

**ESTUDIO DE CONFIABILIDAD A PARTIR DE UN ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE  
FALLAS APLICADO AL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE  
CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)**

**NINI JOHANNA FORERO DURÁN**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS  
NEIVA - HUILA  
2008**

**ESTUDIO DE CONFIABILIDAD A PARTIR DE UN ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE  
FALLAS APLICADO AL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE  
CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)**

**NINI JOHANNA FORERO DURÁN**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar  
al título de Ingeniero de Petróleos**

**Director:  
ERVIN ARANDA ARANDA  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS  
NEIVA - HUILA  
2008**

**NOTA DE ACEPTACIÓN**

---

---

---

---

Presidente del Jurado

---

Jurado

---

Jurado

Neiva, Agosto de 2008

## **DEDICATORIA**

Quiero agradecerle ante todo a Dios, a mi madre querida por darme su fortaleza, a mis hermanos por su apoyo y creer en mí, Hamilton por su comprensión, Sergio por su colaboración, Gina, Alex y Jehison por brindarme su amistad y a todos aquellos que ayudaron a que el proyecto se realizara con éxito.

**Nini Johanna Forero Duran.**

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor del presente trabajo agradecen especialmente a:

1. La Universidad Surcolombiana por su aporte en la formación de profesionales en la carrera de ingeniería de petróleos.
2. A la planta docente del programa de Ingeniería de Petróleos.
3. La compañía weatherford Colombia por permitir el desarrollo del proyecto
4. A los ingenieros Leonardo Jiménez, Gustavo Pertuz, Vladimir Rivera, Jorge Coronel, Rodrigo Rincón, Juliana Muñoz, Olga castillo, julio Andrade, Erwin Chaparro, José Manuel, por su orientación y dirección durante la ejecución del anterior.
5. Director de tesis Ing. Ervin Aranda Aranda y los jurados, ing. Ricardo Parra Pinzón e ing. Hernando Ramírez Plazas.
6. A todos mis compañeros y amigos de la universidad especialmente a Carolina Alvarez, Moni, Doris, Juan camilo, Palencia, Gerardo, Ingris, Juan Manuel Yunda y otros que ahora se me escapan, por su apoyo incondicional.

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. MARCO TEÓRICO	17
1.1 GENERALIDADES DE PCP	17
1.2 DESCRIPCIÓN DE LA BOMBA	22
1.2.1 Estator	22
1.2.2 Rotor	23
1.3 FABRICACIÓN DE PCP	23
1.3.1 Estator	23
1.3.2 Rotor	23
1.4 ELASTÓMEROS	23
1.4.1 Consideraciones Generales	23
1.4.2 Interferencia Rotor – Estator	26
1.4.3 Propiedades de los Elastómeros	26
1.4.4 Elastómeros utilizados en PCP	28
1.4.5 Criterios para la selección de elastómeros	28
1.5 ACCESORIOS DE LA PCP	30
1.5.1 Pin de paro	30
1.5.2 Ancla Antitorque	30
1.5.3 Separador de gas	31
1.5.4 Centralizadores de Varillas	31
1.5.5 Filtro para sólidos o arena	31
1.6 SARTA DE VARILLAS	33
1.6.1 Generalidades	33
1.6.2 Carga Axial	33

1.6.3	Torque	33
1.6.4	Alargamiento Dinámico	34
1.6.5	Diámetros utilizados	34
1.6.6	Sistema de Corod	34
1.7	EQUIPO DE SUPERFICIE	36
1.7.1	Cabezal	36
1.7.2	Sistema Motor	38
1.7.3	Poleas y Bandas	38
1.7.4	Accesorios	38
1.8	CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS PCP	39
1.8.1	Consideraciones Generales	39
1.8.2	Geometría y Configuración Mecánica del pozo	39
1.8.3	Comportamiento de influjo	39
1.8.4	Propiedades de los fluidos producidos	40
1.8.4.1	Viscosidad y densidad del petróleo	40
1.8.4.2	Gas libre asociado al petróleo	41
1.8.4.3	Presencia de arena	41
1.8.4.4	Presencia de CO <sub>2</sub> y H <sub>2</sub> S	42
1.8.4.5	Presencia de aromáticos	42
1.8.4.6	Altas temperaturas	42
2	PROBLEMAS OPERACIONALES MÁS FRECUENTES	44
2.1	EVIDENCIA DE LA FALLA	44
2.1.1	Baja Producción con velocidad y torque normales	44
2.1.2	Producción intermitente con velocidad y torque normales	45
2.1.3	Producción intermitente con velocidad normal y torque alto.	45
2.1.4	Baja producción con muy baja velocidad y torque alto.	45
2.1.5	Producción intermitente con velocidad normal y torque bajo.	46
2.1.6	Baja producción con velocidad normal y torque bajo	46
2.1.7	Baja producción con velocidad baja y torque alto	47
2.1.8	Baja producción con bajo torque y sin backspin	47

2.1.9	Baja producción con velocidad normal y torque normal	47
2.1.10	Baja producción con velocidad normal y torque alto	47
3.	IDENTIFICACIÓN DE FALLAS	49
3.1	DAÑO DEL ESTATOR	49
3.1.1	Presión Diferencial muy alta	49
3.1.2	Histéresis	50
3.1.3	Abrasión	51
3.1.4	Daño por partículas muy grandes o extrañas	52
3.1.5	Erosión por alta presión	52
3.1.6	Fluidos Incompatibles	53
3.1.7	Quema por alta temperatura	53
3.2	DAÑO DEL ROTOR	54
3.2.1	Desgaste por abrasión	54
3.2.2	Incompatibilidad entre rotor y fluido	55
3.2.3	Rotor dañado por rotura	56
3.2.4	Daño por desgaste de la base metálica	56
4	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	58
5	MÉTODOS DE ANÁLISIS	70
5.1	CARACTERIZACIÓN PROBABILÍSTICA DE VARIABLES CON INFORMACIÓN DE CAMPO	70
5.2	DETERMINACIÓN MTBF Y CURVA DE CONFIABILIDAD	72
5.3	ANÁLISIS CAUSA RAÍZ DE FALLA	78
6	CONCLUSIONES	87
7	RECOMENDACIONES	89
	BIBLIOGRAFÍA	90
	ANEXOS	92

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Distribución mundial estimada de las bombas	17
Figura 2. Sistema PCP Típico	18
Figura 3. Comparación de Eficiencia versus otros sistemas de levantamientos	21
Figura 4. Clases de fluidos	22
Figura 5. Estator	21
Figura 6. Viscoelasticidad	25
Figura 7. Pin de paro	31
Figura 8. Ancla de torque	30
Figura 9. Separador de gas	31
Figura 10. Centralizadores de varillas	31
Figura 11. Filtro para sólidos o arena	32
Figura 12. Sistema de Corod	35
Figura 13. Cabezal	36
Figura 14. Presión diferencial muy alta	49
Figura 15. Histéresis	50
Figura 16. Histéresis	50
Figura 17. Abrasión	51
Figura 18. Daño partículas muy grandes	52
Figura 19. Erosión por alta presión	53
Figura 20. Quema por alta temperatura	54
Figura 21. Desgaste por abrasión	54
Figura 22. Incompatibilidad entre Rotor y Fluido	55
Figura 23. Rotor dañado por rotura	56
Figura 24. Daño por desgaste de la base metálica	57

Figura 25.	Inicio del RARE	71
Figura 26	Tipo de ajuste	71
Figura 27	Formato de causa Raíz	80
Figura 28	Hinchamiento del elastómero y pitting en la capa de cromo del rotor	81
Figura 29	Elastómero desprendido en el Pozo X	83
Figura 30	Rotura de rotor	85

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Característica del petróleo	16
Tabla 2. Cromatografía del gas asociado	16
Tabla 3. Muestra comparativa de elastómeros	29
Tabla 4. Evidencia de falla	44
Tabla 5. Baja producción con velocidad y torque normales	44
Tabla 6. Producción intermitente con velocidad y torque normales.	45
Tabla 7. Producción intermitente con velocidad normal y torque alto	45
Tabla 8. Baja producción con muy baja velocidad y torque alto.	45
Tabla 9. No existe producción con velocidad normal y torque bajo	46
Tabla 10. Baja producción con velocidad normal y torque bajo	46
Tabla 11. Baja producción con velocidad baja y torque alto	47
Tabla 12. Baja producción con bajo torque y sin backspin	47
Tabla 13. Baja producción con velocidad normal y torque normal	47
Tabla 14. Baja producción con velocidad normal y torque alto	47
Tabla 15. Parámetros para cada una de las distribuciones	70
Tabla 16. Resumen de los datos obtenidos con el demo Rare	72
Tabla 17. Resumen de los MTBF	77

## LISTA DE GRAFICAS

	pág.
Gráfica 1. Corridas por pozo	59
Gráfica 2. Comparación eficiencia y Run life en el campo	60
Gráfica 3. Causa de las intervenciones	60
Gráfica 4. Intervenciones por pozo	61
Gráfica 5. Número de intervenciones por semestre	62
Gráfica 6. Causas de intervenciones por estator	62
Gráfica 7. Intervenciones semestrales por estator	63
Gráfica 8. Causas de intervenciones por rotor	64
Gráfica 9. Intervenciones semestrales por rotor	65
Gráfica 10. Causas de intervenciones por tubería	65
Gráfica 11. Intervenciones semestrales por tubería	66
Gráfica 12. Causas de intervenciones por otros	67
Gráfica 13. Intervenciones semestrales por otros	68
Gráfica 14. Elastómeros instalados por años	68
Gráfica 15. Intervenciones anuales por tipo de falla de elastómero	69
Gráfica 16. Determinación de la prueba de bondad	72
Gráfica 17. MTBF para el tipo de falla general 2008	73
Gráfica 18. MTBF para el tipo de falla general 2007	74
Gráfica 19. MTBF para el tipo de falla general 2006	74
Gráfica 20. MTBF para el tipo de falla general 2005	75
Gráfica 21. MTBF para el tipo de falla Rotor-Estator 2008	75
Gráfica 22. MTBF para el tipo de falla Rotor-Estator 2007	76
Gráfica 23. MTBF para el tipo de falla Rotor-Estator 2006	76
Gráfica 24. MTBF para el tipo de falla Rotor-Estator 2005	77



## LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo 1. Nociones estadísticas	93
Anexo 2 Procedimiento para generar un Histograma de frecuencia a partir de una función Excel	117

## INTRODUCCIÓN

Las bombas de cavidades progresivas se ha posicionado como el sistema de levantamiento artificial más utilizado en la producción de petróleo pesado, y bitumen con cortes de arena altos, petróleo mediano con limitaciones en el contenido de H<sub>2</sub>S, petróleo liviano dulce con restricciones en el contenido de aromáticos y yacimientos con altas temperatura. La PCP es un equipo simple, robusto, accionado por varillas desde la superficie y económico.

Sin embargo, la producción de hidrocarburos está marcada por la ocurrencia de repetidas fallas en las bombas del subsuelo, alto manejo de GOR, (790 scf/stb) y sensibilidad del elastómero con los fluidos del campo. El presente estudio ayuda a entender mejor el sistema PCP, por tanto será posible optimizarlo a través de mejores prácticas operacionales, desarrollos tecnológicos apropiados y mejor criterio para la selección de los componentes adecuados.

Inicialmente se realizó la clasificación y recopilación de las fallas existentes en el campo de estudio desde su inicio a comienzos del año 2004, hasta las condiciones actuales del sistema, 20 de Mayo del 2008, fecha de corte para este proyecto; es importante mantener una base de datos actualizada para hacer el seguimiento adecuado de las fallas y generar las recomendaciones necesarias para su tratamiento.

Para poder llevar a cabo la base de datos, se tomó como primera instancia las intervenciones realizadas al campo por el equipo de Weatherford tanto de PCP como de Flush By. Posteriormente fue necesario recurrir al archivo físico y a la información manejada por la compañía operadora.

A pesar de todos los esfuerzos en algunos casos, los modos de fallas no pudieron ser establecidos claramente debido a la falta de información y poco concluyente de la misma.

Posteriormente se desarrollo un análisis estadístico para determinar las principales causas de falla e identificar los pozos problema, se darán soluciones de ingeniería que permitan reducir el número de intervenciones a pozo elevando la calidad y la confiabilidad, aplicándoles un análisis de causa raíz. Finalmente se presentan las conclusiones y las recomendaciones que se derivan del estudio realizado.

### Condiciones del campo.

El campo de estudio presenta alta producción de gas (5,5 mscfd) la temperatura de fondo oscila entre (120–130 °C). Las condiciones del campo se encuentran bajo el rango de aplicación del sistema PCP. A continuación se muestran las características de los fluidos.

Tabla 1. Característica del petróleo.

CARACTERISTICAS	VALOR
Petróleo	Aromático
Gravedad API Promedio	20-31 ° API
Presión Vapor	2.97 Psig
Punto de inflamación	47 °F
Punto de fluidez	55 °F cp
Viscosidad @ 80 °F	118.5 cp
Viscosidad @ 50 °F	90.75 cp
Viscosidad @ 100 °F	25.97 cp
Viscosidad @ 121 °F	13.7 cp

Fuente: operadora

Tabla 2. Cromatografía del gas asociado

COMPONENTE	% MOLAR
Metano (CH <sub>4</sub> )	86.15
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	7.21
Propano (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	3.00
Iso-butano (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0.62
N-butano (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	1.06
Iso-pentano C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.35
N-pentano C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.29
Hexano (C <sub>6</sub> +)	0.80
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	0.01
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	0.51

Fuente: operadora

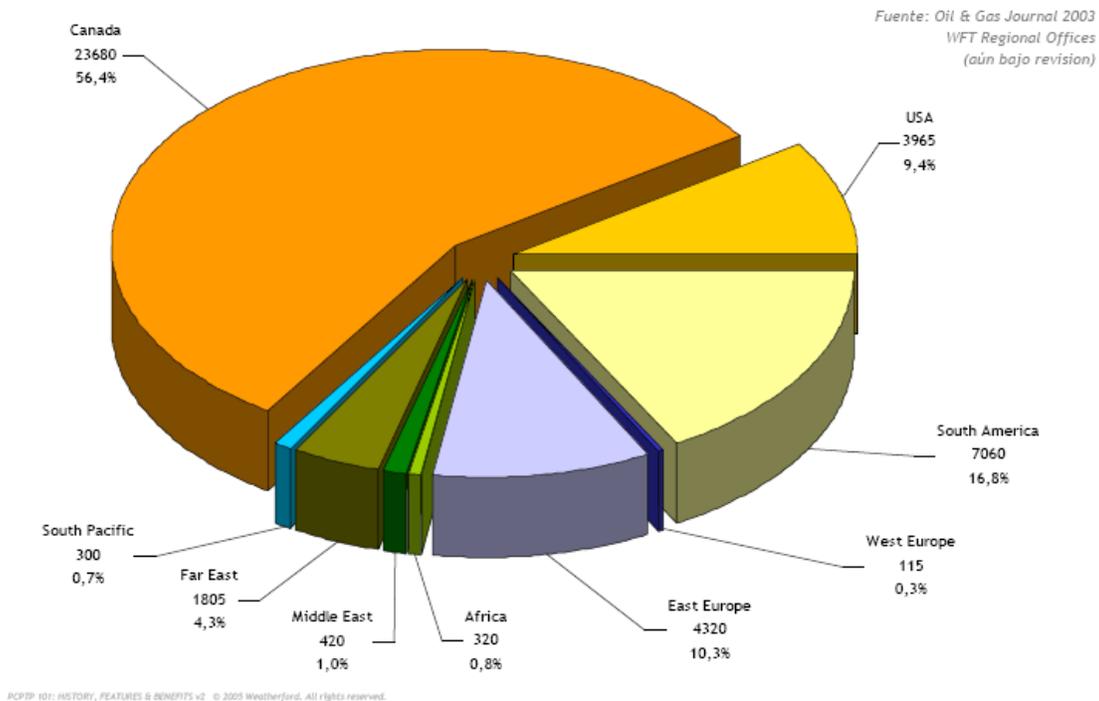
# 1. MARCO TEÓRICO

## 1.1 GENERALIDADES DE PCP

En 1932, el Ingeniero René Moineau inventó la bomba de cavidades progresivas PCP y estableció la empresa PCM Pompes S. A. para la fabricación de la misma. Al inicio, esta bomba fue ampliamente utilizada como bomba de superficie, especialmente para el bombeo de mezclas viscosas.

Las primeras bombas utilizadas fueron instaladas en pozos de petróleo con alto contenido de arena. Luego de 30 años de utilización de otros métodos de levantamiento, la PCP hizo mucho más rentable la producción de petróleos pesados, ya que los otros métodos de levantamiento eran más adecuados para la extracción de petróleos medianos o livianos, dejando a un lado el petróleo pesado. Actualmente la distribución mundial estimada de las bombas de cavidades progresivas se encuentra como se observa en la Figura 1.

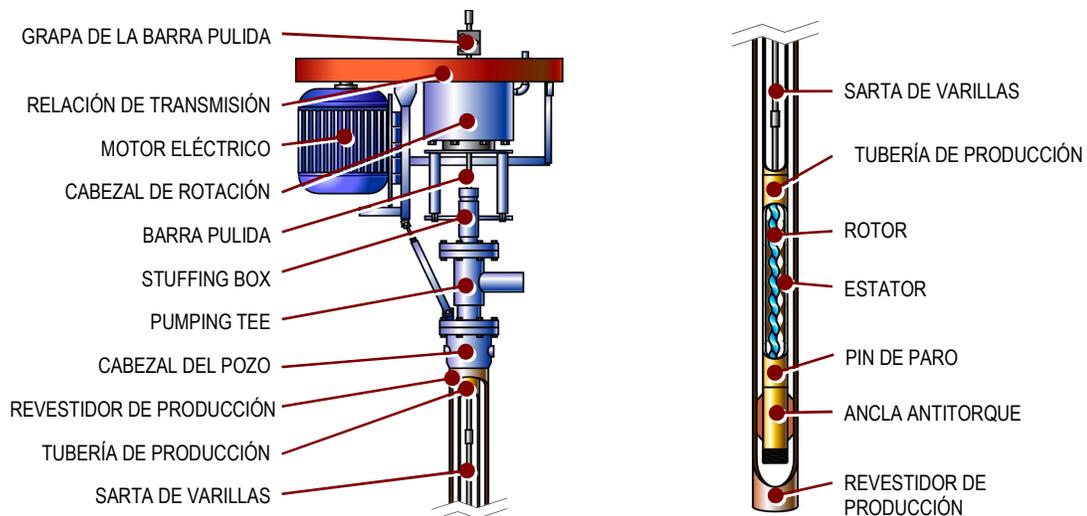
Figura 1. Distribución mundial estimada de las bombas



Fuente: Weatherford

Las bombas de cavidad progresiva son bombas de desplazamiento positivo que consisten en un rotor de acero helicoidal y un estator de elastómero sintético pegado internamente a un tubo de acero. El estator se instala en el pozo conectado al fondo de la tubería de producción, a la vez que el rotor esta conectado al final de la sarta de varillas. La rotación de esta sarta desde superficie por acondicionamiento de una fuente de energía externa permite el movimiento giratorio del rotor dentro del estator fijo dentro del cual permite que el fluido se desplace verticalmente hacia la superficie del pozo. Los equipos de superficie, de distintas capacidades y dimensiones se seleccionan en función de los requerimientos que exige cada sistema. En la Figura.2 se esquematiza un sistema PCP típico.

Figura 2. Sistema PCP Típico



**Fuente: Weatherford**

Los sistemas PCP tienen algunas características únicas que los hacen ventajosas con respecto a otros métodos de levantamiento artificial. Una de sus cualidades más importantes es su alta eficiencia total. Típicamente se obtienen eficiencias entre 50 y 60% lo cual, es mayor que cualquier otro método de levantamiento. Otras ventajas adicionales de los sistemas PCP son:

## **Ventajas**

- Sistema de levantamiento artificial de mayor eficiencia.
- Excelente para producción de petróleos altamente viscosos.
- Capacidad para manejar altos contenidos de sólidos y moderado contenido de gas libre.
- No tiene válvulas, evitando bloqueos por gas.
- Buena resistencia a la abrasión.
- Bajos costo inicial y potencia requerida.
- Equipo de superficie relativamente pequeño.
- Consumo continuo de energía de bajo costo.
- Fácil de instalar y operar.
- Bajo mantenimiento de operación.
- Bajo nivel de ruido.

## **Aplicaciones**

Los sistemas PCP, operan bajo un amplio rango de aplicación en aspectos tales que otros equipos no lo pueden realizar:

- Producción de petróleos pesados y bituminosos (<12 °API) con cortes de arena hasta 50%.
- Producción de petróleos medianos (de 12° a 20 °API) con contenido limitado de H<sub>2</sub>S.
- Producción de petróleos livianos dulces (>20 °API) con limitaciones en el contenido de aromáticos <15% del volumen inicial.
- Pozos de agua superficial.

Los sistemas PCP también tienen algunas desventajas en comparación a los otros métodos. La más significativa de estas limitaciones se refiere a las capacidades de desplazamiento y levantamiento de la bomba, así como la compatibilidad de los

elastómeros con ciertos fluidos producidos, especialmente con el contenido de componentes aromáticos. A continuación se presentan varias de las desventajas de los sistemas PCP:

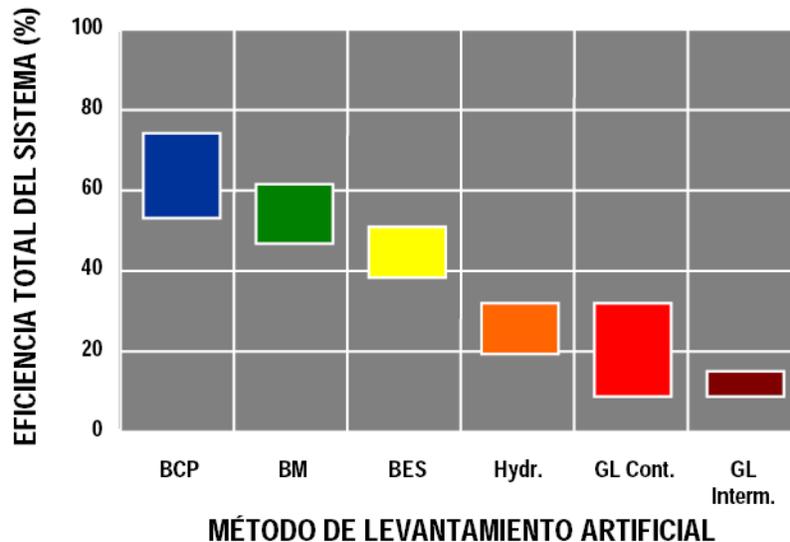
- Capacidad de desplazamiento real hasta 2000 Bls/ día o 320 m<sup>3</sup>/ día (máximo de 4000 Bls / día o 640 m<sup>3</sup> / día).
- Capacidad de levantamiento real hasta 6000 pies o 1850 metros (máximo de 10500 pies o 3500 metros);
- Resistencia a la temperatura hasta 280 °F o 138 °C (máximo de 350 °F o 178 °C).
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros puede hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo).
- Capacidad de operar cuando se producen cantidades de gas libre considerables.
- Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por periodos de tiempo relativamente cortos.
- Desgaste del contacto entre las varillas y la tubería de producción puede generar un problema grave en pozos direccionales y horizontales.
- La mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba.
- Los sistemas están propensos a altas vibraciones en el caso de operar a altas velocidades requiriendo el uso de anclas de tubería y estabilizadores o centralizadores de varillas

Sin embargo, estas limitaciones están siendo superadas cada día con el desarrollo de nuevos productos y el mejoramiento de los materiales y diseño de los equipos. En su aplicación correcta, los sistemas de bombas de cavidad progresiva proveen el más económico, y en muchos casos el único, método de levantamiento artificial si se configura y opera apropiadamente.

## COMPARACION DE EFICIENCIA VERSUS OTROS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

El sistema PCP tiene la mayor eficiencia de operación llegando algunas veces a un 95%. En la Figura 3. se pueden observar la comparación con los otros sistemas de levantamiento artificial y las razones por las cuales se presentan las ineficiencias.

Figura 3. Comparación de Eficiencia versus otros sistemas de levantamientos.

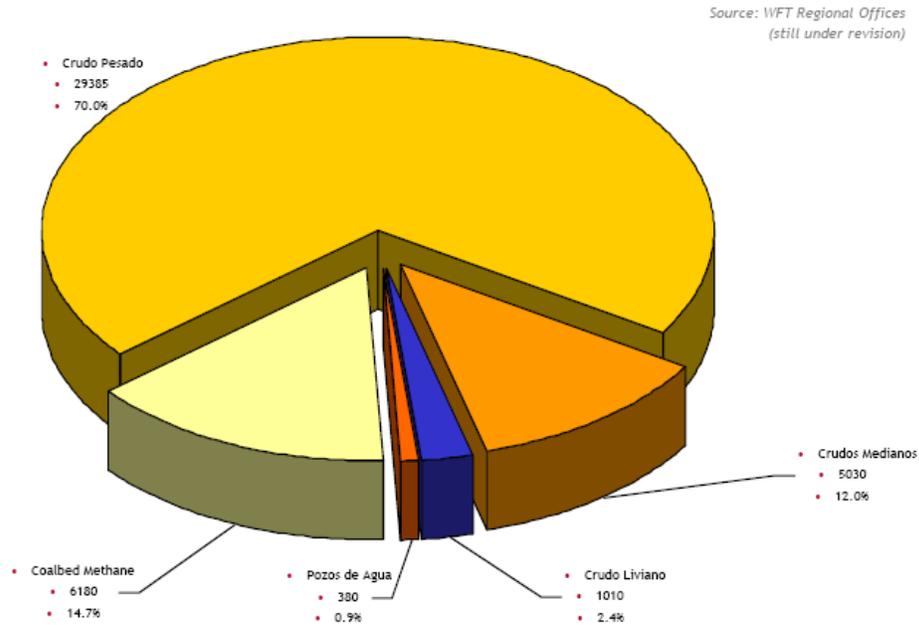


Fuente: Weatherford

## DISTRIBUCION POR APLICACIONES

Las bombas de cavidades progresivas son utilizadas para la extracción de diferentes clases de fluidos entre los cuales encontramos los que se observan en la Figura 4.

Figura 4. Clases de fluidos

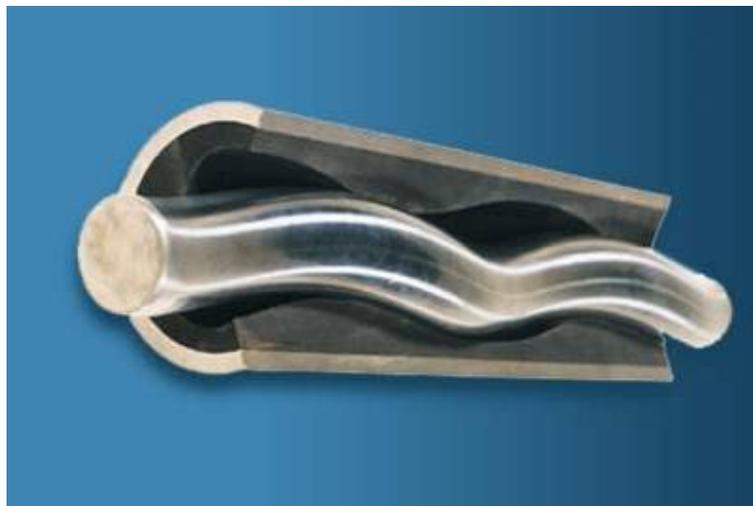


Fuente: Weatherford

## 1.2 DESCRIPCIÓN DE LA BOMBA

**2.2.1. Estator.** El estator es el componente estacionario (o fijo) compuesto por un tubo de acero revestido internamente con un polímero de alto peso molecular (elastómero) el cual tiene forma de doble helice ( $n+1$  lobulos). Se observa en la Figura 5.

Figura 5. Estator



Fuente: Weatherford

**1.2.2. Rotor.** El rotor está fabricado con acero de alta resistencia obteniéndose una forma helicoidal, mecanizado con precisión y recubierto con una capa de material altamente resistente a la abrasión. Ver Figura 5. Este se conecta a la sarta de varillas; las cuales le transmiten el movimiento de rotación desde la superficie (accionamiento o impulsor). El diámetro final del rotor depende del posible hinchamiento que sufrirá el elastómero del estator por efecto de presión diferencia, reacción química con los fluidos producidos, altas temperatura y porcentajes de agua presentes en el fluido. El espesor de recubrimiento o capa de cromo, dependerá de la naturaleza y cantidad de los componentes abrasivos producidos. Es la única parte móvil de la bomba, construido de acero de alta resistencia, con superficie cromada es maquinado (resistente a la abrasión) con “n” lóbulos.

### **1.3. FABRICACIÓN DE LA PCP**

**1.3.1 Estator.** Un estator se obtiene por inyección de un elastómero, a alta temperatura y alta presión, entre la camisa de acero y un molde. Este molde, negativo del perfil interno del estator, es similar a un rotor de dos lóbulos. Anteriormente a la inyección del elastómero, se recubre con un adhesivo la superficie interna de la camisa de acero.

Luego del vulcanizado, el elastómero se enfría y se contrae, lo que permite extraer el molde. La magnitud de la contracción depende del tipo de elastómero.

Los estatores fabricados con el mismo elastómero y el mismo molde tienen perfiles idénticos. Por razones técnicas relacionadas a la alta viscosidad del elastómero, la fabricación de estatores se limita a elementos de longitud máxima de 10 pies. Por eso, la gran mayoría de las bombas tienen estatores compuestos de 2, 3 o 4 elementos. Estos son simétricos, con la misma rosca piñón a cada extremo. Son ensamblados con gran precisión en la fábrica por medio de anillos. Por esta razón, nunca se debe intentar de aplicar torsión sobre alguno de estos anillos.

**1.3.2 Rotor.** Un rotor se fabrica a partir de una barra cilíndrica de acero de alta resistencia en un torno especial. Luego de ser mecanizado, se recubre con una capa de un material duro. Generalmente se trata de un recubrimiento con un proceso electro-químico de cromado.

Mientras que los estatores de un mismo modelo de bomba, fabricados con el mismo elastómero, son todos idénticos, los rotores se mecanizan con varios diámetros y se recubren de varios espesores de cromado. Para cada modelo de bomba se mecanizan hasta 14 rotores de diámetros levemente diferentes. Las variaciones de estos dos parámetros, diámetro y espesor de cromado, son las que permiten un ajuste fino de la interferencia.

Todos los rotores son mecanizados de una sola pieza: la hélice debe ser continua. Uno de sus extremos cuenta con una rosca piñón API para la conexión a la sarta de

varillas. La longitud de los rotores es limitada por la de las barras disponibles en la industria. Su longitud máxima, incluidas la cabeza y la rosca, es corrientemente de 31 pies.

## **1.4 ELASTOMEROS**

**1.4.1 Consideraciones Generales.** Los fabricantes de bombas han experimentado con una gran cantidad de elastómeros exponiéndolos a diferentes condiciones de operación tanto químicas como mecánicas. Esto les ha permitido disponer de un grupo específico o particular de materiales a utilizar en sus estatores. Cada fabricante posee su propio “catalogo” de elastómeros, los cuales varían de de un fabricante a otro.

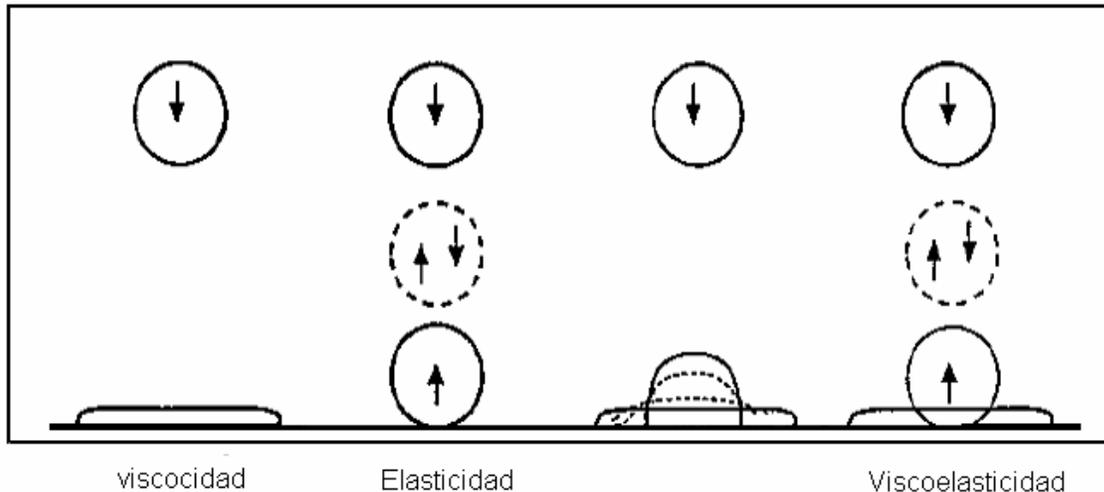
Los elastómeros son materiales elásticos, flexibles, y relativamente impermeables al aire y al agua. Los primeros elastómeros (o “gomas”> tienen su origen en el látex y fueron extensivamente utilizados desde que se descubrió en proceso de vulcanización en el primer tercio del siglo XIX. No obstante, su rápido deterioro al exponerlos a temperaturas superiores a los 160 °F, al manejo de hidrocarburos, grasas y solventes, limitó su aplicabilidad en la industria petrolera, hasta 1930 cuando se desarrollaron materiales sintéticos con resistencia a los hidrocarburos. Estos elastómeros inicialmente se llamaron “Buna N” pero hoy día se les conoce como “Cauchos de Nitrilos”.

El Elastómero constituye el elemento mas “delicado” de la Bomba de Cavidades Progresivas y de su adecuada selección depende de una gran medida el éxito o fracaso de esta aplicación.

El Elastómero reviste internamente al Estator y en si, es un Polímero de alto peso molecular que a temperatura ambiente puede ser deformado repetidamente por lo menos dos veces su largura original y cuando retirado el esfuerzo, debe volver a su tamaño original, con la propiedad de deformarse y recuperarse elásticamente, esta propiedad se conoce como resiliencia o memoria elástica, y es la que hace posible que se produzca la interferencia entre el Rotor y el Estator formando la hermeticidad entre-cavidades contiguas y en consecuencia la eficiencia de la bomba.

La propiedad llamada viscoelasticidad ver Figura. 6 hace posible la existencia de una interferencia entre rotor y estator, la cual determina la hermeticidad entre las cavidades contiguas y, en consecuencia, la eficiencia de la bomba.

Figura 6. Viscoelasticidad



**Fuente: Weatherford**

Los Elastómeros deben presentar resistencia química para manejar los fluidos producidos y excelentes propiedades mecánicas para resistir los esfuerzos y la abrasión.

Los cambios más comunes en las propiedades mecánicas de los Elastómeros son: el hinchamiento, el endurecimiento y el reblandecimiento.

Entre las características deseables en los Elastómeros son:

- Buena resistencia química a los fluidos a transportar.
- Buena resistencia térmica.
- Buena resistencia a la abrasión y desgaste.
- Capacidad de recuperación elástica.
- Adecuadas propiedades mecánicas, especialmente resistencia a la fatiga.

Propiedades mecánicas mínimas y máximas requeridas:

Hinchamiento: del 3 al 7% (depende del fabricante).

Dureza shore A: 55 a 78 puntos.

Resistencia tensil: Mayor a 55 Mpascal.

Entonación a la rotura: Mayor al 500%

Resistencia a la fatiga: Mayor a 55.000 ciclos

Resistencia al corte: Mayor a 4 Kgrs/mm.

**1.4.2 Interferencia Rotor – Estator.** Durante el diseño del equipo debe lograrse un valor de interferencia óptimo que maximice el desempeño operativo de las bombas. Una baja interferencia, producto de una excesiva holgura entre el rotor y el estator, ocasiona escurrimiento entre cavidades, lo cual disminuye la eficiencia volumétrica de la bomba. Por otro lado, un sobre ajuste rotor – estator produce un estado de esfuerzos dinámicos excesivos sobre el elastómero, lo cual contribuye a disminuir la vida útil de la bomba. De hecho, bajo condiciones extremas, la sobre-diferencia puede producir el desgarramiento prematuro del estator elastomérico.

En una aplicación específica, el comportamiento de un elastómero depende de sus propiedades químicas y mecánicas. A continuación se presenta una Descripción general de las diversas propiedades que definen un elastómero.

### **1.4.3 Propiedades de los Elastómeros**

**1.4.3.1 Dureza.** Esta determinada por la penetración relativa de una bola, sujeta a pequeños y grandes esfuerzos. La dureza normalmente incrementa dependiendo de las cargas reforzantes agregadas a las mezclas de compuesto de elastomérico al momento de su elaboración, aunque los aditivos y la naturaleza del proceso de vulcanización pueden también ser utilizadas para modificar la dureza. Los elastómeros usados en PCP tienen un rango típico de dureza que varía desde 65 hasta 75 IRHD (International Rubber Hardness Degree) aunque pueden encontrarse materiales con durezas desde 55 hasta 80 IRHD.

**1.4.3.2 Resistencia a la tensión y elongación.** Debido a la mayoría de los elastómeros son forzados a rangos de compresión y elongación muy inferiores a sus rangos máximos de resistencia a la tensión en condiciones dinámicas, existe una gran controversia acerca de la relevancia de las propiedades de resistencia a la tensión y de elongación. Una alta resistencia a la tensión es un indicativo de buena resistencia a la abrasión y al desgarre. La resistencia de tensión se expresa como una fuerza de carga (Mpa o psi) mientras que la elongación es expresada como un incremento porcentual en longitud.

**1.4.3.3 Elasticidad.** La prueba de deformación consiste en la aplicación de una fuerza constante sobre la muestra de elastómero de relajación, la reducción de la fuerza requerida para mantener una deformación constante es medida periódicamente en el tiempo. Finalmente, en la prueba de ajuste por compresión una muestra de elastómero es comprimida con un esfuerzo específico por un tiempo determinado, midiendo la elongación residual (ajuste) Después de uno o más periodos de recorrido.

**1.4.3.4 Resistencia a la abrasión.** La resistencia a abrasión de un elastómero es la propiedad más difícil de medir. Los resultados son expresados en términos del índice de resistencia a la abrasión, el cual se define como la relación entre el volumen perdido por el elastómero probado en comparación sobre el efecto con el material base elastomérico con características normalizadas para la prueba.

En general, a medida que el elastómero es forzado con cargas reforzantes de menor tamaño, su resistencia a la abrasión aumenta.

**1.4.3.5 Resistencia al desgarre.** La resistencia al desgarre viene expresada en términos de fuerza por espesor de muestra (kN/m o lbf/pulg.) la mayor dificultad en la evaluación de los resultados finales es la separación de la fuerza necesaria para provocar el desgarre del caucho y la fuerza aplicada en el punto de agarre de la muestra.

**1.4.3.6 Fatiga y resistencia a la fractura por flexión.** La característica de la fatiga de un elastómero y la tasa de generación de calor se determina al someter una muestra del caucho a fuerzas dinámicas de compresión (método de pruebas ASTM D623). Esta prueba mide el incremento de temperatura, el grado de ajuste permanente, los cambios dimensionales y, para algunas condiciones de prueba, el tiempo requerido para lograr la falla por fatiga por rotura interna. El fracturamiento por flexión es medido al determinar el número de ciclos repetitivos requeridos para alcanzar la fractura normalizada del material.

**1.4.3.7 Resistencia al calor.** La exposición de un elastómero al calor causa una expansión del material que puede causar reacciones que alteren la estructura.

La resistencia al calor puede ser evaluada sometiendo una muestra de elastómero a diversas temperaturas, midiendo en cada etapa la estabilidad de sus propiedades físicas y químicas, así como el cambio de sus propiedades mecánicas. La resistencia de un elastómero a la temperatura depende de su estructura molecular, los polímeros base y cargas reforzantes contenidas, y la estabilidad de sus enlaces químicos.

**1.4.3.8 Resistencia a los líquidos (hinchamiento).** La absorción de líquidos por el elastómero causa un incremento de su volumen (hinchamiento) lo que provoca, en consecuencia, un deterioro de las propiedades del material.

Cada elastómero tiene una capacidad diferente a aceptar la migración de ciertos fluidos (solubilidad). La propiedad de compatibilidad mutua entre un elastómero y un fluido en particular determina la cantidad de ese fluido que puede migrar dentro del elastómero causando el hinchamiento. Los fluidos y elastómeros con alta compatibilidad tienen alto nivel de equilibrio volumétrico, mientras que baja compatibilidad, disminuye ese nivel de equilibrio. El potencial de hinchamiento es frecuentemente medido por la comparación en el índice de solubilidad mutua entre elastómeros y fluido.

**1.4.3.9 Resistencia permeable al gas.** La resistencia permeable del elastómero al gas esta muy relacionada a la resistencia de ese mismo elastómero a ciertos fluidos. La permeabilidad relativa al gas es determinada por medición de la difusión de gas a través de una muestra delgada de elastómero. La solubilidad determina la cantidad de gas que puede ser absorbida por el material. Para un elastómero en particular la solubilidad incrementa cuando el peso molecular del gas aumenta y es también mayor para gases de mayor polaridad. En cuanto a la difusividad, ella determina la tasa a la cual el gas penetrara en el elastómero.

**1.4.4 Elastómeros utilizados en PCP.** Para garantizar el correcto funcionamiento de las bombas de cavidades progresivas es indispensable seleccionar adecuadamente el material elastomérico con el que se fabrica el estator de la bomba.

Los elastómeros utilizados comúnmente en la fabricación de los estatores de bombas de cavidades progresivas deben poseer las siguientes características:

1. Elevada resistencia química al fluido de transporte.
2. Buena resistencia térmica.
3. Buena resistencia a la abrasión y al desgaste.
4. Capacidad de recuperación elástica.
5. Adecuadas propiedades mecánicas en particular resistencia a la fatiga.
6. Los materiales elastoméricos utilizados generalmente en la fabricación de estatores para bombas de cavidades progresivas son:
7. Cauchos de nitrilo convencional.
8. Cauchos de nitrilo hidrogenado, y
9. Fluoroelastómeros.

**1.4.5 Criterios Para la Selección de Elastómeros.** La selección del elastómero depende de la composición del fluido (API, aromáticos, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, % de agua, etc), temperatura del fluido, presencia de sólidos y eventuales tratamientos dados en cada pozo. La tabla 3 muestra comparativamente las principales propiedades de los elastómeros mas usados en PCP.

Tabla 3. Muestra comparativa de elastómeros

<b>PROPIEDAD</b>	<b>Nitrilo Contenido Medio (BUNA)</b>	<b>Nitrilo de Alto Contenido (High Nitrile)</b>	<b>Nitrilo Hidrogenado (Hydrogenated)</b>	<b>Fluoro- Elastomero (Vitón)</b>
<b>Propiedades Mecánicas</b>	<i>Excelente</i>	<i>Promedio</i>	<i>Muy bueno</i>	<i>Bajas</i>
<b>Resistencia Abrasiva</b>	<i>Buena</i>	<i>Promedio</i>	<i>Buena</i>	<i>Bajas</i>
<b>Resistencia a Aromáticos</b>	<i>Promedio</i>	<i>Buena</i>	<i>Promedio</i>	<i>Muy Buena</i>
<b>Resistencia a Petróleos agrios</b>	<i>Promedio</i>	<i>Promedio</i>	<i>Promedio</i>	<i>Promedia</i>
<b>Resistencia al Agua (100 °C)</b>	<i>Promedio</i>	<i>Pobre</i>	<i>Buena</i>	<i>Excelente</i>
<b>Temperatura máxima de servicio</b>	<i>95 °C (200 °F)</i>	<i>105 °C (221 °F)</i>	<i>135 °C (275 °F)</i>	<i>150 °C (302 °F)</i>
<b>Resistencia al gas</b>	<i>Promedio</i>	<i>Buena</i>	<i>Buena</i>	<i>Muy Buena</i>
<b>Resistencia al H<sub>2</sub>S</b>	<i>Promedio</i>	<i>Muy Pobre</i>	<i>Buena</i>	<i>Excelente</i>

**Fuente: Weatherford**

Para la mayoría de las aplicaciones el orden de criticidad en las condiciones de operación es el siguiente:

1. Temperatura de operación.
2. Contenido de H<sub>2</sub>S.
3. Contenido de aromáticos livianos.
4. Contenido de CO<sub>2</sub>.
5. Contenido de aromáticos pesados.
6. Contenido de arena.

La temperatura de operación es la primera variable o característica a considerar debido a que define el tipo genérico de caucho a utilizar.

Respecto al H<sub>2</sub>S, este parámetro se considera crítico debido a que define la familia genérica de elastómero a utilizar. Se recomienda la selección de cauchos nitrilos convencionales hasta una concentración de 500 ppm de H<sub>2</sub>S, fluoroelastómeros hasta 1000ppm del gas y cauchos nitrilos hidrogenados hasta 5000ppm de H<sub>2</sub>S.

El contenido de aromáticos en el petróleo y el CO<sub>2</sub> son parámetros fundamentales en la selección en cuanto determina el grado de hinchamiento que experimenta el elastómero durante la operación. Son precisamente estos los que poseen mayor poder de hinchamiento dentro de la composición del petróleo.

## 1.5 ACCESORIOS DE LA PCP

**1.5.1 Pin de paro.** Es un tubo de poca longitud (corto) que posee un pin ver Figura. 7, el cual se instala bajo el Estator y cuyas funciones principales son:

- Servir de punto tope al rotor cuando se realiza el espaciamiento del mismo.
- Brindar un espacio libre al rotor de manera de permitir la libre elongación de la sarta de varillas durante la operación del sistema.
- Impedir que el rotor y/o las varillas lleguen al fondo del pozo en caso de producirse rotura o desconexión de estas últimas.

**Figura 7. Pin de paro**



**Fuente: Weatherford**

**1.5.2. Ancla Antitorque.** Al girar la sarta de varillas hacia la derecha (sentido horario) la fricción entre el rotor y el estator hace que la tubería también tienda a girar hacia la derecha, en el sentido de su desenrosque. Este efecto puede originar la desconexión de la tubería, la utilización de un ancla de torque evita este riesgo. Este equipo se conecta debajo del niple de paro, se fija al revestidor por medio de cuñas verticales. Al arrancar la bomba, el torque generado hace que las cuñas se aferren al revestidor impidiendo el giro del Estator.

No siempre es obligatorio el uso de este equipo, tales son los casos de pozos someros y/o de bajo caudal girando a baja velocidad, que no tienen un torque importante. Las Anclas de Torque no obturan el espacio anular revestidor o tubería de producción ver Figura. 8.

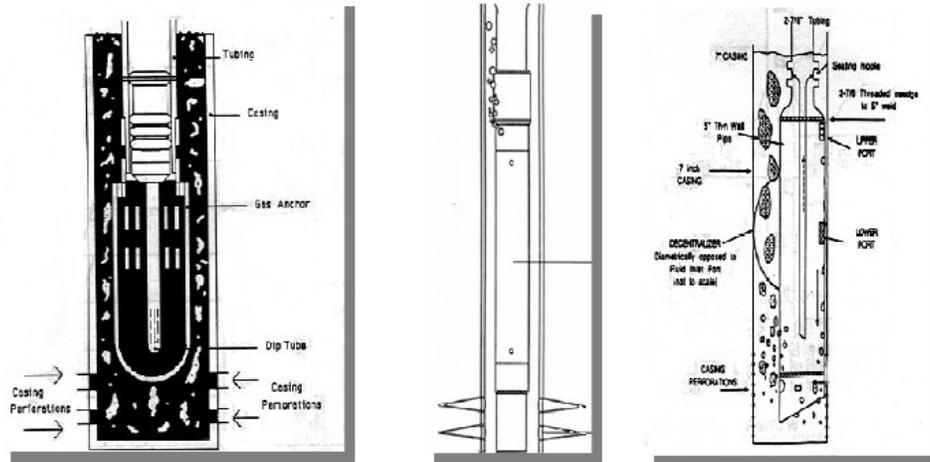
Figura 8. Anclas de torque



Fuente: Weatherford

**1.5.3. Separador de gas.** La eficiencia volumétrica de las PCP, al igual que la de otros tipos de bombas, es afectada de manera significativa por la presencia de gas libre en su interior. Debido a que la mayor parte de la energía de compresión por cavidad es entregada al gas (fluido compresible) y no al líquido. Las anclas de gas Figura 9, es el nombre que comúnmente se emplea para referirse a los separadores estáticos gas-líquido de fondo de pozo, generalmente la separación gas líquido ocurre fuera del ancla desviándose el gas al espacio anular entre el revestidor y la tubería de producción, permitiendo que el líquido vaya a la bomba, sin embargo, las anclas de gas no son 100% eficientes por lo que una porción del mismo es arrastrado a su interior y de allí a la bomba.

Figura 9. Ancla de Gas



Fuente: Weatherford

**1.5.4. Centralizadores de Varillas.** Se suelen colocar sólo, en aquellos pozos con desviaciones o inclinaciones muy pronunciadas; hasta ahora no existe un acuerdo validado respecto a los criterios para la ubicación de estos dispositivos, sin embargo el programa PC-PUMP (de C-FER) ofrece una rutina para estimar la colocación mas

adecuada de los mismos en la sarta de varillas ver Figura 10.

Figura 10. Centralizadores de varillas



**Fuente: Weatherford**

**1.5.5 Filtro para sólidos o arena.** Algunos yacimientos son productores de sólidos o arena aunque la bomba de cavidades progresivas se caracteriza por presentar la ventaja de manejar más eficientemente petróleos arenosos, cantidades excesivas de ésta pueden terminar atascando la bomba; por esta razón algunas completaciones contemplan la utilización de filtros de arena o de sólidos ver Figura. 11, En petróleos viscosos se debe considerar que un filtro puede constituir una restricción o limitación a la entrada de los líquidos a la bomba, por lo que se debe ser cuidadoso con la utilización de este accesorio en estas condiciones.

Figura 11. Filtro para sólidos o arena.



**Fuente: Weatherford**

## 1.6. SARTA DE VARILLAS

**1.6.1 Generalidades.** Las varillas de bombeo fueron diseñadas para transmitir a las bombas de pistón el movimiento alternativo del cabezal. En este sistema, las varillas están sujetas a una sola fuerza, una carga axial cíclica.

Estas mismas varillas son utilizadas en los equipos PCP para transmitir al rotor el movimiento de rotación generado por el sistema de impulsión en la superficie. En esta aplicación las fuerzas aplicadas a las varillas son diferentes, a saber:

- Una carga axial que, en lugar de ser cíclica, es constante.
- La torsión que transmite el movimiento de rotación y que, también, es constante.

La combinación de estas fuerzas induce un esfuerzo que no debe sobrepasar un valor máximo admisible, a fin de prevenir cualquier falla en las varillas o daño permanente a éstas.

Este esfuerzo alcanza el máximo, evidentemente, al extremo superior de la sarta de varillas.

**1.6.2. Carga Axial.** Es la suma de dos componentes:

- a) El peso aparente de la sarta de varillas,  $F(R)$ : Se trata de peso aparente, ya que las varillas no cuelgan en el aire, pero sí en el fluido del pozo. Este peso es en función de los parámetros siguientes:
- La longitud de la sarta, es decir la profundidad de la bomba.
  - -El diámetro (o el peso lineal) de las varillas, y, con muy poca incidencia.
  - El peso específico del fluido.

En realidad, el efecto de este último parámetro es despreciable en comparación con el de los dos primeros. De modo práctico, entonces, el peso aparente de la sarta de varillas se determina suponiendo un fluido de peso específico  $1 \text{ g/cm}^3$ .

- b) El peso ejercido en el rotor por la altura hidráulica: Esta fuerza es similar a la generada por la altura hidráulica en el pistón de la bomba mecánica. De donde, la noción de "área del pistón equivalente" aplicada al rotor de la PCP y utilizada para determinar el peso ejercido en el rotor por la altura hidráulica.

Depende de los parámetros siguientes:

- -La altura hidráulica
- -La subserie de la bomba.

**1.6.3. Torque.** Este consta de dos componentes:

- a) Torque hidráulico: Es la fuerza requerida para levantar el fluido. Está en proporción del desplazamiento de la bomba, y la altura hidráulica. Es independiente de la velocidad de rotación.
- b) Torque de fricción: Es la fuerza debida a la fricción de la sarta de varillas girando dentro del fluido. Está en función de:
  - La viscosidad del fluido
  - La velocidad de rotación
  - La longitud de la sarta de varillas (profundidad de la bomba)
  - El diámetro de las varillas
  - El área del espacio anular entre varillas y la tubería de producción.

**1.6.4 Alargamiento Dinámico.** Al no estar en funcionamiento la bomba, la sarta de varillas sufre un alargamiento producto de su peso aparente. Es un alargamiento estático. En este caso el peso aparente de las varillas es la única fuerza aplicada a la sarta. El alargamiento es mínimo, casi nulo, para la varilla inferior, máximo para la varilla superior que soporta el peso total de la sarta.

Al funcionar la bomba, la altura hidráulica ejerce sobre el rotor de la bomba la fuerza adicional, que provoca un alargamiento adicional de la sarta. Es un alargamiento dinámico. Este alargamiento dinámico se manifiesta en desplazamiento del rotor hacia abajo. Por lo tanto, es imprescindible que sea evaluado el mismo y que se le tome en cuenta al llevar a cabo el espaciado del rotor. El alargamiento dinámico está en función de los parámetros siguientes:

- Longitud de la sarta.
- Altura hidráulica.
- Diámetro de las varillas.
- Serie de la bomba

Se debe tener en cuenta para:

- Rotor no llegue al pin de paro.
- Rotor no se salga del estator
- Las varillas no queden pandeadas.

#### **1.6.5. Diámetros Utilizados**

- a) Los diámetros de varillas más utilizados son 7/8", 1" y 1 1/8".
- b) Varillas de 5/8" no deben utilizarse con las PCP, por tener un par de torsión transmisible muy bajo.
- c) Varillas de 3/4" pueden utilizarse en pozos someros o de profundidad media, y de baja
- d) Varillas de 7/8" y 1" están normalmente disponibles en el campo.
- e) Varillas de 1 1/4" pueden ser requeridas para las bombas de gran capacidad.

**1.6.6 Sistema de Corod.** Única tecnología efectiva desarrollada para eliminar

problemas operacionales y mecánicos relacionados con los acoples de conexión en las sartas de varillas convencionales, ya que solo cuenta con dos conexiones una en el tope y otra en fondo. ver Figura. 12, Elimina problemas operacionales y mecánicos relacionados con los acoples de conexión en las sartas de cabilla convencional, ya que solo cuenta con dos conexiones una en el tope y otra en fondo.

Figura 12. Sistema de Corod



**Fuente: weatherford**

**Ventajas:**

- Reducción de los costos operativos
- Incremento de Producción
- Menor requerimiento de levantamiento (bombas mas pequeñas)
- -Menor requerimiento de torque, por menor presión de descarga y por menor torque de contacto (motores de menor capacidad)
- Menor consumo de energía (ahorro de energía)
- Mayor área de contacto, mayor distribución de carga, por lo tanto menor daño en las sartas de tubería y varillas.
- Por sus características y ventajas, juega un papel importante en la optimización de pozos equipados con sistemas de bombeo mecánico o bomba de cavidad progresiva.

## 1.7. EQUIPO DE SUPERFICIE

El equipo de superficie consta de un cabezal y un sistema motor.

**1.7.1 Cabezal.** Ver Figura. 13. Las funciones del cabezal son las siguientes:

Figura 13. Cabezal



**Fuente: Weatherford**

- Transmitir a las varillas el movimiento giratorio, es decir el par de torsión, entregado por el sistema motor.
- Soportar la carga axial generada por el peso de la sarta de varillas y por la columna de fluido.
- Aislar la unidad del fluido del pozo.
- El cabezal se conecta a la T de flujo por medio de una unión de golpe o de una brida.
- Todos los modelos de cabezal incluyen un prensaestopa, un eje impulsor hueco, un eje hexagonal corredizo y un freno de retroceso.

- Prensaestopa: Su función es la de aislar el cabezal del fluido del pozo. En él gira una barra pulida de 1 1/4" o 1 1/2" de diámetro. Contiene un juego de siete empaquetaduras preformadas, hechas de aramida, teflón o grafito. Esta combinación resistente a los fluidos abrasivos, optimiza la vida del sello.
- Un anillo de ajuste por encima de las empaquetaduras sirve para ceñir éstas a la barra pulida y, por lo tanto, reducir las pérdidas de fluido por el prensaestopa. Las posibles pérdidas son drenadas por una manguera hasta un envase.
- Eje impulsor hueco y eje hexagonal corredizo: El eje impulsor hueco transmite el par motriz al eje hexagonal corredizo, el cual es conectado al extremo superior de la barra pulida.

La razón de ser del eje impulsor hueco, es la de permitir el paso de la barra pulida y, por lo tanto, hacer posible el levantamiento de la misma, con la finalidad de sacar el rotor del estator. Esto es requerido para poder lavar la bomba por circulación inversa.

Además, el desplazamiento del eje hexagonal corredizo a través del eje hueco permite el ajuste preciso del espaciamiento del rotor dentro del estator.

El conjunto sarta de varillas, barra pulida y eje hexagonal corredizo se halla suspendido de una grapa fijada al eje hexagonal y apoyada en el extremo superior del eje impulsor hueco.

Esta grapa solamente soporta el peso del conjunto. No transmite el par motriz, de modo que no hay riesgo de perder el agarre en la barra pulida.

El eje impulsor es soportado por tres rodamientos de rodillos esféricos de alta capacidad:

- Un rodamiento axial de empuje que soporta la carga axial.
- Dos rodamientos radiales que mantienen el eje en posición axial.
- Freno de retroceso: Es una parte esencial del cabezal. Al detenerse la unidad de impulsión (como consecuencia de un corte de corriente), hay dos fuerzas potenciales que tienden a hacer girar el sistema motor en sentido inverso:
  - a. El par de torsión requerido para levantar el fluido convierte la sarta de varillas en un potente resorte que tiende a liberar su energía por giro inverso del eje de impulsión.
  - b. El fluido que se encuentra en la TP por encima del nivel dinámico ejerce sobre la bomba una presión que tiende a hacer girar la misma en sentido inverso, ocasionando que la bomba actúe como un motor.

Ambos efectos se suman de tal modo que, de no tener un freno, el sistema motor pueda alcanzar velocidades excesivas que podrían no solamente dañarlo, sino también constituir un peligro potencial grave.

La primera función del freno es la de controlar la velocidad de giro inverso, limitándola a un valor predeterminado.

La segunda función es la de liberar la torsión acumulada en las varillas en caso de que la bomba se bloquee.

**1.7.2. Sistema Motor.** El sistema que suministra y transmite el par motriz al eje de impulsión consta de uno o dos motores y de un sistema reductor de velocidad.

- Motor. Se utiliza generalmente un motor eléctrico, pero cualquier otro tipo de motor aceptable en el campo petrolero puede ser utilizado, si no hay disponibilidad de potencia eléctrica: motor de combustión interna, motor de gas.
- Sistema reductor de velocidad: El sistema motor puede ser de velocidad fija o variable.
  - a. Velocidad fija: La reducción de velocidad se realiza con un conjunto de poleas y bandas y/o con una caja reductora.
  - b. Velocidad variable. El sistema motor cuenta con un conjunto de poleas y bandas y/o con una caja reductora. Las opciones para realizar la velocidad variable son: Motor eléctrico con convertidor de frecuencia o transmisión hidráulica.

**1.7.3 Poleas y Bandas.** Programas para el diseño del conjunto poleas y bandas:

- Para bandas de tipo estándar.
- Para bandas de tipo síncrono. Las bandas de tipo síncrono permiten alcanzar mayores reducciones de velocidad.

**1.7.4. Accesorios.** Barra pulida. Una barra pulida, de diámetro 1 1/4" o 1 1/2", se coloca entre el extremo superior de la sarta de varillas y el eje hexagonal corredizo. Sus funciones son las de:

- Transmitir el par de torsión a las varillas.
- Al atravesar el prensaestopa, asegurar la estanqueidad del cabezal,
- Permitir el levantamiento del rotor fuera del estator a fin de poder lavar la bomba por circulación inversa.
- Por lo tanto, su longitud debe sobrepasar la del rotor de 5 pies mínimo (1,5 m).

- Limitador de par de torsión: Sus funciones son las de proteger las varillas contra un exceso de par de torsión y como consecuencia, reducir la carga del freno de retroceso. Existen dos tipos de limitador de par de torsión:
  - a) Tipo mecánico. Se utiliza solamente con el cabezal de ángulo recto RH-100HP. Es un embrague colocado en la polea impulsada, que se desacopla totalmente cuando el par de torsión sobrepasa un valor preajustado.
  - b) La parada del motor puede realizarse de dos modos diferentes:
    - Por conmutador de baja presión
    - Por micro-conmutador actuado por un manguito corredizo solidario del embrague
  - c) Tipo eléctrico. Este tipo es más confiable. Puede ser adaptado a todos los modelos de cabezal con impulsión eléctrica. Es un cortacircuitos accionado por el amperaje del motor.
  - d) El amperaje es proporcional al par de torsión en las varillas y, en consecuencia, a un valor máximo del par de torsión corresponde un valor máximo del amperaje. Las ventajas de este sistema son su confiabilidad y la rapidez de su acción.

## 1.8 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS PCP

**1.8.1 Consideraciones Generales.** Los sistemas PCP deben tomar en cuenta las limitaciones que ofrece el entorno en el que está operando. Así independientemente de los componentes propios del sistema, existen limitaciones dimensionales, de aplicación y compatibilidad que restringen la selección de ciertos y determinados productos en un ambiente determinado

**1.8.2 Geometría y Configuración Mecánica del Pozo.** En lo que a la bomba se refiere, el estator debe ser seleccionado de manera que no se vea limitado por el diámetro interno del revestimiento de producción, así como cualquier otro elemento de la configuración del pozo. Por otra parte, el espacio anular entre estator y revestidor debe permitir el paso de eventuales herramientas de pesca o medición, así como la instalación de modelos específicos de separadores de gas.

En cuanto al rotor, este debe ser capaz de pasar a través del diámetro interno de la tubería de producción, así como de cualquier otro elemento presente en la sarta de producción.

**1.8.3 Comportamiento de Influjos.** El aporte de fluidos a un pozo depende de la presión diferencial existente entre el yacimiento y el fondo del pozo (referida a la profundidad vertical de la arena productora). Esta tasa de flujo incrementa a medida que aumenta la caída de presión y determinará la capacidad máxima de producción

cuando se alcance una caída de presión igual a la presión estática del yacimiento, es decir, una presión de fondo fluyente igual a cero.

En el caso de un líquido (agua o hidráulico) fluyendo de forma radial y permanente desde el yacimiento hacia el fondo del pozo, la relación entre tasa de flujo y presión diferencial viene determinada por la ecuación:

$$Q = IP \cdot (P_{est} - P_{wf}) \quad (4.1)$$

Donde el índice de productividad IP depende principalmente de la viscosidad del fluido, la permeabilidad de la formación, la permeabilidad al fluido, la geometría del drenaje y las condiciones de la pared del hoyo.

**1.8.4 Propiedades de los Fluidos Producidos.** Un buen diseño de sistemas PCP debe tomar en cuenta las características de los fluidos producidos a razón de seleccionar los componentes adecuados que sean compatibles con ciertos y determinados compuestos, y, a la vez, optimicen la operación del sistema. A continuación se presentan algunos comentarios referidos a cada uno de estos compuestos.

**1.8.4.1 Viscosidad y densidad del petróleo:** Según las estadísticas mundiales, se estima que más del 50% de las aplicaciones PCP son utilizadas para producción de petróleos pesados y viscosos.

El principal problema asociado a la alta viscosidad y densidad del petróleo es la influencia que estos parámetros tienen sobre las pérdidas de producción. Además, la fricción generada al nivel de la bomba (entre rotor y estator) y la tubería (entre varillas y tubería), tiende a hacer muy elevada incrementando en consecuencia el requerimiento del torque y potencia para la operación del sistema.

En cuanto a las pérdidas de flujo, las mínimas se traducen en una presión diferencial adicional a la presión hidrostática alcanzando, en muchos casos, rangos excesivos de levantamiento neto que afecta principalmente la presión de descarga de la bomba y, en consecuencia, la presión diferencial a través de la misma. Por otra parte, esta presión adicional tiene su efecto sobre el torque requerido por el sistema así como también sobre la potencia total.

Entre los métodos comúnmente utilizados para reducir las pérdidas de flujo a través de la tubería de producción se tienen:

1. Utilizar tuberías de mayor diámetro para aumentar el área de flujo trasversal, siempre y cuando no existan restricciones con las dimensiones del revestidor y la velocidad de acarreo de arena (en caso que se produzca) las cuales tienden a exigir diámetros menores de tubería.
2. Utilizar sarta de varilla continua para minimizar la existencia de acoples y centralizadores, los cuales significan restricciones en el área de flujo.
3. Aislar técnicamente la tubería en las cercanías de la superficie, en los casos donde la temperatura ambiental externa sea muy baja, ya sea durante ciertos periodos o todo el año.
4. Inyectar agua, químicos o diluyentes para reducir la viscosidad del petróleo. Esto se practica generalmente por encima de la descarga de la bomba para así no correr el riesgo de contacto entre los fluidos ajenos y el elastómero.

**1.8.4.2 Gas libre asociado al petróleo:** En la mayoría de los pozos productores con bajo índice de productividad, generalmente se opera a presiones de fondo menores a la presión de burbujeo, lo cual trae como consecuencia un alto contenido de gas libre asociado al petróleo. Además, se registran niveles de fluido dinámicos muy cercanos a la entrada de la bomba con lo cual se corre el riesgo de hacer trabajar a la bomba en vacío.

Este gas empieza a liberarse a medida que la presión baja y esto generalmente sucede cuando el fluido es transportado desde el fondo del pozo hasta las facilidades de superficie.

En función de ello, es necesario estimar los volúmenes de cada uno de estos fluidos a condiciones de entrada a la bomba, es decir, tomado en cuenta la propiedad de compresibilidad de los mismos

**1.8.4.3 Presencia de arena:** Con un diseño y operación apropiados, los sistemas PCP, pueden manejar de moderadas a altas cantidades de arena. Sin embargo, al producirse flujos rápidos de arena por periodos cortos de tiempo (tapones) pueden ocasionarse problemas de obstrucción y bloqueo del sistema.

Otro problema común es la deposición de la arena sobre la bomba. Esto provoca un incremento de la presión de descarga acompañado de una restricción en el área de flujo, con subsecuente falla de la bomba. Esto sucede cuando las condiciones de flujo del pozo por encima de la bomba no son capaces de acarrear los granos de arena hacia la superficie. Por tanto, es necesario conocer la velocidad de asentamiento del grano de arena y la velocidad de flujo del fluido a través de la tubería de producción.

En cuanto a la depositación de la arena en el fondo del pozo a la entrada de la bomba, la consecuencia típica es la reducción de la tasa de producción y, en casos severos, la absorción de la entrada de fluidos. En ambos casos la bomba tendrá tendencia a trabajar en vacío lo cual aceleraría el fenómeno de histéresis y, en consecuencia, provocaría la falla de la bomba en corto tiempo.

**1.8.4.4 Presencia de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S:** El CO<sub>2</sub> y el H<sub>2</sub>S causan extensión de la vulcanización del elastómero, lo cual resulta, en un endurecimiento y eventual rotura del mismo. Por tanto, la principal implicación de estos agentes está relacionada a la selección apropiada del elastómero.

Por otra parte la combinación de CO<sub>2</sub> y altos cortes de agua puede acelerar la corrosión particularmente en la sarta de varillas. Esto puede reducir significativamente la resistencia de las varillas y causar las fallas de las mismas.

**1.8.4.5 Presencia de aromáticos:** Los componentes aromáticos del petróleo (especialmente en petróleos livianos) como el benceno, el xileno y el tolueno, inducen problemas de hinchamiento de los elastómeros. Aunque este proceso tiende a ser inmediato, algunas veces hasta se toma unos seis meses para lograr el ensanchamiento máximo que puede ser hasta de 15% del volumen inicial.

El ensanchamiento del elastómero por causa de la presencia de aromáticos tiende a hacerse menor a medida que el compuesto contenga mayor porcentaje de acrilonitrilo (ACN). Actualmente los fabricantes no recomiendan utilizar estatores elastoméricos cuando existe un contenido de aromáticos (livianos) en el fluido superior al 12%. Este límite tiende a disminuir si además existe presencia de H<sub>2</sub>S y/o altas temperaturas.

**1.8.4.6 Altas temperaturas:** Los cambios de temperatura causan un comportamiento cíclico de expansión y contracción sobre el elastómero del estator, siendo este proceso muy diferente al experimentado por el rotor de acero. Estas diferencias en las características de expansión térmica de ambos materiales hacen que el dimensionamiento óptimo de las partes en aplicaciones en altas temperaturas sea muy difícil de definir.

El problema se presenta cuando existe una fluctuación significativa de la temperatura del pozo. Pequeñas disminuciones en la temperatura provocan severas pérdidas de eficiencia. Mientras que los incrementos de temperatura incrementan la fricción entre rotor y estator con consecuente aumento del torque de operación y en los casos más críticos, posible aprisionamiento del rotor.

Los elastómeros solo pueden tolerar una temperatura máxima hasta que ocurran cambios permanentes en su estructura físico- química, estos cambios que causan el endurecimiento, cristalización y fracturamiento del elastómero, resultan en un rápido deterioro de la bomba.

Por otro lado, las altas temperaturas también afectan el espaciamiento del rotor debido al efecto de la expansión térmica sufrida por el material de la sarta de varillas. Si la tubería de producción esta anclada, los cambios de temperatura provocaran que la varilla se elongue con relación a la tubería.

## 2. PROBLEMAS OPERACIONALES MÁS FRECUENTES.

Los problemas potenciales que pueden llegar a afectar negativamente la vida útil de los equipos que componen las Bombas de Cavidades Progresivas, la eficiencia del sistema, y además elevar los costos operacionales del mismo. Sin embargo si son conocidas las causas específicas y las condiciones únicas de cada aplicación, se pueden encontrar situaciones diversas que ayudan a entender el comportamiento de las Bombas de Cavidades Progresivas (PCP), lo cual, puede llegar a contribuir en la optimización del sistema aunque el tiempo de vida útil real de los equipos que lo componen se encuentre por debajo del promedio general de los equipos instalados con este sistema, periodo que se espera esté entre los 8 y los 18 meses.

### 2.1 EVIDENCIAS DE FALLA

En las siguientes tablas son expuestos los problemas operacionales más comunes presentes en los sistemas de cavidades progresivas, sus posibles causas y sus más adecuadas soluciones. Sin embargo es de entender que las soluciones aquí expuestas no son únicas e irremplazables.

Tabla 4. Evidencia de falla

CAUSAS	SOLUCIONES
Correas y/o poleas desajustadas.	Ajustar las correas y poleas según las especificaciones del fabricante. Y/o adecuada experiencia del personal.
Problemas eléctricos	Elabore un diagnóstico del sistema eléctrico con personal calificado.
Motor muy pequeño.	Redimensionar el motor.

**Fuente: Weatherford**

#### 2.1.1 Baja producción con velocidad y torque normales.

Tabla 5. Baja producción con velocidad y torque normales.

CAUSAS	SOLUCIONES
Tasa de producción sobrestimadas.	Realizar nuevas pruebas de producción para determinar la tasa de flujo correcta.
Restricción en la entrada de la bomba.	Circular el pozo.
Alta relación gas-petróleo.	Instalar separador de gas, bajar la bomba o instalar tubo de cola.
Rotor con espaciado excesivo.	Re-espaciar el rotor.

CAUSAS	SOLUCIONES
Hueco en la tubería.	Reemplazar tubería o conexiones dañadas.
Perforaciones tapadas o dañadas.	Circular el pozo.
Bajo influjo de yacimiento debido a las altas viscosidades.	Disminuir la velocidad de la bomba o instalar una bomba con mayor capacidad volumétrica.

Fuente: Weatherford

### 2.1.2 Producción intermitente con velocidad y torque normales.

Tabla 6. Producción intermitente con velocidad y torque normales.

CAUSAS	SOLUCIONES
Alta relación gas petróleo.	Instalar separador de gas, bajar la bomba o instalar tubo de cola.
Producción intermitente de arena y/o finos a través de la bomba.	Reposicionar la bomba por encima de las perforaciones; utilizar filtros de sólidos.
Bajo nivel de fluido (bombeo en vacío)	Bajar la velocidad de la bomba.

Fuente: Weatherford

### 2.1.3 Producción intermitente con velocidad normal y torque alto.

Tabla 7. Producción intermitente con velocidad normal y torque alto.

CAUSAS	SOLUCIONES
Rotor en contacto con el pin de paro.	Reespaciar el rotor.
Alta producción de área y/o finos.	Disminuir la velocidad de la bomba; circular el pozo.
Ensanchamiento del elastómero (incompatibilidad entre el fluido y el estator).	Evaluar la compatibilidad entre el elastómero y el fluido y, en caso de ser necesario, cambiar el elastómero.
Daño del rotor o el estator.	Reemplazar las partes dañadas

Fuente: Weatherford

### 2.1.4 Baja producción con muy baja velocidad y torque alto.

Tabla 8. Baja producción con muy baja velocidad y torque alto.

CAUSAS	SOLUCIONES
Ensanchamiento del elastómero (incompatibilidad entre el fluido y el estator).	Evaluar la compatibilidad entre el elastómero y el fluido y, en caso de ser necesario, cambiar el elastómero.
Bomba arenada	Circular el pozo.
Escombros atrapados en la bomba.	Circular el pozo.
Problema eléctrico.	Elabore un diagnostico del sistema eléctrico con personal calificado.
Problemas con el cabezal de rotación	Elabore un diagnostico del mecanismo del cabezal con personal calificado.

Fuente: Weatherford

### 2.1.5 Producción intermitente con velocidad normal y torque bajo.

Tabla 9. Producción intermitente con velocidad normal y torque bajo

CAUSAS	SOLUCIONES
Restricciones en la entrada de la bomba.	Circular el pozo.
Alta relación gas petróleo	Bajar la bomba; utilizar un separador de gas o instalar un tubo de cola.
Rotor espaciado muy arriba.	Reespaciarse el rotor.
Hueco en la tubería.	Reemplazar tubería o conexiones dañadas.
Perforaciones tapadas o dañadas.	Limpiar perforación o recañonear.
Daño del rotor o estator.	Reemplazar las partes dañadas.
Varillas o barra pulida partidas.	Reemplazar Varillas o conexiones dañadas.
Bajo nivel de fluido (bombeo en vacío).	Disminuir la velocidad de bombeo; instalar una bomba más pequeña.
Bomba instalada muy encima de los Perforados.	Profundizar la bomba según sea adecuado por las condiciones del pozo.
Rotor partido.	Reemplazar las partes dañadas.

Fuente: Weatherford

### 2.1.6 Baja producción con velocidad normal y torque bajo.

Tabla 10. Baja producción con velocidad normal y torque bajo.

CAUSAS	SOLUCIONES
Restricciones en la entrada de la bomba.	Circular el pozo.
Alta relación gas petróleo.	Bajar la bomba; utilizar un separador de gas o instalar un tubo de cola.
Rotor espaciado muy arriba.	Reespaciarse el rotor.
Hueco en la tubería.	Reemplazar tubería o conexiones dañadas.
Perforaciones tapadas o dañadas.	Circular el pozo.
Daño del rotor o estator.	Reemplazar las partes dañadas.
Tubería partida o suelta.	Reemplazar tubería o conexiones dañadas.
Bajo nivel de fluido (bombeo en vacío).	Disminuir la velocidad de bombeo; o instalar una bomba más pequeña.
Bajo influjo del yacimiento debido a alta viscosidad.	Disminuir la velocidad de bombeo; disminuir la viscosidad del fluido o utilizar una bomba con mayor capacidad volumétrica.
Bomba asentada muy alta.	Reasentar la bomba según sea adecuado por las condiciones del pozo.
Rotor partido.	Reemplazar las partes dañadas.
Bombeo de fluidos altamente viscosos.	Disminuir la velocidad de bombeo; Disminuir la viscosidad del fluido o utilizar una bomba con mayor capacidad volumétrica.

Fuente: Weatherford

### 2.1.7 Baja producción con velocidad baja y torque alto

Tabla 11. Baja producción con velocidad baja y torque alto

CAUSAS	SOLUCIONES
Alta producción de arena y/o finos	Disminuir la velocidad de la bomba: circular el pozo.
Ensanchamiento del elastómero (incompatibilidad entre fluido y el estator).	Evaluar la compatibilidad entre el elastómero y el fluido y en caso de ser necesario cambiar el elastómero.
Daño del rotor o estator.	Reemplazar las partes dañadas.
Bomba arenada.	Circular el pozo.
Escombros atrapados en la bomba.	Circular el pozo.
Bajo nivel de fluido (bombeo en vacío)	Disminuir la velocidad de bombeo; instalar una bomba más pequeña.

Fuente: Weatherford

### 2.1.8 Baja producción con bajo torque y sin backspin

Tabla 12. Baja producción con bajo torque y sin backspin

CAUSAS	SOLUCIONES
Varillas o barra pulida partidas o sueltas.	Reemplazar varillas o conexiones dañadas.
Tubería partida o suelta.	Reemplazar varillas o conexiones dañadas.

Fuente: Weatherford

### 2.1.9 Baja producción con velocidad normal y torque normal

Tabla 13. No existe producción con velocidad normal y torque normal

CAUSAS	SOLUCIONES
Varillas o barra pulida partidas o sueltas.	Reemplazar varillas o conexiones dañadas.
Tubería partida o suelta.	Reemplazar las partes dañadas.
Hueco en la tubería.	Reemplazar tubería o conexiones dañadas.

Fuente: Weatherford

### 2.1.10 Baja producción con velocidad normal y torque alto

Tabla 14. Baja producción con velocidad normal y torque alto

CAUSAS	SOLUCIONES
Rotor en contacto con el pin de paro.	Re-espaciar el rotor.
Alta producción de arena y/o finos.	Disminuir la velocidad de la bomba; Circular el pozo.
Ensanchamiento del elastómero (incompatibilidad en el fluido y el estator).	Evaluar la compatibilidad entre el elastómero y el fluido y, en caso de ser necesario, cambiar el elastómero.

CAUSAS	SOLUCIONES
Daño del rotor o estator.	Reemplazar las partes dañadas.
Bajo nivel del fluido (bombeo en vacío).	Disminuir la velocidad de bombeo; instalar una bomba más pequeña.
Restricciones de flujo debido al uso de centralizadores y guías de varillas; alta presión de cabezal	Rediseñar la sarta de varillas; utilizar una tubería de mayor diámetro.

**Fuente: Weatherford**

### 3. IDENTIFICACIÓN DE FALLAS

En algunas ocasiones, no es posible determinar el motivo de las fallas debido a que existen múltiples causas probables que la hayan ocasionado. Un ejemplo especial de ello es cuando tenemos fallas relacionadas con la bomba. A menos que se realice una inspección visual y física del estator y el rotor, no será posible asegurar el motivo real de la falla. A continuación, se presentan algunos comentarios e imágenes de las fallas más comunes presentada en la operación de PCP.

#### 3.1 DAÑO DEL ESTATOR

**3.1.1 Presión Diferencial muy alta.** Caracterizado por la superficie endurecida, quebradiza y con partes desgarradas a lo largo de la línea de sello de las cavidades. En casos extremos son removidos en toda la longitud de la bomba. Ver Figura. 14.

Figura 14. Presión diferencial muy alta



**Fuente: Weatherford**

**Causa:** La presión diferencial en la bomba excede los límites establecidos por el fabricante.

**Causas más comunes:**

Alta presión diferencial, puede ser causada por:

- Restricciones en el tubing.
- Válvulas cerradas
- Bomba sub dimensionada.

**Posibles soluciones**

- La presión máxima de la bomba debe exceder la presión de producción (aumentar el número de etapas)

**3.1.2 Histéresis:** Falla por fatiga por aplicación repetida de deformación al elastómero Caracterizado por fisuras y/o rotura en la parte mas espesa del elastómero. Superficie cercana a las áreas endurecidas quebradizas y desgarradas.

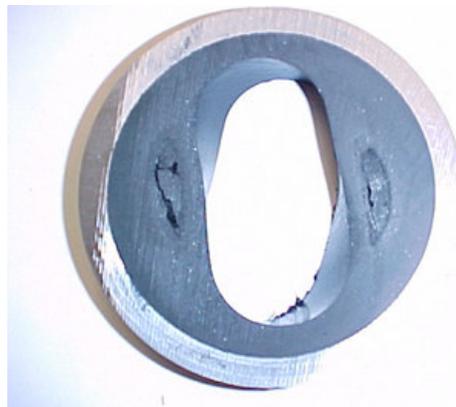
La progresión de las fisuras puede resultar en la remoción del elastómero a lo largo de las líneas de sello de las cavidades y en casos extremos, grandes pedazos son removidos cuando el fluido a alta presión llega entre el elastómero y el tubo metálico como se observa en la Figura 15 y 16.

**Figura 15. Histéresis.**



**Fuente: Weatherford**

**Figura 16. Histéresis**



**Fuente: Weatherford**

### **Causas:**

Interferencia entre el rotor y el estator:  
Alta interferencia genera altas fuerzas tangenciales

- Presión excesiva:  
Crea altas fuerzas tangenciales que flexionan el elastómero
- Hinchamiento:  
Aumenta la interferencia entre el rotor y el estator
- Frecuencia de Deformación:  
Depende de la rotación de la bomba (cuanto mas alta la rotación, mayor el efecto)

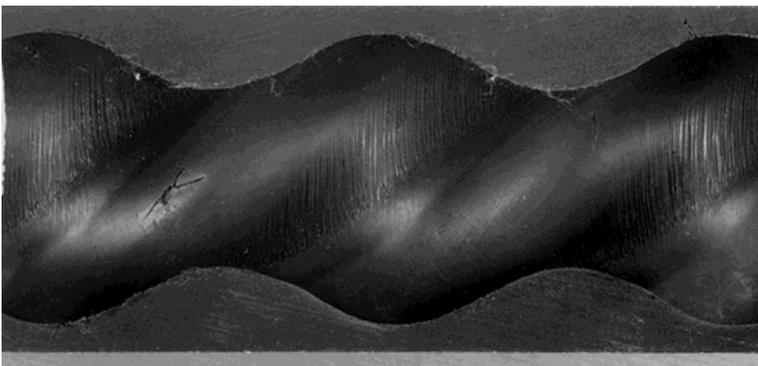
Caudal: Disipación de calor es controlada por el tipo de fluido y volumen producido.

### **Posibles Soluciones:**

- Seleccionar el elastómero adecuado con el fluido del pozo.
- Dimensionar el rotor previendo el hinchamiento.
- Operar la bomba a bajas rotaciones.
- Aumentar el número de etapas para disminuir la presión.

### **3.1.3 Abrasión:** Caracterizada por superficies rugosas y rayadas. Ver Figura 17

Figura 17. Abrasión



**Fuente: Weatherford**

## Causas

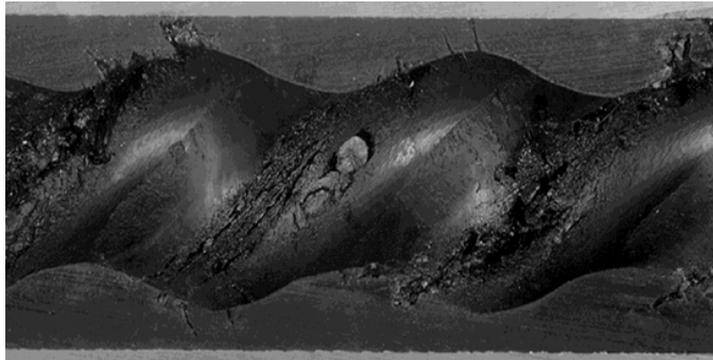
- La severidad de la abrasión depende de: abrasividad de las partículas, cantidad, velocidad linear del fluido dentro de la bomba y rotación.

## Posibles Soluciones

- Utilizar un elastómero mas blando
- Reducir la velocidad de la bomba
- Utilizar bomba de mayor caudal para reducir la velocidad linear

**3.1.4 Daño por partículas muy grandes o extrañas:** Caracterizado por grandes orificios, roturas o canales. Ver Figura 18.

Figura 18. Daño partículas muy grandes



Fuente: Weatherford

## Causas

- Partículas sólidas muy grandes entran en las cavidades y quedan atrapadas entre el rotor y el estator

## Posibles Soluciones

- Utilizar un filtro de arena en la succión de la bomba.

**3.1.5 Erosión por Alta Presión:** Caracterizada por canales largos y sinuosos. Ver Figura 19

Figura 19. Erosión por alta presión



**Fuente: Weatherford**

#### **Causas**

- Pequeños orificios son creados por partículas sólidas y después, el fluido provoca un efecto de erosión debido a la alta presión.

#### **Posibles Soluciones**

- Utilizar filtro de arena en la succión
- Utilizar elastómero resistente en la abrasión.

#### **3.1.6 Fluidos Incompatibles.** La absorción de gas y fluidos pueden causar:

- Pérdida de dureza del elastómero
- Hinchamiento
- Burbujas en el elastómero

#### **Causas:**

- Los elastómeros son permeables, por eso permiten que algunos gases y fluidos penetren originando el ablandamiento, burbujas que deterioran las propiedades mecánicas de los elastómeros

El hinchamiento aumenta la interferencia entre el rotor y el estator ocasionando:

- Aumento de torque de trabajo y la potencia requerida
- Aumento del efecto de histéresis
- Burbujas en la superficie rompen el elastómero causando grietas debido a la descompresión explosiva.

#### **Posibles Soluciones:**

- Seleccionar el elastómero adecuado para la aplicación.
- Utilizar bombas con espesor constante de elastómero.

#### **3.1.7 Quema por alta Temperatura.** Caracterizada por superficies endurecidas,

quebradizas y con hendeduras. Ver Figura 20.

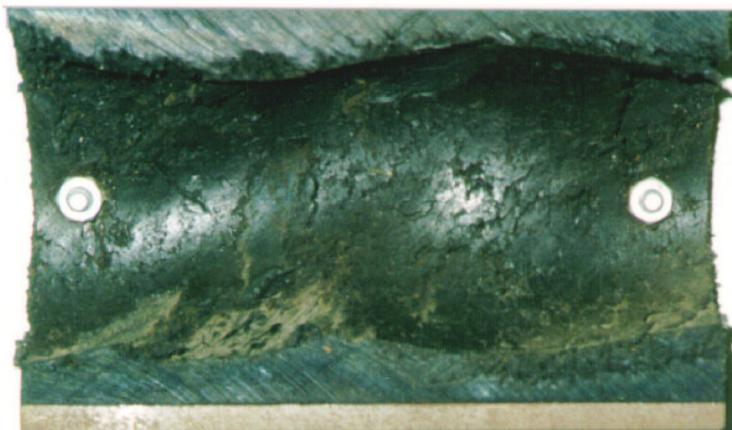
**Causas:**

- Operar la bomba por largos periodos sin fluido (a seco)
- Altas temperaturas generadas en el interior de la bomba queman el elastómero

**Posibles Soluciones:**

- Controlar el nivel dinámico del pozo.

Figura 20. Quema por alta temperatura



Fuente: Weatherford

### 3.2 DAÑO DEL ROTOR

**3.2.1 Desgaste por Abrasión.** Caracterizado por rayas radiales en las crestas del rotor, es el resultado de la acción normal de bombeo. El desgaste avanzado es caracterizado por desgaste hasta el metal. Ver Figura 21

Figura 21. Desgaste por abrasión



**Fuente: Weatherford**

**Causas:**

- Gran interferencia entre el rotor y el estator
- Alta cantidad y tipo de abrasivos, rotación de bomba y presión diferencial

**Posibles Soluciones:**

- Operar a velocidades menores
- Aumentar el número de etapas de la bomba para disminuir la presión
- Utilizar un filtro de arena
- Realizar una limpieza exhaustiva del fondo y las paredes del pozo.
- Utilizar una configuración de pin adecuada para impedir el paso de escombros de tamaño considerable.
- Asegurarse de utilizar un ajuste por interferencia entre rotor y estator apropiado para la aplicación.

**3.2.2 Incompatibilidad entre Rotor y Fluido.** Caracterizado por la remoción, pitting o descoloramiento del cromo. Ver Figura 22.

Figura 22. Incompatibilidad entre Rotor y Fluido



**Fuente: Weatherford**

**Causas:**

- Exposición a fluidos corrosivos.
- La pérdida de cromo causa rápido desgaste del metal base
- El  $H_2S$  y  $CO_2$  se pueden combinar con el agua, lo cual puede producir ácido que atacan al cromo

**Posibles Soluciones:**

- Utilización de rotores de acero inoxidable para resistir a los ácidos hidrociorhídrico y carbónico

- Asegurar que los pozos estimulados con ácidos sean limpiados antes de instalar la bomba.

**3.2.3 Rotor Dañado por Rotura.** El rotor se fragmenta en dos partes por evidente rotura dependiendo del aspecto de las superficies transversales puede deducirse el motivo de la rotura. Ver Figura 23.

Figura 23. Rotor dañado por rotura



**Fuente: Weatherford**

#### **Causas más comunes**

- Si la superficie de la fractura es irregular sin ningún patrón específico, la falla sería motivada por esfuerzos torsionales excesivos (torques).
- Si la superficie de la fractura es plana con una forma de media luna hacia un extremo, la falla sería motivada por esfuerzos axiales excesivos o fatiga del material por esfuerzos cíclicos (tensión).

#### **Posibles soluciones:**

Rotura por fatiga o tensión:

- Asegúrese que el rotor este espaciado correctamente.
- Evitar asentar la bomba en una zona severamente desviada.

Rotura por torsión:

- Utilizar algún dispositivo limitador de torque.

**3.2.4 Daño por desgaste de la Base Metálica.** El desgaste que sufre la capa de cromo y la base metálica, esta dado por efecto de la abrasión. El desgaste se encuentra ubicado sobre las secciones gruesas del rotor (es decir sobre el diámetro mayor del rotor). Ver Figura 24.

Figura 24. Daño por desgaste de la base metálica.



**Fuente: Weatherford**

**Causas:**

- El fluido bombeado presenta alto contenido de material abrasivo.
- El rotor no se encuentra espaciado correctamente, razón por la cual se da un contacto entre el mismo y la tubería.
- El ajuste entre el rotor y el estator es excesivo
- Las partículas abrasivas producidas son grandes.

**Posibles soluciones**

- Realizar un espaciado correcto del rotor.
- Realizar buena limpieza del fondo y de las paredes del pozo.
- Realizar un ajuste por interferencia adecuado para la aplicación.
- Asegurarse de estar usando el elastómero adecuado para la aplicación.

#### 4. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

El presente capítulo se analiza, la implementación del sistema de bombeo por cavidades progresivas en el campo de estudio, desde su inicio a comienzos del año 2004 hasta las condiciones actuales del sistema, 20 de Mayo del 2008, fecha de corte para este proyecto.

El análisis de fallas histórico es una herramienta básica para tratar de establecer el mecanismo de daño de los equipos PCP y consecuentemente proponer acciones que conlleven a garantizar la mayor eficacia en la aplicación de este sistema de levantamiento y por ende mayor “run life” de las bombas. Para lo cual se diseñó una base de datos para el campo de estudio determinado con exactitud los equipos instalados históricamente. En dicha base de datos se especificaron aspectos como: Fechas de operación, principales componentes de los equipos utilizados, condiciones de cada pozo previas a la instalación del sistema y las principales observaciones sobre las inspecciones visuales realizadas durante las desinstalaciones de los equipos.

Para poder llevar a cabo la recopilación de dicha información, se tomó como primera instancia las intervenciones realizadas al campo por el equipo de Weatherford tanto de PCP como de Flush By. Posteriormente fue necesario recurrir al archivo físico y a la información manejada por la compañía operadora

A pesar de todos los esfuerzos en algunos casos, los modos de fallas no pudieron ser establecidos claramente debido a la falta de información y poco concluyente de la misma.

Con la base de datos se logró establecer el desempeño histórico del sistema de levantamiento por cavidades progresivas en el campo, se determinaron los principales modos de falla y los casos críticos donde esta aplicación ha resultado ineficiente o poco confiable.

Cabe aclarar que en relación a las fallas del sistema PCP se puede hablar de tres escenarios. El primero es antes de hacer la intervención al pozo, se establecen los posibles indicadores los cuales nos permiten predecir la falla asociada a la parada del pozo o la baja eficiencia del sistema; entre los indicadores tenemos las bajas sumergencias, disminución considerable de nivel, aumento o disminución del torque, pérdida de producción. El segundo se verifica durante la intervención del pozo en el cual se corrobora si la causa de la falla esta directamente relacionada con los parámetros anteriormente descritos. Es decir, se evaluará en que condiciones se encuentra el elastómero, el rotor, la varilla, la tubería, etc. El tercero consiste en el estudio posterior a la falla empleando cualquiera de los métodos disponibles en la literatura (causa raíz de falla y MTBF) es posible identificar la causa o razón primaria

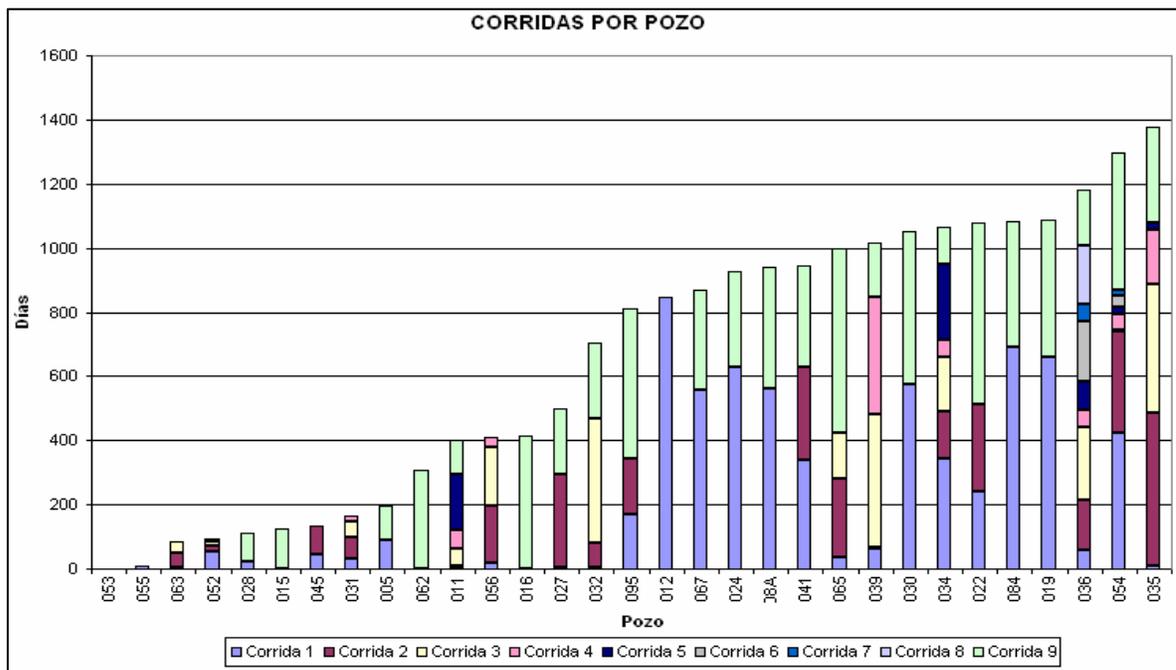
de la falla o anomalía.

En el presente análisis se tratan el segundo y el tercer escenario, en los cuales las fallas encontradas durante la intervención o servicio a pozos, fueron registradas cualitativamente en los informes generados durante dichos trabajos. Posteriormente se realizará el estudio de MTBF para determinar el tiempo promedio entre fallas de dicha forma logrando realizar el estudio de confiabilidad del sistema de cavidades progresivas.

Las fallas de bombas pueden ser clasificadas en muchas categorías diferentes según características únicas propias de cada una. Para este trabajo se consideraron las fallas intrínsecas al sistema tales como falla de estator, rotor y varilla, así como otras que ocasionaron la intervención del pozo tales como rotura de tubería, rediseño de la bomba, cambio de sistema de levantamiento, estimulación etc.

En la Gráfica 1 se observa las intervenciones realizadas por pozo, independiente del tipo de falla por la cual se hizo el servicio. Encontrándose que el pozo más crítico es el 36 con 8 intervenciones en 1100 días.

Gráfica 1. Corridas por pozo

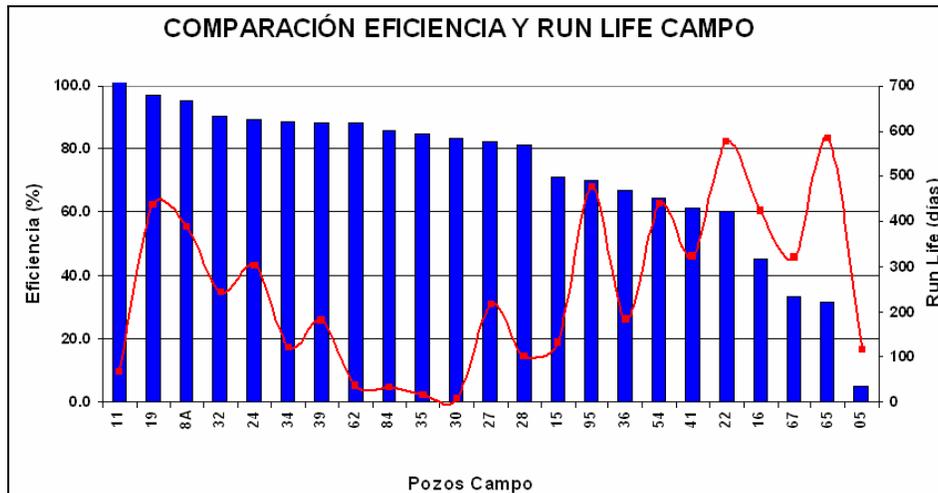


Fuente: Autor

Actualmente se encuentran operando en el campo 23 pozos con sistema de cavidades progresivas PCP. En el gráfico 2 se presentan los “run life” vs las eficiencias de los equipos operativos hasta el 20 de mayo, fecha de corte para el

presente estudio. En el cual se puede observar que entre mayor es el run life de las bombas menor son las eficiencias de estas. También se encuentran que solo hay 3 pozos (13% del total) con un tiempo de vida mayor de 400 días, el 43% de los pozos se encuentran entre 300 y 200 días y los restantes se encuentran entre 200 y 15 días.

Grafica 2. Comparación eficiencia y Run life en el campo.

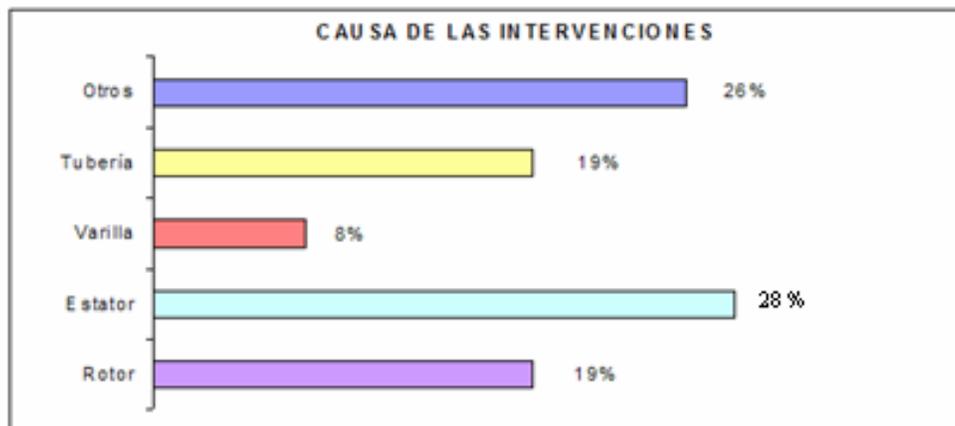


Fuente: Autor

**DISTRIBUCIÓN DE INTERVENCIONES POR COMPONENTE:**

En la grafica 3 se representan las causas de las intervenciones por componente; observando que la falla mas frecuente es la de estator con un 28%, le sigue la falla por otros 26% y posteriormente se encuentra la falla por rotor 19%, tubería 19% y varilla 8%.

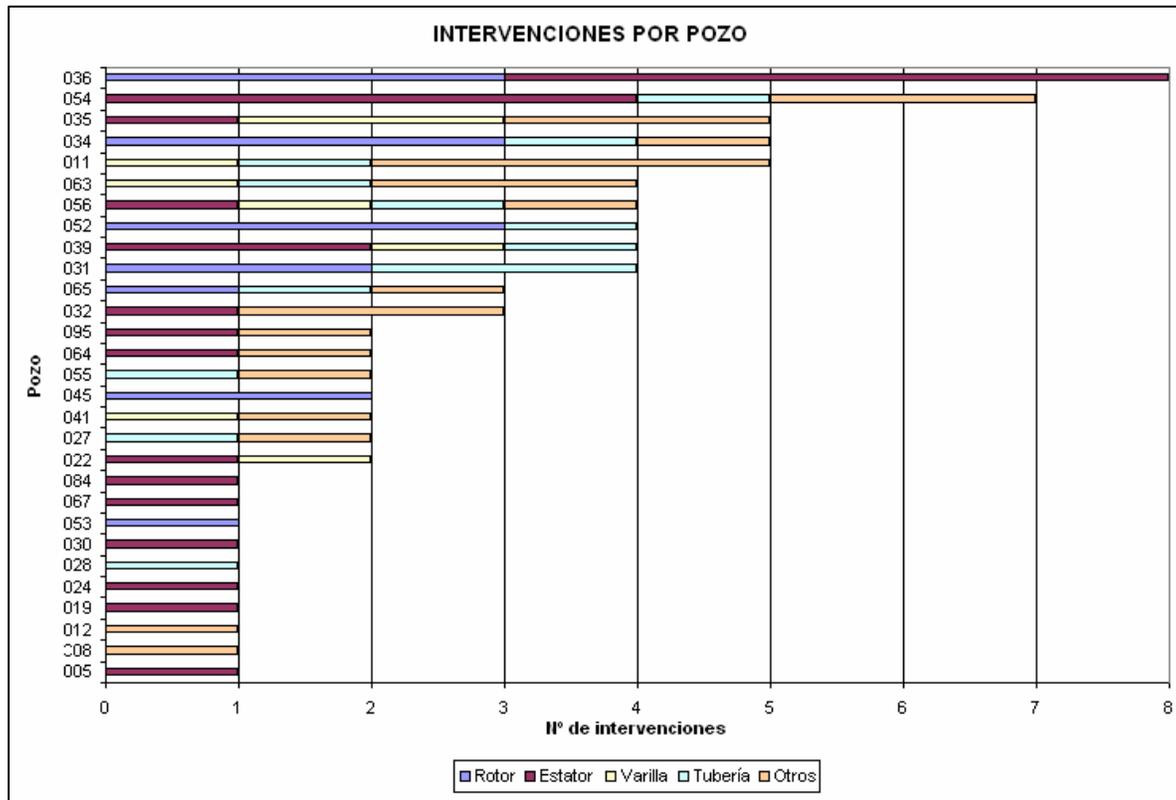
Grafica 3. Causa de las intervenciones



Fuente: Autor

En la grafica 4 se muestran los pozos críticos por el número de intervenciones y tipo de falla. Se evidencia que el pozo mas critico es el 36 el cual ha tenido 6 intervenciones por fallas en el estator y 2 por rotor.

Grafica 4. Intervenciones por pozo



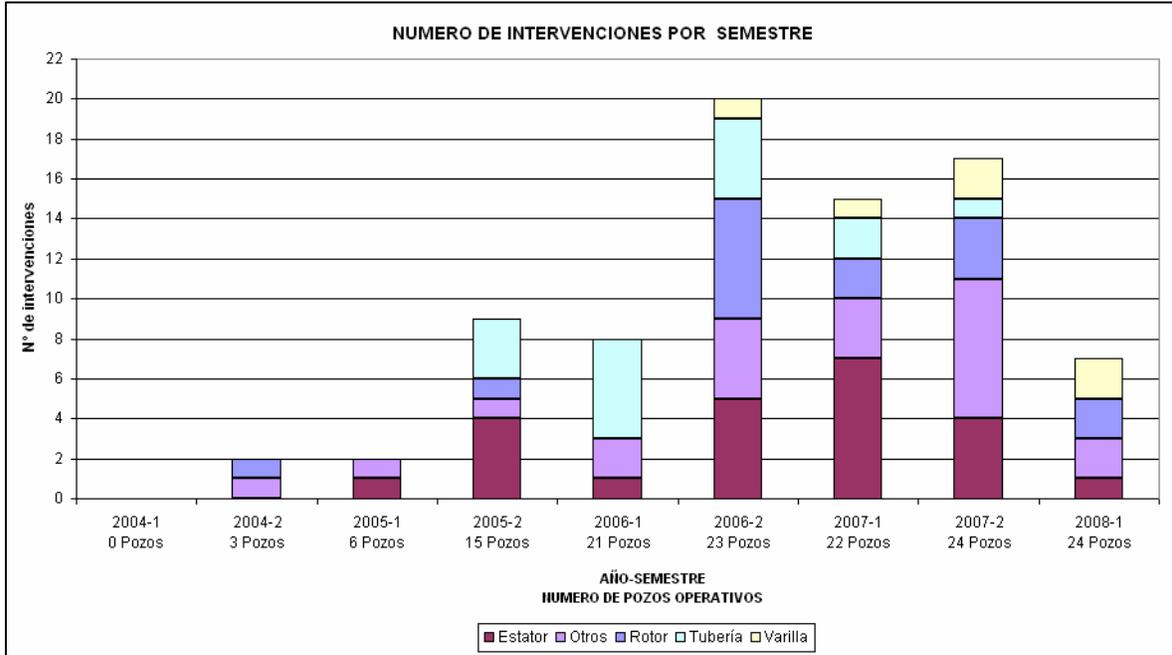
Fuente: Autor

La grafica 5 se realizó con el fin de comparar el número y tipo de fallas presentadas semestralmente en relación al número de instalaciones de PCP llevadas a cabo durante el presente estudio.

Es posible observar como el número de fallas crece de manera escalonada respecto al número de pozos instalados. Así mientras el periodo 2006-2 fue el más crítico en el cual se realizaron 20 intervenciones por fallas en los 23 equipos instalados, para el año 2008-1 se presentaron 7 fallas en los 24 pozos PCP.

Lo cual es un indicador de que el sistema PCP actualmente tiene una tasa de falla menor comparado con los semestres anteriores.

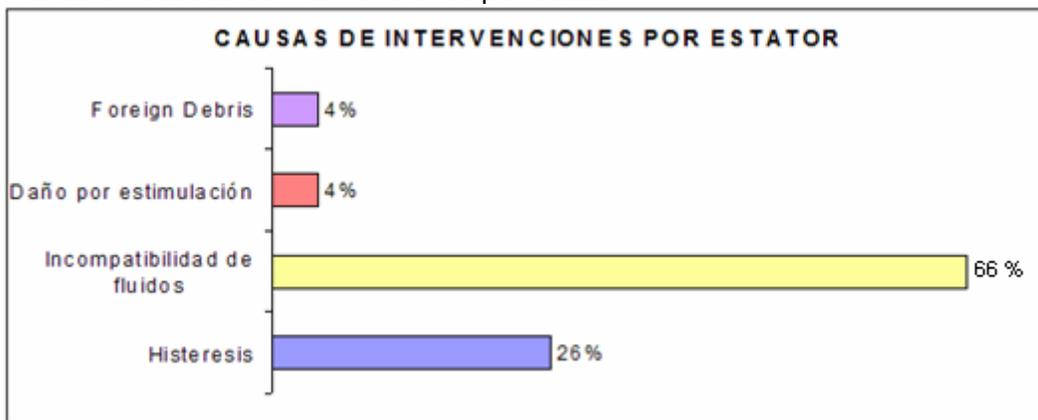
Grafica 5. Número de intervenciones por semestre



Fuente: Autor

**FALLAS POR ESTATOR:** A continuación se muestra la estadística de las intervenciones debido a fallas en el estator y los tipos de daños identificados; los cuales se distribuyen en el 65% incompatibilidad de fluidos, 26% por Histéresis, 4% daño por estimulación, 4% Foreign debris (Daño por partículas extrañas) Ver grafica 6.

Grafica 6. Causas de intervenciones por estator



Fuente: Autor

**Incompatibilidad de fluidos 66%:** Consiste en la incompatibilidad entre el elastómero y los fluidos del pozo, puede ocasionar fallas prematuras en las bombas PCP. Las evidencias más claras de la incompatibilidad de fluidos incluyen el

hinchamiento, degradación en el elastómero o la presencia de “ampollas” en la superficie del mismo.

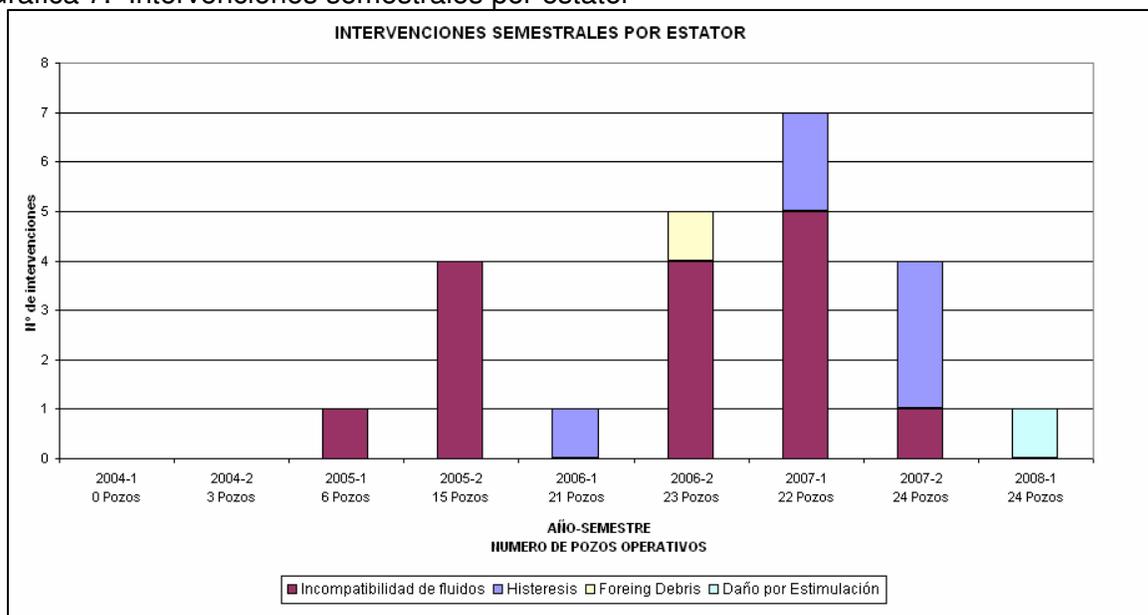
**Histéresis 26%:** La Histéresis es definida como la falla por fatiga del elastómero y está caracterizada por una pérdida del material a lo largo de las líneas de sello entre el estator y el rotor. Las regiones donde se presenta el desgarre del elastómero son típicamente duras, brillantes y de manera irregular. La falla por Histéresis está asociada a la deformación del elastómero por ciclos excesivos, la cual genera calor y conlleva a un gradual deterioro de las propiedades del mismo. A medida que el material se degrada, es más propenso a presentar stress por cizalladura, lo cual genera a su vez grietas que conducen a las pérdidas de partes de caucho.

**Daño por estimulación 4%:** Esta relacionada con la incompatibilidad del elastómero con los tratamientos ácidos, los cuales pueden resultar en el endurecimiento o ablandamiento del elastómero.

**Foreign debris (Daño por partículas extrañas) 4%:** Causado por partículas extrañas de gran tamaño que al pasar a través de las líneas de sello quedan atascadas originando acanalamientos y desgarramiento en el estator.

**Número de intervenciones semestrales por estator:** En la grafica 7 se muestra la estadística de intervenciones a fallas del estator por semestre de ocurrencia y la distribución porcentual de cada uno de los tipos de daño anteriormente identificados. Encontrándose que el semestre mas critico fue el 2007-1, con cinco intervenciones por incompatibilidad de fluidos y dos por histéresis.

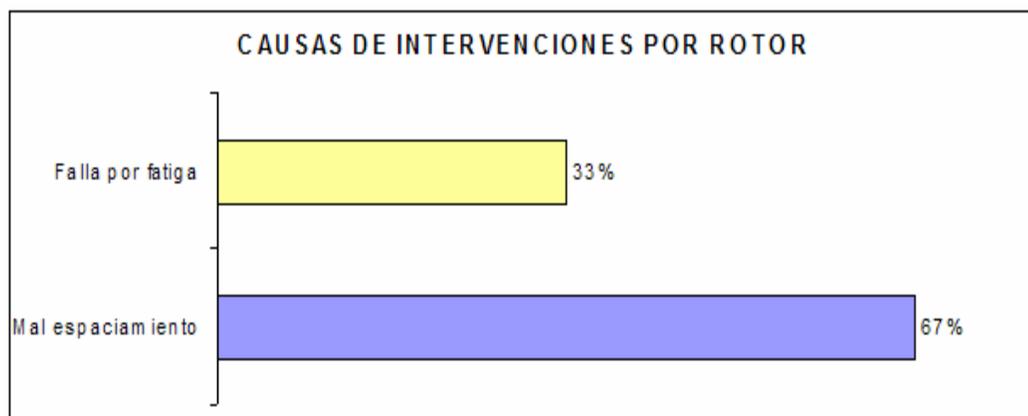
Grafica 7. Intervenciones semestrales por estator



Fuente: Autor

**FALLAS POR ROTOR:** A continuación se muestra la estadística de las intervenciones por fallas en el rotor y los tipos de daños identificados; los cuales se distribuyen en el 67 % desgaste por mal espaciamento y el 33% falla por fatiga. Ver grafica 8.

Grafica 8. Causas de intervenciones por rotor



**Fuente: Autor**

**Mal espaciamento 67%:** Se presentan dos tipos. El sobre- espaciamento y bajo espaciamento.

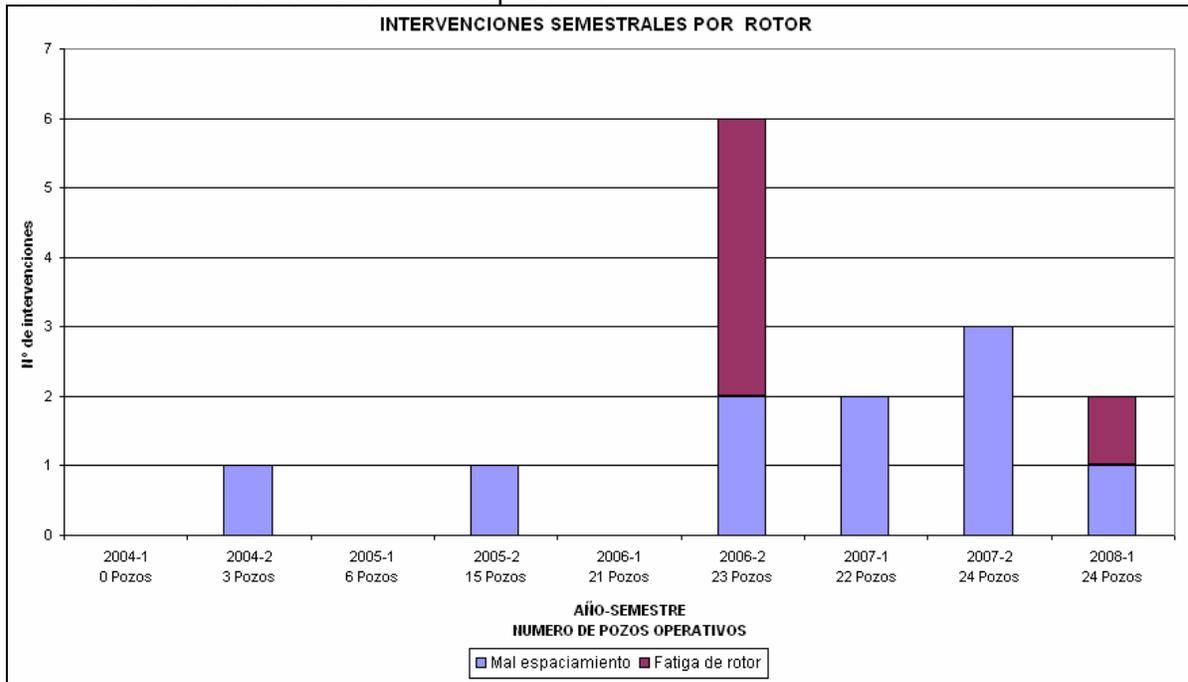
El primero consiste en el contacto entre la sección superior del rotor y el tubo donde se realiza la descarga de la bomba.

El segundo se presenta por contacto entre el pin de paro y la punta inferior del rotor.

**Falla por fatiga 37%:** Se atribuye a los armónicos de torque y la descentralización de la sarta, generando esfuerzos cíclicos de sobre tensión.

**Número de intervenciones semestrales por rotor:** En la grafica 9 se muestra la estadística de intervenciones a fallas por rotor por semestre de ocurrencia y la distribución porcentual de los dos tipos de daños: incompatibilidad de fluido y fatiga; se observa que en el periodo dos del 2006 se tuvo el mayor número de fallas con 7 intervenciones, mientras que en el primer semestre del 2008 se han presentado dos fallas por daño en el rotor.

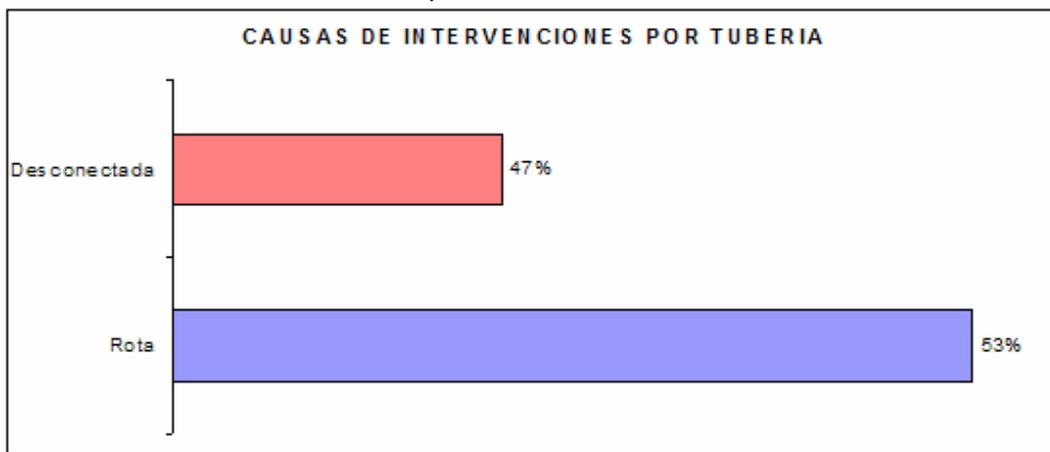
Grafica 9. Intervenciones semestrales por rotor



Fuente: Autor

**FALLAS POR TUBERIA:** Se observa en la grafica 10 que las intervenciones por fallas en la tubería tienen dos tipos de daños identificados; los cuales se distribuyen en el 53% tubería rota y el 47% tubería desconectada.

Grafica 10. Causas de intervenciones por tubería



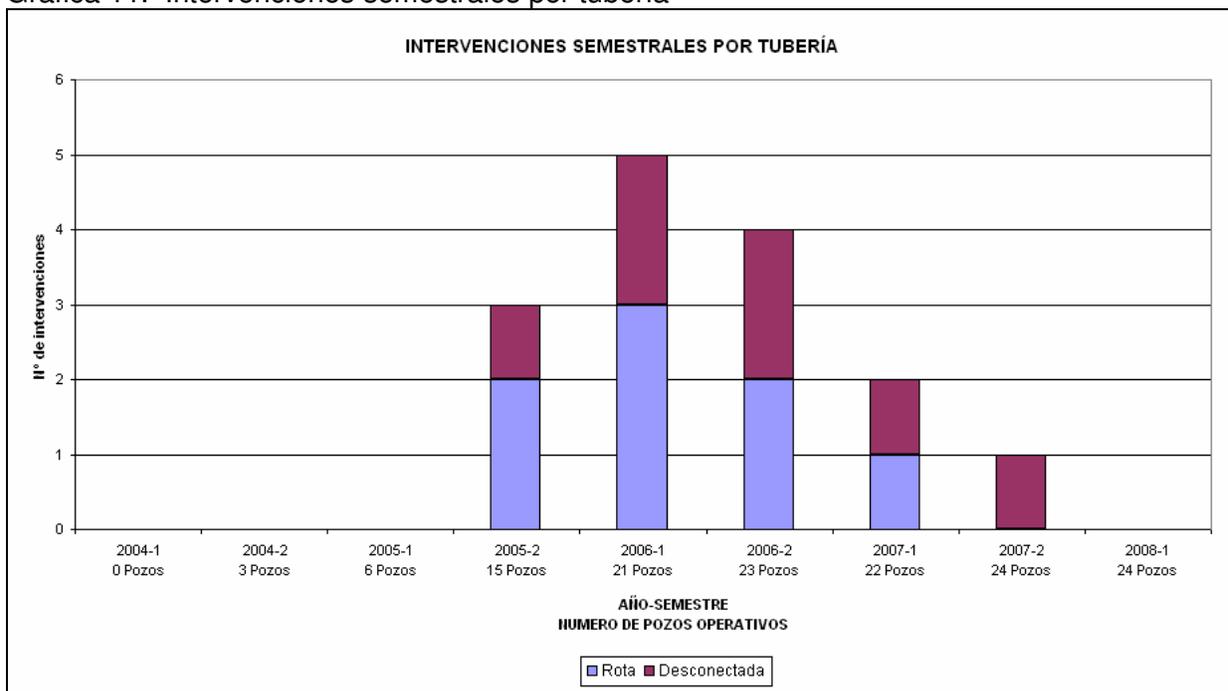
Fuente: Autor

**Desconexión 47 %:** Es el resultado de la transmisión de torque desde la bomba hasta la tubería por ausencia del ancla antitorque, falla de la misma o mala operación de torqueo de la sarta de tubería.

**Tubería rota 53%:** Se puede presentar por corrosión debido a que los fluidos de algunos pozos presentan CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S o por contacto entre el coupling de varillas y la tubería.

**Número de intervenciones semestrales por tubería:** La grafica 11 se realizó con el fin de comparar el número y tipo de fallas por tubería presentadas semestralmente en relación al número de instalaciones de PCP llevadas a cabo durante el presente estudio. El semestre 2006-1 ha sido el periodo más crítico con tres intervenciones por tubería rota y dos por tubería desconectada; mientras que en el periodo 2008-1 no se presentaron fallas por tubería.

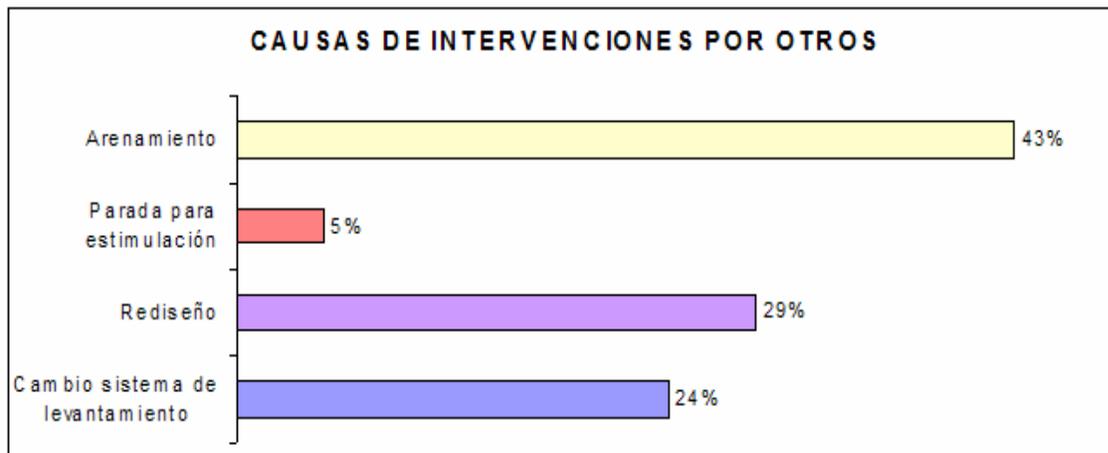
Grafica 11. Intervenciones semestrales por tubería



Fuente: Autor

**FALLAS POR OTROS:** A continuación se muestra en la grafica 12 la estadística de las fallas por otros que consiste en las intervenciones causadas por factores externos, es decir la falla no es atribuible al sistema de cavidades progresivas PCP, entre estas se encuentran cuatro grupos: Arenamiento 43%, rediseño con un 29%, cambio de sistema de levantamiento con un 24% y parada por estimulación con un 5%.

Grafica 12. Causas de intervenciones por otros



**Fuente: Autor**

**Arenamiento 43%:** Esta relacionada con el alto corte de arena lo cual implica el taponamiento de la bomba, originando en algunos casos el atascamiento del rotor lo cual conlleva a la deformación del estator.

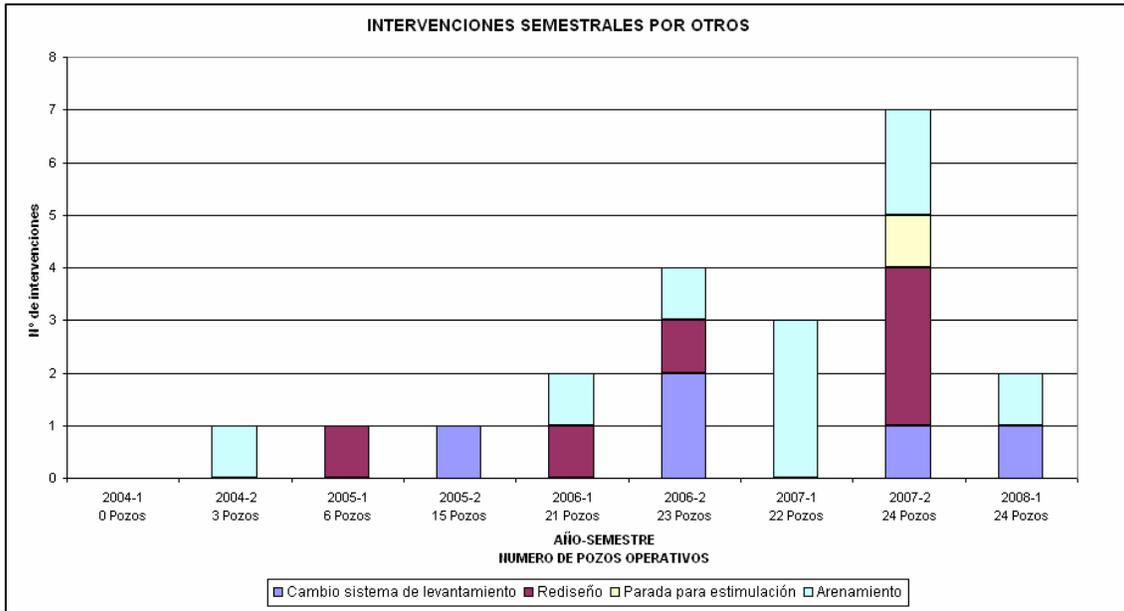
**Rediseño 29%:** Se atribuye cuando la bomba es de mayor o menor capacidad con respecto al potencial del pozo (Sobre y Sub -dimensionadas).

**Cambio de sistema de levantamiento 24%:** Consiste en las intervenciones de pozo, para hacer el cambio a otro sistema levantamiento artificial.

**Parada por estimulación 5%:** Esta relacionada a las paradas programadas, para realizar la estimulación de los pozos.

**Intervenciones semestrales por otros:** La estadística de intervenciones a fallas por otros, es presentada a continuación por semestre de ocurrencia y la distribución porcentual de cada una de las intervenciones, en la cual se observa que en el semestre dos del 2007 con el mayor número de fallas con un total de 7 intervenciones por este tipo, mientras que el 2008-1 se presentó una falla por arenamiento y otra por cambio de sistema de levantamiento. (ver Fig 13)

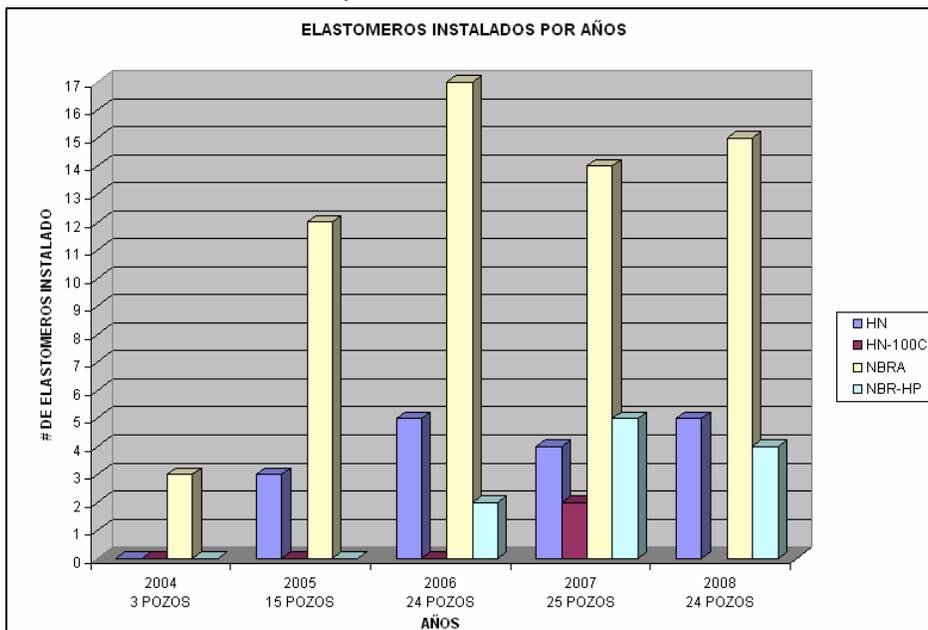
Grafica 13. Intervenciones semestrales por otros



Fuente: Autor

**Elastómeros instalados por año:** En la grafica 14 se presenta la estadística según los cuatro tipos de elastómeros instalados por año, entre los cuales se tiene el NBRA, NBR-HP, HN, HN-100C. se puede observar que el elastómero mas utilizado es el NBRA, posteriormente le sigue HN, NBR-HP y finalmente el HN-100C.

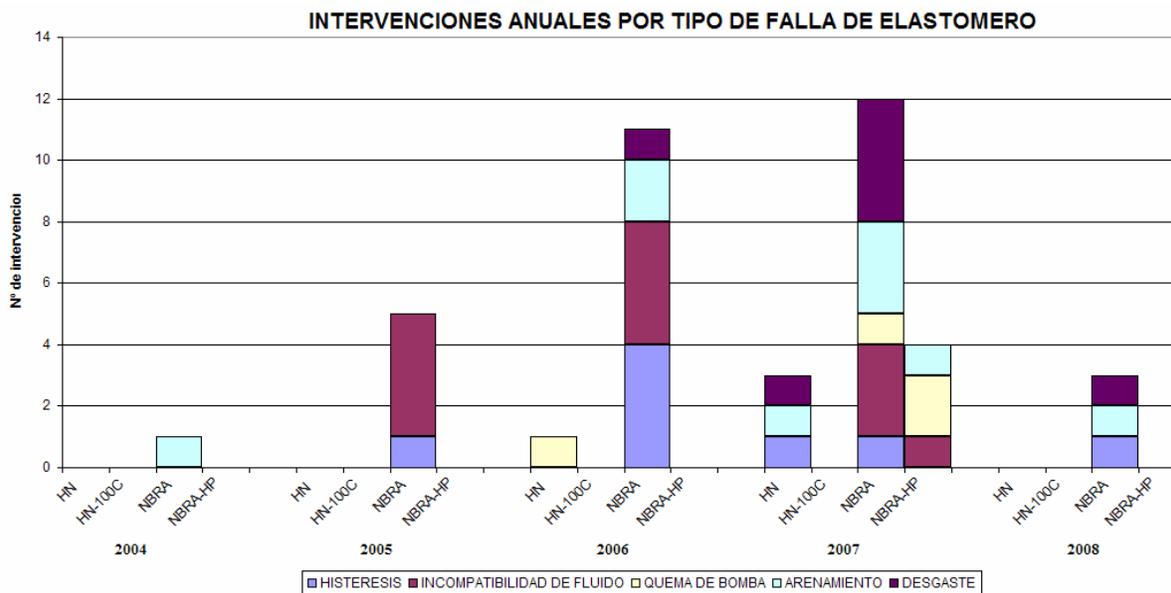
Grafica 14. Elastómeros instalados por años



Fuente: Autor

**INTERVENCIONES ANUALES POR TIPO DE FALLA DE ELASTOMERO:** En la grafica 15 se presentan los tipos de fallas por año presentadas en las diferentes clases de elastomeros.

Grafica 15. Intervenciones anuales por tipo de falla de elastómero



Fuente: Autor

## 5. METODOS DE ANALISIS

### 5.1 CARACTERIZACIÓN PROBABILÍSTICA DE VARIABLES CON INFORMACIÓN DE CAMPO.

En primera instancia se planteó las hipótesis de las distribuciones paramétricas que podrían hacer un buen ajuste con los datos; la cual por su concepción original, aplicaciones específicas para lo cual fueron creadas se escogió la Weibull, Exponencial y Lognormal.

El paso 2, fue calcular los “parámetros” de la tabla 15 para cada una de las distribuciones hipótesis con los datos de la muestra.

Tabla 15. Parámetros para cada una de las distribuciones.

	Parámetro 1	Parámetro 2
Log-Normal	<p>Media Logarítmica:</p> $\mu_t = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \ln(x_i)$	<p>Desviación estándar logarítmica:</p> $\sigma_t = \sqrt{\left( \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\ln(x_i) - \mu_t)^2 \right)}$
Exponencial	<p>Tasa (<math>\lambda</math>):</p> $\lambda = \frac{1}{\sum_{i=1}^n x_i}$	N.A
Weibull	<p>Escala:</p> $\alpha = \left( \frac{\sum_{i=1}^n x_i^\beta}{n} \right)^{1/\beta}$	<p>Forma:</p> $\frac{\sum_{i=1}^n [x_i^\beta \ln(x_i)]}{\sum_{i=1}^n x_i^\beta} - \frac{1}{\beta} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \ln(x_i)$

**Fuente: Córdoba Alejandro. Estadística descriptiva**

El paso 3, consistió en realizar alguna de las pruebas de bondad de ajuste la cual es una comparación entre la Distribución Paramétrica seleccionada y el Histograma de Frecuencia que se puede construir con los datos. Estas pruebas consideran las siguientes etapas:

Etapa 1: Graficar cada una de las curvas de las Distribuciones Hipótesis teóricas obtenidas con los parámetros estimados en el paso anterior, con el histograma de los datos de la muestra.

Etapa 2: Calcular para cada distribución hipótesis el valor llamado “valor del test” y compararlo contra el valor llamado “valor crítico”. Ver anexo 1

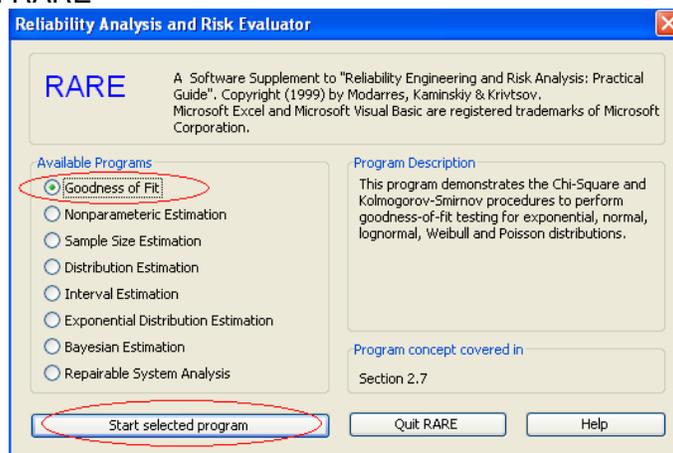
Etapa 3: Si el valor del test es menor que el valor crítico, entonces la distribución hipotética se considera un buen ajuste y la hipótesis no es rechazada. Si por el contrario, el valor del test es mayor que el valor crítico, la hipótesis se rechaza.

Paso 4, es seleccionar entre las distribuciones hipotéticas no rechazadas, aquella que tenga el valor del test mas bajo.

A continuación se muestra la prueba de bondad realizada con el demo RARE, de la cual se obtuvo que la distribución que mejor se ajustó. se representa una de las corridas que se hicieron para este análisis.

Al iniciar el RARE, se despliega en la pantalla una ventana tal como se muestra en la Figura 25, en la cual debe seleccionar el programa de confiabilidad deseado. Para efecto de este estudio se trabajará con la opción “Goodness of fit”.

Figura 25. Inicio del RARE



Fuente: Reability & Risk Management R2M

Se carga los valores de tiempo. En este cuadro combinado Figura 26 se puede variar el tipo de distribución con la que se desee trabajar para buscar el mejor ajuste de la curva.

Figura 26 Tipo de ajuste.

Test	Kolmogorov	Distribution	Weibull	$\beta$	9,60E-01	
Significance	0,2	Parameters	Exponential Lognormal Normal Poisson Weibull	$\theta$	1,47E+03	
Critical Value	1,53E-01	New Data	Imp	Help	Quit	
Ungrouped Data	Empirical CDF			Expected vs Observed Statistic		
t	i	$S_n(t_i)$	$S_n(t_{i-1})$	$F_n(t)$	$ F_n(t) - S_n(t) $	$ F_n(t) - S_n(t_{i-1}) $
2,16E+01	1,00E+00	2,04E-02	0,00E+00	1,72E-02	3,20E-03	1,72E-02
6,30E+01	2,00E+00	4,08E-02	2,04E-02	4,73E-02	6,44E-03	2,69E-02
6,51E+01	3,00E+00	6,12E-02	4,08E-02	4,88E-02	1,25E-02	7,94E-03
8,33E+01	4,00E+00	8,16E-02	6,12E-02	6,14E-02	2,02E-02	1,73E-04
1,21E+02	5,00E+00	1,02E-01	8,16E-02	8,63E-02	1,57E-02	4,71E-03

Fuente: Reability & Risk Management R2M

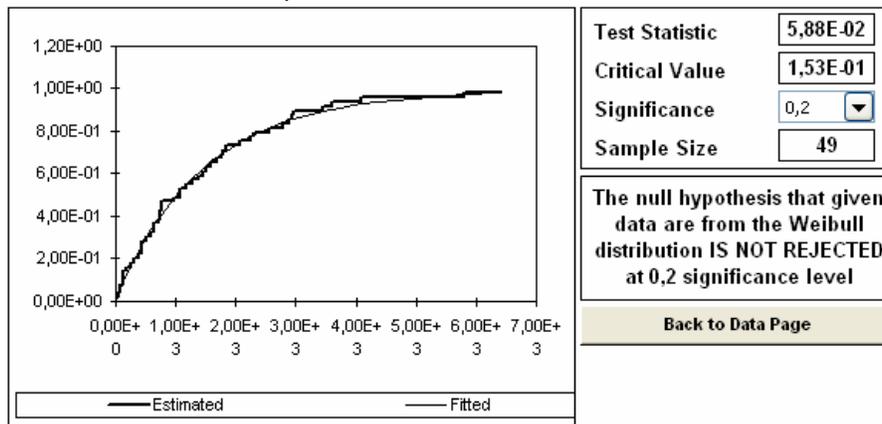
Se realizó la determinación de la distribución probabilística (Grafica 16) y la que más se ajustó a la muestra analizada fue la Weibull (ver anexo 1). Obteniendo los siguientes resultados. Tabla 16

Tabla 16. Resumen de los datos obtenidos con el demo Rare

Distribución	Valor Critico	Valor del Test	Parámetro
Weibull	$1.53 \times 10^{-1}$	$5.88 \times 10^{-2}$	$\beta = 9.60 \times 10^{-1}$
			$\alpha = 1.47 \times 10^{-3}$
Exponencial	$1.53 \times 10^{-1}$	$6.53 \times 10^{-2}$	$\lambda = 6.82 \times 10^{-4}$
Lognormal	$1.53 \times 10^{-1}$	$9.75 \times 10^{-2}$	$\mu_T = 6.71$
			$\sigma_T = 1.28$

Fuente: Autor

Grafica 16. Determinación de la prueba de bondad.



Fuente: Reability & Risk Management R2M

## 5.2 DETERMINACIÓN MTBF Y CURVA DE CONFIABILIDAD

A continuación se estimó el MTBF del conjunto de datos de intervención de los pozos, posteriormente se realizaron las censuras tomando dos escenarios:

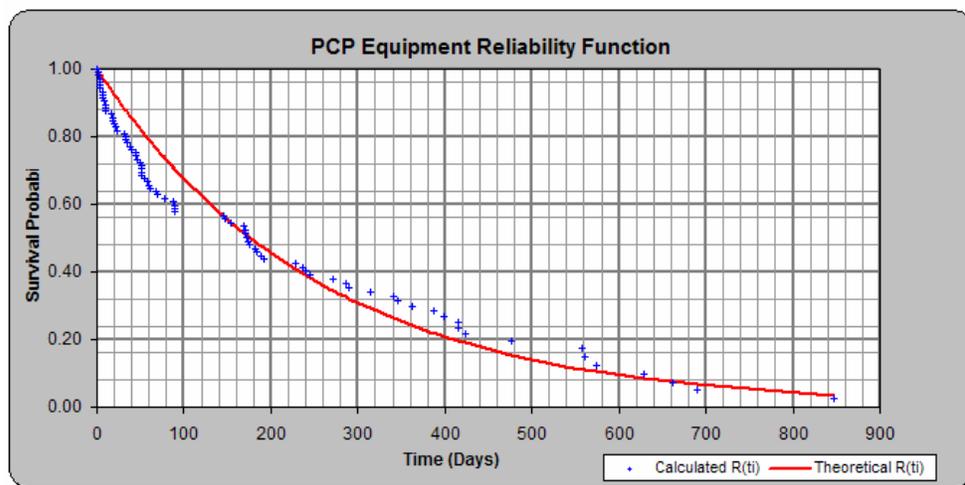
- **CASO 1**, (General): Se evaluó el sistema (POZO-PCP) como un conjunto, considerándose todos los tipos falla, en este caso los datos censados serán solo los que en el momento estén operando.
- **CASO 2**, (Rotor-Estator): Se considera las fallas sólo por rotor y estator, los otros tipos de fallas se consideran como datos censados.

Los MTBF se calcularon con la hoja de calculo<sup>1</sup>. Los dos escenarios anteriormente descritos (General y Rotor-Estator), se evaluaron para cuatro periodos de tiempo, definidos así: del 2008 a 2004, 2007 a 2004, 2006 a 2004, 2005 a 2004. En las gráficas 28 a la 35 se pueden identificar dos curvas de supervivencia una teórica y una calculada, la curva teórica se calcula a partir de los datos censurados y no censurados es decir se tienen en cuenta las fallas asociadas a problemas ajenos al

equipo, equipos que operan actualmente y fallas relacionadas directamente con el equipo; la curva calculada se obtiene teniendo en cuenta solamente las fallas propias del equipo instalado (fallas rotor, falla estator, falla varillas, falla tubería). En las gráficas se advierte que la curva teórica tiene una menor probabilidad de supervivencia que la curva calculada, este comportamiento se debe a que las fallas ajenas al equipo son mayores que las relacionadas directamente con estos. A continuación se muestran los resultados obtenidos de las corridas:

**CASO 1: MTBF para el tipo de falla General 2008:** 259,4 días la cual incluye todos los tipos de falla (rotor, estator, tubería, varilla y otros) donde el 62% de los equipos ya han fallado.

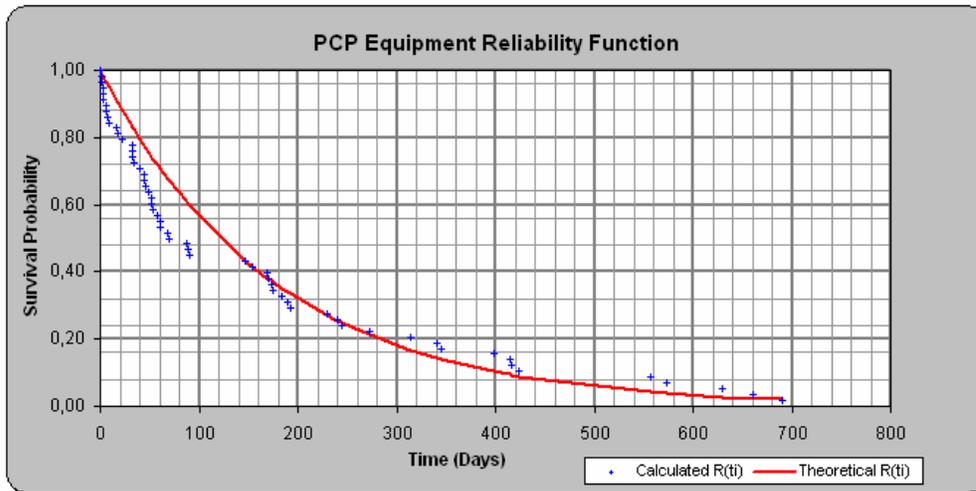
Grafica 17. MTBF para el tipo de falla general 2008



Fuente: Autor

- **MTBF para el tipo de falla General 2007:** 175,6 días. La cual incluye todos los tipos de falla (rotor, estator, tubería, varilla y otros) donde el 63% de los equipos ya han fallado.

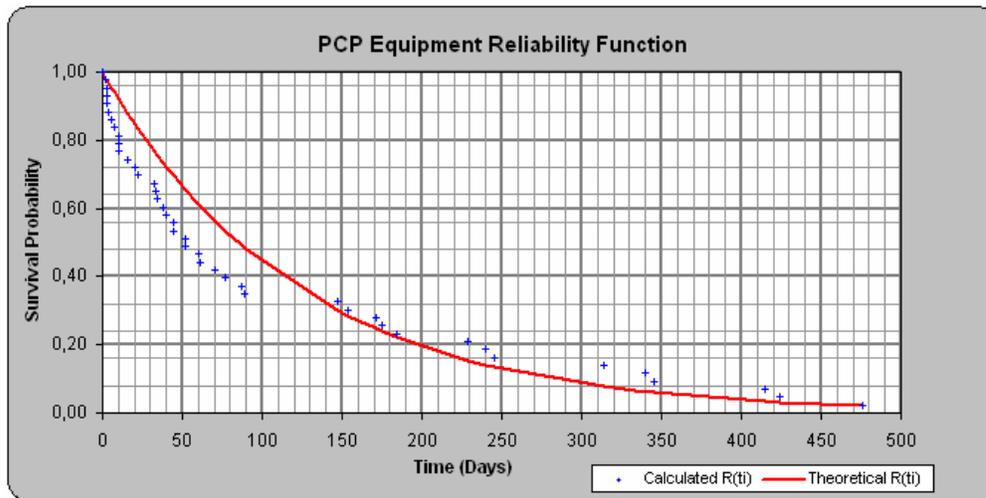
Grafica 18. MTBF para el tipo de falla General 2007



Fuente: Autor

- **MTBF para el tipo de falla General 2006:** 122,4 días. La cual incluye todos los tipos de falla (rotor, estator, tubería, varilla y otros) donde el 61% de los equipos ya han fallado.

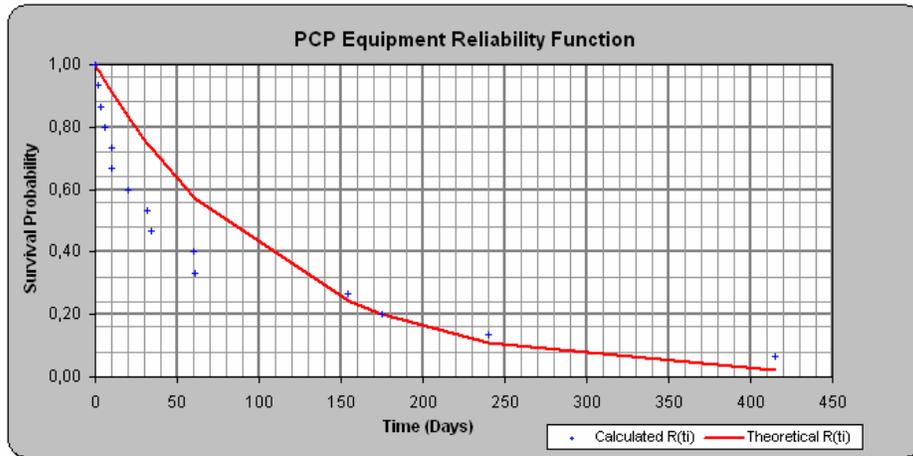
Grafica 19. MTBF para el tipo de falla General 2006



Fuente: Autor

- **MTBF para el tipo de falla General 2005:** 109,1 días. La cual incluye todos los tipos de falla (rotor, estator, tubería, varilla y otros) donde el 61% de los equipos ya han fallado.

Grafica 20. MTBF para el tipo de falla General 2005

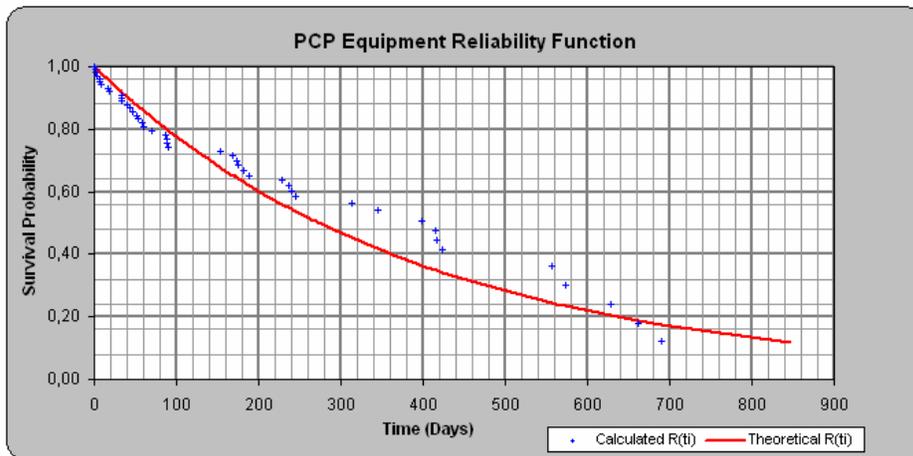


Fuente: Autor

## CASO 2

- **MTBF para el tipo de falla Rotor-Estator 2008:** El MTBF calculado fue de 395,4 días donde el 63% de los equipos ya han fallado. Los datos censados fueron los equipos aun operativos, las fallas por varilla, tubería y otros.

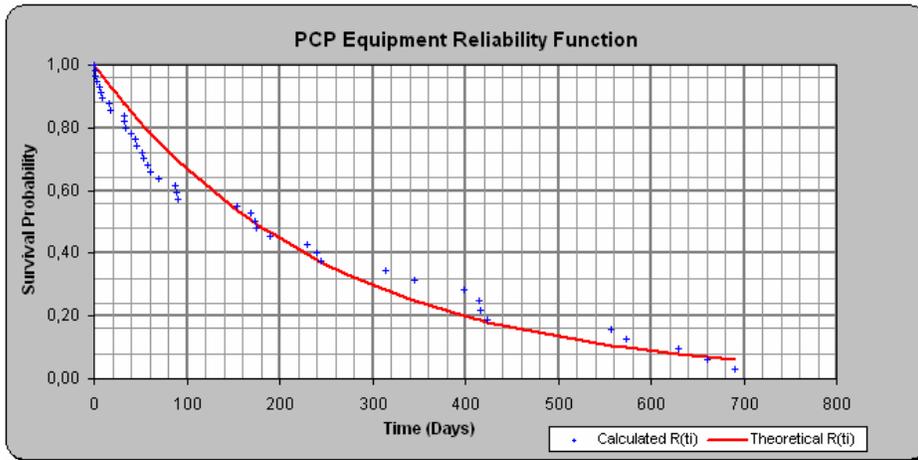
Grafica 21. MTBF para el tipo de falla Rotor-Estator 2008



Fuente: Autor

- **MTBF para el tipo de falla Rotor-Estator 2007:** El MTBF calculado fue de 247,9 días donde el 63% de los equipos ya han fallado. Los datos censados fueron los de varilla, tubería y otros.

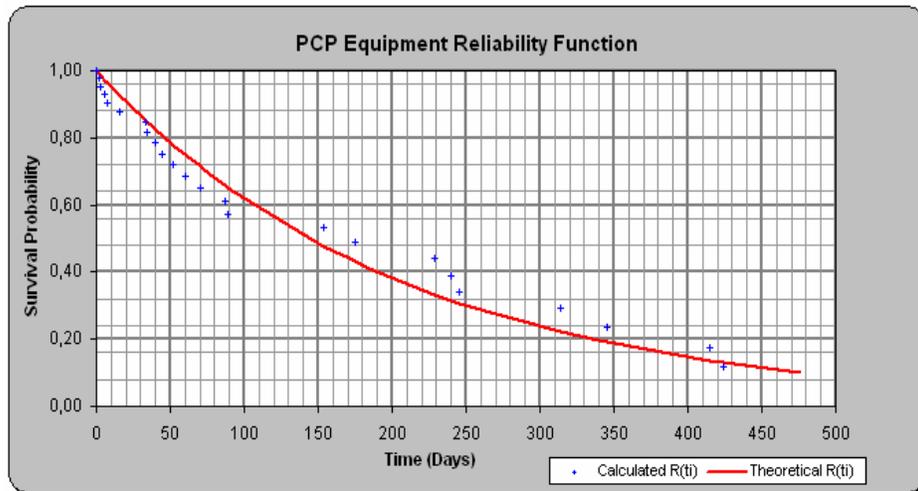
Grafica 22. MTBF para el tipo de falla Rotor-Estator 2007



Fuente: Autor

- **MTBF para el tipo de falla Rotor-Estator 2006:** El MTBF calculado fue de 207,8 días donde el 63% de los equipos ya han fallado. Los datos censados fueron los de varilla, tubería y otros.

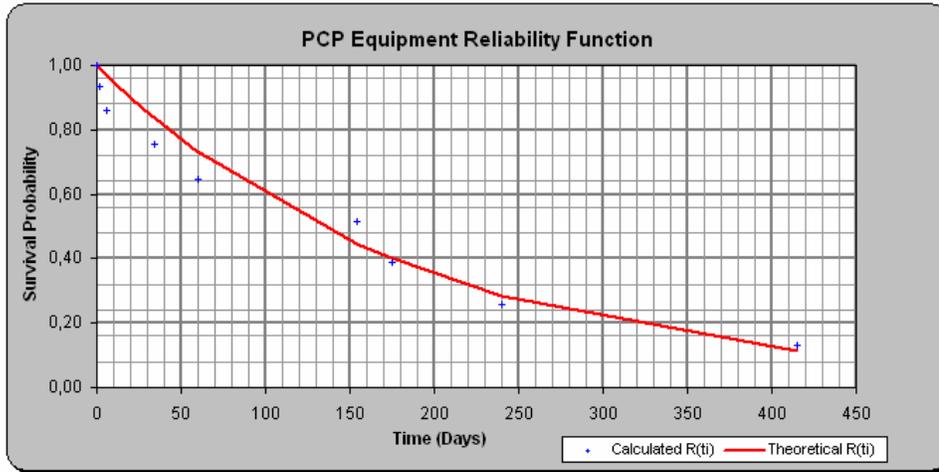
Grafica 23. MTBF para el tipo de falla Rotor-Estator 2006



Fuente: Autor

- **MTBF para el tipo de falla Rotor-Estator 2005:** El MTBF calculado fue de 191,5 días donde el 63% de los equipos ya han fallado. Los datos censados fueron los de varilla, tubería y otros.

Grafica 24. MTBF para el tipo de falla Rotor-Estator 2005



Fuente: Autor

En la tabla 15 se observa el resumen de los MTBF obtenidos para los periodos de tiempo evaluados.

Tabla 17. Resumen MTBF

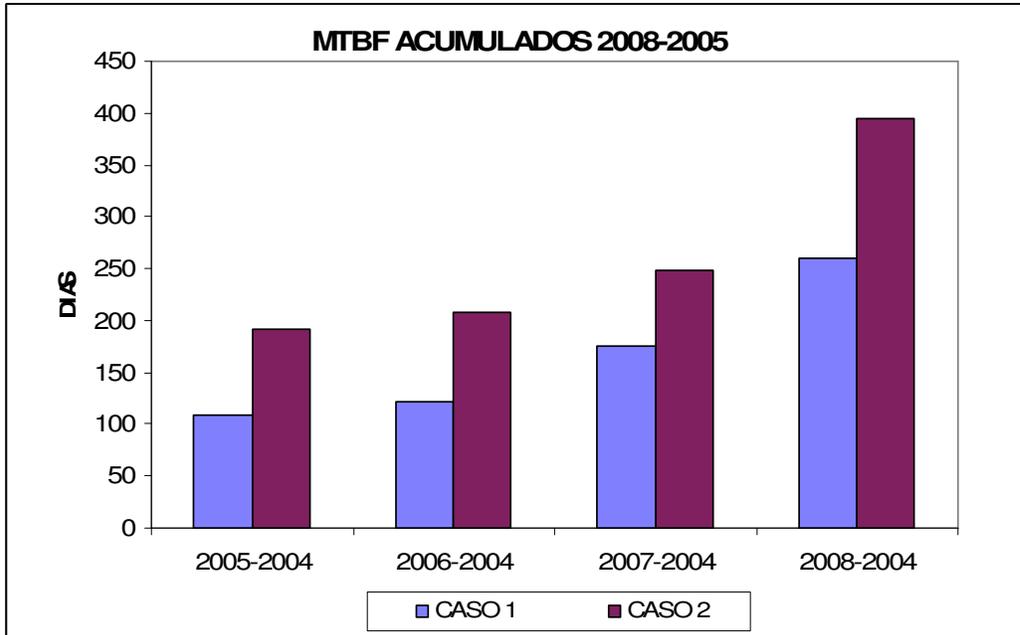
PERIODO	MTBF GENERAL	MTBF ROTOR ESTATOR
2005-2004	109,1	191,5
2006-2004	122,4	207,8
2007-2004	175,6	247,9
2008-2004	259,4	395,4

Fuente: Autor

Abajo en la grafica 36 se muestra un resumen comparativo de los de los Casos 1 y 2 en la cual se puede observar claramente el avance que ha desarrollado la empresa a través de los años, aumentando progresivamente el MTBF en los dos escenarios. Cabe aclarar que MTBF del caso 2 siempre va ser mayor que el caso 1 ya que en el primero solo se tienen en cuenta las fallas por rotor y estator, mientras que en el segundo se toman todas las fallas por lo que la tasa de fallas va a ser mayor.

## MTBF 2005-2008 DEL CAMPO DE ESTUDIO

Grafica 25 MTBF 2008 – 2005.



Fuente: Autor

### 5.3. ANÁLISIS CAUSA RAÍZ DE FALLA.

Con la metodología mostrada anteriormente (MTBF) en la primera parte del análisis se pretende dar a conocer de manera general el estado del sistema

Se utiliza una lógica sistemática la cual, por medio de una representación virtual de un evento de falla, conduce a determinar las causas originales (raíz) por medio de la deducción y verificación de los hechos ocurridos antes, durante y posterior al evento de falla. El alcance final de esta metodología deja lecciones aprendidas al equipo de trabajo para que en lugar de curar síntomas, elimine por siempre la causa original o raíz de un evento de falla.

El proceso sistemático con el cual se desarrolla una sesión de Análisis de causa Raíz de Falla contiene:

- **Descripción del evento de la falla:** en esta casilla hace referencia a la falla presentada (falla elastómero, falla varilla, falla rotor, falla tubería)

- **Descripción de los modos de falla:** Consiste en obtener del grupo varios síntomas que fueron evidentes dentro de la ocurrencia de la falla y contribuyeron a que esta se manifestara.

Este punto es importante para los próximos servicios, ya que muestra con más claridad lo que pudo haber ocurrido dando una hipótesis más acertada facilitando la operación con la toma de decisiones eficaces.

Estas evidencias de falla están descritas en el Capítulo III “Problemas mas frecuentes” del presente trabajo.

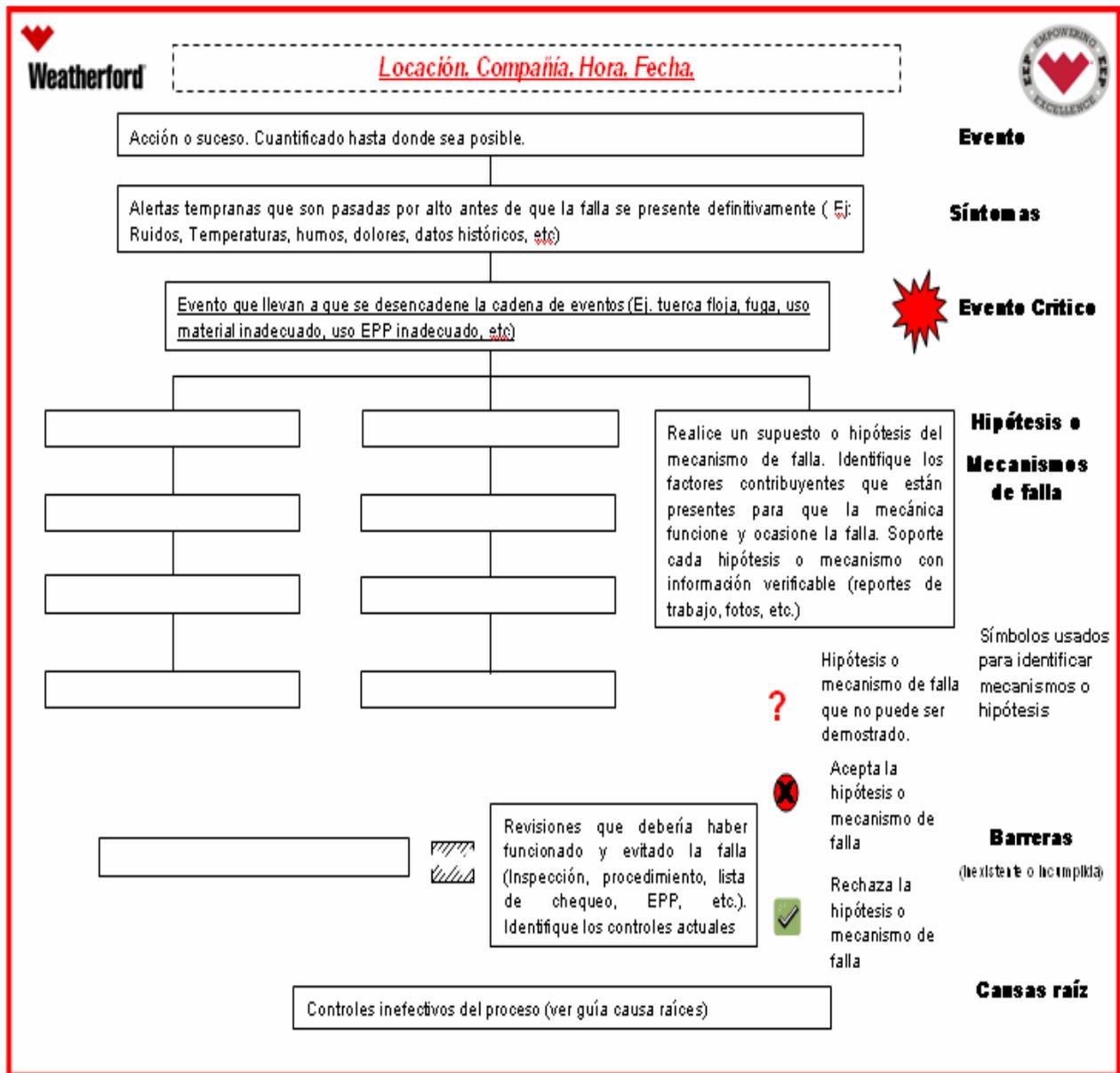
- **Hipótesis sobre la causa(s) de la falla: Hipótesis:** se proponen varias teorías de lo que pudo haber pasado tomando como referencia el modo de falla.
- **Por que?:** se hace la justificación de cada una de las hipótesis propuestas.
- **Verificación:** No solamente se crea un marco hipotético de las causas sino que se define un método objetivo y analítico de comprobación o negación de cada una de las hipótesis.

Los métodos de verificación pueden incluir:

- Observaciones planeadas que incluyan fotos, videos, diagramas sobre planos en planta
- Pruebas no destructivas que incluyan inspecciones, laboratorios especializados, caracterización de fluidos, etc.
- Análisis de datos históricos que incluyan las tendencias del proceso.
- **Recomendación:** se menciona una o varias soluciones para evitar que se repita la falla.

El siguiente análisis se realizó bajo el siguiente esquema:

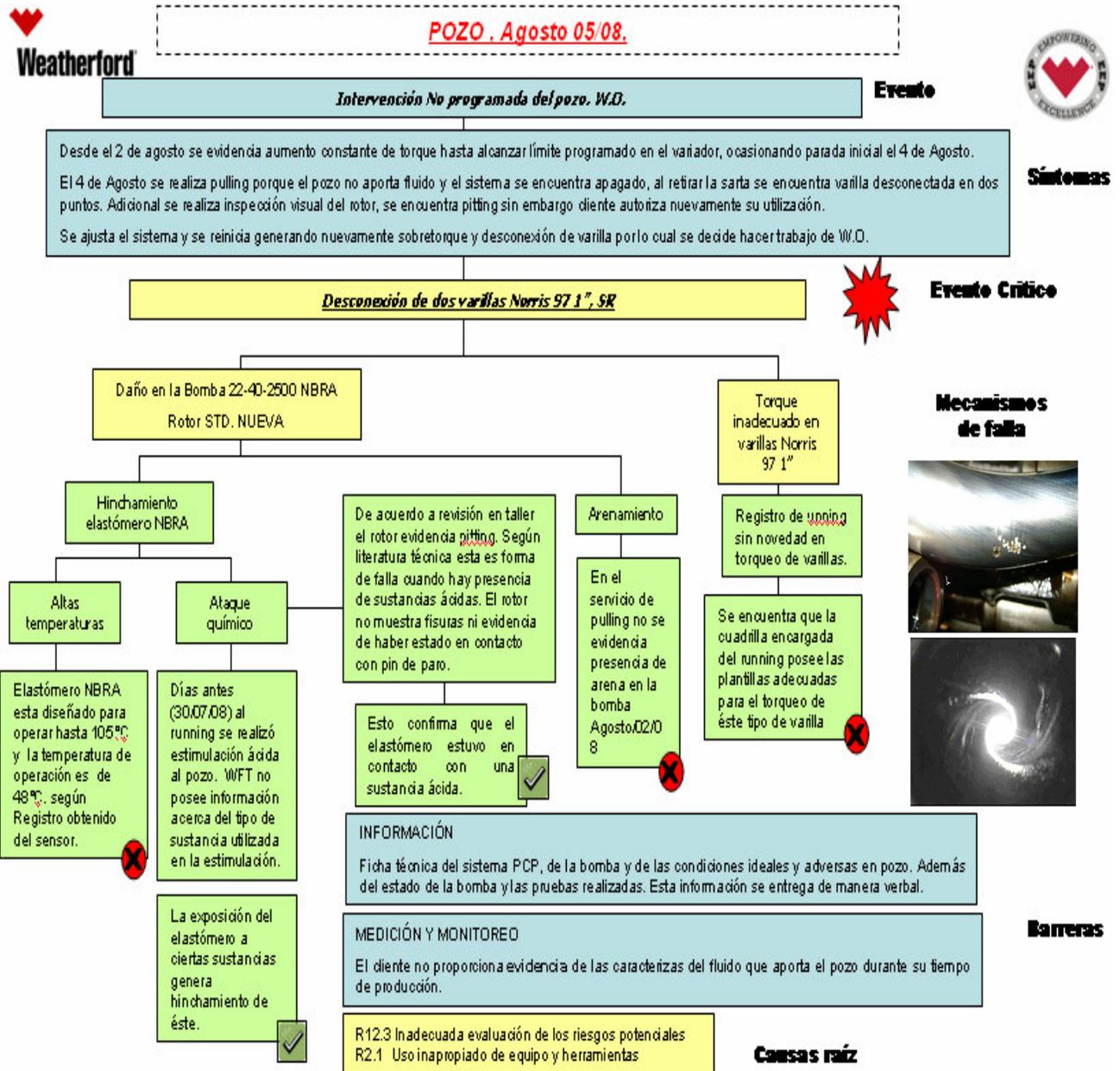
Figura 27. Formato de causa Raíz.



A continuación se mostrarán 3 ejemplos de RCA realizados al campo de estudio, en el cual se identifica la causa raíz, acciones inmediatas y recomendaciones.

# CASO 1. Hinchamiento del elastómero y Pitting en la capa de cromo del rotor.

Figura 28. Hinchamiento del elastómero y pitting en la capa de cromo del rotor



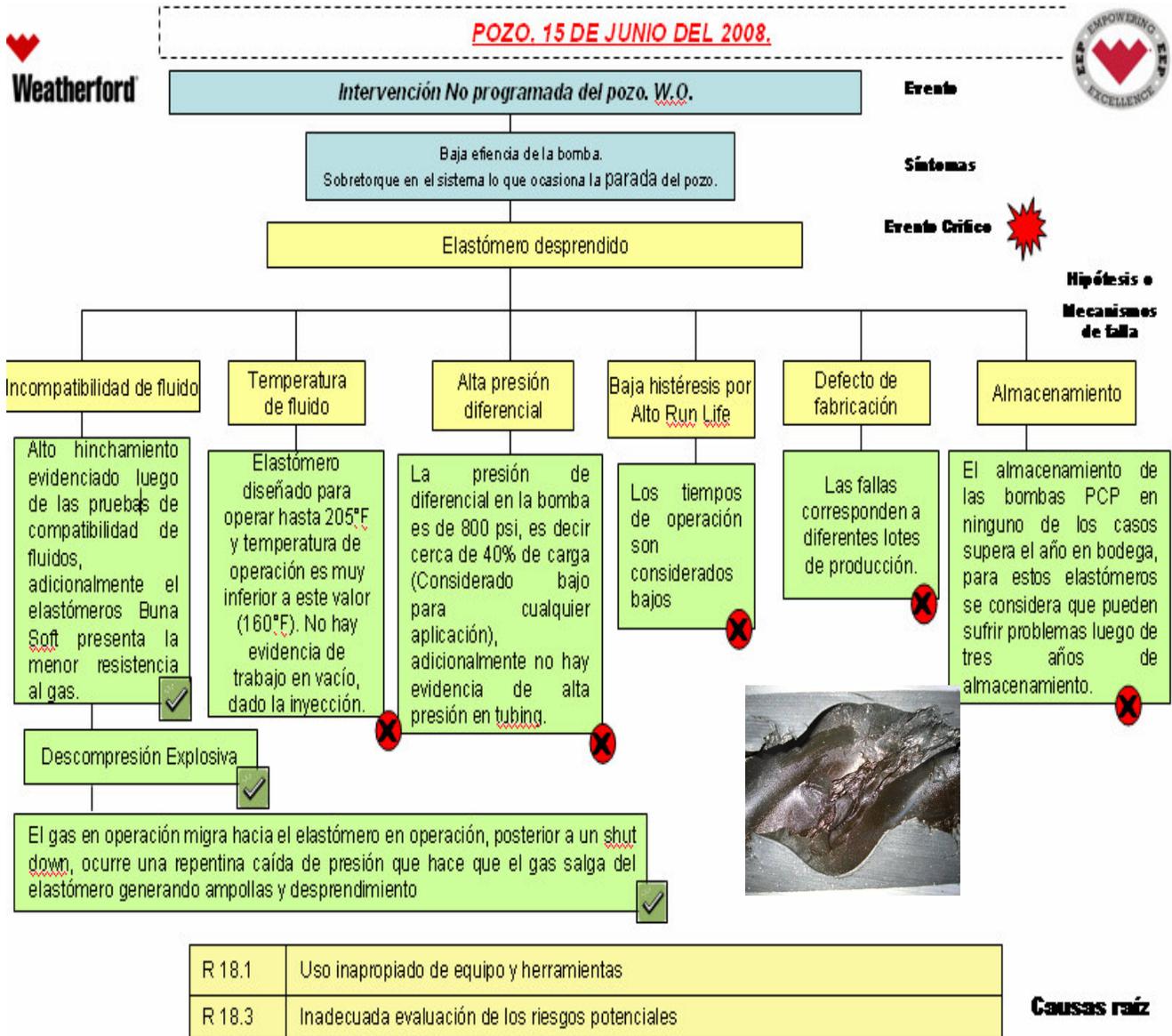
No.	CAUSA RAIZ
R 2.1	Uso inapropiado de equipo y herramientas
R12.3	Inadecuada evaluación de los riesgos potenciales

No.	ACCIÓN INMEDIATA
A1	Se instala una bomba nueva 22-40-2500

No.	ACCIÓN CORRECTIVA
AC1	Crear un formato que suministre información (Data Sheet) acerca de la eficiencia de la bomba y otras pruebas realizadas en la base al igual que los cuidados que deben tener en cuenta los clientes al operar estas herramientas.
AC2	Es conveniente revisar el tratamiento químico realizado previo a la instalación de la bomba 22.40-2500 NBRA, y el monitoreo físico-químico post arranque para verificar niveles PH de los fluidos que estaba desplazando la bomba. (colocar esta información en la OIT o reporte de servicio)

## CASO 2. ELASTOMERO DESPRENDIDO

Figura 29. Elastómero desprendido en el Pozo X



No.	CAUSA RAIZ
R 18.1	Componentes o sistemas no operados dentro de los parámetros designados
R 18.3	Insuficiente monitoreo de los equipos

No.	ACCIÓN INMEDIATA
A1	Aplicación mas allá de la especificación

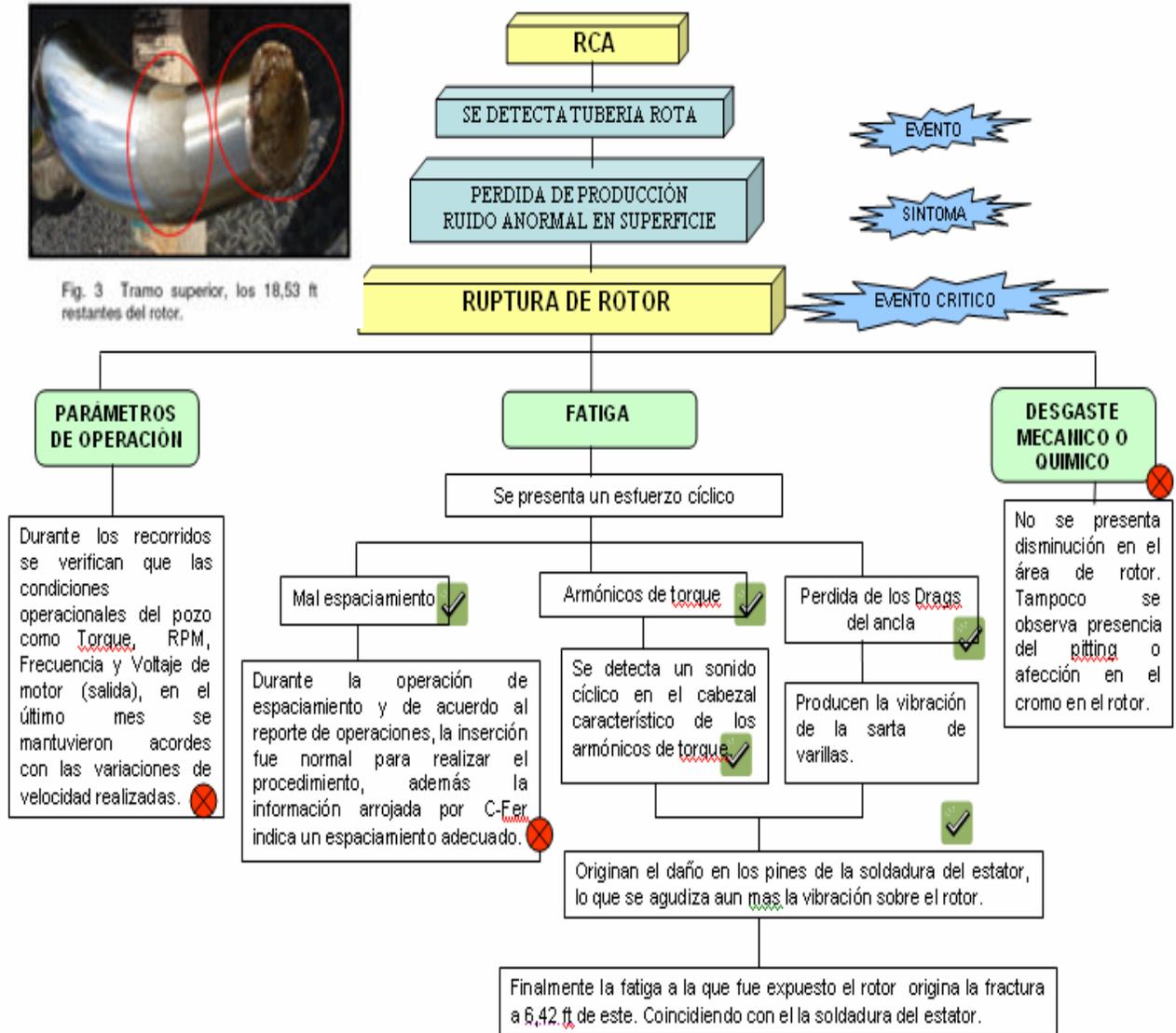
No.	ACCION CORRECTIVA
AC1	Instalar un separador de gas para controlar el efecto que produce la descompresión explosiva en el elastómero.
AC2	Se realiza un rediseño de la bomba para garantizar un mejor manejo de gas (aumentar el número de etapas de la bomba)

### CASO 3. ROTURA DE ROTOR

Figura 30. Rotura de rotor



Fig. 3 Tramo superior, los 18,53 ft restantes del rotor.



No.	CAUSA RAIZ
R 18.3	Insuficiente monitoreo de los equipos (Presencia de corrosión)
R-18.1	Componentes o sistemas no operados dentro de los parámetros asignados. (Alta velocidad de operación en el pozo > 300 rpm)

No.	CAUSAS INMEDIATAS
R 7.11	Ambiente de sitio de trabajo (corrosión en el pozo).

No.	ACCIÓN INMEDIATA
A1	Cambio de BHA (tipo de bomba, ancla y accesorios)

No.	RECOMENDACIONES
AP1	No utilizar anclas ex calibre en pozos que presenten o se tenga indicios de ambientes corrosivos
AP2	Operar los pozos a velocidades menores de 280 RPM
AP3	Proponer a la compañía operadora que lleve a cabo un programa de inyección de anticorrosivo en el pozo

## 6. CONCLUSIONES

- La recopilación y la clasificación de las fallas existentes en el campo de estudio es muy importante, ya que con esta información se detectó los problemas asociados a las bombas de cavidades progresivas. Se espera que a partir de los resultados obtenidos se pueda hacer una mejor planeación del presupuesto para la compra de equipos y estar preparados en el momento que fallen, evitando pérdidas en la producción.
- Se debe tener la base de datos actualizada; es fundamental para establecer el mecanismo de daño de los equipos PCP y consecuentemente proponer acciones que conlleven a garantizar la mayor eficacia en la aplicación de este sistema de levantamiento e incrementar el “run life” de las bombas.
- En el campo de estudio el mayor número de intervenciones del sistema PCP corresponden a fallas del estator con un porcentaje de 29%, le siguen otros 26%, tubería 19%, rotor 19% y en menor proporción la varilla 8%.
- La principal causa de falla del estator se atribuye a la incompatibilidad con los fluidos del pozo y representa el 65%, esto se debe a los altos valores de relación gas/aceite (790 scf/stb), que originan la descompresión explosiva y el alto contenido de aromáticos (10%) del volumen que ocasiona el hinchamiento del elastómero.
- El 53% de las fallas del sistema PCP se debe a la rotura de tubería causada por la las altas tasas de gas, lo que produce un efecto de “perforación” sobre la tubería.
- El mal espaciamiento de la bomba constituye la principal causa de falla del rotor con un 67%, como se presenta en este estudio la tasas de falla por rotor han disminuido progresivamente, en el primer semestre del 2008 sólo se presentó una falla de este tipo.
- Las fallas por otros representa el 26% de las intervenciones totales, la principal causa la constituye el arenamiento, por lo que se recomienda utilizar en los pozos críticos, filtros de arena para evitar el taponamiento de las bombas.
- La distribución probabilística que más se ajustó para analizar el tiempo de vida o tiempo para la falla (TPPF o MTBF) de componentes mecánicos del sistema PCP, fue la Weibull.
- En el caso 1 solo se censuran los equipos operando por lo cual se toma como el sistema todas las fallas, obteniendo un MTBF bajo de 259.4 días, es decir que a

este tiempo el 62% de los equipos ya han fallado.

- En el caso 2 sólo se toman como fallas el rotor y el estator, es decir, solo se analiza la bomba, por lo cual los otros tipos de falla y los equipos aún operando fueron datos censurados, el MTBF que se obtuvo fué de 395,4, para este tiempo el 63% de los equipos ya han fallado.
- El sistema de cavidades progresivas ha mostrado mejoras respecto a su confiabilidad, esto se evidencia en los casos 1 y 2 donde el MTBF ha ido aumentando progresivamente en los últimos años.

## 7. RECOMENDACIONES

- Es determinante conocer las condiciones de operación en fondo de pozo para establecer la relación entre el desempeño de las bombas PCP y factores diversos como temperatura de fondo, presión de yacimiento, contenido de sólidos (arena, precipitación de minerales disueltos), presencia de gases corrosivos H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, fluidos usados durante la perforación, intervenciones de pozos, o tratamientos de estimulación.
- Crear un formato que suministre información al cliente (Data Sheet), acerca de la eficiencia de la bomba y los cuidados que deben tener en cuenta los clientes al operar los sistemas PCP.
- Es conveniente revisar el tratamiento químico realizado previo a la instalación de la bomba y realizar monitoreo físico-químico post arranque, para verificar niveles de pH de los fluidos que estaba desplazando la bomba.
- La incompatibilidad elastómero/fluido de formación, es el responsable de las fallas iniciales de las bombas PCP en el campo. Esto pudo haberse evitado, realizando pruebas de compatibilidad, con los diferentes tipos de elastómeros disponibles, antes de la implementación del sistema.
- Realizar análisis, de causa raíz cuando se presenten fallas en el sistema PCP para entender en profundidad las fallas presentadas y presentar soluciones acordes.
- En pozos con altos contenidos de gas se recomienda instalar un separador de gas para controlar el efecto que produce la descompresión explosiva en el elastómero.

## BIBLIOGRAFIA

ALBERTA OIL TOOL. Recommended Makeup For Sucker Rods and Drive Rods. Argentina, 2007. 18 p.

CHACIN, Nelvy. Bombas de Cavidades Progresivas: Operaciones, Diagnostico, Análisis de Falla y Trouble Shooting. En: WORKSHOP INTERNATIONAL. Venezuela, 2003.

CORDOBA, Alejandro. Estadística descriptiva. 2002, 200 p

Curso PCP. Venezuela, 2002. 14 p.

GONZALEZ, Juan. Estudio para incrementar la vida útil de las PCP instaladas por la empresa I.T.S. en los campos de operación Bare y Melones. El Tigre, 2007, 170 p. Trabajo de grado. Universidad Gran Mariscal de Ayacucho. Ingeniería de Mantenimiento Industrial.

LASTRA, Rafael y RUEDA, Armando. Estimating MTBF Using Survival Analysis Techniques. Houston, 1997. 15 p.

M. Betancourt, L- Jimenez, V-Rivera-“ Aplicación de análisis de causa raíz en optimización de procesos en operaciones con sistemas PCP” Weatherford Colombia ltd

MANUAL PCP.ESP OIL. Venezuela, 2005. 130 p.

MANUAL DEL CFER. Bogotá, 2003. 180 p.

MATTHEWS, C., ZAHACY, T. and SKOCZYLAS, Progressing Cavity Pumping Systems. Design, Operation and Performance Optimization. Edmonton, Alberta (Canadá). 1999.

MICROSOFT OFFICE® EXCEL 2003 for Windows™. Copyright 1985-2003. Microsoft Corporation. Reservados todos los Derechos.

MORALES, Bernardo. Procedimiento Para Análisis de Causa Raíz de Falla R.C.F.A. Bogotá, 2004. 9 p.

RINCON ARTEAGA, Angélica. Evaluación del sistema de levantamiento artificial por bombas de cavidades progresivas en los Campos Río Ceibas y Yaguará. Universidad América. 2008, 180 p

SAVETH, K. J. and KLEIN, S. T. The Progressing Cavity Pump: Principle and capabilities. Paper SPE 18873, Society of Petroleum Engineers Inc, 1989.

YAÑEZ, Merdardo – Semeco, Karina – Medina Nayrih –“Enfoque practico para la Estimación de Confiabilidad y Disponibilidad de Equipos, con base en datos genéricos y Opinión de Expertos” Universidad Simón Bolívar- Venezuela 2005.

YAÑEZ, Merdardo, Luis Fernández. “Análisis de confiabilidad y riesgo aplicado a sistemas de levantamiento artificial”.

ZAMBRANO, Yony. Sistemas de Levantamiento Artificial por Bombeo de Cavidades Progresivas.

# **ANEXOS**

## Anexo 1. Nociones Estadísticas

### Introducción a la Probabilidad y Estadística Descriptiva.

- **Probabilidad:** Es una medida de la posibilidad de ocurrencia de un evento. La frecuencia de ocurrencia de un evento es un indicador de probabilidad:

Si el evento "A" es muy frecuente => probabilidad de ocurrencia de "A"  $[P(A)]$  es alta (tiende a 1).

Si el evento "A" es poco frecuente=> probabilidad de ocurrencia de "A"  $[P(A)]$  es baja (tiende a 0).

- **Población:** No es más que aquel conjunto de individuos o elementos que le podemos observar, medir una característica o atributo.
- **Estadística descriptiva:** se ocupa del estudio de la variación o dispersión, y para ello se apoya en herramientas matemáticas conocidas como "Distribuciones de Probabilidad" que permiten organizar, describir, representar matemática y gráficamente la información sobre variables y cuantificar su incertidumbre.

Las variables objeto de estudio de la Estadística Descriptiva, se conocen como Variables Random, Variables Aleatorias o Variables Distribuidas.

- **Variables Aleatorias:** Se denomina variable random, aleatoria o distribuida, a una variable "X" que por sus características pueda tomar un conjunto de valores ( $x_1, x_2, x_3, x_4, \dots, x_{n-1}$ ) cada uno de los cuales tiene una probabilidad de ocurrencia ( $p_1, p_2, p_3, p_4, \dots, p_{n-1}$ ), sin que se pueda asegurar específicamente cual de todos estos probables valores tomará la variable.
- **Variable discretas:** Es una variable random que sólo puede tomar valores enteros, es decir, un número finito de valores contables.
- **Variable Continuas:** Es una variable random que teóricamente puede tomar todos los valores de un intervalo dado (enteros, decimales), es decir, un número infinito de valores.

Las Distribuciones de Probabilidad, son modelos gráficos que relacionan los diversos probables valores que puede tomar una variable random, con la frecuencia de ocurrencia de cada uno de estos probables valores. Las Distribuciones de Probabilidad se clasifican en dos familias:

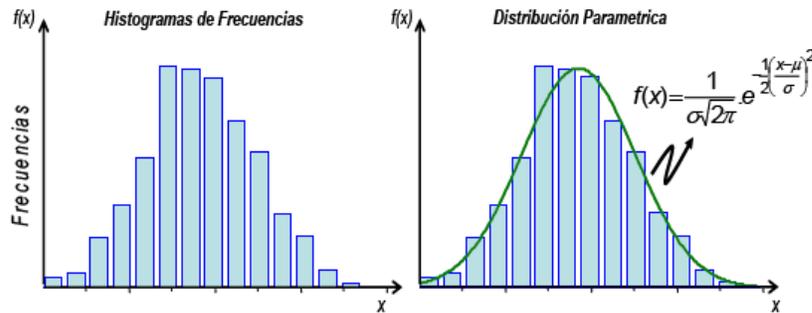
- Distribuciones Paramétricas
- Distribuciones No Paramétricas

**Distribuciones de Probabilidad.** Las Distribuciones de Probabilidad son modelos que describen la forma en que se espera que varíen los resultados o probables valores de una variable aleatoria. Debido a que estas distribuciones tratan sobre expectativas de que algo suceda, resultan ser modelos muy útiles para hacer inferencias y para tomar decisiones en condiciones de incertidumbre. Las Distribuciones de Probabilidad, son esencialmente modelos matemáticos que pueden representarse gráficamente (como las Figuras 6 y 7) que relacionan los diversos probables valores que puede tomar una variable random, con la frecuencia de ocurrencia de cada uno de estos probables valores. Tradicionalmente se clasifica a las distribuciones de probabilidad en dos grandes familias: Distribuciones Paramétricas y Distribuciones No Paramétricas.

**Distribuciones No Paramétricas.** Las Distribuciones No Paramétricas son esencialmente modelos gráficos que representan un grupo particular de observaciones de una variable random y que relacionan los diversos valores de la variable que se analiza, con su probabilidad de ocurrencia. Las Distribuciones No Paramétricas son el objeto de estudio de un campo especial de la Estadística conocido como “Estadística No Paramétrica”. De ésta, el presente texto revisará sólo el caso de los conocidos Histogramas de Frecuencia o Distribuciones Empíricas. Ver grafica 1.

En algunos casos, a estos modelos gráficos se les puede asociar una función matemática que relaciona los diversos probables valores que puede tomar una variable random, con la probabilidad de ocurrencia de cada uno de estos probables valores.

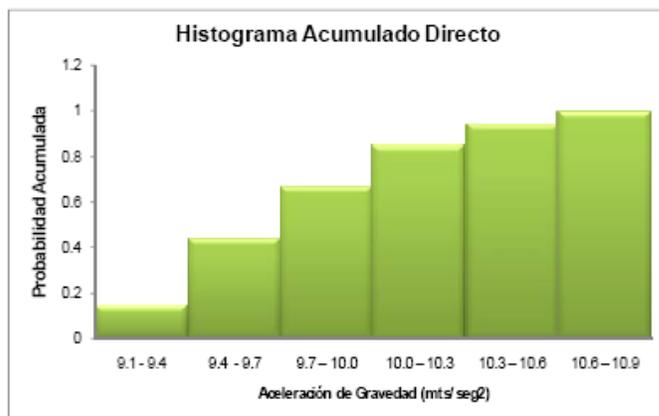
Este tipo de distribuciones es conocido como Distribuciones Paramétricas. Como paso previo a la determinación de una distribución de probabilidad que representa a una variable random, suelen construirse modelos gráficos, que no tienen una función matemática asociada



**Fuente: Córdoba Alejandro. Estadística descriptiva**

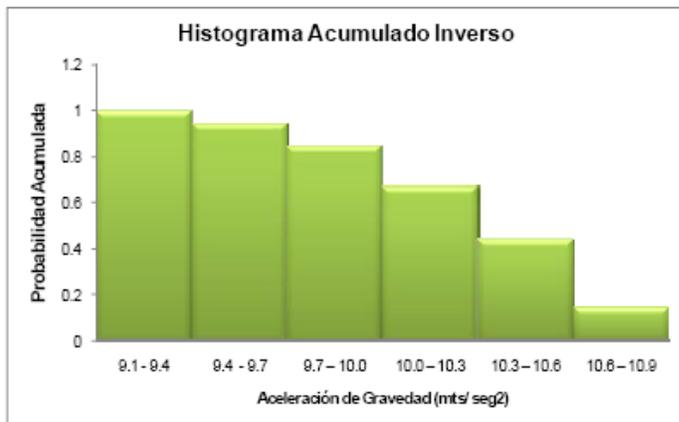
Estos modelos permiten ordenar la información sobre una variable en estudio, obtenida de un experimento aleatorio o de un registro de observaciones. Dichos modelos gráficos se conocen con el nombre de Distribuciones Empíricas o Histogramas de Frecuencias.

- **Histograma de Frecuencias:** El primer paso en el examen de un conjunto de datos, tomados como muestra representativa de una variable aleatoria, es agruparlos en forma tal que puedan apreciarse inmediatamente sus particularidades, en especial, la forma en que están distribuidos los mismos, el grado de dispersión, y los valores con más alta probabilidad de ocurrencia.
- **Histograma Acumulado Directo:** ver gráfica 2. En ocasiones se tiene interés en contestar preguntas como; ¿Cuál es la probabilidad de que X tome un valor menor o igual a determinado valor? Para contestar esta interrogante es conveniente organizar gráficamente la información en la forma de un Histograma Acumulado Directo.



**Fuente: Córdoba Alejandro. Estadística descriptiva**

**Histograma Acumulado Inverso:** ver gráfica 3. En diversas oportunidades hay interés de responder interrogantes como; ¿Cuál es la probabilidad de que X tome un valor mayor o igual a determinado valor? Para contestar esta pregunta conviene organizar gráficamente la información en la forma de un Histograma Acumulado Inverso.



**Fuente: Córdoba Alejandro. Estadística descriptiva**

### **Distribuciones Paramétricas.**

**Definición:** Una Distribución de Probabilidad Paramétrica son funciones matemáticas teóricas, que describen la forma en que se espera que varíen los resultados de un experimento, es decir, funciones matemáticas que relacionan los diversos probables valores que puede tomar una variable random, con la probabilidad de ocurrencia de cada uno de ellos.

Debido a que estas distribuciones tratan sobre expectativas de que algo suceda, resultan ser modelos útiles para hacer inferencias y para tomar decisiones en condiciones de incertidumbre.

Existen muchas distribuciones paramétricas de probabilidad de amplio uso en todo tipo de análisis de confiabilidad y riesgo, tanto para variables discretas como para variables continuas. A continuación se analizarán cada una por separado:

Algunas de las distribuciones paramétricas más usadas para variables continuas son las siguientes: Distribución Normal, Distribución Lognormal, Distribución Exponencial, Distribución Weibull, Distribución Beta, Distribución Gamma, Distribución Triangular, Distribución Uniforme, Distribución de Valor Extremo.

**Distribución Normal:** Es la más conocida e importante de las distribuciones, y se puede reconocer por su forma de campana simétrica. También es conocida como "Campana de Gauss" o Distribución Gaussiana ver gráfica 4.

Sus parámetros son: Media y Desviación Estándar

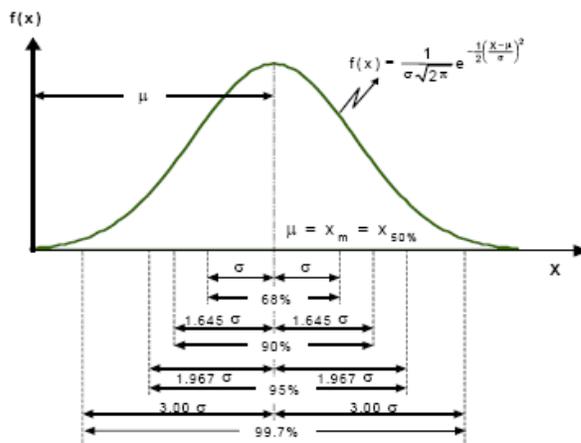
Hay tres condiciones observables en las variables que siguen la Distribución Normal:

1. El valor más probable de la variable es el valor central, promedio, average o media de la distribución.
2. La variable podría, indistintamente, tomar un valor por debajo o por encima de la media (Simetría alrededor de la media).
3. Es más probable que la variable tome un valor cerca de la media que lejos de ella (de los valores de una distribución normal, aproximadamente el 68 % están dentro del rango de una desviación estándar alrededor de la media).

Variables aleatorias asociadas a fenómenos naturales (altura de los humanos, coeficiente intelectual, peso, promedio de lluvias por temporada, etc.) siguen la distribución normal.

Los errores de medición, porcentaje de defectos por unidad producida, también siguen la distribución normal. Las variables aleatorias que resultan de la suma de varias variables aleatorias siguen la distribución normal.

En la industria petrolera, variables que resultan de la suma de otras variables

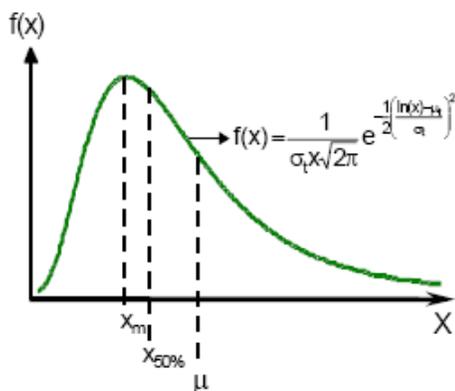


**Fuente: Córdoba Alejandro. Estadística descriptiva**

**Distribución Lognormal:** La Distribución Lognormal es ampliamente usada para variables que muestran valores que tienen un alto sesgo o tendencia; muchos de los valores ocurren cerca del valor mínimo. Los parámetros de la distribución Lognormal son: La media logarítmica “  $\mu$  ” y la desviación estándar logarítmica “  $\sigma$  ”. Grafica 5.

Hay cuatro características de las variables que siguen la distribución Lognormal:

1. La variable puede crecer sin límite, pero no puede tomar valores negativos.
2. La variable muestra un alto sesgo o tendencia hacia los valores mínimos.
3. La variable puede ser muy dispersa, y sus probables valores pueden variar hasta en órdenes de magnitud.
4. El logaritmo natural de los valores dará como representación gráfica una curva normal.



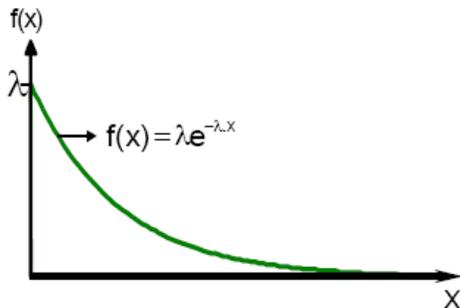
**Fuente:** Córdoba Alejandro. Estadística descriptiva

Variables físicas y procesos de deterioro pueden ser representados con la Distribución Lognormal.

Los analistas financieros han observado que los precios de excedentes y los excedentes pueden representarse con la Distribución Lognormal ya que estos son usualmente sesgados hacia los mínimos y no pueden caer debajo del límite inferior (Cero) pero pueden alcanzar cualquier valor, sin límite.

**Distribución Exponencial:** La Distribución Exponencial es ampliamente usada en análisis de confiabilidad, como distribución de la variable aleatoria “tiempo entre fallas” de equipos o sistemas. Ver grafica 6. Genéricamente describe la cantidad de tiempo que transcurre entre eventos, tal como el tiempo entre fallas de equipos electrónicos o el tiempo entre llegadas de clientes a un local.

Tiempo que transcurre entre eventos

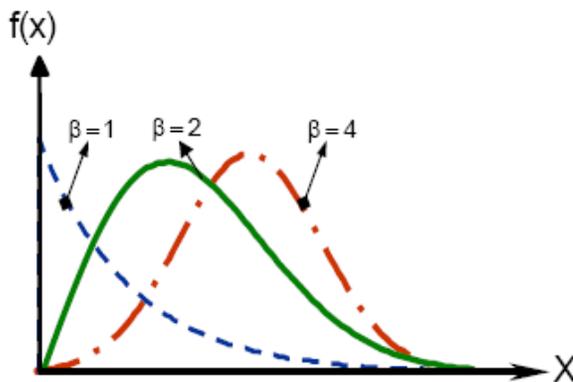


**Fuente: Reability & Risk Management R2M**

**Distribución Weibull:** La Distribución Weibull, grafica 7 es ampliamente usada en el estudio del tiempo de vida o tiempo para la falla de componentes mecánicos.

Los parámetros de la Distribución Weibull son: Forma ( $\beta$ ) y Escala ( $\alpha$ ).

Hay una característica fundamental de las variables que siguen la distribución Weibull: “El número de ocurrencia de eventos por unidad de tiempo no permanece necesariamente constante, es decir, esta tasa de ocurrencia de eventos puede crecer o decrecer con el tiempo”.



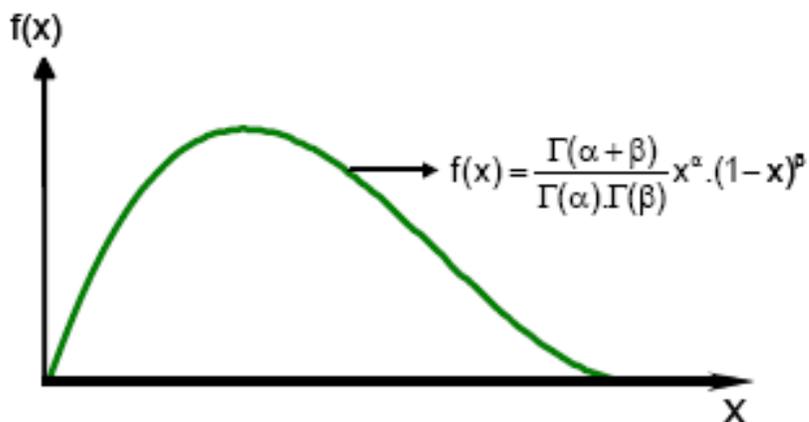
**Fuente: Córdoba Alejandro. Estadística descriptiva**

La Distribución Weibull es esencialmente una familia de distribuciones que puede asumir las propiedades de otras distribuciones. Por ejemplo, dependiendo de los valores de los parámetros que se definan, puede ser usada como una aproximación a la Exponencial y a la Normal, así como a otras.

**Distribución Beta:** Es una distribución muy flexible para modelar probabilidades basadas en estadísticas Bayesianas. Por excelencia es la distribución previa (prior

distribution) utilizada como conjugada de la Distribución Binomial en el proceso de inferencia Bayesiana. También es usada para describir datos empíricos y predicciones de comportamientos aleatorios de porcentajes y/o fracciones.

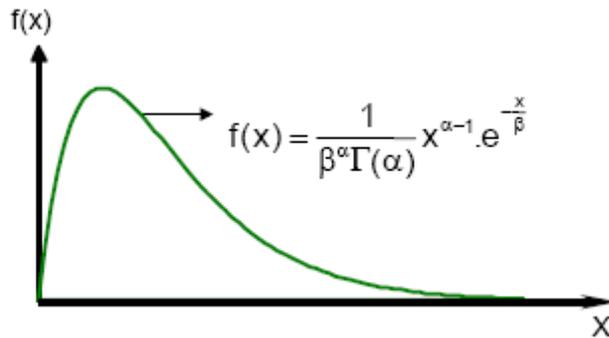
Como su rango de variación va desde cero a uno, tradicionalmente se utiliza para modelar la incertidumbre asociada a la probabilidad de ocurrencia de un evento en particular.



**Fuente:** Córdoba Alejandro. Estadística descriptiva

**Distribución Gamma:** Al igual que la Distribución Beta, Gamma es una distribución muy flexible para modelar probabilidades basadas en estadísticas Bayesianas grafica 9. Aplica a un amplio rango de variables físicas y es similar a una gran cantidad de otras distribuciones: Lognormal, Exponencial, Geométrica y Poisson, entre otras.

Puede ser considerada como la distribución del tiempo que transcurre hasta la ocurrencia de un número particular de eventos.



**Fuente: Córdoba Alejandro. Estadística descriptiva**

Tiene gran aplicación en los análisis de confiabilidad. Es usada en procesos meteorológicos para representar la concentración de polución y cantidad de precipitación. Tiene otras aplicaciones en teoría económica, teoría de inventario y teoría de riesgo en seguros.

### **Fundamentos de Confiabilidad para Equipos.**

**Introducción de confiabilidad.** En su forma más general, la Ingeniería de Confiabilidad puede definirse como la rama de la ingeniería que estudia las características físicas y aleatorias del fenómeno “falla”. Dentro del área de Ingeniería de Confiabilidad, coexisten dos (2) escuelas con enfoques muy específicos, estas son:

- Confiabilidad basada en el análisis probabilístico del tiempo para la falla o historial de fallas (Statistical Based Reliability Analysis)
- Confiabilidad basada en el análisis probabilístico del deterioro o física de la falla (Physics Based Reliability Analysis) Ambas escuelas tienen un objetivo común: “caracterizar probabilísticamente la falla para hacer pronósticos y establecer acciones proactivas dirigidas a evitarla o a mitigar su efecto”.

Adicionalmente, ambas escuelas proponen el término probabilística “CONFIABILIDAD” como indicador básico para lograr esta caracterización. Otro punto coincidente es el reconocimiento de la “aleatoriedad e incertidumbre” de las variables analizadas y su consecuente tratamiento probabilístico.

Las diferencias entre ambas escuelas están relacionadas con la óptica desde la cual se analiza la falla. La primera mencionada propone predecirla estudiando la frecuencia histórica de ocurrencia o tasa de fallas, mientras que la segunda considera que una falla es la última fase de un proceso de deterioro y se concentra en predecirla a través del entendimiento de “cómo ocurre la falla”, es decir, estudiando la

“física del proceso de deterioro”.

Las tendencias más avanzadas y recientes (state of the art) dentro de la Ingeniería de Confiabilidad, proponen modelos híbridos para caracterizar probabilísticamente el fenómeno falla, es decir, modelos que toman en cuenta no solo el proceso físico del deterioro sino también la estadística del historial de fallas.

**Confiabilidad C(t): Conceptos y relación con análisis de riesgo.** Confiabilidad es la probabilidad de que un activo cumpla con su función, en un tiempo determinado y bajo un entorno operacional específico. Probabilísticamente, Confiabilidad C(t) es el complemento de la Probabilidad de Fallas F(t), es decir, Confiabilidad C(t) es la probabilidad de éxito.

$$F(t)+C(t) = 1$$

Confiabilidad basada en el análisis probabilístico del tiempo para la falla o historial de fallas (Statistical Based Reliability Analysis).

Es la rama de la confiabilidad que estudia la variable aleatoria “tiempo para la falla”. El insumo básico para este tipo de análisis son bases de datos donde se almacenan las historias de fallas (tiempos de fallas y tiempos de reparación) de equipos.

La confiabilidad basada en la estadística de fallas tiene dos grandes áreas de estudio, una que se enfoca en equipos no reparables y otra para equipos reparables.

Los equipos no reparables tienen las siguientes características fundamentales:

- Su condición operativa no puede ser restaurada después de una falla.
- Su vida termina con una “única” falla y debe ser reemplazado.
- La variable aleatoria de interés es el tiempo para la falla.
- Para caracterizarlo probabilísticamente se requiere estimar la tasa de fallas  $h(t)$ .

Dentro de los equipos no reparables muchos exhiben tasas de falla constantes y su comportamiento está definido por la Distribución Exponencial, mientras que para sistemas en los cuales la función de falla no es constante en el tiempo existen alternativas diferentes al uso de la distribución exponencial, tal como, las distribuciones Weibull, Log-Normal, Normal, Gamma, Beta, entre otras.

Por su parte, un equipo reparable es aquel cuya condición operativa puede ser restaurada después de una falla, por una acción de reparación diferente al reemplazo total del mismo. Un equipo reparable tiene las siguientes características fundamentales:

- Su condición operativa puede restaurarse después de fallar, con una reparación.
- En su vida puede ocurrir más de una falla.
- La variable aleatoria de interés es el Número de Fallas en un período específico de tiempo.
- Para caracterizarlo probabilísticamente se requiere estimar la “tasa de ocurrencia de fallas  $\lambda(t)$ ” y la “tasa de reparación  $\mu(t)$ ”.

Además de la confiabilidad se requiere calcular la disponibilidad, que es la probabilidad de que el equipo esté disponible (es decir, que no esté en reparación) a un tiempo “t”. Para calcular disponibilidad se requiere analizar estadísticamente los tiempos para la falla, y los tiempos en reparación.

**Confiabilidad en Activos no Reparables.** Como se mencionó previamente, se define como activos no reparables, aquellos que tienen las siguientes características fundamentales:

- Su condición operativa no puede ser restaurada después de una falla.
- Su vida termina con una “única” falla y debe ser reemplazado.

**La Función Confiabilidad (C(t)).** Confiabilidad de un activo no reparable, evaluada en un tiempo misión ( $t_m$ ), es la probabilidad de que la variable aleatoria “tiempo para la falla” sea igual o mayor al periodo de análisis o tiempo misión ( $t_m$ ). En otras palabras, es la probabilidad de que el activo opere sin fallas un tiempo igual o superior al periodo de análisis o tiempo misión ( $t_m$ ).

**Tiempo Promedio Para Fallar (TPPF o MTBF).** El TPPF es el estimado puntual más “clásico” en el área de Confiabilidad; y es un parámetro de mucho interés para la selección de equipos y diseño de sistemas.

El TPPF o Tiempo Esperado para la Falla gráfica 10, corresponde a la media de la distribución de la variable aleatoria tiempo para la falla; y se calcula utilizando la ecuación expresada en términos de tiempo es:

$$\mu_t = TPPF = \int_0^{\infty} t.f(t)dt = \int_0^{\infty} C(t)dt$$

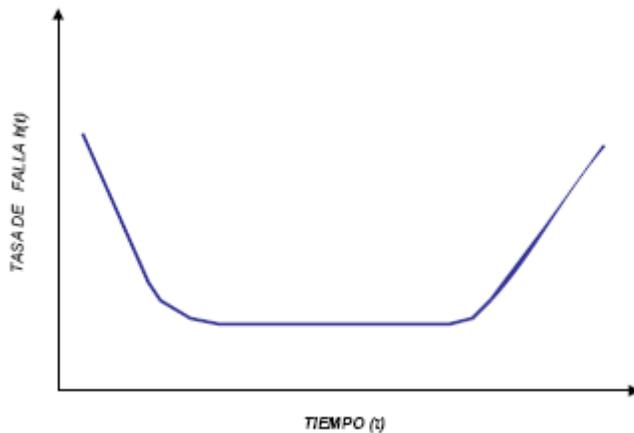


Fuente: Córdoba Alejandro. Estadística descriptiva

**Función de Velocidad de Incremento del Peligro (H(t)) o Tasa de Fallas.** La función de velocidad de incremento del peligro o tasa de fallas  $h(t)$ , es un camino alternativo a la función confiabilidad  $C(t)$ , para describir el comportamiento de la variable aleatoria tiempo para la falla. La función  $h(t)$  describe el comportamiento del número de fallas de una población por unidad de tiempo, y viene dada por la siguiente expresión:

$$h(t) = \frac{f(t)}{C(t)} = \frac{f(t)}{1 - F(t)}$$

En términos probabilísticos, la ecuación dice que  $h(t)$  es la probabilidad condicional de falla en un intervalo de tiempo  $t + \Delta t$ ; dado que el componente, equipo o sistema ha sobrevivido hasta el tiempo  $t$ . (Ver concepto de probabilidad condicional en la sección de estadística para la confiabilidad).



Fuente Córdoba Alejandro. Estadística descriptiva

El análisis del comportamiento de fallas de una gran cantidad de poblaciones de componentes o equipos observados durante largos períodos de estudio, han mostrado una función tasa de fallas decreciente en el primer período, la primera etapa del período de observación (fenómeno conocido como mortalidad infantil), seguido por una función tasa de fallas aproximadamente constante, y finalmente una función tasa de fallas creciente durante la última etapa del período de observación. La gráfica muestra la forma que toma la función tasa de fallas para el comportamiento previamente descrito.

## **CARACTERIZACIÓN PROBABILÍSTICA DE VARIABLES CON INFORMACIÓN DE CAMPO.**

### **Paso 1: Plantear las hipótesis de las distribuciones paramétricas que podrían hacer un buen ajuste con los datos.**

La selección de las diferentes distribuciones de probabilidad que pudieran representar la variable de interés es lo que se denomina la proposición de distribuciones hipótesis o hipotéticas.

Las distribuciones probabilísticas tienen por su concepción original aplicaciones específicas para lo cual fueron creadas. Por ejemplo, en caso de las variables continuas, la distribución normal es una de las distribuciones más importantes, ya que una gran cantidad de variables aleatorias tiene un comportamiento normal, es decir, simétrico con respecto al punto central de la distribución.

Si se analiza la variable dependiendo de la tasa de ocurrencia de eventos en el tiempo, la distribución exponencial es de uso muy común en aquellos casos donde los eventos ocurren de una manera completamente aleatoria, y la tasa de ocurrencia en el tiempo tiende a ser constante. Igualmente, para procesos en los que la ocurrencia de eventos no es aleatoria, es decir, varía en el tiempo, existen distribuciones como la Weibull, la Lognormal e inclusive la Distribución Normal. La Distribución Lognormal es de mucha utilidad en los casos en los que la variable aleatoria puede tomar valores que difieren los unos de los otros en órdenes de magnitud.

En el caso de análisis de inventarios, la Distribución de Poisson es de uso común para determinar el número de partes que se deben tener cuando el tiempo para la falla sigue una Distribución Exponencial.

En el caso de variables discretas, existen distribuciones con aplicaciones específicas. Por ejemplo, si se trata de analizar el número de éxitos que ocurren en un número de eventos, la distribución binomial es la que mejor permite analizar el proceso.

Adicionalmente, los resultados de muchos sistemas físicos pueden ser modelados con la Distribución Uniforme. Para ello, se debe tener en cuenta que la variable debe ser discreta y que todos los valores tienen la misma probabilidad de ocurrencia (Por ejemplo el lanzamiento de los dados).

**Paso 2: Calcular los parámetros de cada una de las distribuciones hipótesis con los datos de la muestra.**

Una vez seleccionadas las distribuciones hipótesis teóricas que pudieran representar un conjunto de datos se procede a la estimación de los parámetros de cada una de ellas. Estos parámetros normalmente se obtienen con el método de máxima verosimilitud.

Para el cálculo de los parámetros de las distribuciones hipótesis más comunes se utilizan las ecuaciones obtenidas por el método de máxima verosimilitud, que se resumen en la Tabla

	Parámetro 1	Parámetro 2
Normal	Media: $\mu = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i$	Desviación estándar: $\sigma = \sqrt{\left( \frac{1}{n-1} \left( \sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2 \right) \right)}$
Log-Normal	Media Logarítmica: $\mu_t = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \ln(x_i)$	Desviación estándar logarítmica: $\sigma_t = \sqrt{\left( \frac{1}{n} \left( \sum_{i=1}^n (\ln(x_i) - \mu_t)^2 \right) \right)}$
Gamma	Escala: $\alpha = \frac{(n-1) \left( \sum_{i=1}^n x_i \right)^2}{n^2 \sum_{i=1}^n (x_i - \mu x)^2}$	Forma: $\beta = \frac{n \sum_{i=1}^n (x_i - \mu x)^2}{(n-1) \sum_{i=1}^n x_i}$
Exponencial	Tasa ( $\lambda$ ): $\lambda = \frac{1}{\sum_{i=1}^n x_i}$	N.A
Weibull	Escala: $\alpha = \left( \frac{\sum_{i=1}^n x_i^\beta}{n} \right)^{1/\beta}$	Forma: $\frac{\sum_{i=1}^n [x_i^\beta \ln(x_i)]}{\sum_{i=1}^n x_i^\beta} - \frac{1}{\beta} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \ln(x_i)$

**Paso 3: Realizar alguna de las pruebas de bondad de ajuste.**

Existen tests estadísticos variados, para calificar la calidad del ajuste de la curva de Distribución Hipotética a los datos de la muestra. En este texto se analizarán los más usados, entre ellos, Test de Chi Cuadrado, Test de Kolmogorov-Smirnov. Estas pruebas permiten rechazar o no rechazar hipótesis.

**Pruebas de Bondad de Ajuste.**

Una vez que se han definido las Distribuciones Hipótesis teóricas que pudieran representar a la variable aleatoria de interés, el siguiente paso consiste en determinar cuál de esas posibles distribuciones es la que mejor ajuste hace con el conjunto de datos.

Para ello se utilizan las llamadas Pruebas de Bondad de Ajuste. De manera sencilla pudiera decirse que la Prueba de Bondad de Ajuste es una comparación entre la Distribución Paramétrica seleccionada y el Histograma de Frecuencia que se puede construir con los datos.

También puede definirse la Prueba de Bondad de Ajuste como la probabilidad de reproducir el conjunto de datos de la muestra, a partir de una Distribución Teórica Paramétrica seleccionada. En otras palabras, la estadística definida a partir de la bondad de ajuste permite establecer qué tan probable es que una función de Distribución de Probabilidad Paramétrica seleccionada genere el conjunto de datos del que se dispone. La estadística basada en Bondad de Ajuste es usualmente utilizada con sentido relativo mediante la comparación de los valores de Bondad de Ajuste de otras funciones de Distribución de Probabilidad para seleccionar la que mejor representa los datos.

Existen diferentes pruebas de Bondad de Ajuste dentro de las cuales se pueden mencionar la Prueba de Chi - Square, la de Kolmogorov - Smirnov y la de Anderson – Darling.

Estas pruebas contemplan las siguientes etapas:

Etapa 1: Graficar cada una de las curvas de las Distribuciones Hipótesis teóricas obtenidas con los parámetros estimados en el paso anterior, con el histograma de los datos de la muestra.

Etapa 2: Calcular para cada Distribución Hipótesis el valor llamado “valor del test” y compararlo contra el valor llamado “valor crítico”.

Etapa 3: Si el “valor del test” es menor que el “valor crítico” entonces la Distribución Hipotética se considera un buen ajuste y la hipótesis no es rechazada. Si por el contrario, el “valor del test” es mayor que el “valor crítico”, la hipótesis se rechaza.

## **A.- Prueba de Chi – Cuadrado (X<sup>2</sup>).**

### **a.) Cálculo del Valor o Estadística del Test X<sup>2</sup>.**

La prueba de Chi – Cuadrado es una de las pruebas de bondad de ajuste más comúnmente utilizada. El valor del test de Chi – Cuadrado viene dado por la aplicación de la siguiente ecuación:

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^m \frac{(\text{frec}_i - p_i)^2}{p_i}$$

Donde: m = Número de clase

frec<sub>i</sub> = Valor de la frecuencia o probabilidad observada para una clase del histograma

p<sub>i</sub> = Probabilidad teórica de observar X<sub>i</sub> calculada con la distribución de densidad de probabilidad hipotética f(x).

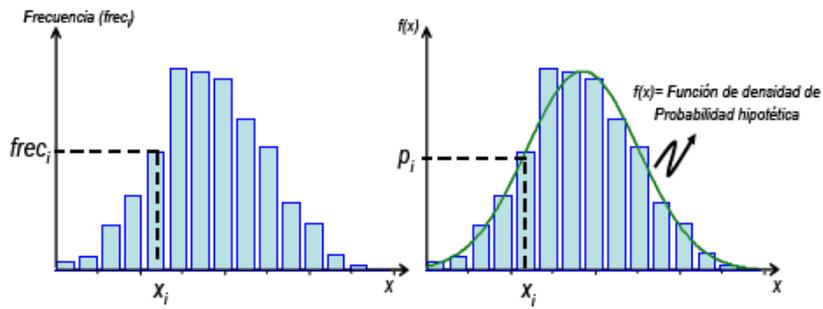


Figura 2.43 Distribución de los Datos vs. Distribución Hipotética o Teórica.

**b.) Cálculo del Valor Crítico para la Prueba de Chi - Cuadrado.**

En el cálculo del valor crítico para la prueba de Chi-Cuadrado se busca conseguir el valor correspondiente al percentil  $1 - \alpha$  de una distribución Chi-Cuadrado con  $N - 1$  grado de libertad (N es el número de intervalos o clases).

df	PerCent									
	0.5	1	2.5	5	10	90	95	97.5	99	99.5
1	0.000039	0.00016	0.00098	0.0039	0.0158	2.71	3.84	5.02	5.63	7.88
2	0.0100	0.0201	0.056	0.1026	0.2107	4.61	5.99	7.38	9.21	10.60
3	0.0717	0.115	0.216	0.352	0.584	6.25	7.81	9.35	11.34	12.84
4	0.207	0.297	0.484	0.711	1.064	7.78	9.49	11.14	13.28	14.86
5	0.412	0.554	0.831	1.15	1.61	9.24	11.07	12.83	15.09	16.75
6	0.676	0.872	1.24	1.64	2.2	10.64	12.59	14.45	16.81	18.55
7	0.989	1.24	1.69	2.17	2.83	12.02	14.07	16.01	18.48	20.28
8	1.34	1.65	2.18	2.73	3.49	13.36	15.51	17.53	20.09	21.96
9	1.73	2.09	2.70	3.33	4.17	14.68	16.92	19.02	21.67	23.59
10	2.16	2.56	3.25	3.94	4.87	15.99	18.31	20.48	23.21	25.19
11	2.60	3.05	3.82	4.57	5.58	17.28	19.68	21.92	24.73	26.76
12	3.07	3.57	4.40	5.23	6.3	18.55	21.03	23.34	26.22	28.30
13	3.57	4.11	5.01	5.89	7.04	19.81	22.36	24.74	27.69	29.82
14	4.07	4.66	5.63	6.57	7.79	21.06	23.68	26.12	29.14	31.32
15	4.60	5.23	6.26	7.26	8.55	22.31	25.00	27.49	30.58	32.80
16	5.14	5.81	6.91	7.96	9.31	23.54	26.30	28.85	32.00	34.27
18	6.26	7.01	8.23	9.39	10.86	25.99	28.87	31.53	34.81	37.16
20	7.43	8.26	9.59	10.85	12.44	28.41	31.41	34.17	37.57	40.00
24	9.89	10.86	12.40	13.85	15.66	33.2	36.42	39.36	42.98	45.56
30	13.79	14.95	16.79	18.49	20.6	40.26	43.77	46.98	50.89	53.67
40	20.71	22.16	24.43	26.51	29.05	51.81	55.76	59.34	63.69	66.77
60	35.53	37.48	40.48	43.19	46.46	74.4	79.08	83.3	88.38	91.95
120	83.85	86.92	91.58	95.70	100.62	140.23	146.57	152.21	158.95	163.64

For Large values of degrees of freedom the approximate formula

$$\chi^2_{\alpha} = n \cdot \left( 1 - \frac{2}{9n} + Z_{\alpha} \sqrt{\frac{2}{9n}} \right)^3$$

Where  $Z_{\alpha}$  is the normal deviate and  $n$  is the number of degree of freedom, may be used. For example:

$$\chi^2_{90} = 60 \cdot \left( 1 - 0.0037 + 2.326 \cdot (0.06086) \right)^3 = 60 \cdot (1.1379)^3 = 88.4 \text{ for de } 99^{\circ} \text{ percentile for } 60 \text{ degrees of freedom}$$

From Introduction to Statistical Analysis, 2d ed., by W. J. Dixon and F. J. Massey, Jr. Copyright, 1957, McGraw-Hill Book Company. Used by permission.

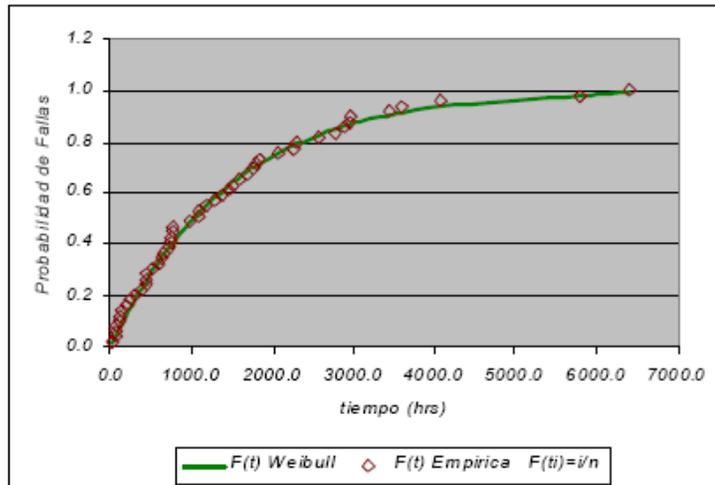
Estas soluciones están tabuladas en la Tabla 2.14 que se muestra a continuación, a la cual se entra con los grados de libertad (**df** en la tabla) y el nivel de confianza o percentil de confianza (**Per Cent** en la tabla).

Una vez que se hace el análisis estadístico de Chi – Cuadrado se compara el valor obtenido con el valor crítico. Si dicho valor es mayor que el valor crítico la hipótesis debe ser rechazada, es decir, la distribución no hace buen ajuste.

Cuando se trabaja con distribuciones continuas esta prueba puede no ser la más adecuada, pero es ampliamente conseguida en los softwares comerciales. Su debilidad estriba en que no hay un procedimiento claro para seleccionar el número de intervalos. En algunos casos, se pudiera llegar a diferentes conclusiones a partir del mismo conjunto de datos dependiendo de los intervalos o número de clases. Esta prueba arroja sus mejores resultados cuando las muestras son grandes.

## B.- Prueba de Kolmogorov – Smirnov.

A diferencia de la prueba Chi – Cuadrado, la de Komogorov – Smirnov no agrupa los datos en intervalos o clases. En su lugar, para la prueba se utiliza la función de probabilidad acumulada hipotética seleccionada, la cual es comparada con la función de probabilidad acumulada empírica proveniente de los datos, como se muestra en la Figura



El hecho de que dicha prueba no dependa del número de intervalos la hace más poderosa que la prueba de Chi – Cuadrado. Sin embargo, es importante señalar que la prueba de Kolmogorov – Smirnov no detecta consistentemente las discrepancias que se pudieran presentar a nivel de las colas de la distribución.

### a.) Cálculo del Valor o Estadística del Test de Kolmogorov – Smirnov.

La estadística para la prueba de Kolmogorov – Smirnov de uso más común es la presentada por Law y Kelton (1982):

$$K - SVALUE = \text{máximo} (F(X_i) - \hat{F}(X_i); F(X_i) - \hat{F}(X_{i-1}))$$

$n$  = número total de datos;  $i=1, 2, 3, \dots, n$

$F(X_i)$ : Distribución acumulada hipotética para el valor  $X_i$  en  $N \times X_i$

$\hat{F}(X_i)$  = Distribución empírica.

$N_{xi}$  = Número de datos menores que  $X_i$

Es importante recordar que para realizar estos cálculos, los datos de la muestra deben ordenarse en forma ascendente.

### b.) Cálculo del Valor Crítico para las Pruebas Kolmogorov – Smirnov.

La estimación de los valores críticos para las pruebas de Kolmogorov – Smirnov y de Anderson – Darling se hace muy difícil desde el punto de vista analítico y por tal razón, los mismos son estimados utilizando la técnica de simulación de Monte Carlo según lo explicado por Stephens (1974), Stephens (1977) y Chandra (1981). A diferencia de la prueba de Chi – Cuadrado, en la cual el valor crítico es el mismo para todas las distribuciones, las Pruebas de Kolmogorov – Smirnov incluye casos especiales para la Distribuciones Normal, Exponencial, Weibull y de Valor Extremo.

Para las distribuciones restantes el valor crítico es estimado utilizando una prueba denominada “todos los parámetros conocidos”, la cual es más conservadora que las pruebas para distribuciones específicas.

Los valores críticos para el test de Kolmogorov-Smirnov, pueden hallarse en la Tabla que se muestra a continuación, a la cual se entra con **n** (tamaño de la muestra) y el nivel de significancia.

Critical Values  $D_n^{(\alpha)}$  for the Kolmogorov Goodness-of-Fit Test\*

n	Y				
	0.2	0.15	0.1	0.05	0.01
1	0.900	0.925	0.950	0.975	0.995
2	0.684	0.726	0.776	0.842	0.929
3	0.565	0.597	0.642	0.706	0.828
4	0.494	0.525	0.564	0.624	0.733
5	0.446	0.474	0.510	0.565	0.669
6	0.410	0.436	0.470	0.521	0.618
7	0.381	0.405	0.438	0.486	0.577
8	0.358	0.381	0.411	0.457	0.543
9	0.339	0.360	0.388	0.432	0.514
10	0.322	0.342	0.368	0.410	0.490
11	0.307	0.326	0.352	0.391	0.468
12	0.295	0.313	0.338	0.375	0.450
13	0.284	0.302	0.325	0.361	0.433
14	0.274	0.292	0.314	0.349	0.418
15	0.266	0.283	0.304	0.338	0.404
16	0.258	0.274	0.295	0.328	0.392
17	0.250	0.266	0.286	0.318	0.381
18	0.244	0.259	0.278	0.309	0.371
19	0.237	0.252	0.272	0.301	0.363
20	0.231	0.246	0.264	0.294	0.356
25	0.210	0.220	0.240	0.270	0.320
30	0.190	0.200	0.220	0.240	0.290
35	0.180	0.190	0.210	0.230	0.270
>35	$1.07/\sqrt{n}$	$1.14/\sqrt{n}$	$1.22/\sqrt{n}$	$1.36/\sqrt{n}$	$1.63/\sqrt{n}$

**Ejemplo 2.13:**

En el presente ejemplo se analizará una base de datos correspondiente a una población de 49 bombas electrosumergibles instaladas en sendos pozos de producción de petróleo.

Se ha hecho un seguimiento a cada bomba desde su instalación hasta la falla. Las 49 bombas en estudio han fallado en los períodos observados y cuyos registros aparecen en la Tabla.

Tiempo de Operacion hasta la falla (hrs) Bombas Electrosumergibles				
21.6	373.6	746.6	1519.0	2773.0
63.0	430.6	756.7	1589.0	2894.0
65.1	434.0	758.8	1676.0	2939.0
83.3	446.8	977.9	1769.0	2969.0
120.5	516.8	1082.0	1789.0	3438.0
121.0	597.9	1082.0	1832.0	3595.0
135.1	629.7	1178.0	2072.0	4083.0
184.2	647.6	1282.0	2259.0	5804.0
246.4	719.7	1373.0	2290.0	6415.0
298.5	737.6	1447.0	2554.0	

Caracterizar probabilísticamente la variable tiempo en operación hasta la falla.

**Solución:**

El primer paso para caracterizar probabilísticamente una variable es plantear hipótesis de posibles modelos paramétricos que pudieran ajustar bien en los datos de la muestra. En este ejercicio, por tratarse de tiempos, las hipótesis que se plantean son los modelos paramétricos más usados tradicionalmente para este fin, como son:

Hipótesis 1: Distribución Exponencial.

Hipótesis 2: Distribución Weibull.

Hipótesis 3: Distribución Gamma.

Seguidamente es necesario calcular los parámetros de cada distribución.

Hipótesis 1: Parámetros de Distribución Exponencial:

$$\lambda = \frac{n}{\sum_{i=1}^n t_i} = \frac{49}{49} \Rightarrow \lambda = 0,000682$$

Hipótesis 2: Parámetros de la Distribución Weibull:

$$\frac{\sum_{i=1}^n [x_i^\beta \ln(t_i)]}{\sum_{i=1}^n t_i^\beta} - \frac{1}{\beta} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \ln(t_i) \Rightarrow \beta = 0.9987 ; \quad \alpha = \left( \frac{\sum_{i=1}^n t_i^\beta}{n} \right)^{1/\beta} \Rightarrow \alpha = 1464.869$$

Hipótesis 3: Parámetros de la Distribución Gamma:

$$\alpha = \frac{(n-1) \left( \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{n} \right)^2}{n^2 \sum_{i=1}^n (t_i - \mu_X)^2} \Rightarrow \alpha = 1.0469 ; \quad \beta = \frac{n \cdot \sum_{i=1}^n (t_i - \mu_X)^2}{(n-1) \sum_{i=1}^n t_i} \Rightarrow \beta = 1399.87$$

Una vez obtenidos los parámetros para las diferentes hipótesis, deben calcularse las probabilidades acumuladas hipotéticas **F(ti)** para cada valor **ti** de la muestra. Para

hacer esto, se ordenan en forma ascendente, los datos de la muestra, y se aplican las ecuaciones para el cálculo de la distribución acumulada  $F(t)$  correspondiente a cada hipótesis:

Hipótesis 1: Distribución Exponencial:

$$F(t_i) = 1 - e^{-\lambda t_i} \Rightarrow F(t_i) = 1 - e^{-0.000682 t_i};$$

(En Excel la función “Expdist( $t_i, \lambda, \text{verdadero}$ )=” realiza este cálculo)

Hipótesis 2: Distribución Weibull:

$$F(t_i) = 1 - e^{-\left[\frac{t_i}{\alpha}\right]^\beta} \Rightarrow F(t_i) = 1 - e^{-\left[\frac{t_i}{1464.86}\right]^{0.998}};$$

(En Excel la función “Weibull( $t_i, \alpha, \beta, \text{verdadero}$ )=” realiza este cálculo)

Hipótesis 3: Distribución Gamma:

$$F(t_i) = \frac{1}{\beta^\alpha \Gamma(\alpha)} \int_0^t t_i^{\alpha-1} e^{-\frac{t}{\beta}} dt$$

(En Excel la función “Gammadist ( $t_i, \alpha, \beta, \text{verdadero}$ )=” realiza este cálculo)

Seguidamente, se calculan los valores de la probabilidad acumulada empírica, para cada valor  $t_i$  de la muestra. Como se indicó previamente, una vez que los datos de la muestra se han ordenado en forma ascendente, la probabilidad empírica se calcula con la siguiente expresión:

$$\hat{F}(t_i) = \frac{i}{n};$$

donde:

**i** = Número acumulado de fallas en el periodo  $t_i$

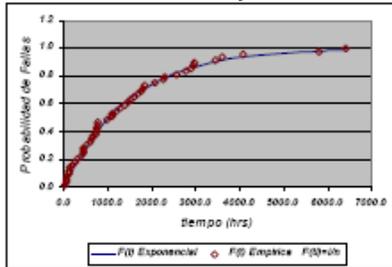
**n** = Número de elementos de la muestra = 49

A simple vista, las tres Distribuciones Hipotéticas (Exponencial, Weibull y Gamma) parecen ajustar bastante bien a los datos de la muestra; no obstante, para saber si estas hipótesis son estadísticamente válidas y para seleccionar la que mejor ajusta a los datos, se debe realizar un test de bondad de ajuste. En este ejercicio se aplicará el test de Kolmogorov – Smirnov.

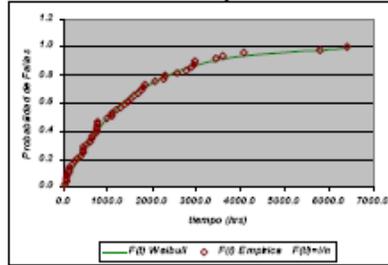
Como se indicó en el Capítulo previamente, el test de Kolmogorov-Smirnov consiste básicamente en calcular los valores absolutos de las diferencias entre valores de las probabilidades acumuladas teóricas  $F(t_i)$  y empíricas  $\hat{F}(t_i)$  para todos los datos de la muestra, como se indica en las siguientes ecuaciones:

$$F(t_i) - \hat{F}(t_i) \text{ y } F(t_i) - \hat{F}(t_i - 1).$$

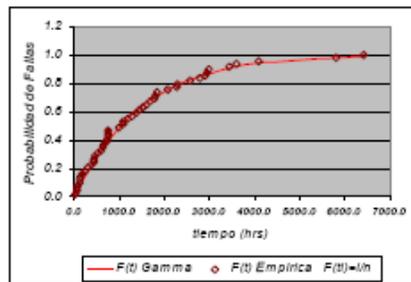
**F(t) Empírica y F(t) Exponencial  
Vs. tiempo**



**F(t) Empírica y F(t) Weibull  
Vs. tiempo**



**F(t) Empírica y F(t) Gamma  
Vs. tiempo**



El resultado o valor del test, denotado como K-Svalue, es el valor absoluto de la máxima diferencia encontrada:

$$K - Svalue = \max (F(t_i) - F^{\wedge}(t_i) ; F(t_i) - F^{\wedge}(t_{i-1}))$$

La Tabla 2.18 muestra los resultados del test de Kolmogorov para la Hipótesis 1; es decir, la Distribución Exponencial:

Una tabla similar a la Tabla puede construirse para las dos restantes hipótesis, y calcular los valores del test de Kolmogorov. La Tabla 2.19, resume los resultados de aplicar este test a las tres distribuciones hipótesis.

Como se indicó previamente, el valor crítico, para el test de Kolmogorov, se calcula dependiendo del nivel de significancia y del número de datos. La Tabla 2.14, presenta los valores críticos para diversos tamaños de muestra. Un extracto de esta tabla se muestra en la Tabla 2.20 que resume las fórmulas que se requieren para calcular los valores críticos para diversos niveles de significancia, para tamaños de muestra superiores a los 35 datos. Adicionalmente, se muestran los valores obtenidos para la muestra bajo análisis, con 49 datos.

Obsérvese en las Tablas 2.18 y 2.19, que los resultados del test para las tres hipótesis son menores que los valores críticos para cualquiera de los niveles de significancia;  $K\ Svalue\ ValorCrítico - < .$  Por esta razón, las tres distribuciones son hipótesis no rechazadas; pero se selecciona la Distribución Weibull ( $\alpha =1464.87$ ;  $\beta=0.9987$ ), como mejor ajuste por presentar el menor KSvalue.

Tabla 2.18 Test de Kolmogorov-Smirnov para la hipótesis 1.

Falla "i"	ti	F(t) Teórica	F(t) Empírica	$ F(t_i) - \hat{F}(t_i) $	$ F(t_i) - \hat{F}(t_{i-1}) $
1	21.6	0.01466	0.02041	0.00575	0.02041
2	63.0	0.04206	0.04082	0.00124	0.02165
3	65.1	0.04345	0.06122	0.01777	0.00263
4	83.3	0.05528	0.08163	0.02636	0.00595
5	120.5	0.07894	0.10204	0.02310	0.00269
6	121.0	0.07925	0.12245	0.04320	0.02279
7	135.1	0.08805	0.14286	0.05480	0.03439
8	184.2	0.11810	0.16327	0.04516	0.02476
9	246.4	0.15473	0.18367	0.02894	0.00853
10	298.5	0.18429	0.20408	0.01979	0.00062
11	373.6	0.22503	0.22449	0.00054	0.02095
12	430.6	0.25455	0.24490	0.00965	0.03006
13	434.0	0.25630	0.26531	0.00900	0.01140
14	446.8	0.26276	0.28571	0.02295	0.00255
15	516.8	0.29713	0.30612	0.00899	0.01142
16	597.9	0.33500	0.32653	0.00847	0.02887
17	629.7	0.34924	0.34694	0.00230	0.02271
18	647.6	0.35718	0.36735	0.01017	0.01024
19	719.7	0.38800	0.38776	0.00025	0.02066
20	737.6	0.39543	0.40816	0.01274	0.00767
21	746.6	0.39915	0.42857	0.02942	0.00902
22	756.7	0.40328	0.44898	0.04570	0.02529
23	758.8	0.40413	0.46939	<b>0.06526</b>	0.04485
24	977.9	0.48687	0.48980	0.00292	0.01749
25	1082.0	0.52205	0.51020	0.01185	0.03225
26	1082.0	0.52205	0.53061	0.00856	0.01185
27	1178.0	0.55235	0.55102	0.00133	0.02174
28	1282.0	0.58302	0.57143	0.01159	0.03200
29	1373.0	0.60812	0.59184	0.01628	0.03669
30	1447.0	0.62741	0.61224	0.01517	0.03558
31	1519.0	0.64527	0.63265	0.01262	0.03303
32	1589.0	0.66182	0.65306	0.00876	0.02917
33	1676.0	0.68131	0.67347	0.00784	0.02825
34	1769.0	0.70090	0.69388	0.00703	0.02743
35	1789.0	0.70496	0.71429	0.00933	0.01108
36	1832.0	0.71349	0.73469	0.02121	0.00080
37	2072.0	0.75676	0.75510	0.00166	0.02207
38	2259.0	0.78590	0.77551	0.01039	0.03080
39	2290.0	0.79038	0.79592	0.00554	0.01487
40	2554.0	0.82493	0.81633	0.00861	0.02902
41	2773.0	0.84923	0.83673	0.01250	0.03291
42	2894.0	0.86118	0.85714	0.00404	0.02444
43	2939.0	0.86538	0.87755	0.01217	0.00823
44	2969.0	0.86810	0.89796	0.02985	0.00945
45	3438.0	0.90422	0.91837	0.01414	0.00626
46	3595.0	0.91395	0.93878	0.02482	0.00441
47	4083.0	0.93832	0.95918	0.02086	0.00045
48	5804.0	0.98094	0.97959	0.00135	0.02175
49	6415.0	0.98744	1.00000	0.01256	0.00784
				<b>K-S Value</b>	<b>0.06526</b>

**Tabla 2.19 K-S<sub>value</sub> para distribuciones hipotéticas.**

Distribución Hipótesis	K-S <sub>value</sub>
Exponencial ( $\lambda=0.000682$ )	0.06526
Weibull ( $\alpha =1464.87$ ; $\beta=0.9987$ )	0.06484
Gamma ( $\alpha =1399.8$ ; $\beta=1.0469$ )	0.07360

**Tabla 2.20 Valores Críticos Test Kolmogorov-Smirnov.**

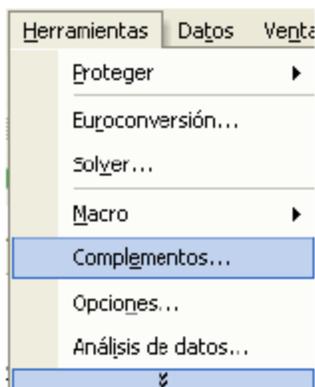
	Significancia				
	20%	15%	10%	5%	1%
>35	$\frac{1.07}{\sqrt{n}}$	$\frac{1.14}{\sqrt{n}}$	$\frac{1.22}{\sqrt{n}}$	$\frac{1.36}{\sqrt{n}}$	$\frac{1.63}{\sqrt{n}}$
n=49	0.15286	0.16286	0.17429	0.19429	0.23286

## Anexo 2. Procedimiento para generar un Histograma de frecuencia a partir de una función Excel

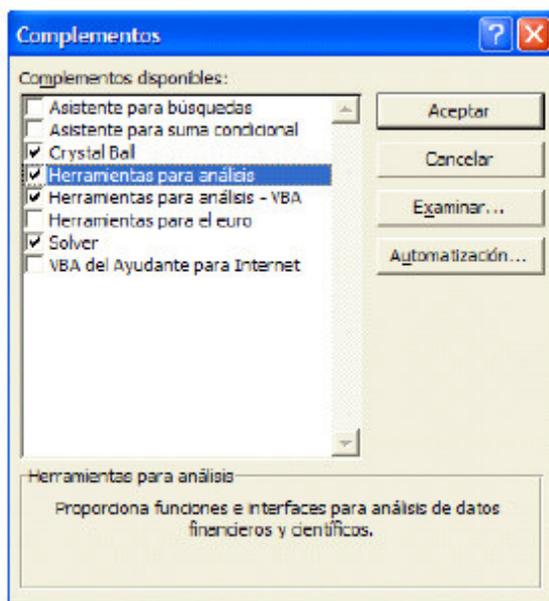
Este documento contiene a través de un ejemplo el procedimiento para construir un Histograma de frecuencia utilizando Excel.

### PROCEDIMIENTO

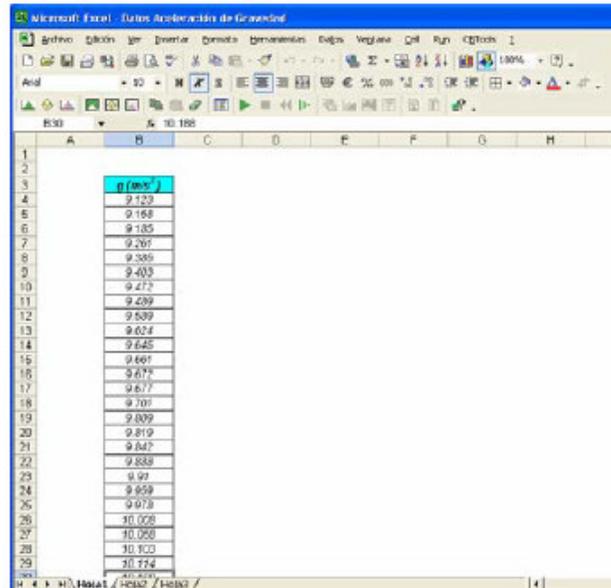
**Paso 1:** En el menú "Herramientas" del Excel, seleccionar la opción "Complementos".



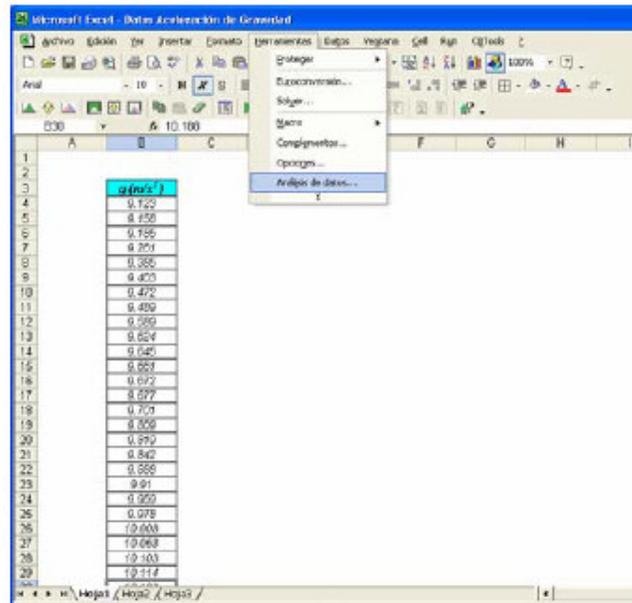
**Paso 2:** Activar los complementos de "Herramientas para Análisis" y "Herramienta para Análisis VBA".



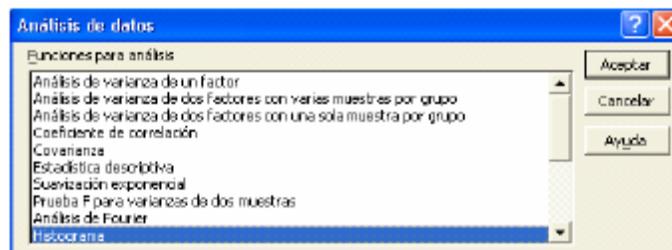
**Paso 3:** Listar en una hoja de calculo los datos de la variable que se desea caracterizar a partir de un histograma de frecuencia.



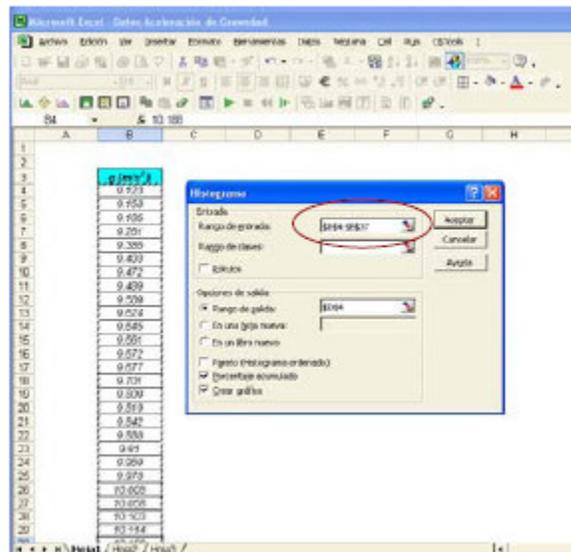
**Paso 4:** En el menú “Herramientas”, seleccionar la opción “Análisis de Datos”.



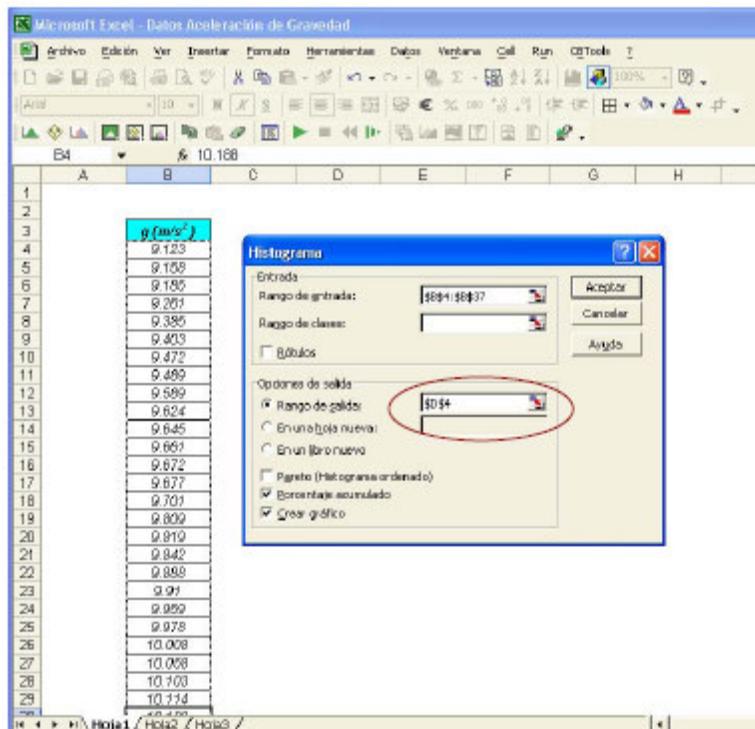
**Paso 5:** A partir del paso 4, se desplegará la siguiente ventana de Windows. Seleccionar “Histograma”. Hacer click en el botón “Aceptar”



**Paso 6:** Seleccionar el área de los datos de la muestra en la celda de "Rango de entrada".



**Paso 7:** Seleccionar en la opción "Rango de Salida" el número de la celda a partir de la cual se tabularan y graficarán los resultados. Seleccionar la opción "Porcentaje Acumulado" y "Crear Gráfico". Hacer "click" en "Aceptar".



**Paso 8:** Excel grafica el Histograma de Frecuencia en la hoja de calculo activa..

