



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**

**DETERMINACIÓN DE LA FRECUENCIA ÓPTIMA DE
REEMPLAZO DE BOMBAS, A POZOS CON BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE EN CAMPOS DE PETRODELTA,
MEDIANTE UN MODELO COSTO-RIESGO**

**REALIZADO POR:
CARLOS RAFAEL FRANCISCO MARCANO CABELLO**

**Trabajo especial de grado presentado como requisito parcial para optar
al título de
INGENIERO DE PETRÓLEO**

MATURÍN, MARZO DE 2012



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA

DETERMINACIÓN DE LA FRECUENCIA ÓPTIMA DE
REEMPLAZO DE BOMBAS, A POZOS CON BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE EN CAMPOS DE PETRODELTA,
MEDIANTE UN MODELO COSTO-RIESGO

REALIZADO POR:
CARLOS RAFAEL FRANCISCO MARCANO CABELLO
C.I. 18.651.933

REVISADO POR:

Ing. Fernando Cañizales
Asesor Académico

Ing. Luis Vera
Asesor Industrial

MATURÍN, MARZO DE 2012

ACTA DE APROBACIÓN



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA

DETERMINACIÓN DE LA FRECUENCIA ÓPTIMA DE
REEMPLAZO DE BOMBAS, A POZOS CON BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE EN CAMPOS DE PETRODELTA,
MEDIANTE UN MODELO COSTO-RIESGO

Realizado por:

Carlos Rafael Francisco Marcano Cabello
C.I. 18.651.933

Aprobado por:


Ing. Fernando Cañizales
Asesor Académico


MSc. Ing. Rubén Vega
Jurado Principal


Ing. Fabiola Mottola
Jurado Principal

MATURÍN, MARZO DE 2012

DEDICATORIA

A Dios por darme la fuerza para seguir adelante en los momentos difíciles y llenarme de bendiciones y sabiduría para alcanzar esta nueva meta.

A mi mamá, siempre has estado a mi lado apoyándome en el camino que decidí tomar, y por siempre poner mis necesidades en frente de las tuyas. Nunca tendré como pagarte todo lo que has hecho por mí. Eres mi ejemplo a seguir.

A mi tía Rosa Elena, por ayudarme, aconsejarme y guiarme durante todo este camino, queriendo siempre lo mejor para mí.

A mis abuelas Aurora del Valle y Rosa Margarita, que con su sabiduría y amor han hecho de mí lo que soy.

A mi papá y a mi abuelo Ciro Rafael, en donde quieran que estén sé que están felices y orgullosos de mí.

He alcanzado esta meta por ustedes, gracias.

AGRADECIMIENTOS

A mi mamá **Subdelina** y mi tía **Rosa Elena** por todos los sacrificios que hicieron para que lograra esta meta.

A mi hermano **Ciro Rafael** y mi hermana **Samantha Andreina** por todo su amor y cariño.

A mis abuelas **Rosa** y **Aurora** por sus sabios consejos y amor incondicional. A mis tías **Blanca**, **América**, **Zulia** y **Kharina**, y a mis tíos **Juan Carlos**, **Rafael**, **Francisco** y **José** por todo su cariño y apoyo.

A **Carlos Rodríguez**, por tu ayuda y apoyo durante todos estos años, por exigirme y siempre creer en mí. A **Jesús Palacios**, por sus constantes preocupaciones y buenos deseos. A los dos les agradezco porque más que amigos son mis hermanos y porque sé que sin importar que siempre estarán conmigo.

A **Norgi González**, por siempre estar pendiente de mí y por tu afecto incondicional. A **Rosangela Pepe**, por brindarme tu cariño todos los días. A **Laurens Contreras**, Porque sin importar que fuese siempre estabas presente para ayudar. A **Fernando Morón**, por el cariño que siempre me has dado. A **José Vera**, por el apoyo incondicional de todos estos años. Quiero agradecer también a **Gabriela Rosas**, **María F. González**, **Daniel Caraballo**, **Lilianalejandra Reyes**, **Daniel Salazar** y **Jorge Báez** por su amistad durante todo estos años.

A mis compañeros durante las pasantías **Karla Hidalgo**, **Krisly Betancourt** y **Fernando Jiménez**, gracias por su compañía y ayuda.

Al **Ing. Luís Vera**, por permitirme formar parte de su departamento y proporcionarme las herramientas necesarias para la elaboración de esta investigación. Al personal del **Departamento de Tecnología y Producción de Petrodelta**, por todo el apoyo brindado para la realización de esta tesis.



ÍNDICE

	Pág.
ACTA DE APROBACIÓN	iii
RESOLUCIÓN.....	¡Error! Marcador no definido.
DEDICATORIA.....	iv
AGRADECIMIENTOS	v
ÍNDICE	vii
LISTA DE FIGURAS.....	x
LISTA DE TABLAS	xi
RESUMEN.....	xiv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	2
EL PROBLEMA	2
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.2.1 Objetivo General.....	3
1.2.2 Objetivos Específicos.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO	5
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	6
2.2.1 Descripción del Campo Isleño	6
2.2.2 Descripción del Campo Temblador	7
2.2.3 Descripción del Campo Tucupita.....	8
2.2.4 Descripción del Campo Bombal	9
2.2.5 Descripción del Campo Uracoa	9
2.2.6 Descripción del Campo El Salto	10
2.3 BASES TEÓRICAS.....	10
2.3.1 Bombeo Electrosumergible.....	10
2.3.1.1 Ventajas y Limitaciones del Bombeo Electrosumergible	13
2.3.1.2 Fallas en el Equipo de Bombeo Electrosumergible	13
2.3.2 Metodología de Optimización Costo Riesgo (OCR)	15
2.3.2.1 Los Costos del Mantenimiento.....	16
2.3.2.2 Los Costos del Riesgo.....	16
2.3.2.3 Pérdidas por no Aplicar u Obviar el Mantenimiento	16
2.3.2.4 Relación Costo-Riesgo.....	17
2.3.2.5 Impacto total en el Negocio	17
2.3.3 Análisis de Riesgos, Incertidumbre y Distribuciones Probabilísticas.....	18
2.3.3.1 Probabilidad	18
2.3.3.2 Definición de Riesgo.....	18
2.3.3.3 Definición de Incertidumbre	18
2.3.3.4 Análisis de Riesgo.....	19

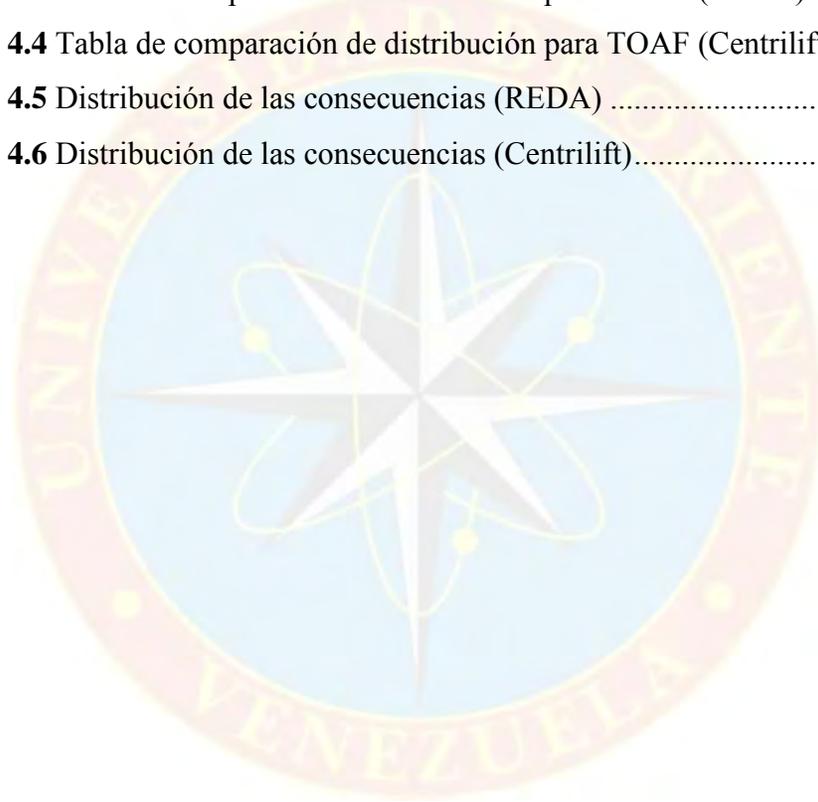
2.3.3.5 Medidas de Tendencia Central (Media, Moda y Mediana).....	19
2.3.3.6 Medidas de Dispersión.....	20
2.3.3.7 Distribuciones de Probabilidad.....	22
2.3.3.8 Distribuciones Empíricas o Histogramas.....	23
2.3.3.9 Distribuciones Paramétricas de Probabilidad.....	25
2.3.3.10 Principales Características de una Distribución de Probabilidad.....	26
2.3.3.11 Distribuciones para Variables Aleatorias Continuas.....	26
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS.....	33
CAPÍTULO III.....	35
MARCO METODOLÓGICO.....	35
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	35
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	35
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	35
3.3.1 Población.....	35
3.3.2 Muestra.....	36
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	36
3.4.1 Identificación de las Variables que Intervienen con el Funcionamiento de las Bombas Electrosumergibles de los Campos de Petrodelta.....	36
3.4.2 Establecimiento de un Modelo Probabilístico de Costo-Riesgo para la Determinación de la Frecuencia Óptima de Reemplazo de Bombas Electrosumergibles en los Campos de Petrodelta.....	37
3.4.3 Selección de las Distribuciones Probabilísticas para las Variables Presentes en el Modelo Costo-Riesgo.....	38
3.4.4 Determinación de la Frecuencia Óptima de Reemplazo de Bombas, en Campos de Petrodelta, Mediante el Modelo Establecido.....	39
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	40
3.5.1 Técnicas.....	40
3.5.2 Instrumentos.....	41
3.6 RECURSOS.....	42
CAPÍTULO IV.....	43
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	43
4.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES QUE INTERVIENEN CON EL FUNCIONAMIENTO DE LAS BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES DE LOS CAMPOS DE PETRODELTA.....	43
4.2 ESTABLECIMIENTO DE UN MODELO PROBABILÍSTICO DE COSTO-RIESGO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA FRECUENCIA ÓPTIMA DE REEMPLAZO DE BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES EN LOS CAMPOS DE PETRODELTA.....	46
4.3 SELECCIÓN DE LAS DISTRIBUCIONES PROBABILÍSTICAS PARA LAS VARIABLES PRESENTES EN EL MODELO COSTO-RIESGO.....	48
4.4 DETERMINACIÓN DE LA FRECUENCIA ÓPTIMA DE REEMPLAZO DE BOMBAS, EN CAMPOS DE PETRODELTA, MEDIANTE EL MODELO ESTABLECIDO.....	56
CAPÍTULO V.....	65
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	65

5.1 CONCLUSIONES	65
5.2 RECOMENDACIONES	65
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	67
APÉNDICES.....	68
HOJA DE METADATOS	81



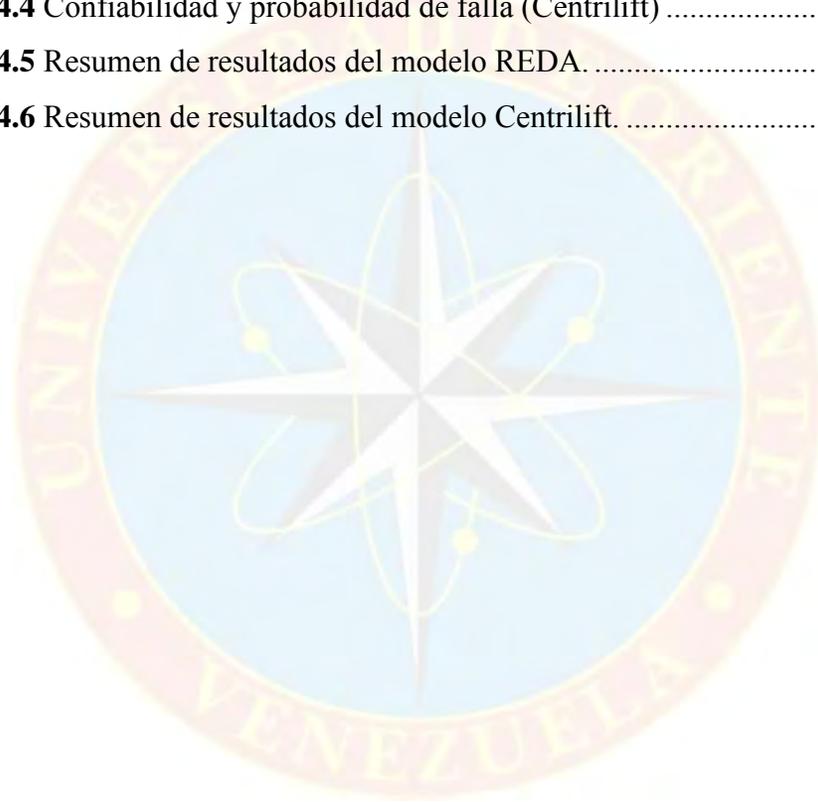
LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1 Ubicación de los campos de Petrodelta.	6
Figura 2.2 Componentes del sistema de bombeo electrosumergible.	12
Figura 4.1 Tabla de comparación de distribución para BNPD (REDA).....	49
Figura 4.2 Tabla de comparación de distribución para BNPD (Centrilift).....	49
Figura 4.3 Tabla de comparación de distribución para TOAF (REDA).....	51
Figura 4.4 Tabla de comparación de distribución para TOAF (Centrilift)	52
Figura 4.5 Distribución de las consecuencias (REDA)	57
Figura 4.6 Distribución de las consecuencias (Centrilift).....	61



LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1 Equipos de subsuelo y superficie en BES.....	11
Tabla 2.2 Ventajas y limitaciones de BES	13
Tabla 4.1 Estadísticas de las distribuciones BNPD	51
Tabla 4.2 Estadísticas de las distribuciones TOAF	53
Tabla 4.3 Confiabilidad y probabilidad de falla (REDA)	57
Tabla 4.4 Confiabilidad y probabilidad de falla (Centrilift)	60
Tabla 4.5 Resumen de resultados del modelo REDA.....	64
Tabla 4.6 Resumen de resultados del modelo Centrilift.....	64



LISTA DE GRÁFICOS

	Pág.
Gráfico 2.1 Valores de la tendencia central (media, moda y mediana)	20
Gráfico 2.2 Distribución de frecuencia.	23
Gráfico 2.3 Histograma de frecuencia.....	24
Gráfico 2.4 Histograma de frecuencias acumuladas.	24
Gráfico 2.5 Características de una distribución de probabilidad.	26
Gráfico 2.6 Distribución normal.	27
Gráfico 2.7 Distribución lognormal.	28
Gráfico 2.8 Distribución exponencial.	29
Gráfico 2.9 Distribución Weibull.....	30
Gráfico 2.10 Distribución beta.	30
Gráfico 2.11 Distribución gamma.	31
Gráfico 2.12 Distribución triangular.	32
Gráfico 2.13 Distribución uniforme.	33
Gráfico 4.1 Histograma de frecuencia acumulada tiempo operativo antes de fallar, TOAF (REDA).....	44
Gráfico 4.2 Histograma de frecuencia acumulada tiempo operativo antes de fallar, TOAF (Centrilift).....	44
Gráfico 4.3 Factores de fallas en equipos BES	45
Gráfico 4.4 Distribución probabilística BNPD (REDA).....	50
Gráfico 4.5 Distribución probabilística BNPD (Centrilift).....	50
Gráfico 4.6 Distribución probabilística TOAF (REDA).....	52
Gráfico 4.7 Distribución probabilística TOAF (Centrilift).....	53
Gráfico 4.8 Distribución probabilística TPPR	54
Gráfico 4.9 Distribución probabilística costos de reparación	55
Gráfico 4.10 Distribución probabilística precio de venta del petróleo	55
Gráfico 4.11 Curva de confiabilidad (REDA)	56
Gráfico 4.12 Modelo costo-riesgo, riesgo leve (REDA).....	58

Gráfico 4.13 Modelo costo-riesgo, riesgo moderado (REDA) 59

Gráfico 4.14 Modelo costo-riesgo, riesgo alto (REDA) 59

Gráfico 4.15 Curva de confiabilidad (Centrilift)..... 60

Gráfico 4.16 Modelo costo-riesgo, riesgo leve (Centrilift)..... 62

Gráfico 4.17 Modelo costo-riesgo, riesgo moderado (Centrilift)..... 63

Gráfico 4.18 Modelo costo-riesgo, riesgo alto (Centrilift)..... 63





**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**

**DETERMINACIÓN DE LA FRECUENCIA ÓPTIMA DE REEMPLAZO DE
BOMBAS, A POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN
CAMPOS DE PETRODELTA, MEDIANTE UN MODELO COSTO-RIESGO**

RESUMEN

AUTOR:

Carlos Rafael Francisco Marcano Cabello

C.I: V-18.651.933

Marzo, 2012

ASESOR INDUSTRIAL:

Ing. Luís Vera

ASESOR ACADÉMICO:

Ing. Fernando Cañizales

Con el propósito de determinar el tiempo óptimo de intervención a pozos con bombeo electrosumergible de la empresa mixta Petrodelta, se utilizó la simulación Montecarlo (software Crystal Ball) para realizar un modelo costo-riesgo. El uso de la simulación Montecarlo requirió de la implementación de distribuciones de probabilidad para las variables presentes en los modelos. Se consideró el tiempo operativo antes de fallar de las bombas, así como también se estudiaron las variables que intervienen con el buen funcionamiento de los equipos de subsuelo. Fue elaborado el historial de fallas para los equipos de subsuelo instalados en los pozos y a partir de la información contenida en éste, se determinó la frecuencia de fallas de las diferentes marcas de bombas y se extrajeron los tiempos operativos, con estos datos se determinó la probabilidad de falla de las bombas. Posteriormente se procedió a establecer el modelo costo-riesgo, definiendo las consecuencias y costos ocasionados por la falla de un equipo BES. Luego de definido el modelo, se determinó los tiempos óptimos de intervención a pozo. La investigación arrojó una serie de resultados, dentro de los cuales se encuentran, que los equipos con mayor frecuencia de fallas son de marca Centrilift y la falla más común es el eje roto debido a los largos tiempos de funcionamiento de los equipos; la frecuencia óptima de intervención a pozos para bombas REDA es de 800 días y para las bombas de marca Centrilift es de 600 días.

INTRODUCCIÓN

Los equipos de levantamiento artificial son los más utilizados a nivel mundial para la extracción de petróleo. Actualmente, existe una tendencia que va en aumento del uso del bombeo electrosumergible como método de levantamiento artificial, por mostrar excelentes resultados en un gran rango de condiciones de profundidades, temperaturas y capacidades de levantamiento de fluidos.

Los campos manejados por la empresa Petrodelta presentan un alto porcentaje de pozos con bombeo electrosumergible, ya que se adaptan a las distintas condiciones de profundidad y temperatura que poseen dichos campos.

Las fallas en las bombas electrosumergibles generan un gran número de intervenciones anuales a los pozos productores y reemplazo de las completaciones, esto genera incrementos en los costos de mantenimiento a las empresas. Anteriormente, no se aplicaba un modelo capaz de estimar el tiempo óptimo de reemplazo de bombas en los campos pertenecientes a Petrodelta, por lo que los servicios a pozos se realizaban una vez había fallado la bomba, generando periodos de improductividad por funcionamiento inadecuado de los equipos de levantamiento artificial.

Es por esto que nació la necesidad de crear un modelo que permitiera determinar la frecuencia óptima de reemplazo de bombas, para planificar las intervenciones de reparación, para así optimizar los planes de servicios y realizar una buena distribución de los recursos materiales y financieros.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La empresa mixta Petrodelta tiene bajo su responsabilidad el desarrollo de las operaciones de seis (6) campos petroleros: Uracoa, Tucupita, Bombal, Isleño, Temblador y El Salto, abarcando un área de 1000,03 km² entre los estados Monagas y Delta Amacuro. En la actualidad, se cuenta con 130 pozos activos, distribuidos en la totalidad de los campos, los cuales arrojan una producción neta total de 35,5 MBPD.

Debido a las gravedades API que presentan los crudos en estos campos (8 °API – 28 °API), se utiliza como método de producción el levantamiento artificial, siendo el bombeo electrosumergible (BES) la opción más práctica y versátil, debido a que arroja los mejores resultados para las condiciones de los pozos en los campos de Petrodelta, por lo que más de un 70% de los pozos de ésta usan BES como método de producción, y el resto de estos pozos utiliza equipos de levantamiento artificial por gas (LAG) o bombeo de cavidad progresiva (BCP) como sistema de levantamiento artificial.

Las bombas electrosumergibles están diseñadas para soportar temperaturas de hasta 350 °F y profundidades mayores a 12000 pies, como también pueden ser modificadas para adaptarse a distintos ambientes (corrosivos, abrasivos); son estos atributos los que le permiten al equipo tener una aceptable vida útil (de más de 1500 días). No obstante, cuando el equipo funciona por debajo de su rendimiento óptimo, debido a fallas inesperadas (eléctricas o mecánicas), empieza a necesitar actividades de reparación al pozo que incluyen operaciones diarias y pérdida de producción, lo que ocasiona incrementos en los costos, asociados también a las intervenciones de servicios con taladros a los pozos.

Por lo anteriormente mencionado, en el Departamento de Tecnología de Producción de Petrodelta, en su búsqueda del mejoramiento y optimización de los procesos de producción, nació la necesidad de crear un modelo estadístico que indique la probabilidad que tienen las bombas a fallar, los factores que las afectan, el costo de su reparación y estimar un tiempo óptimo para el reemplazo de las mismas, todo esto para el diagnóstico orientado al estudio y análisis de ellas. Dicho modelo arroja información que permite la optimización de la producción y la reducción de los costos en cuanto a la reparación de pozos se refiere.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

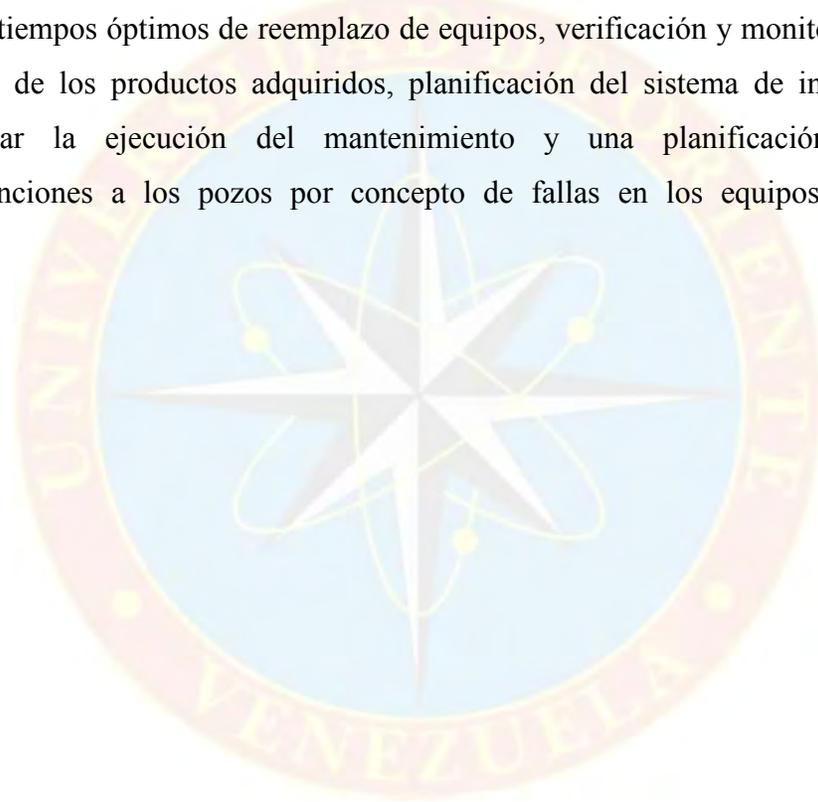
Determinar la frecuencia óptima de reemplazo de bombas, a pozos con bombeo electrosumergible en campos de Petrodelta, mediante un modelo costo-riesgo.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Identificar las variables que intervienen con el funcionamiento de las bombas electrosumergibles de los campos de Petrodelta.
- Establecer un modelo probabilístico de costo-riesgo para la determinación de la frecuencia óptima de reemplazo de bombas electrosumergibles en los campos de Petrodelta.
- Seleccionar las distribuciones probabilísticas para las variables presentes en el modelo costo-riesgo.
- Determinar la frecuencia óptima de reemplazo de bombas, en campos de Petrodelta, mediante el modelo establecido.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Debido a la frecuencia de fallas que presentaban las bombas de los equipos de bombeo electrosomergible en los campos de Petrodelta y los costos que generaban la reparación de estos equipos, surgió la necesidad de determinar la frecuencia óptima de reemplazo de dichas bombas, a través de un modelo costo-riesgo. La implementación de una metodología de cálculo de la frecuencia óptima de reemplazo, basada en el conocimiento probabilístico de las fallas, logrará mejorar aspectos tales como: tiempos óptimos de reemplazo de equipos, verificación y monitorización de la calidad de los productos adquiridos, planificación del sistema de inventario, para respaldar la ejecución del mantenimiento y una planificación de futuras intervenciones a los pozos por concepto de fallas en los equipos de subsuelo.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Ángulo, Y. [2007] “Determinación del tiempo promedio de vida para equipos de levantamiento artificial utilizados en el Distrito Social Morichal a través de indicadores de confiabilidad”. En esta investigación se implementaron varias distribuciones gráficas y una metodología numérica para el cálculo del MTBF (indicador de confiabilidad para estimar la vida útil antes de fallas), considerando tiempos operativos afectados por fallas propias de los equipos y datos censurados (fallas debidas a condiciones externas). La investigación arrojó una serie de resultados, dentro de los cuales se encuentran que los equipos con mayor frecuencia y diversidad de fallas en todas las completaciones son las bombas; los sistemas que incluyen el uso de tuberías y las cabillas fallan generalmente por causa de la corrosión y por roce entre cabilla-tubería; las fallas de los sistemas LAG y BES se deben en su mayoría al arenamiento. Las completaciones LAG y BES tienen un tiempo de vida promedio sumamente alto, que se ubica entre 5 y 6 años.

Ajmad, D. [2008]. “Propuesta para la reducción de la frecuencia de fallas en los accesorios del cabezal de pozo del área Carito, Punta de Mata”. En esta investigación se establecieron propuestas para la reducción del daño de cabezales de pozos. Para llevar a cabo la misma se determinó la frecuencia de reemplazo de los accesorios del árbol de navidad y se identificaron las causas que ocasionaban las fallas. Resultando que entre los accesorios del árbol de navidad los que más fallaron y por ende presentaron mayor cantidad de reemplazos, fueron el reductor y la caja de choque, siendo la principal causa de estas fallas la producción de sedimentos; aunado a esto, se estimaron las velocidades de flujo en el cabezal de los pozos, obteniendo valores mayores a la velocidad erosional y elevadas caídas de presión en algunos de los casos. Adicionalmente, se analizaron las tecnologías que están siendo implementadas

en los pozos del área Carito, resultando las más satisfactorias el recubrimiento interno con carburo de tungsteno en reductor y carreto y el uso de cajas con recubrimiento de Electroless Niquel.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

La empresa mixta Petrodelta abarca seis (6) campos petroleros: Uracoa, Tucupita, Bombal, Isleño, Temblador y El Salto, distribuidos entre los estados Monagas y Delta Amacuro (figura 2.1).

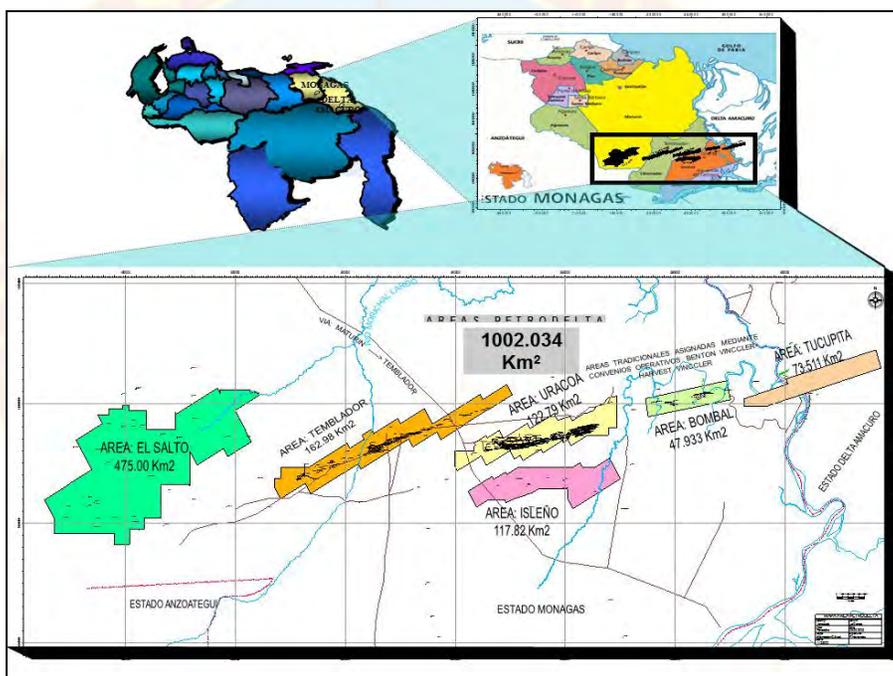


Figura 2.1 Ubicación de los campos de Petrodelta.

Fuente: Departamento de Subsuelo, Petrodelta, 2010

2.2.1 Descripción del Campo Isleño

El campo Isleño está ubicado en el sector suroeste del municipio Uracoa del estado Monagas y al noreste de la Faja Petrolífera del Orinoco; la misma forma parte

del flanco sur de la subcuenca de Maturín, Cuenca Oriental de Venezuela. Está localizado a 7,4 km al sur del campo Uracoa (Unidad Monagas Sur). El campo cubre un área aproximada de 117,82 km²; no ha sido desarrollado y no cuenta con instalaciones de producción propias permanentes de superficie para manejar fluidos, y actualmente se encuentra activo con el pozo ILM-8.

Desde el punto de vista geológico, este campo forma parte del flanco sur de la subcuenca de Maturín, en la Cuenca Oriental de Venezuela, ubicándose al noreste de la Faja Petrolífera del Orinoco y a 7,4 km al sur del campo Uracoa. Por su cercanía geográfica a este último, el campo Isleño se utiliza como “análogo” para describir sus características geológicas en cuanto a estratigrafía, tipo de trampa y tipo de roca.

La sedimentología está representada por cuatro grandes formaciones: Mesa, Las Piedras, Freites y Oficina; éstas cubren discordantemente una unidad sedimentaria cretácica, el grupo Temblador. Toda esta secuencia yace sobre un basamento ígneo-metamórfico precámbrico que representa el borde septentrional del escudo de Guayana.

2.2.2 Descripción del Campo Temblador

El campo Temblador está ubicado en el Área Mayor de Temblador, dentro de la Cuenca Oriental de Venezuela, en la zona sureste de la sub-cuenca de Maturín y al norte de la Faja Petrolífera del Orinoco. Es uno de los campos localizados al este de la formación Oficina, mayor productora del área.

El campo Temblador se presenta en el homoclinal del flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. La acumulación está localizada a lo largo del bloque norte de la gran falla de Temblador, de rumbo noreste y buzamiento sur, que alcanza un desplazamiento de 250 metros en la parte central del campo. Además de esa falla, en su lado norte se encuentran fallas secundarias transversales que forman una larga

serie alineada de culminaciones que se prolongan en un declive hacia el este. El campo no tiene cierre estructural general hacia el oeste. La pendiente regional sube regularmente hacia el miembro Jobo, más hacia el oeste, esto se debe a que el salto de la falla principal se anula al borde oeste del campo.

La estratigrafía del campo Temblador está caracterizada por cuatro grandes unidades sedimentarias: las formaciones Mesa, Las Piedras, Freites y Oficina, que cubren discordantemente una unidad sedimentaria cretácica. Toda esta secuencia yace sobre un basamento ígneo-metamórfico precámbrico que representa el borde septentrional del escudo de Guayana. El basamento ígneo-metamórfico probablemente corresponde a la serie Imataca, que aflora al sur del Orinoco.

2.2.3 Descripción del Campo Tucupita

El campo Tucupita se encuentra localizado en el oeste del estado Delta Amacuro, a unos 3 km al norte de la población de Tucupita y hacia el sureste del estado Monagas. Tiene una extensión de 8 km en la dirección este-oeste y aproximadamente 1 km de ancho. Está limitado hacia el sur por una falla normal de rumbo NE denominada falla principal de Tucupita, con longitud mínima de 22 km, desplazamiento entre 95 y un máximo de 400 pies, con buzamiento entre 35° y 70° al sureste. Este campo forma parte de la región petrolífera de la cuenca Oriental conocida como Área Mayor de Temblador.

El área del campo Tucupita está definida como un monoclinal con buzamiento suave al norte (3° a 6°), ubicado en el lado levantado de la falla principal de Tucupita, cuyo desplazamiento máximo es de 400 pies y sirve como límite sur al entrapamiento de hidrocarburos, al poner en contacto las arenas petrolíferas de la formación Oficina con las lutitas impermeables de la formación Freites.

2.2.4 Descripción del Campo Bombal

El campo Bombal está ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela, al sureste de la subcuenca de Maturín, a unos 100 km al sur de la ciudad de Maturín y 28 km al oeste de la ciudad de Tucupita. Tiene un área aproximada de 47,93 km². En Bombal, la mayor parte del petróleo descubierto corresponde a la formación Oficina, la cual se adelgaza y tiende a desaparecer hacia el sector sur y sureste del Delta.

2.2.5 Descripción del Campo Uracoa

El campo Uracoa se encuentra ubicado en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, subcuenca de Maturín, en el estado Monagas; a unos 150 km al sureste de Maturín y a unos 100 km al noreste de la ciudad de Guayana.

El campo Uracoa se encuentra sobre un homoclinal con rumbo este-oeste, donde el buzamiento desciende suavemente hacia el norte (de 4° a 6°). Los yacimientos están controlados por una falla normal (Tabasca), con dirección suroeste-noreste y buzamiento hacia el sur, quedando el bloque levantado hacia el norte. En los bloques levantados se produjo el arqueamiento que constituye un factor importante para la acumulación de los hidrocarburos.

El desplazamiento de la falla es aproximadamente de 400 pies, de tal manera que las lutitas impermeables de la formación Freites están colocadas frente a las areniscas permeables de la formación Oficina, produciendo un sello lateral para el entrapamiento de hidrocarburos en el bloque levantado. Existen fallas secundarias transversales que cierran el yacimiento lateralmente. Hacia el norte el yacimiento es controlado por el contacto agua-petróleo, definido a 4250 pies de profundidad.

2.2.6 Descripción del Campo El Salto

El campo El Salto fue descubierto en el año 1936, como parte de la campaña exploratoria ejecutada por la empresa Standard Oil Company con la perforación de los pozos ELS-1 y ELS-2, identificándose arenas de crudo pesado y extrapesado de la formación Oficina. Dado que las características del crudo no eran comerciales para la época, ambos pozos fueron abandonados.

Está ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela, al sureste de la subcuenca de Maturín, 25 km al este del campo Oritupano, del grupo de campos de Oficina, 45 km al noroeste del campo Temblador. En este campo la formación Oficina fue dividida en cuatro miembros, denominados Morichal, Yabo, Jobo y Pílon, y se compone principalmente en una alternancia de areniscas y lutitas fluvio-deltaicas y de ambiente marino somero. Los yacimientos del campo El Salto corresponden a la formación Oficina y se denominan Jobo Superior, Jobo Inferior, Morichal Superior y Morichal Inferior.

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Bombeo Electrosomergible

“La fuerza de empuje que desplaza al petróleo de un yacimiento proviene de la energía natural de los fluidos comprimidos almacenados en el mismo. La energía que realmente hace que el pozo produzca es el resultado de una reducción en la presión entre el yacimiento y la cavidad del pozo. Si la diferencia de presión entre el yacimiento y las instalaciones de producción de la superficie es lo suficientemente grande, el pozo fluirá naturalmente a ésta utilizando solamente la energía natural suministrada por el yacimiento.” Baker, H.(2004, p 46)

La producción de petróleo por métodos artificiales es requerida cuando la energía natural asociada con los fluidos no produce una presión diferencial suficientemente grande entre el yacimiento y la cavidad del pozo como para levantar los fluidos del mismo hasta las instalaciones de superficie, o es insuficiente para producir a niveles económicos.

El principio básico del sistema es transmitir, en forma de presión, la energía de un motor eléctrico sumergible al fluido en el pozo. La unidad se encuentra suspendida de la tubería de producción, sumergida en el fluido del pozo y conectada hasta la superficie a través de un cable para suministrar energía eléctrica al motor. El bombeo electrosumergible (BES) se utiliza para manejar grandes volúmenes de líquido y supera técnica y económicamente a otros métodos de levantamiento artificial cuando se reúnen las siguientes condiciones: alta productividad del pozo, alta relación agua-petróleo (RAP) y baja relación gas-líquido (RGL). En la actualidad, estos equipos han obtenido excelentes resultados en la producción de fluidos de alta viscosidad, en pozos gasíferos, en pozos con fluidos abrasivos, en pozos de altas temperaturas y de diámetro reducido.

Tabla 2.1 Equipos de subsuelo y superficie en BES.

Equipos de superficie	Equipos de subsuelo
Banco de transformación eléctrica	Motor eléctrico
Tablero de control	Protector –cable
Variador de frecuencia	Sello
Caja de venteo	Separador de gas
Cabezal de descarga	Bomba centrífuga

Fuente: Baker, 2004.

El equipo opcional puede incluir un sensor de presión de fondo de pozo y temperatura para observar las condiciones en la cavidad del pozo.

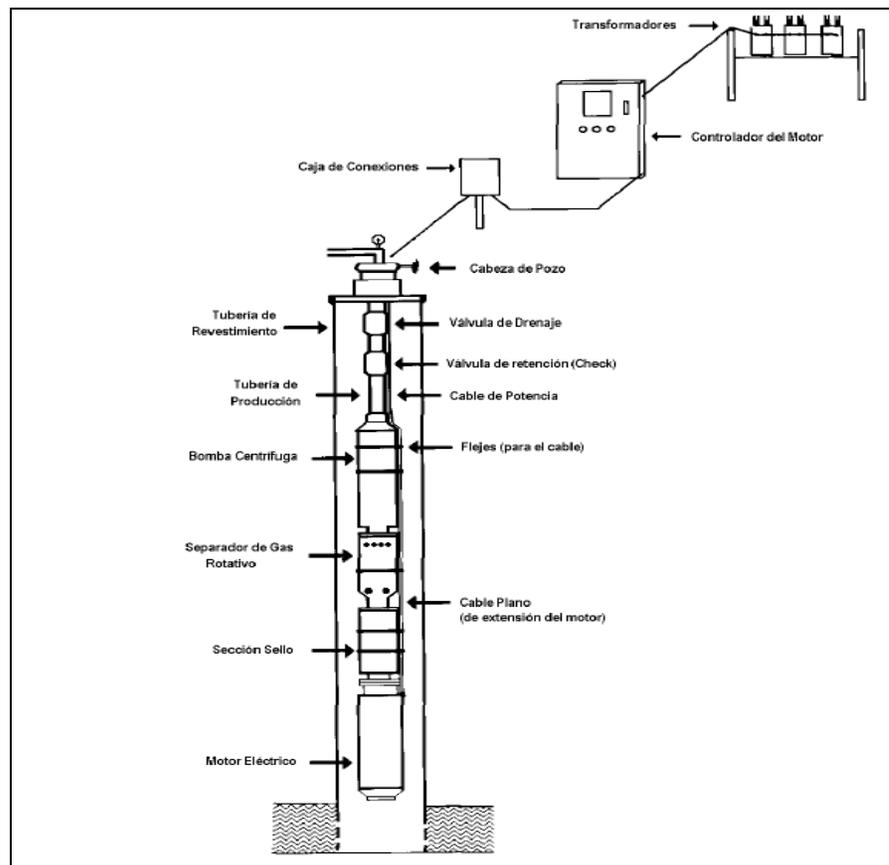


Figura 2.2 Componentes del sistema de bombeo electrosumergible.

Fuente: Baker, 2004.

La configuración mostrada en la Figura 2.2 es el tipo más común de instalación. En este tipo de aplicación, la unidad es instalada por encima de los intervalos perforados. El fluido producido es forzado a moverse hacia arriba desde los disparos pasando por el motor. Este fluido producido, al pasar por el motor, absorbe el calor generado en el mismo y lo enfría.

Al igual que cualquier otro método de producción, éste presenta ventajas y limitaciones, dentro de las cuales se encuentran las siguientes:

2.3.1.1 Ventajas y Limitaciones del Bombeo Electrosumergible

Tabla 2.2 Ventajas y limitaciones de BES

Ventajas	Limitaciones
Simple de operar	Es imprescindible una fuente de corriente eléctrica
No presenta problemas con hoyos desviados	Se requieren de altos voltajes (+/- 1000 voltios)
Los costos de levantamiento para grandes volúmenes son muy bajos	Los cables causan problemas en el manejo de la tubería
Fácil para aplicar tratamientos contra la corrosión y formación de escamas	Los cables y el motor se deterioran al estar expuestos a altas temperaturas y medios corrosivos
Se pueden instalar fácilmente sensores de presión en el hoyo	La producción de sólidos y gas es problemática
Puede levantar volúmenes extremadamente altos (25000 bpd en pozos someros con revestidor grande)	No se recomienda en profundidades mayores de 10000 pies debido al costo del cable y a la dificultad en instalar potencia en el fondo del pozo

Fuente: Baker, 2004.

2.3.1.2 Fallas en el Equipo de Bombeo Electrosumergible

Las partes más expuestas a fallar en este sistema lo constituyen el motor, la bomba, el protector y el cable. En esta sección se enumerarán algunas de las fallas.

Motor: es la parte más susceptible a sufrir daños por ser el eje principal del equipo, puede presentar:

- a) Excesiva carga de voltaje al motor originada por un mal diseño, desgaste de la bomba o bajo voltaje.

- b) Filtración de los sellos del protector causa corto circuito en el motor, esta filtración puede ser originada por vibraciones excesivas de la bomba, mal manejo durante su instalación o traslado, defecto de fabricación.
- c) Desgaste de la carcasa del motor debido a presencia de sucio o humedad en el tablero de control que originan fluctuaciones en el voltaje.

Bomba: entre las razones por las cuales pueden fallar las bombas se tienen las siguientes:

- a) Desgaste de las arandelas inferiores y superiores del impulsor, cuando la bomba se encuentra operando en condiciones de empuje hacia abajo o hacia arriba.
- b) Desgaste de los componentes, debido al tiempo de funcionamiento y a la abrasión.
- c) Taponamiento de las etapas por sedimentos y corrosión.
- d) Doblez en el eje por mal manejo durante el traslado o el montaje.
- e) Ruptura del eje por arranques bruscos o por fallas eléctricas y arranques sucesivos.

Protector: las causas por las cuales puede fallar el protector incluyen las siguientes:

- a) Mal manejo, ocasiona ruptura de los sellos, produciendo fuga de aceite.
- b) Vibraciones de la bomba.
- c) Excesivas paradas y arranques del equipo.
- d) Cambios respectivos del ciclaje.

Cable: puede sufrir daños debido a las causas siguientes:

- a) Mal manejo durante la instalación, o mala centralización.
- b) Excesiva carga de amperaje.
- c) Mala conexión con el cable plano (conexión con el motor).

2.3.2 Metodología de Optimización Costo Riesgo (OCR)

“Es una metodología que permite lograr una combinación óptima entre los costos asociados al realizar una actividad, tomar decisiones y los logros (beneficios) esperados que dichos aspectos generan, considerando el riesgo que involucra la realización o no de tal actividad o inversión, incluyendo en la misma el hecho de disponer o no de los recursos para ésta.” Confiabilidad, 2011.

Dentro de las características generales para este tipo de estudio, se encuentran:

- Permitir evaluaciones en un corto plazo con resultados certeros.
- Optimizar frecuencias y costos de actividades.
- Permitir evaluar posible extensión de vida útil de los equipos.

La información requerida para el análisis siempre estará referida a la frecuencia de fallas y sus consecuencias, buscando como ya se indicó el “mínimo impacto total en el negocio”.

En términos generales, se puede decir que, en función de los resultados obtenidos del uso de esta metodología, la cantidad correcta de mantenimiento se define como el número de actividades y la cantidad de veces con que se van a realizar las mismas a un menor costo, asegurando con esto la confiabilidad de los activos

evaluados, la calidad del producto y el cumplimiento de las normas y procedimientos que lo involucran.

2.3.2.1 Los Costos del Mantenimiento

Básicamente, los costos de la actividad de mantenimiento, están conformados por los gastos que implican los siguientes aspectos o factores que en función de la actividad se requieran:

Mano de obra: representa la fuerza laboral propia y/o contratada.

Materiales: incluye las partes, equipos, lubricantes, herramientas, repuestos, etc.

Transporte: camiones, lanchas, gabarras, barcos, avión, elevadores, grúas, etc.

Gastos generales: servicios, edificaciones, talleres, logística, etc.

2.3.2.2 Los Costos del Riesgo

Penalizaciones: abarca cualquier beneficio perdido y/o pérdida por el riesgo de ocurrir un evento no deseado, mientras se realiza el mantenimiento para restituir la condición deseada; a estos costos también se les conoce como costos indirectos en algunos casos.

2.3.2.3 Pérdidas por no Aplicar u Obviar el Mantenimiento

Para determinar algunos posibles efectos y/o consecuencias por obviar el mantenimiento, es necesario comprender claramente las razones que justifican las actividades de sostenimiento y unas de estas razones podrían ser:

- Fallos en equipo (activos).
- Preparación de maquinaria y ajustes.

- Paradas de planta y/o equipo (activos).
- Reducción de velocidad (falta de rendimiento).
- Defectos en procesos.

De la misma forma que se entiende qué beneficios se pueden obtener del mantenimiento, es necesario considerar e internalizar los posibles riesgos, efectos y/o consecuencias que se pueden presentar si se obvian las políticas y actividades, representados estos en pérdida de dinero, e impactos que pudieran afectar a la seguridad, al ambiente y al brillo o imagen de la empresa.

2.3.2.4 Relación Costo-Riesgo

Por lo antes expresado, se podría decir que para prevenir la ocurrencia de fallas en los activos, es necesaria la aplicación del mantenimiento (preventivo, predictivo, correctivo), el cual se logra a través de un plan y programa que contemple la frecuencia óptima del mismo, evitando la ocurrencia de un evento no deseado o mitigando las consecuencias de estos; para apoyar tal fin, se utilizan herramientas de clase mundial que permiten soportar la toma de decisiones en un momento determinado.

2.3.2.5 Impacto total en el Negocio

Una definición fundamentada y sólida debe incluir las relaciones de precio-valor. Siempre se debe adoptar algún tipo de unidades que permitan cuantificar cosas disímiles. El impacto total en el negocio y reflejado en la hoja de balance debe ser el factor que determine la mejor oferta. Esto se traduce en minimizar el costo total de producción o maximizar las ganancias de la compañía, sin disminuir la calidad del producto o servicio.

Es una metodología que permite lograr una combinación óptima entre los costos asociados al realizar una actividad, tomar decisiones y los logros (beneficios) esperados que dichos aspectos generan, considerando el riesgo que involucra la realización o no de tal actividad o inversión, incluyendo en la misma el hecho de disponer o no de los recursos para ésta.

2.3.3 Análisis de Riesgos, Incertidumbre y Distribuciones Probabilísticas

2.3.3.1 Probabilidad

“Es una medida de la posibilidad de ocurrencia de un evento. Para definir formalmente “probabilidad” existen dos (2) escuelas de pensamiento que regulan el significado y en consecuencia la aplicación de probabilidad. Estas escuelas son conocidas como “Escuela Frecuentista o Clásica de Probabilidad” y la “Escuela Subjetivista o Bayesiana de Probabilidad”. Yáñez, M. (2003, p 51)

2.3.3.2 Definición de Riesgo

“Es la posibilidad que los resultados que se obtengan de un proyecto difieran de los previstos. Entre estos se encuentran los indicadores económicos (VPN, TIR y EI) y los costos, volúmenes, precios, tiempos de construcción, arranque; entre otros”. Yáñez, M. (2003, p 56)

2.3.3.3 Definición de Incertidumbre

“La incertidumbre es la posibilidad de ocurrencia de eventos inesperados debido a la falta de información suficiente para predecir con exactitud lo que ocurrirá en el futuro, lo cual puede ser ocasionado por la ocurrencia de eventos fortuitos (aleatoriedad)”. Yáñez, M. (2003, p 51)

2.3.3.4 Análisis de Riesgo

“Establece la probabilidad que los resultados previstos se produzcan o bien determina los valores esperados de los indicadores económicos. Si el riesgo es cuantificable, incluye técnicas como el Análisis de Montecarlo”. Yáñez, M. (2003, p 120)

2.3.3.5 Medidas de Tendencia Central (Media, Moda y Mediana)

➤ Media, esperanza matemática o valor esperado (μ)

“La media o valor esperado es una idea fundamental en el estudio de las distribuciones de probabilidad que expresa básicamente la tendencia central o posición de la distribución. Se define además como la sumatoria del conjunto de valores o resultados obtenidos de un experimento dividido por el número total de valores sumados”. Yáñez, M. (2003, p 72)

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Dónde: \bar{x} = media; n = número de datos.

➤ Mediana

“La Mediana, es otro de los valores indicativos de la tendencia central de una distribución. Formalmente se define a la “mediana” como el valor “ $x_{50\%}$ ” que tiene una probabilidad acumulada de 50 %; en otras palabras, es un valor de la variable

aleatoria tal que el 50 % de los probables valores de “X” serán menores o iguales a dicho valor y el otro 50 % serán mayores”. Yáñez, M. (2003, p 74)

➤ **Moda**

“La moda, es también una medida que indica la tendencia central de una distribución; y será el valor del conjunto de resultados, que se repite o aparece mayor número de veces. Es aquel valor que ocurre con la frecuencia más alta, esto es, el valor más común o el que más se repite, como muestra el gráfico 2.1. La moda puede no existir y aún de existir puede ser no única”. Yáñez, M. (2003, p 73)

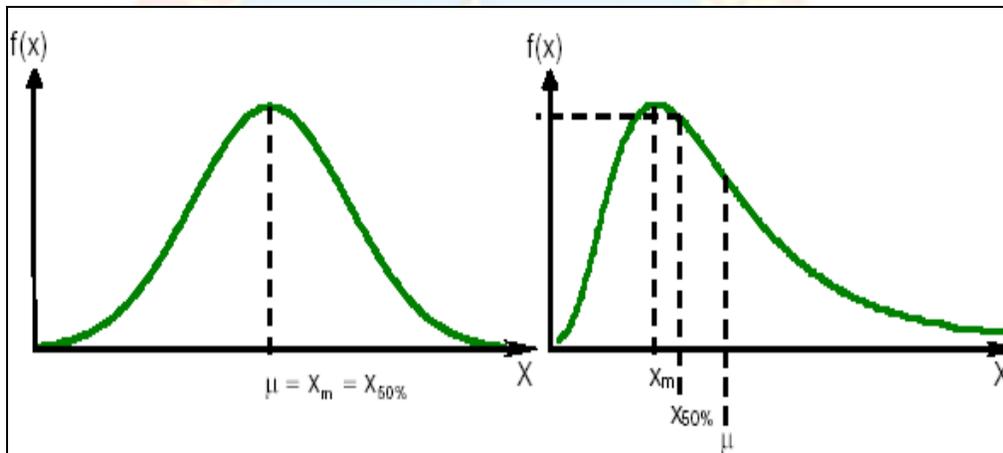


Gráfico 2.1 Valores de la tendencia central (media, moda y mediana)

Fuente: Yáñez, 2003

2.3.3.6 Medidas de Dispersión

“La dispersión de una distribución de probabilidad puede considerarse la característica más importante de la misma, ya que es un indicativo de la incertidumbre relacionada con la variable; por ello, al cuantificar la dispersión se está cuantificando el nivel de incertidumbre de la variable en análisis”. Yáñez, M. (2003, p 75)

➤ **Varianza y desviación estándar**

Según Zylberberg, A. (2005, p 117) “La varianza se describe como la tendencia de una variable aleatoria a alejarse de su media”. También se dice que la varianza de un conjunto de números está definida verbalmente como la suma de los cuadrados, en las desviaciones de las observaciones con respecto a la media dividida por el número de datos (n). Si las medias de dos subgrupos son muy diferentes, la varianza de los grupos combinados es mucho mayor que la varianza de los grupos separados. Se define de la siguiente manera:

$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - x)^2}{n - 1} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Dónde:

σ^2 = varianza; n = número de datos.

La desviación estándar es la raíz cuadrada positiva de la varianza, representada por “ σ ” y está definida de la siguiente manera:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - x)^2}{n - 1}} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde σ es la desviación estándar, y n es el número de datos.

➤ **Coefficiente de variación**

“El coeficiente de variación, es una medida de dispersión alternativa, de uso común, que se define como el cociente donde el numerador es la desviación estándar y el denominador es la media. Ésta es una medida de dispersión de la distribución relativa de la media”. Yáñez, M. (2003, p 79)

$$\text{Coeficiente de variación (x)} = \rho_x = \frac{\sigma}{\mu} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Dónde:

σ = desviación estándar

μ = media

ρ = coeficiente de variación.

➤ **Percentiles**

“Se conoce como percentil “ α ” de una distribución de probabilidades, al valor de la variable aleatoria denotado como x_α o P_α para el cual la probabilidad acumulada es “ α ”; es decir, existe α % de probabilidades de que los valores de la variable aleatoria X sean menores o iguales a x_α ”. Yáñez, M. (2003, p 79)

$$\int f(x)dx = \alpha \quad (\text{Ec. 2.5})$$

El percentil 50 (P_{50} o $x_{50\%}$) es la conocida mediana de una distribución.

➤ **Intervalo de confianza**

“Son límites establecidos con una probabilidad dada, dentro del cual se puede decir que se encuentra el valor verdadero de una variable con un cierto “grado de confianza”. Cuanto más distantes estén los límites entre sí, tanto mayor será la probabilidad de que incluyan el valor verdadero, pero más amplio será el rango de variación. El intervalo comprendido entre ambos límites se denomina intervalo de confianza”. Yáñez, M. (2003, p 79)

2.3.3.7 Distribuciones de Probabilidad

“Las distribuciones de probabilidad son modelos que describen la forma en que se espera que varíen los resultados o valores probables de una variable aleatoria.

Debido a que estas distribuciones tratan de explicar 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 gráficos (gráfico 2.2, P 23) que relacionan los diversos valores probables que puede tomar una variable aleatoria, con la frecuencia de ocurrencia de cada uno de estos valores probables”. Yáñez, M. (2003, p 62)

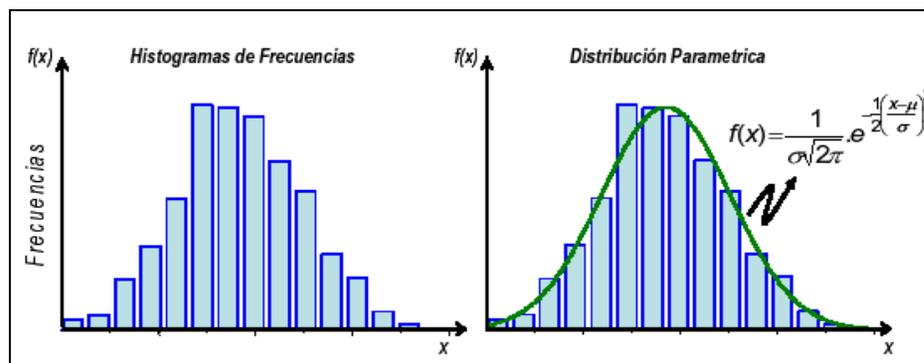


Gráfico 2.2 Distribución de frecuencia.

Fuente: Yáñez, 2003

2.3.3.8 Distribuciones Empíricas o Histogramas

➤ 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 (gráfico 2.3). El método más sencillo para lograr estas observaciones es crear un histograma de frecuencias relativas”. Yáñez, M. (2003, p 62)

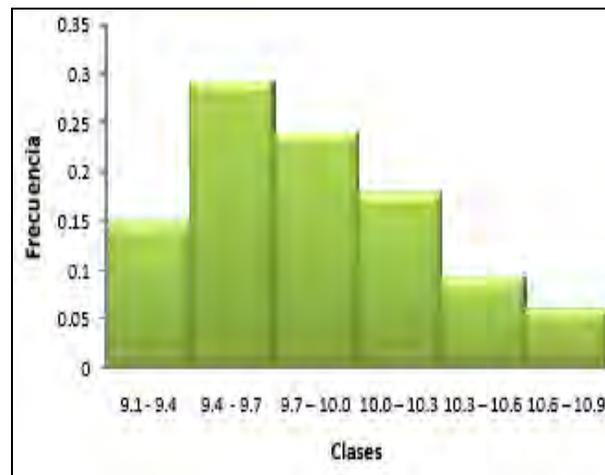


Gráfico 2.3 Histograma de frecuencia.

Fuente: Yánez, 2003

➤ **Histograma acumulado directo**

“En ocasiones el interés es contestar preguntas como ¿Cuál es la probabilidad de que X , tome un valor menor o igual a determinado valor? Para contestar esta pregunta es conveniente organizar gráficamente la información en la forma de un histograma acumulado directo. (Gráfico 2.4)”. Yánez, M. (2003, p 64)



Gráfico 2.4 Histograma de frecuencias acumuladas.

Fuente: Yánez, 2003

2.3.3.9 Distribuciones Paramétricas de Probabilidad

“Las distribuciones de probabilidad están relacionadas con los histogramas de frecuencias. Una distribución de probabilidad paramétrica es una función matemática teórica, que describe la forma en que se espera que varíen los resultados de un experimento, es decir, una función matemática que relaciona los diversos probables valores que puede tomar una variable aleatoria, 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. Existen distribuciones de probabilidad paramétricas para variables discretas y para variables continuas”. Yáñez, M. (2003, p 66)

➤ **Distribuciones de probabilidad - variables discretas**

Variables discretas

Las variables discretas son frecuencias de unidades de análisis cuya única propiedad común es justamente el número de veces que cierto objeto se presenta, independientemente de su naturaleza. Son aquellas que tienen valores numéricos enteros previamente establecidos, los cuales no pueden cambiarse arbitrariamente.

➤ **Distribuciones de probabilidad - variables continuas**

Variables continuas

Son aquellas que pueden asumir cualquier valor numérico y que puede cambiar en cualquier cantidad.

2.3.3.10 Principales Características de una Distribución de Probabilidad

Una distribución se caracteriza, en general, por medio de tres criterios:

- a.- El valor central o medida de posición (la media, la mediana o la moda).
- b.- Una cantidad que expresa el grado de dispersión (la desviación estándar).
- c.- La forma de la curva, es decir, la forma general de la distribución probabilística (gráfico 2.5, P 26).

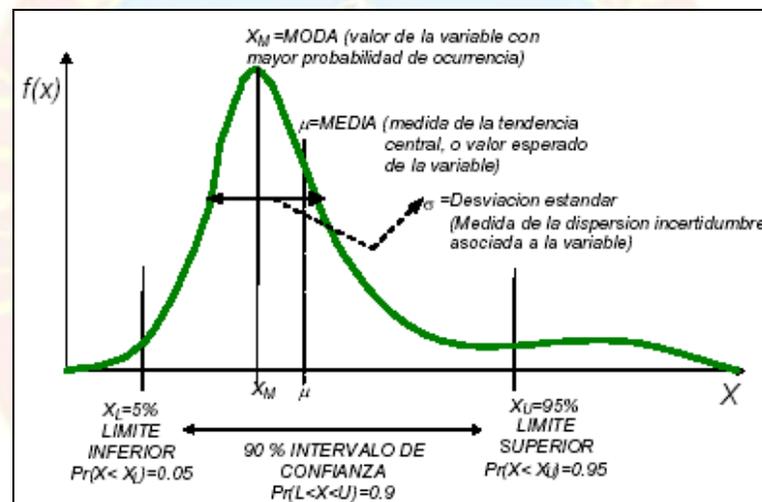


Gráfico 2.5 Características de una distribución de probabilidad.

Fuente: Yáñez, 2003

2.3.3.11 Distribuciones para Variables Aleatorias Continuas

➤ Distribución normal

“La distribución normal es la más conocida e importante de las distribuciones, y se puede reconocer por su forma de campana simétrica (gráfico 2.6, P 27). También

es conocida como “Campana de Gauss” o distribución Gaussiana. Sus parámetros son: media y desviación estándar” Yánez, M. (2003, p 80). Hay tres condiciones observables en las variables que siguen la distribución normal:

- a.- El valor más probable de la variable es el valor central, promedio o media de la distribución.
- b.- La variable podría, indistintamente, tomar un valor por debajo o por encima de la media (simetría alrededor de la media).
- c.- 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).

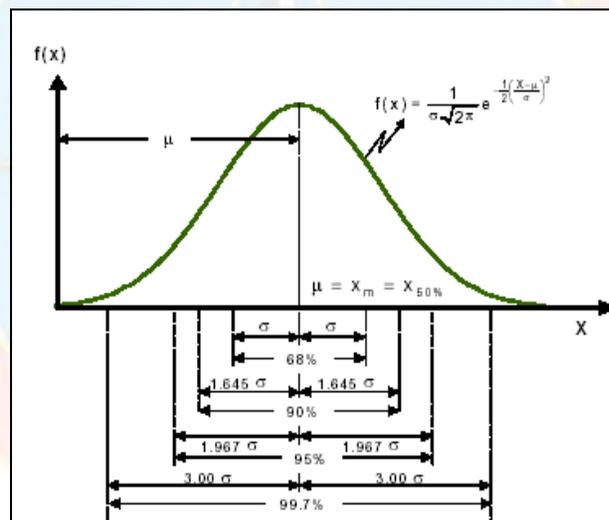


Gráfico 2.6 Distribución normal.

Fuente: Yánez, 2003

➤ **Distribución lognormal**

“La distribución lognormal (gráfico 2.7, P 28) 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 “ μ_t ” y la desviación estándar logarítmica σ_t ”. Yáñez, M. (2003, p 82)

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

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

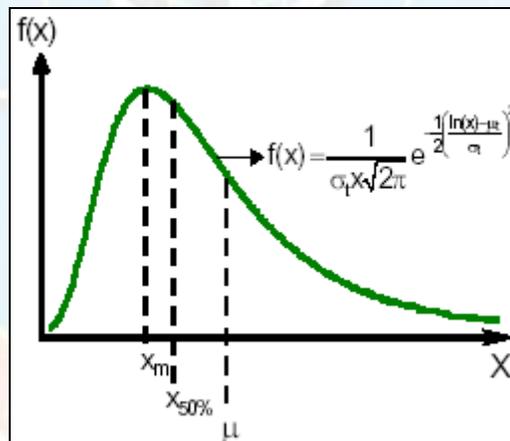


Gráfico 2.7 Distribución lognormal.

Fuente: Yáñez, 2003

➤ **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 (gráfico 2.8, P 29). 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 kiosco”. Yáñez, M. (2003, p 84)

El parámetro de la distribución exponencial es:

$$\text{Tasa } (\lambda): \lambda = \frac{\text{N}^\circ \text{ Eventos Observados}}{\text{Periodos de Observación}} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Hay una característica fundamental de las variables que siguen la distribución exponencial: “el número de ocurrencia de eventos por unidad de tiempo es aproximadamente constante”

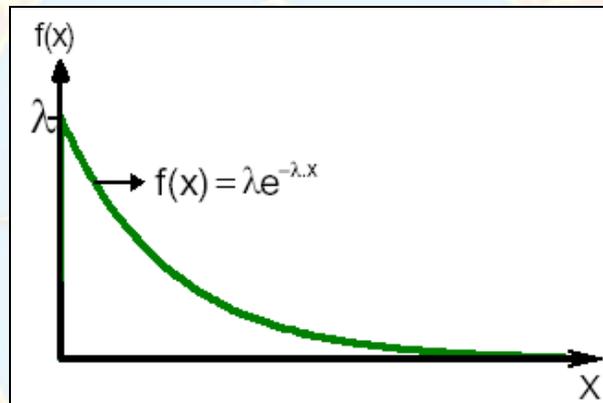


Gráfico 2.8 Distribución exponencial.

Fuente: Yáñez, 2003

➤ **Distribución Weibull**

“Es ampliamente usada en el estudio del tiempo de vida o tiempo para la falla de componentes mecánicos (gráfico 2.9). Los parámetros de la distribución Weibull son: forma (β) y escala (a). 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”. Yáñez, M. (2003, p 86)

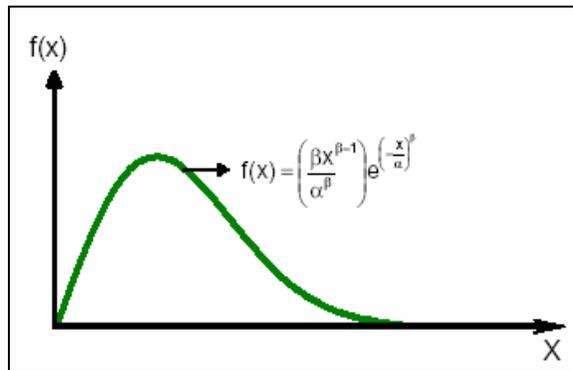


Gráfico 2.9 Distribución Weibull.

Fuente: Yáñez, 2003

➤ **Distribución beta**

“Es una distribución muy flexible para modelar probabilidades basadas en estadísticas Bayesianas. Por excelencia, es la distribución utilizada como conjugada de la distribución binomial en el proceso de inferencia Bayesiana. Es también 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 (gráfico 2.10)”. Yáñez, M. (2003, p 87)

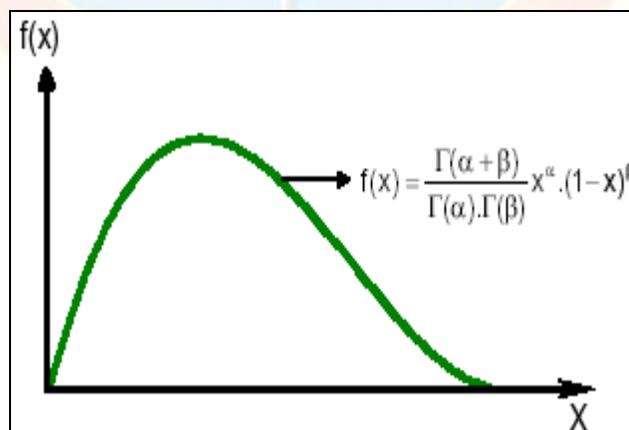


Gráfico 2.10 Distribución beta.

Fuente: Yáñez, 2003

Los parámetros que caracterizan a esta distribución son: alpha (α) y beta (β). Las dos condiciones que resaltan esta distribución son: a) la variable desconocida es un valor aleatorio entre 0 y 1. b) la forma de la distribución puede ser especificada mediante dos valores positivos.

➤ Distribución gamma

“Al igual que la distribución beta, gamma es una distribución muy flexible para modelar probabilidades basadas en estadísticas Bayesianas (gráfico 2.11, P 31). 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. Tiene gran aplicación en los análisis de confiabilidad. Los parámetros de esta distribución son: escala (α) y forma (β)”. Yáñez, M. (2003, p 88)

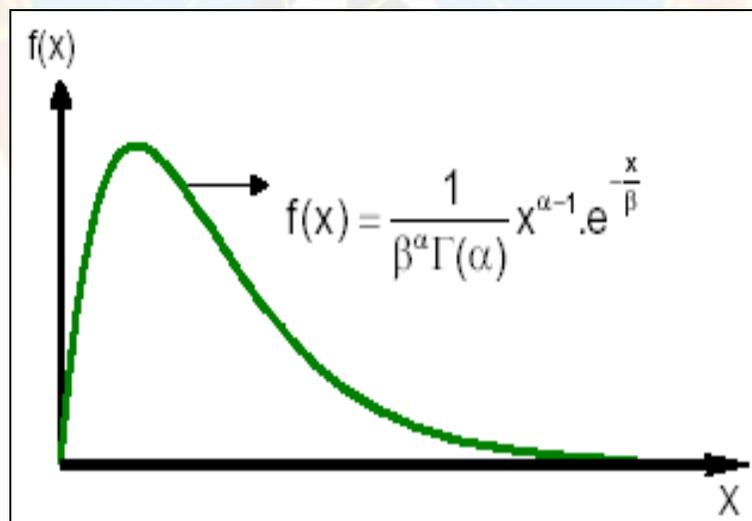


Gráfico 2.11 Distribución gamma.

Fuente: Yáñez, 2003

➤ Distribución triangular

“La distribución triangular ha sido ampliamente usada para modelar variables a partir de la opinión de expertos. Las variables caracterizables con este tipo de distribución son aquellas para las cuales es más probable observar valores cerca de su moda que cerca de los extremos. La estimación de un experto, sobre los probables valores de una variable, se expresa en base a tres valores: valor mínimo, valor más probable y valor máximo, que en la distribución triangular son utilizados como parámetros. (Gráfico 2.12), P 32” Yáñez, M. (2003, p 90)

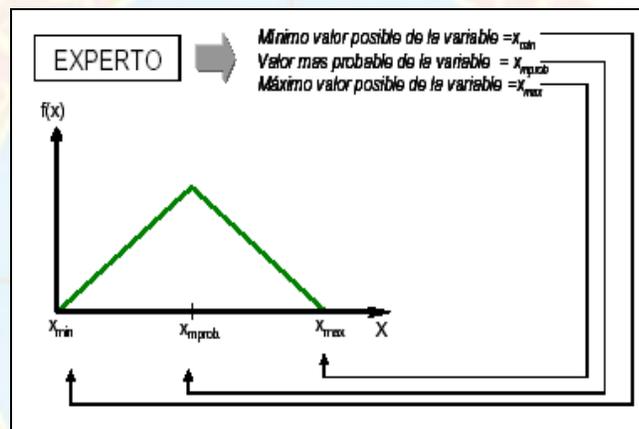


Gráfico 2.12 Distribución triangular.

Fuente: Yáñez, 2003

➤ Distribución uniforme

En esta distribución, todos los valores entre un mínimo y un máximo tienen la misma probabilidad de ocurrencia (gráfico 2.13). Sus parámetros son: mínimo = x_{\min} y máximo = x_{\max} . Las variables que siguen la distribución uniforme tienen las siguientes características:

a.- El valor mínimo es fijo.

- b.- El valor máximo es fijo.
- c.- Todos los valores entre el mínimo y el máximo tienen la misma probabilidad de ocurrencia.

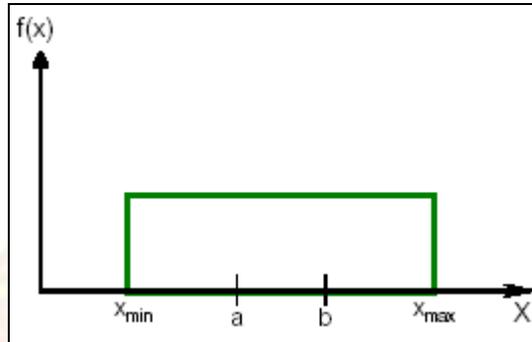


Gráfico 2.13 Distribución uniforme.

Fuente: Yáñez, 2003

2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

- **Distribución de probabilidad:** es una función matemática que representa los resultados que se van obteniendo en un experimento aleatorio; describe la forma en que se espera que varíen los resultados de dicho experimento. (Zylberberg, A. 2005)
- **Falla:** es una ocurrencia no previsible inherente al equipo y que impide que éste cumpla su misión. (Díaz, A. 1992, p.6)
- **Frecuencia de fallas:** relación entre el número total de equipos con fallas y el tiempo total acumulado durante el cual el conjunto de equipos fue observado. (Idem).
- **Probabilidad:** la probabilidad de un suceso o evento puede definirse como el valor numérico al que tiende la frecuencia relativa asociada al mismo a medida que el número de veces que se realiza el experimento crece. (Montgomery, D. 2003, p.28)

- **Simulación Montecarlo:** quizás ésta sea la herramienta más utilizada en la solución de modelos matemáticos donde las variables de entrada vienen dadas por distribuciones probabilísticas. La simulación de Montecarlo requiere la completa caracterización probabilística de las variables, es decir, debe definirse cuál es la distribución de probabilidades que mejor representa cada una de estas variables de entrada; a diferencia de otros métodos, la simulación de Montecarlo permite obtener la distribución completa de la variable de salida. (Yañez, M. 2002, p.120)



CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La investigación fue del tipo descriptiva, debido a que se evaluaron las fallas reportadas de las bombas electrosumergibles, pertenecientes a los campos de Petrodelta. Según Arias, F. (1999, p.20): “la investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno o grupo con el fin de establecer su estructura o comportamiento”.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El diseño de la investigación para determinar la frecuencia óptima de reemplazo de bombas a pozos completados con bombeo electrosumergible, en campos de Petrodelta fue documental, ya que los datos fueron recolectados de los reportes de servicios realizados a los pozos y sin manipular las variables deliberadamente. Al respecto, Arias, F. (1999, p.21) expresa “la investigación documental es aquella que se basa en la obtención de datos provenientes de materiales impresos u otros tipos de documentos”.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

3.3.1 Población

Según Arias, F. (2004, p.98) “la población es el conjunto de elementos con características comunes que son objeto de análisis y para los cuales serán válidas las conclusiones de la investigación”. La población para esta investigación fueron todos los pozos de los campos pertenecientes a la empresa Petrodelta, que poseían como

método de producción el bombeo electrosumergible (BES). Estos sumaron 176 pozos, distribuidos de la manera siguiente: Bombal: 3, El Salto: 7, Tucupita: 23, Temblador: 20, Isleño: 1 y Uracoa: 122.

3.3.2 Muestra

La muestra fue seleccionada mediante el muestreo no probabilístico, en vista de que su escogencia no fue aleatoria y dependió de la información de los reportes de servicios hechos a los pozos, ya que tal información era indispensable para la realización de la investigación. Al respecto, Arias, F. (1999, p. 24) indica “el muestreo no probabilístico es un procedimiento de selección en el que se desconoce la probabilidad que tienen los elementos de la población para integrar la muestra”.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

3.4.1 Identificación de las Variables que Intervienen con el Funcionamiento de las Bombas Electrosumergibles de los Campos de Petrodelta

Inicialmente, para llevar a cabo este objetivo se consideraron fuentes de información digitales e impresas ubicadas en el sistema corporativo del Departamento de Tecnología de Producción, evaluando para cada pozo:

- Estado mecánico

Esta etapa involucró la revisión de los archivos o carpetas de pozos con la finalidad de visualizar el estado mecánico de los pozos activos bajo estudio, de acuerdo a los diagramas de completación y diseños de BES operativos en los mismos.

➤ Variables de producción

Se obtuvo el comportamiento de producción de los pozos para el periodo comprendido desde el primero de enero de 1997 hasta el 31 de agosto de 2011. Entre los parámetros que se recopilaron están los siguientes: fecha de la prueba de producción, barriles de petróleo brutos por día (BFPD), barriles de petróleo netos por día (BNPPD), gas total, tasa de diluyente inyectado, relación gas petróleo (RGP), porcentaje de agua y sedimentos (%AyS), gravedad del crudo ($^{\circ}$ API), entre otros, esto mediante el programa Well Information.

➤ Variables operativas de los equipos de bombeo electrosumergible

Mediante los reportes de los servicios realizados a las bombas, se obtuvieron datos específicos de las mismas, tales como marca de la bomba, frecuencia de operación, número de etapas que poseen y la causa exacta de la falla, proporcionando una detallada base de datos.

Con los datos recopilados se realizaron gráficas con la información del número de fallas de cada uno de los equipos de subsuelo en los diferentes campos (fallas asociadas a cada modelo de bomba), para establecer la frecuencia de fallas en las bombas y las razones de ellas, luego del análisis de las gráficas se infirieron las variables más determinantes en el funcionamiento de las mismas.

3.4.2 Establecimiento de un Modelo Probabilístico de Costo-Riesgo para la Determinación de la Frecuencia Óptima de Reemplazo de Bombas Electrosumergibles en los Campos de Petrodelta

Para el desarrollo de este objetivo se estableció un modelo costo-riesgo adaptado a los campos bajo el manejo de la empresa mixta Petrodelta. Este modelo constó de una curva de costo, una de riesgo y una de impacto.

La primera estuvo constituida por todos aquellos costos que genera el mantenimiento de una bomba; para este caso fue dada por la sumatoria de las pérdidas de producción y costos de reparación.

$$\text{Costos} = \text{Pérdidas de producción} + \text{costos de reparación} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

La curva de riesgo fue definida como la probabilidad de falla de la bomba por la consecuencia que acarrea el fallo de la misma. Las consecuencias fueron definidas como la pérdida de producción y costo de reparación, debido a que son los eventos que ocurren al fallar un equipo BES.

$$\text{Riesgo} = \text{Prob. Falla} \times \text{Consecuencias} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

La curva de impacto es la sumatoria de las curvas de riesgo y costos. Esta curva muestra el punto óptimo en el cual se puede realizar el cambio del equipo BES que cause menos impacto a la empresa.

$$\text{Impacto} = \text{Riesgo} + \text{Costos} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

3.4.3 Selección de las Distribuciones Probabilísticas para las Variables Presentes en el Modelo Costo-Riesgo

Para la creación del modelo costo-riesgo fue necesario seleccionar el tipo de distribución probabilística más adecuado para las variables involucradas en dicho modelo. La realización de este objetivo constó de dos etapas:

La primera, consistió en la toma de los datos de las variables y su colocación en una base de datos en Excel y mediante el uso del programa Crystal Ball, se le asignó al conjunto de datos una distribución. El programa, mediante la comparación de las distribuciones de probabilidad generadas por los datos con las ya preestablecidas en

el software, seleccionó la distribución que más se ajustó a los mismos bajo el criterio del chi cuadrado, el cual mide la discrepancia entre una distribución observada y otra teórica.

La segunda etapa consistió en que, una vez se obtuvieron los resultados, se realizaron sensibilidades y se acudió a la opinión de expertos para validar la elección del programa. Se comparó el resultado de la etapa anterior con la definición teórica de cada uno de los resultados, validando o no la distribución escogida por el programa, lo que proporcionó un modelo más exacto y confiable.

3.4.4 Determinación de la Frecuencia Óptima de Reemplazo de Bombas, en Campos de Petrodelta, Mediante el Modelo Establecido

Para la consecución de este objetivo se realizaron dos modelos costo-riesgo, uno para cada empresa proveedora de equipos de bombeo electrosumergible (REDA y Centrilift), para un manejo más preciso en lo que a probabilidad de falla se refiere.

Los datos necesarios para la realización de los modelos (probabilidades de falla, costos, etc) fueron vaciados en una hoja de cálculo Excel. Luego se procedió a asignarles las distribuciones probabilísticas previamente seleccionadas a las variables, permitiendo al programa Crystal Ball realizar una simulación Montecarlo, la cual arrojó la distribución probabilística de las consecuencias. Mediante el análisis de la misma se pudieron conocer los percentiles 10, 50 y 90, que fueron utilizados como valores puntuales para realizar distintas curvas de riesgos con el empleo de la Ecuación 3.2, lo que permitió crear un rango de tiempo para el reemplazo de los equipos BES. El percentil 10 fue usado para crear la curva de riesgo bajo, el percentil 50 para demostrar un riesgo moderado (el que más posibilidades tiene de ocurrir), y el percentil 90 para mostrar un alto riesgo. La probabilidad de falla se extrajo del histograma de frecuencias generado por el Crystal Ball para la variable días operativos del equipo antes de fallar.

Los modelos utilizaron sólo un valor de costo, que fue dado por la media de las distribuciones de las variables en la Ecuación 3.1, ya que los costos de mantenimiento o reparación disminuyen a medida que se incrementan los periodos de intervención (para esta investigación fueron periodos de 200 días, lo que sumó un total de 4400 días y 22 periodos de intervención). Para mostrar el costo a distintos periodos de intervención, se dividió el mismo, obtenido de la Ecuación 3.1, entre el número de intervenciones que se deseaba mostrar. Esto se realizó para cada periodo de intervención.

Luego, se procedió a sumar las curvas de riesgo con las de costos, resultando en tres curvas distintas de impacto, cada una de las cuales arrojó un tiempo óptimo de reemplazo de bomba para cada marca utilizada por la empresa Petrodelta a distintos niveles de riesgo. Esto ayudó a establecer un rango de tiempo estimado para el reemplazo de equipos BES.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

3.5.1 Técnicas

➤ **Recopilación bibliográfica**

Permitió obtener la información necesaria para la elaboración de las bases teóricas del estudio, enfocando las fuentes para ubicar la información, entre ellas bibliotecas, hemerotecas, salas de estudio, trabajos anteriores, manuales, etc.

➤ **Entrevistas informales**

Se utilizaron como apoyo las entrevistas a ingenieros y personal técnico que labora en el Departamento de Tecnología de Producción, en la empresa Petrodelta, y quienes laboran con las empresas de servicios relacionadas al departamento.

3.5.2 Instrumentos

Entre los instrumentos y/o herramientas se tienen:

➤ **Carpetas de pozos**

Elementos de los archivos de la unidad de producción donde se encuentran los datos operacionales de los pozos, y se utilizaron para recopilar información acerca de la completación de estos en los campos de Petrodelta, como completación de los mismos y datos PVT.

➤ **Programa WellInformation**

Facilita información operacional y de instalación de los pozos de la empresa Petrodelta; Mediante su uso se pudo conocer el comportamiento de producción y las condiciones del pozo para cualquier fecha, historia de producción y yacimiento.

➤ **Programa Manager**

Forma parte del paquete de aplicaciones de producción de la empresa mixta Petrodelta, permitió la visualización de todo el historial de pruebas de producción realizadas a pozos.

➤ **Programa CrystalBall**

El programa Crystal Ball es una herramienta flexible, que puede aplicarse para resolver prácticamente cualquier problema en que la incertidumbre y variabilidad distorsionen las predicciones de una hoja de cálculo. Además de la simulación, puede usar los datos históricos para crear modelos predictivos y buscar las soluciones óptimas que tengan en cuenta la incertidumbre y las restricciones.

3.6 RECURSOS

➤ Recursos humanos

Constituyen todas aquellas personas especializadas que dieron un valioso apoyo y aporte a la consecución de este proyecto: el personal de la empresa mixta Petrodelta, en especial el Departamento de Tecnología de Producción, y en la Universidad de Oriente, el Asesor Académico y demás profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleo que prestaron su tiempo y asesoría en beneficio de este proyecto.

➤ Recursos materiales

La empresa mixta Petrodelta, suministró lo necesario con respecto a logística, información referente al proyecto, computadoras, impresoras y material de oficina

➤ Recursos financieros

El financiamiento de esta investigación fue realizado por la empresa mixta Petrodelta.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES QUE INTERVIENEN CON EL FUNCIONAMIENTO DE LAS BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES DE LOS CAMPOS DE PETRODELTA

Se revisó la documentación referida al estado mecánico de los pozos bajo el manejo de la empresa mixta Petrodelta, para saber cuáles de ellos poseía como método de levantamiento artificial el bombeo electrosumergible, dando como resultado que un 70% de pozos entre los campos Uracoa, Temblador, El Salto, Tucupita, Isleño y Bombal, usan este método de levantamiento artificial, predominando debido a los beneficios operacionales que posee, adaptándose a las condiciones de los pozos ubicados en los campos mencionados anteriormente, siendo así los seleccionados para el análisis en la investigación. Cabe destacar que el resto de los pozos utiliza como método de levantamiento artificial el sistema de bombeo por cavidades progresivas (BCP) en un 20%, y el 10% restante utiliza levantamiento artificial por gas (LAG) como método de producción.

Los equipos de bombeo electrosumergible utilizados en los pozos incluidos en la investigación fueron provistos por las compañías Schlumberger (REDA) y Centrilift, siendo estas mismas compañías las que realizan los servicios de mantenimiento a las bombas. A partir de los reportes de instalación y servicios realizados por las empresas a los pozos se obtuvieron datos de fecha de instalación, así como las fechas en que el equipo se detuvo, permitiendo sacar el tiempo de vida del mismo. Utilizando la información de producción de los pozos se descartaron todos aquellos reportes de servicio en los que la bomba haya fallado por causa externa al sistema, siendo una de las causas más comunes el arenamiento.

Se realizaron histogramas de frecuencia con los tiempos de vida de los equipos REDA y Centrilift (gráficos 4.1 y 4.2, respectivamente); esto arrojó como resultado la probabilidad de falla a través del tiempo para los equipos BES, de las marcas mencionadas.

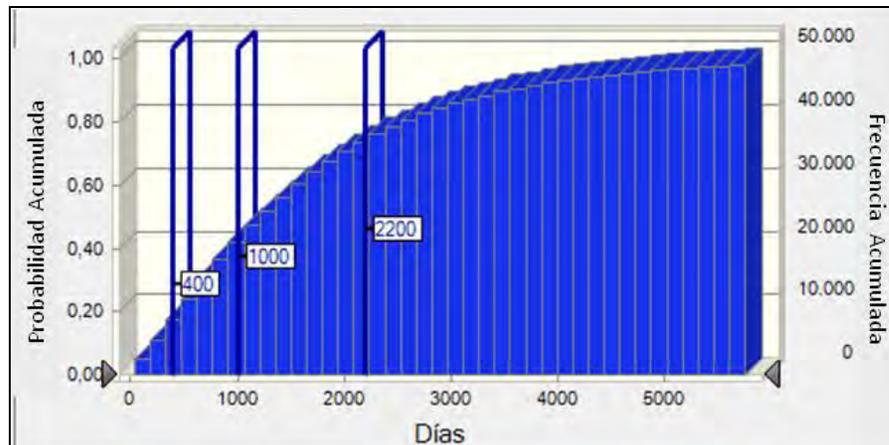


Gráfico 4.1 Histograma de frecuencia acumulada tiempo operativo antes de fallar, TOAF (REDA)

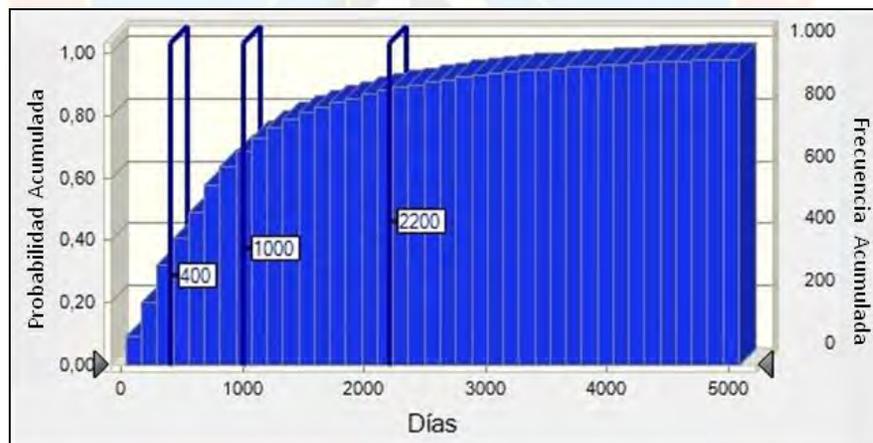


Gráfico 4.2 Histograma de frecuencia acumulada tiempo operativo antes de fallar, TOAF (Centrilift)

Basándose en los resultados mostrados en los gráficos anteriores, el histograma de frecuencia realizado a los equipos Centrilift reveló que a los 400 días tienen una probabilidad de falla del 29%, para los 1000 días es de 64% y para los 2200 días es

del 87%. Para el caso de la marca REDA la probabilidad de falla a los 400 días se ubicó en 10%, para los 1000 días ésta a un 34% y para los 2200 la probabilidad de falla se encontró en un 72%. Los histogramas de frecuencia de las marcas REDA y Centrilift mostraron que los primeros equipos poseen una menor frecuencia de falla que los segundos, esto basándose en el tiempo de vida de los mismos.

En cuanto a las fallas presentadas por los equipos de bombeo, se realizó un análisis a los reportes de instalación y servicios, arrojando los resultados visualizados en el gráfico mostrado a continuación:

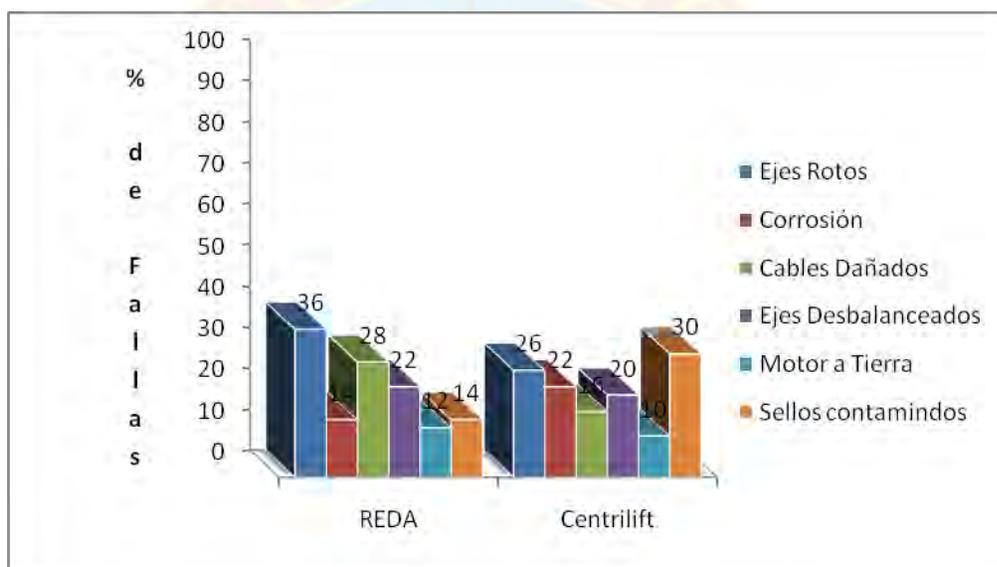


Gráfico 4.3 Factores de fallas en equipos BES

Los equipos marca REDA presentaron un 36% de fallas referidas a ejes rotos, un 28% de las fallas están relacionadas a cables dañados, un 22% tuvieron ejes desbalanceados, 14% de los equipos tuvieron sellos contaminados al igual que 14% mostraron señales de corrosión, y en el 12% restante de los equipos el motor se fue a tierra. En el caso de los equipos BES marca Centrilift, mostraron que un 30% presentaron sellos contaminados, el 26% tuvieron ejes rotos, un 22% presentó corrosión, el 20% ejes desbalanceados o con giro tosco, el 16% salió con cables dañados y un 10% con el motor ido a tierra.

Se infiere entonces, que un alto porcentaje de los equipos presentaron fallas por el desgaste normal, debido a los largos tiempo en operación (aproximadamente más de 500 días de funcionamiento continuo), ya que los factores que más se manifestaron fueron ejes rotos, ejes desbalanceados y cables dañados, lo que originó bajo rendimiento en el equipo de levantamiento, causando así problemas operacionales y posterior necesidad de intervenciones para servicios y mantenimientos.

4.2 ESTABLECIMIENTO DE UN MODELO PROBABILÍSTICO DE COSTO-RIESGO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA FRECUENCIA ÓPTIMA DE REEMPLAZO DE BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES EN LOS CAMPOS DE PETRODELTA

Para la construcción del modelo costo-riesgo se empleó la curva de costos, utilizando la ecuación 3.1 descrita en el procedimiento metodológico de esta investigación.

Se presentaron las pérdidas de producción como costos, debido a que una vez parado un pozo, por fallas en los equipos de bombeo, todo lo que no produjo por estar detenido se entiende como un costo generado a la empresa. Luego de varios análisis se definieron las pérdidas de producción de la siguiente manera:

$$\text{Pérdidas de producción} = \text{BNPD} \times \text{TPPR} \times \text{Precio de Venta} \times \text{Paridad} \text{ (Ec. 4.1)}$$

Mediante esta ecuación fue posible describir las pérdidas de producción generadas por el cierre a los pozos, necesario para realizarles el mantenimiento a las bombas, donde los barriles normales de petróleo por día (BNPD) se extrajeron del histórico de producción de los pozos y se sacó un promedio de las pruebas realizadas desde el día de arranque de la bomba hasta el día de falla, para obtener un estimado de los barriles producidos diariamente durante el periodo operativo de la bomba.

El tiempo promedio para reparar la bomba (TPPR), se manejó bajo un rango sugerido por la Superintendencia de Tecnología de Producción de Petrodelta, que de acuerdo a su experiencia está dado por un mínimo de dos (2) días, representando las intervenciones a pozos con alta productividad (más de 800 BNPD) que necesitan ser reactivados lo más rápido posible; el tiempo más probable que se toma una reparación es de cuatro (4) días, éste es el promedio de la empresa para realizar las intervenciones, y se tomó un tiempo de ocho (8) días, que representa el tiempo de intervención para pozos de baja productividad (estos pozos tienen poca prioridad para ser reparados por su bajo aporte).

Para el precio de venta del barril de petróleo se estudiaron las fluctuaciones de la cesta OPEP para dar con el rango más apegado a la realidad de los últimos meses. El precio de venta tuvo como mínimo 102 \$ el barril y un máximo de 110 \$ por barril, siendo el más probable 107 \$ el barril.

La paridad se utilizó para visualizar las pérdidas en Bolívares y se estableció en 4,3 Bs/\$, ya que éste es el valor oficial de cambio a la fecha de realización de la investigación.

Los costos de reparación fueron proporcionados por el Departamento de Perforación, donde se muestra el costo total de una reparación de pozo. En éste se incluyen todas aquellas actividades necesarias para la reparación del pozo, como la movilización del taladro, pago al personal, costo de equipos. Se llegó a determinar que el costo mínimo de reparación es de 307305,425 Bs, el más probable es 439007,75 Bs y un máximo de 570710,075 Bs. Estos valores fueron tomados como el rango de dicha variable.

Para la curva de riesgo (ec. 3.2), se definió la probabilidad de falla como la posibilidad de que el equipo falle durante el tiempo y se obtuvo a través de los histogramas de frecuencia acumulada del tiempo operativo antes de fallar (TOAF).

Las consecuencias fueron definidas de la misma manera que los costos, ya que para el caso de la investigación las consecuencias de la falla de una bomba acarrearán pérdidas de producción y costos de reparación.

$$\text{Consecuencias} = \text{Pérdidas de Producción} + \text{Costos de reparación} \quad (\text{Ec. 4.2})$$

Debido a que posee las mismas variables que los costos, se utilizaron los mismos criterios para la determinación de las consecuencias.

Basándose en las variables mencionadas se estableció el modelo costo – riesgo para determinar la frecuencia óptima de intervenciones a pozos, el cual se muestra a continuación:

$$\text{Costos} = \text{Pérdidas de producción} + \text{costos de reparación} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

$$\text{Riesgo} = \text{Prob. Falla} \times \text{Consecuencia} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

$$\text{Impacto} = \text{Riesgo} + \text{Costos} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

4.3 SELECCIÓN DE LAS DISTRIBUCIONES PROBABILÍSTICAS PARA LAS VARIABLES PRESENTES EN EL MODELO COSTO-RIESGO

El modelo costo-riesgo elegido contó con cinco (5) diferentes variables, a las cuales, de acuerdo a su comportamiento real, se le otorgaron distribuciones probabilísticas para ser usadas en la simulación Montecarlo. Se vaciaron los datos en Excel, luego, estos fueron clasificados por pozos con bombas REDA y pozos con bombas Centrilift. A partir de aquí se procedió a utilizar el Crystal Ball para que éste eligiera la mejor distribución para cada uno de esos conjuntos de datos.

- **Barriles normales de petróleo por día (BNPD)**

Tanto para el modelo REDA como para el modelo Centrilift los datos, al ser analizados por Crystal Ball, arrojaron una distribución lognormal. El programa, haciendo uso del criterio chi cuadrado, proporcionó un valor de 7,4545 para la distribución lognormal en contra de 18,0909 para la distribución gamma, que quedó como segunda opción en el modelo REDA. (Figura 4.2).

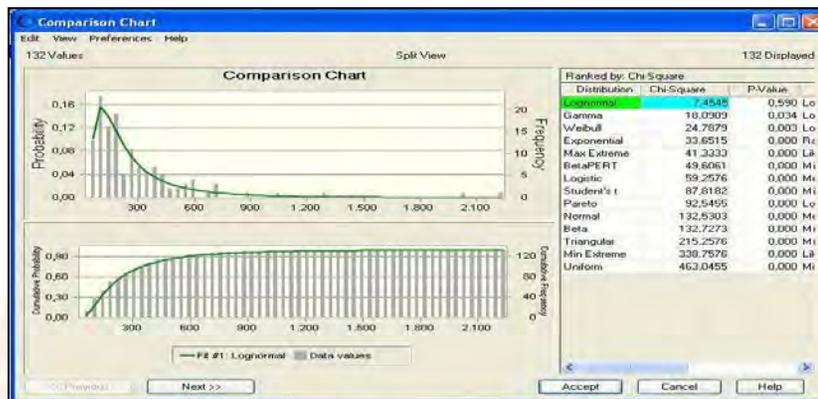


Figura 4.1 Tabla de comparación de distribución para BNPD (REDA)

Para el modelo Centrilift, el Crystal Ball proyectó como primera opción una distribución lognormal, obteniendo un valor de 20,3855 con la relación chi cuadrado; la segunda opción del simulador fue una distribución gamma, con 31,0120. (Figura 4.3)

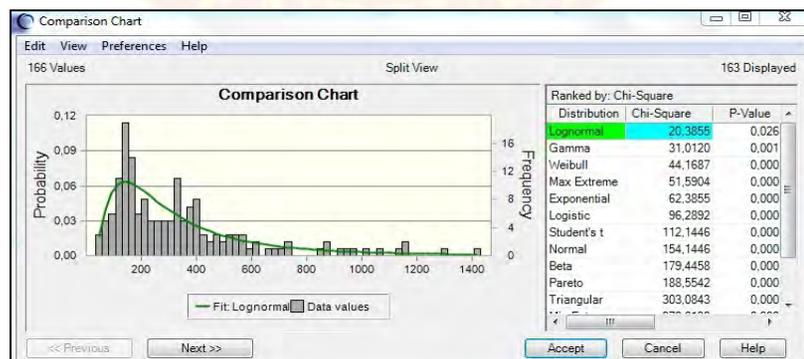


Figura 4.2 Tabla de comparación de distribución para BNPD (Centrilift)

El estudio teórico de la variable demostró que la elección del simulador fue correcta, ya que la distribución lognormal se utiliza para casos donde el valor crezca sin límites pero no tome valores negativos y muestre una alta tendencia hacia los valores mínimos. Este es el caso de los barriles normales producidos por día, donde la moda se encuentra hacia los valores más pequeños. Los gráficos 4.4 y 4.5 muestran las distribuciones obtenidas para ambas marcas de bombas.

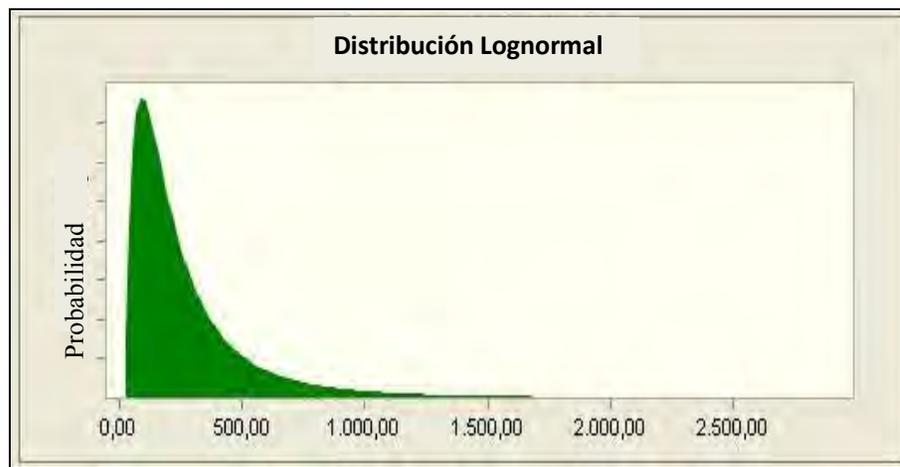


Gráfico 4.4 Distribución probabilística BNPD (REDA)

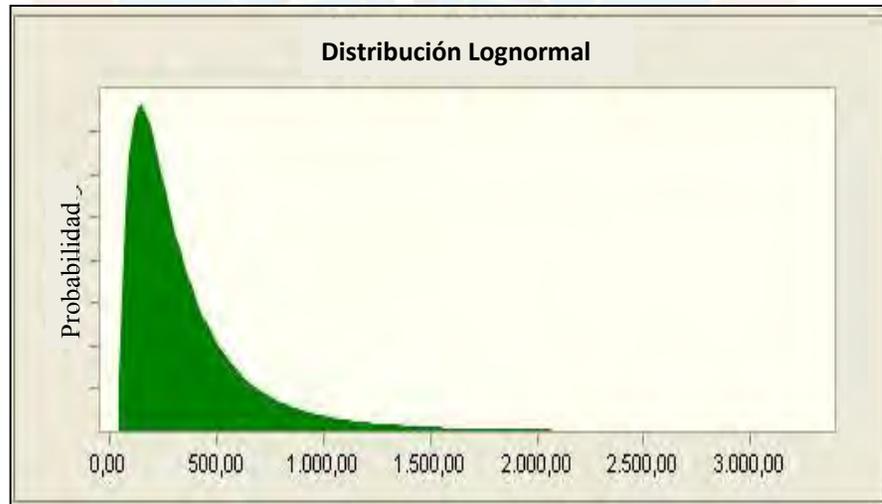


Gráfico 4.5 Distribución probabilística BNPD (Centrilift)

Las distribuciones presentaron las características expuestas en la tabla 4.1, P 50.

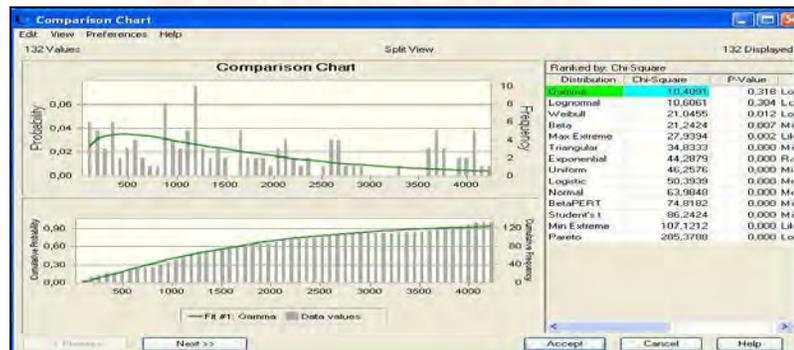
Tabla 4.1 Estadísticas de las distribuciones BNPD

	REDA	Centrilift
Media	287,46	371,30
Mediana	196,26	267,24
Moda	98,37	141,7
Desviación estándar	304,66	355,21
Varianza	92.817,44	126.174,57
Oblicuidad	5,10	41,11
Coefficiente de variación	1,06	0,9567
Mínimo	26,59	16,36

Como se puede notar ambas distribuciones fueron sesgadas a la derecha, presentaron una moda en 98,37 para la REDA y 141,7 en la Centrilift, lo que indicó que las bombas Centrilift se encuentran generalmente en pozos de mayor producción. La oblicuidad y la desviación estándar mostraron que las bombas REDA producen una mayor cantidad de pozos cercanos a su media (287,46 BNPD) que las bombas Centrilift.

➤ **Tiempo operativo antes de fallar (TOAF)**

Para el modelo REDA, la distribución gamma obtuvo un 10,4091 usando la relación chi cuadrado; detrás de ésta quedó la distribución lognormal con 10,6061 y la Weibull con 21,0455 por lo que la que mejor se ajustó fue la gamma siendo la que se ubicó más cerca de 1. (Figura 4.4)

**Figura 4.3** Tabla de comparación de distribución para TOAF (REDA)

Para el modelo Centrilift se eligió una distribución lognormal por ser la que mejor se ajustaba al conjunto de datos, con un 12,1205 de ajuste con el chi cuadrado y en segundo lugar quedó la distribución gamma con 12,4578. (Figura 4.5)

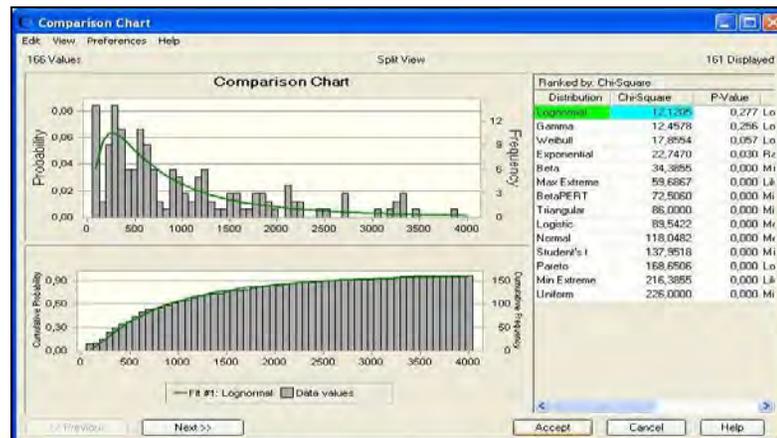


Figura 4.4 Tabla de comparación de distribución para TOAF (Centrilift)

En lo que al ajuste teórico se refiere, fueron elegidas dos distribuciones similares y frecuentemente utilizadas en el análisis de confiabilidad.

La distribución gamma es muy flexible y es considerada como la distribución del tiempo que transcurre hasta la ocurrencia de un evento, en este caso una falla, por lo que es perfecta para éste. (Gráfico 4.6)

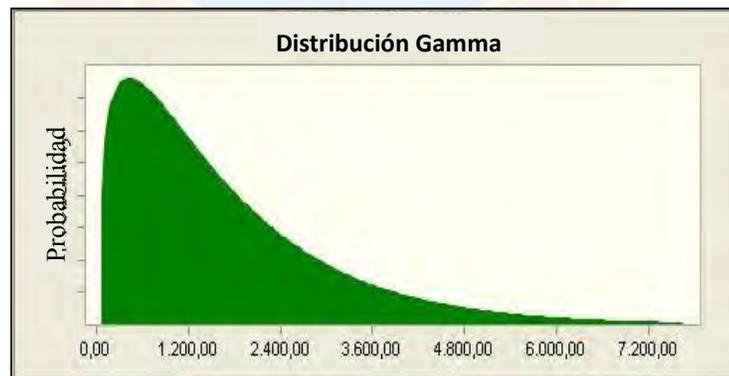


Gráfico 4.6 Distribución probabilística TOAF (REDA)

En lo que respecta a la distribución lognormal, se ajustó mejor esta distribución porque el conjunto de datos presentó una moda en los valores bajos. (Gráfico 4.7)

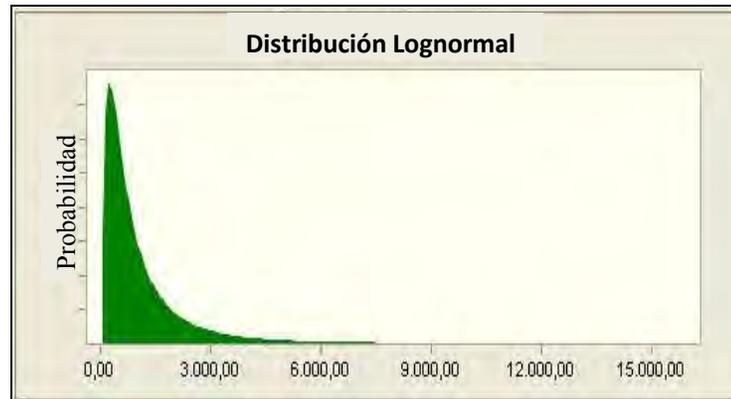


Gráfico 4.7 Distribución probabilística TOAF (Centrilift)

Las distribuciones se construyeron usando los siguientes datos:

Tabla 4.2 Estadísticas de las distribuciones TOAF

	REDA	Centrilift
Media	1.698,67	1.159,73
Mediana	1298,70	694,64
Desviación estándar	1.453,40	1.550,52
Varianza	2.112.366,49	2.404.109,48
Oblicuidad	1,75	6,41
Coefficiente de variación	0,8556	1,34
Mínimo	40,09	0,98

Lo que la tabla 4.2 muestra es que ambas curvas están sesgadas a la derecha. Las bombas REDA tienen un tiempo operativo mayor a las bombas Centrilift es por esto que la oblicuidad y desviación estándar es menor en las primeras bombas, esto se debió en parte a que muchas bombas Centrilift presentaron una falla en un tiempo relativamente corto (menores a 100 días).

➤ **Tiempo promedio para reparar (TPPR), costo de reparación y precio de venta**

Debido a que estas variables no dependen del modelo de bomba, se utilizaron las mismas para ambos modelos. Éstas no se ajustaron, ya que se contó con la opinión de expertos (personal de la superintendencia de Tecnología de Producción, Gerencia de Perforación y la gerencia de Finanzas de la empresa Petrodelta) para su construcción, quienes recomendaron el empleo de la distribución triangular.

El tiempo promedio para reparar se construyó a partir de los tiempos proporcionados por el personal de la Superintendencia de Tecnología de Producción de Petrodelta, estos se basaron en la productividad de los pozos para definir la prioridad para ser reparados, así como se muestra en el gráfico 4.8.

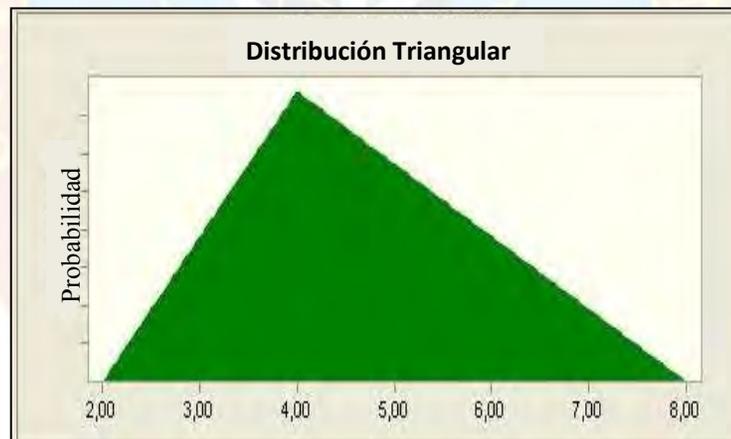


Gráfico 4.8 Distribución probabilística TPPR

Los costos de reparación fueron proporcionados por el personal de la Gerencia de Perforación de Petrodelta, quienes son los encargados de realizar las reparaciones a los pozos. (Gráfico 4.9)

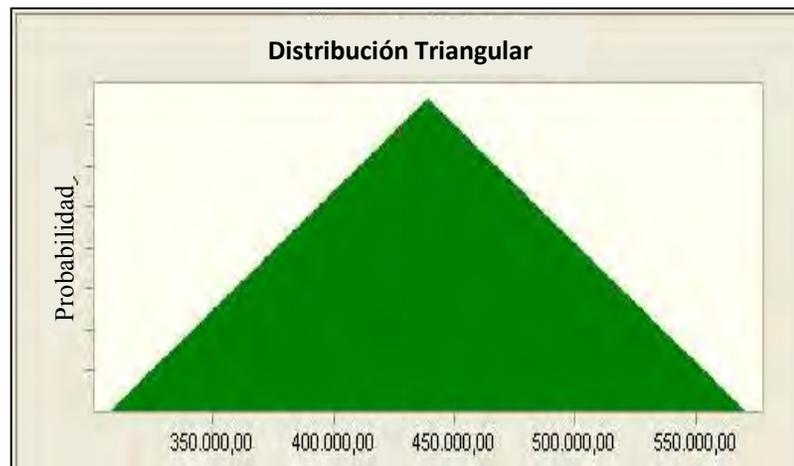


Gráfico 4.9 Distribución probabilística costos de reparación

El rango del precio del crudo fue obtenido mediante el estudio de los precios según OPEP, desde el 31 de agosto de 2010 hasta el 31 de agosto de 2011, luego, la Gerencia de Finanzas de Petrodelta avaló el rango, que va desde un precio mínimo de 102 \$ hasta un máximo de 110 \$, teniendo como valor más probable a 107 \$. (Gráfico 4.10)

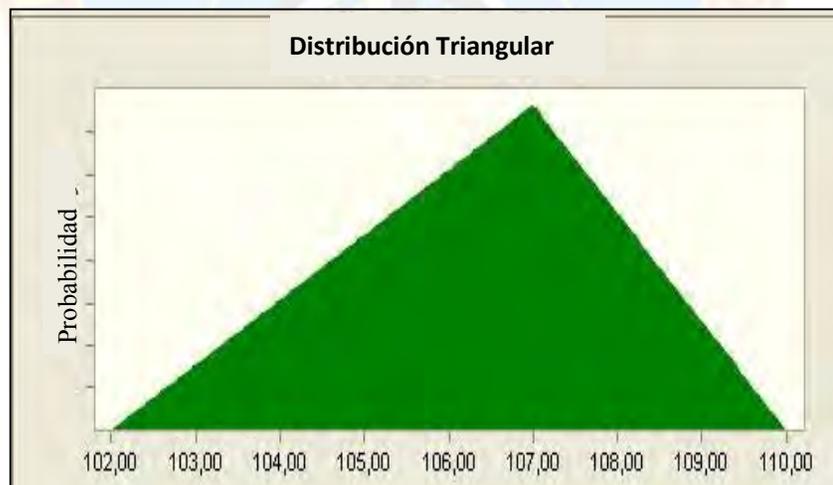


Gráfico 4.10 Distribución probabilística precio de venta del petróleo

4.4 DETERMINACIÓN DE LA FRECUENCIA ÓPTIMA DE REEMPLAZO DE BOMBAS, EN CAMPOS DE PETRODELTA, MEDIANTE EL MODELO ESTABLECIDO

Una vez vaciados los datos y asignadas las distribuciones se procedió a la construcción de los modelos costo-riesgo.

➤ **Modelo REDA**

Se creó el histograma del tiempo operacional antes de fallar (TOAF) extraído de la tabla A.1 del apéndice A, y se procedió al cálculo de la probabilidad de falla a través del tiempo. Se visualizó que las bombas REDA tienen una vida promedio de 1311 días. El gráfico 4.11 muestra la curva de confiabilidad.

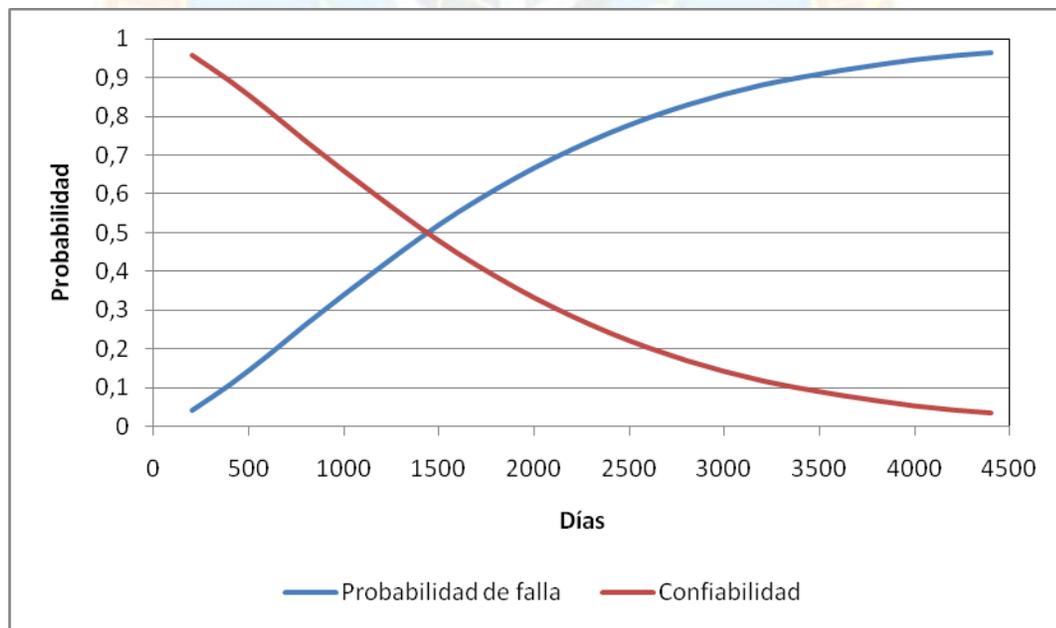


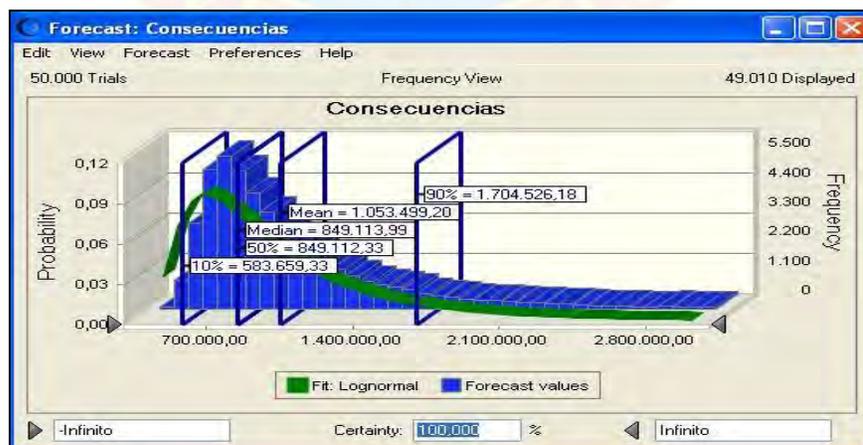
Gráfico 4.11 Curva de confiabilidad (REDA)

Mediante la curva se pudo observar que las bombas REDA tienen una probabilidad de falla del 50% aproximada a los 1400 días.

Tabla 4.3 Confiabilidad y probabilidad de falla (REDA)

Días	Prob. De falla	Confiabilidad
200	0,04094	0,95906
400	0,10779	0,89221
600	0,18327	0,81673
800	0,26374	0,73626
1000	0,34014	0,65986
1200	0,41416	0,58584
1400	0,48649	0,51351
1600	0,55291	0,44709
1800	0,61243	0,38757
2000	0,66683	0,33317
2200	0,71489	0,28511
2400	0,75811	0,24189
2600	0,79581	0,20419
2800	0,82862	0,17138
3000	0,85674	0,14326
3200	0,88092	0,11908
3600	0,91734	0,08266
3800	0,93199	0,06801
4000	0,9456	0,0544
4200	0,95582	0,04418
4400	0,96379	0,03621

Luego se realizó la simulación, y las consecuencias para este modelo mostraron una media de 1.053.499,20 Bs. y una mediana de 849.113,99 Bs. El percentil 10 fue 583.659,33 Bs., el percentil 50 fue 849.112,33 Bs. y el 90 fue 1.704.526,18 Bs. Estos se utilizaron para crear tres distintas curvas de riesgo (Figura 4.6).

**Figura 4.5** Distribución de las consecuencias (REDA)

Se construyó la curva de costos con la media de las consecuencias para un periodo de 4400 días; luego, se les sumó cada una de las curvas de riesgo para crear tres (3) curvas de impacto, para mostrar el mismo a distintos niveles de riesgo. Los resultados completos se muestran en la tabla A.2 del apéndice A.

Con el percentil 10 simulando un riesgo leve, se obtuvo que el tiempo óptimo de mantenimiento es de 1000 días, donde se muestra un riesgo de 198.525,88 Bs. en contra de un costo de 210.699,84 Bs. (Gráfico 4.12)

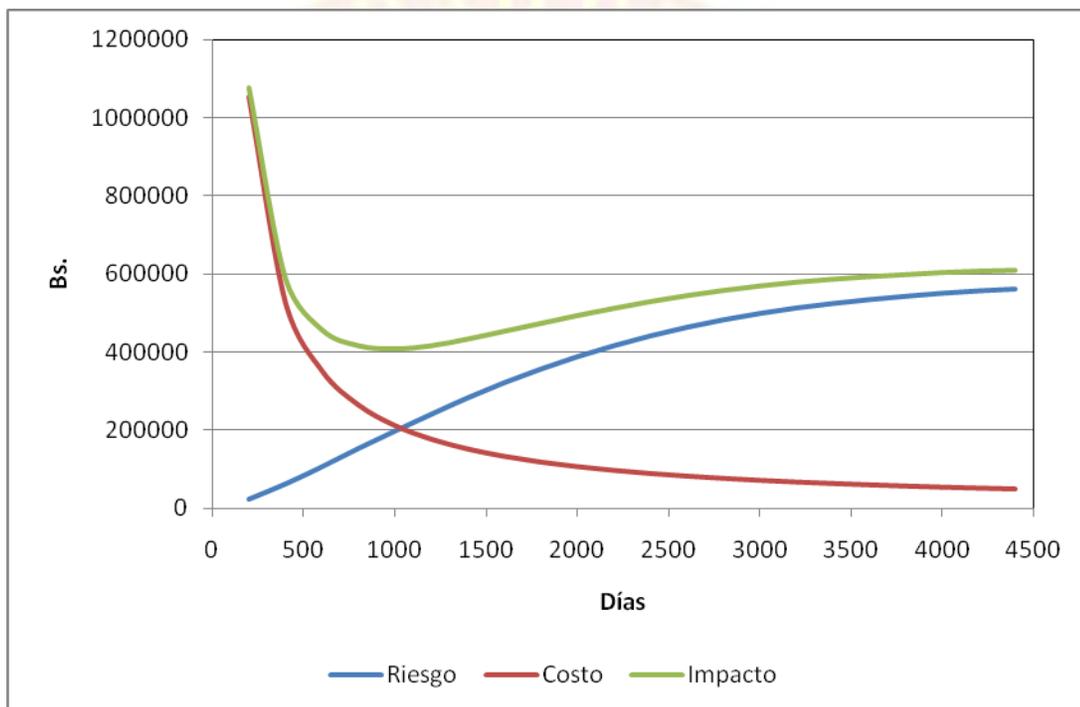


Gráfico 4.12 Modelo costo-riesgo, riesgo leve (REDA)

Para un riesgo moderado se utilizó la curva de riesgo construida con el percentil 50 de las consecuencias arrojadas por el simulador; se obtuvo que el tiempo de intervención óptimo es de 800 días, con un riesgo de 223.944,88 Bs. y un costo de 263.374,8 Bs. (Gráfico 4.13)

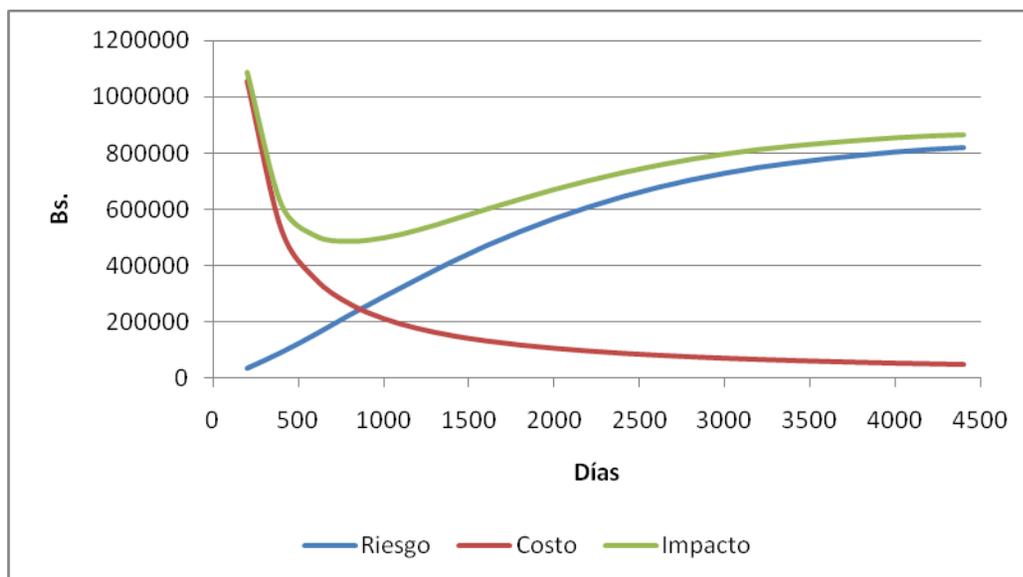


Gráfico 4.13 Modelo costo-riesgo, riesgo moderado (REDA)

Con el percentil 90 se construyó la curva de alto riesgo, la cual sumada a los costos generó la curva de impacto; ésta mostró que el periodo óptimo de intervención para una bomba REDA debe ser de 600 días, presentando un riesgo de 312.388,513 Bs. y un costo de 351.166,4 Bs. (Gráfico 4.14)

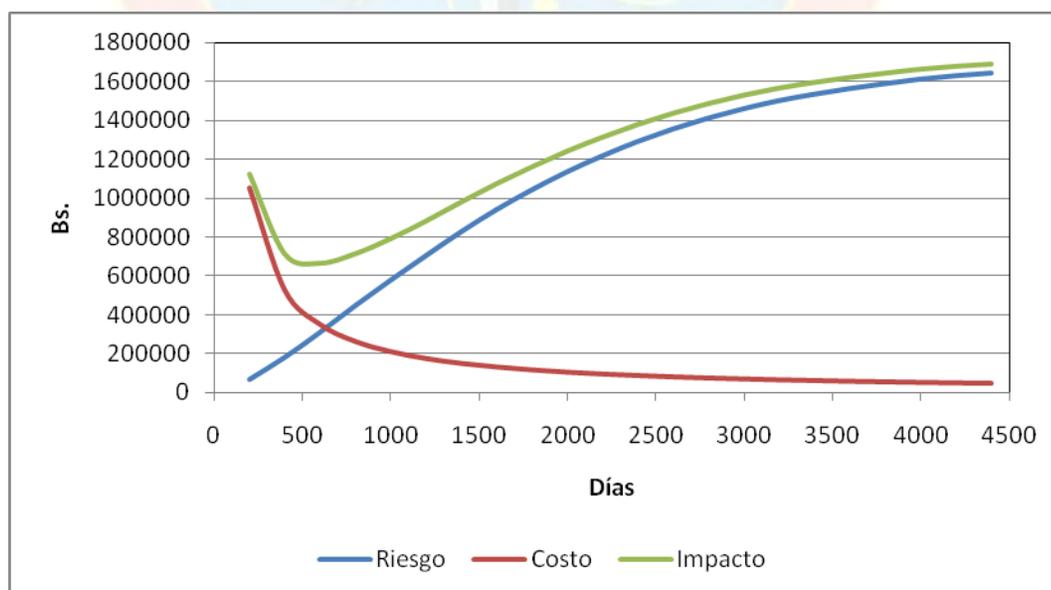


Gráfico 4.14 Modelo costo-riesgo, riesgo alto (REDA)

➤ **Modelo Centrilift**

El histograma de frecuencia para el modelo arrojó que las bombas Centrilift tienen un promedio de vida de 697 días. Del histograma se obtuvo la confiabilidad de los equipos Centrilift. El gráfico 4.15 muestra la curva. Los datos utilizados para la creación del histograma provinieron de la tabla B.1, apéndice B.

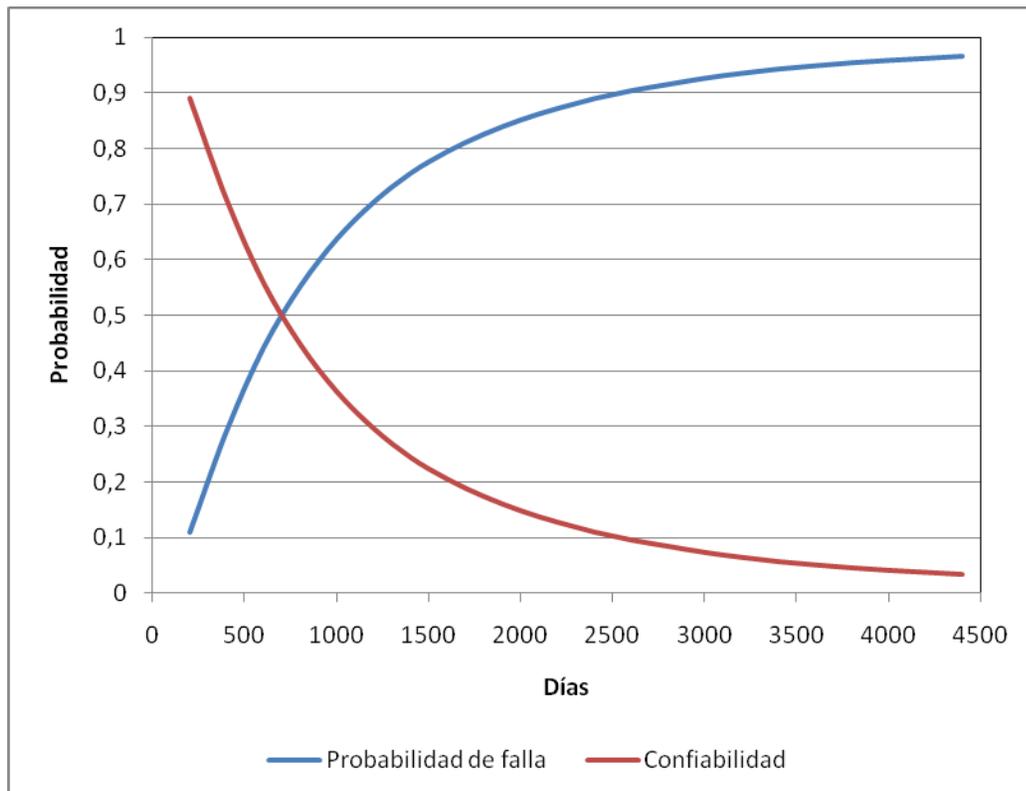


Gráfico 4.15 Curva de confiabilidad (Centrilift)

Se observó que los equipos Centrilift tienen una probabilidad de falla del 50% a aproximadamente 700 días.

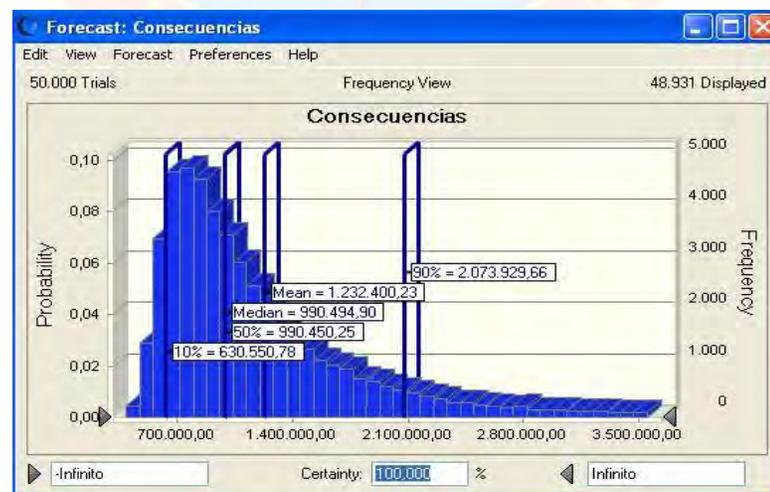
Tabla 4.4 Confiabilidad y probabilidad de falla (Centrilift)

Días	Prob. De falla	Confiabilidad
200	0,10956	0,89044
400	0,29187	0,70813
600	0,44099	0,55901

Tabla 4.4 Confiabilidad y probabilidad de falla (Centrilift/Continuación)

Días	Prob. De falla	Confiabilidad
800	0,55171	0,44829
1000	0,63733	0,36267
1200	0,70318	0,29682
1400	0,75521	0,24479
1600	0,79416	0,20584
1800	0,82556	0,17444
2000	0,85114	0,14886
2200	0,87175	0,12825
2400	0,8894	0,1106
2600	0,90367	0,09633
2800	0,91494	0,08506
3000	0,92599	0,07401
3200	0,93487	0,06513
3400	0,94247	0,05753
3600	0,9484	0,0516
3800	0,95376	0,04624
4000	0,95819	0,04181
4200	0,96172	0,03828
4400	0,96549	0,03451

Luego de realizada la simulación Montecarlo, se analizó la distribución de las consecuencias reportadas por el programa, el cual presentó una media de 1.232.400,23 Bs. y una mediana de 990.494,90 Bs. El percentil 10 fue 630.550,78 Bs., el percentil 50 fue 990.450,25 Bs. y el 90 de 2.073.929,66 Bs. Estos se utilizaron para representar tres distintas curvas de riesgo. (Figura 4.7)

**Figura 4.6** Distribución de las consecuencias (Centrilift)

Igualmente, se construyó la curva de costos con la media de las consecuencias para un periodo de 4400 días. Los resultados se muestran en la tabla B.2 del apéndice B.

Utilizando el percentil 10 de la distribución de las consecuencias se construyó el modelo de riesgo leve, éste develó que el tiempo óptimo de intervención es de 1100 días, con un costo de 246.480,046 Bs. y un riesgo de 401.868,93 Bs. (Gráfico 4.16)

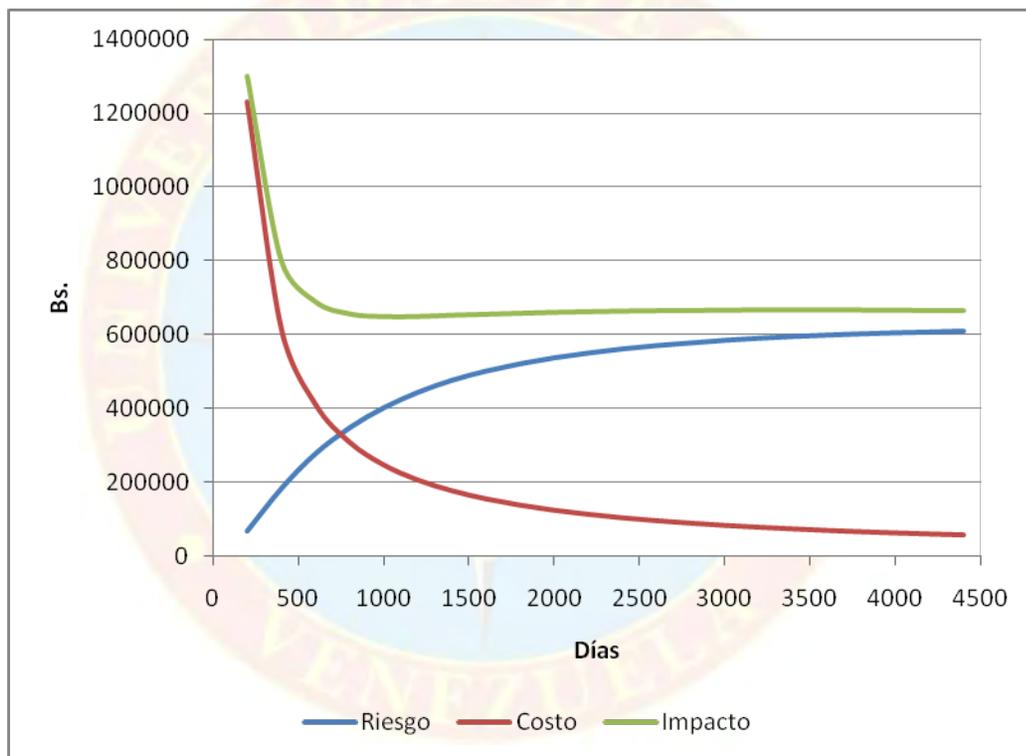


Gráfico 4.16 Modelo costo-riesgo, riesgo leve (Centrilift)

Con el riesgo moderado se tuvo como resultado 600 días como el tiempo óptimo de intervención, con unos costos de 410.800,08 Bs. y un riesgo de 436.778,66 Bs. para un impacto total de 847.578,73 Bs. En el gráfico 4.17 se muestra el modelo costo-riesgo construido con el percentil 50.

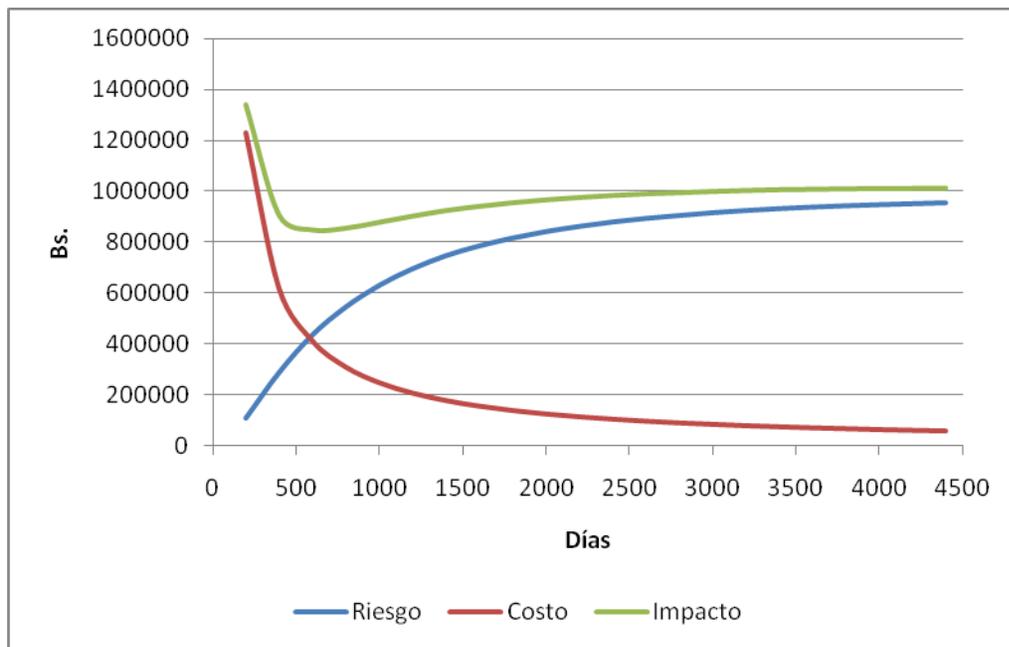


Gráfico 4.17 Modelo costo-riesgo, riesgo moderado (Centrilift)

El percentil 90 de la distribución de las consecuencias fue utilizado para crear la curva de alto riesgo y adicionando los costos resultó que el tiempo óptimo para la intervención fue de 420 días. (Gráfico 4.18)

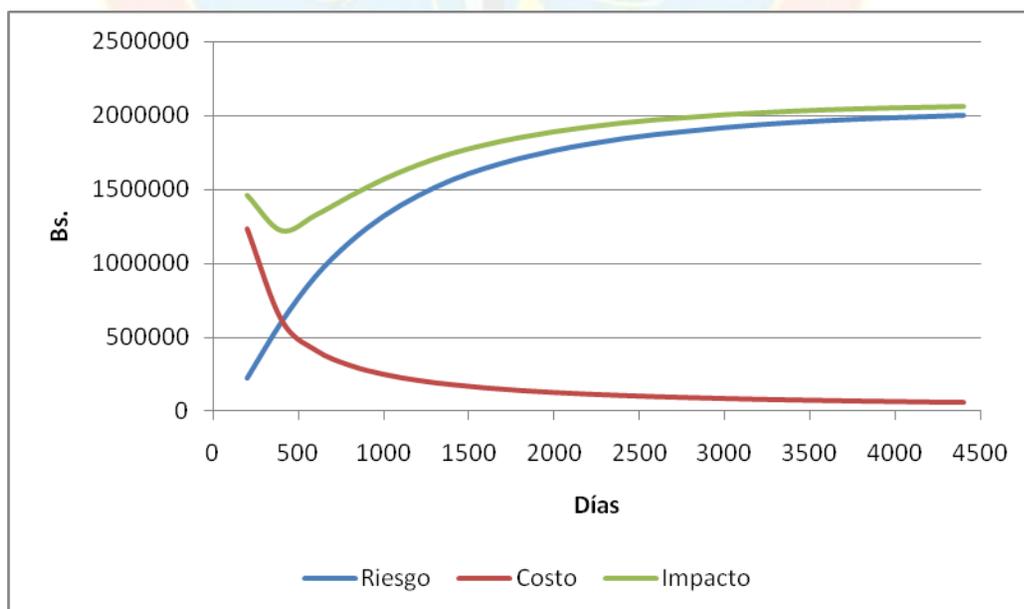


Gráfico 4.18 Modelo costo-riesgo, riesgo alto (Centrilift)

Tabla 4.5 Resumen de resultados del modelo REDA.

	Costo (Bs.)	Riesgo (Bs.)	Impacto (Bs.)	Tiempo Óptimo (Días)
Riesgo leve	210699,84	198525,8845	409225,725	1000
Riesgo moderado	263374,8	223944,8859	487319,686	800
Riesgo alto	351166,4	312388,513	663554,913	600

Tabla 4.6 Resumen de resultados del modelo Centrilift.

	Costo (Bs.)	Riesgo (Bs.)	Impacto (Bs.)	Tiempo Óptimo (Días)
Riesgo leve	246.480,046	401.868,93	648348,975	1100
Riesgo moderado	410.800,08	436.778,66	847.578,73	600
Riesgo alto	616200,115	605317,85	1221517,96	420

Se puede observar en las tablas 4.5 y 4.6 que las bombas REDA arrojaron, en términos generales, tiempos de intervenciones mayores a los de las bombas Centrilift y que sin importar el nivel de riesgo las primeras muestran el menor impacto al negocio.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Las fallas más frecuentes en los equipos BES son ejes rotos o desbalanceados (58% equipos REDA y 46% equipos Centrilift).
- Los equipos REDA poseen una menor frecuencia de falla promedio que los Centrilift. La curva de costos posee las mismas variables que las consecuencias.
- El análisis del modelo costo-riesgo permitió determinar el período o frecuencia óptima para la realización de la actividad de mantenimiento considerando mínimo impacto en el negocio.
- Según el modelo, la frecuencia óptima de intervención recomendada a pozos con equipos marca REDA va en un rango de 600 días hasta los 1000 días; mientras que para los equipos Centrilift oscila en un rango entre 420 días y 1100 días.

5.2 RECOMENDACIONES

- Asegurar la confiabilidad de la data de estudio, ya que de ello depende la veracidad de los resultados que se obtengan.
- Actualizar la información del historial de fallas en tiempo real, para garantizar la transparencia de la información contenida en él.
- Aplicar el modelo de optimización (costo-riesgo) para determinar el período o frecuencia óptima para la realización de cualquier actividad de mantenimiento, logrando de esta manera el máximo beneficio con mínimo impacto en el negocio.

- Considerar el riesgo en cualquier actividad con el propósito de soportar el proceso de toma de decisiones
- La manipulación de los datos en el momento de calcular la confiabilidad es un punto importante a tomar en cuenta, se debe caracterizar muy bien el equipo para determinar el tipo de distribución.
- Sensibilizar el tiempo de vida promedio para cada equipo, en función del tiempo y la incorporación de nuevos datos, o bien hacer cálculos por pozos o áreas en lugar de campos completos para obtener una mejor aproximación.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AJMAD, D. (2008). “Propuesta para la reducción de la frecuencia de fallas en los accesorios del cabezal de pozo del área Carito, Punta de Mata”. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente. Núcleo Monagas. 105 pp.

ÁNGULO, Y. (2007). “Determinación del tiempo promedio de vida para equipos de levantamiento artificial utilizados en el distrito social morichal a través de indicadores de confiabilidad”. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente. Núcleo Monagas. 128 pp.

ARIAS, F. 1999. El Proyecto de investigación. Introducción a la Metodología Científica. Editorial Episteme, Caracas, Venezuela, pp. 19-48

BAKER, H. 2004. Diseño de sistema ESP. Editorial Baker Hughes INTEQ, Houston, Estados Unidos, pp. 46-92

CONFIABILIDAD (2011). [Página web en línea]. Disponible en: www.confiabilidad.net

MONTGOMERY, D. 1996. Probabilidad y Estadística aplicada a la Ingeniería, Mc. Graw Hill Interamericana de España S.A.V. Madrid, España.

WIKIPEDIA. (2011). [Página web en línea]. Disponible en: es.wikipedia.org

YÁNEZ, M. 2003. Ingeniería de Confiabilidad y Análisis Probabilístico de Riesgo, ISBN 980-12-0116-9

ZYLBERBERG, A. 2005. Probabilidad y Estadística, Nueva Librería, Buenos Aires, Argentina.



APÉNDICES



APÉNDICE A
Datos utilizados para el modelo REDA

Tabla A.1 Datos extraídos de los reportes de servicios a pozos realizados por la empresa REDA

Pozo	Fecha de Inicio	Fecha del Pull	BNPD	Tiempo de vida (días)
BB-10	08/10/2010	31/08/2011	149	327
BB-11	17/09/2010	31/08/2011	130	348
BB-12	11/09/2010	31/08/2011	113	354
ELS-33	05/07/2011	31/08/2011	726	57
ELS-34	27/09/2010	31/08/2011	2021	338
ELS-36	07/06/2011	11/08/2011	2225	65
TEX-16	11/07/2000	31/08/2011	148	4068
TEX-41	28/08/2000	31/08/2011	183	4020
TEX-46	08/07/2000	31/08/2011	96	4071
TEX-52	07/08/2000	21/09/2009	140	3332
TEX-58	12/12/2000	31/08/2011	253	3914
TEX-64	19/05/2001	31/08/2011	193	3756
TEX-67	03/07/2000	27/04/2001	150	298
TEX-68	05/08/2000	22/04/2004	178	1356
TT-34	31/10/2008	31/08/2011	243	1034
TT-66	23/04/2009	31/08/2011	135	860
TT-73	27/06/2010	31/08/2011	1296	430
TT-74	19/07/2010	31/08/2011	716	408
TT-76	31/10/2010	26/01/2011	428	87
TT-77	23/11/2010	22/03/2011	442	119
TT-78	14/12/2010	31/08/2011	539	260
TT-79	13/01/2011	31/08/2011	420	230
TY-20	30/09/2008	01/03/2011	219	882
TY-43	02/09/2008	31/08/2011	255	1093
TY-44	17/08/2008	31/08/2011	398	1109
UC-01	14/07/2001	31/08/2011	57	3700
UM-06	18/08/2000	17/01/2004	93	1247
UM-09	28/09/2000	04/05/2002	187	583
UM-09	11/05/2002	10/10/2008	99	2344
UM-10	17/09/2000	03/02/2001	117	139
UM-10	11/02/2001	24/05/2004	66	1198
UM-100	12/05/2000	22/07/2000	401	71
UM-100	22/07/2000	29/03/2003	487	980
UM-101	13/11/2000	07/06/2005	57	1667
UM-102	07/10/2000	15/10/2002	248	738
UM-103	12/08/2000	31/08/2011	128	4036
UM-104	15/04/2001	14/04/2004	65	1095
UM-105	19/04/2000	20/05/2003	345	1126
UM-106	20/06/2000	13/04/2006	100	2123
UM-108	27/12/2000	20/03/2011	250	3735
UM-109	30/08/2000	31/08/2011	112	4018
UM-110	09/11/2000	22/09/2010	171	3604

Tabla A.1 Datos extraídos de los reportes de servicios a pozos realizados por la empresa REDA (continuación)

Pozo	Fecha de Inicio	Fecha del Pull	BNPD	Tiempo de vida (días)
UM-111	09/10/2000	17/04/2001	172	190
UM-113	10/02/2000	30/05/2000	399	110
UM-114	23/10/2000	02/12/2010	153	3692
UM-115	23/07/2001	31/08/2011	79	3691
UM-117	20/01/2000	27/04/2001	368	463
UM-118	04/02/2000	21/06/2000	1033	138
UM-118	22/06/2000	23/09/2006	367	2284
UM-119	02/03/2000	31/08/2011	61	4199
UM-120	02/03/2000	26/08/2006	184	2368
UM-122	14/06/2008	31/08/2011	82	1173
UM-123	24/05/2006	31/08/2011	99	1925
UM-125	16/06/2000	13/11/2002	610	880
UM-125	26/11/2002	29/09/2005	238	1038
UM-127	13/05/2000	31/08/2011	130	4127
UM-128	02/07/2000	17/01/2001	97	199
UM-129	13/06/2000	02/12/2004	333	1633
UM-131	22/07/2000	18/12/2005	115	1975
UM-132	16/06/2000	21/02/2008	468	2806
UM-133	09/08/2000	14/05/2005	67	1739
UM-134	15/07/2000	05/03/2003	538	963
UM-135	04/09/2000	12/12/2007	220	2655
UM-136	21/09/2000	04/12/2007	596	2630
UM-138	21/10/2000	16/11/2007	344	2582
UM-139	05/11/2000	14/05/2003	891	920
UM-139	18/05/2003	19/05/2008	555	1828
UM-14	05/08/2001	29/07/2007	48	2184
UM-140	12/12/2000	12/07/2005	38	1673
UM-141	14/12/2000	14/05/2008	512	2708
UM-141	14/12/2000	31/08/2011	512	3912
UM-142	29/12/2000	30/04/2004	57	1218
UM-143	08/10/2002	15/01/2010	335	2656
UM-144	30/09/2001	27/08/2002	287	331
UM-144	07/09/2002	06/11/2004	107	791
UM-145	08/10/2001	31/08/2011	76	3614
UM-146	25/10/2001	31/08/2011	594	3597
UM-147	09/11/2001	03/10/2005	407	1424
UM-148	28/09/2006	31/08/2011	109	1798
UM-151	04/11/2003	16/01/2011	203	2630
UM-152	30/12/2010	31/08/2011	380	244
UM-153	05/05/2008	31/08/2011	166	1213
UM-160	11/05/2008	31/08/2011	321	1207
UM-164	24/05/2008	31/08/2011	577	1194

Tabla A.1 Datos extraídos de los reportes de servicios a pozos realizados por la empresa REDA (continuación)

Pozo	Fecha de Inicio	Fecha del Pull	BNPD	Tiempo de vida (días)
UM-165	03/07/2008	31/08/2011	700	1154
UM-17	13/07/2000	26/04/2004	186	1383
UM-176	16/05/2009	31/08/2011	342	837
UM-19	14/10/2000	28/08/2003	189	1048
UM-20	29/06/2000	24/05/2004	309	1425
UM-24	02/10/2008	11/03/2011	102	890
UM-26	24/10/2005	31/08/2011	129	2137
UM-30	04/07/2000	20/01/2001	270	200
UM-30	26/01/2001	24/02/2004	300	1124
UM-31RE	15/01/2001	30/07/2004	249	1292
UM-31RE	05/08/2008	05/12/2010	674	852
UM-32	17/01/2000	14/11/2004	273	1763
UM-33	29/01/2001	05/09/2004	159	1315
UM-44	28/04/2002	21/05/2006	69	1484
UM-46	11/10/2005	31/08/2011	105	2150
UM-49	22/05/2001	22/12/2005	307	1675
UM-50	04/05/2000	19/07/2004	176	1537
UM-52	08/08/2001	10/02/2003	122	551
UM-55	26/07/2000	31/08/2011	66	4053
UM-57	29/11/2002	01/04/2004	176	489
UM-58	31/05/2000	31/08/2011	181	4109
UM-59	20/12/2001	27/05/2006	244	1619
UM-61	05/06/2008	31/08/2011	82	1182
UM-62	11/07/2000	10/05/2002	114	668
UM-65	26/01/2001	01/08/2006	191	2013
UM-66	02/02/2001	04/09/2006	135	2040
UM-70	30/12/2001	09/09/2003	242	618
UM-71	09/05/2000	01/12/2002	364	936
UM-75	06/07/2000	01/01/2002	198	544
UM-76	10/03/2008	31/08/2011	164	1269
UM-77	08/09/2000	15/02/2003	174	890
UM-78	07/05/2000	06/04/2006	275	2160
UM-79	04/08/2000	09/08/2006	386	2196
UM-81	14/05/2000	04/12/2001	181	569
UM-82	31/05/2008	31/08/2011	123	1187
UM-85	25/09/2000	05/11/2005	132	1867
UM-86	05/04/2001	04/07/2002	94	455
UM-87	07/04/2001	31/08/2011	100	3798
UM-88	20/09/2008	27/02/2011	411	890
UM-91	11/07/2001	31/08/2011	141	3703

Tabla A.1 Datos extraídos de los reportes de servicios a pozos realizados por la empresa REDA (continuación)

Pozo	Fecha de Inicio	Fecha del Pull	BNPD	Tiempo de vida (días)
UM-92	05/08/2001	31/08/2011	189	3678
UM-94	25/06/2000	31/01/2008	289	2776
UM-95RE	04/09/2000	21/12/2007	276	2664
UM-96	22/09/2000	17/07/2007	102	2489
UM-97	10/01/2001	18/07/2006	105	2015
UM-98	09/11/2000	15/01/2008	297	2623
UM-99	28/07/2000	10/08/2008	115	2935
UP-03	16/02/2001	11/04/2004	74	1150



Tabla A.2 Resultados modelo costo-riesgo (REDA)

Días	Prob. De falla	Confiabilidad	Costo	Riesgo/10	Impacto/10	Riesgo/50	Impacto50	Riesgo/90	Impacto/90
200	0,04094	0,95906	1053499,2	23895,013	1077394,21	34762,6588	1088261,86	69783,3018	1123282,5
400	0,10779	0,89221	526749,6	62912,6392	589662,239	91525,8181	618275,418	183730,877	710480,477
600	0,18327	0,81673	351166,4	106967,245	458133,645	155616,817	506783,217	312388,513	663554,913
800	0,26374	0,73626	263374,8	153934,312	417309,112	223944,886	487319,686	449551,735	712926,535
1000	0,34014	0,65986	210699,84	198525,885	409225,725	288817,068	499516,908	579777,535	790477,375
1200	0,41416	0,58584	175583,2	241728,348	417311,548	351668,363	527251,563	705946,563	881529,763
1400	0,48649	0,51351	150499,886	283944,427	434444,313	413084,657	563584,543	829234,941	979734,827
1600	0,55291	0,44709	131687,4	322711,08	454398,48	469482,698	601170,098	942449,57	1074136,97
1800	0,61243	0,38757	117055,467	357450,483	474505,95	520021,864	637077,331	1043902,97	1160958,44
2000	0,66683	0,33317	105349,92	389201,551	494551,471	566213,575	671563,495	1136629,19	1241979,11
2200	0,71489	0,28511	95772,6545	417252,218	513024,873	607021,914	702794,568	1218548,72	1314321,38
2400	0,75811	0,24189	87791,6	442477,975	530269,575	643720,548	731512,148	1292218,34	1380009,94
2600	0,79581	0,20419	81038,4	464481,931	545520,331	675732,083	756770,483	1356478,98	1437517,38
2800	0,82862	0,17138	75249,9429	483631,794	558881,737	703591,459	778841,402	1412404,48	1487654,43
3000	0,85674	0,14326	70233,28	500044,294	570277,574	727468,498	797701,778	1460335,76	1530569,04
3200	0,88092	0,11908	65843,7	514157,177	580000,877	748000,034	813843,734	1501551,2	1567394,9
3400	0,90027	0,09973	61970,5412	525450,985	587421,526	764430,357	826400,899	1534533,78	1596504,33
3600	0,91734	0,08266	58527,7333	535414,05	593941,783	778924,705	837452,438	1563630,05	1622157,78
3800	0,93199	0,06801	55447,3263	543964,659	599411,985	791364,2	846811,527	1588601,35	1644048,68
4000	0,9456	0,0544	52674,96	551908,262	604583,222	802920,619	855595,579	1611799,96	1664474,92
4200	0,95582	0,04418	50166,6286	557873,261	608039,889	811598,547	861765,176	1629220,21	1679386,84
4400	0,96379	0,03621	47886,3273	562525,026	610411,353	818365,973	866252,3	1642805,29	1690691,61

APÉNDICE B
Datos utilizados para el modelo Centrilift



Tabla B.1 Datos extraídos de los reportes de servicios a pozos realizados por la empresa Centrilift

Pozo	Fecha de Inicio	Fecha del Pull	BNPD	Tiempo de vida (días)
TEX-59	07/07/1997	14/11/1998	714	495
TEX-59	23/12/1998	19/12/1999	308	361
TEX-59	22/12/1999	30/03/2000	867	99
TEX-59	03/04/2000	29/08/2000	1055	148
TEX-59	01/09/2000	08/03/2011	735	3840
TEX-61	04/02/1998	06/08/2002	402	1644
TEX-61	15/08/2002	31/08/2011	386	3303
TEX-64	04/05/1998	23/12/1999	1014	598
TEX-64	29/12/1999	15/11/2002	392	1052
TEX-65	01/11/1998	12/11/1999	866	376
TEX-65	13/11/1999	20/07/2002	351	980
TEX-65	04/08/2002	25/05/2011	163	3216
TEX-66	21/11/1998	17/05/2000	351	543
TEX-67	06/01/1999	07/11/1999	974	305
TEX-67	09/11/1999	17/05/2001	407	555
TEX-68	19/12/1998	11/04/1999	606	113
TEX-68	16/04/1999	04/08/2000	154	476
TEX-69	25/01/2002	11/08/2003	1140	563
TEX-69	14/08/2003	02/02/2011	463	2729
TEX-70	17/02/2002	15/01/2011	694	3254
TEX-73	09/04/2002	31/08/2011	407	3431
TEX-74	04/05/2002	10/11/2005	569	1286
TEX-74	11/11/2005	31/08/2011	369	2119
TEX-74	13/11/2005	31/08/2011	297	2117
TEX-75	10/10/2002	17/10/2008	380	2199
TEX-76	07/11/2002	28/02/2003	431	113
TEX-76	08/03/2003	15/11/2005	275	983
TEX-76	16/11/2005	19/03/2011	248	1949
TEX-76	19/03/2003	20/01/2007	265	1403
TEX-77	16/12/2002	10/03/2006	451	1180
TT-65	11/04/2009	31/08/2011	154	872
TUC-18	29/06/2002	01/08/2011	1149	3320
TUC-19	28/07/2002	30/10/2005	1424	1190
TUC-19	02/11/2005	31/08/2011	531	2128
TUC-20	23/08/2002	31/08/2011	526	3295
TUC-21	25/09/2002	31/08/2011	201	3262
UM-03	31/03/1999	10/02/2004	69	1777
UM-09	10/09/1998	30/09/2000	202	751
UM-10	08/08/1999	03/02/2001	160	545
UM-100	03/12/1998	22/07/2000	607	597
UM-101	14/12/1997	14/11/2000	131	1066
UM-102	28/01/1999	07/10/2000	236	618

Tabla B.1 Datos extraídos de los reportes de servicios a pozos realizados por la empresa Centrilift (continuación)

Pozo	Fecha de Inicio	Fecha del Pull	BNPD	Tiempo de vida (días)
UM-103	20/08/1997	29/07/1998	1451	343
UM-103	02/08/1998	09/03/1999	1291	219
UM-103	11/03/1999	12/08/2000	320	520
UM-104	05/09/1997	11/06/1999	477	644
UM-104	14/06/1999	06/09/1999	36	84
UM-105	20/09/1997	13/09/1998	335	358
UM-105	05/10/1998	12/01/1999	78	99
UM-106	04/10/1997	20/07/2000	848	1020
UM-107	02/02/1999	17/12/1999	935	318
UM-109	02/12/1998	30/08/2000	167	637
UM-11	28/01/1998	13/01/2000	271	715
UM-11	15/01/2000	10/03/2004	336	1516
UM-11	12/03/2004	31/08/2011	289	2728
UM-110	08/09/1998	22/12/1998	165	105
UM-110	24/12/1998	09/11/2000	210	686
UM-111	28/10/1998	04/08/1999	334	280
UM-111	26/08/1999	24/09/2003	183	1490
UM-112	10/10/1998	03/05/1999	465	205
UM-112	05/05/1999	24/09/2003	395	1603
UM-113	19/10/1998	07/05/1999	1154	200
UM-113	09/05/1999	09/02/2000	545	276
UM-114	04/11/1998	20/08/1999	165	289
UM-114	23/08/1999	23/10/2000	190	427
UM-115	28/11/1998	23/07/2001	264	968
UM-116	15/12/1998	27/06/1999	188	194
UM-116	28/06/1999	31/08/2011	124	4447
UM-128	20/09/2006	25/11/2008	126	797
UM-129	23/12/2004	07/09/2006	152	623
UM-144	30/06/2006	31/08/2011	109	1888
UM-152	30/12/2010	31/08/2011	380	244
UM-156	10/05/2008	31/08/2011	408	1208
UM-157	14/03/2008	31/08/2011	214	1265
UM-158	28/11/2007	20/03/2008	345	113
UM-158	29/03/2008	01/07/2008	170	94
UM-158	13/07/2008	03/12/2010	171	873
UM-159	20/03/2008	31/08/2011	329	1259
UM-19	29/03/1999	16/10/2000	320	567
UM-20	25/06/1999	29/06/2000	325	370
UM-22	19/08/1999	31/08/2011	50	4395
UM-23	07/11/1998	10/02/1999	450	95
UM-25	11/01/1998	13/03/1999	379	426
UM-25	21/03/1999	31/08/2011	139	4546

Tabla B.1 Datos extraídos de los reportes de servicios a pozos realizados por la empresa Centrilift (continuación)

Pozo	Fecha de Inicio	Fecha del Pull	BNPD	Tiempo de vida (días)
UM-32	25/11/2004	01/02/2008	374	1163
UM-35	23/09/2006	31/08/2011	99	1803
UM-36	25/10/1997	08/06/1998	175	226
UM-36	18/06/1998	31/08/2011	136	4822
UM-41	02/08/2008	31/08/2011	233	1124
UM-44	06/12/1997	02/12/1998	150	361
UM-44	01/07/1999	20/05/2001	174	689
UM-46	14/01/1998	01/11/1998	79	291
UM-46	07/11/1998	08/10/2005	207	2527
UM-47	05/12/1997	24/12/1998	215	384
UM-47	30/12/1998	24/09/2003	363	1729
UM-49	22/12/1997	04/03/1999	345	437
UM-49	09/03/1999	08/01/2000	318	305
UM-50	04/05/1999	06/05/2000	261	368
UM-51	24/12/1997	01/02/2004	113	2230
UM-51	17/05/2003	31/08/2011	102	3028
UM-52	28/04/1999	15/11/2002	123	1297
UM-53	02/03/1999	02/12/2005	169	2467
UM-54	02/08/1999	31/08/2011	370	4412
UM-56	20/06/1999	24/09/2003	283	1557
UM-56	06/04/2009	31/08/2011	284	1477
UM-57	30/07/1999	01/12/2002	202	1220
UM-57	03/04/2004	31/08/2011	130	2706
UM-58	11/01/1998	31/05/2000	279	871
UM-59	16/04/1999	22/12/2001	577	981
UM-62	12/12/1997	24/05/1999	50	528
UM-62	27/05/1999	11/07/2000	104	411
UM-63	17/07/2008	31/08/2011	152	1140
UM-64	31/01/1997	22/05/1997	405	111
UM-64	20/06/1997	30/06/1998	391	375
UM-64	05/07/1998	24/04/1999	154	293
UM-65	16/08/1998	09/06/1999	330	297
UM-66	01/10/1997	03/02/2001	334	1221
UM-66	19/07/2006	31/08/2011	137	1869
UM-69	08/01/1998	09/09/1999	430	609
UM-69	11/09/1999	13/10/2005	144	2224
UM-69	16/10/2005	31/08/2011	115	2145
UM-70	21/07/1999	31/12/2001	421	894
UM-71	30/10/1997	14/06/1999	139	592
UM-71	25/06/1999	10/05/2000	231	320
UM-71	22/04/2008	31/08/2011	495	1226
UM-72	01/12/1997	04/08/1998	319	246

Tabla B.1 Datos extraídos de los reportes de servicios a pozos realizados por la empresa Centrilift (continuación)

Pozo	Fecha de Inicio	Fecha del Pull	BNPD	Tiempo de vida (días)
UM-72	09/12/1998	15/11/2002	118	1437
UM-74	07/12/1997	15/11/2002	173	1804
UM-75	19/08/1997	08/06/1998	546	293
UM-75	29/06/1998	10/01/2000	122	560
UM-75	12/01/2000	07/06/2000	232	147
UM-76	24/09/1997	15/05/1999	68	598
UM-76	18/05/1999	31/01/2000	91	258
UM-77	11/09/1997	01/09/1998	665	355
UM-77	24/09/1998	10/09/2000	254	717
UM-78	30/04/1999	07/05/2000	744	373
UM-79	06/03/1998	06/07/1999	557	487
UM-81	07/06/1997	14/07/1999	328	767
UM-81	18/07/1999	06/12/2001	196	872
UM-83	02/06/1997	23/11/1998	219	539
UM-83	08/01/1999	20/01/2004	135	1838
UM-84	17/02/2008	17/11/2010	545	1004
UM-86	12/06/1997	19/01/1998	160	221
UM-87	07/01/1998	07/04/2001	154	1186
UM-89	07/04/1999	04/04/2004	99	1824
UM-89	09/11/2005	31/08/2011	99	2121
UM-91	12/08/1999	01/07/2001	315	689
UM-92	06/03/1999	06/08/2001	71	884
UM-93	21/07/1997	14/01/1999	190	542
UM-93	17/01/1999	08/03/2004	167	1877
UM-93	10/03/2004	05/12/2005	153	635
UM-93	09/03/2004	13/06/2008	139	1557
UM-96	28/06/1997	06/01/1999	156	557
UM-96	09/01/1999	19/04/1999	136	100
UM-96	21/04/1999	23/07/1999	139	93
UM-96	26/07/1999	22/09/2000	143	424
UM-97	05/03/1999	11/01/2001	119	678
UM-98	25/07/1997	15/11/1997	1877	113
UM-98	19/11/1997	14/09/1998	589	299
UM-98	02/10/1998	02/08/1999	333	304
UM-98	03/08/1999	12/11/2000	220	467
UM-99	17/12/1997	28/07/2000	112	954

Tabla B.2 Resultados modelo costo-riesgo (Centrilift)

Días	Prob. De falla	Confiabilidad	Costo	Riesgo/10	Impacto/10	Riesgo/50	Impacto/50	Riesgo/90	Impacto/90
200	0,10956	0,89044	1232400,23	69083,14346	1301483,373	108513,7294	1340913,959	227219,7335	1459619,964
400	0,29187	0,70813	616200,115	184038,8562	800238,9712	289082,7145	905282,8295	605317,8499	1221517,965
600	0,44099	0,55901	410800,0767	278066,5885	688866,6651	436778,6557	847578,7324	914582,2408	1325382,317
800	0,55171	0,44829	308100,0575	347881,1708	655981,2283	546441,3074	854541,3649	1144207,733	1452307,79
1000	0,63733	0,36267	246480,046	401868,9286	648348,9746	631243,6578	877723,7038	1321777,59	1568257,636
1200	0,70318	0,29682	205400,0383	443390,6975	648790,7358	696464,8068	901864,8451	1458345,858	1663745,897
1400	0,75521	0,24479	176057,1757	476198,2546	652255,4303	747997,9333	924055,109	1566252,419	1742309,594
1600	0,79416	0,20584	154050,0288	500758,2074	654808,2362	786575,9705	940625,9993	1647031,979	1801082,008
1800	0,82556	0,17444	136933,3589	520557,5019	657490,8608	817676,1084	954609,4673	1712153,37	1849086,729
2000	0,85114	0,14886	123240,023	536686,9909	659927,0139	843011,8258	966251,8488	1765204,491	1888444,514
2200	0,87175	0,12825	112036,3845	549682,6425	661719,027	863425,0054	975461,39	1807948,181	1919984,566
2400	0,8894	0,1106	102700,0192	560811,8637	663511,8829	880906,4524	983606,4715	1844553,04	1947253,059
2600	0,90367	0,09633	94800,01769	569809,8234	664609,8411	895040,1774	989840,1951	1874148,016	1968948,034
2800	0,91494	0,08506	88028,58786	576916,1307	664944,7185	906202,5517	994231,1396	1897521,203	1985549,791
3000	0,92599	0,07401	82160,01533	583883,7168	666043,7321	917147,027	999307,0423	1920438,126	2002598,141
3200	0,93487	0,06513	77025,01438	589483,0077	666508,0221	925942,2252	1002967,24	1938854,621	2015879,636
3400	0,94247	0,05753	72494,13118	594275,1936	666769,3248	933469,6471	1005963,778	1954616,487	2027110,618
3600	0,9484	0,0516	68466,67944	598014,3598	666481,0392	939343,0171	1007809,697	1966914,89	2035381,569
3800	0,95376	0,04624	64863,17	601394,1119	666257,2819	944651,8304	1009515	1978031,153	2042894,323
4000	0,95819	0,04181	61620,0115	604187,4519	665807,4634	949039,525	1010659,537	1987218,661	2048838,672
4200	0,96172	0,03828	58685,72524	606413,2961	665099,0214	952535,8144	1011221,54	1994539,633	2053225,358
4400	0,96549	0,03451	56018,19227	608790,4726	664808,6649	956269,8119	1012288,004	2002358,347	2058376,54

HOJA DE METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

Título	Determinación de la frecuencia óptima de reemplazo de bombas, a pozos con bombeo electrosumergible en campos de Petrodelta, mediante un modelo costo-riesgo
Subtítulo	

Autor(es):

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Marcano Cabello Carlos Rafael Francisco	CVLAC	18.651.933
	e-mail	Crfmc24@gmail.com
	CVLAC	
	e-mail	

Palabras o frases claves:

Frecuencia óptima
Reemplazo de bombas
Bombeo electrosumergible
Modelo
Costo
Riesgo

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
TECNOLOGÍA CIENCIAS APLICADAS	PETRÓLEO

Resumen (Abstract):

Con el propósito de determinar el tiempo óptimo de intervención a pozos con bombeo electrosumergible de la empresa mixta Petrodelta, se utilizó la simulación Montecarlo (software Crystal Ball) para realizar un modelo costo-riesgo. El uso de la simulación Montecarlo requirió de la implementación de distribuciones de probabilidad para las variables presentes en los modelos. Se consideró el tiempo operativo antes de fallar de las bombas, así como también se estudiaron las variables que intervienen con el buen funcionamiento de los equipos de subsuelo. Fue elaborado el historial de fallas para los equipos de subsuelo instalados en los pozos y a partir de la información contenida en éste, se determinó la frecuencia de fallas de las diferentes marcas de bombas y se extrajeron los tiempos operativos, con estos datos se determinó la probabilidad de falla de las bombas. Posteriormente se procedió a establecer el modelo costo-riesgo, definiendo las consecuencias y costos ocasionados por la falla de un equipo BES. Luego de definido el modelo, se determinó los tiempos óptimos de intervención a pozo. La investigación arrojó una serie de resultados, dentro de los cuales se encuentran, que los equipos con mayor frecuencia de fallas son de marca Centrilift y la falla más común es el eje roto debido a los largos tiempos de funcionamiento de los equipos; la frecuencia óptima de intervención a pozos para bombas REDA es de 800 días y para las bombas de marca Centrilift es de 600 días.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
ASESOR Fernando Cañizales	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	5.978.843
	e-mail	fcanizales@udo.edu.ve
	e-mail	
CO ASESOR (si aplica)	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
JURADO Fabiola Mottola	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	8.290.936
	e-mail	fmottola@edu.udo.ve
	e-mail	
JURADO Rubén Vega	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	10.100.632
	e-mail	rvegas@edu.udo.ve
	e-mail	

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2012	03	07

Lenguaje: spa

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo	Tipo MIME
Carlos Rafael Marcano	docx

Alcance:

Espacial: _____ (opcional)

Temporal: _____ (opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniería de Petróleo

Nivel Asociado con el trabajo: **Ingeniería**

Área de Estudio:

INGENIERÍA DE PETRÓLEO

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO DE MONAGAS

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CU N° 0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda "SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009".

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.



Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,


JUAN A. BOLANOS CUVELLA
Secretario



C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/maruja

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

Derechos:

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”.



AUTOR



TUTOR