantamiento artificial más económico de la industria, debido a su bajo costo de inversión inicial, consumo de energía y de mantenimiento, lo que lo hace ventajoso en comparación con otros sistemas.
- Este sistema se caracteriza por su gran habilidad para producir fluidos viscosos y tolerar altos porcentajes de gas libre, ya que presenta pocas pérdidas de presión debido a la configuración de la bomba.
- Cuando el pozo presenta problemas de arenamiento este sistema resulta eficiente debido a la ausencia de válvulas que se puedan ver obstruidas por la producción de arena presentando también buena resistencia a la abrasión.
- Un aspecto importante de este sistema es que se puede regular la velocidad de bombeo de acuerdo a las condiciones operativas del campo y del pozo, mediante un variador de frecuencia.
- Los equipos de superficie del sistema BCP ocupan poco espacio, haciéndolos prácticos, de fácil manejo y transporte. También presentan baja contaminación auditiva ya que manejan bajos niveles de ruido.

#### *4.2.1.2 Desventajas.*

- La principal desventaja de este sistema, es que manejan bajas capacidades de desplazamiento, con una capacidad real de 2000 Bbls/día (máximo 4000 Bbls/día), razón por la cual no es muy factible encontrar este tipo de levantamiento artificial en pozos con gran índice de productividad.
- El sistema tiene una capacidad de elevación real de 6000 ft. (Máximo 11500 ft.). La profundidad de operación se puede ver limitada por la temperatura, esto debido a que el elastómero que compone la bomba puede sufrir daños irreversibles con altas temperaturas. La máxima temperatura de operación del sistema es alrededor de 330 °F.

- El bombeo por cavidades progresivas es altamente sensible a los fluidos producidos, debido a que los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse al contacto con ciertas sustancias por periodos prolongados de tiempo.
- El sistema opera con bajas capacidades volumétricas cuando se producen cantidades de gas libre considerables (evitando una buena lubricación).
- Este tipo de bombeo necesita tener buen nivel de fluido y por ende buena sumergencia, debido a que la bomba se mantiene refrigerada gracias al fluido que transporta y no es recomendable trabajarla en seco, esto con el fin de evitar la fricción entre rotor y estator, y el elastómero puede sufrir daños.
- El desgaste por contacto entre las varillas de bombeo y la tubería de producción puede tornarse un problema grave en pozos direccionales y horizontales.

#### 4.3 MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS.

Una de las características del sistema de bombeo por cavidades progresivas es la de requerir muy poco mantenimiento. Los quipos de subsuelo (estator y rotor), obviamente no requieren ningún tipo de mantenimiento, después de un tiempo de operación y cuando su eficiencia no sea satisfactoria, se debe proceder a reemplazarlos. No obstante, la bomba recuperada podría ser re-utilizada, total o parcialmente, con base a lo siguiente:

- Realizar inspección visual y las mediciones pertinentes de los elementos de la bomba (rotor y estator) y se recomienda altamente probarlos en taller en un banco de pruebas.
- El rotor podría ser utilizado (con o sin un nuevo cromado) con otro estator.
- El estator se podría re-utilizar con otro rotor (quizás de diferente diámetro).
- Al perder la bomba eficiencia, la curva de catálogo deja de ser correspondiente y se debe utilizar la curva de taller, bajo estas condiciones, la bomba (con el mismo o con otro rotor) se puede utilizar en

otro pozo, quizás de menores requerimientos de caudal, de head, o de ambos.

En cuanto a los sistema de superficie, el único mantenimiento que se debe brindar tiene que ver con la grasa o aceite de lubricación de los rodamientos del cabezal y la caja reductora y los ajustes / reemplazo del prensaestopas y las empaquetaduras del mismo. Los cabezales (y algunos motores) con base de grasa, deben ser lubricados periódicamente según los procedimientos de cada fabricante sobre todo considerando que no se cuenta con la flexibilidad de un indicador de nivel. Para los sistemas con rodamientos bañados en aceite, se debe cumplir en general con lo siguiente:

- Reemplazar el aceite el primer mes de operación.
- Continuar los reemplazos cada tres o seis meses (o el periodo recomendado por el fabricante)
- Entre reemplazos, el nivel debe ser medido por el operador y completado en caso de ser necesario.

Es importante asegurarse que se esté utilizando la grasa o el aceite con las propiedades necesarias según en ambiente donde estará instalado el equipo. De igual forma, a pesar de que el primer cambio de aceite es después de un mes de operación, se debe verificar que las propiedades del lubricante con el cual el fabricante despachó los equipos se adapten a nuestro ambiente ya que pudieran ser muy diferentes a las requeridas en nuestro país, y en este caso, el reemplazo debería ser al arrancar el equipo o en un tiempo menor de un mes. Una alternativa, es exigir al fabricante que despache los equipos con los lubricantes adecuados a nuestro ambiente y condiciones de operación.

En cuanto a los prensaestopas, en la misma visita en la cual se verifica el lubricante, se debe inspeccionar el prensaestopas, si hay fugas y esta resulta excesiva, se aprietan los empaques ajustando más la tapa, si aun con esta medida la fuga persiste, será necesario reemplazar los empaques.

## 4.4 PROBLEMAS DE OPERACIÓN Y FALLAS EN SISTEMAS PCP

### 4.4.1 Problemas de La Operación PCP en Superficie

- Falla de la varilla pulida o de la abrazadera de esta.
- Falla del freno contra giro.
- Cabeza motriz desenroscada de la T de flujo.
- Mala alineación del rodamiento axial de empuje.
- El único otro problema común es que el preense pudiera tener salidero.
- Excesivo o demasiada vibración en la columna motriz.

### 4.4.2 Problemas de la Operación PCP en el Fondo de Pozo

- FALLA DEL TUBING POR DESGASTE VÁSTAGO / TUBING. El desgaste del tubing se evita con el uso de centralizadores.
- FALLA DEL ESTATOR. Si se selecciona el elastómero mejor adaptado a las condiciones específicas del pozo (fluido, temperatura, etc.) su nivel de desgaste será normal y no ocurrirá su desdoblamiento.
- FALLA DEL VÁSTAGO POR TORQUE EXCESIVO. No debe haber problemas si se emplean los procedimientos adecuados para determinar las medidas del vástago.
- FALLA DEL COUPLING DEL VÁSTAGO. No existirán problemas si se emplea un buen programa de diseño para determinar las medidas del vástago. En caso de pozos no verticales emplee centralizadores para reducir el desgaste coupling / tubing.
- FALLA DEL CENTRALIZADOR. En pozos no verticales emplee el número de centralizadores indicado por el programa de diseño. En caso de desgaste por

abrasión use centralizadores con eje de cromo y couplings de vástago cromados.

#### 4.4.3 Guía de identificación de fallas en estatores

##### 4.4.3.1 *Histéresis*

###### Causas

- Deformación cíclica excesiva del elastómero
- Interferencia entre rotor y estator alta, debido a una selección no adecuada o por incremento de la misma debido a hinchamiento del elastómero.
- Elastómero sometido a alta presión
- Alta temperatura/ poca disipación del calor

###### Identificación

- Esta falla se caracteriza por el desprendimiento del elastómero en la línea de sello entre rotor y estator.
- Al realizar un corte transversal, se puede observar la zona endurecida en el centro del lóbulo. 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.

###### Recomendaciones

- Seleccionar la mejor combinación rotor-estator (interferencia)
- Dependiendo las condiciones de temperatura de fondo de pozo, % de agua y tipo de petróleo, debería considerarse que por más que en

superficie el ensayo de la bomba presente % de eficiencias volumétricas bajos (generalmente se ensaya con agua), en condiciones de presión y temperatura de fondo de pozo, el conjunto rotor-estator se ajustará y recuperará sello mejorando la eficiencia volumétrica. Para esto son importante los ensayos en cada campo y trabajar en conjunto con las empresas proveedoras de equipos.

- Seleccionar elastómeros con menor contenido de Acrilo-Nitrilo, ya que si bien este ayuda a darle propiedades para que resistan los hidrocarburos, le quita propiedades elásticas, favoreciendo al fenómeno de histéresis.

*Figura 13. Secuencia de Falla.*



Fuente: Hirschfeldt, M. (2008). Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Argentina. OilProduction.net

#### *4.4.3.2 Elastómero quemado por Alta Temperatura*

##### **Causas**

- 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.

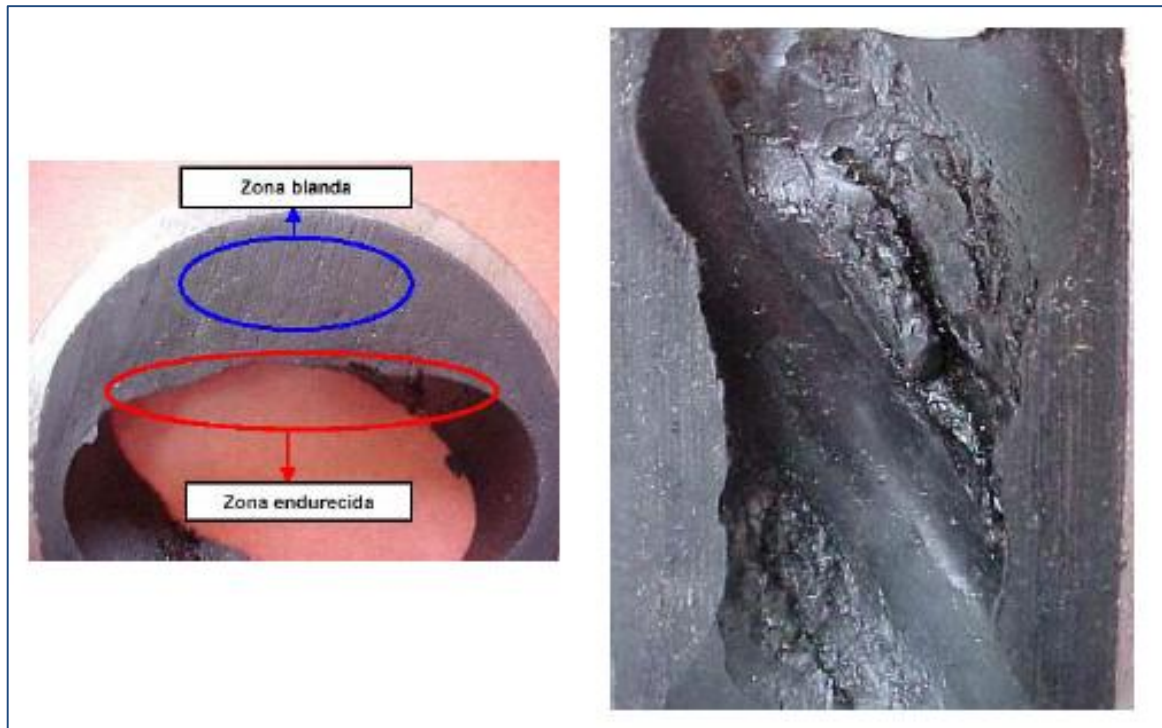
#### Identificación

- La falta de lubricación hace que se queme la zona de contacto entre el rotor y estator, por lo que se puede observar el endurecimiento de la misma.
- La particularidad es que el centro del lóbulo no presenta modificación en lo que respecta características elásticas.
- Muchas veces, y dependiendo del régimen e extracción, la falla comienza desde la zona de succión (perdiendo líneas de sello). Esto hace que a medida que se comienza a perder las mismas, disminuye la capacidad de soportar presión por lo que las etapas superiores pueden fallar por histéresis o desprendimiento del elastómero por exceso de presión.

#### Recomendaciones

- Monitorear los niveles dinámicos del pozo con mediciones indirectas (acústicas) o mediante sensores de fondo de presión.
- En pozos afectados a recuperación secundaria, prestar atención a la posible deficiencia de inyección de los pozos inyectoros de la malla a la que corresponda el pozo.
- En pozos nuevos, realizar seguimientos más frecuentes debido a la posible declinación de producción del pozo y posible agotamiento (dependerá del tipo de reservorio y dela bomba/régimen de extracción elegido).

*Figura 14. Falla por elastómero quemado.*



Fuente: Hirschfeldt, M. (2008). Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Argentina. OilProduction.net

#### 4.4.3.3 Elastómero despegado

##### Causas

- Generalmente está 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.

##### Identificación

- Si el elastómero no estuvo adherido desde el inicio (de fábrica), se podría identificar debido a que el interior del housing presentaría una superficie pulida debido al movimiento del conjunto de elastómero. (Caso 1)
- Si el elastómero se despegó posteriormente (durante la operación) la superficie interior del housing podría presentar restos del elastómero pegado y en algunos casos, óxido por el posible contacto con el fluido del pozo. (Caso 2)

##### Recomendaciones

- En el caso de que sea un problema de fábrica (posible caso 1), se debería compartir esta información con el fabricante para analizar si es un problema de fabricación.
- En el caso 2, podría ser un efecto combinado entre deficiencia de adherencia y efecto del fluido producido y condiciones de fondo de pozo, por lo que se debería analizar si el equipo se adapta a los requerimientos del pozo.

*Figura 15. Fallas por Elastómeros Despegados.*



Fuente: Hirschfeldt, M. (2008). Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Argentina. OilProduction.net

#### *4.4.3.4 Abrasión*

##### Causas

- 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.

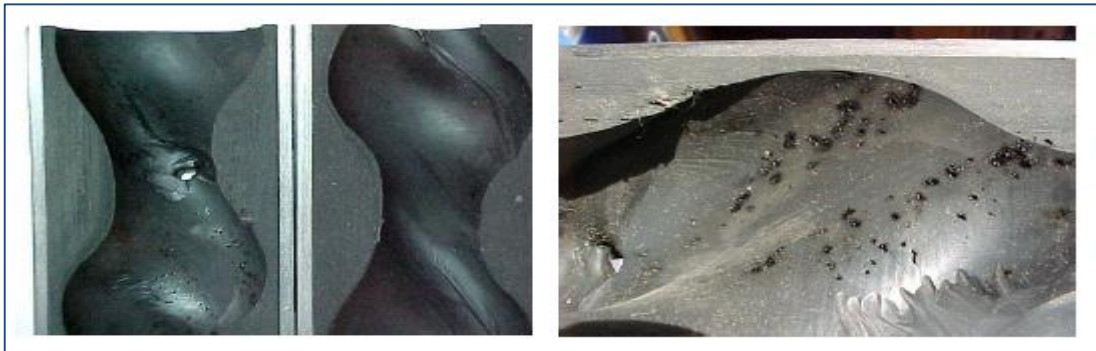
##### Identificación

- Se caracteriza por superficies rugosas y rayadas.
- En algunos casos se puede observar los granos de arena incrustados en el elastómero.
- Según la severidad del desgaste, se puede llegar hasta la erosión del housing.

##### Recomendaciones

- Diseñar (seleccionar) bombas que disminuyan la velocidad del fluido en la sección transversal de la cavidad.
- Seleccionar bombas de mayor desplazamiento volumétrico.
- Utilizar un elastómero más blando.

*Figura 16. Fallas por Abrasión.*



Fuente: (HIRSCHFELDT, 2008). Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Argentina. OilProduction.net

#### 4.4.4 Guía de identificación de fallas en rotores

##### *4.4.4.1 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.

*Figura 17. Desgaste por abrasión sin afectar material base.*



Fuente: (HIRSCHFELDT, 2008). Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Argentina. OilProduction.net

#### 4.4.4.2 Cromado saltado sin 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.

Figura 18. Cromado saltado sin afectar el material base.



Fuente: (HIRSCHFELDT, 2008). Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Argentina. OilProduction.net

#### 4.4.4.3 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.

Figura 19. Desgaste por abrasión.



Fuente: (HIRSCHFELDT, 2008). Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Argentina. OilProduction.net

#### 4.4.4.4 Desgaste profundo localizado

Generalmente esta falla comienza por la degradación del cromo y luego continúa la pérdida de material del material base del rotor (por corrosión-fotos 1, 2 y 3), o continúa con un desgaste por abrasión del material base (fotos 4 y 5).

Figura 20. Desgaste Profundo Localizado.



Fuente: (HIRSCHFELDT, 2008). Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Argentina. OilProduction.net

#### 4.4.4.5 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 el nicle de paro.

Figura 21. Desgaste metal-metal.



Fuente: (HIRSCHFELDT, 2008). Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Argentina. OilProduction.net

Para información más detallada acerca de los problemas o fallas más comunes, remitirse al **(Anexo 2 - Principales problemas operacionales del sistema BCP)**

## **5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ (RCA)**

### **5.1 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECOLECTADA PARA LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ (ACR)**

En el campo Velázquez se seleccionaron 5 pozos que presentaban mayor reincidencia de trabajos de mantenimiento y servicio a pozo debido a fallas en los componentes de subsuelo del sistema PCP, siendo estos catalogados como críticos. Actualmente se busca focalizar el estudio a los pozos más críticos y que son de gran aporte a la producción del Campo.

Se realizó en estos la aplicación de la metodología de Análisis de Causa Raíz (RCA), la cual es una herramienta ideal para solucionar fallas de tipo crónico (repetitivo). La aplicación de la metodología ACR permitió identificar claramente cuál es el tipo de problema que presenta cada pozo, también cuales han sido las causas en cada uno de los problemas, lo cual ha facilitado la identificación de la solución más balanceada desde el punto de vista técnico-económico. La implementación de soluciones de aplicación inmediata ha permitido disminuir la frecuencia de fallas y se continúa con el proceso aplicación de acciones correctivas que sean efectivas.

El incremento en la frecuencia de fallas en los pozos trae como consecuencia mayor demanda de los equipos de well Services y workover, aumentando la producción diferida al dedicar éstos a los pozos de mayor producción y dejando relegados pozos de producciones menores. Adicionalmente, un aumento en la frecuencia de fallas genera un incremento de los costos de levantamiento por barril.

El presente capítulo presenta en forma resumida la aplicación de la metodología de Análisis de Causa Raíz (ACR) y su aplicación a la solución de fallas crónicas en sistemas de levantamiento por cavidades progresivas PCP, a través de ejemplos de aplicación en cinco pozos del Campo Velázquez.

Los resultados han sido altamente positivos en la reducción de la frecuencia de fallas de los pozos, donde la experiencia en la operación de sistemas de bombeo

mecánico de los ingenieros de petróleos encargados de la producción se combinó con la experiencia de ingenieros expertos en el comportamiento de los materiales y la utilización de la metodología de análisis de fallas (RCA).

#### 5.1.1 Información Recolectada

Con el fin de conocer el modo de falla que se presentaba en cada pozo, se revisó el registro histórico de los trabajos de mantenimiento realizados a los pozos. Se elaboró un diagrama que permitió conocer la historia de fallas de cada pozo. A partir de esto se crearon los históricos de fallas donde el eje horizontal representa la fecha, día-mes-año y el eje vertical corresponde a la profundidad dentro del pozo. Cada punto indicado en las figuras de históricos de falla, corresponde a una falla única en el pozo, la cual se localiza en el diagrama según la profundidad en donde se presentó y la fecha en que ocurrió. La finalidad de esta primera etapa es la obtención de Información relevante para su posterior evaluación y seguimiento.

Se categorizaron los eventos de falla que ha presentado históricamente el sistema de bombeo por cavidades progresivas PCP en los diferentes pozos, teniendo en cuenta, el componente fallado, los síntomas y las causas o modos probables de falla. Para el diseño de la metodología, se requirió de datos, referencias e información bibliográfica, empresarial y de los expertos en los sistemas de levantamiento PCP a nivel de la industria del petróleo. A partir de esto se generó una compilación generalizada a nivel de la industria de los principales modos de fallas asociados al Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas.

#### 5.1.2 Análisis de la recolección de datos.

Al realizar la recolección y el análisis de la información recolectada sobre las paradas inesperadas, se reflejan los problemas que causan más pérdidas de producción de crudo en un tiempo determinado. Con la información estadística recopilada se procede a la construcción de un análisis causa raíz (RCA), con el fin de identificar el mal actor que está causando las fallas que afectan la confiabilidad

operacional del pozo, lo que conlleva a grandes pérdidas económicas para la Empresa.

### 5.1.3 Diagrama de Pareto.

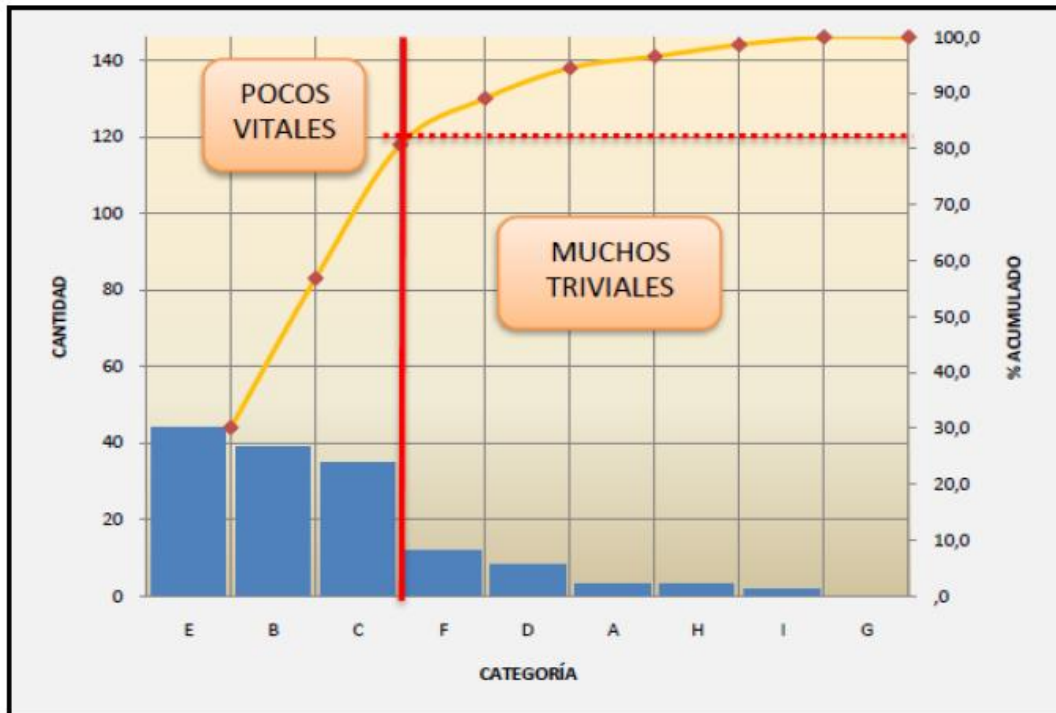
El análisis Pareto o análisis ABC es una herramienta avanzada genérica de mantenimiento para identificar y jerarquizar datos, con el fin de mostrar que elementos componen el tema que se está analizando. Este permite mediante una representación gráfica o tabular, conocida como diagrama de Pareto, identificar en una forma decreciente los aspectos que se presentan con mayor frecuencia o que tienen una ponderación o incidencia mayor.

Aplicando el análisis de Pareto se pueden detectar los problemas que tienen más relevancia, mediante la aplicación del principio de Pareto (pocos vitales, muchos triviales) conocido también como la regla 80/20 que dice que hay muchos problemas sin importancia (80% de los problemas) frente solo a unos graves (20% de los problemas).

Si se logra determinar cuáles son esos factores vitales se puede concentrar recursos en el estudio de los mismos con lo que se resuelve la mayoría de los problemas consiguiendo la máxima eficacia y rendimiento de los recursos dedicados, logrando con el análisis de Pareto separar los “pocos vitales” de los “muchos triviales”. La gráfica donde se organizan las diversas clasificaciones de datos es el diagrama de Pareto, que representan los elementos o factores constituyentes de un problema o tema analizado, por orden descendente de izquierda a derecha por medio de barras sencillas o por una línea continua que une los puntos después de haber reunido los datos para calificar las categorías, de modo que se pueda asignar un orden de prioridad. El diagrama permite identificar visualmente en una revisión las minorías de características vitales a las que es

importante prestar mayor atención y de esta manera priorizar recursos para llevar a cabo una acción correctiva sin malgastar esfuerzos y tiempo (Ver figura 22)<sup>33</sup>.

Figura 22. Diagrama de Pareto



Fuente: MONCADA, Davian Augusto et al. Seminario de Investigación en Metodologías de Análisis de Fallas .Bucaramanga, 2009.

### 5.1.3.1 Objetivos del Análisis de Pareto.

El análisis de pareto es una herramienta estadística de mantenimiento muy utilizada para la identificación de problemas crónicos y su aplicación solo está limitada por el ingenio del analista, realizarlo tiene como objetivo:

- Identificar oportunidades para llevar a cabo mejoras.
- Identificar los sistemas, equipos o elementos que están causando la mayoría de problemas a mantenimiento y producción.
- Analizar las diferentes agrupaciones de datos

<sup>33</sup> MONCADA, Davian Augusto et al. Seminario de Investigación en Metodologías de Análisis de Fallas. Bucaramanga, 2009, 317 p. Trabajo de grado (Ingeniero Mecánico). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico – mecánicas. Área de Mantenimiento.

- Buscar las causas principales de los problemas y establecer la prioridad de las soluciones.
- Evaluar los resultados de los cambios efectuados a un proceso (antes y después).
- Expresar los costos que significan cada tipo de falla y los ahorros logrados mediante el efecto correctivo llevado a cabo a través de determinadas acciones

A partir de los datos recopilados se procede a realizar un diagrama de Pareto, graficando en el eje axial los mecanismos de falla (elementos que contribuyen a la falla) y en el eje vertical los eventos generados (Efecto Cuantificable), para identificar los malos actores.

#### 5.1.4 Descripción del sistema identificado como el mal actor.

A partir de los datos analizados se determina finalmente cual es el principal mal actor que se pudo evidenciar en los pozos, y a partir de esto se plantean las estrategias para realizar los planes de acción tendientes a eliminar la causa raíz del problema.

#### 5.1.5 Alternativas de Solución para eliminación del mal actor

El último paso comprendido en la aplicación de la metodología de análisis de causa raíz, busca plantear diferentes alternativas de solución con miras a buscar la eliminación del mal actor encontrado. Así mismo se muestra la relación costo beneficio de la implementación de las mismas en cada pozo.

## 5.2 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ EL LOS POZOS CRÍTICOS DE ESTUDIO – CAMPO VELASQUEZ

### 5.2.1 Análisis Pozo VEL-01

El pozo VEL-01 posee un potencial de producción de **100 (BOPD)**, se ha caracterizado por tener un **Run Life Histórico de Falla de 168 (días)** y la cantidad de servicios a pozo por año es de **2.2**, para este pozo en particular se recopilaron los datos históricos de falla que se han registraron en el pozo desde el año 2007, año a partir del cual se han incrementado la frecuencia de fallas en el mismo, la información compilada dentro del análisis de fallas realizado a este pozo en particular obtuvo los siguientes resultados.

#### 5.2.1.1 Antecedentes de Fallas

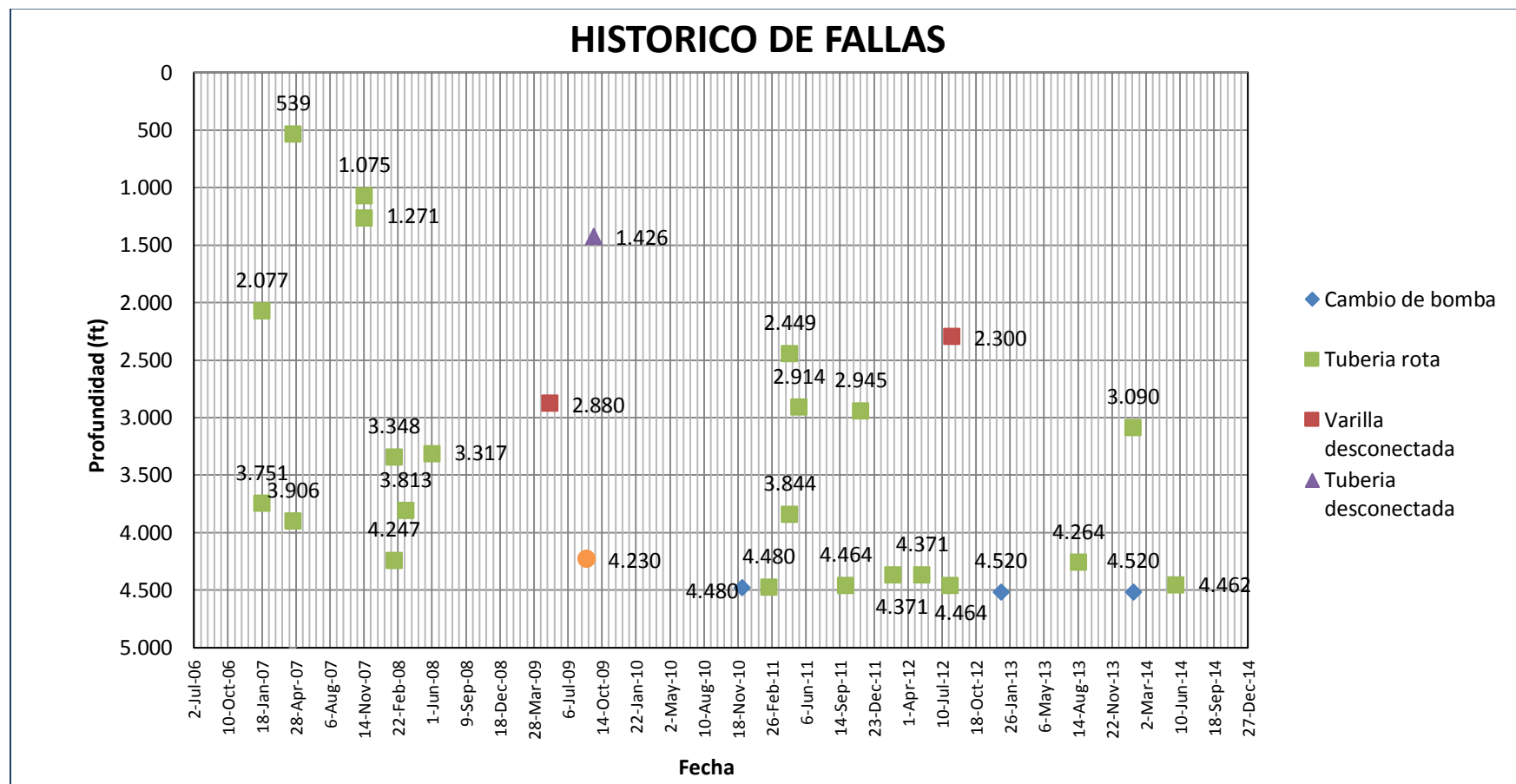
Tabla 7. Historial de Fallas VEL-01

Fecha	Sistema	RIG	Motivo de servicio	Clase de servicio	Profundidad
19-Jan-07	PCP	W-2	Tubería rota	Mantenimiento	3.751
19-Jan-07	PCP	W-2	Tuberia rota	Mantenimiento	2.077
21-Apr-07	PCP	W-2	Tuberia rota	Mantenimiento	539
21-Apr-07	PCP	W-2	Tuberia rota	Mantenimiento	3.906
16-Nov-07	PCP	W-2	Tuberia rota	Mantenimiento	1.075
16-Nov-07	PCP	W-2	Tuberia rota	Mantenimiento	1.271
11-Feb-08	PCP	W-2	Tuberia rota	Mantenimiento	4.247
11-Feb-08	PCP	W-2	Tuberia rota	Mantenimiento	3.348
17-Mar-08	PCP	W-2	Tuberia rota	Mantenimiento	3.813
2-Jun-08	PCP	W-2	Tuberia rota	Mantenimiento	3.317
14-May-09	PCP	W-2	Varilla desconectada	Mantenimiento	2.880
29-Aug-09	PCP	W-2	Varilla partida	Mantenimiento	4.230
19-Sep-09	PCP	MEC-1	Tuberia desconectada	Mantenimiento	1.426
29-Nov-10	PCP	VEL-01	cambio de bomba	Mantenimiento	4.480
17-Feb-11	PCP	VEL-01	Tuberia rota	Mantenimiento	4.480
20-Apr-11	PCP	VEL-01	Tuberia rota	Mantenimiento	2.449
20-Apr-11	PCP	VEL-01	Tuberia rota	Mantenimiento	3.844
17-May-11	PCP	VEL-01	Tuberia rota	Mantenimiento	2.914
2-Oct-11	PCP	VEL-01	Tuberia rota	Mantenimiento	4.464
15-Nov-11	PCP	VEL-01	Tuberia rota	Mantenimiento	2.945
17-Feb-12	PCP	VEL-01	Tuberia rota	Mantenimiento	4.371

13-May-12	PCP	VEL-01	Tuberia rota	Mantenimiento	4.371
3-Aug-12	PCP	VEL-01	Tuberia rota	Mantenimiento	4.464
8-Aug-12	PCP	VEL-01	Varilla desconectada	Mantenimiento	2.300
30-Dec-12	PCP	VEL-01	Cambio de bomba	Mantenimiento	4.520
16-Aug-13	PCP	VEL-01	Tuberia rota	Mantenimiento	4.264
23-Jan-14	PCP	VEL-01	Cambio de bomba	Mantenimiento	4.520
23-Jan-14	PCP	VEL-01	Tuberia rota	Mantenimiento	3.090
30-May-14	PCP	VEL-01	Tuberia rota	Mantenimiento	4.462

A partir de los datos recopilados se creó el histórico de fallas donde el eje horizontal representa la fecha, día-mes-año y el eje vertical corresponde a la profundidad dentro del pozo. Cada punto indicado en las figuras de históricos de falla, corresponde a una falla única en el pozo, la cual se localiza en el diagrama según la profundidad en donde se presentó y la fecha en que ocurrió. (Ver Figura 23).

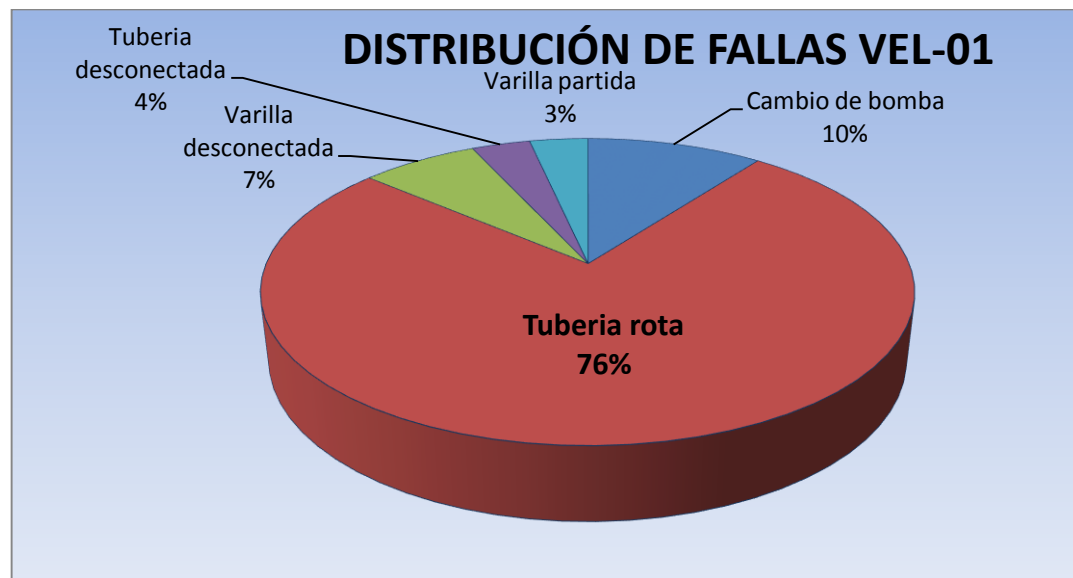
Figura 23. Histórico de Fallas Pozo VEL-01.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd.

### 5.2.1.2 Distribución de fallas

Figura 24. Distribución de Fallas Pozo VEL-01.



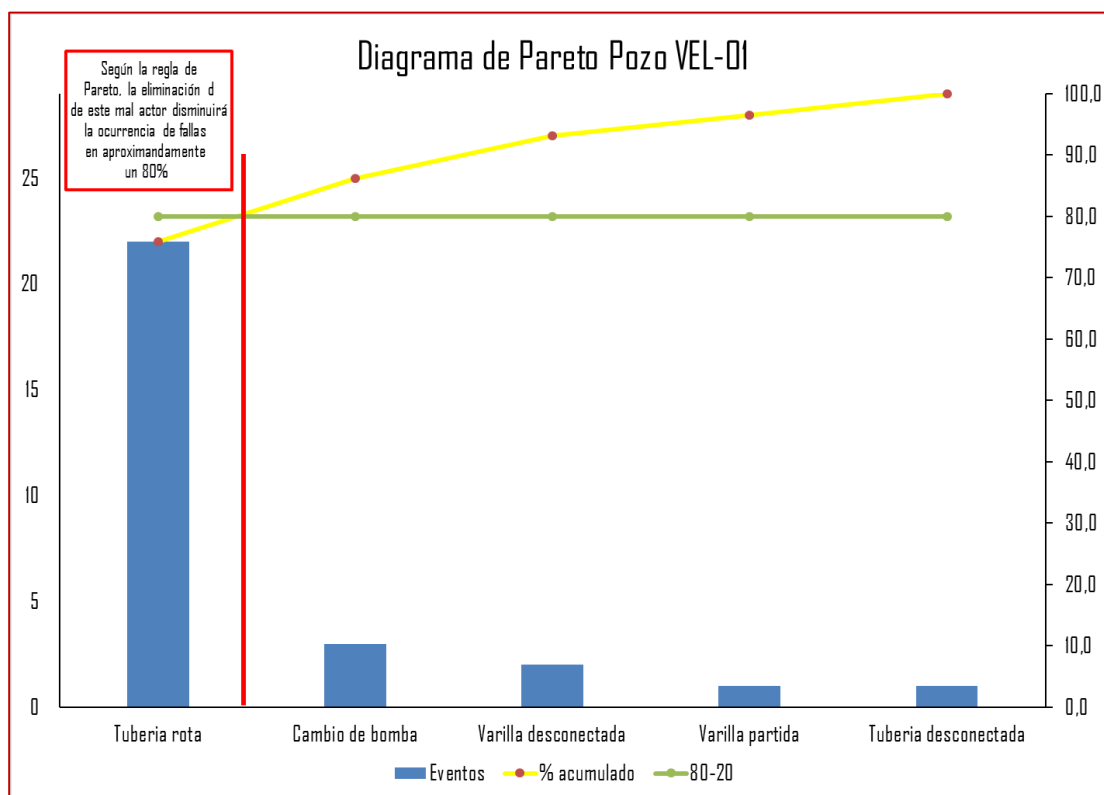
Tipo de Falla	Cant	%
Cambio de bomba	3	10.3
Tubería rota	22	75.9
Varilla desconectada	2	6.9
Tubería desconectada	1	3.4
Varilla partida	1	3.4
<b>Total de Fallas</b>	<b>29</b>	

Según la información existente, se pueden clasificar las fallas en el pozo VEL-01 de la siguiente manera:

- Falla principal: tubería rota con un 76%
- Fallas secundarias: cambio de bomba, varilla y tubería desconectada y varilla partida con un 24%

### 5.2.1.3 Diagrama de Pareto

Figura 25. Identificación del Mal Actor Pozo VEL-01



Tipo de Falla	Eventos	% acumulado	%	80-20
Tubería rota	22	75,9	75,9	80
Cambio de bomba	3	86,2	10,3	80
Varilla desconectada	2	93,1	6,9	80
Varilla partida	1	96,6	3,4	80
Tubería desconectada	1	100,0	3,4	80
<b>Total de Fallas</b>	<b>29</b>			

#### 5.2.1.4 Causa Raíz

Según informe especial de NORRIS a DOVER Company, “la mayoría de las fallas por tubería rota asociadas con los sistemas de levantamiento artificial pueden ser atribuidas a las siguientes causas: Abrasión, corrosión o desgaste por contacto varilla – tubería”. A continuación se detalla el análisis realizado a los tres tipos de causa para el pozo VEL-01.

1. Abrasión: históricamente el pozo no ha presentado concentración representativa de arena o sólidos en fondo por consiguiente se descarta este fenómeno como causa relevante de las fallas por tubería rota.
2. Corrosión: según los análisis fisicoquímicos realizados en los fluidos de campo Velásquez, estos no tienen presencia de H<sub>2</sub>S, y el porcentaje de CO<sub>2</sub> es bajo, por lo tanto los fenómenos de corrosión están asociados al agua salada co-producida con el crudo y esto se mitiga con una selección adecuada de los materiales de la tubería y varilla.
3. Desgaste por contacto varilla – tubería: Analizando las muestras de tubería recolectada después de las fallas, se evidencian fisuras alargadas, con pérdida significativa de espesor de pared y con tendencia de falla de adentro hacia afuera lo que demuestra que esta causa es la más representativo en las fallas por tubería rota.

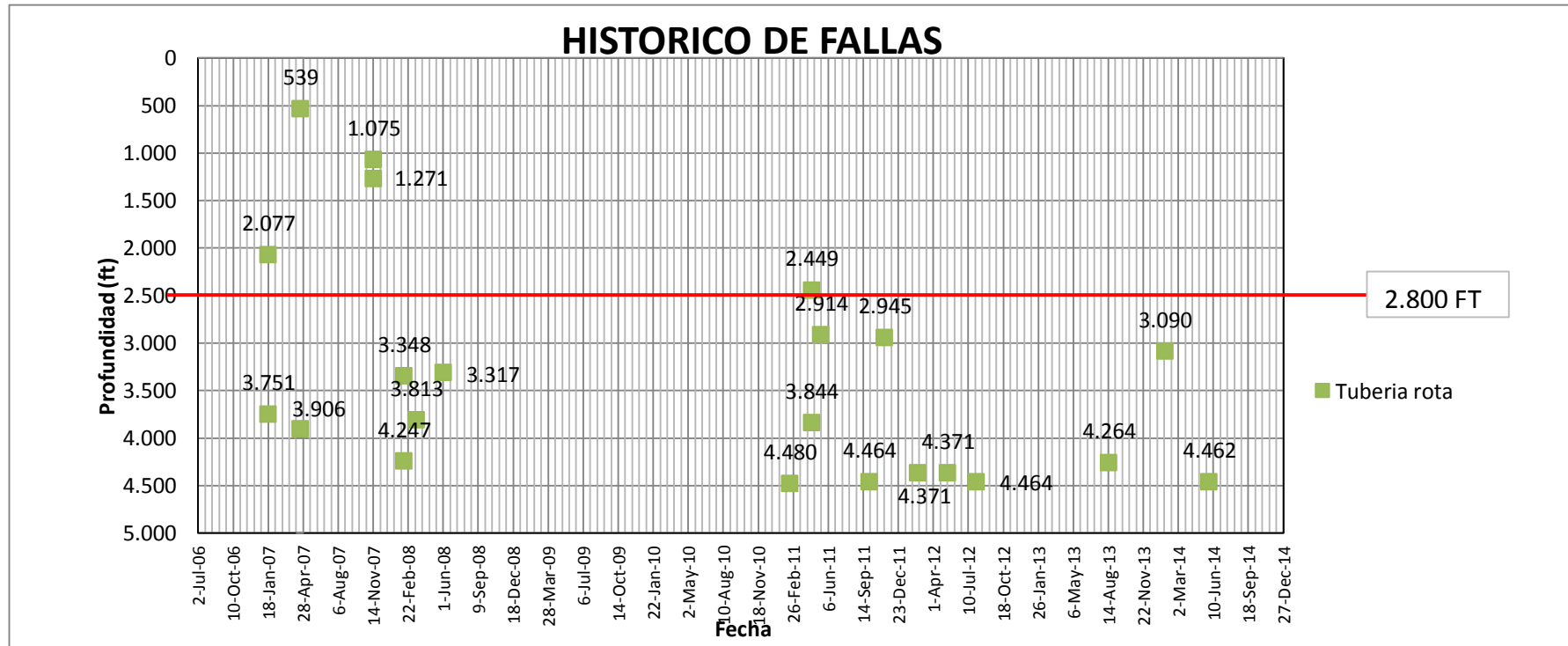
Figura 26. Análisis de Causa Raíz de Fallas Pozo VEL-01



Causa raíz: **Tubería rota debido a desgaste por contacto varilla – tubería**

### 5.2.1.5 Análisis de la Falla

Figura 27. Análisis de Causa Raíz de Fallas Pozo VEL-01



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd.

En el grafico anterior se retiran las fallas secundarias y se pueden identificar claramente 2 zonas:

Zona 1: desde superficie hasta 2.800 ft, presenta pocas fallas (23%) que se han podido corregir con un buen diseño de centralización de la sarta de varilla

Zona 2: desde 2.800 ft hasta 4.500 ft (profundidad de bomba), esta zona presenta la mayoría de las fallas por tubería rota (77%)

### 5.2.1.6 Análisis Alternativas de Solución

Después de la revisión de los datos y condiciones del pozo se plantearon las siguientes alternativas de solución para minimizar las fallas por tubería rota:

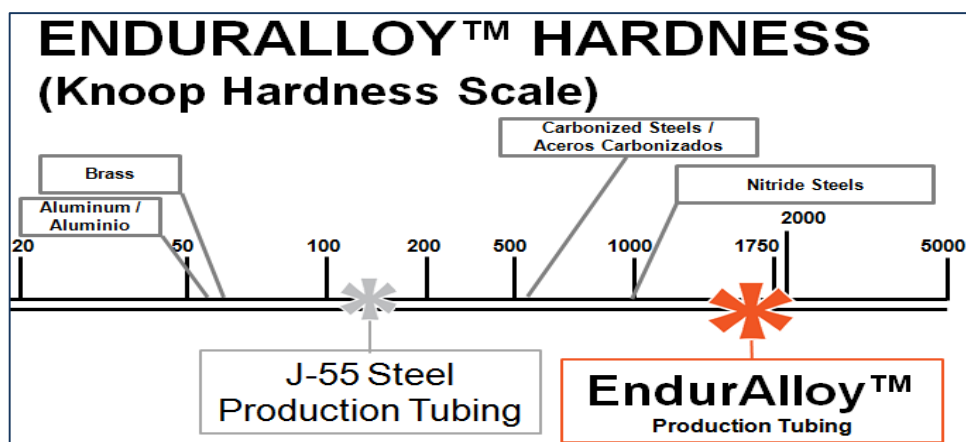
#### 1. Cambiar sarta de tubería completa (nueva) a un mayor diámetro de 2-7/8” a 3-1/2”.

Este incremento en el diámetro interior en la tubería (2.991”) genera un mayor espacio anular entre la varilla y la tubería y acompañado de un buen diseño de centralización logra minimizar las cargas de contacto varilla – tubería en el sistema

#### 2. Implementar tubería endurecida enduralloy en la zona 2 (desde 2.800 ft hasta 4.500 ft).

La tubería endurecida en su interior mediante tratamiento químico por difusión de Boro, permite elevar la dureza superficial del acero a valores entre 1600 y 1850 HK (knoop hardness), con esto, se logra alta resistencia al desgaste por abrasión, fricción o erosión, prolongando la vida útil del sistema en tramos críticos con desviaciones severas o “dog legs”. La superficie protegida de la tubería endurecida ofrece hasta un 67% de reducción en coeficiente de fricción, prolongando la vida útil de las varillas. Para más información ver (**Anexo 3 – Especificaciones Técnicas de Tubería Enduralloy Hardnes**).

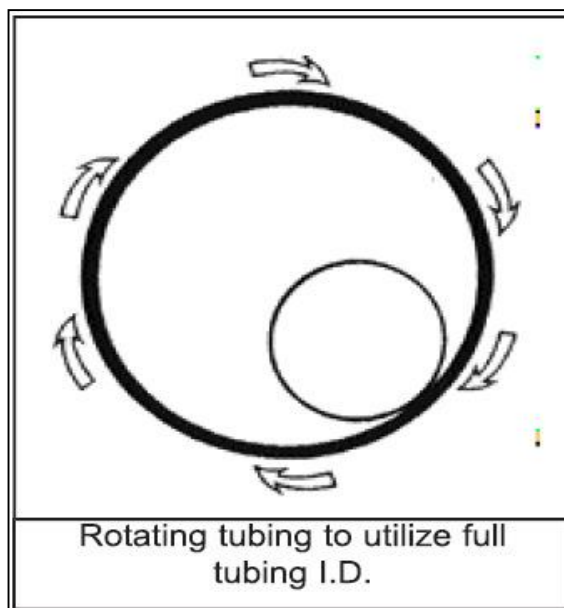
Figura 28. Tubería Enduralloy para Fallas Pozo VEL-01.



### 3. Implementar un rotador de tubería en superficie

Los rotadores de tubería hacen uso de un principio sencillo “Girar la tubería”. De esta manera el desgaste ocasionado por la sarta de bombeo será distribuido por toda el área interna de la tubería de producción prolongando así su vida útil. El rotador de tubería funciona en conjunto con un accesorio instalado en fondo conocido como “*tubing Swivel*”, el cual permite que la sarta de tubería gire y el BHA permanezca inmóvil.

Figura 29. Rotador de Tubería en Superficie.



En el servicio a pozo VEL-01 realizado fue el 10 de Junio de 2014, se realizó lo siguiente:

- Se cambió la sarta de tubería completa (nueva) a un mayor diámetro de 2-7/8” a 3-1/2”
- Se Implementó el uso de tubería endurecida enduralloy en la zona 2 (desde 2.800 ft hasta 4.500 ft).

Se espera que las fallas por tubería se den cada **18 meses**.

### 5.2.1.7 Análisis Económico y seguimiento de Alternativas Escogidas

Para facilidad en el manejo de los datos, remitirse al **(Anexo 4 – Relación Costo-Beneficio Tubería Enduralloy)**.

Figura 30. Relación Costo-Beneficio Tub. Enduralloy VEL-01

CONDICION 1. Pozo sin tubería endurecida											
POZO	POTENCIAL (BOPD)	TIPO TUBERIA	OD	PROF TOPE TUBERIA (FT)	PROF BASE TUBERIA (FT)	LONGITUD TUBERIA (FT)	RUN LIFE HISTORICO DE FALLA (DIAS)	CANTIDAD SERVICIOS A POZO POR AÑO	COSTO SERVICIO A POZO POR FALLA (USD)	COSTO DE PRODUCCIÓN DIFERIDA POR FALLA (USD)	COSTO TOTAL DE FALLA POR AÑO (USD)
VEL-01	100	CONVENCIONAL N80	2-7/8"	2990	4.490	1.500	168	2,2	60.486	28.000	88.486

costo promedio servicio por día \* días promedio de servicio = número de servicios al año

potencial \* costo del barril \* (días pozo esperando servicio (4) \* días promedio de servicio (3))

CONDICION 2. Pozo con tubería endurecida																
POZO	POTENCIAL (BOPD)	TIPO TUBERIA	OD	PROF TOPE TUBERIA (FT)	PROF BASE TUBERIA (FT)	LONGITUD TUBERIA (FT)	FECHA DE CORRIDA	FECHA ACTUAL	RUN LIFE ACTUAL SIN FALLA (DIAS)	CANTIDAD SERVICIOS A POZO POR AÑO	COSTO SERVICIO A POZO POR FALLA (USD)	COSTO DE PRODUCCIÓN DIFERIDA POR FALLA (USD)	COSTO TOTAL DE FALLA POR AÑO (USD)	COSTO TUBERIA INCLUIDO IVA (USD)	AHORRO PRIMERO AÑO(USD)	AHORRO SEGUNDO AÑO(USD)
VEL-01	100	ENDURALLOY /55	2-7/8"	2990	4.490	1.500	10-Jun-14	18-Aug-15	434	0	0	0	0	72.332	16.154	88.486

**Costo de diferida de produccion + costo de servicios realizados**

CONDICION 1. Pozo sin tubería enduralloy				
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Beneficios	0	0	0	0
Costos	88.486	88.486	88.486	88.486
Flujo neto	-88.486	-88.486	-88.486	-88.486

<b>TASA DE DESCUENTO</b>	<b>12%</b>	<b>Nominal anual</b>
--------------------------	------------	----------------------

VPBeneficios	-
VPCostos	301.013
<b>R B/C</b>	<b>0,00</b>
<b>VPN</b>	<b>-301.013</b>

CONDICION 2. Pozo con tubería enduralloy				
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Beneficios	88.486	88.486	88.486	88.486
Costos	112.219	0	0	0
Flujo neto	-23.733	88.486	88.486	88.486

<b>TASA DE DESCUENTO</b>	<b>12%</b>	<b>Nominal anual</b>
--------------------------	------------	----------------------

VPBeneficios	301.013
VPCostos	112.219
<b>R B/C</b>	<b>2,68</b>
<b>VPN</b>	<b>188.795</b>

ENDURALLOY TUBING COST		
LENGTH OF TUBING (FT)	TUBING COST (USD/FT)	TUBING COST (USD)
1.500	41,57	62.355
	IVA	9.977
	<b>TOTAL COST</b>	<b>72.332</b>

WELL SERVICES RIG COST		
WELL SERVICES RIG COST (USD)	SERVICES TIME (DAY)	WELL SERVICES RIG COST (USD)
8.000	3	24.000
	IVA	3.840
	<b>TOTAL COST</b>	<b>27.840</b>



## 5.2.2 Análisis Pozo VEL-02

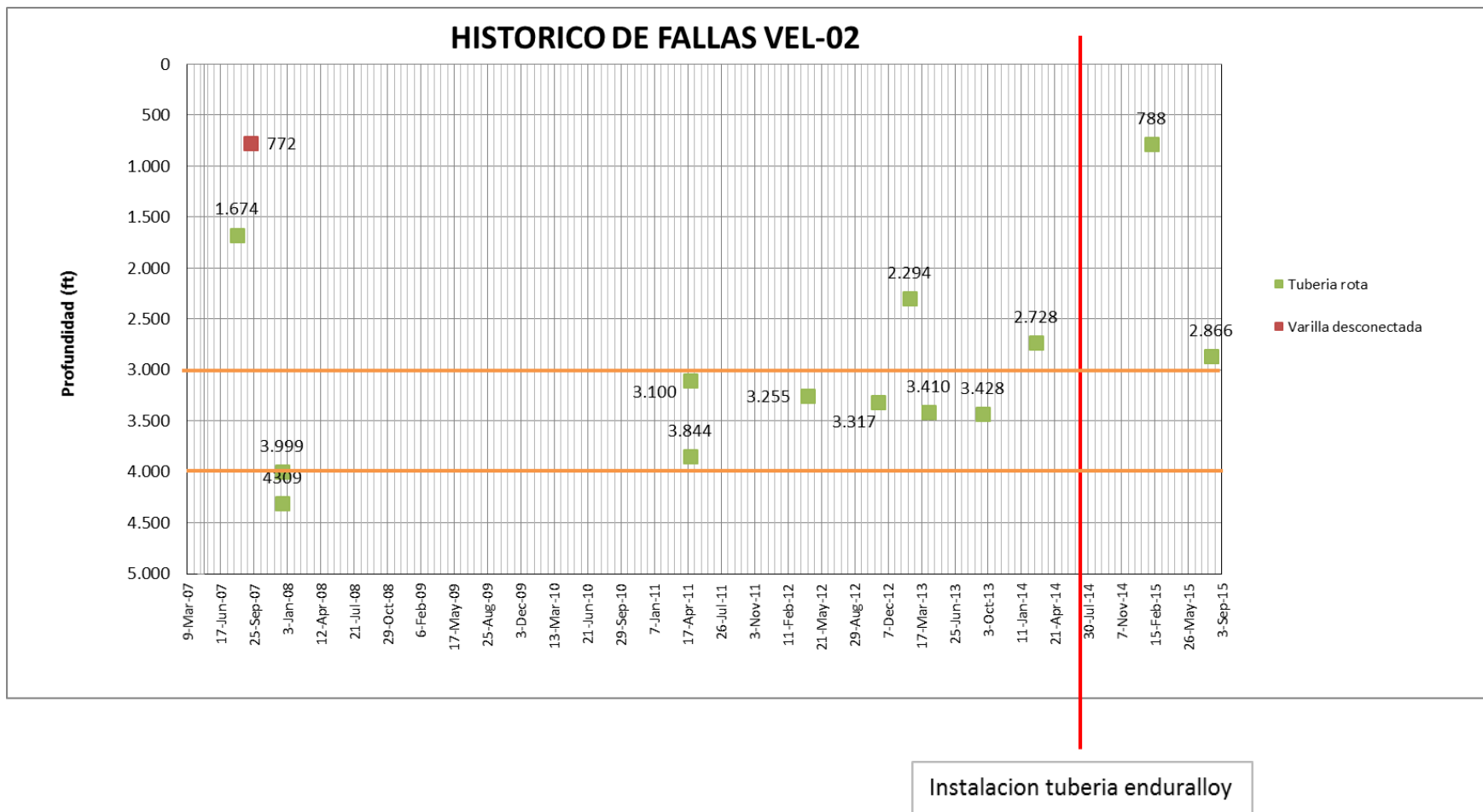
El pozo VEL-02 posee un potencial de producción de **100 (BOPD)**, se ha caracterizado por tener un **Run Life Histórico de Falla de 175 (días)** y la cantidad de servicios a pozo por año es de **2.1**, para este pozo en particular se recopilaron los datos históricos de falla que se han registraron en el pozo desde el año 2007, año a partir del cual se han incrementado la frecuencia de fallas en el mismo, la información compilada dentro del análisis de fallas realizado a este pozo en particular obtuvo los siguientes resultados.

### 5.2.2.1 Antecedentes de Fallas

Tabla 8. Historial de Fallas VEL-02

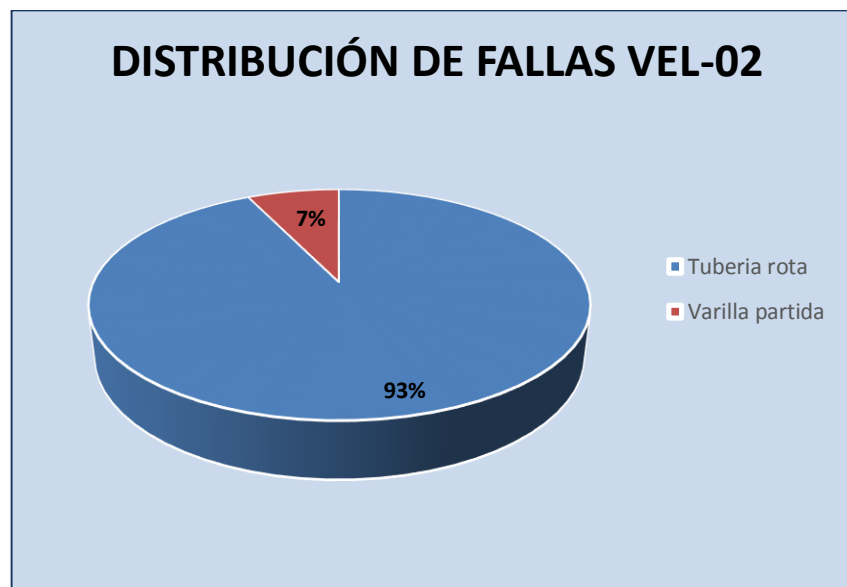
Fecha	Sistema	RIG	Motivo de servicio	Clase de servicio	Profundidad
4-Aug-07	BM	W-2	Tubería rota	Mantenimiento	1.674
14-Sep-07	BM	W-2	Varilla partida	Mantenimiento	772
18-Dec-07	BM	W-2	Tubería rota	Mantenimiento	4309
18-Dec-07	BM	W-2	Tubería rota	Mantenimiento	3.999
25-Apr-11	BM	VEL-01	Tubería rota	Mantenimiento	3.844
25-Apr-11	BM	VEL-01	Tubería rota	Mantenimiento	3.100
11-Apr-12	PCP	VEL-01	Tubería rota	Mantenimiento	3.255
8-Nov-12	PCP	VEL-01	Tubería rota	Mantenimiento	3.317
10-Feb-13	PCP	VEL-01	Tubería rota	Mantenimiento	2.294
8-Apr-13	PCP	VEL-01	Tubería rota	Mantenimiento	3.410
16-Sep-13	PCP	VEL-01	Tubería rota	Mantenimiento	3.428
24-Feb-14	PCP	VEL-01	Tubería rota	Mantenimiento	2.728
4-Feb-15	PCP	VEL-01	Tubería rota	Mantenimiento	788
2-Aug-15	PCP	VEL-01	Tubería rota	Mantenimiento	2.866

Figura 31. Histórico de Fallas Pozo VEL-02



### 5.2.2.2 Distribución de fallas

Figura 32. Distribución de Fallas pozo VEL-02



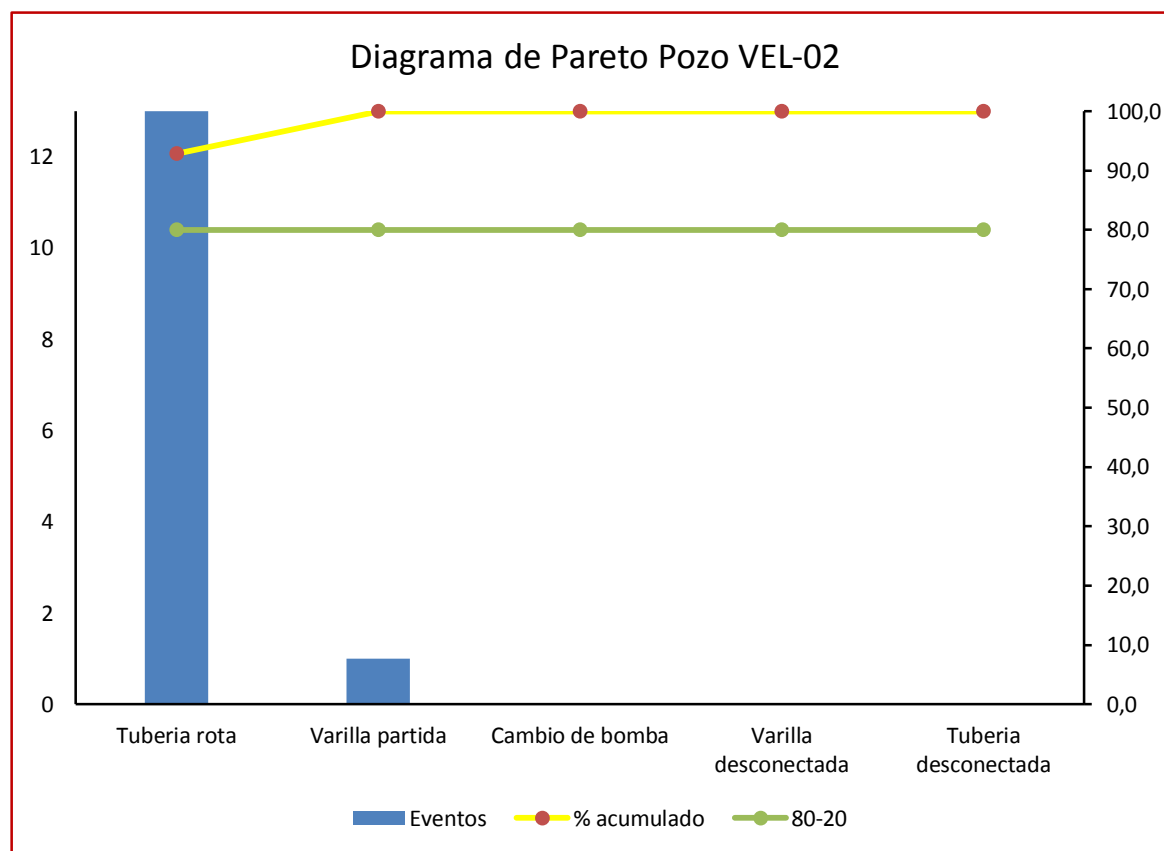
Tipo de Falla	Cant	%
Tubería rota	13	92,9
Varilla partida	1	7,1
<b>Total de Fallas</b>	<b>14</b>	

Según la información existente, se pueden clasificar las fallas en el pozo VEL-02 de la siguiente manera:

- Falla principal: tubería rota con un 92,9%.
- Fallas secundarias: varilla partida con un 7,1%.

### 5.2.2.3 Diagrama de Pareto

Figura 33. Identificación del Mal Actor Pozo VEL-02



Tipo de Falla	Eventos	% acumulado	%	80-20
Tubería rota	13	92,9	92,9	80
Varilla partida	1	100,0	7,1	80
Cambio de bomba	0	100,0	0,0	80
Varilla desconectada	0	100,0	0,0	80
Tubería desconectada	0	100,0	0,0	80
<b>Total de Fallas</b>	<b>14</b>			

### 5.2.2.4 Alternativas de Solución

En el servicio a pozo VEL-02 realizado fue el 16 de Julio de 2014, se realizó lo siguiente: Se Implementó el uso de tubería endurecida enduralloy en la zona desde los 2.989 ft hasta los 3.827 ft

### 5.2.2.5 Análisis Económico y seguimiento de Alternativas Escogidas

Remitirse al (Anexo 4 – Relación Costo-Beneficio Tubería Enduralloy).

Figura 34. Relación Costo-Beneficio Tub. Enduralloy VEL-02

CONDICION 1. Pozo sin tubería endurecida											
POZO	POTENCIAL (BOPD)	TIPO TUBERIA	OD	PROF TOPE TUBERIA (FT)	PROF BASE TUBERIA (FT)	LONGITUD TUBERIA (FT)	RUN LIFE HISTORICO DE FALLA (DIAS)	CANTIDAD SERVICIOS A POZO POR AÑO	COSTO SERVICIO A POZO POR FALLA (USD)	COSTO DE PRODUCCION DIFERIDA POR FALLA (USD)	COSTO TOTAL DE FALLA POR AÑO (USD)
VEL-02	100	CONVENCIONAL N80	2-7/8"	2.989	3.827	838	175	2,1	58.066	28.000	86.066

CONDICION 2. Pozo con tubería endurecida																
POZO	POTENCIAL (BOPD)	TIPO TUBERIA	OD	PROF TOPE TUBERIA (FT)	PROF BASE TUBERIA (FT)	LONGITUD TUBERIA (FT)	FECHA DE CORRIDA	FECHA ACTUAL	RUN LIFE ACTUAL SIN FALLA (DIAS)	CANTIDAD SERVICIOS A POZO POR AÑO	COSTO SERVICIO A POZO POR FALLA	COSTO DE PRODUCCION DIFERIDA POR FALLA	COSTO TOTAL DE FALLA POR AÑO (USD)	COSTO TUBERIA INCLUIDO IVA (USD)	AHORRO PRIMERA AÑO(USD)	AHORRO SEGUNDO AÑO(USD)
VEL-02	100	ENDURALLOY J55	2-7/8"	2.989	3.827	838	16-Jul-14	18-Aug-15	398	0	0	0	0	40.409	45.657	86.066

**CONDICION 1. Pozo sin tubería enduralloy**

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Beneficios	0	0	0	0
Costos	86.066	86.066	86.066	86.066
Flujo neto	-86.066	-86.066	-86.066	-86.066

**TASA DE DESCUENTO** 12% Nominal anual

VPBeneficios	-
VPCostos	292.783
<b>R B/C</b>	<b>0,00</b>
<b>VPN</b>	<b>-292.783</b>

**CONDICION 2. Pozo con tubería enduralloy**

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Beneficios	86.066	86.066	86.066	86.066
Costos	69.443	0	0	0
Flujo neto	16.624	86.066	86.066	86.066

**TASA DE DESCUENTO** 12% Nominal anual

VPBeneficios	292.783
VPCostos	69.443
<b>R B/C</b>	<b>4,22</b>
<b>VPN</b>	<b>223.340</b>

LENGTH OF TUBING (FT)	TUBING COST (USD/FT)	TUBING COST (USD)
838	41,57	34.836
	IVA	5.574
	<b>TOTAL COST</b>	<b>40.409</b>

WELL SERVICES RIG COST (USD)	SERVICES TIME (DAY)	WELL SERVICES RIG COST (USD)
8.000	3	24.000
	IVA	3.840
	<b>TOTAL COST</b>	<b>27.840</b>

### 5.2.3 Análisis Pozo VEL-03

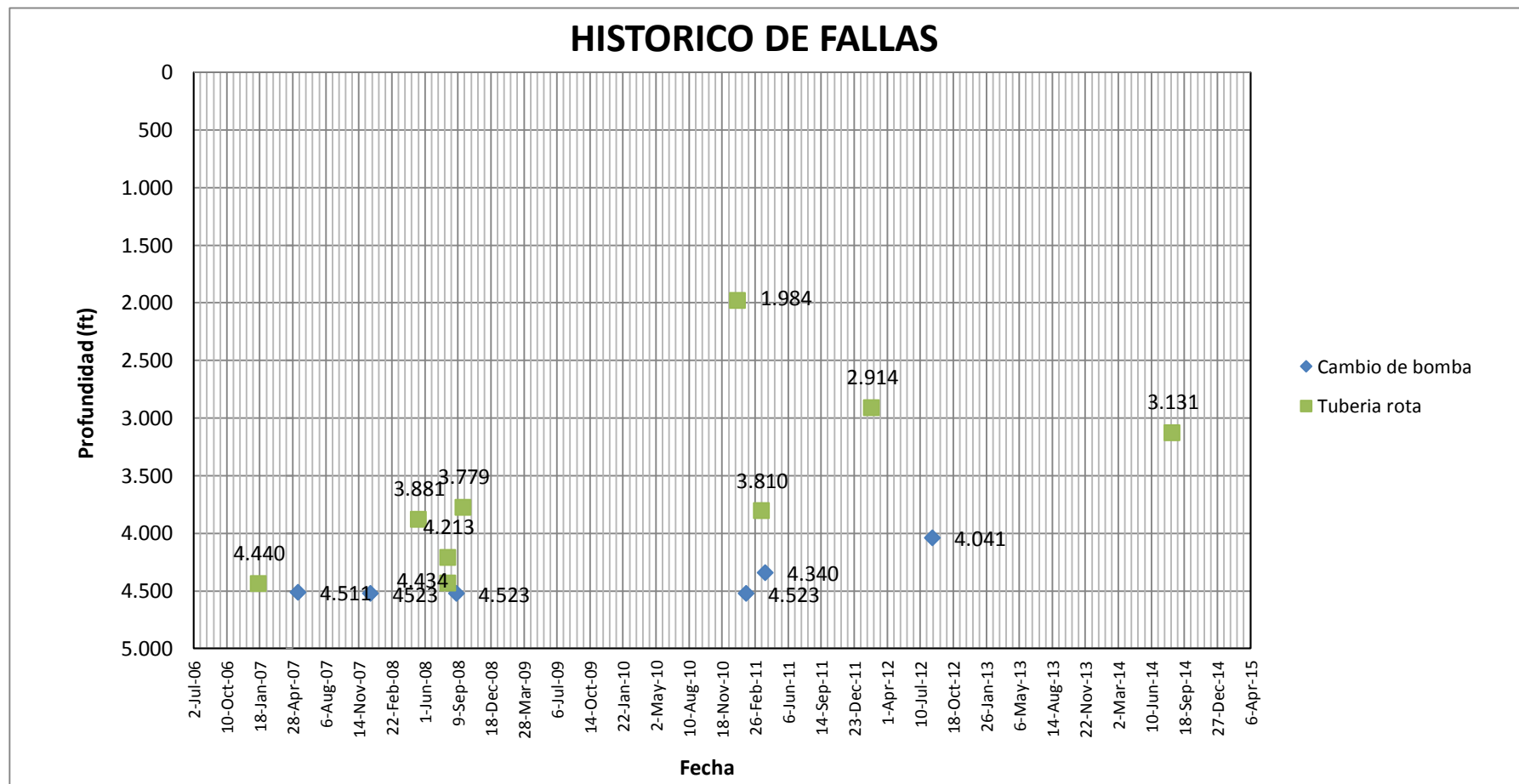
El pozo VEL-03 posee un potencial de producción de **54 (BOPD)**, se ha caracterizado por tener un **Run Life Histórico de Falla de 310 (días)** y la cantidad de servicios a pozo por año es de **1,2**, para este pozo en particular se recopilaron los datos históricos de falla que se han registraron en el pozo desde el año 2007, año a partir del cual se han incrementado la frecuencia de fallas en el mismo, la información compilada dentro del análisis de fallas realizado a este pozo en particular obtuvo los siguientes resultados.

#### 5.2.3.1 Antecedentes de Fallas

Tabla 9. Historial de Fallas VEL-03

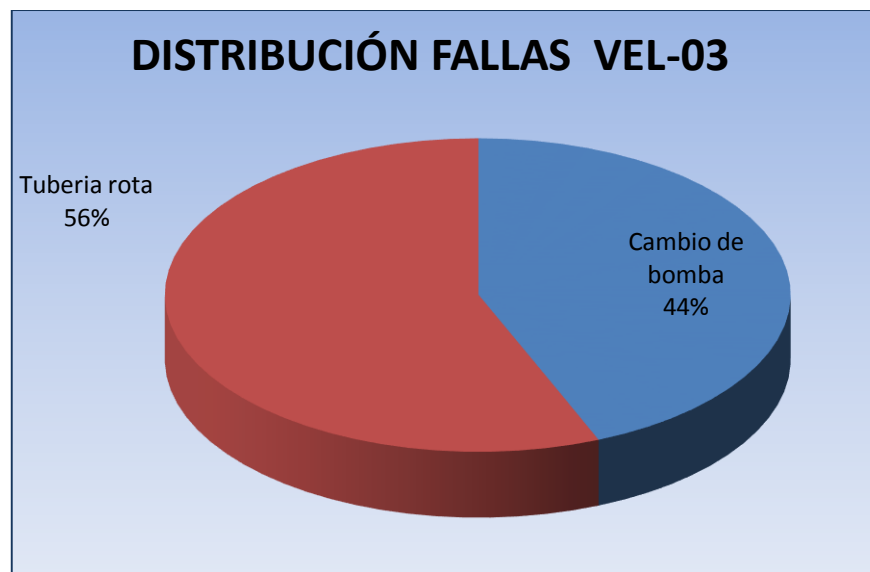
Fecha	Sistema	RIG	Motivo de servicio	Clase de servicio	Profundidad
16-Jan-07	BM	W-2	Tubería rota	Mantenimiento	4.440
14-May-07	BM	W-2	Cambio de bomba	Mantenimiento	4.511
20-Dec-07	BM	W-2	Cambio de bomba	Mantenimiento	4523
15-May-08	BM	W-2	Tubería rota	Mantenimiento	3.881
12-Aug-08	BM	W-2	Tubería rota	Mantenimiento	4.213
12-Aug-08	BM	W-2	Tubería rota	Mantenimiento	4.434
5-Sep-08	BM	W-2	Cambio de bomba	Mantenimiento	4.523
27-Sep-08	BM	W-2	Tubería rota	Mantenimiento	3.779
6-Jan-11	BM	VEL-01	Tubería rota	Mantenimiento	1.984
30-Jan-11	BM	VEL-01	Cambio de bomba	Mantenimiento	4.523
19-Mar-11	BM	VEL-01	Tubería rota	Mantenimiento	3.810
29-Mar-11	BM	VEL-01	Cambio de bomba	Mantenimiento	4.340
16-Feb-12	PCP	VEL-01	Tubería rota	Mantenimiento	2.914
16-Aug-12	PCP	MEC-2	Cambio de bomba	Mantenimiento	4.041
14-Aug-14	PCP	MEC-1	Tubería rota / cambio de bomba	Mantenimiento	3.131

Figura 35. Histórico de Fallas Pozo VEL-03



### 5.2.3.2 Distribución de fallas Pozo VEL-03

Figura 36. Distribución de Fallas Pozo VEL-03



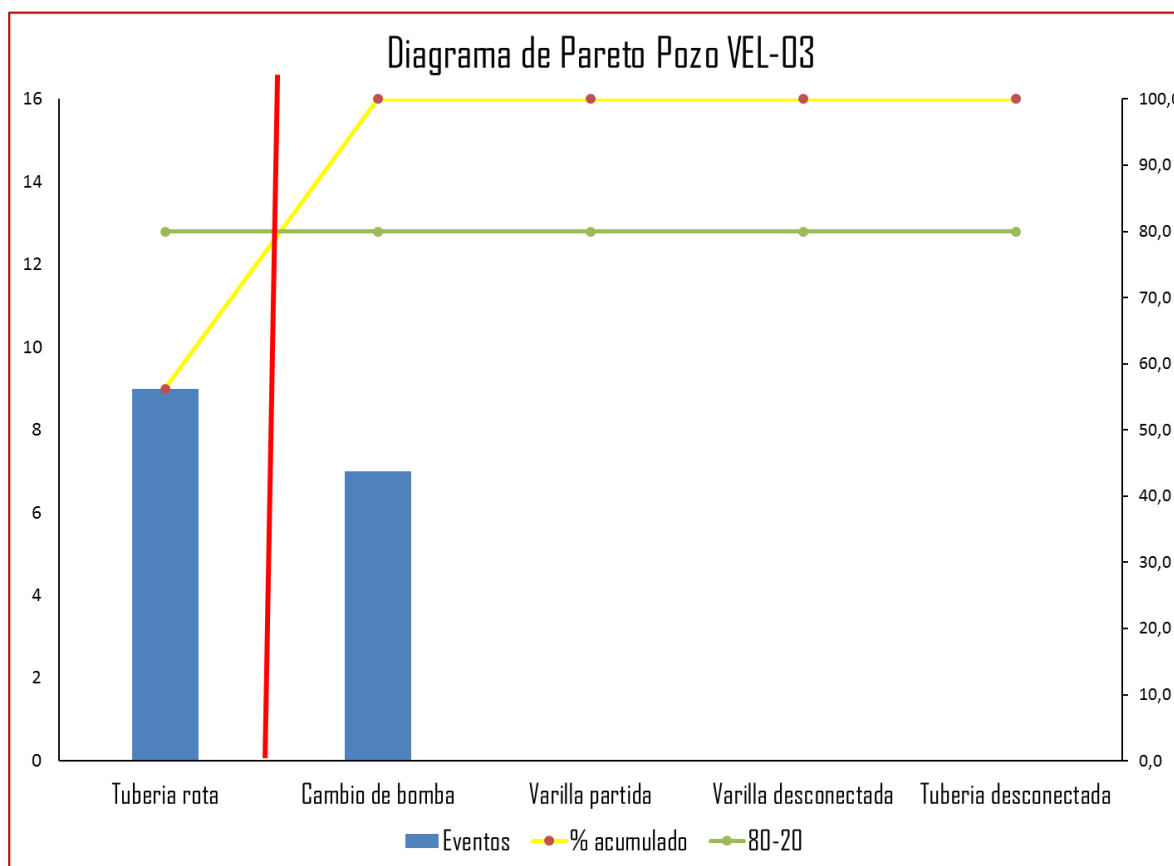
Tipo de Falla	Cant	%
Cambio de bomba	7	43,8
Tubería rota	9	56,3
<b>Total de Fallas</b>	<b>16</b>	

Según la información existente, se pueden clasificar las fallas en el pozo VEL-03 de la siguiente manera:

- Falla principal: tubería rota con un 56,3%.
- Fallas secundarias: varilla partida con un 43,8%.

### 5.2.3.3 Diagrama de Pareto

Figura 37. Identificación del Mal Actor Pozo VEL-03



Tipo de Falla	Eventos	% acumulado	%	80-20
Tubería rota	9	56,3	56,3	80
Cambio de bomba	7	100,0	43,8	80
Varilla partida	0	100,0	0,0	80
Varilla desconectada	0	100,0	0,0	80
Tubería desconectada	0	100,0	0,0	80
<b>Total de Fallas</b>	<b>16</b>			

### 5.2.3.4 Análisis Alternativas de Solución

En el servicio a pozo VEL-03 realizado fue el 14 de Agosto de 2014, se realizó lo siguiente: Se Implementó el uso de tubería endurecida enduralloy en la zona desde los 3.542 ft hasta los 4042 ft, zona donde se presentaba la mayoría de fallas por tubería debido a tramo difícil.

### 5.2.3.5 Análisis Económico y seguimiento de Alternativas Escogidas

Figura 38. Relación Costo-Beneficio Tub. Enduralloy VEL-03

CONDICION 1. Pozo sin tubería endurecida											
POZO	POTENCIAL (BOPD)	TIPO TUBERIA	OD	PROF TOPE TUBERIA (FT)	PROF BASE TUBERIA (FT)	LONGITUD TUBERIA (FT)	RUN LIFE HISTORICO DE FALLA (DIAS)	CANTIDAD SERVICIOS A POZO POR AÑO	COSTO SERVICIO A POZO POR FALLA (USD)	COSTO DE PRODUCCION DIFERIDA POR FALLA (USD)	COSTO TOTAL DE FALLA POR AÑO (USD)
VEL-03	54	CONVENCIONAL N80	2-7/8"	3.542	4.042	500	310	1.2	32.779	15.120	47.899

CONDICION 2. Pozo con tubería endurecida																
POZO	POTENCIAL (BOPD)	TIPO TUBERIA	OD	PROF TOPE TUBERIA (FT)	PROF BASE TUBERIA (FT)	LONGITUD TUBERIA (FT)	FECHA DE CORRIDA	FECHA ACTUAL	RUN LIFE ACTUAL SIN FALLA (DIAS)	CANTIDAD SERVICIOS A POZO POR AÑO	COSTO SERVICIO A POZO POR FALLA (USD)	COSTO DE PRODUCCION DIFERIDA POR FALLA (USD)	COSTO TOTAL DE FALLA POR AÑO (USD)	COSTO TUBERIA INCLUIDA (USD)	AHORRO PRIMER AÑO(USD)	AHORRO SEGUNDO AÑO(USD)
VEL-03	54	ENDURALLOY .655	2-7/8"	3.542	4.042	500	14-Aug-14	18-Aug-15	363	0	0	0	0	24.111	23.789	47.899

**CONDICION 1. Pozo sin tubería enduralloy**

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Beneficios	0	0	0	0
Costos	47.899	47.899	47.899	47.899
Flujo neto	-47.899	-47.899	-47.899	-47.899

**TASA DE DESCUENTO** 12% Nominal anual

VPBeneficios	-
VPCostos	162.946
<b>R B/C</b>	<b>0,00</b>
<b>VPN</b>	<b>-162.946</b>

**CONDICION 2. Pozo con tubería enduralloy**

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Beneficios	47.899	47.899	47.899	47.899
Costos	56.890	0	0	0
Flujo neto	-8.991	47.899	47.899	47.899

**TASA DE DESCUENTO** 12% Nominal anual

VPBeneficios	162.946
VPCostos	56.890
<b>R B/C</b>	<b>2,86</b>
<b>VPN</b>	<b>106.056</b>

LENGTH OF TUBING (FT)	TUBING COST (USD/FT)	TUBING COST (USD)
500	41,57	20.785
	IVA	3.326
	<b>TOTAL COST</b>	<b>24.111</b>

WELL SERVICES RIG COST (USD)	SERVICES TIME (DAY)	WELL SERVICES RIG COST (USD)
8.000	3	24.000
	IVA	3.840
	<b>TOTAL COST</b>	<b>27.840</b>

## 5.2.4 Análisis Pozo VEL-04

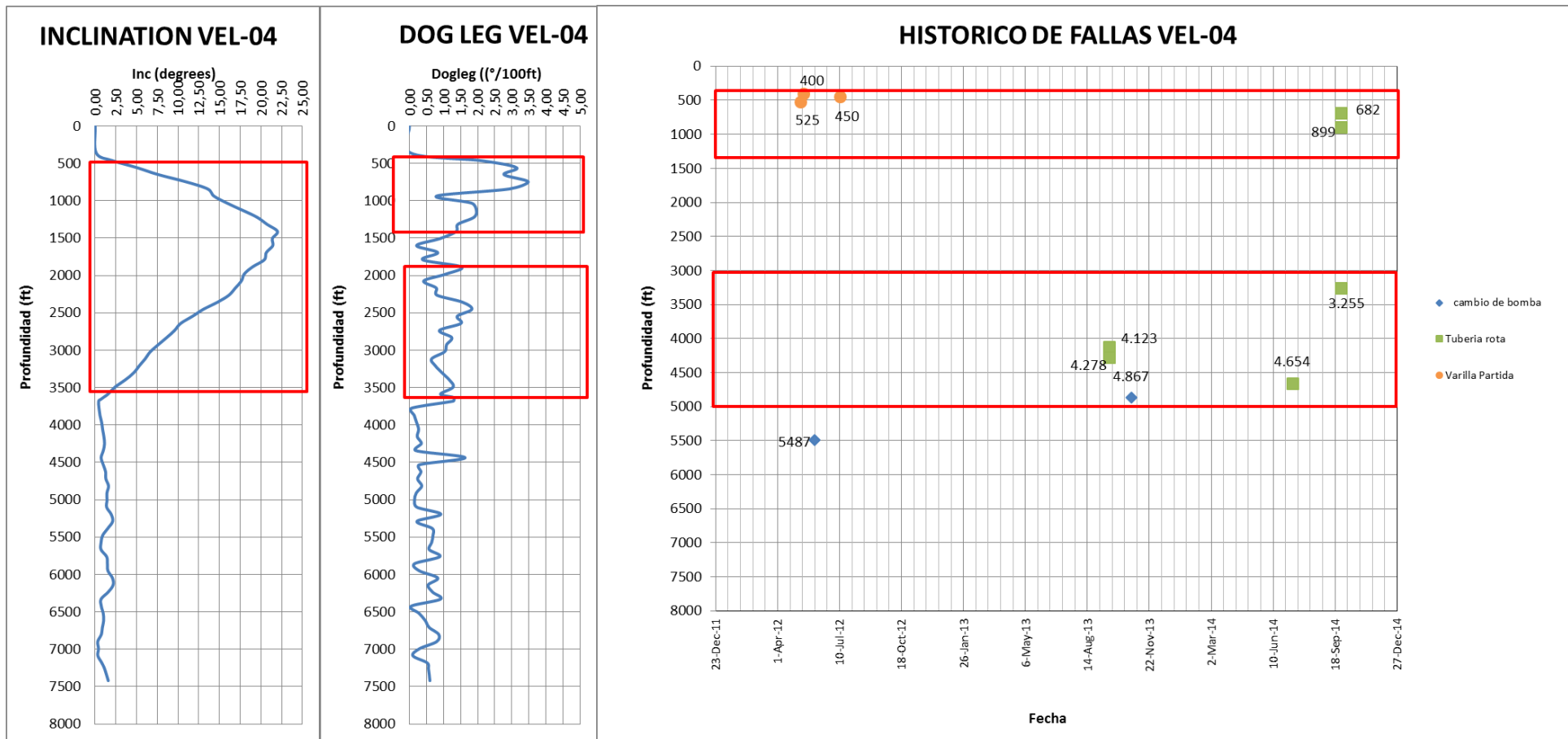
### 5.2.4.1 Antecedentes de Fallas

El pozo VEL-04 posee un potencial de producción de **43 (BOPD)**, se ha caracterizado por tener un **Run Life Histórico de Falla de 310 (días)** y la cantidad de servicios a pozo por año es de **1,2**, para este pozo en particular se recopilaron los datos históricos de falla que se han registraron en el pozo desde el año 2007, año a partir del cual se han incrementado la frecuencia de fallas en el mismo, la información compilada dentro del análisis de fallas realizado a este pozo en particular obtuvo los siguientes resultados.

Tabla 10. Historial de Fallas VEL-04

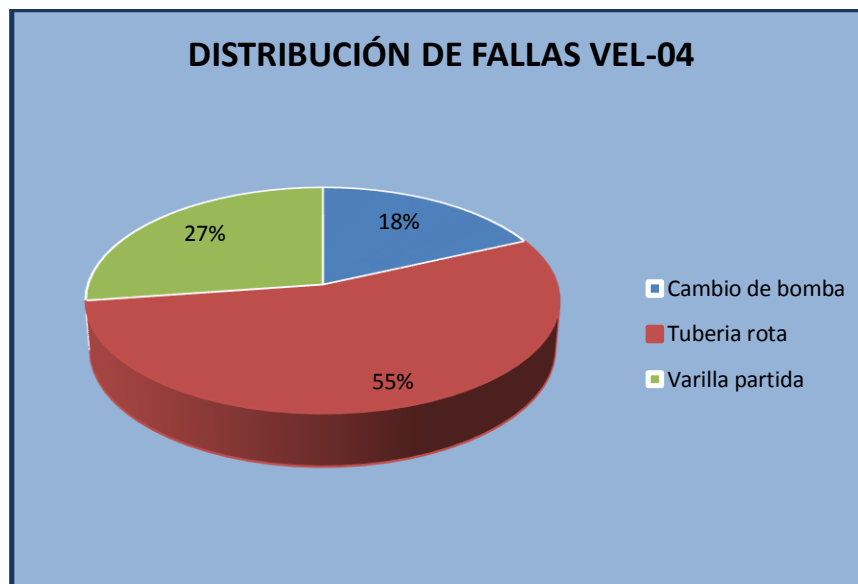
Fecha	Sistema	RIG	Motivo de servicio	Clase de servicio	Profundidad
8-May-12	PCP	VEL-01	Varilla Partida	Mantenimiento	525
13-May-12	PCP	VEL-01	Varilla Partida	Mantenimiento	400
31-May-12	PCP	VEL-01	cambio de bomba	Mantenimiento	5487
11-Jul-12	PCP	VEL-01	Varilla Partida	Mantenimiento	450
18-Sep-13	PCP	VEL-01	Tubería rota	Mantenimiento	4.123
18-Sep-13	PCP	VEL-01	Tubería rota	Mantenimiento	4.278
24-Oct-13	PCP	VEL-01	cambio de bomba	Mantenimiento	4.867
11-Jul-14	PCP	VEL-01	Tubería rota	Mantenimiento	4.654
28-Sep-14	PCP	SIN-917	Tubería rota	Reacondicionamiento	3.255
28-Sep-14	PCP	SIN-917	Tubería rota	Reacondicionamiento	899
28-Sep-14	PCP	SIN-917	Tubería rota	Reacondicionamiento	682

Figura 39. Histórico de Fallas Pozo VEL-04



5.2.4.2 Distribución de fallas Pozo VEL-04

Figura 40. Distribución de Fallas Pozo VEL-04



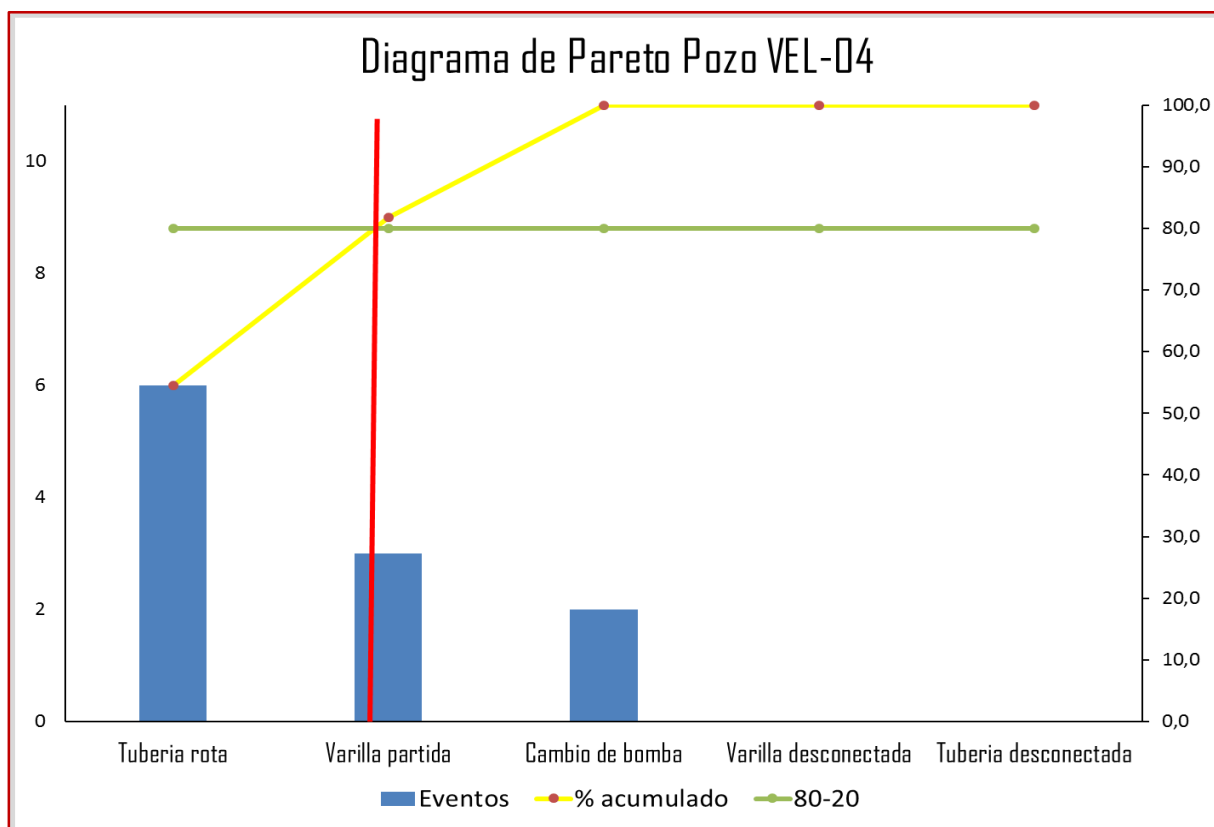
Tipo de Falla	Cant	%
Cambio de bomba	2	18,2
Tubería rota	6	54,5
Varilla partida	3	27,3
<b>Total de Fallas</b>	<b>11</b>	

Según la información existente, se pueden clasificar las fallas en el pozo VEL-04 de la siguiente manera:

- Falla principal: tubería rota con un 55%.
- Fallas secundarias: varilla partida con un 27,3% y Cambio de Bomba con un 18,2%.

### 5.2.4.3 Diagrama de Pareto

Figura 41. Identificación del Mal Actor Pozo VEL-04



Tipo de Falla	Eventos	% acumulado	%	80-20
Tubería rota	6	54,5	54,5	80
Varilla partida	3	81,8	27,3	80
Cambio de bomba	2	100,0	18,2	80
Varilla desconectada	0	100,0	0,0	80
Tubería desconectada	0	100,0	0,0	80
<b>Total de Fallas</b>	<b>11</b>			

### 5.2.4.4 Análisis Alternativas de Solución

En el servicio a pozo VEL-04 realizado fue el 28 de septiembre de 2014, se realizó lo siguiente: Se Implementó el uso de tubería endurecida enduralloy en la zona desde los 3.872 (ft) hasta los 5.147 (ft) zona donde se presentaba la mayoría de fallas por tubería debido a tramo difícil.

### 5.2.4.5 Análisis Económico y seguimiento de Alternativas Escogidas

Figura 42. Relación Costo-Beneficio Tub. Enduralloy VEL-04

CONDICION 1. Pozo sin tubería endurecida											
POZO	POTENCIAL (BOPD)	TIPO TUBERIA	OD	PROF TOPE TUBERIA (FT)	PROF BASE TUBERIA (FT)	LONGITUD TUBERIA (FT)	RUN LIFE HISTORICO DE FALLA (DIAS)	CANTIDAD SERVICIOS A POZO POR AÑO	COSTO SERVICIO A POZO POR FALLA (USD)	COSTO DE PRODUCCION DIFERIDA POR FALLA (USD)	COSTO TOTAL DE FALLA POR AÑO (USD)
VEL-04	43	CONVENCIONAL NSD	3-1/2"	3.872	5.167	1.295	310	1,2	32.779	12.040	44.819

CONDICION 2. Pozo con tubería endurecida																
POZO	POTENCIAL (BOPD)	TIPO TUBERIA	OD	PROF TOPE TUBERIA (FT)	PROF BASE TUBERIA (FT)	LONGITUD TUBERIA (FT)	FECHA DE CORRIDA	FECHA ACTUAL	RUN LIFE ACTUAL SIN FALLA (DIAS)	CANTIDAD SERVICIOS A POZO POR AÑO	COSTO SERVICIO A POZO POR FALLA (USD)	COSTO DE PRODUCCION DIFERIDA POR FALLA (USD)	COSTO TOTAL DE FALLA POR AÑO (USD)	COSTO TUBERIA INCLUIDO IVA (USD)	AHORRO PRIMER AÑO(USD)	AHORRO SEGUNDO AÑO(USD)
VEL-04	43	ENDURALLOY J55	3-1/2"	3.872	5.167	1.295	28-Sep-14	18-Aug-15	324	0	0	0	0	70.393	-25.574	44.819

**CONDICION 1. Pozo sin tubería enduralloy**

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Beneficios	0	0	0	0
Costos	44.819	44.819	44.819	44.819
Flujo neto	-44.819	-44.819	-44.819	-44.819

TASA DE DESCUENTO: 12% Nominal anual

VPBeneficios	-
VPCostos	152.468
R B/C	0,00
VPN	-152.468

**CONDICION 2. Pozo con tubería enduralloy**

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Beneficios	44.819	44.819	44.819	44.819
Costos	103.172	0	0	0
Flujo neto	-58.353	44.819	44.819	44.819

TASA DE DESCUENTO: 12% Nominal anual

VPBeneficios	152.468
VPCostos	103.172
R B/C	1,48
VPN	49.295

ENDURALLOY TUBING COST		
LENGTH OF TUBING (FT)	TUBING COST (USD/FT)	TUBING COST (USD)
1.295	41,57	53.833
	IVA	8.613
	TOTAL COST	62.446

WELL SERVICES RIG COST		
WELL SERVICES RIG COST (USD)	SERVICES TIME (DAY)	WELL SERVICES RIG COST (USD)
8.000	3	24.000
	IVA	3.840
	TOTAL COST	27.840

### 5.2.5 Análisis Pozo VEL-05

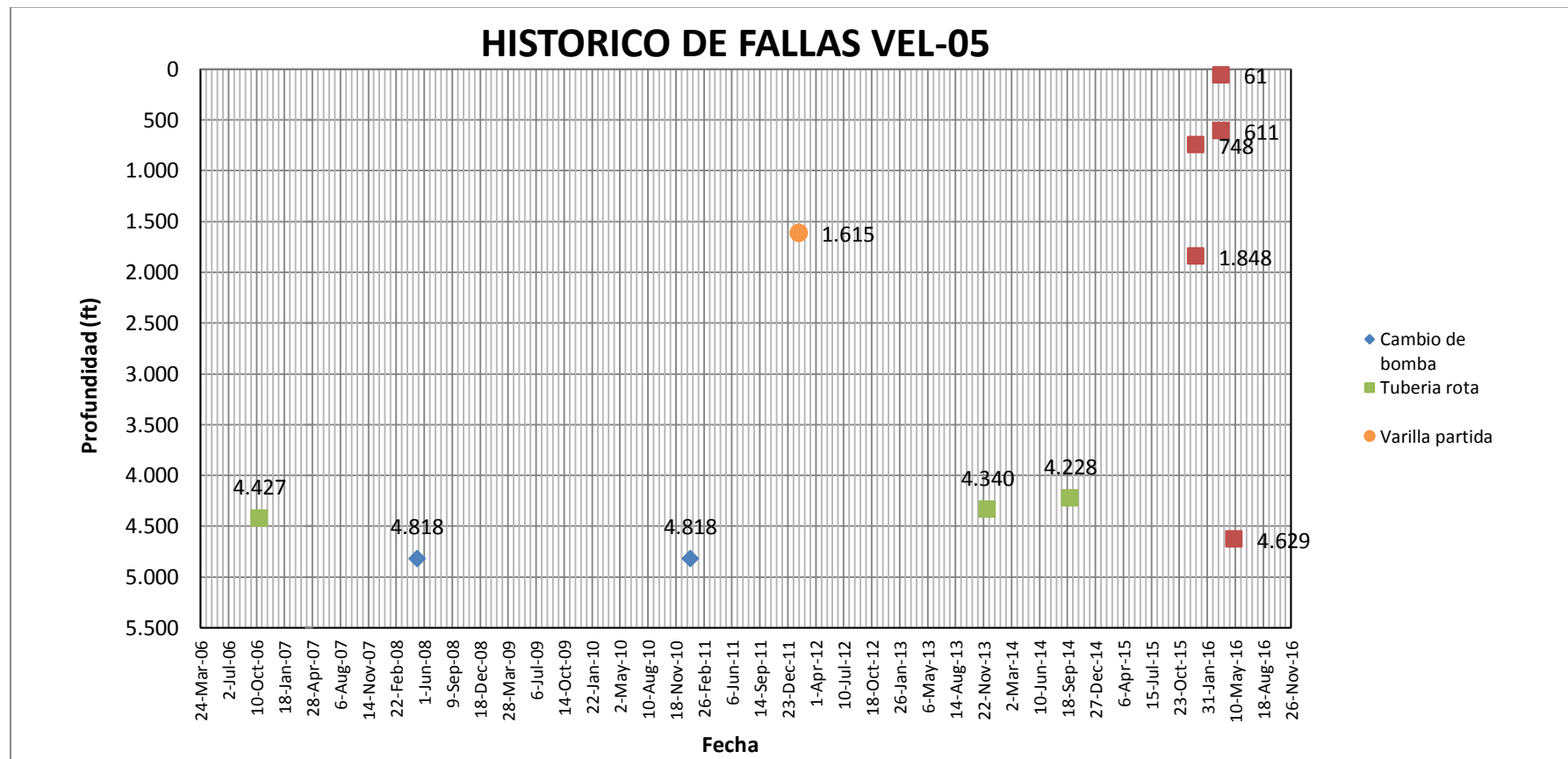
El pozo VEL-04 posee un potencial de producción de **113 (BOPD)**, se ha caracterizado por tener un **Run Life Histórico de Falla de 365 (días)** y la cantidad de servicios a pozo por año es de **1,0**, para este pozo en particular se recopilaron los datos históricos de falla que se han registraron en el pozo desde el año 2007, año a partir del cual se han incrementado la frecuencia de fallas en el mismo, la información compilada dentro del análisis de fallas realizado a este pozo en particular obtuvo los siguientes resultados.

#### 5.2.5.1 Antecedentes de Fallas

Tabla 11. Historial de Fallas VEL-05

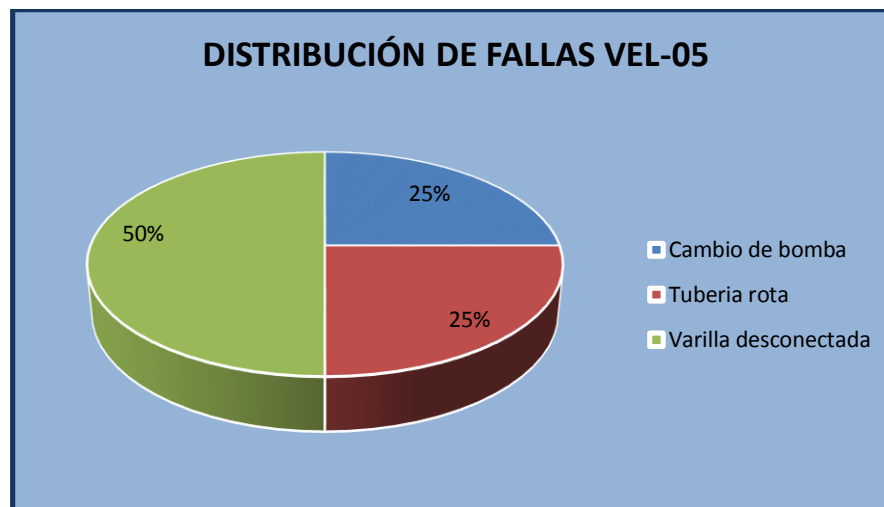
Fecha	Sistema	RIG	Motivo de servicio	Clase de servicio	Profundidad
21-Oct-06	PCP	W-2	Tubería rota	Mantenimiento	4.427
6-May-08	PCP	W-2	Cambio de bomba por run life	Mantenimiento	4.818
8-Jan-11	PCP	VEL-01	Cambio de bomba por run life	Mantenimiento	4.818
1-Feb-12	PCP	VEL-01	Varilla desconectada	Mantenimiento	1.615
6-Dec-13	PCP	VEL-01	Tubería rota	Mantenimiento	4.340
28-Sep-14	PCP	VEL-01	Tubería rota	Mantenimiento	4.228
17-Nov-14	PCP	VEL-01	Cambio de bomba	Mantenimiento	4.887
21-Dec-15	PCP	VEL-01	Varilla desconectada	Mantenimiento	748
21-Dec-15	PCP	VEL-01	Varilla desconectada	Mantenimiento	1.848
21-Mar-16	PCP	VEL-01	Varilla desconectada	Mantenimiento	61
21-Mar-16	PCP	VEL-01	Varilla desconectada	Mantenimiento	611
7-May-16	PCP	VEL-01	Varilla desconectada	Mantenimiento	4.629

Figura 43. Histórico de Fallas Pozo VEL-05.



5.2.5.2 Distribución de fallas Pozo VEL-05

Figura 44. Distribución de Fallas Pozo VEL-05.



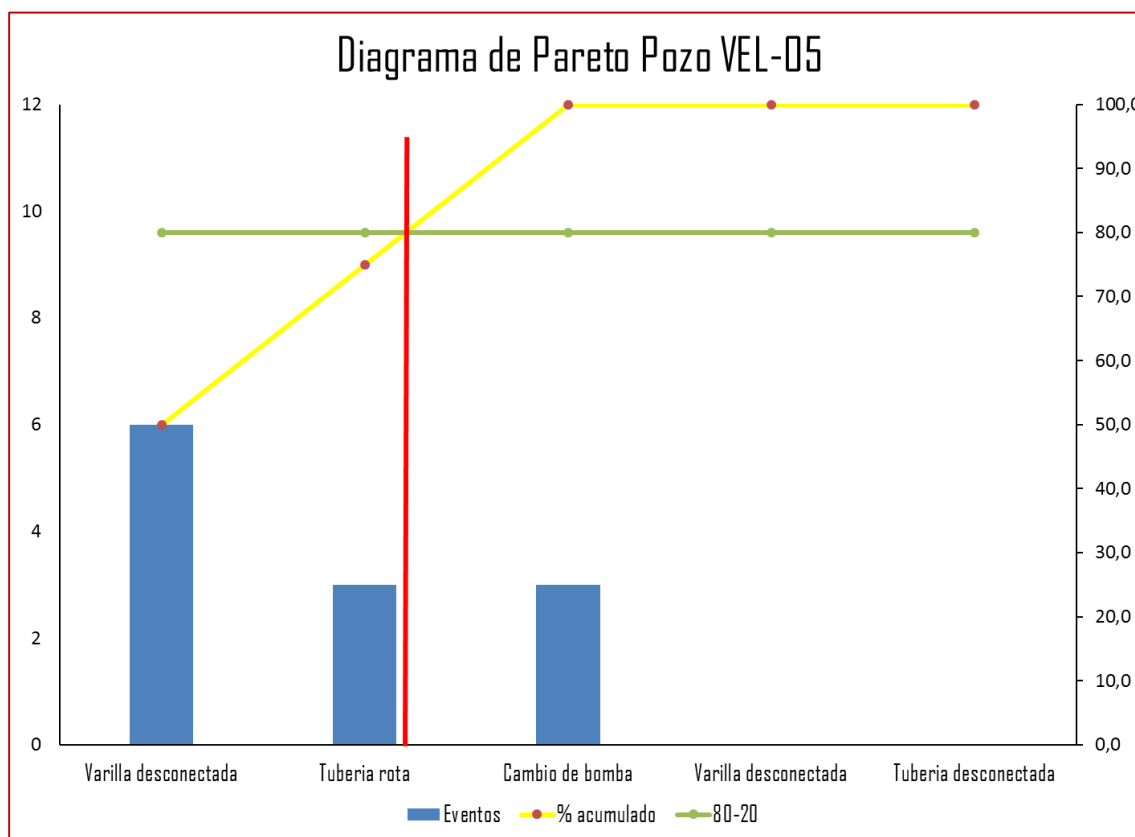
Tipo de Falla	Cant	%
Cambio de bomba	3	25,0
Tubería rota	3	25,0
Varilla desconectada	6	50,0
<b>Total de Fallas</b>	<b>12</b>	

Según la información existente, se pueden clasificar las fallas en el pozo VEL-03 de la siguiente manera:

- Falla principal: Varilla desconectada con un 50.0%.
- Fallas secundarias: Tubería Rota y Cambio de Bomba con un 25% cada

### 5.2.5.3 Diagrama de Pareto

Figura 45. Identificación del Mal Actor Pozo VEL-05



Tipo de Falla	Eventos	% acumulado	%	80-20
Varilla desconectada	6	50,0	50,0	80
Tubería rota	3	75,0	25,0	80
Cambio de bomba	3	100,0	25,0	80
Varilla desconectada	0	100,0	0,0	80
Tubería desconectada	0	100,0	0,0	80
<b>Total de Fallas</b>	<b>12</b>			

### 5.2.5.4 Análisis Alternativas de Solución

En el servicio a pozo VEL-05 realizado fue el 30 de septiembre de 2014, se realizó lo siguiente: Se Implementó el uso de tubería endurecida enduralloy en la zona desde los 3.977 (ft) hasta los 4.845 (ft) zona donde se presentaba la mayoría de fallas por tubería debido a tramo difícil.

### 5.2.5.5 Análisis Económico y seguimiento de Alternativas Escogidas

Figura 46. Relación Costo-Beneficio Tub. Enduralloy VEL-05.

CONDICION 1. Pozo sin tubería endurecida											
POZO	POTENCIAL (BOPD)	TIPO TUBERIA	OD	PROF TOPE TUBERIA (FT)	PROF BASE TUBERIA (FT)	LONGITUD TUBERIA (FT)	RUN LIFE HISTORICO O DE FALLA	CANTIDAD SERVICIOS A POZO POR AÑO	COSTO SERVICIO PRODUCCION POR FALLA (USD)	COSTO DE PRODUCCION POR FALLA (USD)	COSTO TOTAL DE FALLA POR AÑO (USD)
VEL-05	113	CONVENCIONAL N80	3-12"	3.977	4.845	868	365	1.0	27.840	31.640	59.480

*Costo promedio servicio por día \* días promedio de servicio = número de servicios al año*

*potencial \* costo del barril \* (días pozo esperado servicio (4) - días promedio de servicio (3))*

CONDICION 2. Pozo con tubería endurecida																
POZO	POTENCIAL (BOPD)	TIPO TUBERIA	OD	PROF TOPE TUBERIA (FT)	PROF BASE TUBERIA (FT)	LONGITUD TUBERIA (FT)	FECHA DE CORRIDA	FECHA ACTUAL	RUN LIFE ACTUAL SIN FALLA (DIAS)	CANTIDAD SERVICIOS A POZO POR AÑO	COSTO SERVICIO A POZO POR FALLA (USD)	COSTO DE PRODUCCION DIFERIDA POR FALLA (USD)	COSTO TOTAL DE FALLA POR AÑO (USD)	COSTO TUBERIA INCLUIDO IVA (USD)	AHORRO PRIMER AÑO(USD)	AHORRO SEGUNDO AÑO(USD)
VEL-05	113	ENDURALLOY J55	3-12"	3.977	4.845	868	30-Sep-14	18-Aug-15	322	0	0	0	0	47.182	12.298	59.480

CONDICION 1. Pozo sin tubería enduralloy				
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Beneficios	0	0	0	0
Costos	59.480	59.480	59.480	59.480
Flujo neto	-59.480	-59.480	-59.480	-59.480

**TASA DE DESCUENTO** 12% Nominal anual

VPBeneficios	-
VPCostos	202.341
R B/C	0,00
VPN	-202.341

**CONDICION 2. Pozo con tubería enduralloy**

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Beneficios	59.480	59.480	59.480	59.480
Costos	75.022	0	0	0
Flujo neto	-15.542	59.480	59.480	59.480

**TASA DE DESCUENTO** 12% Nominal anual

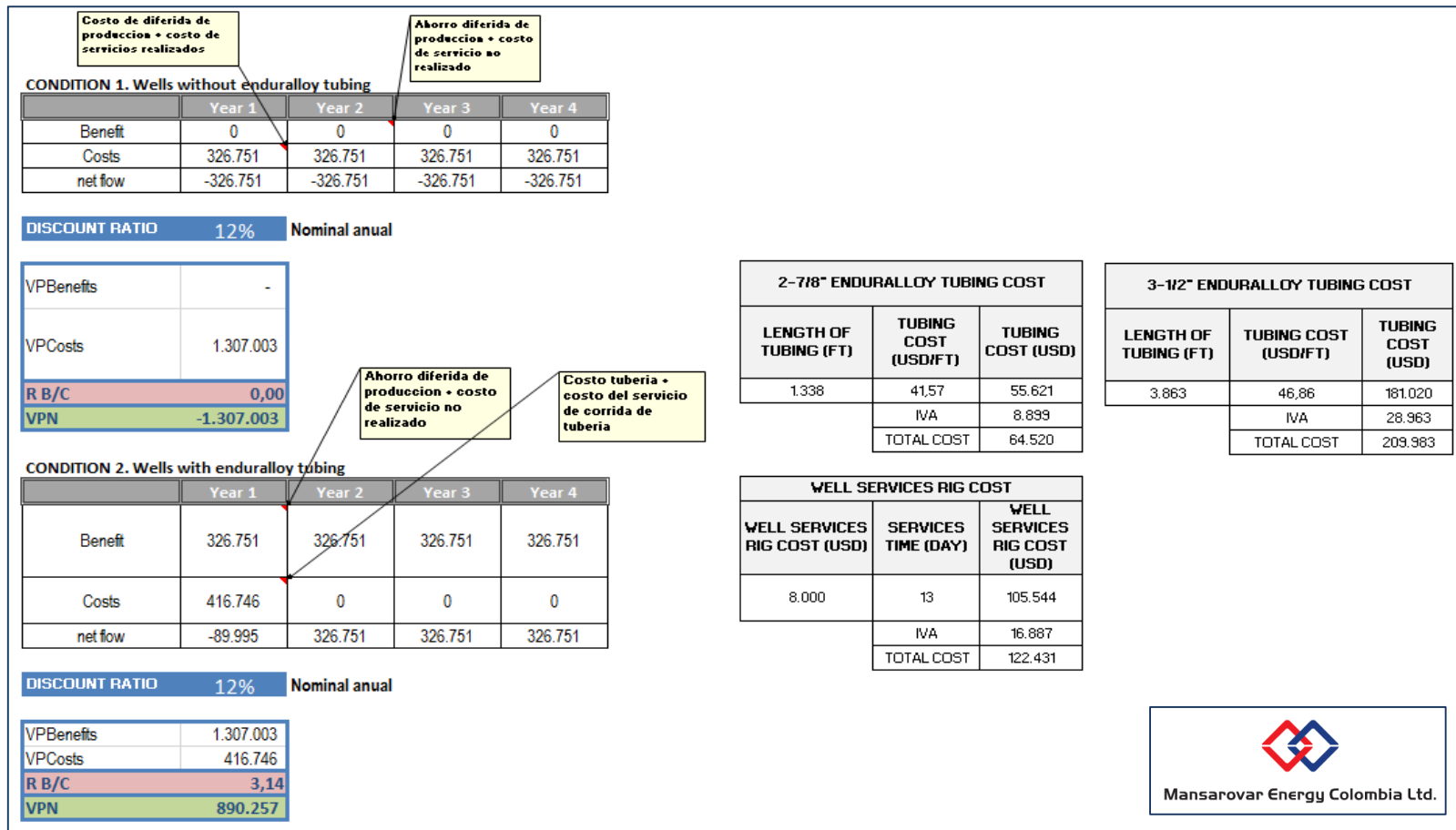
VPBeneficios	202.341
VPCostos	75.022
R B/C	2,70
VPN	127.319

ENDURALLOY TUBING COST		
LENGTH OF TUBING (FT)	TUBING COST (USD/FT)	TUBING COST (USD)
868	41,57	36.083
	IVA	5.773
	TOTAL COST	41.856

WELL SERVICES RIG COST		
WELL SERVICES RIG COST	SERVICES TIME (DAY)	WELL SERVICE S RIG
8.000	3	24.000
	IVA	3.840
	TOTAL COST	27.840

### 5.2.6 Relación Costo-Beneficio Total Tubería Enduralloy Hardness

Figura 47. Relación Costo-Beneficio Total Tub. Enduralloy



### 5.2.7 Relación Total Tubería Enduralloy Hardness requerida en los pozos

ENDURALLOY TUBING PERFORMANCE						
WELL	TUBING TYPE	OD	TOP ENDURALLOY (FT)	BOTTOM ENDURALLOY (FT)	LENGTH TUBING (FT)	CANTIDAD (JTS)
VEL-01	ENDURALLOY J55	3-1/2"	2990	4490	1500	48
VEL-02	ENDURALLOY J55	2-7/8"	2989	3827	838	26
VEL-03	ENDURALLOY J55	2-7/8"	3542	4042	500	17
VEL-04	ENDURALLOY J55	3-1/2"	3872	5167	1295	42
VEL-05	ENDURALLOY J55	3-1/2"	3977	4845	868	28

### 5.2.8 Especificaciones técnicas para compra tubería de producción Enduralloy

El vendedor debe tener en cuenta las siguientes características:

ITEM	ENDURALLOY TUBING	
1	Tubing size	2-7/8 in
	Nominal weight	6.5 lbs/ft
	Grade	J-55
	Wall thickness	0.217 in
	Inside diameter	2.441 in
	Drift diameter	2.347 in
	Coupling	Yes
	Colapse resistance	6,800 psi
	Internal yield pressure	7,260 psi
	API spec	5CT
	Thread	EUE 8RD
	Length	Range 2 between (28 - 32) ft
	Type of coating	internal coating
2	Tubing size	3-1/2 in
	Nominal weight	9.3 lbs/ft
	Grade	J-55
	Wall thickness	0.254 in
	Inside diameter	2.992 in
	Drift diameter	2.867 in
	Coupling	yes
	Colapse resistance	6,560 psi
	Internal yield pressure	6,980 psi
	API spec	5CT
	Thread	EUE 8RD
	Length	Range 2 between (28 - 32) ft
	Type of coating	internal coating

## CONCLUSIONES

La aplicación de la metodología de Análisis de Causa Raíz (RCA), ha permitido identificar con mayor precisión qué tipos de problemas se presentan en cada pozo; aun cuando cada pozo presenta un comportamiento único y se debe estudiar individualmente, se encontraron datos que muestran similitudes en cuanto al tipo principal de falla presentada la cual se da por tubería rota, esto permitió que las acciones de mejora planteadas se unificaran en gran parte.

La comunicación asertiva entre el personal de operación y mantenimiento de Mansarovar Energy Colombia Ltd. permitió fortalecer la identificación y el seguimiento a las fallas detectadas como malos actores, haciendo que el proceso del RCA fuera más eficiente.

El plan seguimiento a las recomendaciones emitidas a partir de la aplicación del (RCA) es muy importante, ya que permite llevar un control adecuado de las recomendaciones y actividades propuestas para la eliminación definitiva de la falla y/o mal actor identificado.

La implementación estratégica de la tubería Enduralloy™ Hardness en los tramos difíciles de los pozos de estudio, ha permitido reducir significativamente el número de fallas asociado a tubería rota, logrando de esta manera, ahorrar en costos de servicios a pozo y disminuyendo la producción diferida al incrementar la vida de la tubería de producción.

## RECOMENDACIONES

Se sugiere llevar la continuidad de la aplicación de la metodología de Análisis de Causa Raíz (RCA) con miras a garantizar un monitoreo constante de los pozos, en búsqueda de una disminución en las fallas presentadas por los mismos. Esto debido a que la metodología RCA es una técnica que bien modelada ayuda a encontrar las causas raíces de los problemas de la industria y componentes de los equipos a partir de su correcta aplicación.

Se recomienda que se lleve un registro gráfico de fallas representativas de cada pozo del campo, además de una caracterización básica del mecanismo de falla. Esta información es valiosa para futuros estudios de reducción de fallas en otros pozos y hay que tener en cuenta que la calidad y disponibilidad de la información es importante en el análisis de causa raíz.

Se recomienda realizar una evaluación técnico-económica con el fin de revisar la posibilidad de incrementar el número de tramos protegidos con tubería Enduralloy, a fin de reducir aún más las fallas por fuga en tuberías de producción desprotegidas de los pozos de estudio, de igual manera se sugiere que esta evaluación se realice a todos los pozos que sean identificados como críticos dentro del campo.

## REFERENCIAS

- AREVALO, H. (2005). *Aplicación de la metodología análisis de causa raíz (ACR) para la reducción de fallas en sistemas de bombeo mecánico en los campos de la superintendencia de mares de Ecopetrol S.A.* . Bucaramanga: Universidad Industrial Santander.
- BUITRAGO, J., & MASIAS, H. (2006). *Análisis técnico y económico de la implementación del sistema de bombeo por cavidades progresivas (BCP) para crudo pesado en campos colombianos.* Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- CALDERON, J., & PRADA, E. (2014). *Manual para la metodología estructurada de Análisis de Causa raíz (RCA) para la solución de problemas.* . Bucaramanga: Universidad Industrial Santander.
- CHACIN, N. (2003). *Bombeo por Cavidades Progresivas.* Venezuela: ESP OIL.
- DIAZ, J., & TASCO, J. (2007). *Aplicación de la Metodología Causa-Raíz (RCA) para la reducción de fallas en las bombas de subsuelo del sistema de bombeo mecánico en pozos críticos del Campo la Cira-Infantas.* Bucaramanga: UIS .
- DITTA, J., & ROJAS, J. (2014). *Aplicación de la metodología análisis de causa raíz para asegurar la disponibilidad del centro de generación eléctrica del proyecto de recuperación secundaria del Campo Yariguí Cantagallo de Ecopetrol.* Bucaramanga: Universidad Industrial Santander.
- ECOPETROL S.A. (1993). *Manual de operaciones y mantenimiento de la Superintendencia de Mares.* El Centro, Santander.
- ECOPETROL S.A., MARTINEZ, A., AFANADOR, C., VILLARREAL, J., & LARA, C. (2003). *Aplicación de la metodología de Análisis de Causa Raíz en la reducción de fallas en sistemas de bombeo mecánico.* Bogotá: ACIPET.

- GARCIA, I. (2005). *El Análisis Causa Raíz, Estrategia de Confiabilidad Operacional*. México: Reliability World Latin América. Obtenido de [www.noria.com/sp/rw2005.asp](http://www.noria.com/sp/rw2005.asp).
- GARCIA, O. (2005). *El análisis Causa Raíz, Estrategía de Confiabilidad Operacional*. Cali: Seminario Internacional de Mantenimiento y Servicios.
- GUERRERO , R. (2010). *Instructivo para el desarrollo de análisis de causa raíz, Superintendencia de operaciones del Río*.
- HERNANDEZ, J., & QUINTERO, J. (2007). *Aplicación de la metodología análisis causa-raíz (acr) para la reducción de fallas en las bombas de subsuelo del sistema de bombeo mecánico en pozos críticos del campo la cira- infantas*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- HIRSCHFELDT, M. (2008). *Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas*. Argentina: OilProduction. Obtenido de [www.oilproduction.net](http://www.oilproduction.net)
- HUERTA, R. (2004). *Confiabilidad Operacional: Técnicas y Herramientas de Aplicación. Seminario Customer Care Datastream*. Bogotá.
- ICP, I. (2005). *Metodología de Análisis de Causa Raíz*. Piedecuesta: Ecopetrol.
- Mansarovar Energy de Colombia LTD. (2005). *Aspectos Geológicos Campo Velasquez*. Santa fé de Bogotá.
- MCNAUGHTON, K. (1999). *The Chemical Engineering Guide to Pumps* . U.S.A: McGraw Hill.
- MURILLO, W. (2003). *Modelo de Confiabilidad basado en Análisis de Fallas*. Bogotá: Congraso Internacional de Mantenimiento ACIEM.
- RAMIREZ, L. (2006). *Tesis 120003*. Bucaramanga: Universidad Industrial Santander.

- RAMIREZ, W., & URREA, R. (2015). *Aplicación de RCA para los pozos de producción de crudo con sistema de bombeo electro-sumergible*. Bucaramanga: UIS.
- RMS S.A. (10 de 06 de 2016). *Soporte Técnico y Consulta*. Obtenido de [www.nms.com.co](http://www.nms.com.co)
- RODRIGUEZ, O. (2010). *Aplicación de la Metodología de Análisis de Causa Raíz de falla a equipos compresores de gas*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- RUBIO, C., & AGUDELO, P. (2008). *Comparative Analysis of Production Method whit PCP Systems at Rubiales Oil Field*, . Bogotá: SPE 114191.
- SOJO B, L. (2004). *El proceso de Análisis Causa-Raíz PROACT: "Metodología & Software*. Caracas: Reliability.
- SOJO, L., & RELIABILITY, C. (2008). *Proceso Análisis de Causa Raiz PROAC. Confiabilidad Industrial Reliability*.
- VERA, M. (2011). *Aplicación de la metodología RCA para la eliminación de un mal actor en equipos críticos de la SOM Ecopetrol S.A*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

## **ANEXO 1 - DEFINICIONES**

Remitirse al documento de Word que se encuentra en la carpeta de anexos de la monografía, para su revisión

[Anexos\Anexo 1 - Definiciones.docx](#)

## **ANEXO 2 - PROBLEMAS OPERACIONALES SISTEMA BCP**

Remitirse al documento que se encuentra en la carpeta de anexos de la monografía, con el fin de facilitar su manejo y análisis

[Anexos\Anexo 2 - Problemas Operacionales del Sistema de Bombeo PCP.docx](#)

## **ANEXO 3 - ESPECIFICACIONES TÉCNICAS TUBERÍA ENDURALLOY HARDNES**

Remitirse al documento de Excel que se encuentra en la carpeta de anexos de la monografía, con el fin de facilitar su manejo y análisis

[Anexos\Anexo 3. Especificaciones técnicas tubería Enduralloy Hardness.docx](#)

## **ANEXO 4- RELACIÓN COSTO-BENEFICIO TUBERÍA ENDURALLOY**

Remitirse al documento de Excel que se encuentra en la carpeta de anexos de la monografía, con el fin de facilitar su manejo y análisis

[Anexos\Anexo 4. Relación Costo-Beneficio Tubería Enduralloy.xlsx](#)