

**PROPUESTA PARA LA ESTANDARIZACION DE LAS UNIDADES DE BOMBEO  
DE LA SUPERINTENDENCIA LA CIRA INFANTAS (SCI) A LA NORMA API  
ESPECIFICACIÓN 11E**

**DAISON DARLWING CASTRO SALAZAR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO – MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
BUCARAMANGA  
2012**

**PROPUESTA PARA LA ESTANDARIZACION DE LAS UNIDADES DE BOMBEO  
DE LA SUPERINTENDENCIA LA CIRA INFANTAS (SCI) A LA NORMA API  
ESPECIFICACIÓN 11E**

**DAISON DARLWING CASTRO SALAZAR**

**Trabajo de Grado para optar al título de  
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO**

**Director**

**ALEXANDER MIGUEL MORA SILVA**

**Ingeniero Mecánico**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO – MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
BUCARAMANGA**

**2012**

## **DEDICATORIA**

A Dios,  
A mis padres, con todo mi amor,  
A mi Esposa e Hija motor de mi existencia,  
A mis hermanos.

## **AGRADECIMIENTOS**

A **Alexander Miguel Mora Silva**, ingeniero mecánico, director del proyecto y amigo, por su respaldo, confianza, disposición y colaboración siempre oportuna a la solución de inquietudes.

Al grupo de **ingenieros de mantenimiento y confiabilidad (IMC)** del Departamento de Mantenimiento de la SCI – ECOPETROL S.A., por su apoyo y atención como facilitadores/colaboradores aportando con las bases de datos y disposición a la solución de dudas.

A mi esposa la Ingeniera **Arelys Rodríguez Acosta** por su apoyo en todas las etapas del desarrollo de este proyecto.

A mis padres y familiares por su constante apoyo.

A todos mis amigos.

## CONTENIDO

	pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>21</b>
<b>1. ECOPETROL S.A.-SUPERINTENDENCIA LA CIRA INFANTAS (SCI)</b>	<b>23</b>
1.1 HISTORIA	23
1.1.1 La Transformación a ECOPETROL S.A.	24
1.1.2 El Regreso De La Cira Infantas	25
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA SUPERINTENDENCIA LA CIRA INFANTAS (SCI)	26
<b>2. POZOS DE LA SUPERINTENDENCIA LA CIRA INFANTAS (SCI)</b>	<b>28</b>
2.1 TIPOS DE UNIDADES DE BOMBEO EN LA CIRA INFANTAS	29
2.1.1 Unidad convencional Clase I	30
2.1.2 Unidades Balanceadas por Aire Clase III	33
2.1.3 Unidad Mark II Clase III	34
2.2 DESIGNACIÓN API DE LAS UNIDADES DE BOMBEO	36
2.3 TIPOS DE UNIDADES DE BOMBEO EN LA SCI	39
2.3.1 Estudio de las Unidades de la SCI	41
<b>3. ANALISIS DE MALOS ACTORES EN LAS UNIDADES DE BOMBEO EN LA SCI</b>	<b>51</b>
3.1 DEFINICION DE FALLA	51
3.2 DEFINICION DE FALLA	52
3.2.1 Problemas Críticos o Esporádicos	52

3.2.2 Problemas Rutinarios	53
3.3 ANALISIS DE PARETO EN BUSCA DE SOLUCIONES AL RCA	54
3.3.1 Historia	54
3.3.2 Como realizar un Diagrama de Pareto	55
3.3.3 Ventajas del Diagrama de Pareto	56
3.3.4 Utilidades del Diagrama de Pareto	57
3.4 ESTUDIO DE LAS UNIDADES DE BOMBEO PRODUCTIVAS DE LA SUPERINTENDENCIA LA CIRA INFANTAS (SCI)	57
3.4.1 Pareto Distribución de Tipos de Unidades de Bombeo Instaladas	58
3.4.2 Pareto Distribución de la Producción por modelos de Unidades de Bombeo Mecánico Instaladas	59
3.5 ESTUDIO DE FALLAS A POZOS ATRIBUIDAS A MANTENIMIENTO DE LA SCI	60
3.5.1 Análisis de las Pérdidas de Producción Asociadas a Mantenimiento Año 2011	60
3.5.2 Pérdidas de Producción Asociadas a Mantenimiento Año 2012	67
3.6 ESTUDIO DE LAS FALLAS EN LAS UNIDADES NO API 11E	71
3.7 CONCLUSION DEL ANALISIS	74
<b>4. ANALISIS DE CICLO DE VIDA</b>	<b>75</b>
4.1 CICLO DE VIDA PARA MANTENIMIENTO	75
4.2 ESTRUCTURA GENERAL DEL CILO DE VIDA	76
4.3 PASOS PARA LA APLICACION DE LA METODOLOGIA ANALISIS DE CICLO DE VIDA	78
4.3.1 Diagnóstico	78
4.3.2 Recolección de datos	78
4.3.3 Análisis Y Modelamiento	79

4.3.4	Reporte Y Toma De Decisiones	79
4.3.5	Evaluación Del Costo Del Ciclo De Vida (LCC)	79
4.4	PRESENTACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS A CONSIDERAR	80
4.4.1	Análisis del Riesgo base	82
4.4.2	Análisis del Riesgo del Proyecto Opción 1	87
4.4.3	Análisis del Riesgo del Proyecto Opción 2	89
4.5	ANALISIS DE LOS RESULTADOS	90
4.5.1	Análisis incremental	90
4.5.2	Análisis del Riesgo	91
4.5.3	Análisis de Beneficio/Costo y Análisis de Sensibilidad	92
4.5.4	Recomendación de la Alternativa más óptima	93
	<b>5. CONCLUSIONES</b>	<b>94</b>
	<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>96</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>97</b>

## LISTA DE FIGURAS

	<b>pág.</b>
Figura 1. Ubicación Geográfica de la Superintendencia La Cira Infantas	27
Figura 2. Histórico de Producción para la SCI	28
Figura 3. Distribución de los sistemas de Levantamiento para la SCI	29
Figura 4. Disposición esquemática de la geometría en una unidad de bombeo convencional, Clase I	30
Figura 5. Unidad de Bombeo Tipo Convencional, Clase I	31
Figura 6. Factores de Torque en la caja reductora en una unidad a de bombeo convencional	31
Figura 7. Disposición esquemática de la geometría en una unidad de bombeo convencional de Geometría Especial	32
Figura 8. Factores de Torque en la caja reductora en una unidad a de bombeo convencional de Geometría Especial	32
Figura 9. Disposición esquemática de la geometría en una unidad de bombeo balanceada por aire	33
Figura 10. Disposición esquemática de la geometría en una unidad de bombeo Mark II	34
Figura 11. Unidad de Bombeo Tipo MARK II, Clase III	35
Figura 12. Factores de torque en la caja reductora en una unidad de bombeo tipo Mark II	35
Figura 13. Designaciones API de las unidades de Bombeo Mecánico. Especificación 11E.	36
Figura 14. Distribución por Familia de Unidades de Bombeo Instaladas SCI	40
Figura 15. Características de las Fallas	52
Figura 16. Características de los Fallos críticos	53

Figura 17. Características de los fallos crónicos	53
Figura 18. Análisis Pareto y clasificación de fallas	54
Figura 19. Ejemplo Diagrama de Pareto	56
Figura 20. Pareto de Cantidad de Equipos Instalados en el Campo SCI	59
Figura 21. Pareto de Distribución de la Producción en las Unidades de Bombeo	60
Figura 22. Distribución de la Diferida respecto a las Áreas de Mantenimiento 2011	61
Figura 23. Distribución de pérdidas de producción por modo de falla, Año 2011	63
Figura 24. Distribución diferida por Causa de Falla de mantenimiento, año 2011	63
Figura 25. Distribución de pérdidas de producción para el Área de Unidades de Bombeo. Año 2011	64
Figura 26. Diferida vs Tipo de Unidad de Bombeo. Año 2011	65
Figura 27. Diferida de Fallas en Chumaceras vs tipo de Unidades de Bombeo. Año 2011	65
Figura 28. Diferida por Fallo estructurales vs tipo de Unidades de Bombeo. Año 2011	66
Figura 29. Diferida por Falla en Pines vs tipo de Unidades de Bombeo. Año 2011	66
Figura 30. Distribución Diferida para mantenimiento. Año 2012	67
Figura 31. Diferida por Modo de Falla de mantenimiento. Año 2012	69
Figura 32. Distribución de la Diferida Sección UB, año 2012	69
Figura 33. Diferida por tipo de unidad en la sección de unidades de bombeo, año 2012	70
Figura 34. Diferida por fallas en pines año 2012 en la Sección U.B, año 2012	70

Figura 35. Distribución las cusas de la Diferida en las Unidades No API, sección Unidades de Bombeo del año 2011	72
Figura 36. Distribución de la Diferida en las Unidades No API, año 2011	73
Figura 37. Falla U.B de las Unidades no API, año 2011	73
Figura 38. Propuestas de Tareas para mitigar las Fallas	74
Figura 39. Flujo de Caja Distribuido ciclo de Vida de un Activo	77
Figura 40. Costos del Ciclo de Vida en Bloques	77
Figura 41. Resumen del Riesgo Base	86
Figura 42. Resultados del Riesgo del Proyecto de la Opción 1	88
Figura 43. Resultados del Riesgo del Proyecto de la Opción 2	89
Figura 44. Análisis Incremental Riesgo del Proyecto vs Riesgo Base de la Opción 1	90
Figura 45. Análisis Incremental Riesgo del Proyecto vs Riesgo Base de la Opción 2	91

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Sistemas de Levantamiento para el Campo La Cira Infantas	29
Tabla 2. Designaciones API, para las Unidades de Bombeo	37
Tabla 3. Familia y Tipo de Unidades en la SCI	40
Tabla 4. Equivalencia de las Unidades API con las Unidades de Bombeo Antiguas Instaladas en la SCI	42
Tabla 5. Familia y Tipo de Unidades en la SCI	43
Tabla 6. Listado de pozos de la SCI que no cumplen con la designación API 11E	44
Tabla 7. Tipos de Unidades Representativas Instaladas en la SCI	58
Tabla 8. Aporte de Producción por tipo de Unidad Instaladas en la SCI	59
Tabla 9. Pérdidas de Producción por Mantenimiento 2011	61
Tabla 10. Causa de Falla y Modo de Falla para Perdidas de Producción. ISO 14224	62
Tabla 11. Diferida Mensual por sección de Mantenimiento, Año 2012	68
Tabla 12. Diferida por Modo de Falla de Mantenimiento, Año 2012	69
Tabla 13. Diferida Unidades API, Año 2011	71
Tabla 14. Diferida por Secciones, de las Unidades API, Año 2011	71
Tabla 15. Propuestas para el Departamento de Mantenimiento de la SCI	80
Tabla 16. Aspectos a Evaluar en Riesgo Base	81
Tabla 17. Aspectos a Evaluar con Proyecto	81
Tabla 18. Costo de la Disponibilidad y Confiabilidad en el Riesgo Base	83
Tabla 19. Costos de Mantenimiento Asociados a Unidades de Bombeo. Año 2011	84
Tabla 20. Costos de Mantenimiento Asociados a Unidades de Bombeo.	84

Año 2012

Tabla 21. Formato de Área contaminadas y Descontaminadas, Año 2011 85

Tabla 22. Repuestos Usados en la Reparación de 1 Unidad de Bombeo TC-3-22. 87

Tabla 23. Costos Reparación y Montaje de la Unidad TC-3-22 88

Tabla 24. Análisis incremental Riesgo 91

Tabla 25. Análisis de sensibilidad. 92

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pag</b>
Anexo A. Modos y Causas de Falla en la SCI, ISO 14224.	98
Anexo B. Análisis de Modos y Efectos de la Falla en Unidades de Bombeo.	101

## GLOSARIO

**AMEF o FMEA:** Análisis Modo y Efecto de Fallas.

**ANÁLISIS DE FALLA:** Procedimiento de Ingeniería de Mantenimiento y Confiabilidad encargado de detectar y corregir las causas raíz de falla de componentes de unidades productivas, antes de su periodo de envejecimiento natural, en un orden de prioridades gobernado por su impacto para el cumplimiento de los objetivos del negocio.

**ANÁLISIS PARETO:** técnica para clasificar las fallas crónicas o recurrentes de acuerdo a su impacto y/o costo relativo. El Análisis Pareto nos permite evaluar las fallas a las que es necesario o recomendable realizarles un RCA logrando un retorno más rápido del tiempo y dinero invertido.

**API 11E:** Norma (American Petroleum Institute) que detalla las especificaciones de las Unidades de Bombeo Mecánico.

**CAPEX:** Los costos de capital (CAPital EXpenditures) se refieren al costo de desarrollar o proporcionar no consumibles para un producto o sistema; son los costos de las inversiones iniciales de los activos.

**CAUSA RAÍZ:** Es la causa primaria que origina la ocurrencia de una falla.

**CONFIABILIDAD:** Capacidad de un componente de ejecutar una función requerida bajo condiciones definidas para un periodo de tiempo determinado. Probabilidad de que un componente no falle dentro de un periodo de tiempo determinado.

**COSTO DEL CICLO DE VIDA (LCC):** Se refiere a todos los costos asociados con el producto o sistema como está participando durante el ciclo de vida definido.

**CRITICIDAD:** Es una medida de las consecuencias de un modo de falla particular de un equipo y su frecuencia de ocurrencia.

**DISPONIBILIDAD:** Probabilidad de que un sistema o equipo se encuentre operacional cuando se requiere que ejecute la función para la cual fue diseñado.

**FALLA:** Inhabilidad o incapacidad de un componente para desarrollar la función para la cual fue diseñado de manera confiable, económica y segura. Desde el punto de vista de mantenimiento cuando un equipo, sistema o componente se detiene o debe detenerse por una condición técnica no prevista.

**GRM:** Gerencia Regional Magdalena Medio

**PROBLEMA CRITICO:** Una desviación de la operación regular.

**RCA:** el RCA (Root Cause Analysis por sus siglas en inglés también es conocido como Root Cause Failure Analysis-**RCFA**) o Análisis de Causa Raíz es un riguroso método o técnica de análisis y solución de problemas mediante el análisis de eventos, bajando hasta sus causas raíz latentes, es decir, las deficiencias en los sistemas administrativos y normas culturales que permiten que un evento ocurra. Permite eliminar las causas en lugar de corregir los síntomas.

**RCM:** (Reliability Maintenance centered por sus siglas en ingles) Proceso de análisis utilizado para determinar los requerimientos operativos y de mantenimiento de cualquier equipo, para asegurar que continúe haciendo lo que los usuarios desean que haga dentro de su contexto operativo. Metodología utilizada para definir un programa de mantenimiento considerando la confiabilidad como una entrada para el proceso de toma de decisiones.

**SCI:** Superintendencia La Cira Infantas.

**UNIDAD DE BOMBEO MECÁNICO:** Maquina encargada en la extracción del crudo del yacimiento petrolero, más conocida como machín.

**VPN:** Valor Presente Neto, es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado números de flujos de caja futuros del proyecto, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el Valor Presente Neto del Proyecto.

## RESUMEN

### TÍTULO:

**PROPUESTA PARA LA ESTANDARIZACION DE LAS UNIDADES DE BOMBEO DE LA SUPERINTENDENCIA LA CIRA INFANTAS (SCI) A LA NORMA API ESPECIFICACIÓN 11E.\***

### AUTOR:

Daison Darlwing Castro Salazar. \*\*

### PALABRAS CLAVES:

Causa Raíz, Ciclo de Vida, ISO 14224, VPN

### DESCRIPCIÓN:

Esta monografía estudia los diferentes tipos de designaciones que tienen las Unidades de Bombeo Mecánico en la especificación 11E de la Norma API, identificando equipos que están alejados de esta norma, estudiando sus malos actores y proponiendo su reemplazo.

La norma ISO 14224 brinda una base para la recolección de datos de Confiabilidad y Mantenimiento en el área de petróleo y gas, con criterios de extenderse a otras actividades. Si bien esta norma está orientada al registro de fallas, es de gran aplicación es la presente monografía ya que permite definir la calificación de la Falla, partiendo desde el Modo de la Falla hasta el detalle de la Causa de la Falla y el componente que provoca el evento, eliminando así la causa raíz que la provoca.

Por último se detalla los pasos para la implementación de análisis de Ciclo de Vida siguiendo los lineamientos de la norma ISO 15663 y las políticas internas de Ecopetrol S.A. como técnica del mantenimiento proactiva del grupo de mantenimiento de la Superintendencia La Cira Infantas (SCI) que permitirá analizar los Valores Presentes Netos (VPN) para definir la mejor alternativa entre la reparación o la reposición de Unidades de Bombeo que se encuentran fuera de norma API especificación 11E.

---

\* Trabajo de grado.

\*\* Facultad de Ciencias Físico-Mecánicas, Especialización en Gerencia de Mantenimiento. Director Ing. Alexander Miguel Mora Silva

## SUMMARY

**TITLE:**

**PROPOSED FOR STANDARDIZATION OF PUMPING UNITS THE SUPERINTENDENT INFANTAS CIRA (SCI) WITH API 11E SPECIFICATION\***

**AUTHORS:**

Daison Darlwing Castro Salazar. \*\*

**KEY WORDS:**

Root Cause, Life Cycle, ISO 14224, VPN

**DESCRIPTION:**

This paper studies the different types of designations that have mechanical pumping units in the specification of the standard API 11E, identifying teams who are far from this standard, studying their bad actors and proposing replacement.

ISO 14224 provides a basis for data collection Reliability and Maintenance in the area of oil and gas, with criteria extended to other activities. While this standard is oriented fault log is great application is this paper and for defining the status of the fault, starting from the mode of failure to detail the cause of the failure and the resulting component the event, eliminating the root cause that caused it.

Finally detailed steps for implementing lifecycle analysis following the guidelines of ISO 15663 and internal policies of Ecopetrol SA proactive maintenance and technical maintenance group of the La Cira Infantas Superintendence (SCI) that will analyze the net present values (NPV) to determine the best alternative among the repair or replacement of pumping units that are outside of API 11E specification.

---

\* Monography.

\*\* Physical-Mechanical Sciences Faculty, Specializing in maintenance management, Eng. Alexander Miguel Mora

## INTRODUCCIÓN

El pilar de la cadena de producción son las Unidades de Bombeo Mecánico, este por ser un equipo de trabajo pesado en muchas ocasiones se deja a un lado cuando se trata de técnicas del mantenimiento proactivo. La Superintendencia La Cira Infantas haciéndose a un lado del tradicionalismo permite realizar el Análisis del ciclo de vida a las unidades de bombeo del proyecto de la Cira Infantas, garantizando así el sello de ECOPETROL S.A. (Barriles Limpios) que permita definir si invierte en la reposición de equipos o si en la reparación total del mismo.

El proyecto se baso fundamentalmente en la toma y recolección de datos de costos, bitácoras, libros y de la experiencia de los expertos en los temas relacionados, permitiendo el intercambio de los mismos en las reuniones efectuadas con el grupo ingenieros de mantenimiento y confiabilidad (IMC) de la SCI de ECOPETROL S.A el cual permitió realizar análisis de toda la información suministrada para la monografía.

El capítulo 1 tiene como fin ilustrar el campo de acción del proyecto de la Superintendencia La Cira Infantas (SCI).

En el capítulo 2, realiza el análisis de las unidades de bombeo en el enfoque de la norma API especificación 11E.

El capítulo 3 muestra la descripción del análisis de los malos actores, presentando la metodología usada “análisis de paretos” para establecer los modos y causa de falla de las unidades de bombeo que no cumplen con el requerimiento API.

Finalmente, el capítulo 4 muestra el análisis del costo de Ciclo de Vida realizado entre la reparación o reposición de las unidades de bombeo que no cumplen con las especificaciones API y han recurrido en fallas recurrentes en los últimos 2 años.

## **1. ECOPETROL S.A.-SUPERINTENDENCIA LA CIRA INFANTAS (SCI)**

ECOPETROL S.A. es una Sociedad de Economía Mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con lo establecido en la Ley 1118 de 2006, regida por los Estatutos Sociales que se encuentran contenidos de manera integral en la Escritura Pública No. 5314 del 14 de diciembre de 2007, otorgada en la Notaría Segunda del Círculo Notarial de Bogotá D.C. La Superintendencia La Cira Infantas (SCI) es un campo de producción de la Gerencia Regional Magdalena Medio de ECOPETROL S.A. que actualmente cuenta con una producción de 36.000 Barriles de Crudo Promedio al día.

### **1.1 HISTORIA.**

El origen de esta gran empresa nacional (ECOPETROL S.A.) data de la época de la conquista cuando la maltrecha expedición de Gonzalo Jiménez de Quesada descubre en el año de 1536, en la influencia de los ríos Oponcito y la Colorada las fuentes de petróleo que en memoria de las recién nacidas hijas del rey de España, los conquistadores bautizaron con el nombre de “Infantas”.

La explotación comercial de estos yacimientos ubicados en el Departamento de Santander se comenzó en junio de 1916, aunque posteriormente se fijó el 25 de agosto de 1921 como la fecha oficial de dicha construcción por traspaso que se había hecho en la Tropical Oil Company.

De esta forma en los terrenos de lo que es hoy la Gerencia Regional del Magdalena Medio, nació la Industria Petrolera Colombiana. Fue en el pozo Infantas 2 donde el 29 de abril de 1918, manó petróleo colombiano por primera

vez con base en la Concesión De Mares que data del año 1905. En este mismo año fue firmada la concesión Barco en los terrenos de Catatumbo (Norte de Santander), donde la producción se inició en firme en el año de 1920. Casabe (Antioquia) y Cantagallo (Bolívar), comenzaron a operar en 1941 y 1942 respectivamente y en 1962 inicia su producción el campo de Provincia de Sabana de Torres (Santander).

El 25 de agosto de 1951, en la sede del Club internacional de El Centro (Santander) se firmó la reversión De Mares por medio del cual los derechos de la concesión del mismo nombre revirtieron al estado colombiano y sus bienes y operaciones pasaron a ser manejadas directamente por la recién formada Empresa Colombiana de Petr6leos.

ECOPETROL fue creada por la ley 15 de 1948 y organizada por el decreto N° 30 de 1951, como una Empresa Industrial y Comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía. Sus estatutos est1n contenidos en el decreto 062 de enero 20 de 1970.

Despu6s de este hecho hist6rico y de manera paulatina los dem1s campos continuaron estos procesos de reversi3n para llegar a manos de la estatal petrolera: Cantagallo en 1974, Casabe y Tibú en 1975, Cicuco en 1976 y Provincia y Rí0 Zulia en la 6poca de los 90.

### **1.1.1 La Transformaci3n a ECOPETROL S.A.<sup>1</sup>**

Despu6s de 52 ańos de existencia como una empresa industrial y comercial del Estado, el Gobierno nacional trasform3 la Empresa Colombiana de Petr6leos como ECOPETROL S.A., creando una sociedad p6blica por acciones, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, seg6n el Decreto 1760 del ańo 2003.

---

<sup>1</sup> ECOPETROL S.A Prospecto de Informaci3n de Acciones, Bogot1 2007 p.83

El papel que jugaba ECOPETROL S.A., como administrador de las reservas de petróleo y gas del país pasó a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), otro ente que se creó con el decreto 1760 y que dejó en manos de ANH y el Ministerio de Minas y Energía el manejo de política petrolera en Colombia. Ahora será la ANH la que se encargue de administrar los recursos petroleros de propiedad de la nación y contratar con terceros la exploración y explotación de estos recursos.

*ECOPETROL S.A. por su parte, tendrá que acudir ante la ANH, como cualquier compañía petrolera, para solicitar bloques para exploración o explotación y deberá competir con los socios privados en igualdad de condiciones.*

### **1.1.2 El Regreso De La Cira Infantas<sup>2</sup>**

*La Cira Infantas es el modelo de optimización de campos maduros Colombia, el cual es uno de los tres hallazgos más importantes en la historia nacional, ubicado en el Magdalena Medio y con una producción acumulada cercana a los 800 millones de barriles desde su descubrimiento, en los albores del siglo XX.*

*El campo se caracteriza por tener las mayores reservas de petróleo “in situ” de Colombia, estimadas en 3.500 millones de barriles. Sin embargo, su factor de recobro a lo largo de casi un siglo de producción es de aproximadamente 20%. Es decir, de cada diez barriles que existen en el subsuelo, sólo dos se podrían extraer.*

*ECOPETROL S.A. reconoció que para darle una nueva vida a La Cira-Infantas era necesario adelantar cuantiosas inversiones para la incorporación de tecnologías que permitieran aumentar su factor de recobro y acometer en paralelo actividades exploratorias en áreas aledañas. Es decir, la idea es aprovechar más lo que ya se*

---

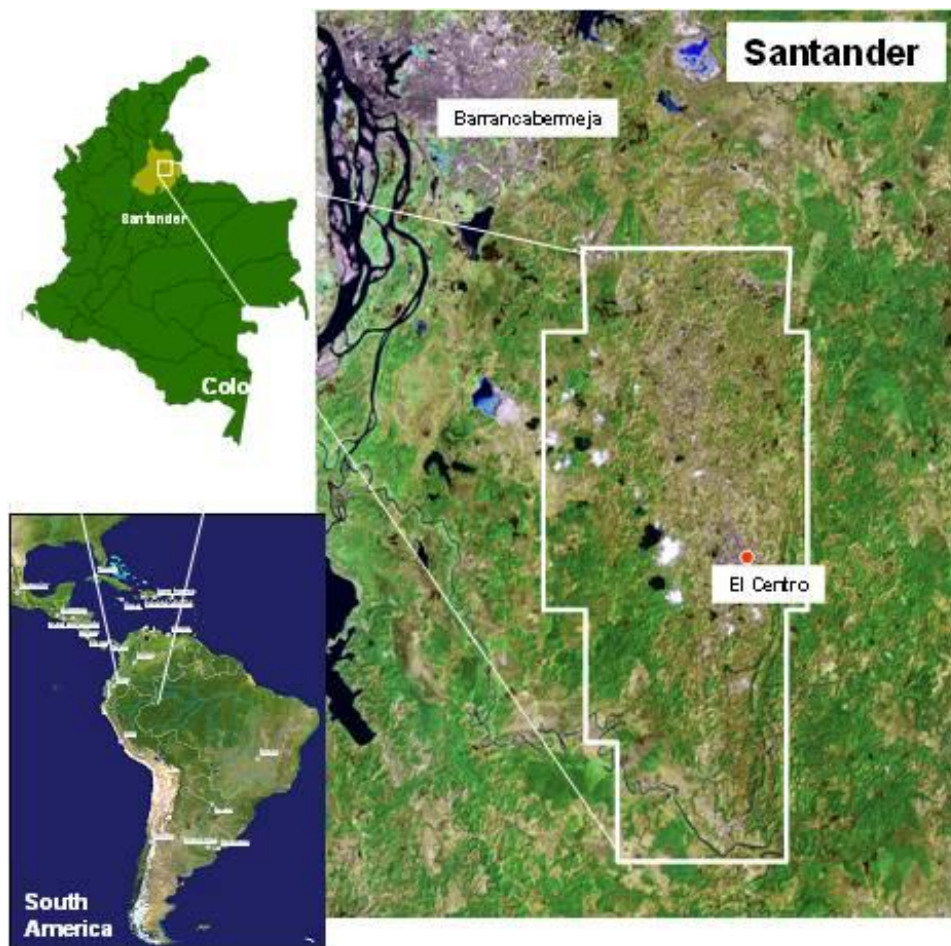
<sup>2</sup> ECOPETROL. Carta Petrolera, edición 108. 2003

*tiene en el subsuelo y, además, buscar nuevas reservas en los alrededores. Con el fin de adelantar este proceso, Ecopetrol invitó en julio de 2003 a un grupo de compañías de alto perfil y con reconocida experiencia mundial en este tipo de proyectos. Entre las ocho firmas invitadas estaban BP, Total, Chevron-Texaco, Nexen, China National Oil Corporation y Occidental de Colombia. Esta última empresa fue la seleccionada para suscribir un acuerdo de intención con el objetivo de analizar conjuntamente la viabilidad técnica y comercial de estructurar un proyecto de aplicación tecnológica y recobro incremental en el campo. Con el estudio se decidirá si el proyecto es viable y, en caso de serlo, la forma en que se llevará a cabo.*

## **1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA SUPERINTENDENCIA LA CIRA INFANTAS (SCI)**

En la Figura 1 se puede evidenciar la posición geográfica del Campo La Cira Infantas, el cual está ubicado a 22 Kilómetros al Sur Este de Barrancabermeja, tiene un área de 160 Kilómetros Cuadrados, consta de 31 Veredas, 3984 viviendas (dato del 2011 Incremento del 30% respecto al 2008), actualmente viven 3.361 familias con 14.000 personas y que tiene una producción diaria Promedio de 36.000 Barriles, tiene aproximadamente 1.500 km de Vías, el crudo extraído tiene Arena y alto corte de agua (Recobro secundario por Inyección de Agua) y que usa los sistemas de levantamiento artificial como Unidades de Bombeo Mecánico, Bombas de Cavidades Progresivas (PCP, por sus siglas en Ingles Progressing Cavity Pumping).

Figura 1. Ubicación Geográfica de la Superintendencia La Cira Infantas.

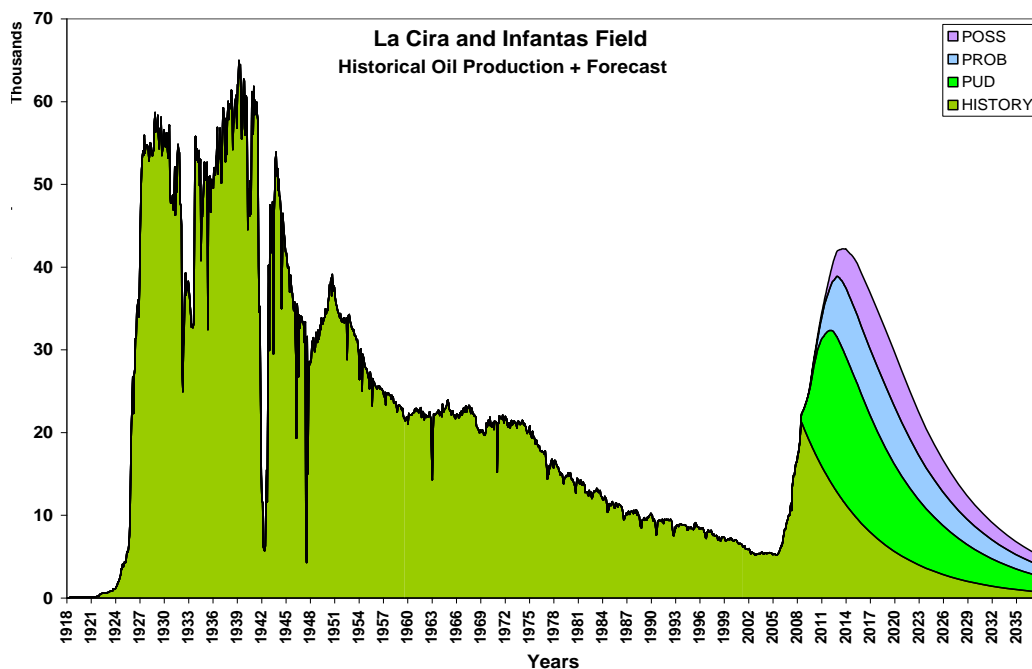


Fuente: SMA-ECOPETROL S.A. <[www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)>

## 2. POZOS DE LA SUPERINTENDENCIA LA CIRA INFANTAS (SCI)

La Superintendencia La Cira Infantas (SCI) cuenta con 854 pozos activos productores en el campo y una producción de 40.260 Barriles por día (este es un valor ideal ya que actualmente con todas las pérdidas generadas la producción no llega a pasar de los 36.000 Barriles como se puede ver en la figura 2).

Figura 2. Histórico de Producción para la SCI



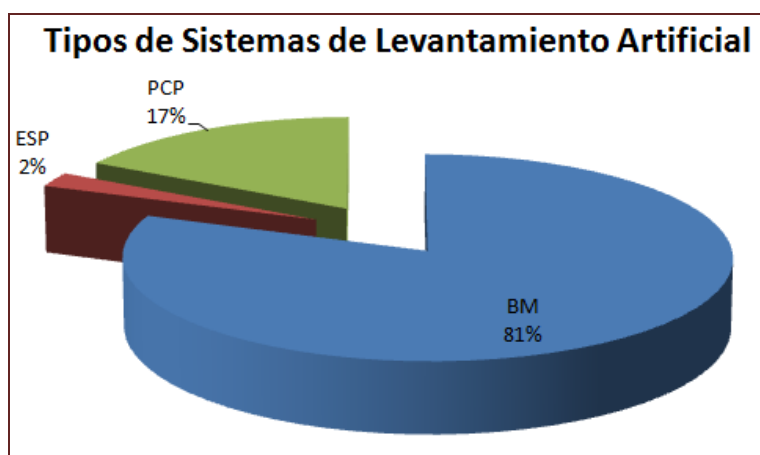
En la SCI existen 689 equipos con sistemas de levantamiento mecánico (BM Unidades de Bombeo), 144 Bombas de Cavidades Progresivas (PCP, por su sigla en Ingles Progressing Cavity Pumping) y 21 bombas Electrosumergibles, resumidas en la Tabla 1 y la Figura 3<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> Dato extraído de Control de Producción de la SCI en el mes de Junio 2012

Tabla 1. Sistemas de Levantamiento para el Campo La Cira Infantas

Tipo de Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA)	N° Equipos	Producción Barriles
Bombeo Mecánico (BM)	689	28.130
Bomba de Cavidades Progresivas (PCP)	144	9.837
Bombeo Electro sumergible (ESP)	21	2.293
TOTAL de SLA	854	40.260

Figura 3. Distribución de los sistemas de Levantamiento para la SCI



## 2.1 TIPOS DE UNIDADES DE BOMBEO EN LA CIRA INFANTAS

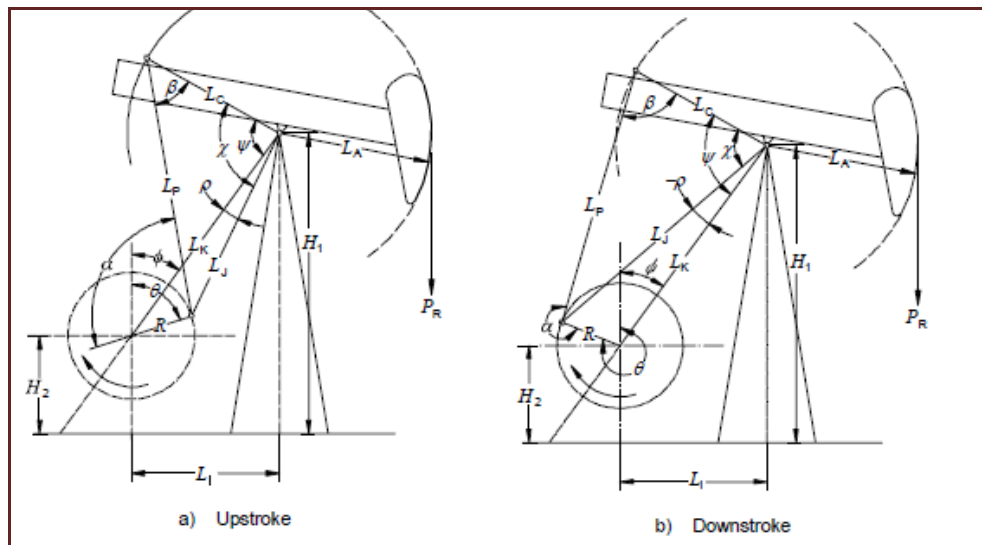
Las unidades de bombeo según las especificaciones en la norma API 11E, pueden tener distintas disposiciones geométricas de sus partes. Usualmente ellas se clasifican de acuerdo con el criterio de si el balancín opera como palanca de doble brazo (clase I) o una palanca de un solo brazo (clase III).

El brazo de la manivela de la unidad de bombeo se puede girar en dos direcciones: en el sentido de las manecillas del reloj (CW) o en sentido contrario (CCW).

### 2.1.1 Unidad convencional Clase I

La unidad convencional es la unidad de bombeo tipo balancín más antigua y más común. Una representación esquemática se puede apreciar en la figura 4 en la cual se pueden encontrar características básicas de la unidad de bombeo.

Figura 4. Disposición esquemática de la geometría en una unidad de bombeo convencional, Clase I.



El Balancín actúa como una palanca de doble brazo, siendo impulsada desde su extremo superior e impulsa la barra lisa en su extremo frontal (clase I) también es llamada sistema de palancas “empuje ascendente”.

- 1) Cuando el balancín queda en posición horizontal, el cojinete nivelador y el árbol del cigüeñal quedan aproximadamente sobre la misma línea del cigüeñal, utilizando las dimensiones dadas en la figura 4,  $L_c=L_i$ .
- 2) Las contrapesas quedan ubicadas sobre el extremo posterior del balancín (Unidades balaceadas en el balancín) o sobre el brazo de la manivela (unidades balanceadas en la manivela).
- 3) La unidad puede impulsarse en ambas direcciones.

Figura 5. Unidad de Bombeo Tipo Convencional, Clase I.

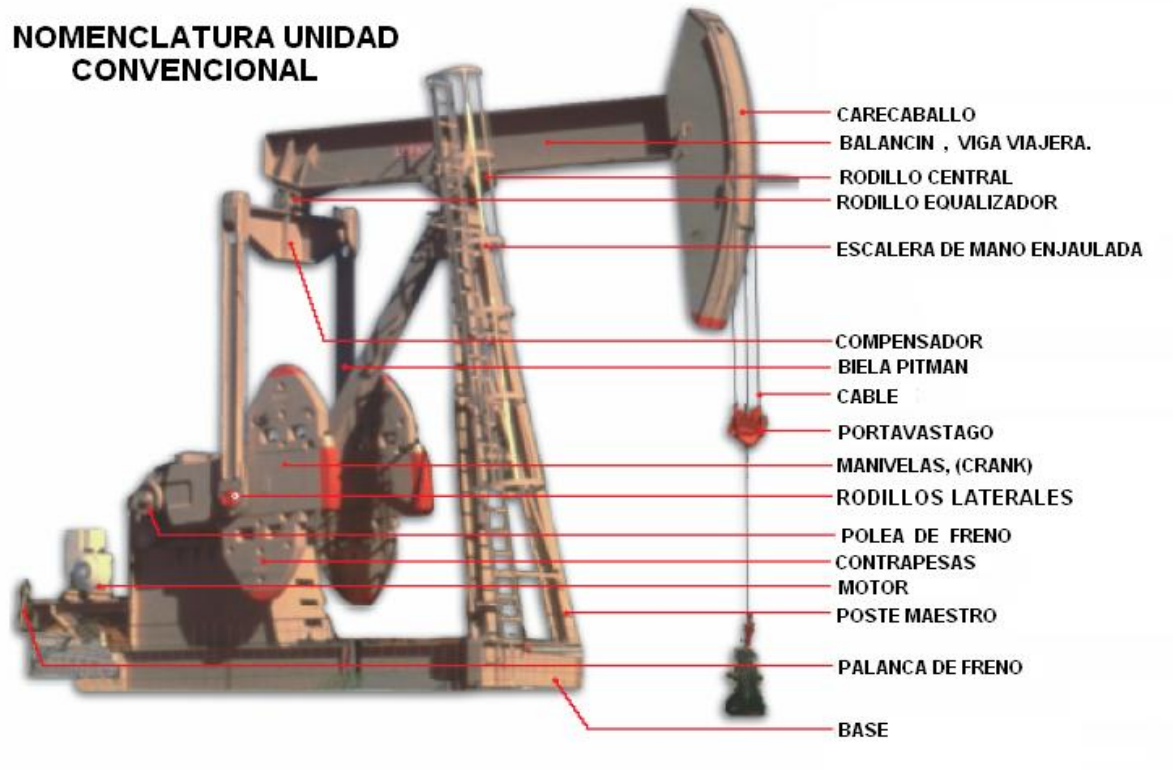
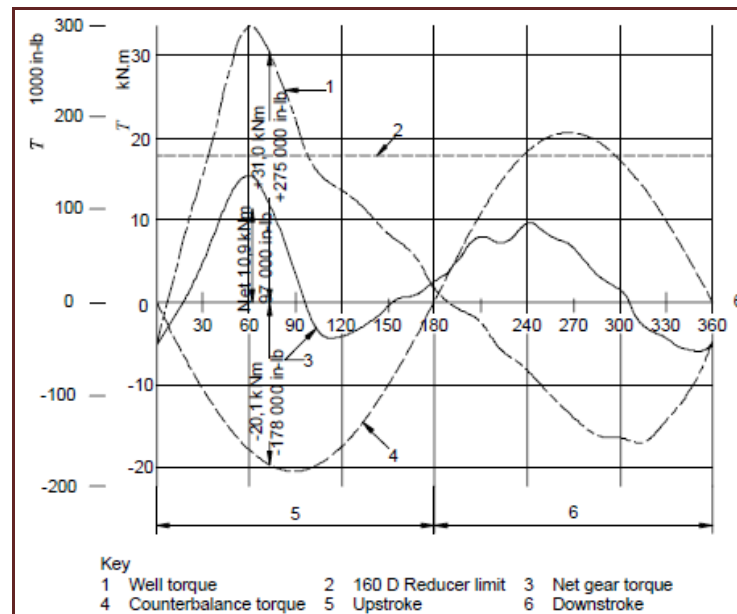


Figura 6. Factores de Torque en la caja reductora en una unidad de bombeo convencional.



En la especificación API 11E en el Anexo F nos habla de una variación de esta disposición geométrica que busca sacar ventaja de la geometría y suavizar el esfuerzo en cada uno de los componentes.

Figura 7. Disposición esquemática de la geometría en una unidad de bombeo convencional de Geometría Especial.

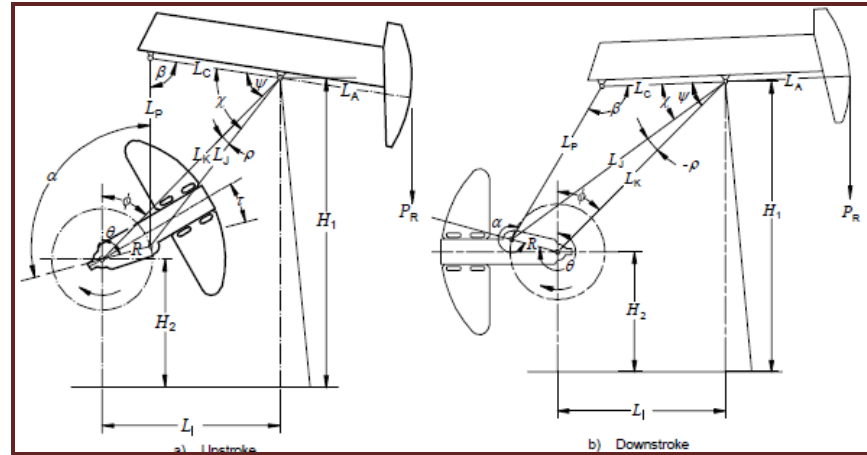
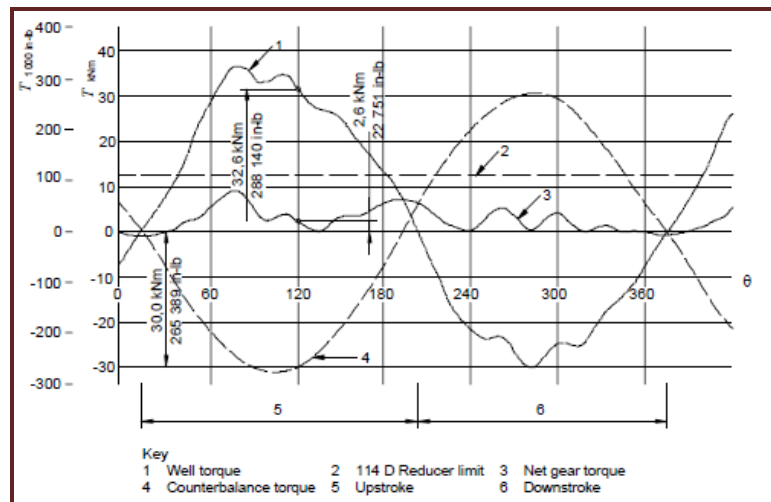


Figura 8. Factores de Torque en la caja reductora en una unidad de bombeo convencional de Geometría Especial.

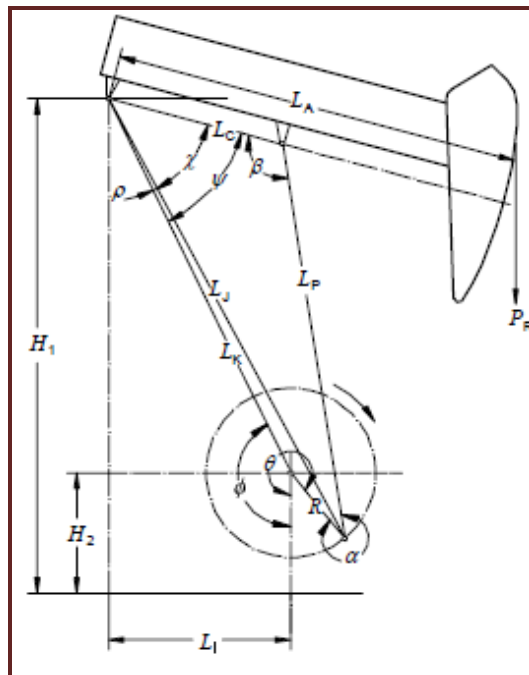


### 2.1.2 Unidades Balanceadas por Aire Clase III

La unidad balanceada por aire fue desarrollada en los años 1920 a partir de la unidad convencional, colocando el cabezal del balancín sobre la parte impulsada del balancín. Como se muestra en la figura 9, las principales características de la disposición geométrica son:

- 1) El balancín trabaja como una palanca de un solo brazo (empuje ascendente o sistema clase III) ya que el cabezal del balancín y la biela quedan sobre el mismo costado del balancín.

Figura 9. Disposición esquemática de la geometría en una unidad de bombeo balanceada por aire.



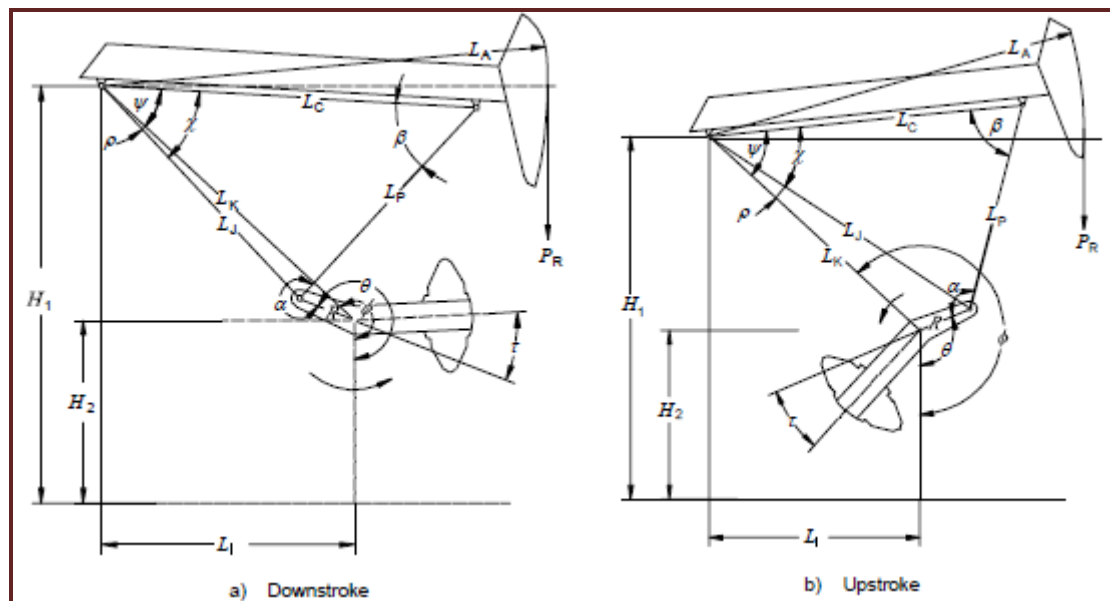
- 2) Las dimensiones  $L_i$  y  $L_c$  son aproximadamente iguales como en las unidades convencionales.
- 3) El contrapeso queda asegurado por la fuerza de presión del aire comprimido contenido en un cilindro el cual actúa sobre un pistón conectado al balancín.

4) La unidad puede trabajar en ambas direcciones.

### 2.1.3 Unidad Mark II Clase III

La unidad Mark II, es un sistema de palanca clase III, los principales objetivos de su desarrollo fueron los de disminuir los requerimientos de torque y potencia de las unidades convencionales. La representación esquemática de la unidad de bombeo Mark II se aprecia en la figura 10, sus principales características básicas son:

Figura 10. Disposición esquemática de la geometría en una unidad de bombeo Mark II.



1) Utiliza un sistema de palancas (empuje ascendente).

2) El cojinete nivelador (Chumacera de centro) está localizado sobre el balancín, muy cerca del cabezal del balancín, haciendo que la dimensión  $L_c$  sea superior que la de  $L_i$ . Esta es la única característica de las unidades Mark II que mejora el funcionamiento más allá de las geometrías anteriores.

3) Las contrapesas de rotación están colocadas sobre un brazo de equilibrio separado que está dirigido hacia el costado opuesto del brazo de la manivela y

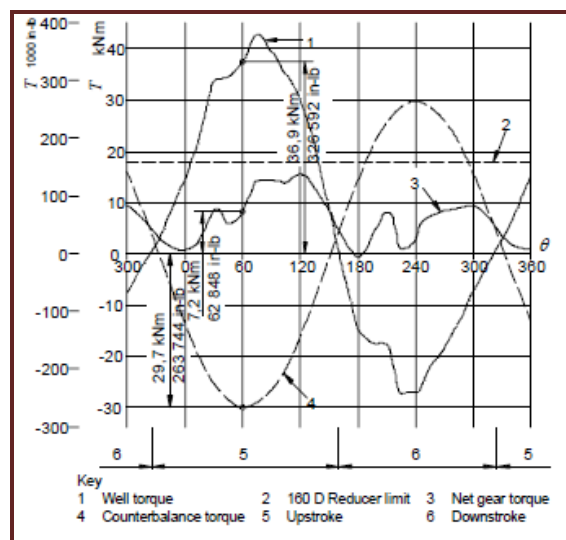
que tiene una fase dada por un ángulo (aproximadamente  $24^\circ$ ). Esta característica exclusiva garantiza una variación más uniforme del torque neto durante todo el ciclo completo de bombeo.

4) Esta es una unidad de bombeo unidireccional (Unitorque) que siempre debe ser impulsada hacia una dirección específica tal como se observa en la figura 10.

Figura 11. Unidad de Bombeo Tipo MARK II, Clase III.



Figura 12. Factores de Torque en la caja reductora en una unidad de bombeo Tipo Mark II.

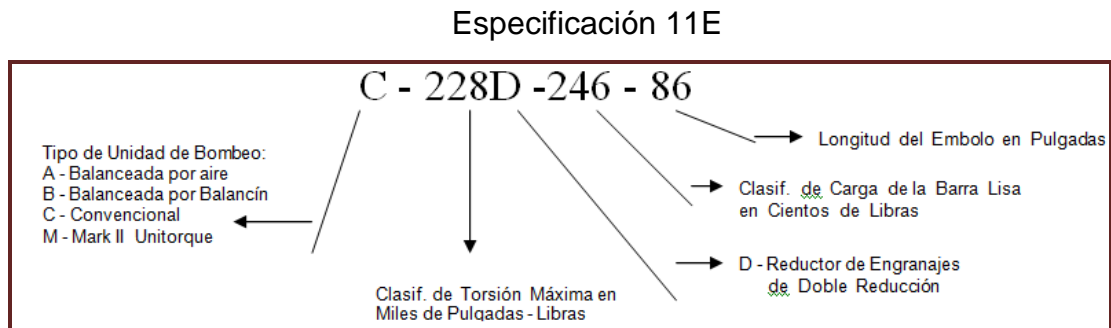


## 2.2 DESIGNACIÓN API DE LAS UNIDADES DE BOMBEO

Para identificar una Unidad de Bombeo, se tienen que conocer varios parámetros estructurales y operacionales. Los parámetros más importantes son:

- El tipo de disposición geométrica de la unidad, detallado anteriormente.
- La capacidad estructural de la unidad (es decir, la carga máxima sobre la barra lisa permitida por la estructura).
- Capacidad máxima de torque del reductor de engranaje.
- Especificación del recorrido más largo disponible de la barra lisa para una unidad dada.

Figura 13. Designaciones API de las unidades de Bombeo Mecánico.



Este código es completamente fácil de interpretar. Sus primeras letras indican la geometría de la unidad de bombeo:

- B para la unidad convencional balanceada con balancín.
- C para la unidad convencional balanceada con manivela (Crank).
- A para la unidad balanceada por aire.
- M para la unidad Mark II.
- TM para los tipos de geometría Torqmaster.

El siguiente grupo de números contiene el torque máximo en la caja reductora de la Unidad de Bombeo Mecánico, en miles de libras/pulgada y la letra que indica la cantidad de reducciones del engranaje, usualmente una letra "D" para la reducción doble (En la SCI gran parte de las unidades tienen este tipo de reducción).

Los siguientes números definen la carga máxima de la barra lisa permitida sobre la estructura de la unidad de bombeo, en cientos de libras.

El último grupo de la designación indica el recorrido máximo de la barra lisa disponible en la unidad dada.

En nuestro ejemplo, si la designación API de una unidad es C-228D-246-86, indica:

Unidad Tipo Convencional

Torque máximo: 228.000 Lbs-pulg.

Capacidad estructural: 24.600 Lbs

Carrera máxima: 86 Plg.

El API (por sus siglas en inglés American Petroleum Institute) publicó las combinaciones estándar de dichos parámetros básicos, como clasificaciones de tamaño para las unidades de bombeo en la especificación 11E; se pueden apreciar en la Tabla 2. El torque máximo estándar va desde las 6.400 libras/pulgada hasta los 3'648.000 libras/pulgada; las capacidades estructurales van desde 3.200 libras hasta las 47.000 libras y el recorrido estándar más grande es de 300 pulgadas (7.62 mts).

Tabla 2. Designaciones API, para las Unidades de Bombeo.<sup>4</sup>

DESIGNACIÓN 11E	REDUCER RATING Lb –in	STRUCTURE CAPACITY Lb	MAX. STROKE LENGTH in.
6.4-32-16	6.400	3.200	16
6.4-21-24	6.400	2.100	24
10-32-24	10.000	3.200	24
10-40-20	10.000	4.000	20
16-27-30	16.000	2.700	30
16-53-30	16.000	5.300	30
25-53-30	25.000	5.300	30
25-56-36	25.000	5.600	36
25-67-36	25.000	6.700	36
40-89-36	40.000	8.900	36
40-76-42	40.000	7.600	42
40-89-42	40.000	8.900	42
40-76-48	40.000	7.600	48

<sup>4</sup> Especificación API 11E, Anexo A. Beam pumping unit designations, versión 18 del 2008

Tabla 2. Designaciones API, para las Unidades de Bombeo. Continuación.

DESIGNACIÓN	REDUCER RATING	STRUCTURE CAPACITY	MAX. STROKE LENGTH
	Lb -in	Lb	in.
57-76-42	57.000	7.600	42
57-89-42	57.000	8.900	42
57-95-48	57.000	9.500	48
57-109-48	57.000	10.900	48
57-76-54	57.000	7.600	54
80-109-48	80.000	10.900	48
80-133-48	80.000	13.300	48
80-119-54	80.000	11.900	54
80-133-54	80.000	13.300	54
80-119-64	80.000	11.900	64
114-133-54	114.000	13.300	54
114-143-64	114.000	14.300	64
114-173-64	114.000	17.300	64
114-143-74	114.000	14.300	74
114-119-86	114.000	11.900	86
160-173-64	160.000	17.300	64
160-143-74	160.000	14.300	74
160-173-74	160.000	17.300	74
160-200-74	160.000	20.000	74
160-173-86	160.000	17.300	86
228-173-74	228.000	17.300	74
228-200-74	228.000	20.000	74
228-213-86	228.000	21.300	86
228-246-86	228.000	24.600	86
228-173-100	228.000	17.300	100
228-213-120	228.000	21.300	120
320-213-86	320.000	21.300	86
320-256-100	320.000	25.600	100
320-305-100	320.000	30.500	100
320-213-120	320.000	21.300	120
320-256-120	320.000	25.600	120
320-256-144	320.000	25.600	144
456-256-120	456.000	25.600	120
456-305-120	456.000	30.500	120
456-365-120	456.000	36.500	120
456-256-144	456.000	25.600	144
456-305-144	456.000	30.500	144

Tabla 2. Designaciones API, para las Unidades de Bombeo. Continuación.

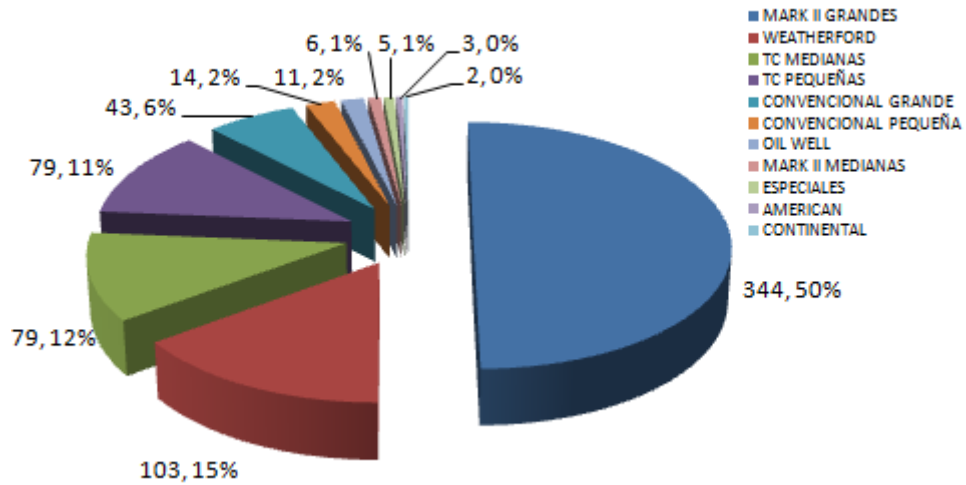
DESIGNACIÓN	REDUCER RATING	STRUCTURE CAPACITY	MAX. STROKE LENGTH
	Lb –in	Lb	in.
456-305-168	456.000	30.500	168
640-305-120	640.000	30.500	120
640-256-144	640.000	25.600	144
640-305-144	640.000	30.500	144
640-365-144	640.000	36.500	144
640-305-168	640.000	30.500	168
640-305-192	640.000	30.500	192
912-427-144	912.000	42.700	144
912-305-168	912.000	30.500	168
912-365-168	912.000	36.500	168
912-305-192	912.000	30.500	192
912-427-192	912.000	42.700	192
912-470-240	912.000	47.000	240
912-427-216	912.000	42.700	216
1280-427-168	1.280.000	42.700	168
1280-427-192	1.280.000	42.700	192
1280-427-216	1.280.000	42.700	216
1280-470-240	1.280.000	47.000	240
1280-470-300	1.280.000	47.000	300
1824-427-192	1.824.000	42.700	192
1824-427-216	1.824.000	42.700	216
1824-470-240	1.824.000	47.000	240
1824-470-300	1.824.000	47.000	300
2560-470-240	2.560.000	47.000	240
2560-470-300	2.560.000	47.000	300

### 2.3 TIPOS DE UNIDADES DE BOMBEO EN LA SCI.

Como se dijo anteriormente en la SCI se encuentran instaladas 689 unidades de Bombeo Mecánico, donde la familia de los grupos dominantes son la del tipo MARK II con 350 pozos (50,8 % y 17.434 Barriles de Producción), luego vienen las Unidades de la marca Weatherford con 103 equipos (15% y 6.364 Barriles) luego se evidencia un gran grupo de unidades tipo TC con 158 Unidades (23%

correspondiente a 11% Unidades TC pequeñas + 12% Unidades TC medianas). Esto se puede evidenciar en la Figura 14.

Figura 14. Distribución por Familia de Unidades de Bombeo Instaladas SCI.



En la tabla 3 están discriminados los tipos de unidades instalados en la SCI, identificando las familias de Unidades, el tipo de Unidad y sus cantidades.

Tabla 3. Familia y Tipo de Unidades en la SCI.

N°	FAMILIA		%	TIPO DE UNIDAD	CANTIDAD	%
1	MARK II GRANDES	344	49,93%	LUFKIN M-912DS-427-192	181	26,27%
2				LUFKIN M-640D-365-168	163	23,66%
3	MARK II MEDIANAS	6	0,87%	LUFKIN M-320DB-213-120	3	0,44%
4				LUFKIN M-160D-213-86	3	0,44%
5	CONVENCIONAL GRANDE	43	6,24%	LUFKIN C-640D-305-168	38	5,52%
6				LUFKIN C-320DA-256-100	5	0,73%
7	CONVENCIONAL PEQUEÑA	14	2,03%	LUFKIN C-114D-173-64	4	0,58%
8				LUFKIN C-80D-133-54	8	1,16%
9				LUFKIN C-57D-109-48	2	0,29%

Tabla 3. Familia y Tipo de Unidades en la SCI. Continuación.

N°	FAMILIA		%	TIPO DE UNIDAD	CANTIDAD	%
10	CONTINENTAL	2	0,29%	CONTINENTAL D228-212-	1	0,15%
11				CONTINENTAL D40-89-42	1	0,15%
12	AMERICAN	3	0,44%	AMERICAN 228D-246-86	1	0,15%
13				AMERICAN 114D-143-64	2	0,29%
14	TC MEDIANAS	79	11,47%	LUFKIN TC-4-11-A	10	1,45%
15				LUFKIN TC-4-11-B	8	1,16%
16				LUFKIN TC-3-22	10	1,45%
17				LUFKIN TC-3-22-B	32	4,64%
18				LUFKIN TC-3-22-C	19	2,76%
19	TC PEQUEÑAS	79	11,47%	LUFKIN T-6-9	31	4,50%
20				LUFKIN TC-6D-9B	15	2,18%
21				LUFKIN TC-6C-5B	8	1,16%
22				LUFKIN T-8B-16D	7	1,02%
23				LUFKIN TC-5-7	11	1,60%
24				LUFKIN TC-5-7-A	7	1,02%
25	OIL WELL	11	1,60%	OIL WELL D228-213-86	1	0,15%
26				OIL WELL D25-56-36	8	1,16%
27				OIL WELL 3 A 4	2	0,29%
28	ESPECIALES	5	0,73%	PARKER G320DL-210-100	2	0,29%
29				LUFKIN HB	1	0,15%
30				BABY LUFKIN	2	0,29%
31	WEATHERFORD	103	14,95%	WEATHERFORD 1280	5	0,73%
32				WEATHERFORD 912	21	3,05%
33				WEATHERFORD 640	31	4,50%
34				WEATHERFORD 456	32	4,64%
35				WEATHERFORD 320	9	1,31%
36				WEATHERFORD 160	5	0,73%
		689				689

### 2.3.1 Estudio de las Unidades de la SCI

El objeto del estudio es revisar cuales son las unidades que no cumplen con la especificación API, ya explicado anteriormente; la norma comenta que las Unidades de Bombeo deben cumplir con unas especificaciones de torque, carga

en la balanza y recorrido como se puede observar en la tabla 2 incluida en este capítulo. En la tabla 5 se ilustra los valores de Torque y recorrido de la Sarta de Varillas que tienen las Unidades instaladas en la SCI, donde se muestra en amarillo las que NO cumplen con los valores requeridos con la API. Por lo tanto haciendo el análisis la equivalencia de reemplazo de estos tipos de Unidades son las C-114D-173-64, C-57D-76-42/48 Y C-80D-119-64 como se ilustra en la Tabla 4.

Tabla 4. Equivalencia de las Unidades API con las Unidades de Bombeo Antiguas Instaladas en la SCI.

<b>UNIDAD API EQUIVALENTE</b>	<b>TIPO UNIDAD</b>
<b>C-114D-173-64</b>	LUFKIN HB
	LUFKIN TC-3-22
	LUFKIN TC-3-22-B
	LUFKIN TC-3-22-C
<b>C-57D-76-42</b>	LUFKIN T-8B-16D
	LUFKIN TC-5-7
	LUFKIN TC-5-7-A
	LUFKIN TC-6D-9B
	OIL WELL 3 A 4
<b>C-57D-76-48</b>	BABY LUFKIN
	LUFKIN T-6-9
	LUFKIN TC-6C-5B
<b>C-80D-119-64</b>	LUFKIN TC-4-11-A
	LUFKIN TC-4-11-B

El total de Unidades que no cumple con la designación API 11E es de 163 Equipos activos con una producción total de 1.977 Barriles de 28.130 Barriles que representa un 7% producción Total, los pozos se pueden evidenciar en la tabla 6.

Tabla 5. Familia y Tipo de Unidades en la SCI.

<b>MODELO</b>	<b>SERIE</b>	<b>RECORRIDO (PULG)</b>	<b>CAPACIDAD (LBS)</b>	<b>TORQUE (LBS- PG)</b>	<b>FULL OIL</b>
M-II912DS-427-192	DS	192-168-144	42700	912000	107
M-II912D-305-192	D	192-168-144	30500	912000	107
M-II912D-365-168	D	168-149-130	36500	912000	107
M-II912D-305-168	D	168-149-130	30500	912000	107
M-II640D-305-168	D	192-168-144	30500	640000	70
M-II640D-365-168	D	168-149-130	36500	640000	70
M-II640D-305-168	D	168-149-130	30500	640000	70
M-II320D-213-120	C-D	120-104-88	21300	320000	50
M-II160D-213-86	D-H	86-72.4-58.6	20000	160000	22
C-320D-256-100	A-E	100-85-70	25600	320000	50
C-320DA-256-100		100-85-70-56	25600	320000	50
C-228DB-246-86	D-N	86-74-61	24600	228000	34
C-228DA-212-86	A-E	86-74-62-51	21000	228000	34
C-80D-133-54	G-K	54-45-36	17300	80000	17
TC-3-22-B	129	54-45-36	17000	109000	12
TC-3-22-C	350-U	54-41.2-27.9	17000	107900	12
TC-3-22	124	48-34.5	17000	90000	12
H.B.-HDTX	HDTX	48	17000	90000	15
TC-4-11-A	63-U	42-30.5-18.6	12000	65000	12
TC-4-11-B	63-U	42-30.5-18.6	12000	72204	12
TC-5-7	30-U	36-26-16	10000	42000	6
TC-5-7-A	30-U	36-26-16	10000	42000	6
TC-6D-9B	211	34-26-18	8000	40000	6
T6-9	209	34-A-16	8000	40000	6
TC-6C-5B	224	34-A-16	8000	34000	6
T8B-16D	408	30	3660	16000	5
BABY LUFKIN	69-SB	36-26-16	10000	71000	6

Tabla 5. Familia y Tipo de Unidades en la SCI. Continuación.

<b>MODELO</b>	<b>SERIE</b>	<b>RECORRIDO (PULG)</b>	<b>CAPACIDAD (LBS)</b>	<b>TORQUE (LBS-PG)</b>	<b>FULL OIL</b>
AM-228D-246-86	D-G	86-73-60 ½	24600	228000	35
AM-114D-143-64	D-G	64-54 1/4-45 ½	14300	114000	25
PARKERSBURG-G320	40394	100-88-76-64	21000	320000	26
OIL WELL 3 A 4	T160	24-A-18	4000	16000	2
OIL WELL AB-25	T211	36-29	6700	25000	3

Tabla 6. Listado de pozos de la SCI que no cumplen con la designación API 11E

	<b>CAMPO</b>	<b>POZO</b>	<b>BOPD</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>UNIDAD API EQUIVALENTE</b>
1	CIRA SUR	2157	87	LUFKIN TC-3-22	C-114D-173-64
2	INFA CENTRAL	2388	73	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
3	INFA NORTE	550	73	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
4	INFA CENTRAL	129	60	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
5	CIRA NORTE	826	39	LUFKIN TC-3-22-C	C-114D-173-64
6	CIRA NORTE	1655	30	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
7	CIRA NORTE	765	28	LUFKIN TC-3-22	C-114D-173-64
8	CIRA SUR	1176	27	LUFKIN TC-3-22-C	C-114D-173-64
9	CIRA ESTE	1349	27	LUFKIN TC-3-22-C	C-114D-173-64
10	CIRA ESTE	1780	25	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
11	CIRA NORTE	1742	25	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
12	CIRA SUR	943	24	LUFKIN TC-3-22-C	C-114D-173-64
13	CIRA NORTE	874	22	LUFKIN TC-3-22-C	C-114D-173-64
14	CIRA NORTE	1878	22	LUFKIN TC-3-22	C-114D-173-64
15	CIRA SUR	910	19	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64

Tabla 6. Listado de pozos de la SCI que no cumplen con la designación API 11E. Continuación

	<b>CAMPO</b>	<b>POZO</b>	<b>BOPD</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>UNIDAD API EQUIVALENTE</b>
16	CIRA SUR	1170	19	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
17	CIRA NORTE	837	17	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
18	CIRA NORTE	875	17	LUFKIN TC-3-22	C-114D-173-64
19	CIRA NORTE	1863	17	LUFKIN TC-3-22	C-114D-173-64
20	INFA CENTRAL	2453	16	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
21	CIRA NORTE	1719	16	LUFKIN TC-3-22-C	C-114D-173-64
22	CIRA SUR	935	15	LUFKIN TC-3-22-C	C-114D-173-64
23	CIRA SUR	1882	15	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
24	CIRA NORTE	1866	14	LUFKIN TC-3-22-C	C-114D-173-64
25	CIRA SUR	912	14	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
26	CIRA NORTE	903	14	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
27	INFA SUR	3214	13	LUFKIN TC-3-22-C	C-114D-173-64
28	INFA CENTRAL	2457	13	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
29	CIRA NORTE	1885	13	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
30	INFA SUR	2027	12	LUFKIN TC-3-22-C	C-114D-173-64
31	INFA CENTRAL	2347	12	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
32	INFA CENTRAL	2451	12	LUFKIN TC-3-22-C	C-114D-173-64
33	CIRA ESTE	1189	12	LUFKIN TC-3-22	C-114D-173-64
34	CIRA NORTE	881	12	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
35	CIRA ESTE	1877	12	LUFKIN TC-3-22-C	C-114D-173-64
36	CIRA SUR	750	12	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
37	CIRA SUR	1724	11	LUFKIN TC-3-22-C	C-114D-173-64
38	CIRA SUR	812	11	LUFKIN TC-3-22-C	C-114D-173-64
39	CIRA ESTE	1784	10	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
40	CIRA ESTE	1890	9	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
41	INFA NORTE	1183	9	LUFKIN TC-3-22-C	C-114D-173-64
42	CIRA SUR	1172	8	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
43	CIRA SUR	758	7	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64

Tabla 6. Listado de pozos de la SCI que no cumplen con la designación API 11E. Continuación

	<b>CAMPO</b>	<b>POZO</b>	<b>BOPD</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>UNIDAD API EQUIVALENTE</b>
44	CIRA	1772	7	LUFKIN TC-3-22	C-114D-173-64
45	CIRA ESTE	754	7	LUFKIN TC-3-22	C-114D-173-64
46	CIRA ESTE	869	7	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
47	CIRA NORTE	1849	7	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
48	INFA SUR	2372	7	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
49	INFA CENTRAL	3118	7	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
50	CIRA SUR	1168	6	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
51	CIRA NORTE	798	6	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
52	CIRA SUR	1479	5	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
53	INFA NORTE	480	5	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
54	CIRA ESTE	1144	5	LUFKIN TC-3-22-C	C-114D-173-64
55	CIRA SUR	1039	5	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
56	CIRA SUR	1152	4	LUFKIN HB	C-114D-173-64
57	INFA CENTRAL	3123	4	LUFKIN TC-3-22-C	C-114D-173-64
58	CIRA SUR	1657	3	LUFKIN TC-3-22	C-114D-173-64
59	CIRA SUR	1332	3	LUFKIN TC-3-22-B	C-114D-173-64
60	CIRA NORTE	704	3	LUFKIN TC-3-22	C-114D-173-64
61	CIRA SUR	1266	2	LUFKIN TC-3-22-C	C-114D-173-64
62	INFA NORTE	509	0	LUFKIN TC-3-22-C	C-114D-173-64
63	CIRA SUR	1716	28	LUFKIN TC-5-7-A	C-57D-76-42
64	CIRA NORTE	1803	27	LUFKIN TC-5-7	C-57D-76-42
65	INFA SUR	283	24	LUFKIN TC-6D-9B	C-57D-76-42
66	CIRA SUR	366	17	OIL WELL 3 A 4	C-57D-76-42
67	CIRA ESTE	1508	17	LUFKIN TC-5-7	C-57D-76-42
68	CIRA SUR	325	17	LUFKIN TC-5-7	C-57D-76-42
69	INFA NORTE	1362	16	LUFKIN TC-5-7-A	C-57D-76-42
70	INFA CENTRAL	147	15	LUFKIN TC-5-7	C-57D-76-42

Tabla 6. Listado de pozos de la SCI que no cumplen con la designación API 11E. Continuación

71	INFA NORTE	1348	14	LUFKIN TC-6D-9B	C-57D-76-42
72	INFA CENTRAL	358	13	LUFKIN TC-5-7	C-57D-76-42
73	CIRA ESTE	1409	13	OIL WELL 3 A 4	C-57D-76-42
74	INFA NORTE	1304	13	LUFKIN T-8B-16D	C-57D-76-42
75	CIRA SUR	1809	13	LUFKIN TC-5-7	C-57D-76-42
76	CIRA ESTE	1792	12	LUFKIN TC-5-7-A	C-57D-76-42
77	INFA NORTE	884	12	LUFKIN T-8B-16D	C-57D-76-42
78	CIRA SUR	249	11	LUFKIN TC-5-7-A	C-57D-76-42
79	INFA CENTRAL	272	10	LUFKIN T-8B-16D	C-57D-76-42
80	INFA NORTE	1292	10	LUFKIN T-8B-16D	C-57D-76-42
81	CIRA NORTE	1854	9	LUFKIN TC-6D-9B	C-57D-76-42
82	CIRA NORTE	1534	8	LUFKIN TC-6D-9B	C-57D-76-42
83	CIRA ESTE	1421	8	LUFKIN TC-6D-9B	C-57D-76-42
84	CIRA NORTE	1537	7	LUFKIN TC-6D-9B	C-57D-76-42
85	INFA SUR	1597	7	LUFKIN TC-6D-9B	C-57D-76-42
86	INFA CENTRAL	1596	7	LUFKIN T-8B-16D	C-57D-76-42
87	INFA NORTE	1439	6	LUFKIN T-8B-16D	C-57D-76-42
88	CIRA ESTE	901	6	LUFKIN TC-5-7	C-57D-76-42
89	CIRA SUR	1529	6	LUFKIN TC-6D-9B	C-57D-76-42
90	CIRA SUR	998	6	LUFKIN TC-5-7	C-57D-76-42
91	CIRA SUR	1697	5	LUFKIN TC-5-7-A	C-57D-76-42
92	INFA CENTRAL	1566	5	LUFKIN TC-6D-9B	C-57D-76-42
93	INFA SUR	218	5	LUFKIN TC-5-7-A	C-57D-76-42
94	CIRA ESTE	1458	5	LUFKIN TC-6D-9B	C-57D-76-42
95	INFA CENTRAL	1575	4	LUFKIN TC-6D-9B	C-57D-76-42
96	CIRA SUR	1569	4	LUFKIN TC-6D-9B	C-57D-76-42
97	CIRA SUR	1814	4	LUFKIN TC-6D-9B	C-57D-76-42
98	CIRA NORTE	1546	4	LUFKIN TC-6D-9B	C-57D-76-42
99	CIRA	1532	3	LUFKIN TC-5-7	C-57D-76-42

Tabla 6. Listado de pozos de la SCI que no cumplen con la designación API 11E. Continuación

<b>100</b>	CIRA NORTE	801	3	LUFKIN TC-5-7-A	<b>C-57D-76-42</b>
<b>101</b>	CIRA SUR	743	2	LUFKIN TC-5-7	<b>C-57D-76-42</b>
<b>102</b>	CIRA NORTE	960	1	LUFKIN T-8B-16D	<b>C-57D-76-42</b>
<b>103</b>	CIRA NORTE	1670	1	LUFKIN TC-5-7	<b>C-57D-76-42</b>
<b>104</b>	CIRA SUR	1582	1	LUFKIN TC-6D-9B	<b>C-57D-76-42</b>
<b>105</b>	INFA SUR	54	43	LUFKIN T-6-9	<b>C-57D-76-48</b>
<b>106</b>	CIRA ESTE	1411	21	LUFKIN T-6-9	<b>C-57D-76-48</b>
<b>107</b>	CIRA NORTE	856	20	LUFKIN TC-6C-5B	<b>C-57D-76-48</b>
<b>108</b>	CIRA NORTE	1827	17	LUFKIN T-6-9	<b>C-57D-76-48</b>
<b>109</b>	INFA NORTE	1119	16	LUFKIN TC-6C-5B	<b>C-57D-76-48</b>
<b>110</b>	CIRA SUR	394	16	LUFKIN T-6-9	<b>C-57D-76-48</b>
<b>111</b>	INFA SUR	335	16	BABY LUFKIN	<b>C-57D-76-48</b>
<b>112</b>	CIRA NORTE	836	16	LUFKIN T-6-9	<b>C-57D-76-48</b>
<b>113</b>	CIRA NORTE	1656	16	LUFKIN T-6-9	<b>C-57D-76-48</b>
<b>114</b>	INFA SUR	659	15	LUFKIN T-6-9	<b>C-57D-76-48</b>
<b>115</b>	CIRA SUR	1489	14	LUFKIN T-6-9	<b>C-57D-76-48</b>
<b>116</b>	INFA CENTRAL	370	14	LUFKIN T-6-9	<b>C-57D-76-48</b>
<b>117</b>	CIRA SUR	772	13	LUFKIN T-6-9	<b>C-57D-76-48</b>
<b>118</b>	INFA NORTE	1305	12	LUFKIN T-6-9	<b>C-57D-76-48</b>
<b>119</b>	CIRA ESTE	1457	11	LUFKIN T-6-9	<b>C-57D-76-48</b>
<b>120</b>	INFA SUR	242	11	LUFKIN T-6-9	<b>C-57D-76-48</b>
<b>121</b>	CIRA ESTE	1311	11	LUFKIN T-6-9	<b>C-57D-76-48</b>
<b>122</b>	INFA NORTE	682	10	BABY LUFKIN	<b>C-57D-76-48</b>
<b>123</b>	INFA CENTRAL	306	10	LUFKIN T-6-9	<b>C-57D-76-48</b>
<b>124</b>	CIRA SUR	976	9	LUFKIN T-6-9	<b>C-57D-76-48</b>
<b>125</b>	CIRA ESTE	1284	9	LUFKIN TC-6C-5B	<b>C-57D-76-48</b>
<b>126</b>	INFA SUR	316	7	LUFKIN TC-6C-5B	<b>C-57D-76-48</b>
<b>127</b>	CIRA SUR	1526	7	LUFKIN TC-6C-5B	<b>C-57D-76-48</b>
<b>128</b>	CIRA SUR	231	6	LUFKIN T-6-9	<b>C-57D-76-48</b>
<b>129</b>	INFA C	383	5	LUFKIN T-6-9	<b>C-57D-76-48</b>

Tabla 6. Listado de pozos de la SCI que no cumplen con la designación API 11E. Continuación

130	CIRA SUR	356	5	LUFKIN TC-6C-5B	C-57D-76-48
131	CIRA SUR	687	5	LUFKIN T-6-9	C-57D-76-48
132	CIRA SUR	1329	5	LUFKIN T-6-9	C-57D-76-48
133	CIRA ESTE	1453	4	LUFKIN T-6-9	C-57D-76-48
134	CIRA ESTE	1314	4	LUFKIN T-6-9	C-57D-76-48
135	INFA NORTE	1441	4	LUFKIN T-6-9	C-57D-76-48
136	CIRA SUR	1261	4	LUFKIN T-6-9	C-57D-76-48
137	CIRA NORTE	1528	3	LUFKIN T-6-9	C-57D-76-48
138	CIRA NORTE	1788	3	LUFKIN T-6-9	C-57D-76-48
139	CIRA SUR	783	3	LUFKIN T-6-9	C-57D-76-48
140	CIRA SUR	1658	2	LUFKIN TC-6C-5B	C-57D-76-48
141	CIRA SUR	1337	2	LUFKIN TC-6C-5B	C-57D-76-48
142	INFA SUR	71	2	LUFKIN T-6-9	C-57D-76-48
143	CIRA SUR	934	2	LUFKIN T-6-9	C-57D-76-48
144	CIRA SUR	1549	2	LUFKIN T-6-9	C-57D-76-48
145	CIRA SUR	1871	1	LUFKIN T-6-9	C-57D-76-48
146	CIRA NORTE	1771	16	LUFKIN TC-4-11-B	C-80D-119-64
147	INFA SUR	45	15	LUFKIN TC-4-11-A	C-80D-119-64
148	CIRA ESTE	1793	15	LUFKIN TC-4-11-A	C-80D-119-64
149	CIRA SUR	1813	15	LUFKIN TC-4-11-B	C-80D-119-64
150	CIRA SUR	1157	13	LUFKIN TC-4-11-A	C-80D-119-64
151	CIRA NORTE	1831	12	LUFKIN TC-4-11-B	C-80D-119-64
152	CIRA NORTE	1737	11	LUFKIN TC-4-11-A	C-80D-119-64
153	CIRA NORTE	1799	9	LUFKIN TC-4-11-B	C-80D-119-64
154	CIRA SUR	1810	9	LUFKIN TC-4-11-A	C-80D-119-64
155	CIRA ESTE	1315	8	LUFKIN TC-4-11-B	C-80D-119-64
156	CIRA NORTE	1801	7	LUFKIN TC-4-11-B	C-80D-119-64
157	CIRA SUR	1712	5	LUFKIN TC-4-11-A	C-80D-119-64
158	CIRA NORTE	1753	5	LUFKIN TC-4-11-A	C-80D-119-64
159	CIRA SUR	503	3	LUFKIN TC-4-11-A	C-80D-119-64
160	CIRA NORTE	1654	3	LUFKIN TC-4-11-B	C-80D-119-64
161	CIRA	1678	3	LUFKIN TC-4-11-A	C-80D-119-64

Tabla 6. Listado de pozos de la SCI que no cumplen con la designación API 11E. Continuación

<b>162</b>	CIRA SUR	1867	2	LUFKIN TC-4-11-B	C-80D-119-64
<b>163</b>	CIRA ESTE	1027	1	LUFKIN TC-4-11-A	C-80D-119-64
<b>TOTAL PRODUCCION ASEGURADA</b>			<b>1977</b>		

### 3. ANALISIS DE MALOS ACTORES EN LAS UNIDADES DE BOMBEO EN LA SCI

Los malos actores para el área de Mantenimiento de la Superintendencia La Cira Infantas, se basa en *el Análisis de Causa Raíz* (RCA, por sus siglas en Ingles Root Cause Analysis) que es un proceso *estructurado*, consciente, enfocado y *analítico* que permite identificar las causas responsables de las fallas<sup>5</sup>. También permite identificar la mejor solución para corregir la causa identificada y como realizar su seguimiento. Por su estructura, el RCA es un proceso que consume tiempo y recursos por lo tanto se debe establecer desde un principio si el incidente ó problema requiere realizar ó no un estudio de RCA.

#### 3.1 DEFINICION DE FALLA

Falla es el estado de un equipo que se caracteriza por su incapacidad para cumplir una función requerida, excepto cuando esto ocurra durante el mantenimiento preventivo u otras acciones previstas, o debido a la falta de recursos externos.<sup>6</sup> Se considera falla de un equipo, sistema, o proceso, el evento tal que hace que el equipo, sistema, o proceso no trabaje dentro de los parámetros esperados, ocasionando pérdidas para las personas, empresas, terceros, o el medio ambiente.

Para Producción: una falla es la evidencia de un deterioro progresivo del cumplimiento de la función básica.

Para Mantenimiento: una falla significa un daño irreversible en uno o más componentes críticos.

---

<sup>5</sup> LATINO Robert & LATINO Kenneth. Root Cause Analysis. 2 Edition.

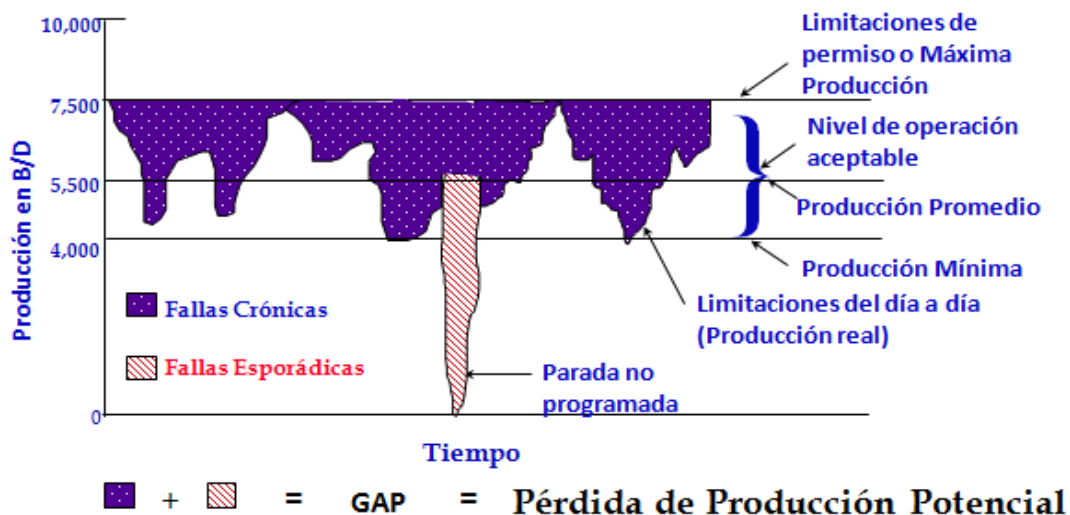
<sup>6</sup> ISO/DIS 1422 Industria de Petróleo y Gas – Recolección e Intercambio de Datos de Confiabilidad y Mantenimiento de Equipos.2004

### 3.2 TIPOS DE FALLAS

Dentro de la industria de Petróleo y Gas es normal que la distribución de las fallas se represente mediante la figura 15, y se entienda como fallas crónicas las fallas rutinarias a las que tienen su costo de estar en su negocio dentro de una operación estable y las fallas esporádicas son desviaciones de la operación normal.

Figura 15. Características de las Fallas

## Fallas **Esporádicas** vs. **Crónicas**



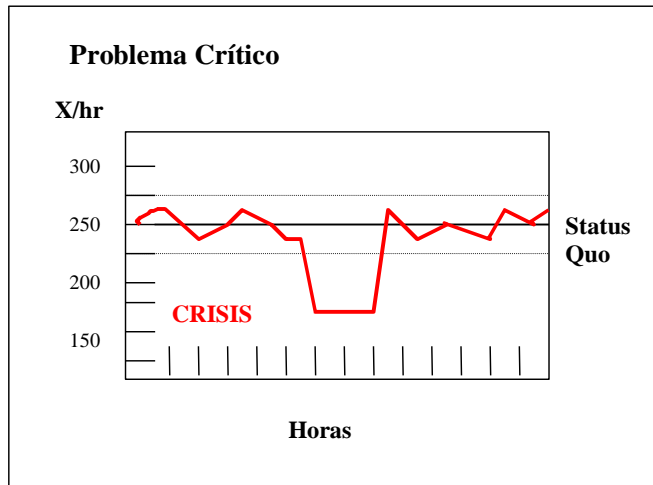
Fuente: Curso RCA Tecnicontrol 2012.

#### 3.2.1 Problemas Críticos o Esporádicos

Una de las definiciones de un problema crítico es que es una “desviación de un normal funcionamiento de un equipo el cual origina el cese inmediato de la capacidad de realizar su función”<sup>7</sup>. La figura 16, muestra el comportamiento típico productivo de un equipo con un problema crítico. Son dramáticos, demandan atención urgente, poco frecuente, consumen tiempo, tienen alto impacto.

<sup>7</sup> ISO/DIS 14224:2004

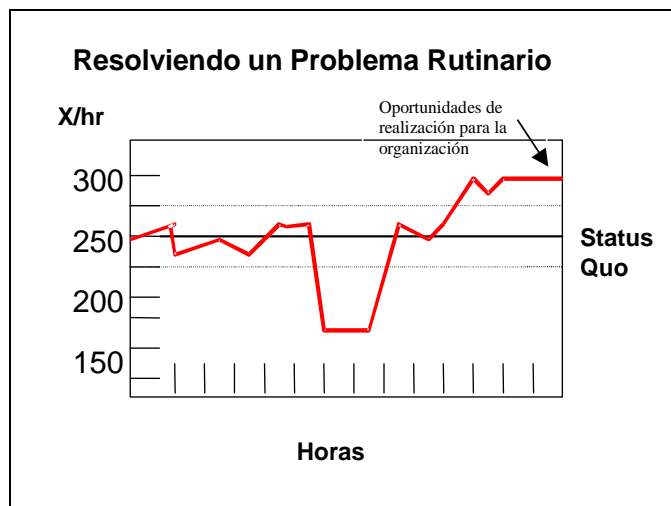
Figura 16. Características de los Fallos críticos



### 3.2.2 Problemas Rutinarios

Las fallas y problemas de Rutina, de otro lado, son típicamente crónicos por naturaleza. Esto significa que no son dramáticos, que demandan atención pero no urgente, y que ocurren frecuentemente. Sin embargo, la diferencia más significativa entre los problemas de Crisis y de Rutina, es que cuando se resuelve un problema rutinario, se está aumentando el desempeño de la operación.

Figura 17. Características de los fallos crónicos



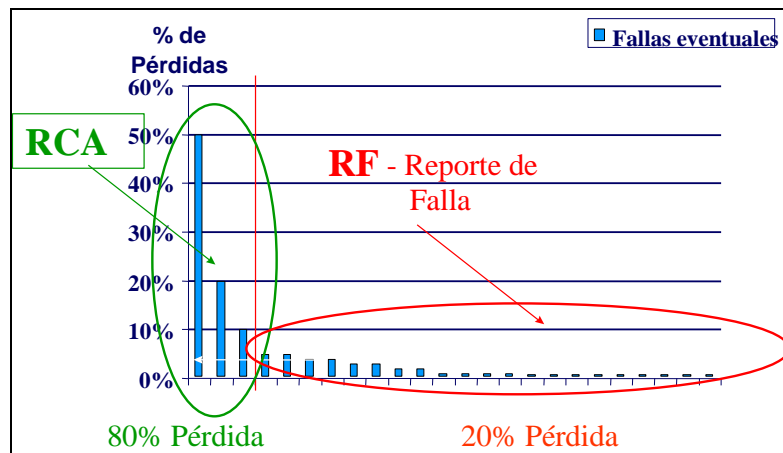
### 3.3 ANALISIS DE PARETO EN BUSCA DE SOLUCIONES AL RCA

El análisis de Pareto se denomina como una representación gráfica de los datos que se obtienen sobre un problema, la cual tiende a ayudar a identificar los aspectos prioritarios que hay que tratar. Este análisis se basa en hechos y no en apreciaciones, por lo que puede ser utilizado para determinar qué problema ó problemas deben ser trabajados primero, determinar cuál es el problema más frecuente y/o las consecuencias que presentan los mayores impactos.

#### 3.3.1 Historia

El nombre de Pareto fue dado por el Dr. Juran en honor del economista italiano VILFREDO PARETO (1848-1923) quien realizó un estudio sobre la distribución de la riqueza, en el cual descubrió que la minoría de la población poseía la mayor parte de la riqueza y la mayoría de la población poseía la menor parte de la riqueza en Italia. *“En cualquier conjunto o colección de objetos, ideas, gente, o eventos, unas pocas significativas dentro del conjunto o colección, son MAS SIGNIFICATIVAS que las restantes”*<sup>8</sup>.

**Figura 18. Análisis Pareto y clasificación de fallas**



**Fuente:** Documento del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

<sup>8</sup> Reliability & Maintenance Analyst. [www.engineeredsoftware.com](http://www.engineeredsoftware.com)

En la Figura 18, se evidencia un diagrama de Pareto representativo para discriminar el impacto que ha tenido ciertas fallas respecto a la producción, que arrojan como resultado cuando se debe realizar un Análisis de Causa Raíz (RCA) o dejar la notificación solo con el reporte de falla (RF).

### **3.3.2 Cómo realizar un Diagrama de Pareto**

Esta metodología se trabaja dentro del siguiente proceso, ver figura 18 y 19.

1. Seleccionar categorías lógicas para el tópico de análisis identificado (incluir el periodo de tiempo).
2. Reunir datos (ej. Una hoja de revisión puede utilizarse para reunir los datos requeridos).
3. Ordenar los datos de la mayor categoría a la menor.
4. Totalizar los datos para todas las categorías.
5. Computarizar el total que cada categoría presenta.
6. Trazar los ejes horizontales y verticales en papel para gráficas.
7. Trazar la escala del eje vertical izquierdo para la frecuencia (de cero al número calculado anteriormente).
8. De izquierda a derecha, trazar una barra para cada categoría en orden descendente.
9. Trazar la línea del porcentaje acumulativo que muestre la porción total que cada categoría de problemas presente. En el eje vertical derecho, opuesto a los datos brutos en el eje vertical izquierdo, registrar el 100% al frente del número total y el 50% en el punto medio.
10. Trazar la línea de porcentaje acumulativo.
  - a. Iniciando con la categoría más alta, colocar un punto en la esquina superior derecha de la barra.

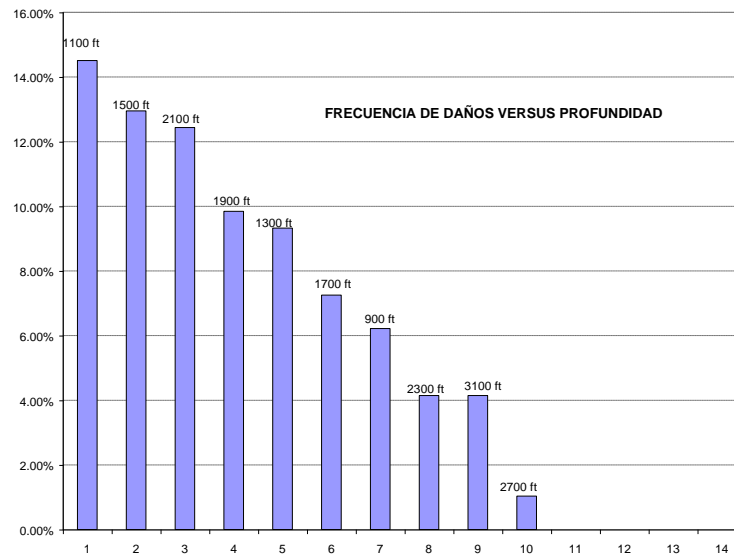
b. Sumar el total de la siguiente categoría al primero y colocar un punto encima de la barra mostrando el porcentaje acumulativo. Conectar los puntos y registrar los totales acumulativos hasta que se llegue al 100%.

11. Dar un título a la gráfica, agregar la(s) fecha(s) de cuando se reunió la información y la fuente de datos.

12. Analizar la gráfica para determinar los puntos vitales.

Veamos un ejemplo (Ver figura 19) de un diagrama de Pareto. Se muestra el daño o número de fallas con respecto a la profundidad del pozo.

**Figura 19. Ejemplo Diagrama de Pareto**



**Fuente:** Documento del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

### 3.3.3 Ventajas del Diagrama de Pareto

- Ayuda a concentrarse en las causas que tendrán mayor impacto en caso de ser resueltas.
- Encontrar de manera ágil la causa por la que hay que empezar a atacar el problema.

- Cuantificar las mejoras que se lograrán solucionando dicha causa.
- Entender por qué aunque se haya solucionado dicha causa, no queda resuelto el problema en su totalidad.
- Proporciona una visión simple y rápida de la importancia relativa de los problemas.
- Ayuda a evitar que se empeoren algunas causas al tratar de solucionar otras.

### **3.3.4 Utilidades del Diagrama de Pareto**

- Determinar cuál es la causa clave de un problema, separándola de otras presentes pero menos importantes.
- Contrastar la efectividad de las mejoras obtenidas, comparando sucesivos diagramas obtenidos en momentos diferentes.
- Pueden ser asimismo utilizados tanto para investigar efectos como causas.
- Comparar dos representaciones del mismo fenómeno en tiempos diferentes y, por lo tanto, poner de relieve los resultados de la acción de mejora efectuada.
- Comunicar fácilmente a otros miembros de la organización las conclusiones sobre causas, efectos y costes de los errores.

## **3.4 ESTUDIO DE LAS UNIDADES DE BOMBEO PRODUCTIVAS DE LA SUPERINTENDENCIA LA CIRA INFANTAS (SCI)**

Actualmente en la SCI la producción promedio diaria esta en 40.260 Barriles de Crudo Asociados<sup>9</sup>. La forma como se encuentran distribuidos estos barriles de crudo en los sistemas de levantamientos Artificial instalados en el campo se reflejan en la Figura 3 y la Tabla 1<sup>10</sup>, en la cual se evidencia que el sistema de Levantamiento artificial de *Bombeo mecánico (BM)* tiene la gran mayoría de

---

<sup>9</sup> Dato extraído de Control de Producción de la SCI en el mes de Junio 2012

<sup>10</sup> Ibid.

equipos (689, 81%) y también representa los equipos con mayor producción asociada 28.130 Barriles (70%).

### 3.4.1 Pareto Distribución de Tipos de Unidades de Bombeo Instaladas

La SCI cuenta con 40 modelos de Unidades de Bombeo de diferentes marcas, en la tabla 7 y figura 20 esta referenciadas los 11 tipos de unidades que representan el 80% del total de Unidades Instaladas en el campo de la SCI, en la que se evidencia que en ella existen 4 Modelos resaltados que NO cumplen con la Codificación de la especificación API 11E<sup>11</sup>.

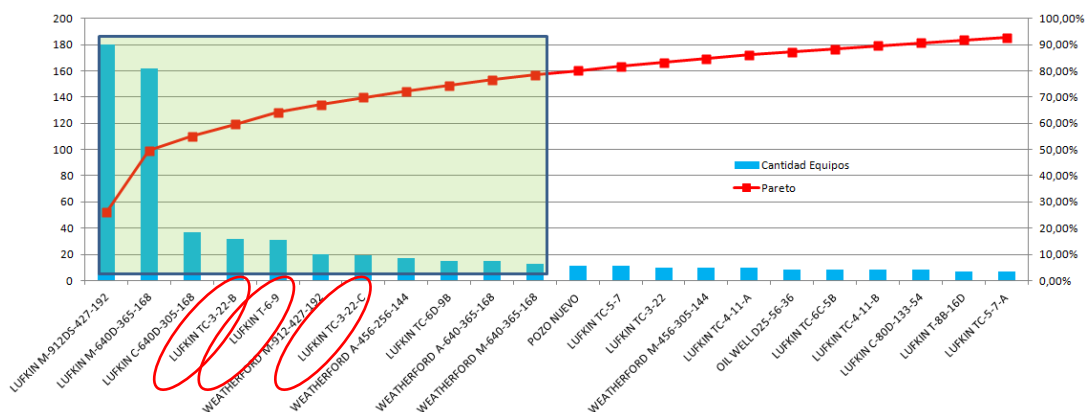
Tabla 7. Tipos de Unidades Representativas Instaladas en la SCI.

ITEM	TIPO DE UNIDAD DE BOMBEO	CANTIDAD
1	LUFKIN M-912DS-427-192	181
2	LUFKIN M-640D-365-168	163
3	LUFKIN C-640D-305-168	38
4	LUFKIN TC-3-22-B	32
5	LUFKIN T-6-9	31
6	WEATHERFORD M-912-427-192	21
7	LUFKIN TC-3-22-C	19
8	WEATHERFORD A-456-256-144	17
9	LUFKIN TC-6D-9B	15
10	WEATHERFORD A-640-365-168	15
11	WEATHERFORD M-640-365-168	13

Los 11 modelos de las Unidades de bombeo que aparecen en la tabla 7 son 545 Pozos representando el 80% de las Unidades instaladas en SCI.

<sup>11</sup> Consultar Tabla 2. Designación API para las Unidades de Bombeo Mecánico.

Figura 20. Pareto de Cantidad de Equipos Instalados en el Campo SCI



### 3.4.2 Pareto Distribución de la Producción por modelos de Unidades de Bombeo Mecánico Instaladas.

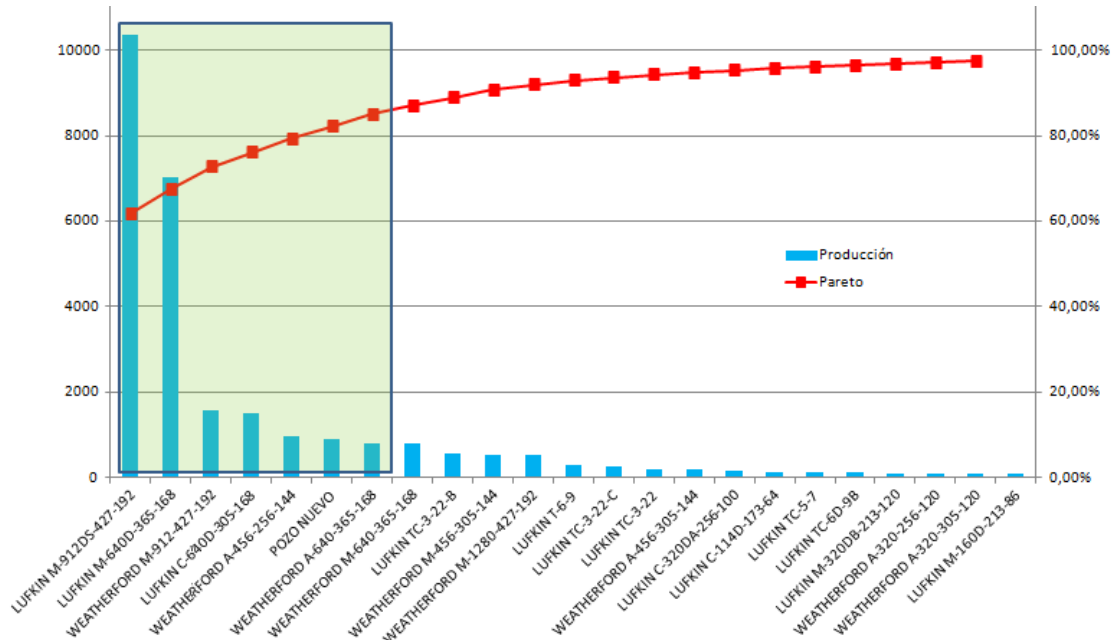
Se evidencia que las Unidades que más aportan a la Producción del Campo de la SCI son las Unidades de Bombeo Lufkin M-912DS-427-192, con un total de 10361 Barriles que representa el 36,83 % del total que aporta las Unidades de Bombeo Mecánico.

Tabla 8. Aporte de Producción por tipo de Unidad Instaladas en la SCI.

ITEM	TIPO DE UNIDAD DE BOMBEO	PRODUCCIÓN BARRILES
1	LUFKIN M-912DS-427-192	10361
2	LUFKIN M-640D-365-168	7029
3	WEATHERFORD M-912-427-192	1573
4	LUFKIN C-640D-305-168	1494
5	WEATHERFORD A-456-256-144	960
6	POZO NUEVO	894
7	WEATHERFORD A-640-365-168	807
8	WEATHERFORD M-640-365-168	799
9	LUFKIN TC-3-22-B	551
10	WEATHERFORD M-456-305-144	542
11	WEATHERFORD M-1280-427-192	534

En la Figura 21 se observa que el primer Modelo de Unidad No API es la TC-3-22-B, con 551 Barriles de Producción representado en la posición 9.

Figura 21. Pareto de Distribución de la Producción en las Unidades de Bombeo.



### 3.5 ESTUDIO DE FALLAS A POZOS ATRIBUIDAS A MANTENIMIENTO DE LA SCI

En la Superintendencia de Operaciones la Cira Infantas se lleva un consolidado de pérdidas de producción asociadas a mantenimiento por paradas de equipos, la cual discrimina la causa y modos de fallas presentados en la parada del equipo.

#### 3.5.1 Análisis de las Pérdidas de Producción Asociadas a Mantenimiento Año 2011.

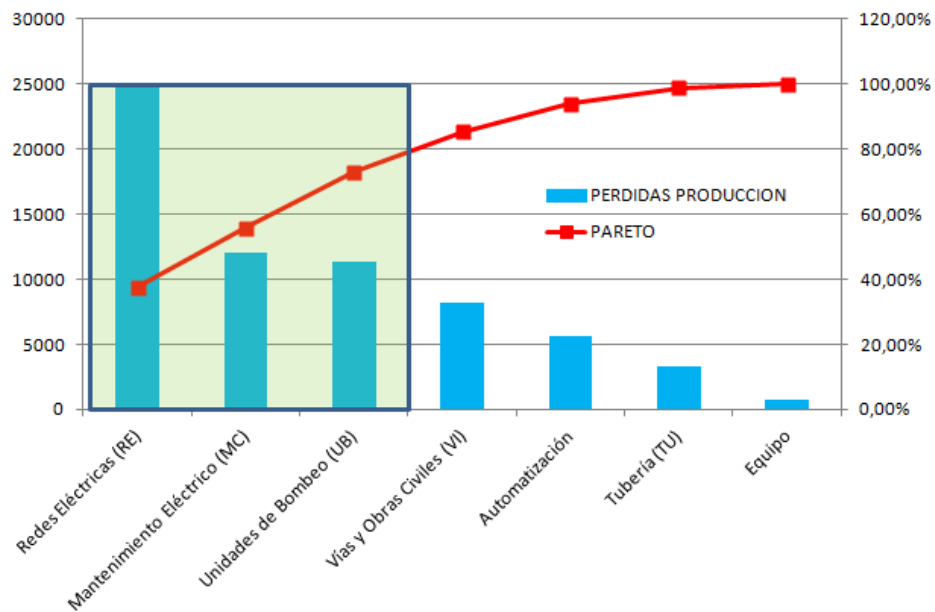
Las pérdidas de producción asociadas a mantenimiento en el año 2011 son 66070 Barriles de Crudo. Las secciones que más tuvieron pérdidas fueron Redes

Eléctricas (37,5%), Mantenimiento Eléctrico de Campo (18,3%) y Unidades de Bombeo (17,2%). Como se puede evidenciar en la Tabla 9 y la Figura 22.

Tabla 9. Pérdidas de Producción por Mantenimiento 2011

FRENTES	DIF. MTTO A
Redes Eléctricas (RE)	24763
Mantenimiento Eléctrico (MC)	12064
Unidades de Bombeo (UB)	11365
Vías y Obras Civiles (VI)	8247
Automatización	5619
Tubería (TU)	3266
Equipo	747
<b>Total Diferida general</b>	<b>66070</b>

Figura 22. Distribución de la Diferida respecto a las Áreas de Mantenimiento. 2011



Las causas y los modos de la Falla según la Norma ISO 14224 se pueden ver en la Tabla 10, donde se muestran los códigos de los modos asociados.

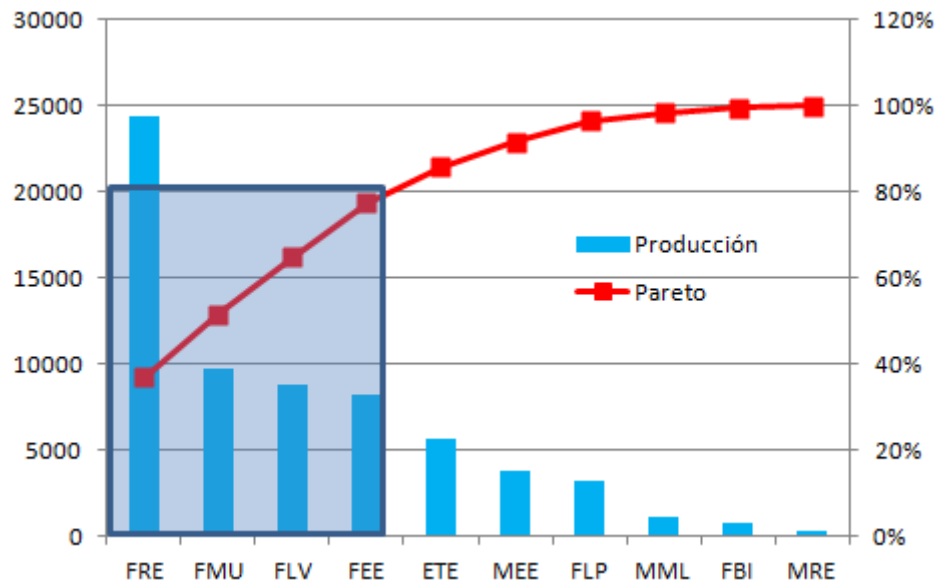
Tabla 10. Causa de Falla y Modo de Falla para Pérdidas de Producción. ISO 14224.

ITEM	AREA	CAUSA DE FALLA	CODIGO /MODO DE FALLA
1	Eléctrico	Falla línea de interconexión nacional 34.5 KV	FIN
2		Falla líneas internas y S/E 34.5 KV	FLI
3		Manto. prev. líneas y S/E 34.5 KV	MLI
4		Falla redes y S/E de 6.9 KV	FRE
5		Manto. prev. redes y S/E de 6.9 KV	MRE
6		Falla de equipos eléctricos 480 V	FEE
7		Manto. prev. equipos eléctricos 480 V	MEE
8		Esperando temporización	ETE
9	Unidad de Bombeo	Baja presión aire en cilindro	FPA
10		Falla mecánica unidad de bombeo	FMU
11		Mantenimiento menor y lubricación de U.B.M	MML
12		Ajuste de extracción	AEX
13		No Disponibilidad de componentes o repuestos de la UBM	DCR
14		No Disponibilidad de personal de Mantenimiento	DPM
15	Equipo Pesado	Falla y/o No disponibilidad de equipo pesado	FEP
16		Falla de equipos de reacondicionamiento	FER
17		Falla de equipos de varilleo	FEV
18		Falla y/o No Disponibilidad equipo auxiliar para reacond. y varilleo	FEA
19		Falla de bombas de captación de agua	FBC
20		Falla de bombas de inyección de agua	FBI
21	Transporte Tubería	Falla Técnica Oleoducto	FTO
22		Pegas en la línea de inyección	PLI
23		Línea Producción	FLP
24		Línea inyección	ILP
25		Falla en facilidades en pozos inyectoros	FPI
26		Adecuación locaciones y vías	FLV

Los modos de fallas con las que se identificaron las fallas que aportaron el 80% de la diferida en el año 2011 fueron: Falla redes y S/E de 6.9 KV con 37% (24.413 Barriles), Falla mecánica unidad de bombeo con 15% (9.672 Barriles),

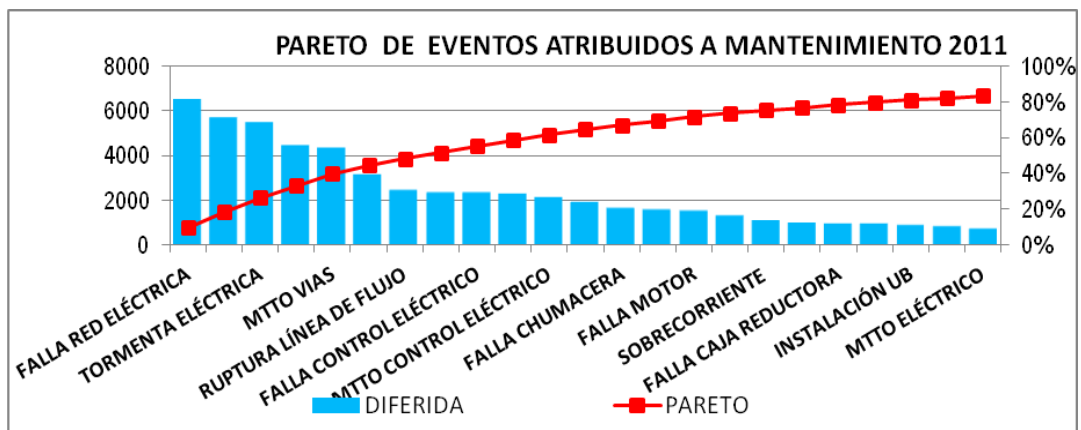
Adecuación locaciones y vías con 13% (8.765 Barriles) y Falla de equipos eléctricos 480 V con 12% (8.242 Barriles) como lo evidencia la Figura 23.

Figura 23. Distribución de pérdidas de producción por modo de falla, Año 2011.



Los eventos de falla más relevantes atribuidos a mantenimiento son la falla de la Red eléctrica con 6470 Barriles (9,8%) y las Tormentas eléctricas con 5411 Barriles (8,5%).

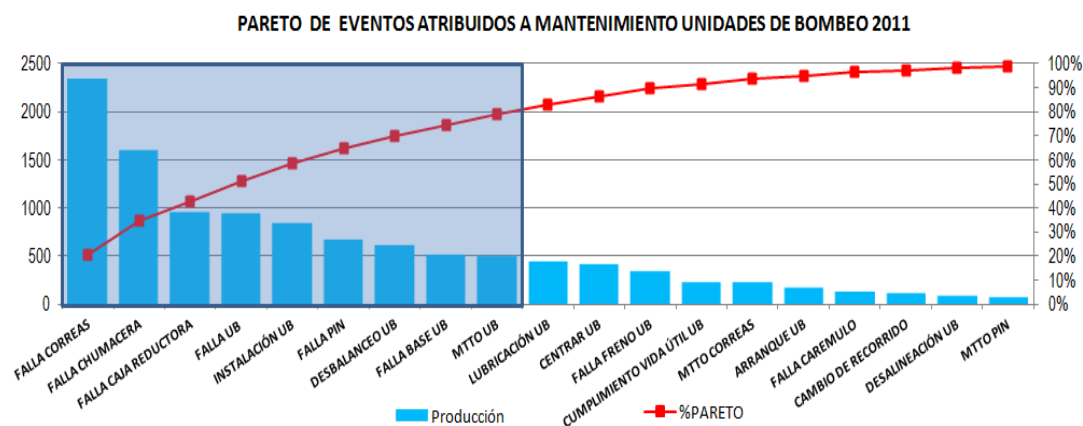
Figura 24. Distribución diferida por Causa de Falla de mantenimiento, año 2011



Como nuestro objetivo es la disminución de fallas en las Unidades de Bombeo por inconvenientes Mecánicos en la Figura 25 se observan los eventos más

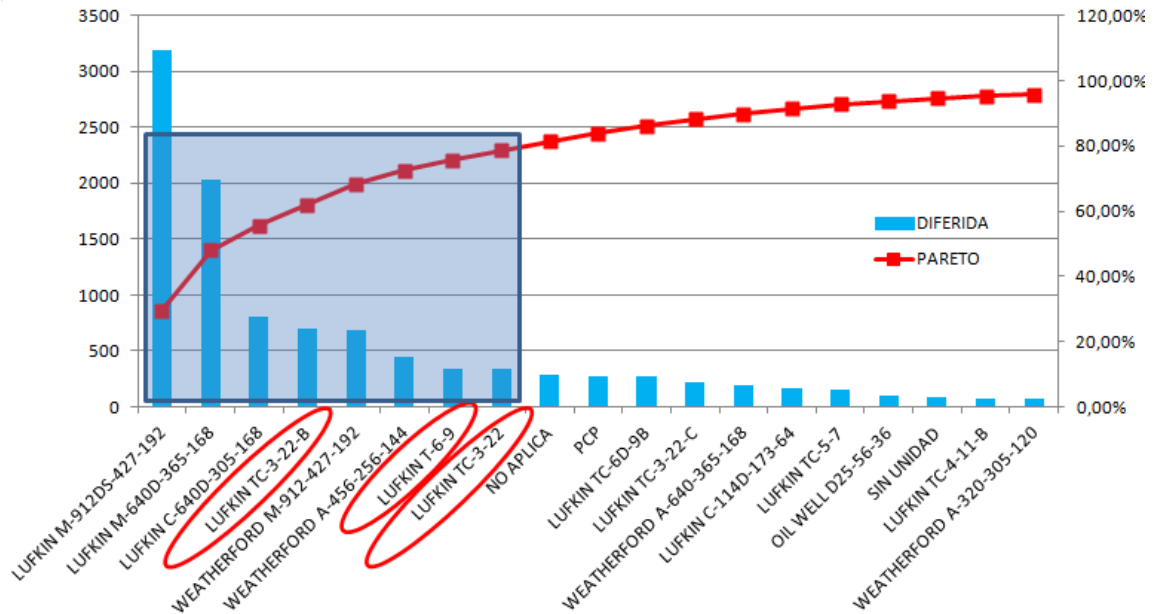
representativos que aportaron en las pérdidas de producción en el año 2011 para el frente Unidades de Bombeo del Departamento de Mantenimiento de la SCI. Como eventos representativos se tiene lo que tiene que ver con Fallas de Componentes como son: Falla de Chumacera con 1596 Barriles Perdidos (20,5%), Falla Caja Reductora con 948 Barriles Perdidos (8,1%), Falla Estructural de la Unidad de Bombeo con 938 Barriles Perdidos (8%) y Falla Pin con 672 Barriles de Producción Perdidas (6%)

Figura 25. Distribución de pérdidas de producción para el Área de Unidades de Bombeo. Año 2011



En la figura 26 se observa los tipos de modelos de Unidades de Bombeo que presentaron diferida en el año 2011 y que están asociados al Frente de Unidades de Bombeo, en ella se evidencia Unidades que no cumplen con la especificación API 11E, como son las Unidades TC-3-22B, T-6-9 y TC-3-22 con 702 Barriles (6,5%), 336 Barriles de Diferida (3,1%) y 335 Barriles (3,1%) respectivamente.

Figura 26. Diferida vs Tipo de Unidad de Bombeo. Año 2011



A continuación (Figura 27, 28 y 29) se ilustran los modelos de las Unidades de Bombeo que han impactado como evento de Falla en Chumaceras, Daños estructuras y Falla en Pines que han sido cargado a la Sección de Unidades de Bombeo del departamento de Mantenimiento de la SCI.

Figura 27. Diferida de Fallas en Chumaceras vs tipo de Unidades de Bombeo. Año 2011

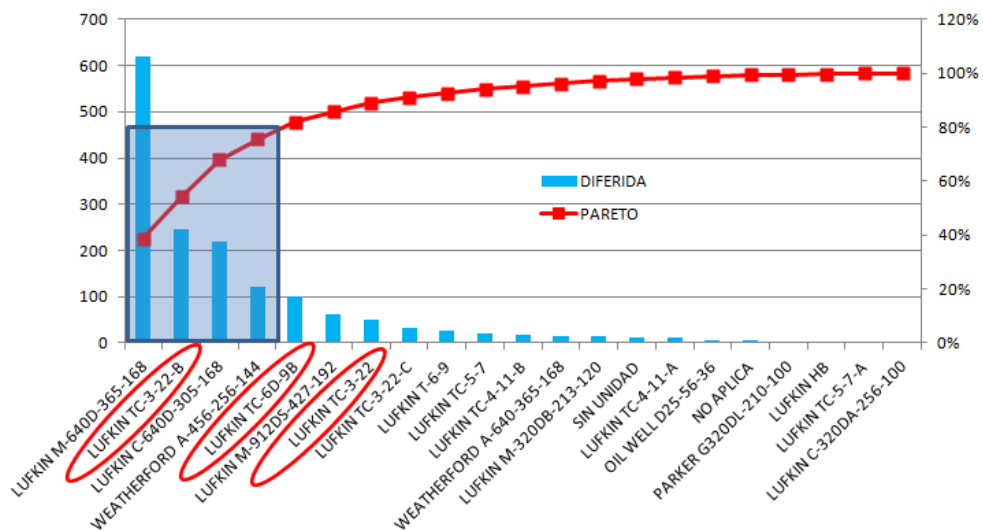


Figura 28. Diferida por Fallo estructurales vs tipo de Unidades de Bombeo. Año 2011

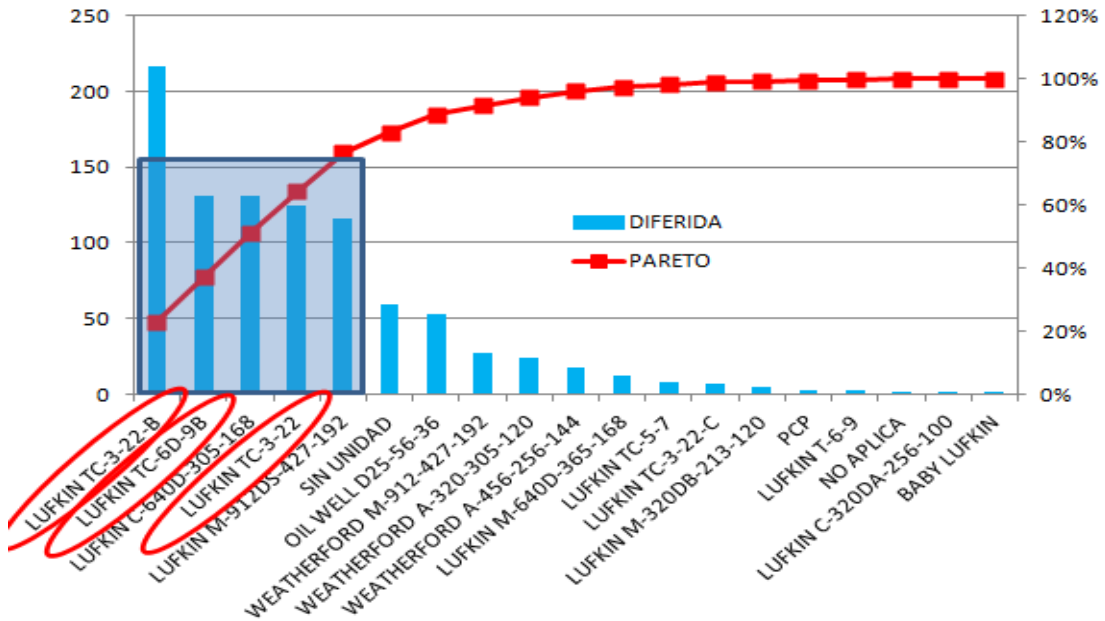
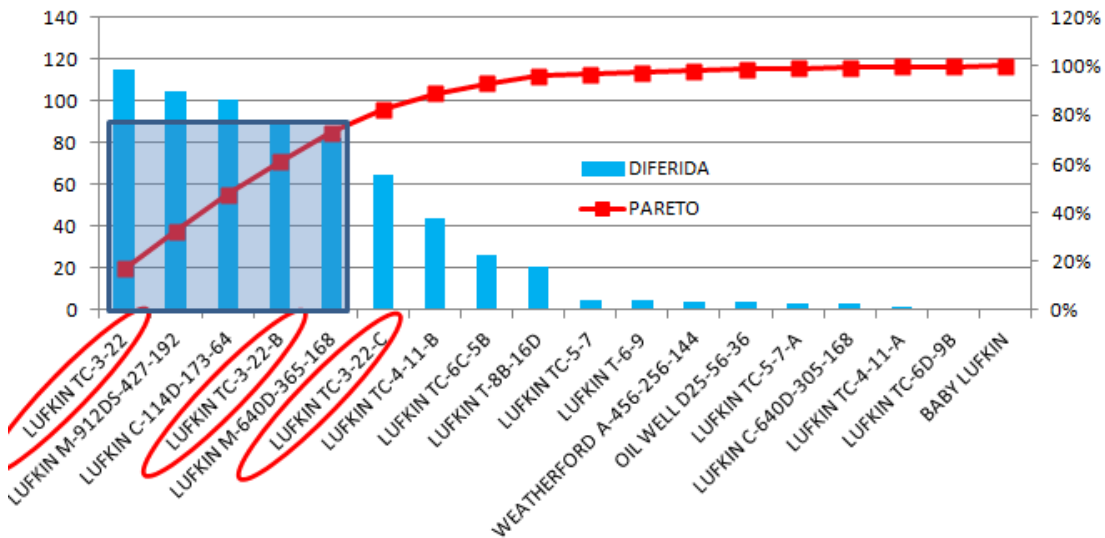


Figura 29. Diferida por Falla en Pines vs tipo de Unidades de Bombeo. Año 2011

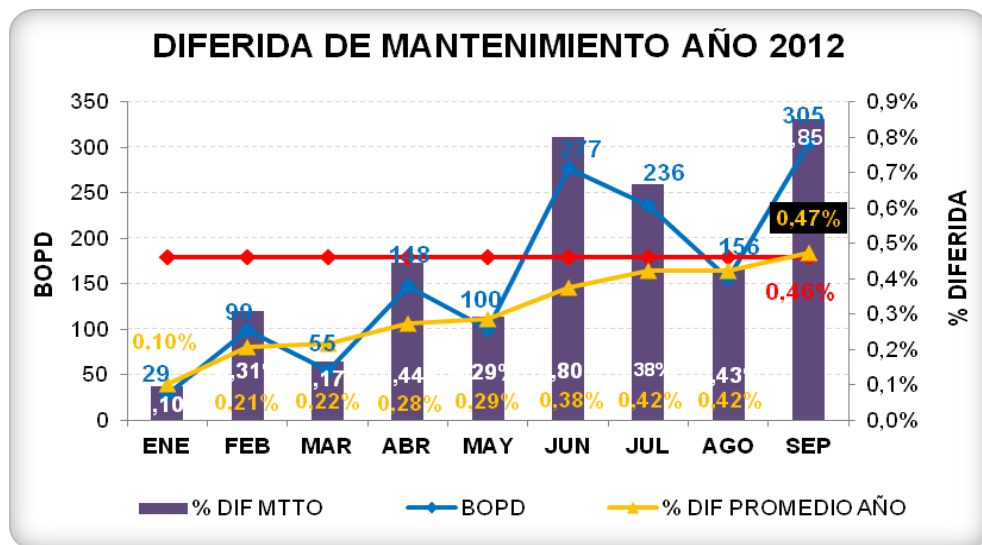


En las gráficas anteriores (Figura 27, 28 y 29) ilustran que las fallas más relevantes se presentan en las unidades que no cumplen la designación de la especificación API 11E, como son el grupo de familias de unidades tipo TC-3-22 y las T-6-9.

### 3.5.2 Pérdidas de Producción Asociadas a Mantenimiento Año 2012

En lo que va transcurrido en el año (Hasta el mes de Septiembre) el departamento de mantenimiento tiene 43.868 Barriles de Crudo asociado a pérdida. La meta para el departamento es el 0,46% de la producción Diaria, a la fecha el Departamento de Mantenimiento de la SCI se encuentra en 0,47% lo cual implica realizar planes de mejora para la disminución de este Valor. En la Figura 30 se ilustra el comportamiento de la Diferida asociado al Departamento de Mantenimiento de la SCI en el transcurso del Año 2012, mostrando una tendencia a crecer en el promedio.

Figura 30. Distribución Diferida para mantenimiento. Año 2012



En la Tabla 11 se tiene el comportamiento resumido de las pérdidas de producción (Diferida), asociadas a las secciones de trabajo de mantenimiento.

Tabla 11. Diferida Mensual por sección de Mantenimiento, Año 2012

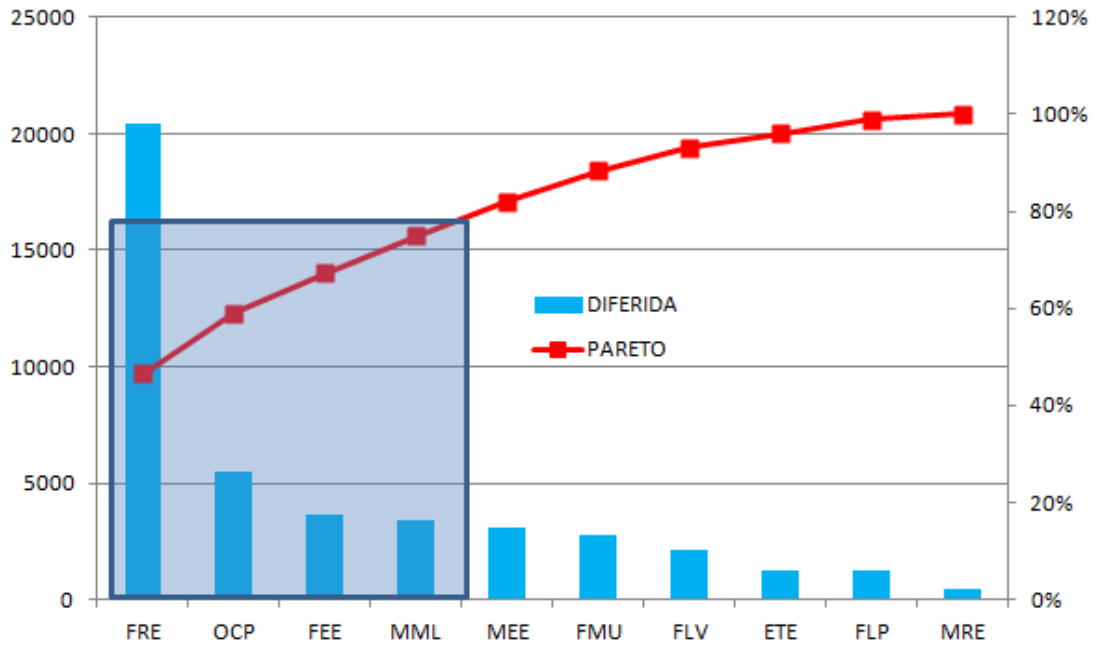
SECCION	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	TOTAL SECCION
REDES (RE)	155	875	513	2572	1248	6608	4754	1706	2418	20849
MANTENIMIENTO DE CAMPO (MC)	280	471	324	870	503	811	918	1643	880	6699
UNIDADES DE BOMBEO (UB)	343	297	600	598	809	644	726	906	1228	6150
OTRAS CAUSAS (OC)		11	711	85	285	139	503	87	3670	5492
VIAS Y LOCACIONES (VI)	25	903	115	375	91			60	540	2109
AUTOMATIZACIÓN (AU)		63	54	14	352	168	173	50	413	1286
TUBERIAS (TU)	101	268	105		107	73	242	378	8	1282
<b>TOTAL MES</b>	<b>903</b>	<b>2888</b>	<b>2422</b>	<b>4514</b>	<b>3394</b>	<b>8442</b>	<b>7316</b>	<b>4830</b>	<b>9158</b>	<b>43868</b>

Tabla 12. Diferida por Modo de Falla de Mantenimiento, Año 2012.

CODIGO	MODO DE FALLA	DIFERIDA
FRE	FALLAS REDES ELÉCTRICAS	20399
OCP	OTRAS CAUSAS	5492
FEE	FALLA ELÉCTRICA DE CAMPO	3621
MML	MANTENIMIENTO UNIDADES DE BOMBEO	3366
MEE	MANTENIMIENTO ELÉCTRICO DE CAMPO	3078
FMU	FALLAS UNIDADES DE BOMBEO	2785
FLV	MANTENIMIENTO CORRECTIVOS VIAS	2109
ETE	FALLA AUTOMATIZACIÓN	1286
FLP	FALLA LÍNEAS METÁLICAS	1282
MRE	MANTENIMIENTO REDES ELÉCTRICA	450
<b>TOTAL DIFERIDA</b>		<b>43868</b>

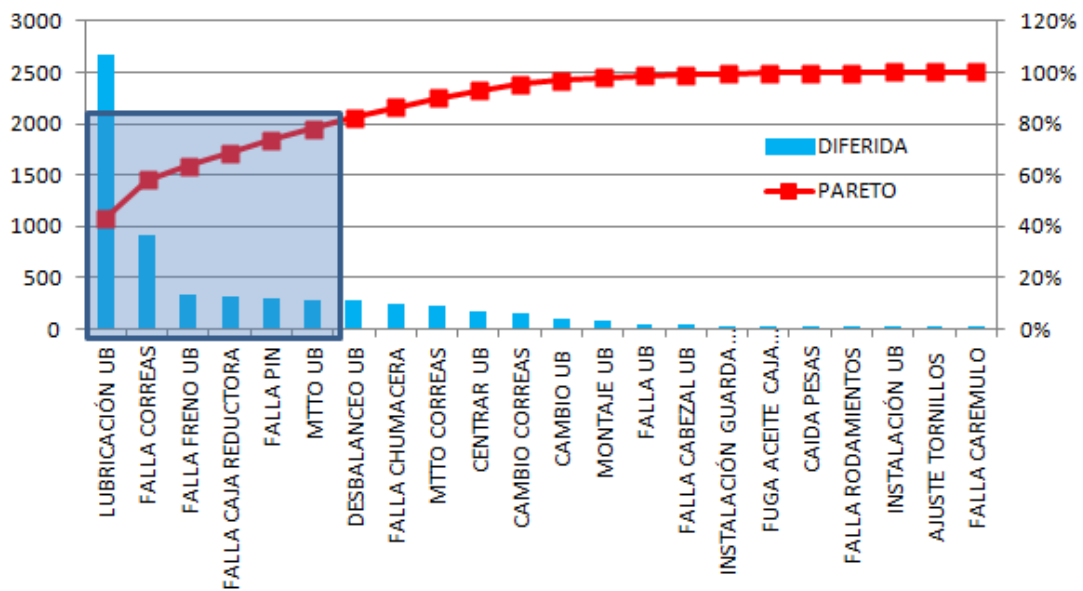
En el transcurso del año 2012 la diferida asociada por Mantenimiento de Unidades de Bombeo se puede observar en la tabla 11 y Figura 31, el cual evidencia han sido más efectivo los mantenimientos que las fallas en las Unidades de Bombeo con 3366 Barriles y 2785 Barriles respectivamente.

Figura 31. Diferida por Modo de Falla de mantenimiento. Año 2012



En la sección de Unidades de Bombeo la falla estructural más relevante es en el Pin con 295 Barriles de Diferida (5% de la diferida cargada a la Sección de Unidades de Bombeo) ver figura 32.

Figura 32. Distribución de la Diferida Sección UB, año 2012



En la Figura 33 se evidencia nuevamente inconvenientes con los Pines de las Unidades TC-3-22B con 390 Barriles asociados (6% de la diferida en Unidades de Bombeo).

Figura 33. Diferida por tipo de unidad en la sección de unidades de bombeo, año 2012.

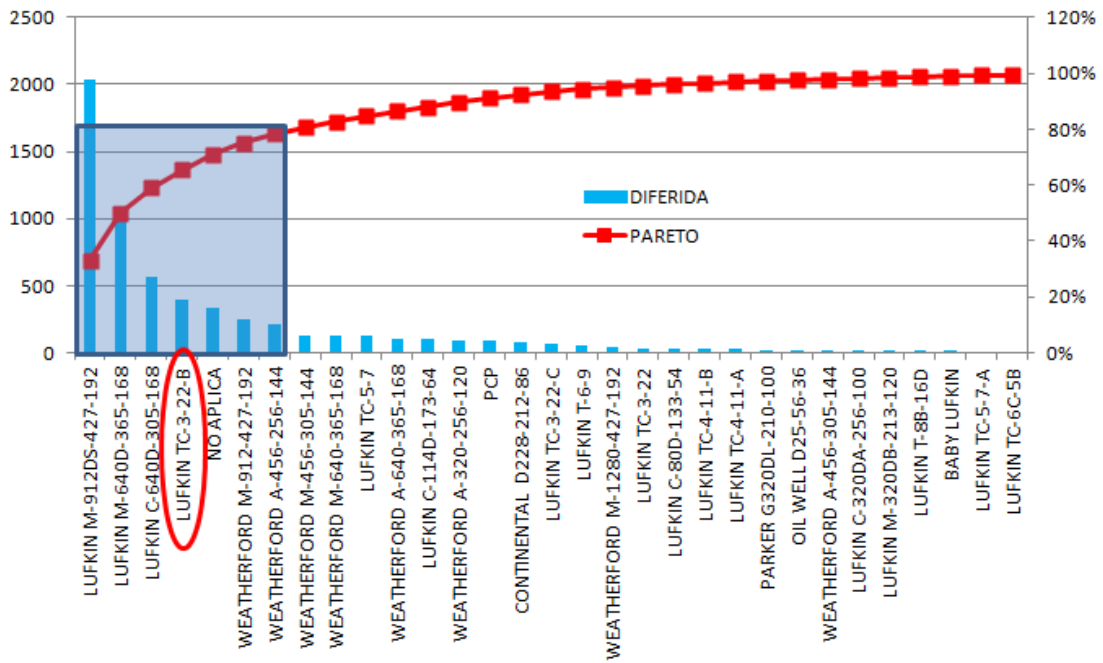
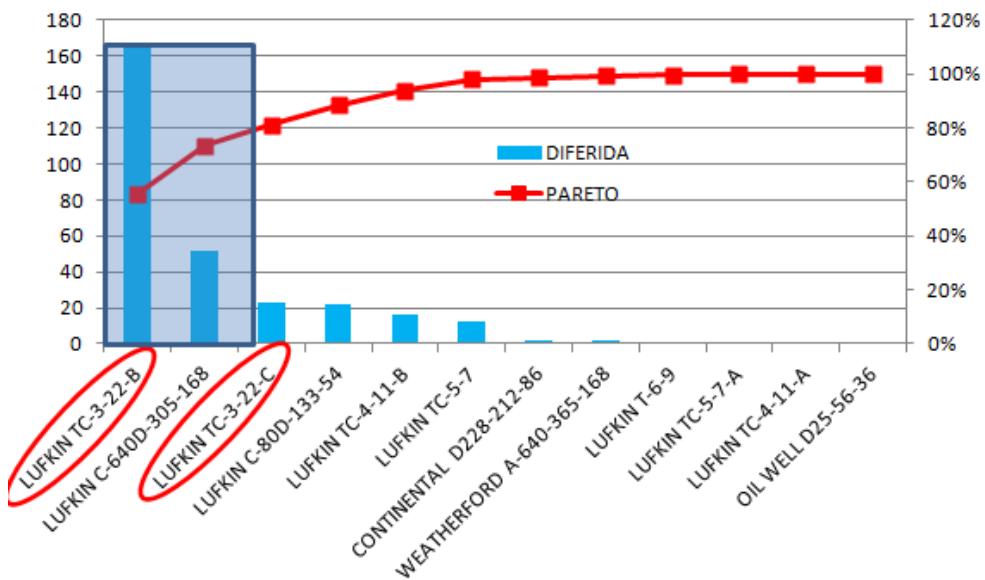


Figura 34. Diferida por fallas en pines año 2012 en la Sección U.B, año 2012.



Como los eventos de Fallas estructurales acarrear grandes costos de reparación al frente de Unidades de Bombeo (U.B), solo se analizará el comportamiento de la Falla en los Pines de las Unidades. Como se puede evidenciar en la figura 34 las Unidades TC-3-22B contienen 164 Barriles (56% de la Diferida asociadas a Pines).

### 3.6 ESTUDIO DE LAS FALLAS EN LAS UNIDADES NO API 11E

Recordemos que las Unidades de Bombeo que no Cumplen con las especificaciones API 11E tienen un potencial total de 1977 Barriles, que son aproximadamente un 7% de la producción.

Tabla 13. Diferida Unidades API, Año 2011.

UNIDAD API	TOTAL DIFERIDA
NO	7884
SI	58186
<b>TOTAL</b>	<b>66070</b>

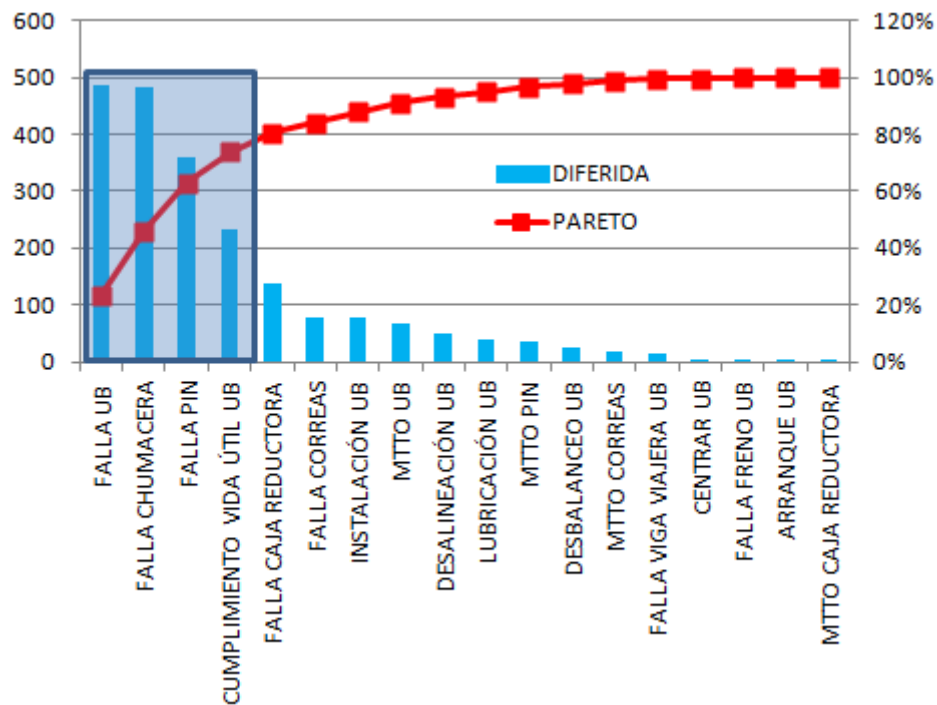
Para el año 2011 las pérdidas totales atribuidas a este tipo de unidades sumaban 7884 barriles un equivalente al 12% de las pérdidas totales. La mayoría de los problemas radicaban en los accesos a los pozos donde se encuentran estas unidades los cuales los cuales debían reconfirmarse para poder atender los pozos fallas, es por eso que gran mayoría de la diferida fue adjudicada a la Sección de vías, como se observa en la tabla 14.

Tabla 14. Diferida por Secciones, de las Unidades NO API, Año 2011.

UNIDAD NO API	TOTAL DIFERIDA
VI	4295
UB	2110
MC	635
RE	553
TU	290
<b>TOTAL</b>	<b>7884</b>

Como el motivo de estudio es las causas de falla presentada en estos tipos de unidades en la figura 35 se observa que todas las fallas que están en el Pareto hacen referencia a daños estructurales de la Unidad de Bombeo como son las Fallas en la Unidad de Bombeo y Falla de Chumacera con un 23 % cada uno.

Figura 35. Distribución las cusas de la Diferida en las Unidades No API, sección Unidades de Bombeo del año 2011.



Las unidades de bombeo que presentan el mayor impacto de pérdidas de diferida en lo que atribuye a falla mecánica en las unidades de bombeo es la Lufkin TC-3-22B con el 33,2% de las Fallas atribuibles.

Realizando el cruce de tablas respectivamente de las dos graficas anteriores encontramos que las unidades que han sufrido fallas estructurales con la causa de falla U.B. son las TC-3-22B con el 44%, TC-6D-9B con 27% y la TC-3-22 con el 25%. Ver figura 37.

Figura 36. Distribución de la Diferida en las Unidades No API, año 2011.

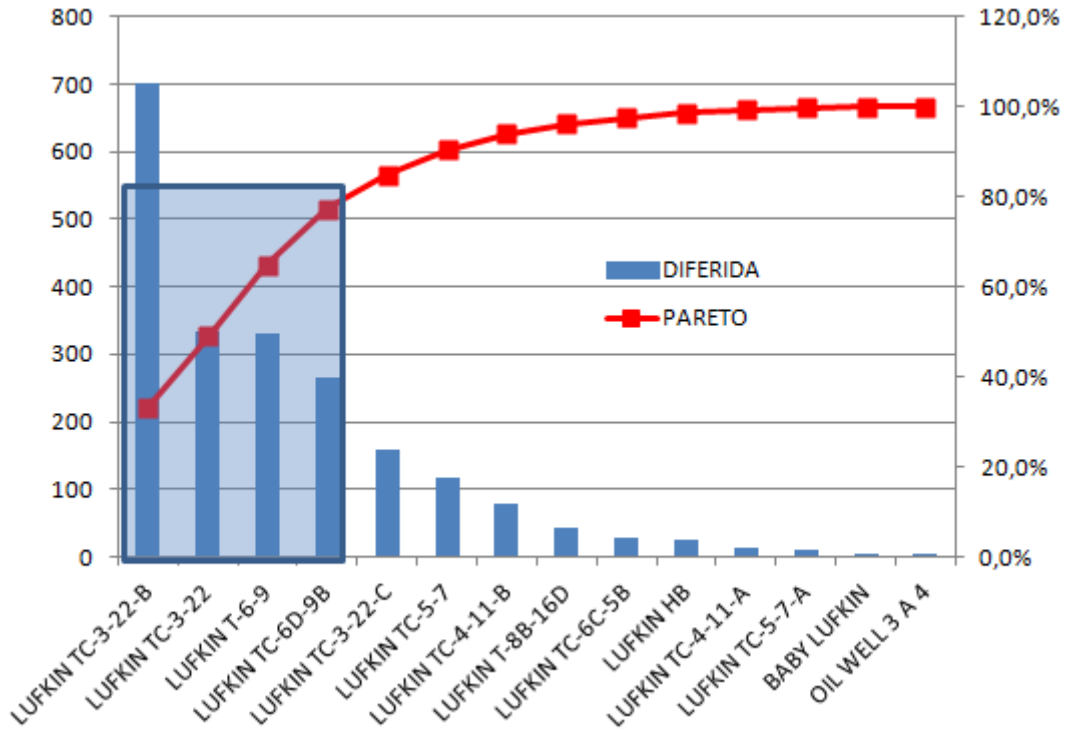
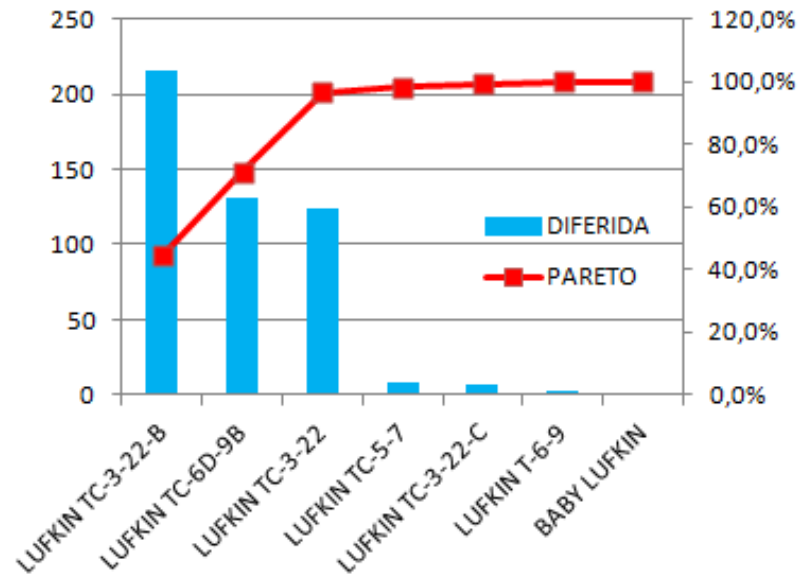


Figura 37. Falla U.B de las Unidades no API, año 2011.



### 3.7 CONCLUSION DEL ANALISIS.

Para el departamento de mantenimiento de la SCI, es de suma importancia atacar los malos actores presentes en cada una de las fallas, ya que se entiende que al eliminar la causa raíz del problema los niveles de producción aumentaran, las diferidas disminuirán, las inversiones aumentaran ya que no se consumirán los recursos en “apagar incendios” aportando su grano de arena al mantenimiento proactivo. Ver Anexo B.

Para las unidades de Bombeo que no cumplen con los requerimientos en las especificaciones API 11E, se recomienda realizar un análisis de ciclo de vida para dar de baja por obsolescencia sin perder de vista si es más rentable realizar un OverHall a estos tipos de unidades. La cantidad de equipos que desea el proyecto SCI cambiar son 30 Unidades, ya que las proyecciones de inyección y de producción harán que se requieran Unidades de Bombeo que manejen alto torque y caudal.

Para todas las Unidades Instaladas se recomienda realiza un análisis RCM<sup>12</sup> a futuro para definir las tareas que podrán asegurar la integridad del activo disminuyendo así las paradas crónicas de las Unidades de Bombeo Mecánico.

Figura 38. Propuestas de Tareas para mitigar las Fallas.

Tipo de UBM	Tipo de Equipo	ELLIPSE	DESCRIPCIÓN DE LA OT	MODO DE FALLA	DESCRIPCIÓN DE LAS TAREAS
CONVENCIONAL	GEARBOX	91d	RUTINA TRIMESTRAL REDUCTOR UBM	Falla de internos (rodamientos-piñones)	Inspección programada reductor
				Falla de freno	Inspección programada del freno
				Falla sistema de transmisión por correas	Inspección programada sistema de correas
				Falla de internos (rodamientos-piñones)	Monitoreo y análisis de aceite reductor
	STRUCTURE	91d	RUTINA TRIMESTRAL UBM	Falla de cabezal	Revisión del estado del cabezal (Carrier bar) y guaya (wireline)
				Falla estructural	Inspección programada tornillos de la estructura de la UBM
				Falla de chumaceras	Revisión y lubricación de chumaceras
				Falla estructural	Ajuste de tornillos y reemplazo si se requiere estructura.
182d	1820d	RUTINA SEMESTRAL UBM	Falla estructural	Ajuste de tornillos y reemplazo si se requiere estructura.	
		MANTENIMIENTO QUINQUENAL UBM	Falla de pines	Reemplazar pines por programa estructura	

## 4. ANALISIS DE CICLO DE VIDA

El análisis de ciclo de vida es un concepto que data de hace mucho tiempo, pero que solo hace unos años ha ganado presencia en los planes de gestión de activos, formando parte de criterios encaminados hacia la mejora en competitividad de costos, seguridad, medio ambiente y calidad.

El Análisis de Costo de Ciclo de Vida es una “herramienta sistemática que permite establecer de una manera estructurada los costos asociados con el diseño, instalación, operación, mantenimiento y disposición final de equipos y sistemas, siendo un proceso iterativo para la estimación, planeación y monitoreo de los costos durante el ciclo de vida del activo”<sup>13</sup>.

El costo de ciclo de vida es la consideración sistemática de la diferencia entre los costos e ingresos derivados de la adquisición y propiedad de las opciones alternativas para satisfacer una necesidad de activos. Es un proceso iterativo de estimulación, planificación y supervisión de los costos y las diferencias de ingresos durante toda la vida de un activo.<sup>14</sup>

### 4.1 CICLO DE VIDA PARA MANTENIMIENTO

La decisión de reemplazar o continuar manteniendo un determinado equipo representa uno de los elementos fundamentales de la estrategia de desarrollo de una industria o empresa. Un reemplazo postergado más tiempo del razonable puede elevar los costos de producción debido a una serie de problemas fáciles de identificar. Un reemplazo prematuro puede ocasionar el desvío de recursos que

---

<sup>12</sup> SAE JA 1012, A Guide to the Reliability- Centered Maintenance (RCM) Standard. 2002.

<sup>13</sup> LCC y Decisiones de Inversión en Proyectos Requeridos para Operar – Versión 1. ECOPEPETROL

<sup>14</sup> ISO 15663 Petroleum and Gas Industries, V. 2003. Part 1 Methodology, p5.

pudieran tener otras prioridades para la empresa, además de los costos de oportunidad que implican no trabajar con adecuadas estructuras y óptimos costos y riesgos.

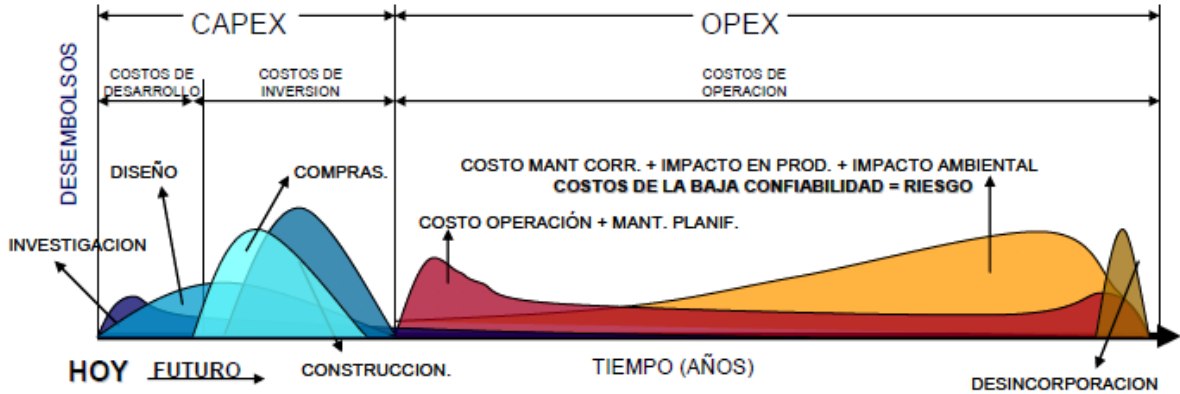
La necesidad de llevar a cabo un análisis de reemplazo surge a partir de una o varias de las siguientes razones:

1. Desempeño disminuido. Cuando debido al deterioro físico, el desempeño esperado a un nivel de productividad (funcionar a un nivel dado de calidad, cantidad y eficiencia) se ve disminuido, trayendo esto consecuencias al negocio. Esto se manifiesta por una disminución de la producción y/o por un aumento de los costos de producción.
2. Requisitos alterados. El equipo existente no puede cumplir con los nuevos requisitos legales o regulatorios bien sea a nivel de empresa, leyes locales o requisitos de los clientes. En este caso el cambio es prácticamente mandatorio y el estudio se reduce a la evaluación de la mejor opción de reemplazo.
3. Gastos de capital: En este caso mantener el equipo en operación requiere de inversiones grandes y surge la necesidad de evaluar la factibilidad de reemplazo del equipo.
4. Restricciones. En este caso el estudio surge debido a que el equipo no puede cumplir con los planes de producción y es un “cuello de botella” presente o futuro.
5. Imagen o intangibles. En este caso la inversión se justifica por la imagen deteriorada o por otros intangibles que han de justificarse financieramente.

#### **4.2 ESTRUCTURA GENERAL DEL CILO DE VIDA**

El principio clave del análisis del ciclo de vida es que cualquier decisión relativa a un activo físico debe reconocer el impacto de los costes de la decisión sobre todas las fases de la vida de ese activo, como se ilustra en la figura 39.

Figura 39. Flujo de Caja Distribuido ciclo de Vida de un Activo.

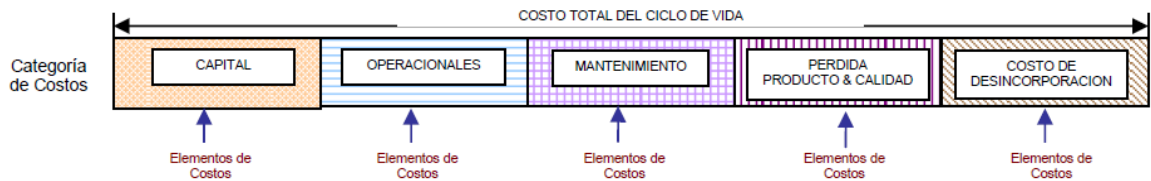


Fuente. Manuales de adiestramiento por HS Riddell de TWPL (The Woodhouse Partnership Ltda).

Costos de Capital, (CAPEX se refiere a los costos de diseño, construcción e instalación) y Costos de Operación (OPEX se refiere a los costos incurridos para operar y comprende los costos de energía y mantenimiento del activo) y los costos asociados a paradas de planta asociados al equipo en cuestión.

Estas son las fases atípicas del Ciclo de Vida para la mayoría de los activos físicos – fase de CAPEX, fase OPEX y la fase de eliminación. Mientras que algunas formas de análisis de Costo de Vida puede tener en cuenta solo los costes fase de OPEX, por ejemplo, cuando mantenimiento de estrategias alternativas se evalúan para la misma planta, ningún análisis de los costes de CAPEX es relevante a menos que la que siguió gastos OPEX se incluyen en este análisis.

Figura 40. Costos del Ciclo Vida en Bloques.



Fuente: Fuente. Manuales de adiestramiento por HS Riddell de TWPL (The Woodhouse Partnership Ltda).

### **4.3 PASOS PARA LA APLICACION DE LA METODOLOGIA ANALISIS DE CICLO DE VIDA.<sup>15</sup>**

#### **4.3.1 Diagnostico**

- a. Identificar objetivos y metas (Relación Beneficio – Costo, VPN, TIR con base en ahorros, impacto en producción, costos de mantenimiento, entre otros).
- b. Identificar restricciones (limitaciones presupuestales, de espacio, de mercado)
- c. Establecer criterios de decisión (ahorro esperado, confiabilidad o disponibilidad mínima exigida).
- d. Identificar opciones potenciales (tecnológicas, estrategias de operación)
- e. Establecer opciones (diseño, operación, mantenimiento)
- f. Definir variables a considerar en el análisis de costos (energía, costos de paradas)

#### **4.3.2 Recolección de Datos**

- a. Identificar “drivers” potenciales de costos (Energía, costos de paradas, entre otros)
- b. Definir elementos de costo (mano de obra, repuestos, insumos, consumo unitario de energía)
- c. Establecer modelo estructurado de gestión de costos (costos anualizados)
- d. Identificar y recolectar los datos (costos, estadísticas, indicadores de confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad)

---

<sup>15</sup> SANTAMARIA, Aleck; Procedimiento para el análisis del costo del ciclo de Vida (LCC) para decisiones de inversión de proyectos requeridos para operar. Dirección de Gestión de Proyectos. ECOPEPETROL. V 1. 2006

#### 4.3.3 Análisis Y Modelamiento

- a. Desarrollo del modelo LCC
- b. Análisis y evaluación de los costos
- c. Análisis de sensibilidad (Que pasa si?)

#### 4.3.4 Reporte Y Toma De Decisiones

- a. Reporte y decisión
- b. Iteración (con el diseño y/o operación y/o mantenimiento)
- c. Ejecución de planes de acción de aseguramiento y/o mejoramiento

#### 4.3.5 Evaluación Del Costo Del Ciclo De Vida (LCC)

- Costo inicial de compra, que incluye los gastos de transporte, aduana, etc.
- Costo de instalación, que incluye los costos asociados a ingenierías y montajes
- Costo de energía, que incluye tanto las variaciones de demanda como de precio.
- Costos de operación, que incluye mano de obra, insumos, reactivos, etc.
- Costos de mantenimiento, que incluye mano de obra, materiales y repuestos.
- Costos de parada, con la estimación inicial de disponibilidad se determinan los costos de lucro cesante, pérdidas de producción y producto no vendido
- Costo ambiental, que incluye las acciones tanto de cumplimiento como de remediación y/o multas por operar por fuera de los límites ambientales establecidos
- Costos de disposición, aprovisionamiento contable para remediación ambiental
- Finalizar proyecto

#### 4.4 PRESENTACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS A CONSIDERAR.

En la Tabla 15 se ilustran las alternativas a considerar para el análisis del Costo de Ciclo de vida.

Tabla 15. Propuestas para el Departamento de Mantenimiento de la SCI

DESCRIPCIÓN
OPCIÓN 1: Reparación tipo Overhaul para las Unidades de Bombeo Antiguas que no Cumplen con las Especificaciones de la Norma API 11E.
OPCIÓN 2: Reposición de Unidades de Bombeo para Reemplazar las Unidades de Bombeo Antiguas que no cumple con la Designación API 11E.
Nota General: Lo que se estima es que ya sea por la Opción 1 o 2 un total de 30 equipos distribuidos en 2 años.

En el procedimiento presentado tendrá una proyección de 10 años, por lo tanto en ese tiempo de operación se considera que los activos estarán completamente depreciados por lo que no se considerara el costo de Disposición Final, ya que adicionalmente no se tiene alguna base comparable con la venta de los equipos instalados actualmente y los costos de desinstalación en caso de compra serán despreciables.

Tomando como base fundamental de análisis los aspectos representados en la tabla 16 para ilustrar el Riesgo Base y la Tabla 17 para Evaluar el proyecto con Inversión. Teniendo claro el Horizonte que todo el análisis que se realice es donde está involucrado las Unidades de Bombeo Mecánicas que no cumplen con la designación API especificación 11E.

Tabla 16. Aspectos a Evaluar en Riesgo Base.

<b>ASPECTO A CONSIDERAR</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
Perdidas por disponibilidad y confiabilidad	Son las pérdidas de Producción (Diferida) atribuibles a las unidades de bombeo que no cumplen con la designación API 11E incluidas en el análisis.
Perdidas por Infraestructura	Son las pérdidas de generadas por los mantenimiento correctivos
Pérdidas Brutas (por equipo y falla)	Es la suma de las dos líneas anteriores.
Costos de mantenimiento	Costos de las Rutinas de Mantenimiento a las Unidades de Bombeo, Preventivas.
Costos de operación	Costos generados por problemas ambientales y Descontaminación
Flujo de caja	
Flujo de caja con declinación	
Declinación Anual de producción (porcentaje)	

En la Tabla 17 el propósito es determinar los flujos de Caja y el Valor Presente Neto (VPN) que ayudara a determinar la opción más conveniente para la compañía.

Tabla 17. Aspectos a Evaluar con Proyecto.

<b>ASPECTO A CONSIDERAR</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
Diseño (Consultoría)	Costo del Diseño de los Equipos e Infraestructura
Compras (Global para la actividad)	Costo de las Adquisiciones
Montaje (Global para la actividad)	Costo de la Instalación de las Adquisiciones
Interventoría	Costo para Seguimiento y Control de las Adquisiciones

Tabla 17. Aspectos a Evaluar con Proyecto. Continuación.

Bruto (Global para la actividad)	Sumatoria de los Item's anteriores
Número de equipos	Es la cantidad de Equipos al cual será realizado el análisis. Para nuestro proyecto será un Global de Equipos.
Costo inicial de compra ( Inversión inicial)	Es el costo de Adquisición por el total de Equipos
Costos de mantenimiento	Costos de Mantenimiento Preventivos Generados una vez se haga la inversión.
Costos de operación	Costos de Descontaminaciones Requeridas una vez se realice la inversión
Perdidas por disponibilidad y confiabilidad	Son las Perdidas de Producción(Diferida ) una vez se realice la optimización.
<b>FLUJO DE CAJA</b>	
<b>VPN del Riesgo con proyecto</b>	

#### 4.4.1 Análisis del Riesgo base.

- Perdidas por Disponibilidad y Confiabilidad. Para determinar este valor se realizo el estudio de las Diferidas causadas por estos tipos de Unidades para el Año 2011 y determinar la Tendencia en el Año 2012. Estos Valores se pueden evidenciar en la Tabla 18.
- Perdidas por infraestructura. Para calcular este valor se tuvo en cuenta el sistema de Información de ECOPETROL ELLIPSE extraídos por el MSQ 620. Se puede observar un resumen de Ellos en la Tabla 19 y 20.
- Costos por Mantenimiento Preventivo y Mejorativo. Estos valores también se pueden observar en la Tabla 19 y 20.

- Costos de Operación: Estos costos son extraídos de la base de datos de Ecopetrol “Formato de Áreas Contaminadas – Recuperadas”.<sup>16</sup> En la tabla 21.

Tabla 18. Costo de la Disponibilidad y Confiabilidad en el Riesgo Base.

	<b>AÑO 2011</b>	<b>AÑO 2012</b>
<b>TIPO DE UNIDAD</b>	<b>DIFERIDA BARRILES</b>	<b>DIFERIDA BARRILES</b>
LUFKIN TC-3-22-B	702	390
LUFKIN T-6-9	336	56
LUFKIN TC-3-22	335	37
LUFKIN TC-6D-9B	266	5
LUFKIN TC-3-22-C	212	65
LUFKIN TC-5-7	157	126
LUFKIN TC-4-11-B	77	26
LUFKIN T-8B-16D	64	17
LUFKIN TC-6C-5B	28	12
LUFKIN HB	25	2
LUFKIN TC-4-11-A	13	25
LUFKIN TC-5-7-A	10	13
OIL WELL 3 A 4	8	5
BABY LUFKIN	3	14
<b>TOTAL DIFERA</b>	<b>2237</b>	<b>793</b>
PRECIO BARRIL USD	92	93
COSTO POR DISPONIBILIDAD KUSD	206	74

<sup>16</sup> Este Formato es llevado como control de costos para Áreas Contaminadas Recuperadas y

Tabla 19. Costos de Mantenimiento Asociados a Unidades de Bombeo. Año 2011

TIPO DE UNIDAD	TIPO DE MANTENIMIENTO			TOTAL X UNIDAD
	CO	ME	PV	
LUFKIN TC-3-22-B	\$ 33.117.049	\$ 2.064.240	\$ 17.391.115	\$ 52.572.403
LUFKIN TC-3-22-C	\$ 10.465.208	\$ 5.499.936	\$ 10.632.625	\$ 26.597.768
LUFKIN T-6-9	\$ 16.673.417	\$ 422.250	\$ 7.901.274	\$ 24.996.941
LUFKIN TC-3-22	\$ 13.708.354	\$ 511.486	\$ 6.053.962	\$ 20.273.802
LUFKIN TC-5-7	\$ 8.470.457	\$ 1.876.198	\$ 3.969.605	\$ 14.316.259
LUFKIN TC-4-11-A	\$ 8.362.150	\$ 872.650	\$ 3.186.299	\$ 12.421.098
LUFKIN TC-4-11-B	\$ 4.939.386	\$ 412.961	\$ 4.469.304	\$ 9.821.650
LUFKIN TC-6D-9B	\$ 5.052.174	\$ 825.640	\$ 2.974.018	\$ 8.851.831
LUFKIN T-8B-16D	\$ 1.370.371		\$ 3.137.971	\$ 4.508.342
LUFKIN TC-5-7-A	\$ 1.349.685	\$ 300.361	\$ 2.437.141	\$ 4.087.186
LUFKIN TC-6C-5B	\$ 1.759.547		\$ 1.069.419	\$ 2.828.965
LUFKIN HB	\$ 1.551.231		\$ 94.021	\$ 1.645.252
OIL WELL 3 A 4	\$ 762.767	\$ -	\$ 619.582	\$ 1.382.348
BABY LUFKIN	\$ 820.046		\$ 541.043	\$ 1.361.089
<b>TIPO DE POR MTTO</b>	<b>\$ 108.401.840</b>	<b>\$ 12.785.719</b>	<b>\$ 64.477.377</b>	<b>\$ 185.664.935</b>

Tabla 20. Costos de Mantenimiento Asociados a Unidades de Bombeo. Año 2012

TIPO DE UNIDAD	TIPO DE MANTENIMIENTO			TOTAL X UNIDAD
	CO	ME	PV	
LUFKIN TC-3-22-B	\$ 108.370.715,80	\$ 9.061.385,50	\$ 8.205.517,03	\$ 125.637.618,33
LUFKIN T-6-9	\$ 42.861.504,23	\$ 2.720.189,50	\$ 9.415.133,50	\$ 54.996.827,23
LUFKIN TC-3-22-C	\$ 20.425.458,73	\$ 2.997.975,00	\$ 2.592.719,50	\$ 26.016.153,23
LUFKIN TC-3-22	\$ 14.020.389,94	\$ 507.500,00	\$ 2.944.576,00	\$ 17.472.465,94
LUFKIN TC-5-7	\$ 8.594.508,35	\$ 3.247.625,00	\$ 5.599.056,66	\$ 17.441.190,01
LUFKIN TC-4-11-B	\$ 9.276.402,97	\$ 739.864,50	\$ 1.545.698,50	\$ 11.561.965,97
LUFKIN TC-5-7-A	\$ 7.410.218,47	\$ -	\$ 3.527.619,78	\$ 10.937.838,25
LUFKIN TC-6C-5B	\$ 3.175.820,36	\$ 112.600,00	\$ 5.520.132,86	\$ 8.808.553,22
LUFKIN TC-4-11-A	\$ 5.888.926,85	\$ 1.238.600,00	\$ 1.496.768,50	\$ 8.624.295,35
LUFKIN TC-6D-9B	\$ 5.551.223,86	\$ 692.600,00	\$ 2.212.936,00	\$ 8.456.759,86
LUFKIN T-8B-16D	\$ 3.251.879,48	\$ 1.140.875,00	\$ 1.940.226,50	\$ 6.332.980,98
BABY LUFKIN	\$ 428.924,50	\$ 985.250,00	\$ 1.968.495,00	\$ 3.382.669,50
OIL WELL 3 A 4	\$ 271.701,19	\$ 290.000,00	\$ 338.939,00	\$ 900.640,19
LUFKIN HB	\$ 634.189,00		\$ 84.450,00	\$ 718.639,00
<b>TIPO DE POR MTTO</b>	<b>\$ 230.161.863,73</b>	<b>\$ 23.734.464,50</b>	<b>\$ 47.392.268,83</b>	<b>\$ 301.288.597,06</b>

pertenece al Departamento de Producción.

Tabla 21. Formato de Área contaminadas y Descontaminadas, Año 2011.

<b>LOCACIÓN</b>	<b>TIPO DE UNIDAD</b>	<b>Fecha Derrame</b>	<b>Fecha Inicial Recup.</b>	<b>Fecha Final Recup.</b>	<b>Valor (\$) Descontaminacion</b>	<b>Contrato</b>
POZO 1529	LUFKIN TC-6D-9B	10-mar-11	10-mar-11	11-mar-11	<b>\$ 2.000.000,00</b>	5209151
POZO 1863	LUFKIN TC-3-22	02-abr-11	02-abr-11	02-abr-11	<b>\$ 1.628.000,00</b>	5209151
POZO 1180	LUFKIN TC-3-22-C	10-abr-11	10-abr-11	10-abr-11	<b>\$ 890.000,00</b>	5209151
POZO 1529	LUFKIN TC-6D-9B	15-abr-11	15-abr-11	16-abr-11	<b>\$ 4.080.000,00</b>	5209151
POZO 1189	LUFKIN TC-3-22	05-jun-11	05-jun-11	05-jun-11	<b>\$ 1.360.000,00</b>	5209151
POZO 1801	LUFKIN TC-4-11-B	06-jun-11	06-jun-11	06-jun-11	<b>\$ 200.000,00</b>	5209151
Pozo 1534	LUFKIN TC-6D-9B	03-ago-11	03-ago-11	04-ago-11	<b>\$ 3.800.000,00</b>	5209151
Pozo 1537	LUFKIN TC-6D-9B	18/10/2011 02:05 p.m	18-oct-11		<b>\$ 1.600.000,00</b>	5209151
Pozo 1877	LUFKIN TC-3-22-C	08/11/2011 08:30 a.m	08-nov-11		<b>\$ 3.200.000,00</b>	5209151
Pozo 998	LUFKIN TC-5-7	14/11/2011 08:00 a.m	14-nov-11	14-nov-11	<b>\$ 1.800.000,00</b>	5209151
Pozo 1352	LUFKIN TC-4-11-A	30/11/2011 01:30 p.m	30-nov-11	30-nov-11	<b>\$ 1.494.400,00</b>	5209151
Pozo 943	LUFKIN TC-3-22-C	12-dic-11	12-dic-11	12-dic-11	<b>\$ 1.436.200,00</b>	5209151

Figura 41. Resumen del Riesgo Base.

TMR ( Ecopetrol)

12% EA. USD

RIESGO BASE Areas de Resultado	Beneficios Económicos en KUSD (por equipo y falla)										
	2012 0	2013 1	2014 2	2015 3	2016 4	2017 5	2018 6	2019 7	2020 8	2021 9	2022 10
Perdidas por disponibilidad y confiabilidad		-\$ 210	-\$ 244	-\$ 268	-\$ 295	-\$ 324	-\$ 357	-\$ 392	-\$ 432	-\$ 475	-\$ 522
Perdidas por Infraestructura		-\$ 141	-\$ 148	-\$ 156	-\$ 163	-\$ 171	-\$ 180	-\$ 189	-\$ 198	-\$ 208	-\$ 219
Perdidas Brutas (por equipo y falla)	\$ 0	-\$ 351	-\$ 392	-\$ 423	-\$ 458	-\$ 496	-\$ 537	-\$ 581	-\$ 630	-\$ 683	-\$ 741
Costos de mantenimiento		-\$ 26	-\$ 28	-\$ 29	-\$ 30	-\$ 32	-\$ 34	-\$ 35	-\$ 37	-\$ 39	-\$ 41
Costos de operación		-\$ 52	-\$ 55	-\$ 58	-\$ 60	-\$ 63	-\$ 67	-\$ 70	-\$ 73	-\$ 77	-\$ 81
Flujo de caja	\$ 0	-\$ 430	-\$ 474	-\$ 510	-\$ 549	-\$ 591	-\$ 637	-\$ 687	-\$ 740	-\$ 799	-\$ 863
Flujo de caja con declinación	\$ 0	-\$ 400	-\$ 441	-\$ 474	-\$ 510	-\$ 550	-\$ 592	-\$ 638	-\$ 689	-\$ 743	-\$ 802
Declinación Anual de producción (porcentaje)	7%										
<b>VPN Total Riesgo base sin declinación</b>		<b>-\$ 3.307</b>									
<b>VPN Total riesgo base con Declinación</b>		<b>-\$ 3.076</b>									
Maxima probabilidad del ocurrencia		100%									
<b>VPN Riesgo base* Probabilidad de ocurrencia</b>		<b>-\$ 3.076</b>									

#### 4.4.2 Análisis del Riesgo del Proyecto Opción 1

- Diseño. No aplica para esta Opción.
- Compras. Hace referencia a los materiales gastados para la reparación tipo Overhaul a las Unidades de Bombeo. Para facilidad del cálculo se tomo el costo de las familias de las Unidades en referencia TC-3-22 <sup>17</sup>

Tabla 22. Repuestos Usados en la Reparación de 1 Unidad de Bombeo TC-3-22.

PRESUPUESTO DE REPUESTOS PARA REPARAR UNIDADES DE BOMBEO						
LUFKIN TC-3-22						
ITEM	DESCRIPCIÓN	CODIGO ELLIPSE	UNIDAD	CANTIDADES A COMPRAR	PRECIO X UNIDAD	TOTAL
1	04332 EJE DE INTERMEDIA ENSAMBLADO GM	1946086	EA	1	\$ 8.569.471,90	\$ 8.569.472
2	EJE DE ALTA GM 04331	1946078	EA	1	\$ 3.542.000,00	\$ 3.542.000
3	EJE DE PIN LU-19/21-P	2803120	EA	2	\$ 638.770,00	\$ 1.277.540
4	BUJE DE PIN BP-19/21-PI.75D	2826410	EA	2	\$ 187.220,00	\$ 374.440
5	SELLO DEL PIN 34407	2129344	EA	2	\$ 34.296,90	\$ 68.594
6	TUERCA DE PIN	1946490	EA	2	\$ 165.528,00	\$ 331.056
7	RODAMIENTO EJE DE ALTA A-5212-TS	2119840	EA	2	\$ 220.404,80	\$ 440.810
8	TS RODAMIENTO EJE DE INTERMEDIA A-5215-	2119873	EA	2	\$ 431.977,70	\$ 863.955
9	SELLOS EJE DE ALTA 21840	2128569	EA	2	\$ 22.339,90	\$ 44.680
10	CORREAS C-144	2125359	EA	3	\$ 39.642,90	\$ 118.929
11	1000/21 EJE CHUMACERA DE CENTRO ECHCE-	2803468	EA	1	\$ 1.485.957,00	\$ 1.485.957
12	BUJE DE CHUMACERA DE CENTRO BCHCE-19/21-PI.75D	2826436	EA	2	\$ 396.000,00	\$ 792.000
13	SELLO CHUMACERA DE CENTRO 60027	2130326	EA	2	\$ 110.557,70	\$ 221.115
14	EJE CHUMACERA DE COLA 4638	2803492	EA	1	\$ 385.000,00	\$ 385.000
15	PI.75D BUJE CHUMACERA DE COLA BCHO-19/21-	2826444	EA	2	\$ 165.880,00	\$ 331.760
16	SELLO CHUMACERA DE COLA 49966	643148	EA	2	\$ 88.454,30	\$ 176.909
17	POLEA CAJA REDUCTORA		EA	1	\$ 6.600.000,00	\$ 6.600.000
18	BANDAS PARA FRENO	4367587	EA	2	\$ 495.454,30	\$ 990.909
19	ACEITE EP 460 PARA LA CAJA REDUCTORA	2464451	14 GL	1	\$ 228.278,60	\$ 228.279
					VALOR	\$ 26.843.403

- Interventoria. El costo de la Interventoria hace referencia a un Profesional Junior según catalogo de Cargos de Ecopetrol y su transporte <sup>18</sup>.

<sup>17</sup> Todos los datos de los códigos pueden consultarse en el ELLIPSE.

<sup>18</sup> Catalogo de Cargos de ECOPEPETROL S.A. Documento referencia ECP-DRL-F-002

- Costos de Mantenimiento. Como las Unidades de Bombeo son reparadas por ECOPEPETROL S.A. este debe asumir su mantenimiento desde el Overhaul de los equipos.
- Montaje. Este punto se contiene la Reparación de los componentes estructurales y la instalación o cambio del mismo en el campo. Estos valores se encuentran en los contratos de Mantenimiento desarrollados. Ver figura 43.

Tabla 23. Costos Reparación y Montaje de la Unidad TC-3-22.

PRESUPUESTO DE MANO DE OBRA UNIDADES DE BOMBEO				
LUFKIN TC-3-22 LCI				
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDADES	PRECIO X UNIDAD	TOTAL
1	DESMONTAJE DE UNIDAD DE BOMBEO PEQUEÑA	1	\$ 3.642.955,59	\$ 3.642.956
2	TRANSPORTE UNIDAD PEQUEÑA	2	\$ 2.132.623,29	\$ 4.265.247
2	MONTAJE DE UNIDAD DE BOMBEO PEQUEÑA	1	\$ 6.093.269,38	\$ 6.093.269
3	REPARACION DE CAJA REDUCTORA	1	\$ 3.700.000	\$ 3.700.000
4	REPARACION DE CHUMACERA DE CENTRO	1	\$ 600.000	\$ 600.000
5	REPARACION DE CHUMACERA DE COLA	1	\$ 600.000	\$ 600.000
6	REPÁRACION DE PINES	2	\$ 350.000	\$ 700.000
			VALOR	\$ 19.601.472

- Costos de Operación. Las demandas que se pudieran generar por el impacto ambiental con los derrames generados son minimizados al reparar las 30 Unidades que tienen la Mayor Producción.

Figura 42. Resultados del Riesgo del Proyecto de la Opción 1.

RIESGO CON PROYECTO	Inversiones en KUSD (por equipo)										
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Descripción de la Inversión	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Diseño (Consultoría)											
Compras (Global para la actividad)	\$ 0	-15	-16								
Montaje (Global para la actividad)	\$ 0	-11	-12								
Interventoría	\$ 0	-4	-5								
Bruto (Global para la actividad)	\$ 0	-\$ 30	-\$ 32								
Número de equipos		20	10								
Costo inicial de compra ( Inversión inicial)	0	-601	-319								
Aumento de la Producción		86	83	83	83	83	83	83	83	83	83
Costos de mantenimiento	\$ 0	-\$ 26	-\$ 28	-\$ 29	-\$ 30	-\$ 32	-\$ 34	-\$ 35	-\$ 37	-\$ 39	-\$ 41
Costos de operación	\$ 0	-\$ 7	-\$ 7	-\$ 7	-\$ 8	-\$ 8	-\$ 8	-\$ 9	-\$ 9	-\$ 10	-\$ 10
Perdidas por disponibilidad y confiabilidad	0	-\$ 105	-\$ 122	-\$ 134	-\$ 147	-\$ 162	-\$ 178	-\$ 196	-\$ 216	-\$ 237	-\$ 261
FLUJO DE CAJA	\$ 0	-\$ 653	-\$ 392	-\$ 87	-\$ 102	-\$ 119	-\$ 137	-\$ 157	-\$ 179	-\$ 203	-\$ 229
<b>VPN del Riesgo con proyecto</b>	<b>-\$ 1.449</b>										

#### 4.4.3 Análisis del Riesgo del Proyecto Opción 2

- Diseño. No aplica para esta Opción.
- Compras. Hace referencia a la compra de las unidades equivalentes de la referencia TC-3-22 son las C-114D-173-64 según acuerdo de precios de ECOPETROL S.A. con los fabricantes de los equipos el valor promedio de esta denominación es 26 KUSD. Todos los fabricantes prometen en el costo la Garantía de 3 años y la unidad de bombeo instalada en el Campo, adicionalmente prometen en sus acuerdos de precios las inspecciones y acompañamientos en los cuidados básicos del primer año de la instalación.
- Costos de Mantenimiento. Como se dijo en el ítem anterior las Unidades Compradas tienen el primer año de inspecciones y mantenimiento incluidos en el costo de compra, luego estas inspecciones de mantenimiento se deben realizar con frecuencia de 180 días como data los manuales de los fabricantes.<sup>19</sup>
- Costos de Operación. Las demandas que se pudieran generar por el impacto ambiental con los derrames generados, son minimizados al comprar las 30 Unidades que tienen la Mayor Producción.

Figura 43. Resultados del Riesgo del Proyecto de la Opción 2.

RIESGO CON PROYECTO	Inversiones en KUSD (por equipo)										
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Descripción de la Inversión	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Diseño (Consultoría)											
Compras (Global para la actividad)	\$ 0	-26	-28								
Montaje (Global para la actividad)											
Intinventoria	\$ 0	-4	-5								
Bruto (Global para la actividad)	\$ 0	-\$ 30	-\$ 32								
Número de equipos		20	10								
Costo inicial de compra ( Inversión inicial)	0	-605	-321								
Aumento de la Producción		86	83	83	83	83	83	83	83	83	83
Costos de mantenimiento	\$ 0	-\$ 23	-\$ 23	-\$ 24	-\$ 25	-\$ 27	-\$ 28	-\$ 29	-\$ 31	-\$ 32	-\$ 34
Costos de operación	\$ 0	-\$ 7	-\$ 7	-\$ 7	-\$ 8	-\$ 8	-\$ 8	-\$ 9	-\$ 9	-\$ 10	-\$ 10
Perdidas por disponibilidad y confiabilidad	0	-\$ 84	-\$ 97	-\$ 107	-\$ 118	-\$ 130	-\$ 143	-\$ 157	-\$ 173	-\$ 190	-\$ 209
FLUJO DE CAJA	\$ 0	-\$ 633	-\$ 365	-\$ 55	-\$ 68	-\$ 81	-\$ 96	-\$ 112	-\$ 129	-\$ 149	-\$ 170
<b>VPN del Riesgo con proyecto</b>	<b>-\$ 1.244</b>										

## 4.5 ANALISIS DE LOS RESULTADOS

### 4.5.1 Análisis Incremental

Uno de los más grandes problemas de la ingeniería económica es la comparación de alternativas con exactamente la misma inversión. Para analizar correctamente las alternativas con diferente monto de inversión, se ha ideado el análisis incremental, cuyo procedimiento consiste en determinar si los incrementos de inversión que tienen las alternativas corresponden un incremento en los beneficios obtenidos. Es decir, se va invertir más, exclusivamente para ganar más, por tanto el análisis incremental se circunscribe a determinar si a los incrementos de inversión corresponde un incremento suficiente en las ganancias.

Esta técnica se basa en la comparación de los flujos de efectivo de cada uno de las alternativas por lo que se debe determinar los flujos de efectivo netos VPN de la diferencia entre los flujos de efectivo de las alternativas analizadas. Los resultados del análisis incremental se pueden observar en la figura 46 y 47, donde se evidencia que las dos alternativas son viables para la Superintendencia, una con mayor costo que la otra.

Figura 44. Análisis Incremental Riesgo del Proyecto vs Riesgo Base de la Opción 1.

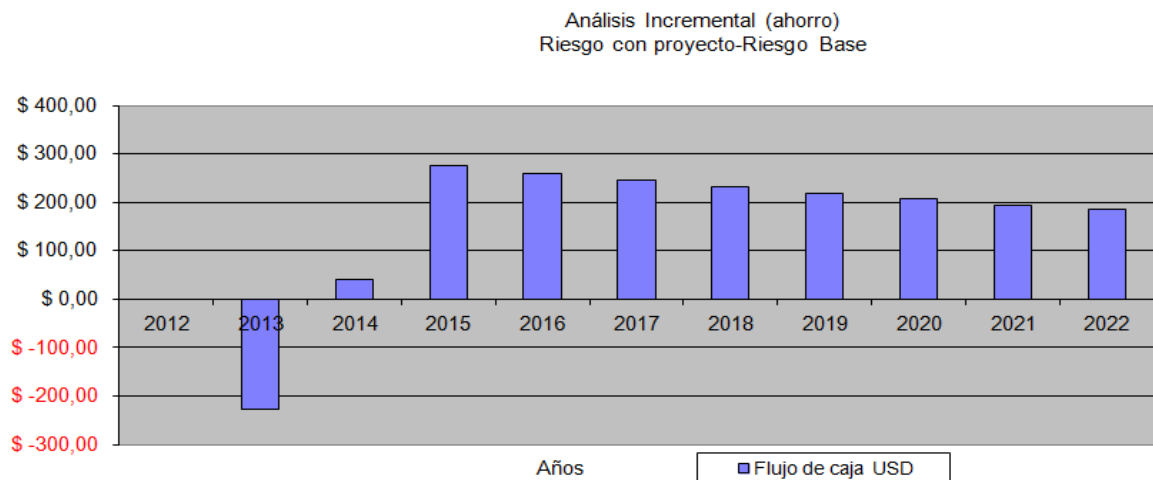
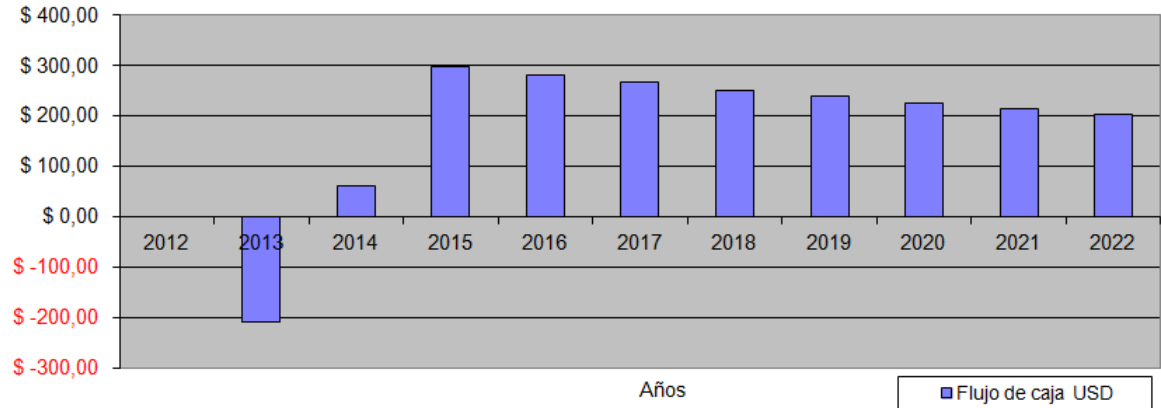


Figura 45. Análisis Incremental Riesgo del Proyecto vs Riesgo Base de la Opción 2.



#### 4.5.2 Análisis del Riesgo

En las opciones consideradas primero se debe tener el riesgo base que consiste en seguir con la configuración actual, incurriendo en los costos para su funcionamiento, los cuales deberán ser traducidos en Valor Presente Neto (VPN). Este riesgo se compara con el riesgo alternativo de las propuestas traducidas también en VPN. Por lo tanto el VPN de la Inversión Alternativa es el Flujo efectivo en el primer año del proyecto.

Tabla 24. Análisis incremental Riesgo.

<b>OPCIÓN 1</b>	Riesgo Base* Probabilidad de ocurrencia (KUSD)	-3.076
	Riesgo Alternativa (KUSD)	-1.449
	VPN Inversión Alternativa (KUSD)	-791
<b>OPCIÓN 2</b>	Riesgo Base* Probabilidad de ocurrencia (KUSD)	-3.076
	Riesgo Alternativa (KUSD)	-1.244
	VPN Inversión Alternativa (KUSD)	-796

Se evidencia que la en la tabla 22 que para las alternativas planteadas la menos riesgosa es la Opción 2, ya que el riesgo de la alternativa muestra un VPN de - 1.244 KSUD que a la larga vida del proyecto esta opción será la de menor riesgo.

#### 4.5.3 Análisis de Beneficio/Costo y Análisis de Sensibilidad

La relación entre la diferencia de los riesgos Base y la alternativa propuesta con el VPN de la Inversión alternativa, aquí se muestra la relación entre el valor presente neto del dinero ganado con la inversión contra el monto inicial de la misma, es decir:

$$\text{Relación Beneficio/Costo (Factor J)} = \frac{(\text{Riesgo Base} - \text{Riesgo Alternativa})}{\text{Inversión}}$$

El análisis de sensibilidad es el cálculo de la relación costo beneficio, si el VPN de la Inversión alternativa varia +50% o -50%, de esta manera se determina como este factor afecta al sistema y se establece que tan estables son las condiciones iniciales calculadas.

Tabla 25. Análisis de sensibilidad.

<b>OPCIÓN 1</b>	Relación Beneficio/Costo	2,1	
	Análisis de Sensibilidad +	1,4	50%
	Análisis de Sensibilidad -	4,1	-50%
<b>OPCIÓN 2</b>	Relación Beneficio/Costo	2,3	
	Análisis de Sensibilidad +	1,5	50%
	Análisis de Sensibilidad -	4,6	-50%

#### **4.5.4 Recomendación de la Alternativa más óptima**

De acuerdo a los aspectos comparados cada uno de las alternativas como son VPN, análisis de Riesgo y Relación Costo Beneficio. Se recomienda la Opción 2 aunque es claro que ninguna de las dos propuestas podrá tener una inversión mayor al 100% estudiado ya que el Beneficio /Costo no sería representativo (Siempre se recomienda que este factor J sea Mayor que 2. En caso contrario, se deben proponer otras alternativas de solución, o llevar la actividad de mantenimiento planteada al presupuesto de gastos). Otras de las razones para escoger la Opción 2 es que los inventarios en bodegas se reducirían al tener las Unidades Estandarizadas según la designación API de la Especificación 11E, adicionalmente contara con la garantía de los fabricantes o representantes de los equipos vendidos.

## 5. CONCLUSIONES

Las unidades de bombeo de la Superintendencia La Cira Infantas que no cumplen con la Norma API en la especificación 11E, son modelos antiguos instalados heredado desde la concesión de Mares y que ha sido discontinuado por los Fabricantes, en el cual no se previó en aquel tiempo los problemas de reposición de repuestos permitiendo esto a que la industria local incursionara en la fabricación de los repuestos perdiendo así a través de los años las tolerancias y ajustes, conllevando a que las reparaciones mayores de los equipos se acortada el tiempo promedio entre fallas y se aumentara el tiempo de las reparaciones.

La norma ISO 14224 presenta los lineamientos para la especificación, recolección y aseguramiento de la calidad de los datos que permitan Cuantificar la Confiabilidad de Equipos y compararla con la de otros de características similares. El estudio de ella permitió identificar las fallas y reconocer los Modos de Fallas de los problemas potenciales (Problemas Estructurales) a partir de los componentes, arrojando como resultado un análisis de modos y causa de falla (Ver Anexo B) en el que se involucra el personal de operaciones como fuente primordial de los cuidados básicos de equipos, ya que estas unidades cuentan con sistemas de automatización y control.

El análisis de Pareto puede usarse como herramienta fundamental para el análisis de malos actores en la SCI, con una base de dato organizada se podrá tomar acciones proactivas ocupándose 90% dedicación a problemas de confiabilidad de largo plazo, RCA, Planeación y Programación.

Respecto al Análisis de Ciclo de Vida se puede concluir lo siguiente:

- ✓ En la propuesta analizada se observa que la inversión en la compra de equipos es viable solo hasta la adquisición de 30 unidades, ya que en el análisis de sensibilidad para un incremento del 50% del VPN de la inversión alternativa.
- ✓ El análisis de Ciclo de Vida es una herramienta de gestión de activos que permite evaluar la viabilidad y rentabilidad supuesta en un proyecto, y que la confiabilidad que de este análisis dependerá directamente de las políticas de cada organización en la que vincule a todas las aéreas de las empresas, que permitirá llegar a los niveles de detalle óptimos de cada LCC.
- ✓ Los contratistas (Proveedores del Servicio) o vendedores juegan un papel muy importante en el desarrollo del análisis del ciclo de vida, ya que ellos suministran grande cantidades de información al momento de proponer las alternativas del proyecto como son acuerdo de precios y tasas, acuerdo garantías, costos de instalación, entre otras.

## BIBLIOGRAFÍA

**API Specification 11 E.** Specification for Pumping Units, Eighteenth Edition, 2008.

**ISO/DIS 14224:2004.** Petroleum and natural gas industries — Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment.

**ISO 15663:2000.** Petroleum and Natural gas Industries – Life Cycle Costing- Part 1. Methodology.

**LATINO, Robert.** Failure Analysis/Problem Solving Methods. Hopewell, USA: reliability center, 1994.

**MOUBRAY, Jhon.** Reliability Centered Maintenance [RCM]. Caroline North: Mc. Aladon llc, 2004.

**OREDA (Offshore Reliability Data).** Disponible en < <http://www.oreda.com>>.

**RYDELL, Harry.** Inversión de activos y costo de ciclo de vida, manual de capacitación, the woodhouse partnership. PDVSA Venezuela 2004. P16

**SANTAMARIA, Aleck.** Procedimiento para el análisis del costo del ciclo de vida (LCC) para decisiones de inversión en proyectos requeridos para operar. Dirección de Gestión de Proyectos, Ecopetrol S.A. versión uno del 2006.

## **ANEXOS**

## ANEXO A. Modos y Causas de Falla en la SCI, ISO 14224.

**Tabla 1. Modos de falla de los equipos críticos de la SCI, ISO 14224.**

ÍTEM	CODIGO W4	DESCRIPCION	TIPO	Bomba Centrífuga	Bomba Reciprocante	Bomba Motor a Gas	Motogenerador	Compresor de tornillo	Compresor de Gas	Bomba reflujo	Turbina	TRADUCCIÓN
1	EXL	External leakage fluido proceso	NP	X	X	X		X	X	X		Fuga externa fluido de proceso
2	FTS	Failed to start	NP	X	X	X	X	X	X	X	X	Falla de arranque
3	FWR	Fail while running	NP	X	X	X	X	X	X	X	X	Falla mientras opera
4	HGF	High gas flow	NP									Alto flujo de gas
5	LGF	Low gas flow	NP									Bajo flujo de gas
6	NGF	No gas flow	NP									No hay flujo de gas
7	OHE	Overheating	NP	X	X	X	X	X	X	X	X	Sobrecalentamiento
8	OVH	Overhaul	P	X	X	X	X	X	X	X	X	Overhaul - Mnto mayor
9	VIB	Vibration	NP	X	X	X	X	X	X	X	X	Vibración excesiva
10	ALK	Leakage on auxiliary systems	NP	X	X	X	X	X	X	X	X	Fuga en sistemas auxiliares
11	EXN	Excessive noise	NP	X	X	X	X	X	X	X	X	Ruido excesivo
12	FOF	Faulty output frequency	NP				X				X	Frecuencia de salida defectuosa
13	FOV	Faulty output voltage	NP				X				X	Voltaje de salida defectuoso
14	RPD	Reduced power delivery	NP				X				X	Potencia de salida reducida
15	SYN	Fail to synchronize	NP				X				X	Falla de sincronización
16	BBP	Break, breach of puncture	NP	X	X	X	X	X	X	X	X	Grieta, ruptura
17	FWE	Faulty weld	NP	X	X	X	X	X	X	X	X	Soldadura defectuosa
18	PLU	Plugged or clogged	NP	X	X	X	X	X	X	X	X	Taponamiento / bloqueado
19	INL	Internal leakage	NP	X	X	X	X	X	X	X	X	Pase interno
20	SCH	Inspección / Mnto programado	P	X	X	X	X	X	X	X	X	Inspección / Mnto programado
21	EMF	Falla externa de mantenimiento	EE	X	X	X	X	X	X	X	X	Falla externa de mantenimiento
22	FTF	Mal funcionamiento	NP	X	X	X	X	X	X	X	X	Mal funcionamiento
23	PDE	Parameter deviation	NP	X	X	X		X	X	X		Desviación de parametros (P,T,F,Q)
24	STD	Structural deficiency	NP	X	X	X	X	X	X	X	X	Deficiencia estructural
25	FOU	Fouling	NP	X	X	X	X		X	X	X	Ensuciamiento
26	IHT	Insufficient heat transfer	NP									
27	EOP	Erratic operation (fluctuation)	NP	X	X	X	X	X	X	X	X	Operación errática (fluctuación)
28	WKV	Workover	EB									Trabajos de producción

**Tabla 2. Causa de falla de los equipos críticos de la SCI, ISO 14224.**

ÍTEM	CODIGO W6	DESCRIPCION	DESCRIPCION INGLES	COMENTARIO
1	BKG	Rotura	Breakage	Fracture, breach, crack
2	BRS	Explosión	Burst	Item burst, blown, exploded, imploded, etc.
3	CAV	Cavitación	Cavitation	Relevant for equipment such as pumps and valves
4	CFM	Modo de falla común	Common failure mode	Several instrument items failed simultaneously, e.g. redundant fire and gas detectors
5	CON	Contaminación	Contamination	Contaminated fluid/gas/surface e.g. lubrication oil contaminated, gas detector head contaminated
6	COR	Corrosión	Corrosion	All types of corrosion, both wet (electrochemical) and dry (chemical)
7	CTL	Falla de control	Control failure	
8	DEF	Deformación	Deformation	Distortion, bending, buckling, denting, yielding, shrinking, etc.
9	EAR	Tierra / Falla de aislamiento	Earth/isolation fault	Earth fault, low electrical resistance
10	EFG	Falla eléctrica	Electrical failure- general	Failures related to the supply and transmission of electrical power, but where no further details are known
11	ERO	Erosión	Erosion	Erosive wear
12	EXT	Falla por influencia externa	External influence - general	The failure where caused by some external events or substances outside boundary, but no further details are known
13	FAC	Falla de alineamiento / tolerancia	Clearance/ alignment failure	Failure caused by faulty clearance or alignment
14	FAP	Sobretensión		
15	FAS	Señal / indicación / alarma defectuosa	Faulty signal/indication/alarm	Signal/indication/alarm is wrong in relation to actual process. Could be spurious, intermittent, oscillating, arbitrary
16	FPW	Potencia / voltaje defectuoso	Faulty power/voltage	Faulty electrical power supply, e.g. over voltage
17	FTG	Fatiga	Fatigue	If the cause of breakage can be traced to fatigue, this code should be used
18	INF	Falla de instrumentos	Instrument failure – general	Failure related to instrumentation, but no details known
19	LOO	Alojamiento / Piezas sueltas	Looseness	Disconnection, loose items
20	MAT	Falla de material	Material failure- general	A failure related to a material defect, but no further details known
21	MEC	Falla mecánica	Mechanical failure- general	A failure related to some mechanical defect, but where no further details are known
22	NOS	Sin señal / indicación / alarma	No signal/indication/alarm	No signal/indication/alarm when expected
23	NPW	Sin potencia / voltaje	No power/ voltaje	Missing or insufficient electrical power supply
24	OOA	Fuera de ajuste	Out of adjustment	Calibration error, parameter drift
25	OPC	Circuito abierto	Open circuit	Disconnection, interruption, broken wire/cable
26	OVH	Sobrecalentamiento	Overheating	Material damage due to overheating/burning
27	PLU	Bloqueado / Taponado	Blockage/plugged	Flow restricted/blocked due to fouling, contamination, icing, etc.
28	SFT	Falla de software	Software failure	Faulty or no control/monitoring/operation due to software failure
29	SHC	Corto circuito	Short circuiting	Short circuit
30	STK	Adherencia	Sticking	Sticking, seizure, jamming due to reasons other than deformation or clearance/alignment failures

**Tabla 2. Causa de falla de los equipos críticos de la SCI. Continuación**

31	WER	Desgaste	Wear	Abrasive and adhesive wear, e.g. scoring, galling, scuffing, fretting, etc.
32	EXC	Pérdida de excitación		
33	OVS	Sobre velocidad	Overspeed	
34	PRO	Falla de protecciones	Protection failure	

## ANEXO B. Análisis de Modos y Efectos de la Falla en Unidades de Bombeo.

ELABORADO POR: Daison Castro		ESTACION: EL CENTRO		FUNCION:										
FECHA: 01-jun-12 ( Actualizado)		SISTEMA: TRANSMISIÓN DE POTENCIA		FUNCION: Transmitir movimiento y fuerza a la Bomba mecánica										
REVISADO POR: Alexander M. Mora Silva		SUB-ENSAMBLE:		FUNCION:										
COMPONENTE	MODO DE FALLA	CAUSA DE FALLA		EFECTOS DE LA FALLA	DETECCION DE LA FALLA / SINTOMA	VALORACION FMECA				DESCRIPCION DEL MANTENIMIENTO				
FUNCION		COD.	DESCRIPCION			SEVERIDAD	OCURRENCIA	DETECCION	RPN	TAREAS DE MANTENIMIENTO	FRECUENCIA	Causa de Falla que se controla	Tiempo duración de la tarea	WC
Correas	No Arranca Ruido y Vibración	BKG FAC	1. Desgaste de la las correas 2. Desalineamiento 3. Daño de 1 Correa 4. Daños por terceros	Impacta producción,	Inspección por rutina del operador/Mecánico- Vibración y ruido	9	3	4	108	Revisión en Pantalla si algún pozo No transmite señal. O sensores de RPM están fuera de rango.	Diaria	WER	1/4 Hora	OPERADOR
										Rutina operaciones de inspección de las Unidades de Bombeo				
										Rutina de mantenimiento de lubricación e inspección de las Unidades de Bombeo			3 Meses	1 Horas
Caja Reductora	Ruido anormal	WER	Desgaste (1. Correa des tensionada. 2. Balineras dañadas. 3. Falla de sellos. 4. Aflojamiento de tuerca de ajuste del sello. 5. Bajo nivel de lubricante. 6. Ajuste excesivo. 7. Fugas de aceite. 8. Ruedas dentadas con dientes partidos. )	Impacta producción,	Inspección por rutina del operador- No opera/Arranca -Vibracion y ruido	9	3	5	135	Rutina operativa diaria inspección por fugas.	Diaria	WER	1 Hora	MECÁNICO
										Tendencia de los registros de tomas de aceite.			3 meses	
	Mal funcionamiento	FTG	1. Rotura de eje 2. Fatiga de material. 3. Escapes de aceite. 4 Daños de sellos. 5. Daño de rodamientos.	Impacta producción,	Inspeccion por rutina del operador- Vibracion y ruido	9	3	3	81	Rutina operativa diaria inspección por fugas. Registro de temperatura en carcasa y en rodamientos	Diaria	FTG	1 Hora	MECÁNICO
Registro del nivel de vibración con equipo especial.										Mensual			2 Horas	
ESTRUCTURA	Mal funcionamiento	FTG	1. Rotura de Pines/ Desbalanceo/ Chumaceras Rotas.	Impacta producción,	Inspeccion por rutina del operador- Vibracion y ruido	9	7	4	252	Revisión en Pantalla si algún pozo No transmite señal.	Diaria	WER	1/8 Horas	OPERADOR

