



**UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA QUIMICA
ESPECIALIZACION EN INGENIERIA DE
AMBIENTE, HIGIENE Y SEGURIDAD**



**“ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGOS Y DETERMINACIÓN DE
LA CONFIABILIDAD OPERACIONAL DE LOS SISTEMAS DE
TRANSPORTE DE CRUDO DE LAS ESTACIONES DE FLUJO
BLOQUE V LAMAR DE LA U.E. LAGOCINCO”**

www.bdigital.ula.ve

Trabajo Especial de Grado presentado
como credencial de Mérito para optar al
título de “Especialista en Ingeniería de
Ambiente, Higiene y Seguridad”.

Tutor académico:
Ing. José M. Andrés

Proyecto de Grado presentado por:
Ing. Maldonado R., Elpidio
Ing. Romero S., Astolfo

Tutor industrial:
Ing. Nikíforas Stepenka
Ing. Orlando Mujica

Mérida, Diciembre de 2001



**UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA QUIMICA
ESPECIALIZACION EN INGENIERIA DE
AMBIENTE, HIGIENE Y SEGURIDAD**



**“ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGOS Y DETERMINACIÓN DE
LA CONFIABILIDAD OPERACIONAL DE LOS SISTEMAS DE
TRANSPORTE DE CRUDO DE LAS ESTACIONES DE FLUJO
BLOQUE V LAMAR DE LA U.E. LAGOCINCO”**

www.bdigital.ula.ve

Proyecto de Grado presentado por:
Ing. Maldonado R., Elpidio
Ing. Romero S., Astolfo

Mérida, Diciembre de 2001

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY - NC - SA 3.0 VE)

AGRADECIMIENTO

A PDVSA y la Universidad de los Andes, muy especialmente a la Unidad de Explotación Lagocinco y la Gerencia de Apoyo Técnico de Ingeniería de Proyectos, por brindarnos la oportunidad de participar en este proyecto.

A los Ingenieros, Norberto Camacho y Tulio Rincón de la U.E Lagoncico, los Ingenieros José Luis Perdomo y Angel Nivar de la Gerencia de Mantenimiento y Confiabilidad Operacional, al personal de la Gerencia de Planificación y Control, área de Estimación de Costos, a los Ingenieros Raimundo Urdaneta, Alberto y Haydeé Trujillo y Guillermo Peñaranda, al personal que labora en la sala técnica de Ingeniería y Proyectos, por sus valiosos aportes y apoyo constante para lograr cristalizar este proyecto... ¡A todos muchas gracias!...

Al Ing. Víctor Arrieta y Michele Leccese, la Sra. Ana María de Zambrano, al Ing. Carlos Gamboa y los Sres. Antonio Faría y Leonardo González, gracias por su apoyo y constante colaboración durante el desarrollo del Postgrado.

A nuestro tutor académico, Ing. José M Andérez por su constancia dedicación y perseverancia, dándonos apoyo y estímulo para alcanzar este objetivo, con calidad, ética y profesionalismo.

A nuestros tutores industriales, Ing. Orlando Mujica y el Ing. Nikiforas Stepenka, por brindarnos su apoyo, tiempo y dedicación para que esta meta se hiciera realidad.

Al personal de la coordinación del Postgrado, especialmente a Egli y Carlos.

A todos nuestros compañeros de Postgrado, por los momentos que compartimos hasta alcanzar este objetivo, especialmente a Gaby, Soler, Naranjo, Emy y José Gonzalez..... que dios los bendiga.

DEDICATORIA

A Dios, quien ha guiado todos los momentos de mi vida, iluminando mi camino y ayudándome a alcanzar las metas que me he trazado.

A mi Madre, aunque ausente se que me acompañas en todo momento, este triunfo lo comparto contigo, donde estés, debes estar llena de orgullo y de alegría.

A mi Esposa, quien con amor, paciencia, cariño, comprensión y constancia; me ha apoyado siempre. Sin ti no lo habría logrado, los momentos que estuve ausente, hoy se ven recompensados. Gracias..... Yannet , Te Amo ...

A mis hijos Astolfo y Julie, fuente de inspiración e impulso de mi vida. En los momentos difíciles, el solo pensar en ustedes me da fuerzas para seguir adelante.

A mi Tía Nora, quien en todo momento ha estado presenta para darme su calor de madre, su cariño y esas palabras de aliento que me han reconfortado en los momentos difíciles.

A mis suegros Nola y Jesús, los cuales siempre han estado apoyándome en las buenas y las malas.... Los quiero Mucho...

A mis amigos, Gaby, Egli, Elpidio, Emy, Soler, Lizcano y Naranjo por brindarme su amistad tan especial y su apoyo incondicional.....

A todas aquellas personas que han creído en mi voluntad y valentía para alcanzar este objetivo...

Astolfo Romero

DEDICATORIA

A Dios Todopoderoso, quien es mi mejor amigo y guía.

A mi mamá Eusebia, quien desde el cielo me protege y me da fuerza y valor en mi andar por la vida.

A mis padres, a quienes les debo mi vida.

A mi esposa e hijos, quienes soportaron pacientemente mi ausencia y me apoyaron a alcanzar esta meta, los quiero y de ellos es este triunfo

A mi familia, con quienes siempre cuento.

A mis amigos Astolfo y Liscano, por haberme ayudado durante todo este arduo período. Igualmente a sus familias por su incondicional apoyo.

A mis amigos del Postgrado.

Elpidio

ÍNDICE GENERAL

	Pag. N°
AGRADECIMIENTO	iv
DEDICATORIA	v
ÍNDICE DE TABLAS	xii
ÍNDICE DE FIGURAS	xiii
ÍNDICE DE FOTOS	xv
ÍNDICE DE GRAFICAS	xvi
RESUMEN	xvii
INTRODUCCIÓN	xviii
CAPÍTULO 1	
1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	21
1.1.- DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL	21
1.2.- OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	25
1.2.1.- OBJETIVO GENERAL	25
1.2.2.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS	25
1.3.- JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	26
1.4.- DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	27
CAPÍTULO 2	
2.-DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL	29
2.1.- ANTECEDENETES HISTÓRICOS	29
2.2.- ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DE PDVSA	30
2.3- MISIÓN DE PDVSA	31
2.4.- VISIÓN DE PDVSA	31
2.5.- EXPLORACIÓN, PRODUCCIÓN Y MEJORAMIENTO	31
2.6.- MISIÓN DE PRODUCCION	33
2.7.- VISIÓN DE PRODUCCION	33
2.8.- DIVISIÓN DE OCCIDENTE	34
2.9.- DISTRITO LAGUNILLAS	34
2.10.- U.E. LAGONCINCO	37

2.11.- ESQUEMA DE PRODUCCIÓN LAGONCINCO	39
2.11.1.- DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA RECOLECCION DE CRUDO	39
2.11.2.- DESCRIPCIÓN DE LAS PLATAFORMAS DE EMPALME	42
2.11.3.- DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE GAS	42
2.11.4.- DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS	45
2.12.- ESTACIÓN DE FLUJO	47
2.12.1.- DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO	49
2.12.2.- EQUIPOS PRINCIPALES	51
2.12.2.1.- Múltiple de Producción	51
2.12.2.2.- Separadores de Producción y Prueba	52
2.12.2.3.- Depuradores de Gas	55
2.12.2.4.- Tanques de Almacenamiento	57
2.12.2.5.- Bombas de Transferencia de Crudo	58
2.12.3.- EQUIPOS AUXILIARES	59
2.12.3.1.- Sistemas de Inyección de Química	59
2.12.3.2.- Sistemas de Sumideros	60
2.12.3.3.- Válvulas de Seguridad	60
2.12.3.4.- Sistemas Contra Incendio	60
2.12.3.5.- Sistemas de venteo	61
2.13.- BOMBAS	61
2.13.1.- BOMBAS RECIPROCANTES	61
2.13.1.1.- Clasificación de las Bombas Reciprocantes	62
2.13.1.2.- Ventajas y Desventajas de las Bombas Reciprocantes	63
2.14.- SISTEMA PROPULSOR	64
2.15.- AMORTIGUADORES DE PULSACIONES	65
CAPÍTULO 3	
3.- MARCO CONCEPTUAL	68
3.1.- TIPO DE INVESTIGACIÓN	68

3.2.- POBLACIÓN Y MUESTRA	68
3.3.- FUENTES Y TÉCNICAS PARA LA RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN	69
3.4.- PROCEDIMIENTOS DE LA INVESTIGACIÓN	71
3.5.- ANÁLISIS DE RIESGO	73
3.5.1.- OBJETIVO	73
3.5.2.- CAMPO DE APLICACIÓN	74
3.5.3.- PROCESO DE DEL ANÁLISIS DE RIESGO	77
3.5.4.- MÉTODOS PARA EL ANÁLISIS DE RIESGO	79
3.5.4.1.- Análisis Preliminar de identificación de peligros (APP)	79
3.5.4.2.- Listas de verificación	81
3.5.4.3- Que pasaría si..... ? (What if)	81
3.5.4.4.- HAZOP	82
3.5.4.5.- Árboles de Falla	85
3.5.4.6.- Análisis Cuantitativo de Riesgos	86
3.6.- MANTENIMIENTO CLASE MUNDIAL	88
3.7.- CONFIABILIDAD OPERACIONAL	88
3.8.- ANÁLISIS DE CRITICIDAD	91
3.9.- ANÁLISIS DE ÁRBOL DE FALLAS	96
3.9.1.- OBJETIVOS DEL ANÁLISIS POR ÁRBOLES DE FALLAS	96
3.9.2.- SIMBOLOS MAS USADOS EN LA ELABORACION DE LOS ÁRBOLES DE FALLA	97

CAPÍTULO 4

4.- ANÁLISIS DE CONFIBIALIDAD SISTEMA BOMBEO DE CRUDO	103
4.1.- CONFORMACIÓN DEL EQUIPO NATURAL DE TRABAJO	103
4.2.- ANÁLISIS DE CRITICIDAD DE LAS ESTACIONES DE FLUJO LAGOCINCO	104
4.3.- ANALISIS DE FALLA DEL SISTEMA DE BOMBEO DE CRUDO DE LAS EF- BLOQUE V LAMAR	113

4.4.- IDENTIFICACIÓN DE EQUIPOS PRINCIPALES DEL SISTEMA DE BOMBEO DE CRUDO	115
4.5.- DETERMINACIÓN DE LA FRECUENCIA DE FALLAS	115
4.6.- ARBOL DE FALLAS DEL SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO	127
4.6.1.- CONSTRUCCIÓN DEL ÁRBOL DE FALLAS	127
4.6.1.1.- Definición del evento tope	127
4.6.1.2.- Eventos que ocasionan fallas recurrentes en los sistemas de transferencia de crudo	128
4.6.1.3.- Desarrollo del Árbol de Fallas	130
4.6.1.4.- Resultados del Procesamiento de datos	130
4.7.- CÁLCULO DEL ÍNDICE DEL VALOR DEL RIESGO ALCANZADO (IVRA)	136
4.8.- CÁLCULO DE LA CONFIABILIDAD GLOBAL DEL SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO BLOQUE- V LAMAR	138
CAPITULO 5	
5.- MARCO METODOLÓGICO DEL ACR	143
5.1.- DETERMINACIÓN DE LA FRECUENCIA DE FALLA	143
5.2.- CÁLCULO DE CONSECUENCIAS	144
5.3.- CRITERIOS USADOS PARA EL CÁLCULO DE CONSECUENCIAS	152
5.3.1.- DATOS METEOROLÓGICOS	152
5.3.2.- COMPOSICIÓN DE LAS CORRIENTES	153
5.3.3.- TIEMPO DE RESPUESTA	153
5.3.4.- DIÁMETROS DE ROTURAS	154
5.3.5.- CRITERIOS PARA ESTABLECER LOS DAÑOS	154
5.4.- CUANTIFICACIÓN DEL RIESGO	155
5.4.1.- RIESGO INDIVIDUAL	156
5.4.2.- RIESGO SOCIAL	156
5.5.- CRITERIOS DE TOLERANCIA	156
5.5.1.- CRITERIOS DE TOLERANCIA DEL RIESGO INDIVIDUAL	157

5.5.2.- CRITERIO DE TOLERANCIA PARA PERDIDAS DE MATERIALES	158
---	------------

CAPÍTULO 6

6.- DISCUSIÓN DE RESULTADOS DEL CÁLCULO DE CONSECUENCIAS	161
6.1.- FUGA EN TUBERÍA DE DESCARGA DE 6" DE EF-1-5	163
6.1.1.- EVENTO: DISPERSIÓN DE NUBE DE VAPOR	163
6.1.2.- EVENTO: CHORRO DE FUEGO	170
6.1.3.- EVENTO: PISCINA INCENDIADA	173
6.2.- FUGA EN TUBERÍAS DE SUCCIÓN Y DESCARGA DEL SISTEMA DE BOMBEO	176

CAPITULO 7

7.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	182
7.1.- CONCLUSIONES	182
7.2.- RECOMENDACIONES	185

GLOSARIO	188
BIBLIOGRAFIA	193
REFERENCIAS TABLAS Y FIGURAS	195
ANEXOS	196

ÍNDICE DE TABLAS

N° TABLA		Página
2.1	Superficie Ocupada por el Distrito Lagunillas	35
2.2	Infraestructura del Distrito Lagunillas	36
2.3	Caracterización de Hidrocarburos del Distrito Lagunillas	36
2.4	Proyección Petrolera del Distrito Lagunillas	37
2.5	Manejo de Crudo Lagocinco	39
2.6	Especificación de Líneas del Sistema de Recolección Crudo	41
2.7	Especificación de Líneas del Sistema de Recolección de Gas	44
2.8	Especificación de Líneas de Distribución Gas	47
3.1	Guía de Criticidad	95
3.2	Eventos AND	97
3.3	Eventos OR	98
3.4	Eventos 2 salidas de 3	99
3.5	Eventos Not	101
4.1	Componentes del Sistema Bombeo Crudo EF-Blq-V Lamar	116
4.2	Indice Fallas Blq-V Lamar 1998	121
4.3	Indice Fallas Blq-V Lamar 1999	122
4.4	Indice Fallas Blq-V Lamar 2000	124
4.5	Resultados de Confiabilidad Sistema de Bombeo de crudo estaciones de flujo Blq-V Lamar	134
4.6	Resultados cálculos IVRA EF-1-5	136
4.7	Resultados cálculos IVRA EF-9-5	136
4.8	Resultados cálculos IVRA EF-16-5	137
5.1	Condiciones Metereológicas promedio	152
5.2	Componentes del Crudo EF-16-5	153
5.3	Tiempos de Respuesta	154
5.4	Principios de daños	154
5.5	Criterios de PDVSA para tolerancias de riesgo individual	157
6.1	Alturas y de puntos de fuga en las EF del Bloque V Lamar	163
6.2	Resultados de simulación de eventos para tubería de descarga de 6" EF-1-5	169
6.3	Radio de piscina obtenido de la simulación de dispersión y la distancia de radiación para tubería de 6"	173
6.4	Resultados de Simulación de eventos para la EF-1-5	176
6.5	Resultados de Simulación de eventos para la EF-9-5	177
6.6	Resultados de Simulación de eventos para la EF-16-5	177

ÍNDICE DE FIGURAS

N° FIGURA		Página
2.1	Distribución de la Actividad Exploratoria de PDVSA	32
2.2	Distribución de la Operaciones de Producción de PDVSA	33
2.3	Ubicación Geográfica Unidades de Explotación Distrito Lagunillas	35
2.4	Organigrama Unidad de Explotación Lagocinco	38
2.5	Organigrama Gerencia de Producción Lagocinco	38
2.6	Esquema de Manejo de Crudo Lagocinco	40
2.7	Diagrama de Recolección y Transferencia de gas	43
2.8	Diagrama de Distribución Transferencia de gas lift	46
2.9	Esquema general Estaciones de Flujo	48
2.10	Esquema general Separador de producción	53
2.11	Esquema general Separador de prueba	54
2.12	Esquema general Depurador de gas	56
2.13	Esquema general Tanques de almacenamiento de crudo	57
2.14	Clasificación de Bombas Reciprocantes	63
2.15	Motor Eléctrico	65
2.16	Caja Reductora de velocidad	65
3.1	Proceso del Análisis de Riesgos	78
3.2	Esquema Análisis Preliminar de Peligros APP	81
3.3	Diagrama Simplificado HAZOP	84
3.4	Compuerta "O" OR	86
3.5	Compuerta "Y" AND	86
3.6	Metodología ACR	87
3.7	Proceso de Confiabilidad Operacional	89
3.8	Compuerta AND	97
3.9	Compuerta OR	98
3.10	Compuerta 2 entradas y 3 salidas	99
3.11	Compuerta de transferencia	100
3.12	Compuerta evento básico	100
3.13	Compuerta NOT	101
4.1	Equipo natural de Trabajo	103
4.2	Árbol de Fallas Sistema de transferencia de crudo Estaciones de Flujo Bloque V Lamar	132

ÍNDICE DE FIGURAS

4.3	Modelo Consecuencias de Fallas	135
5.1	Árbol de demandas sistemas de transferencia de crudo	146
5.2	Árbol de fallas EF-1-5 Cabezal de Descarga de crudo	147
5.3	Árbol de Eventos EF-1-5 Cabezal de Descarga de crudo, con frecuencia de bombas teóricas.	148
5.4	Árbol de Eventos EF-1-5 Cabezal de Descarga de crudo, con frecuencia de bombas real.	149
5.5	Pantalla de Inicio Canary	150
5.6	Segunda Pantalla Canary	150
5.7	Tercera Pantalla Canary	151
5.8	Cuarta Pantalla Canary	151
5.9	Criterio de Tolerancia de PDVSA para Riesgo Social	159
6.1	Rata de flujo con respecto al tiempo	166
6.2	Altura vs Distancia (Aguas Debajo de la fuga) de la dispersión de vapor	167
6.3	Perímetro de la dispersión de vapor con respecto a la distancia.	168
6.4	Curvas de radiación chorro de fuego	171
6.5	Distancia vertical del centro de la llama vs distancia horizontal del chorro de fuego	172
6.6	Curvas de radiación piscina de fuego	175
6.7	Plano EF-16-5, Distribución de isocurvas (Radiación 31.5 Kw/m²)	179
6.8	Plano EF-16-5, Distribución de isocurvas (Radiación 8 Kw/m²)	180

ÍNDICE DE FOTOS

FOTO N°		Página
2.1	Estación de Flujo EF-23-5	49
2.2	Múltiple de producción EF-9-5	52
2.3	Múltiple de producción EF-16-5	52
2.4	Separador de Producción y Medida EF-2-6	54
2.5	Depurador de gas EF-2-6	56
2.6	Tanques de Almacenamiento de crudo	58
2.7	Bombas Oil well 368-D	59
4.1	Motor eléctrico HOLEC	117
4.2	Caja de engranajes LUFKIN	117
4.3	Bomba Oil well triplex modelo 368-D	118
4.4	Fluid End	118
4.5	Asientos, Válvulas y resorte	118
4.6	Barra corta, pistón y mordaza	119
4.7	Stuffing Box	119
4.8	Sistema de Acoplamiento	120

ÍNDICE DE GRAFICOS

N° GRAFICO		Página
4.1	Resultados de criticidad Estaciones de Flujo Lagocinco	106
4.2	Jerarquización de sistemas EF-1-5	108
4.3	Jerarquización de sistemas EF-9-5	108
4.4	Jerarquización de sistemas EF-16-5	109
4.5	Jerarquización de sud-sistemas de bombas EF-1-5	111
4.6	Jerarquización de sud-sistemas de bombas EF-9-5	111
4.7	Jerarquización de sud-sistemas de bombas EF-16-5	112
4.8	Fallas x Año en estaciones de flujo Bloque V Lamar	126
4.9	Confiabilidad Operacional Sistema de manejo de crudo Blq-v Lamar Periodo 1992-2000	139
4.10	Tendencia del comportamiento de confiabilidad del sistema de bombeo de crudo Blq-v lamar a 10 años	140

www.bdigital.ula.ve

RESUMEN

Dada la complejidad de las operaciones del proceso de producción, es de vital importancia el seguimiento de todas las actividades asociadas, que involucren riesgos capaces de generar daños al personal, al ambiente y las instalaciones; con el objeto de garantizar que las actividades se desarrollen de una manera segura, confiable, ambiental y rentable.

PDVSA, para alcanzar este objetivo ha incorporado en sus lineamientos corporativos prácticas operacionales y de mantenimiento, que reúnen elementos de distintos enfoques organizacionales con visión de negocio, para crear un todo armónico de alto valor práctico, y que aplicado en forma coherente genera ahorros sustanciales a la empresa; todo esto orientado al mejoramiento de la confiabilidad operacional, mediante herramientas de diagnóstico integrado de los equipos, y análisis cuantitativos de riesgos que conduzcan a las instalaciones a mantenerse dentro de los riesgos metas mínimos tolerables, que garanticen la seguridad de las operaciones; en busca de posicionar a la organización dentro de las corporaciones Clase Mundial.

En el presente trabajo se combinan herramientas de Ingeniería de Confiabilidad con la Metodología del Análisis Cuantitativo de Riesgos, para determinar el nivel de riesgo, en base a la confiabilidad de la instalación y la estimación de las consecuencias de los eventos potenciales que puedan generarse en los Sistemas de Transferencia de Crudo de las estaciones de Flujo EF-1-5, EF-95, EF-16-5, ubicadas en el Bloque V del Lago de Maracaibo, pertenecientes a la U.E. Lagocinco, los criterios para la selección de estas instalaciones se obtuvieron de la ejecución de un análisis de criticidad que identificó estas instalaciones como las mas críticas.

Con el análisis de confiabilidad se determinó la frecuencia de fallas de los componentes que integran el sistema de bombeo para establecer a través de herramientas de ingeniería, la confiabilidad global resultando un 85 %, considerada según los criterios del mantenimiento clase mundial como baja.

El Análisis Cuantitativo de Riesgos permitió establecer que los escenarios que se pueden producir son; piscina de fuego, chorro de fuego, dispersión de nubes de vapor y el derrame de crudo, siendo este ultimo el que presenta mayor posibilidad de ocurrencia. Todos estos escenarios se derivan del evento tope identificado como fuga de crudo, en tuberías y cuerpo de válvulas de bombas; el evento mas crítico producto de las simulaciones del Canary, es el chorro de fuego, para rotura de tuberías de descarga de 6", presentando una ocurrencia de 10^{-1} comparada con los criterios de tolerancia IR-S-02, como riesgo intolerable y consecuencias severas; presentando pérdida de total de las instalaciones.

INTRODUCCIÓN

PDVSA, es una empresa dedicada a la negociación de hidrocarburos y al desarrollo de sus diferentes etapas de producción: Exploración, Adecuación, Refinación y Comercialización del Petróleo y sus derivados.

La obtención de un barril de petróleo representa un proceso muy complejo. Los volúmenes de producción diaria dependen de muchos factores: El numero de pozos, la capacidad de producción de las reservas, el funcionamiento de los equipos, entre otros.

Los procesos asociados a la etapa de producción de crudo, representan dentro de todas las actividades asociadas a la explotación petrolera, una tarea que requiere de un gran esfuerzo para controlar y reducir los riesgos, para ello se requiere de acciones orientadas al mejoramiento de los criterios que se usan en la selección y aplicación de normas de Seguridad, Higiene y Ambiente, y al Diagnóstico proactivo e integrado de equipos, procesos y/o sistemas, el cual es un proceso que busca caracterizar el estado actual y predecir el estado futuro de los equipos, procesos y/o sistemas; adaptándose a los mejores estándares Nacionales e Internacionales.

Por lo antes expuesto PDVSA, ha establecido criterios, métodos y procedimientos para la evaluación de alternativas de reducción de riesgos, en todas sus instalaciones en las cuales se produzca, procese y/o almacene petróleo, independientemente de su ubicación en tierra firme o costa-afuera.

Bajo estas premisas la Unidad de Explotación Lagocinco, como responsable de la explotación y producción de petróleo de los bloques V y VI del Lago de Maracaibo, requiere del funcionamiento óptimo de los equipos e instalaciones, a fin de poder manejar la producción de sus pozos, el tratamiento previo y el almacenamiento temporal, para luego enviar esa producción a los patios de tanques. Las instalaciones mas importantes con que cuenta, se encuentran las Estaciones de

Flujo; las cuales se encargan de recibir el crudo desde los yacimientos, tratándolos a través de un proceso de separación (crudo y gas).

Para realizar el tratamiento del crudo las Estaciones de Flujo cuentan con Equipos Principales (Bombas, Separadores, Depuradores, Tanques) y Equipos Auxiliares (Sistemas de Control, Instrumentación, Sistemas Eléctricos), los cuales involucran riesgos de incendio / explosión por presencia de gases inflamables; además de riesgos potenciales de derrame de crudo por fallas en los Sistemas de Bombeo de Crudo.

En correspondencia con esta situación y siguiendo la Filosofía de Diseño Seguro de PDVSA, según la Guía "IR-S-01" la cual establece que las actividades inherentes a los procesos de producción deben desarrollarse en condiciones tales que le permitan mantener niveles de riesgo de acuerdo a lo establecido en los criterios de tolerancia de la Guía "IR-S-02" para Análisis Cuantitativo de Riesgos; y tomando en cuenta que el riesgo no es mas que la probabilidad de falla por las consecuencias de la falla, podemos decir que este indicador es de vital importancia para el diagnóstico y la toma de decisiones, debido a que, el mismo combina probabilidades o frecuencias de fallas con consecuencias, permitiendo, la evaluación de los Sistemas de Transferencia de Crudo, que normalmente presentan alta frecuencia con altas consecuencias; de tal forma que se garantice la integridad del personal propio y contratado, las instalaciones y el medio ambiente.

En línea con esta filosofía, en este proyecto se desarrollará un Análisis Cuantitativo de Riesgos y una evaluación de la Confiabilidad Operacional a los Sistemas de Transferencia de Crudo de las Estaciones de Flujo Bloque V Lamar, como sistema medular de las instalaciones que garantizan la transferencia de crudo hacia los patios de tanques. Dicho análisis permitirá a la Gerencia determinar la situación en que se encuentran los sistemas, además de poder establecer un plan de adecuación o mejora de los mismos, incorporando, en forma sistemática, avanzadas herramientas de diagnóstico, metodología basada en confiabilidad y el uso de nuevas tecnologías, en busca de la operación de sus instalaciones dentro de los mas altos estándares de seguridad.

CAPÍTULO 1

"PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA"

CAPÍTULO 1**1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA****1.1 . - DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN**

El proceso de producción de crudo en la Industria petrolera esta conformado por varias etapas, tales como: Exploración, Extracción, Producción, Refinación y Comercialización.

Dentro de esas etapas, la Producción, representa un conjunto de tareas que requieren de la implementación de sistemas y procedimientos que garanticen los máximos niveles de seguridad, debido a que en esta fase se manejan directamente el Gas y el Crudo provenientes de los yacimientos.

De ello se puede inferir la importancia que tiene el desarrollo de mecanismos que garanticen la operación segura de las instalaciones, con el objeto de lograr la continuidad de las actividades, el cumplimiento de los compromisos de producción de PDVSA, en armonía con el ambiente y resguardando la integridad del personal y las instalaciones asociadas a los procesos.

Para establecer responsabilidades y compromisos de Producción, PDVSA esta conformada por Unidades de Explotación, ubicadas tanto en la Región Oriental como Occidental de Venezuela. Estas Unidades se encargan de maximizar la explotación de las reservas de petróleo y gas de una manera, eficiente, rentable y segura orientada hacia la creación de valor en armonía con el medio ambiente y su entorno, con el apoyo de personal capacitado y tecnologías de punta.

Siguiendo estos esquemas, la Unidad de Explotación Lagocinco es la encargada del manejo y disposición de la producción de crudo y gas asociada a los yacimiento ubicados en los Bloques V y VI del Lago de Maracaibo en la División de Occidente.

Para alcanzar este objetivo, se requiere de una infraestructura que cuente con instalaciones y equipos, con una alta disponibilidad y confiabilidad para manejar la producción de los pozos, realizar la separación crudo y gas, transferir el crudo a través de oleoductos a los patios de tanques, y enviar el gas por medio de gasoductos a las plantas compresoras de gas.

Dentro de esta infraestructura, las estaciones de flujo son instalaciones donde se recolecta y mide la producción múltifásica de líneas provenientes de los múltiples de producción, o directamente de los pozos, se establece la separación gas-liquido y paralelamente, se inicia el tratamiento químico para la deshidratación del crudo y se envían los fluidos separados hacia los patios de tanques y plantas compresoras respectivamente.[2]

Para la recolección de la producción proveniente de los pozos, se cuenta con múltiples de producción, donde las líneas provenientes de los pozos son conectadas independientemente, a un cabezal de producción, o a otra tubería exclusiva para la ejecución de pruebas, de un pozo denominadas cabezal de pruebas; de allí se envía hacia el sistema de separación y prueba de pozos respectivamente.[2]

Del cabezal de producción donde se inicia el tratamiento químico, el crudo se distribuye entre varios separadores donde se realiza la primera etapa de separación (gas – liquido). El gas es llevado a una segunda etapa de separación a los depuradores y de allí a las plantas compresoras a través de los sistemas de recolección de gas. [2]

Los líquidos obtenidos en los separadores y en los depuradores, son llevados hasta los tanques de almacenamiento, de allí por medio de un sistema de bombeo (bombas principales), es enviado a los patios de tanques a través del sistema de recolección de crudo correspondiente.

El sistema de transferencia de crudo (bombas principales), es uno de los sistemas del proceso más importantes con que cuenta una estación de flujo ya que de ellos va depender el transporte del crudo proveniente de los pozos asociados a la instalación hacia los patios de tanques, y la continuidad del proceso de producción.

La operación de estos sistemas involucra riesgos potenciales de derrame de crudo, incendio y/o explosión por presencia de gases inflamables.

Las estaciones de Flujo EF-1-5, EF-9-5, 16-5, ubicadas en Area de Bloque V Lamar del Lago de Maracaibo, han presentado en los últimos años un marcado incremento de fallas, especialmente las asociadas al Sistema de transferencia de crudo, Bombas de Crudo y Cajas de Engranaje.

El conjunto de motobombas de las estaciones de flujo de Bloque V Lamar: EF-1-5, EF-9-5, EF-16-5, son equipos que acumulan mas de 20 años de operación continua, presentándose en los últimos 5 años unas condiciones de operación extremas, dado al incremento de presión de descarga que se ha manifestado por cambios de la cantidad de agua asociada, la presencia de emulsiones, así como incrementos de la producción de crudo. Este conjunto de elementos ha originado en primer lugar, un completo nivel de deterioro de los equipos, tanto por el tiempo de operación como por las condiciones de mayor presión; por otro lado, este cambio de las condiciones de operación, en términos de mayor presión de descarga, a niveles que sobrepasan la condición de seguridad y operación confiable impuesta por el fabricante, determinan la necesidad de realizar el reemplazo de las unidades existentes, por motobombas de mayor capacidad de manejo de presión, para poder cumplir con los perfiles de producción proyectados para el período 2001-2020 en la Unidad de Explotación Lagocinco.[5]

En cuanto al comportamiento de las unidades de bombeo actualmente instaladas, se han presentado un conjunto de eventualidades relacionadas con constantes derrames de crudo, causadas por filtraciones a través de los componentes que integran el Fluid End de la bomba, los cuales presentan deterioro acumulado, lo cual no asegura la contención del crudo a los altos niveles de presión a los que opera el sistema. Por otro lado, han ocurrido dos serios incidentes durante el año en curso, en los que, en ambos casos, se han desprendido violentamente las tapas de los pistones, siendo estos elementos de masa apreciable (alrededor de 5 kg.); estos eventos han implicado un serio riesgo para el personal que pueda estar presente en estas instalaciones. Finalmente los costos de mantenimiento han alcanzado un nivel aproximado de 600 MMBs para el año 2001, de los cuales

alrededor de un 80% esta relacionado a reparaciones mayores de emergencia de los componentes principales, las cuales además de costosas no han sido totalmente efectivas en su objetivo de restituir la capacidad y confiabilidad de los equipos, dado el deterioro acumulado por los años de operación continua.[1]

Estas fallas han tenido un impacto desfavorable tanto en los indicadores de comportamiento económico, como en los de Seguridad y Ambiente de la Unidad de Explotación Lagocinco, ya que se han incrementado los costos de mantenimiento correctivo de bombas en 20 MMBS/año, por otro lado la tasa de contaminación conjunta de las instalaciones esta por el orden de los 400 Barriles de petróleo anuales producto de un total de 36 fallas.[1]

Por lo antes expuesto y siguiendo la filosofía de diseño seguro de PDVSA, según la guía IR-S-01 e IR-S-02, se hace necesario la ejecución de un Análisis Cuantitativo de Riesgos de los Sistema de Transferencia de Crudo de las Estaciones de Flujo EF-1-5, EF-9-5 y EF-16-5, como herramienta valiosa que permita estudiar el proceso, sistemas y operaciones en forma sistemática, logrando con ello disminuir la subjetividad en la identificación de áreas críticas y facilitando la jerarquización e importancia relativa de cada evento no deseado.[9]

Adicionalmente se complementará el ACR, con el desarrollo de herramientas de Confiabilidad Operacional, según los criterios de Ingeniería de Confiabilidad de PDVSA, para determinar mediante un Análisis de Criticidad, la herramienta a implementar este estudio, de manera que se pueda evaluar el Sistema de Transferencia de Crudo, estableciendo las causas que originan los problemas, lo cual complementado con el Análisis Cuantitativo de Riesgo permitirá determinar los riesgos asociados al personal, a las instalaciones y al ambiente, estableciendo elementos de juicio que faciliten a la Gerencia de la U.E. la toma de decisiones para la implantación de planes de adecuación o mejoras, con el objeto de lograr incrementar el Nivel de Seguridad, la Confiabilidad Operacional de las Instalaciones y disminuir los riesgos.

1.2.- OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1.- OBJETIVO GENERAL

Realizar un Análisis Cuantitativo de Riesgos y determinación de la Confiabilidad Operacional a los Sistemas de Transferencia de Crudo de las Estaciones de Flujo Bloque V Lamar, con el objeto de determinar el nivel de riesgos que representan los sistemas con respecto a la presencia de personal expuesto, daños al ambiente, a la infraestructura de las instalaciones, y determinar las causas de las fallas que originan la disminución de la confiabilidad, con el fin de recomendar medidas correctivas para minimizar dichos riesgos.

1.2.2.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para alcanzar el Objetivo General del proyecto se plantearon los siguientes objetivos específicos:

- Identificar los eventos peligrosos asociados a los Sistemas de Transferencia de Crudo.
- Determinar la Frecuencia de Fallas de los componentes del Sistema.
- Construir los Árboles de Demanda del Sistema de Transferencia de Crudo.
- Construir los Árboles de eventos para cada peligro identificado.
- Determinar la probabilidad de ocurrencia de los eventos.
- Determinar los efectos que ocasionarán sobre personas, equipos y ambiente los eventos y compararlos con los criterios establecidos por PDVSA.

- Realizar un Análisis de Criticidad para jerarquizar los Sistemas que conforman las Estaciones de Flujo en Función de su impacto global en el proceso.
- Evaluar los resultados del Análisis de Criticidad para seleccionar la metodología de confiabilidad operacional a desarrollar para analizar el sistema de transferencia de Crudo de las Estaciones de Flujo Blq- V Lamar.
- Identificar soluciones efectivas que integren los resultados del Análisis Cuantitativo de Riesgos y la aplicación de la metodología de confiabilidad operacional, para definir las medidas correctivas que permitan minimizar los riesgos y mejorar la confiabilidad de los sistemas.

1.3.- JUSTIFICACIÓN

Dada la importancia que tienen los Sistemas de Transferencia de Crudo para garantizar el envío de crudo desde las Estaciones de Flujo Bloque V Lamar hacia el Patio de Tanques Bachaquero, y garantizando el cumplimiento de los compromisos de producción de la Unidad de Explotación Lagocinco, este proyecto permitirá identificar los riesgos presentes en los sistemas de bombeo de crudo, a fin de establecer acciones dirigidas al control de eventos no deseados y minimización de las pérdidas potenciales que pudieran generarse, cumpliendo así con los lineamientos establecidos por la corporación, garantizando los requerimientos de seguridad de las personas, instalaciones y ambiente.

Por otro lado el proyecto proporcionará a la Gerencia de la Unidad de Explotación Lagocinco una herramienta para determinar el estado actual de los Sistemas de Bombeo, a fin de evaluar propuestas de reemplazo o mantenimiento, que le permitan asignar un valor monetario probabilístico, lo cual contribuirá a una mejor toma de decisiones sobre la ejecución o de las mismas, tomando en cuenta las prioridades de inversión establecidas por la corporación.

1.4.- DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La Unidad de Explotación Lagocinco esta conformada por 08 estaciones de flujo distribuidas en 02 bloques (V y VI) manejando una producción neta de 82 MBND de crudo de 25 ° API. [1]

Para el desarrollo de este proyecto se seleccionó el Bloque V Lamar , que está estructurado de la siguiente manera:

➤ **Bloque V Lamar:** Conformado por 04 Estaciones de Flujo, manejando una producción de 32.5 MBND.[5]

- **EF-1-5 11.3 MBND**
- **EF-9-5 4.0 MBND**
- **EF-16-5 15.0 MBND**
- **EF-22-5 2.2 MBND**

Esta investigación se realizará en las Estaciones de Flujo EF-1-5, EF-9-5 y EF-16-5 del Bloque V Lamar, cuyos sistemas de transferencia de crudo no han sido sometidos a modificaciones o reemplazos en los últimos 20 años.

CAPÍTULO 2

"DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL"

CAPÍTULO 2

2.- DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL

2.1.- ANTECEDENTES HISTÓRICOS

Reseña Histórica de la Empresa.

La actividad petrolera en Venezuela tiene su origen en la Petrolia del Táchira, empresa que en 1882 construyó en Alquitrana, un pequeño alambique de apenas 15 barriles diarios de capacidad, con el objetivo de abastecer a las poblaciones vecinas con gasoil y lubricantes . La Petrolia mantuvo operaciones hasta 1934. [2]

En el año de 1914 nace Caribbean Petroleum Company y comienza la perforación del pozo Zumaque I en Mene Grande Estado Zulia, originándose la producción a gran escala de petróleo en Venezuela. Luego la Caribbean fue adquirida por la Shell Petroleum Company, empresa internacional con sede en Holanda. [2]

En 1917 se descubrió petróleo en el Campo Cabimas y se construyó el primer oleoducto del país entre Mene Grande y San Lorenzo. [2]

En 1922 ocurre el reventón del BARROSO II en La Rosa, el cual fluyó por 10 días sin control, a razón de 100 mil barriles diarios. El mismo año se descubre el Campo La Paz. [2]

Entre otras referencias de importancia podemos citar

1925: Descubrimiento del campo La Concepción.

1926: Se termina el primer pozo comercial en Lagunillas Estado Zulia.

1929: Se corre el primer registro eléctrico en el Hemisferio Occidental.

1935: Se perfora el primer pozo comercial en al Campo Tía Juana.

En 1945 se inicia la actividad perforadora en las concesiones del Lago de Maracaibo, comenzando así la gran escalada en la Exploración y Explotación de Petróleo Lacustre. [2]

El 30 de Agosto de 1975 se crea PDVSA y se le asigna la trascendental tarea de gestionar la industria petrolera en todas las actividades: investigación, producción, transporte, almacenamiento, comercio interior y exterior. Con esta decisión el estado venezolano tomó el control directo sobre la extracción de crudo, cuyo manejo y explotación estaba bajo la responsabilidad de empresas extranjeras. [4]

Con la creación de esta casa matriz, el estado venezolano se convierte en el único accionista de esta industria, representado por el Ejecutivo Nacional a través del Ministerio de Energía y Minas, organismo que fija las políticas que rigen la gestión y administración de la empresa.

En lo concerniente a los objetivos corporativos de la empresa se destacan:

- Incrementar las reservas de crudo y optimizar la explotación.
- Asegurar la disposición económica de volúmenes de crudo y de productos.
- Elaborar productos sobre la base de los requerimientos y calidad exigidos por el mercado.
- Mantener una relación armónica con el entorno mediante el desarrollo de políticas de conservación ambiental.
- Desarrollar la investigación y el avance tecnológico para contribuir con sus actividades al desarrollo de los sectores productivos de la nación.

2.2.- ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DE PDVSA

PDVSA corporativamente se encuentra estructurada de la siguiente manera [17]:

- EXPLORACIÓN, PRODUCCIÓN Y MEJORAMIENTO
- REFINACIÓN, SUMINISTROS Y COMERCIALIZACIÓN
- PDVSA GAS

- PDV MARINA
- DELTAVEN
- INTERVEN
- PEQUIVEN
- BITOR
- CARBOZULIA
- INGENIERÍA Y PROYECTOS
- INTEVEP
- CIED
- BARIVEN
- PALMAVEN

2.3.- MISIÓN DE PDVSA

Maximizar la explotación de las reservas de hidrocarburos, en forma eficiente, rentable y segura, apoyado con personal altamente capacitado y tecnologías de vanguardia, satisfaciendo nuestros clientes y orientado a la creación de valor, en armonía con el medio ambiente y su entorno [17].

2.4.- VISIÓN DE PDVSA

Ser reconocidos corporativamente como la organización líder de creación de valor en el negocio de producción de hidrocarburos.

2.5.- EXPLORACIÓN, PRODUCCIÓN Y MEJORAMIENTO

Se encuentra estructurada por las Divisiones de Occidente y Oriente:

En las Figuras N° 2.1 y 2.2 se puede observar la Actividad Exploratoria y las Areas de Producción de PDVSA

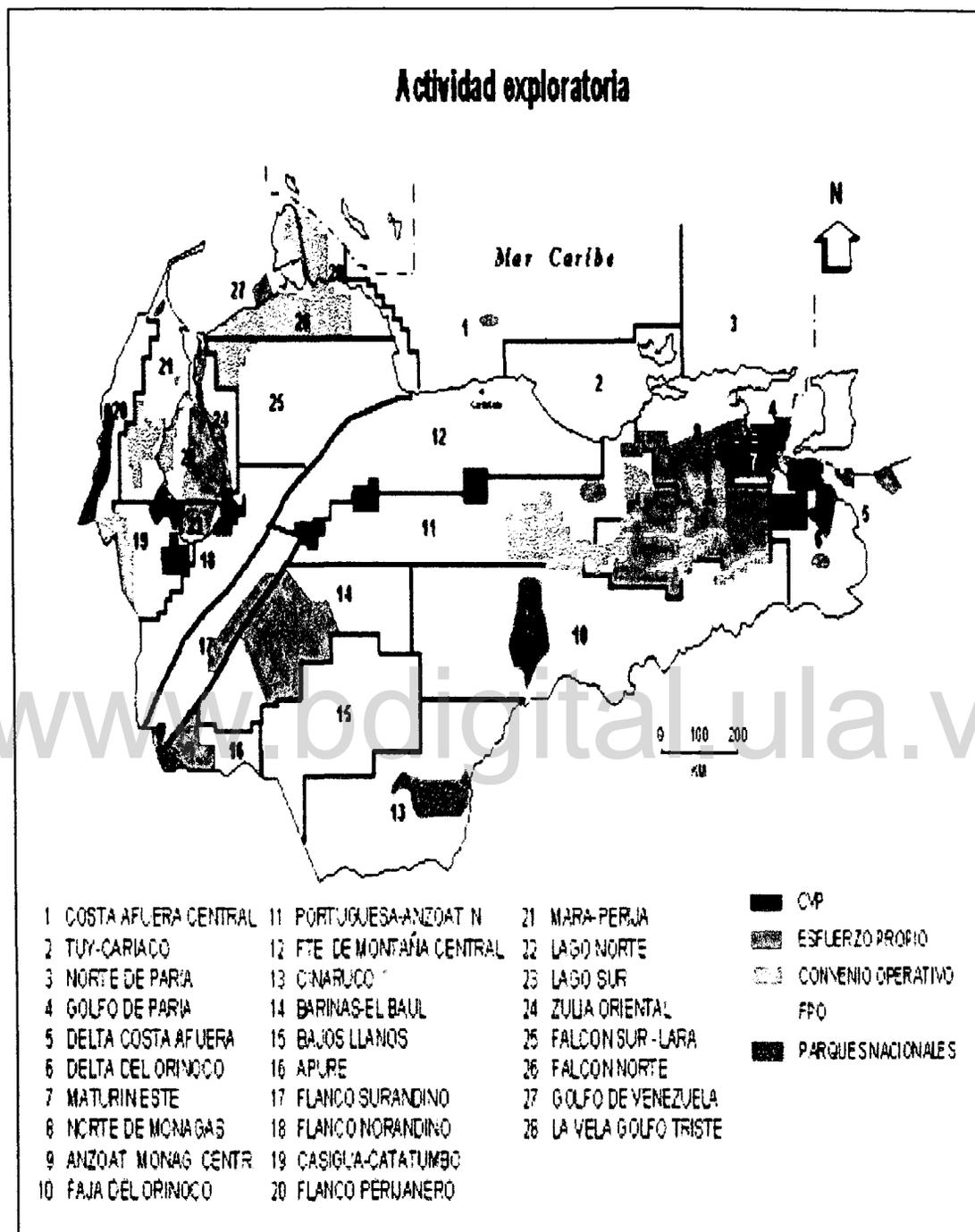


Figura N° 2.1 Distribución de la Actividad Exploratoria de PDVSA [1]

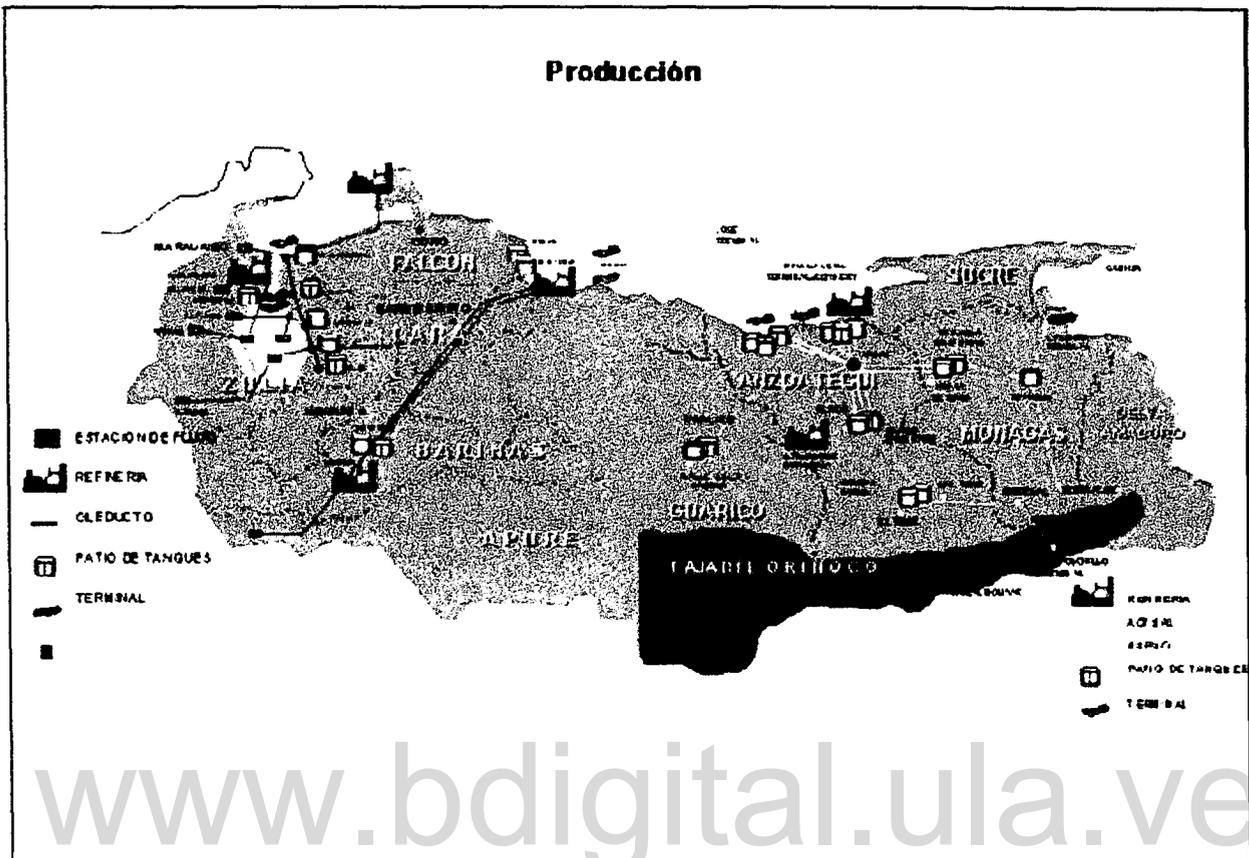


Figura N° 2.2 Operaciones de Producción de PDVSA [1]

2.6.- MISIÓN PRODUCCIÓN

Maximizar la explotación de las reservas de hidrocarburos eficiente y rentable, en armonía con el medio ambiente y promoviendo el crecimiento socio-económico del país [17].

2.7.- VISIÓN PRODUCCIÓN

Ser reconocido internacionalmente como la empresa líder de creación de valor en el negocio de producción de hidrocarburos, a través del aprovechamiento óptimo de sus yacimientos, la eficiencia operacional y la introducción oportuna de nuevas tecnologías; con gente de primera, preparada y motivada, preservando su

integridad y la de los activos, en total armonía con el medio ambiente y el entorno [17].

2.8.- DIVISIÓN OCCIDENTE

La División de Occidente de PDVSA se encuentra estructurada de la siguiente manera:

- Dtto. Maracaibo
- Dtto. Tia Juana
- Dtto. Lagunillas
- Mantenimiento
- Servicios Operacionales
- Control y Gestión
- Perforación y Subsuelo
- Servicios Técnicos
- Coordinación Operacional
- Planificación
- Ingeniería General
- Asesoras (PDVSA)
- Seguridad, Higiene y Ambiente

2.9.- DISTRITO LAGUNILLAS

Se encuentra conformado por las siguientes Unidades de Explotación:

- Centro Sur Lago
- Bachaquero Lago
- Lagocinco
- Lagotreco
- Barúa - Motatán
- Tierra Este Liviano

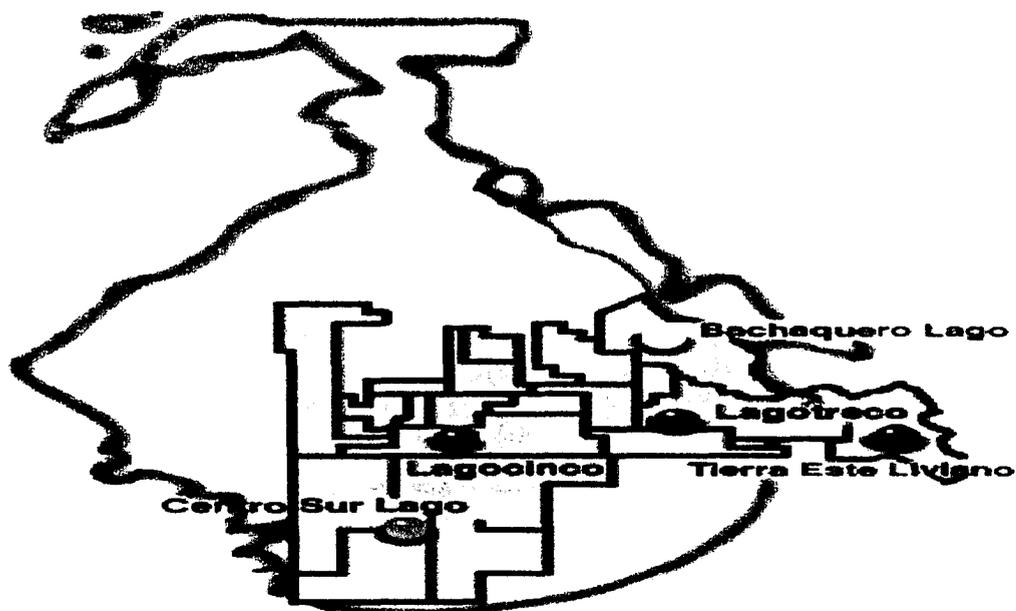


Figura N° 2.3 Ubicación Geográfica U. E. Distrito Lagunillas [1]

Tabla N° 2.1 Superficie Ocupada por el Distrito Lagunillas [1]

SUPERFICIE		
UNIDAD DE EXPLOTACIÓN		Km ²
CENTRO SUR LAGO		2309
SUR DEL LAGO	2.002	
CENTRO LAGO	153	
URDANETA LAMA	72	
LL652	82	
LAGOCINCO		1522
BLOQUE V	187	
BLOQUE VI	98	
BLOQUE VIII	112	
BLOQUE XIII	582	
BLOQUE XV	543	
LAGOTRECO		831
BLOQUE III	225	
BLOQUE IV	33	
BLOQUE VII	444	
BLOQUE XI	129	
TIERRA ESTE LIVIANO		707
BACHAQUERO LAGO		450
		5819

Tabla N° 2.2 Infraestructura del Distrito Lagunillas [1]

INFRAESTRUCTURA		
		%
• ESTACIONES FLUJO	56	13
• MÚLTIPLES DE CRUDO	27	17
• MÚLTIPLES DE GAS	114	40
• PLANTAS/MINIPLANTAS COMPRES GAS	16	44
CAPACIDAD COMPRESIÓN (MMPCD)	2678	44
• PLANTAS INYECCIÓN AGUA	12	32
CAPACIDAD INYEC. AGUA (MBAD)	932	39
• PLANTAS DE PROCESOS	1	20
CAPACIDAD PROCESO (MMPCD)	120	7
• PLANTAS ELÉCTRICAS	1	20
CAPACIDAD (MW)	5	2,2

Tabla N°2.3 Caracterización de Hidrocarburos del Distrito Lagunillas [1]

SEGREGACIONES				
Unidad de Explotación	Segregaciones	%API	Uso	Destino
Tierra Este Liviano	Menemota - 1	22 - 24	Propósito general	Pto. Mda.
Centro Sur Lago	Tia Juana Liviano	31	Propósito general	La Salina
	Condensado	40 - 50	Diluyente	UDP
Lagocinco	Lagocinco	32	Base lubricante	Pto. Mda. L.O.L
Lagotreco	Lagotreco	28 - 30 30	Propósito general	Pto. Mda.
	Ceuta			
Bachaquero Lago	Sur Mediano Sur	24	Propósito general	Amuay USA
	Bach. Pesado	14		

Tabla N° 2.4 Proyección Petrolera del Distrito Lagunillas [1]

MAGNITUD DEL NEGOCIO		
		<u>% occ</u>
• RESERVAS (MMBLs)	6666	44
• POTENCIAL (MBD)	540	31
• PRODUCCIÓN (MBD)	502	31
• POZOS ACTIVOS (No.)	2329	19
• POZOS INACTIVOS (No.)	1518	20
• YACIMIENTOS (No.)	387	40
• INFRAESTRUCTURA		
• SEGREGACIONES		

2.10.- UNIDAD DE EXPLOTACIÓN LAGOCINCO

Su área de operaciones se encuentra ubicada en la zona Sur-Central del Lago de Maracaibo y abarca los bloques V Centro, V Lamar, VI Lamar. Su producción promedio /año está en el orden de los 90.0 MBNPD, de crudo de 25° API base lubricante, clasificado por sus características físico-químicas como "Premium", el cual es bombeado a la refinería Cardón y al Puerto Miranda para entrega a clientes internacionales. Actualmente se tiene en evaluación un proyecto de inyección de agua/gas (WAG) en un laboratorio integral de campo (LIC), con el propósito de masificarlo en el resto de los yacimientos e impulsar el reto planteado en la base de recursos de aumentar el potencial en 120.0 MBNPD, el factor de recobro de 36 a 40%, y la relación producción reservas de 3.1 a 7-10 %.

En las figuras N° 2.4 y N° 2.5 se presenta el organigrama de Lagocinco:

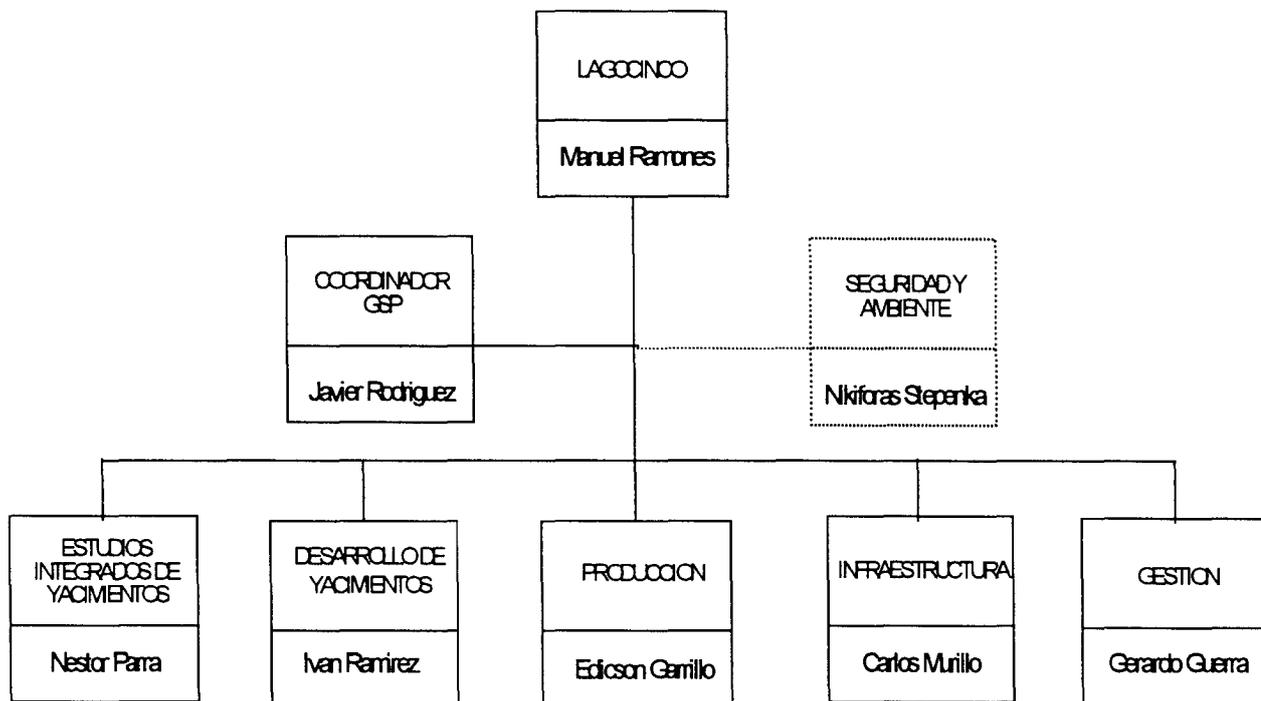


Figura N° 2.4 Organigrama Unidad de Explotación Lagocinco [2]

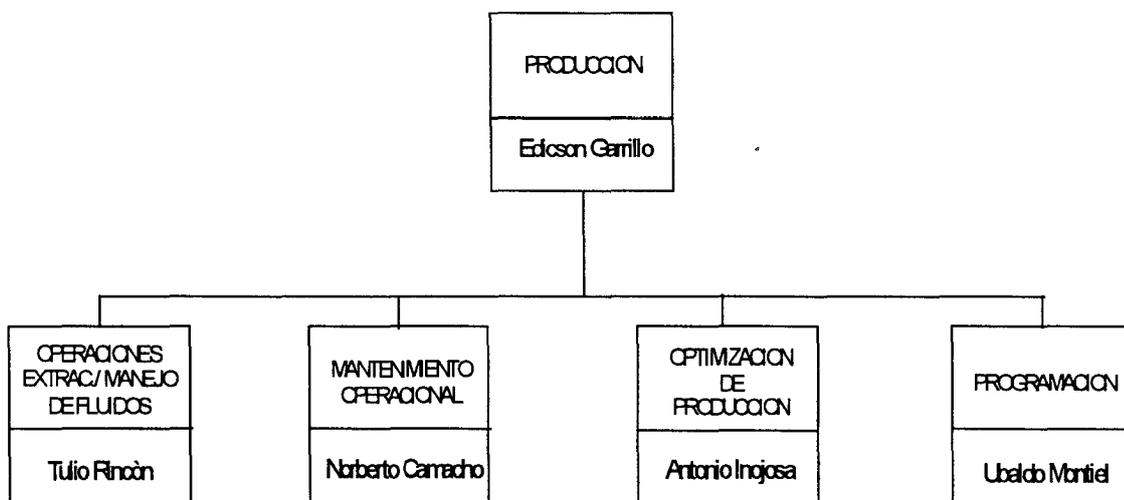


Figura N° 2.5 Organigrama Gerencia de Producción Lagocinco [2]

2.11.- ESQUEMA DE PRODUCCIÓN DE LAGOCINCO

2.11.1.- DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO [3]

Para la recolección y transporte del crudo explotado por la U.E. Lagocinco se cuenta con 08 estaciones de flujo y una red de oleoductos para su transporte.

Las estaciones de flujo se encuentran distribuidas en los bloques V Lamar, V Centro y VI en donde el primero contiene 04 estaciones (EF-1-5, EF-9-5, EF-16-5 y EF-22-5), el segundo bloque contiene 02 estaciones (EF-21-5 y EF-23-5) y en el tercer bloque hay 02 estaciones (EF-2-6 y EF-5-6).

En la tabla N° 2.5 se muestra las estaciones de flujo, con sus respectivas plataformas de empalme asociadas, la producción manejada y el diámetro del oleoducto para el transporte del crudo.

Tabla N° 2.5 Manejo de Crudo Lagocinco [3]

ESTACIÓN DE FLUJO	PLATAFORMA DE EMPALME	PRODUCCIÓN (BPD)	DIÁMETRO OLEODUCTO (PLG)
1-5	PE-1-5	11085	10
9-5	PE-1-5	4016	16
16-5	PE-1-5	14926	10
21-5	PE-1-5	8843	10
22-5	EF-22-5	2329	6
23-5	PE-1-5	5158	10
2-6	PE-4-6	11122	12
5-6	PE-4-6	14072	12

La producción de la estación de flujo EF-22-5 es enviada a través de un oleoducto de 6" a la EF-1-5 donde se conecta al oleoducto de 10" hacia la plataforma de empalme PE-1-5.

Las plataformas de empalme son instalaciones en donde convergen el crudo procesado, o el gas para ser conducidos hacia un lugar determinado. Una vez que el crudo procesado converge en las plataformas de empalme P.E. 1-5 y P.E. 4-6, es enviado a la P.E. 1-3 por una línea de 20" y a la P.E. 3-11 por una línea de 16" respectivamente. La P.E. 3-11 conduce el producto hacia la P.E. 1-7 por medio de un oleoducto de 16" y desde dicha plataforma hacia el patio tanque de Bachaquero. Por el otro lado la plataforma P.E. 1-3 entrega el petróleo por medio de dos líneas al patio de tanques Bachaquero en donde es deshidratado y transportado al Puerto Miranda, en donde es comercializado. En las figuras N° 2.6 y 2.7 se puede observar el esquema de manejo de crudo de la Unidad de Explotación Lagocinco.

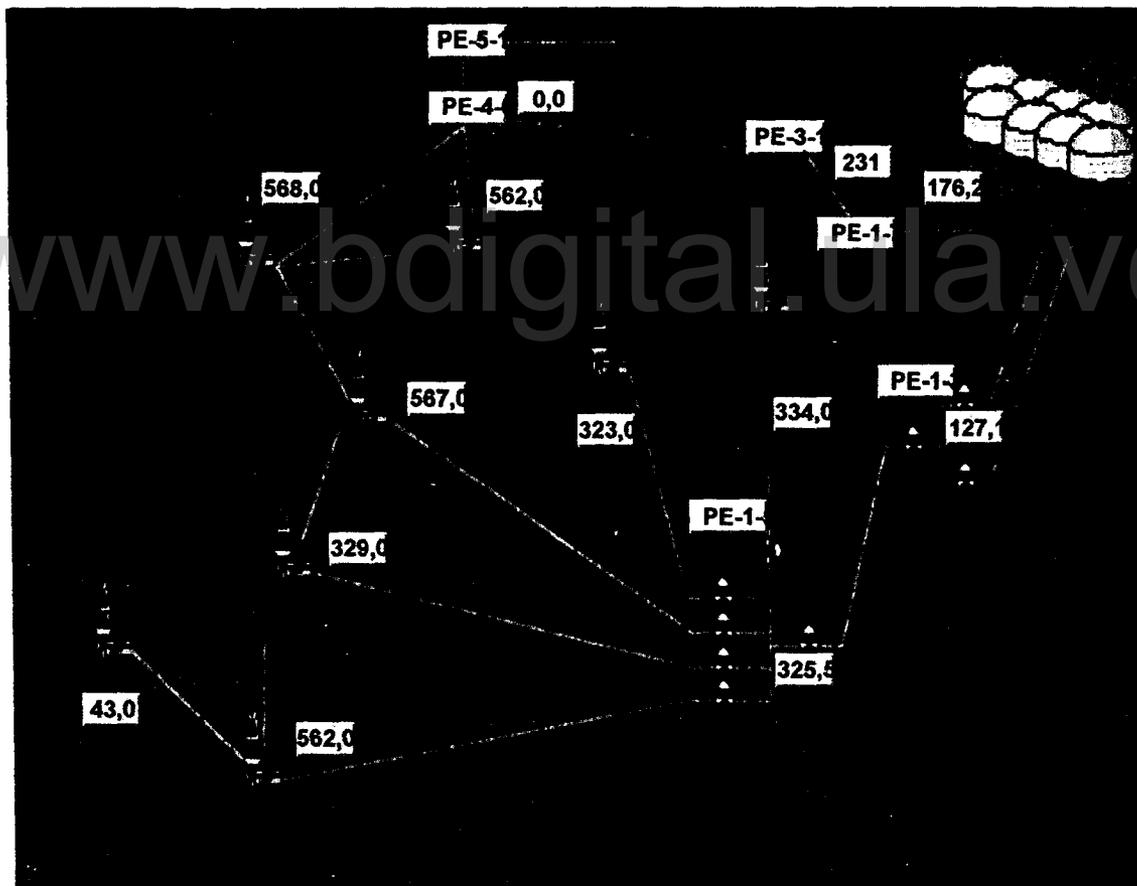


Figura N° 2.6 Esquema de Manejo de Crudo Lagocinco [3]

La Tabla N° 2.6 muestra la especificación de las líneas que conforman el Sistema de Recolección de Crudo de la Unidad de Explotación Lagocinco.

Tabla N° 2.6 Especificación de Líneas del Sistema de Recolección Crudo [3]

ORIGEN	DESTINO	DIAMETRO (Pulg)	LONGITUD (Km)	CALIBRE	PRESION Max. (psi)	ESTADO	F.U.L.
EF-2-6	E.F.16-5	8	5		1.151	A	
EF-2-6	P.E.4-6	12	9.5	40	1.111	A	Nov-94
EF-5-6	P.E.4-6	12	6.3		1.111	A	
E.F.1-5	P.E.1-5	10	18		1.125	A	
E.F.1-5	E.F.9-5	6	3.9	40	1.179	A	Jul-94
E.F.1-5	E.F.22-5	6	1	40	1.179	A	Sep-94
E.F.1-5	E.F.22-5	6	1	40	1.179	I	Sep-94
E.F.1-5	E.F.9-5	6	3.9	40	1.179	I	Jul-94
E.F.9-5	E.F.22-5	10	5.2		1.125	I	
E.F.9-5	E.F.16-5	6	3	40	1.179	A	Ago-94
E.F.9-5	E.F.16-5	6	3	40	1.179	A	Jul-94
E.F.9-5	P.E.1-5	16	15.3	40	1.181	A	Jul-94
E.F.16-5	P.E.1-5	10	14.3	40	1.125	A	Ago-94
E.F.21-5	P.E.1-5	10	2	XS	1.758	A	Jul-94
E.F.23-5	P.E.1-5	10	1.2		1.125	A	
P.E.1-5	P.E.4-6	8	8.5		1.151	A	
P.E.1-5	P.E.1-3	20	32		1.182	A	
P.E.1-3	TDN	10	23		1.125	A	
P.E.1-3	TDN	20	23		1.182	A	
P.E.5-10	P.E.4-6	16	3	20	589	A	Ago-95
P.E.4-6	P.E.3-11	16	32		1.181	A	
P.E.3-11	P.E.1-7	16	7		1.181	A	
P.E.1-7	TND	16	39		1.181	A	
M.P-14-6	E.F.2-6	8	---	40	1.151	A	Nov-94
EF-2-6	MP-14-6	8	---	60	1.642	A	Nov-94
EF-2-6	MP-14-6	6	----	40	1.179	A	Nov-94

2.11.2.- DESCRIPCIÓN DE LAS PLATAFORMAS DE EMPALME DE GAS

Las U.E. Lagocinco cuenta con 03 plataformas de empalme de gas, donde 02 plataformas (EM-1 y EM-2) recolectan 67 MMPCND de gas procedente de las EF-21-5 y EF-23-5, por un gasoducto desde EF-21-5 de 20" a la EM-2 y desde ahí a la EM-1 por gasoducto de 24"; finalmente la línea se une a la EF-16-5 para ser distribuida. La tercera plataforma de empalme (P.A.) recolecta el gas de alta de la EF-21-5 (25 MMPCND) por una línea de 20" y lo entrega a LAGO I por un gasoducto de 30".

2.11.3.- DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE GAS.

En la actualidad existen 350 MMPCND de gas total recolectado en los bloques V/VI, de los cuales 250 MMPCND están en baja presión y se distribuyen de la siguiente manera: 20 MMPCND entregados a Centro Sur Iago, 140 MMPCND al complejo Lamargas para ser comprimido por la planta Boosgas y 90 MMPCND restante al PC-VII. Luego de restar el gas de baja presión del total, quedan 110 MMPCND de mediana presión, (180 Lppcm) y se distribuye de la siguiente forma: 25 MMPCND son enviados a LAGO I y 85 MMPCND son entregados al complejo Lamargas.

Las presiones normales de operación de las plantas de compresión son las siguientes: Cinco gas II, III, IV, V, TK-101, TK-201, succión: 180 Lppcm y descarga: 2350 Lppcm. El portacompresor VII: succión 45 Lppcm y descarga 1870 Lppcm. Planta Boostgas, succión: 40 Lppcm y descarga 180 Lppcm.

En la Figura N° 2.7 se puede apreciar el Sistema de Recolección de Gas y Transferencia y en la Tabla N° 2.7 se reflejan las especificaciones de las líneas de dicho sistema.

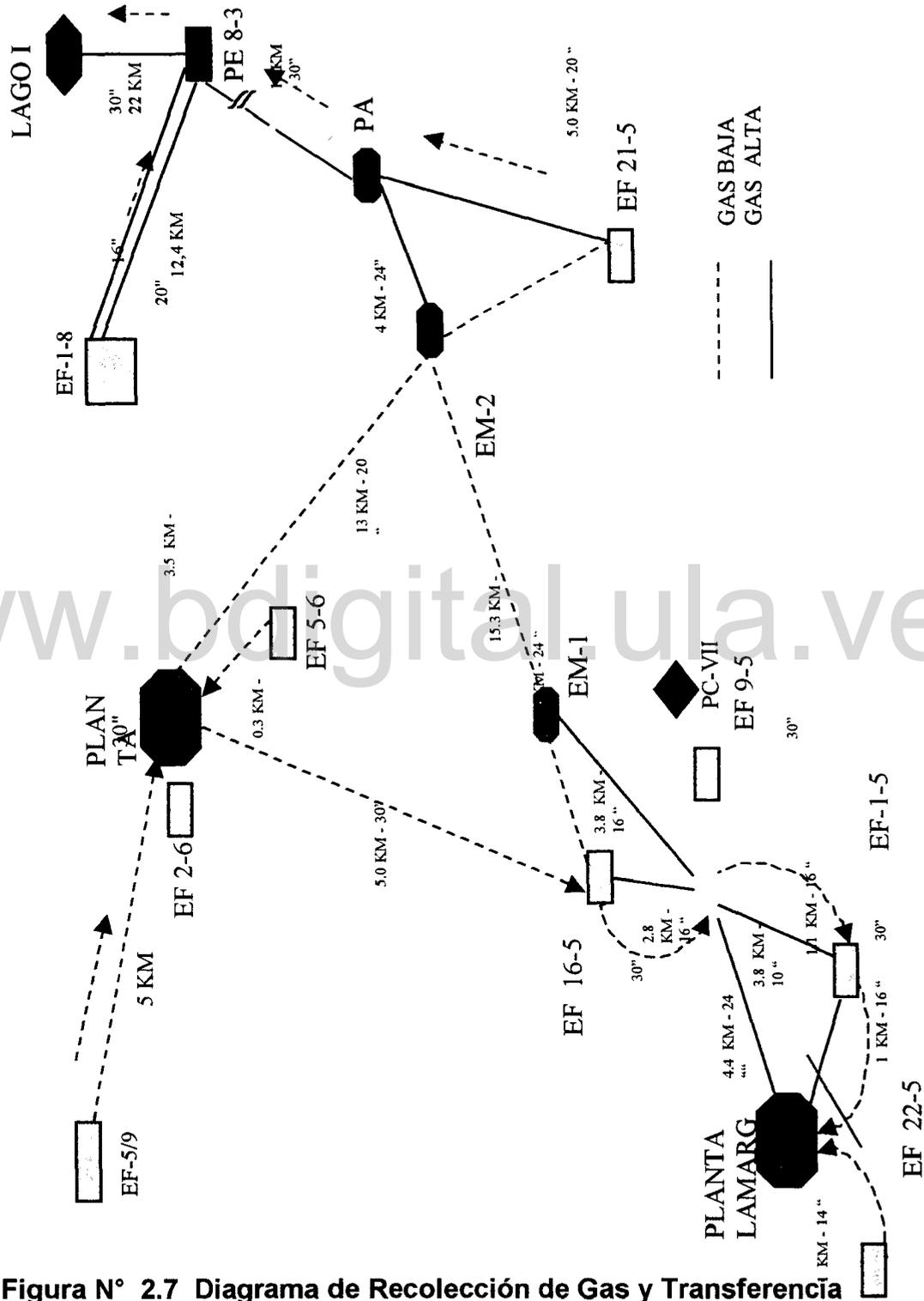


Figura N° 2.7 Diagrama de Recolección de Gas y Transferencia

Tabla N° 2.7 Especificación líneas de recolección de gas [3]

ORIGEN	DESTINO	DIAMETRO (Pulg)	LONGITUD (Km)	CALIBRE	PRESION Max.(psi)	ESTADO	F.U.L.
LAMAR	E.F.5-9	30	5		350	A	
LAMAR	E.F.5-6	16	0.3	STD	1.111	A	Oct-94
LAMAR	E.M.2	20	13		630	A	
LAMAR	E.F.16-5	30	5	STD	350	A	Nov-94
E.F.21-5	E.M.-2	20	4	STD	1.179	A	Jul-97
E.F.21-5	P.A.	20	5		1.179	A	
E.M-2	P.A.	24	4		1.179	A	
P.A.	P.E.-8-3	30	18		1.179	A	
P.E.8-3	LAGO I	30	22		350	A	
E.M.2	E.M-1	24	15.3		1.179	A	
E.M-1	E.F.16-5	24	1.9	30	1.179	A	Oct-95
E.F.16-5	E.F.9-5	30	2.8	STD	1.181	A	
E.F.16-5	E.F.9-5	16	2.8	STD	1.125	A	Ago-94
E.F.9-5	Lamargas	24	4.4	STD	1.758	A	Ago94
E.F.9-5	E.F.-1-5	30	3.8		350	A	
E.F.9-5	E.F.1-5	10	3.8		1.125	A	
E.F.1-5	Lamargas	30	1.1		350	A	
E.F.1-5	Lamargas	16	1.1	30	1.181	A	Nov-94
E.F.22-5	Lamargas	16	1	40	1.181	A	Sep-94
E.F.22-5	Lamargas	14	1	40	589	A	Sep-94
E.M-1	E.F.-9-5	16	3.8	40	1.181	A	Oct-95

2.11.4 .- DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS

En las plantas de compresión se toma el gas proveniente del sistema de recolección para elevar su presión y distribuirlo a instalaciones de inyección de gas. Después que se ha comprimido el gas a 2350 Lppcm es enviado al Raiser General de descarga del complejo de Lamargas para ser distribuido. Se envían 80MMPCND al Bloque V pero antes se reduce la presión de 2350 Lppcm a 1870 Lppcm, este volumen se une en un punto de la red de distribución (EF-9-5) con los 85 MMPCND provenientes del Portacompresor VII a 1870 Lppcm, dando un volumen total de gas entregado para el bloque V de 170 MMPCND. Se transfieren al bloque VI unos 125 MMPCND con una presión de 2100 Lppcm de las cuales se transfiere 70 MMPCND para ser utilizado como gas Lift y el resto 55 MMPCND es enviado a UNIGAS. Ver Figura N° 2.8.

En la tabla N° 2.8 se representan las especificaciones de líneas y tuberías del sistema de distribución de gas,

www.bdigital.ula.ve

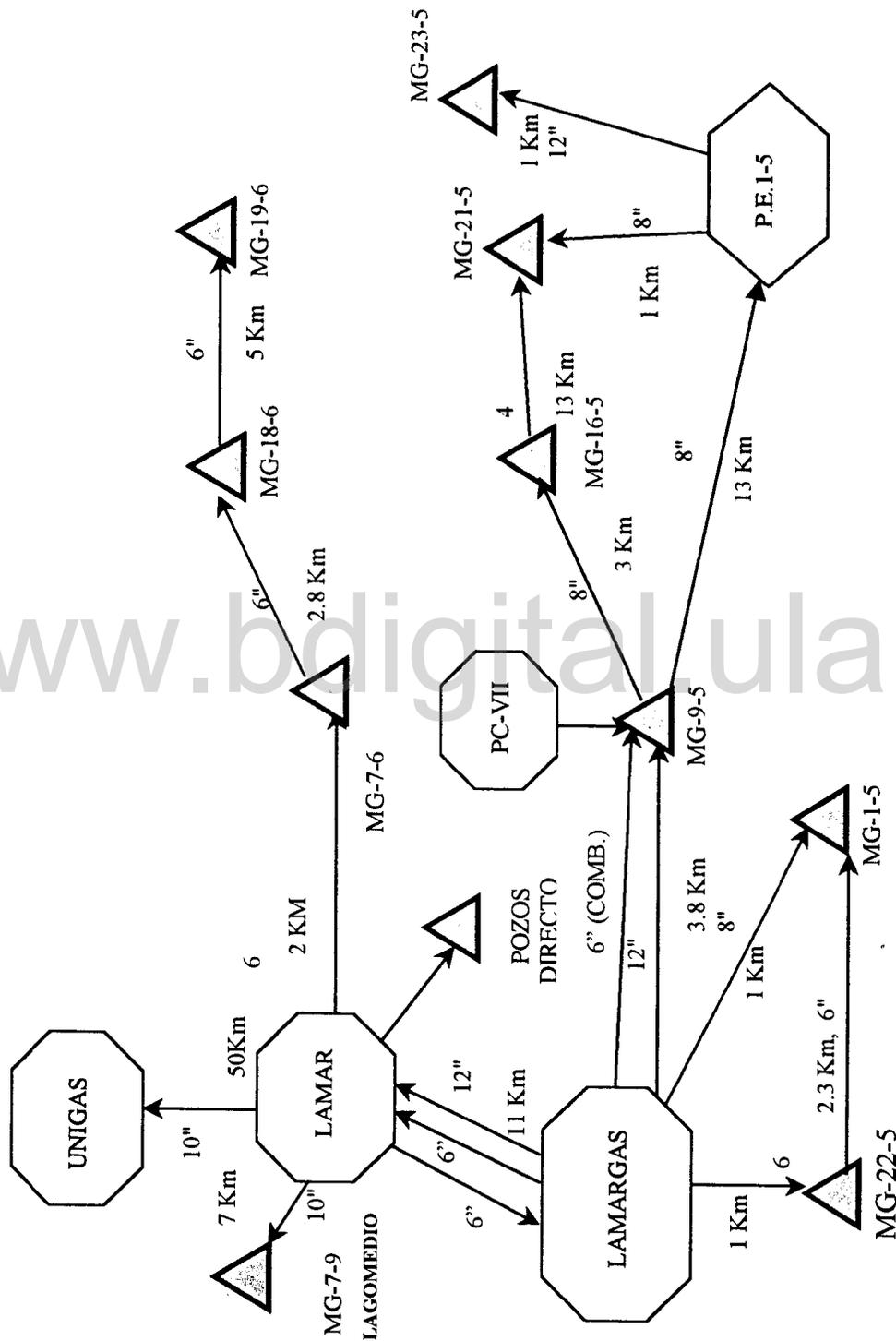


Figura N° 2.8 Diagrama de distribución de gas lift y transferencia [3]

Tabla N° 2.8 Especificaciones de las Líneas de Distribución de Gas [3]

ORIGEN	DESTINO	DIAMETRO (Pulg)	LONGITUD (Km)	CALIBRE	PRESION Max.(psi)	ESTADO	F.U.I.
LAMAR	MG-7-6	6	2		1.179	A	
MG-7-6	MG-18-6	6	2.8		1.179	A	
MG-18-6	MG-19-6	6	5		1.179	A	
LAMAR	Lamargas	12	11		1.111	A	
LAMAR	Lamargas	6	11	80	2.336	A	Jul-97
LAMAR	Lamargas	6	11	160	4.519	A	Feb-96
LAMAR	UNIGAS	10	50	120	3.371	A	Jul-97
Lamargas	MG-9-5	12	3.8		1.111	A	
Lamargas	MG-9-5	6	3.8		1.179	A	
Lamargas	MG-22-5	6	1		1.179	A	
Lamargas	MG-1-5	8	1		1.151	A	
MG-22-5	MG-1-5	6	2.3		1.179	A	
MG-9-5	MG-16-5	8	3		1.151	A	
MG-9-5	P.E.1-5	8	13		1.151	A	
P.E.1-5	MG-21-5	8	1		1.151	A	
P.E.1-5	M.G.23-5	12	1		1.111	A	
LAMAR	M.G.7-9	10	7	80	2.199	A	Jul-97

2.12.- ESTACIONES DE FLUJO [2]

Son instalaciones de producción de la Industria Petrolera donde se recolecta, mide y distribuye la producción de crudo, gas y agua provenientes de los múltiples de producción, o directamente de los pozos. En las estaciones de flujo se realiza la separación líquido - gas de dicha producción y se inicia el tratamiento químico para la

deshidratación del crudo. Una vez separados los componentes, el líquido en cuestión es almacenado temporalmente en tanques y posteriormente bombeado a través de múltiples de bombeo hacia los patios de tanques; El gas es sometido a una segunda separación en el depurador en donde se completa la separación líquido – gas. El líquido se envía a los tanques de almacenamiento y el gas depurado es transferido hacia las plantas de compresión de gas a través del sistema de recolección. En la Figura N° 2.9 se puede observar el Esquema general de una estación de flujo y en la Foto N° 2.1 se presenta la EF-23-5.

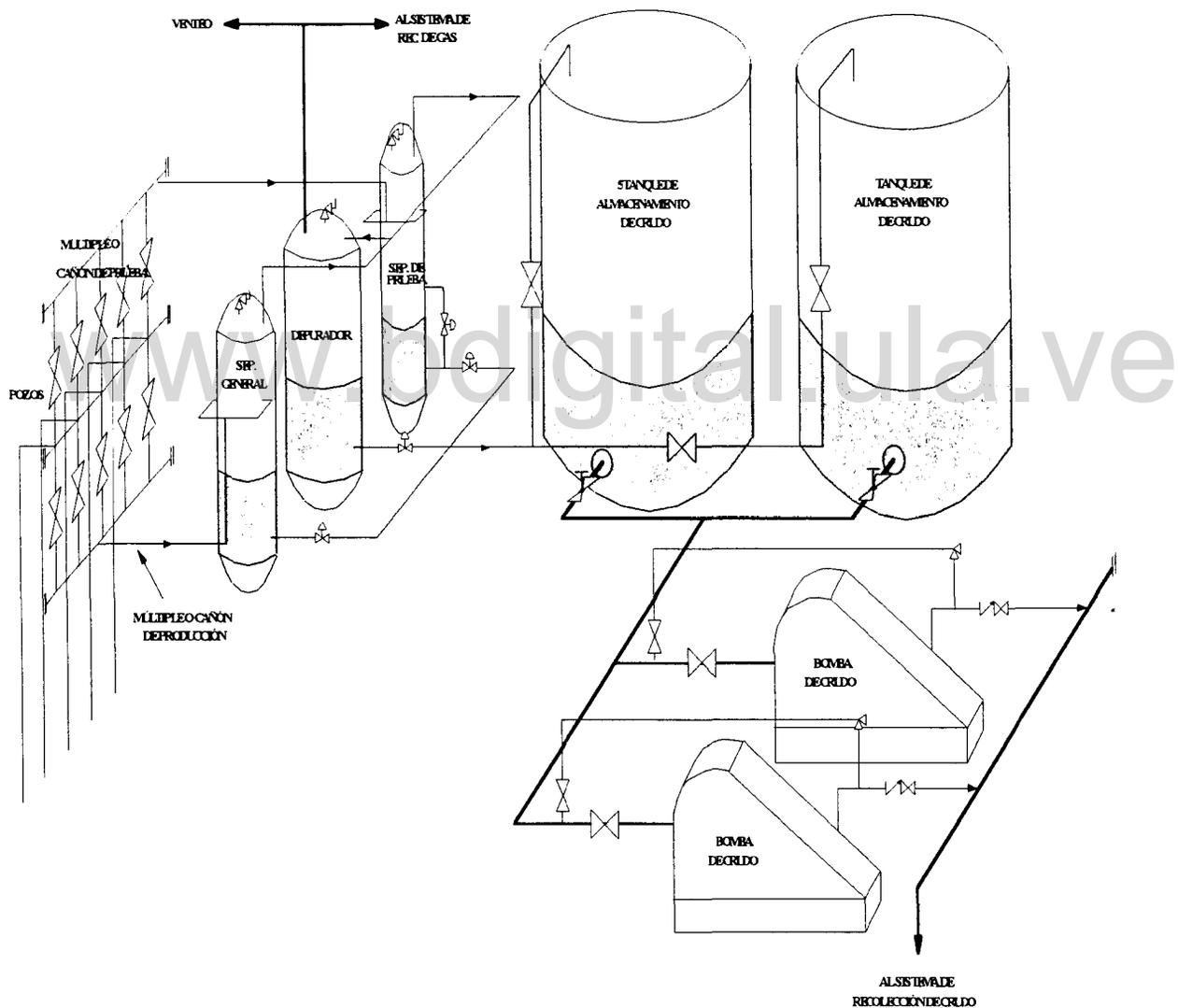


Figura N° 2.9 Esquema General de una Estación de flujo [3]

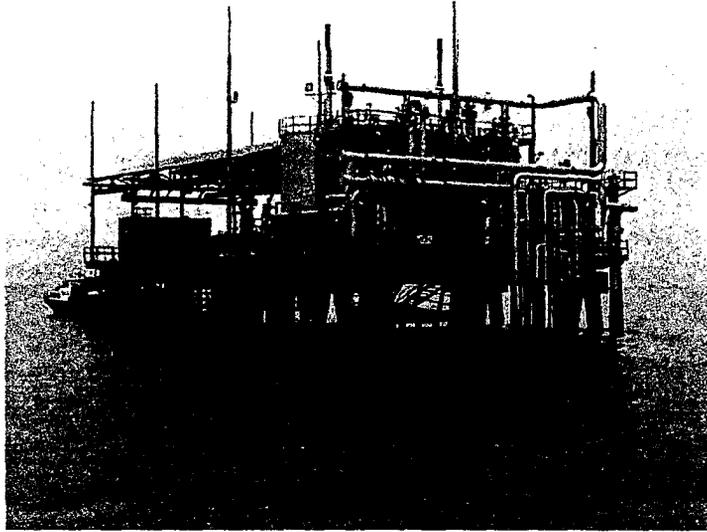


Foto N° 2.1 Estación de Flujo EF-23-5

2.12.1.- DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO

La recolección de la producción proveniente de los pozos, que se encuentra en varios yacimientos, se hace mediante la conexión de líneas que llegan a un múltiple provisto de cabezales de producción y prueba, ambos ubicados en la Estación de Flujo. Desde este múltiple, la producción es enviada a los separadores de producción y prueba; esta última operación se realiza actualmente mediante el accionamiento manual y/o automático de las válvulas de dicho múltiple. El nivel de crudo en el separador es controlado por medio de un sistema neumático.

El líquido proveniente del separador de producción, por diferencia de presión, a los tanques de almacenamiento de la estación, y de estos es bombeado hacia los patios de tanques mediante bombas accionadas por motores eléctricos.

La producción de los pozos sometidos a prueba va al separador de prueba, en donde se separan el gas y el líquido, con el objeto de cuantificar el flujo de estos; Posteriormente el gas y el líquido se unen al resto de la producción.

El gas que sale por la parte superior de los separadores va al depurador, donde es despojado de los líquidos en suspensión. El gas depurado es transferido al sistema de recolección de gas del área, a través de un controlador de presión ubicado en la descarga de gas, el cual fija la presión de operación de la estación. El líquido del depurador se une con el líquido procedente de los separadores y va a los tanques de almacenamiento de crudo de la estación.

Para mantener estable la presión de operación de la Estación de Flujo, en caso de existir problemas en el sistema de recolección de gas, se utiliza un controlador de presión que abre una válvula en la descarga de gas de la estación (venteo) con la finalidad de evitar la sobrepresión en los equipos. Los tanques de almacenamiento ventean directamente a la atmósfera.

El crudo proveniente de los separadores y depuradores, es almacenado en los tanques de almacenamiento de crudo, los cuales están conectados en paralelo. Un tanque típico tiene una capacidad de 1500 BIs, y posee un fondo cónico con drenaje al sumidero. Los tanques están provistos de interruptores de nivel que activan el arranque de las bombas de acuerdo al nivel del tanque.

El crudo almacenado en los tanques de la estación es bombeado a los patios de tanques en tierra por medio de bombas conectadas en paralelo. El 90% de las bombas instaladas en las estaciones de flujo son reciprocantes y el resto son de tornillo.

Para disminuir la formación de emulsiones fuertes en las líneas de bombeo, ayudar al proceso de separación gas – líquido, y para disminuir la espuma que se forma en los tanques, las estaciones de flujo están provistas de equipos y controles para la inyección de productos químicos en el crudo. Los químicos demulsificantes son inyectados con bombas dosificadoras, al igual que los químicos antiespumantes.

En resumen las funciones mas importantes que desempeña una estación de flujo son:

- Recolectar la producción del conjunto de los pozos de un área determinada.

- Separar la fase líquida y la fase gaseosa del fluido multifásico que proviene de los pozos productores.
- Recolectar el gas y distribuirlo a las plantas compresoras y miniplantas.
- Medir la producción de petróleo, agua y gas de cada pozo productor. Esta función se realiza en el separador de prueba.
- Proporcionar al petróleo un sitio de almacenamiento temporal.
- Bombear el petróleo hacia los terminales de almacenamiento y embarque.

2.12.2.- EQUIPOS PRINCIPALES [5]

2.12.2.1.- Múltiple de producción

Los múltiples o "Cañones" de producción son un conjunto de tuberías, válvulas y piezas prefabricadas, cuya función es la de recibir el fluido bifásico de los pozos que fluyen a la estación, y conducirlo a través de tuberías a los separadores de producción general o de prueba, según sea el caso. En el múltiple de producción convergen las líneas de flujo de los pozos asociados a la estación de flujo, estas líneas pueden ser de 4" o 6" de diámetro.

En el múltiple existen dos cabezales de producción, los cuales reciben el nombre de Cabezal de Alta y Cabezal de Baja los rangos de presión en los que operan los mismos pueden variar entre 190-220 PSI en Alta y entre 80-110 PSI en baja.

En la Foto N° 2.2 se puede observar el Múltiple de Producción de la EF-9-5 y en la Foto N° 2.3 el de la EF-16-5.

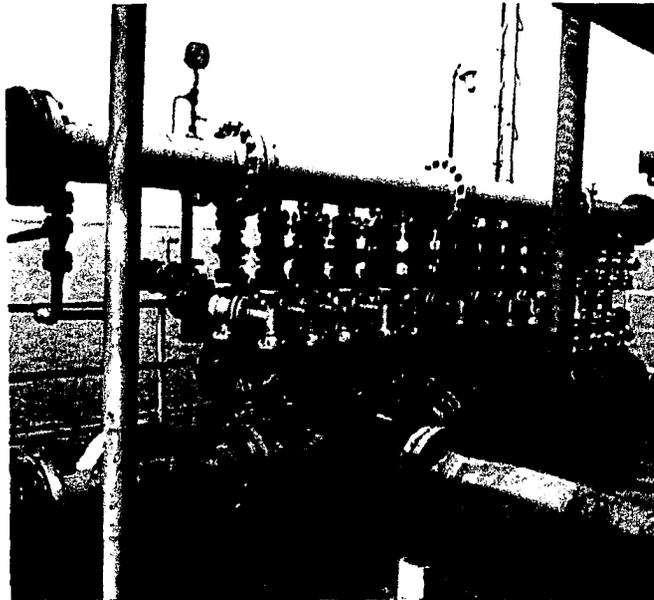


Foto N° 2.2 Múltiple de Producción EF-9-5

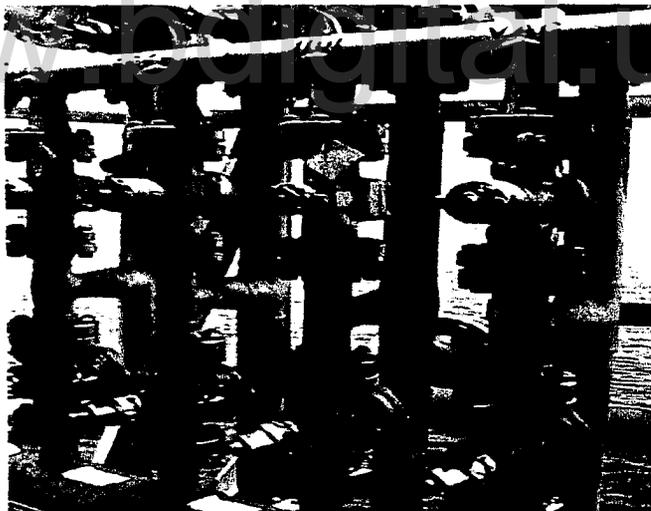


Foto N° 2.3 Múltiple de Producción EF-16-5

2.12.2.2.- Separador de Producción general y Separador de Prueba

El funcionamiento de un separador se basa en el principio de separación gravitacional debido a la diferencia del peso específico entre el gas y el crudo; donde

el gas se dirige hacia la parte superior del separador mientras que el crudo se deposita en el fondo produciendo la separación, la cual se aumenta a través de un proceso de agitación mecánica causada por una serie de deflectores de flujo colocados internamente en el separador.

Los separadores pueden operar a baja presión (80-110 Psi) o en alta presión (190-220 Psi).

Los separadores de medida o prueba funcionan de igual manera que los separadores de producción, con la diferencia que solo son utilizados por un pozo a la vez, y están provistos de dos cámaras, una de separación propiamente dicha donde se mide el gas y otra con equipos para cuantificar el volumen de líquido que produce el pozo; su proceso consiste en separar y medir el volumen de líquido y gas producido para un período preestablecido, por ello se registra el tiempo que tarda el crudo en subir desde un nivel mínimo hasta un nivel máximo prefijados (medición por volumen constante). Por su parte, el gas es medido mediante el uso de placas orificios a la salida del recipiente. Tanto el gas como el líquido producido por el pozo son integrados al resto de la producción una vez que se efectúan las mediciones del separador de prueba. En las Figuras N° 2.10 y 2.11 se muestra un separador de producción y uno de prueba respectivamente.

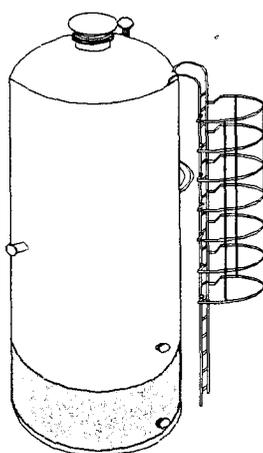


Figura N° 2.10 Esquema de un Separador de Producción [3]

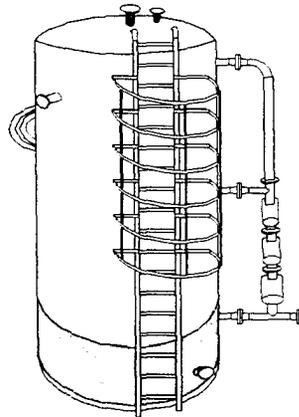


Figura N° 2.11 Esquema de un Separador de Medida [3]

www.bdigital.ula.ve



Foto N° 2.4 Separador de Producción y Medida EF-2-6

2.12.2.3. - Depurador de Gas

Es un recipiente con características físicas similares a los separadores, pero con elementos físicos internos adicionales que permiten eliminar los restos de las partículas de crudo en suspensión en el gas proveniente de los separadores y purificarlo.

Por diseño, estos recipientes trabajan de tal manera de eliminar humedad en el gas, para evitar el envío de líquidos a las plantas compresoras, operando con presiones que pueden oscilar entre 190-220 Psi para alta presión y 80-110 Psi en los depuradores de baja presión.

En los depuradores se realiza la medición del gas total producido en la instalación. Cuentan con un sistema de control de nivel que evita el paso de líquidos al sistema de gas de la instalación. Adicionalmente, el sistema de protección consta de un interruptor neumático de nivel que actúa como respaldo al sistema de control, y envía una señal para abrir la válvula de descarga y drenar los líquidos que se acumulan.

El gas depurado es transferido al sistema de recolección de gas del área, a través de un controlador de presión ubicado en la descarga de gas del depurador que fija la presión de operación de la estación. El líquido recolectado en el depurador se une con el líquido procedente de los separadores y van a los tanques de almacenamiento de crudo de la estación. En las Figura N° 2.12 se presenta un esquema de un depurador de gas, en la Foto N° 2.5 se puede observar el Depurador de la EF-16-5.

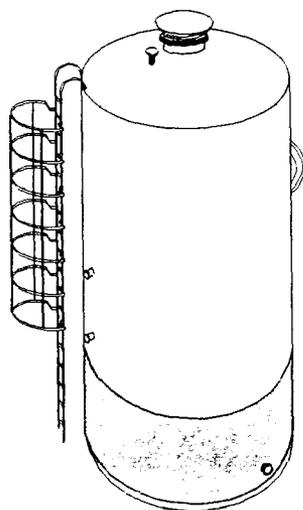


Figura 2.12 Depurador de gas [3]

www.bdigital.ula.ve



Foto N° 2.5. Depurador de Gas EF-2-6

2.12.2.4.- Tanques de Almacenamiento de Crudo

Son los recipientes destinados al almacenamiento temporal del crudo proveniente de los separadores y depurador. El crudo almacenado en los tanques alimenta la succión de las bombas de transferencia, las cuales lo bombean hacia tierra. Dichos tanques cuentan con un sistema de control de nivel, conformado por interruptores que cumplen con la función de parar o encender las bombas para evitar el derrame de crudo o la succión en vacío, dependiendo de la altura en la cual se encuentre el nivel de los tanques.

Existen tanques de varios tipos y tamaños, clasificados según su capacidad y tipos de fondo en: tanques de fondo plano y fondo cónico con capacidad normalizada de 1000 y 1500 barriles.

En los tanques de almacenamiento se realiza la última etapa de separación, la cual se lleva a cabo a presión atmosférica. Los factores que influyen directamente en la separación de gas y petróleo son: el tiempo de retención y la superficie del líquido. La eficiencia de la separación es directamente proporcional a cada uno de estos factores. Esta última etapa de separación debe ser lo más eficiente posible, ya que la eficiencia de las bombas disminuye enormemente con la presencia de gas en el fluido a ser bombeado. En la Figura N° 2.13 se muestra el esquema de un tanque de almacenamiento de Crudo.

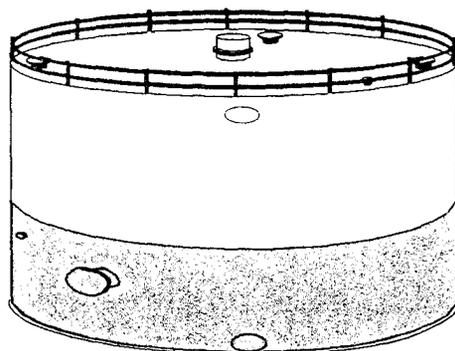


Figura N° 2.13 Tanque de almacenamiento de crudo [3]

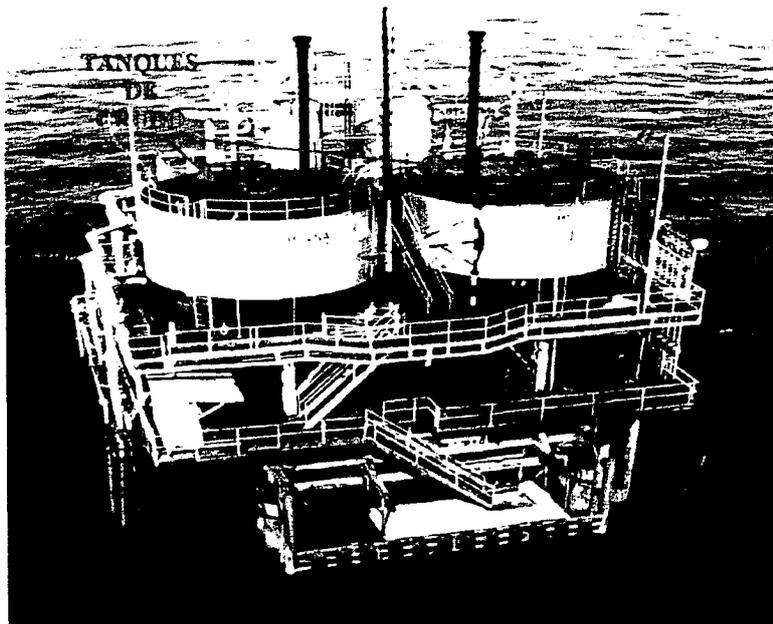


Foto N° 2.6 Tanque de Almacenamiento

2.12.2.5.- Bombas de Transferencia de Crudo

Son las encargadas de succionar e impulsar el crudo a través de la línea de bombeo hacia la red de recolección, para finalmente desembocar en los patios de tanques de la división. El sistema de bombeo tiene como función principal suministrarle al fluido la energía necesaria para llegar por intermedio del oleoducto a los tanques de almacenamiento. Este sistema comprende las bombas y los motores eléctricos para accionarlas.

Los principales tipos de bombas utilizadas en el bombeo de crudo son: las de tipo recíprocante y las de tornillo.

El funcionamiento del sistema de bombas en una estación de flujo, está controlado por una serie de interruptores (uno para cada bomba) instalados en un tablero, que abren o cierran un contacto eléctrico el cual permite la acción automática y manual de las bombas. En la Foto N° 2.7 se observan las bombas de transferencia de Crudo Recíprocantes Marca Oil Well, Modelo 368-D.

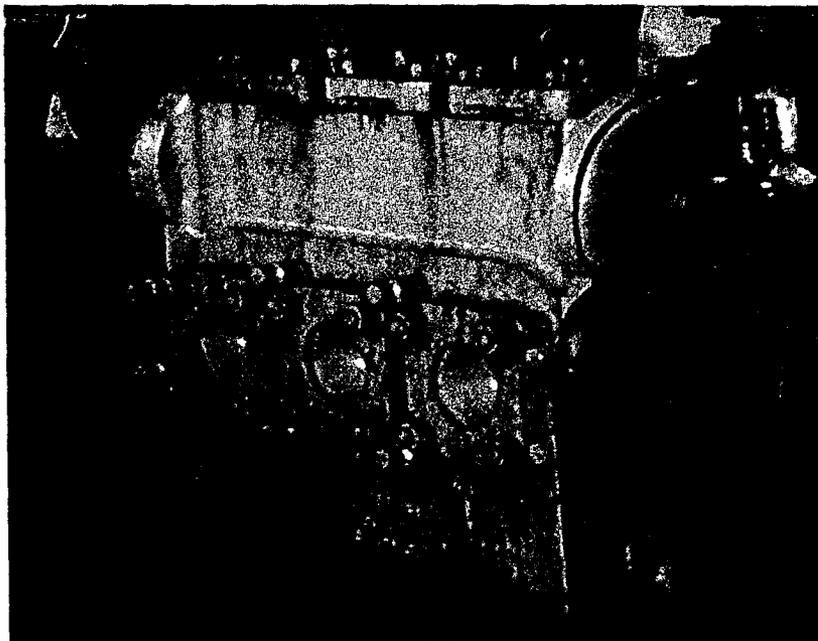


Foto N° 2.7 Bomba Oil Well 368-D

2.12.3.- EQUIPOS AUXILIARES [5]

2.12.3.1.- Sistema de Inyección de Química

Para minimizar el contenido de agua en el crudo, la formación de emulsiones en las líneas de bombeo, y facilitar la separación de crudo y agua en los patios de tanques, se inyectan al crudo productos químicos deshidratantes o demulsificantes en algunas estaciones situadas en sitios estratégicos de la red de recolección. La inyección se hace en puntos ubicados en los múltiples de producción y cumpliendo con la tasa recomendada por el grupo de tratamiento químico, el cual evalúa periódicamente el proceso de deshidratación.

Adicionalmente, en algunas estaciones se cuenta con la inyección de química antiespumante, para disminuir los efectos originados por la alta turbulencia en las tuberías y recipientes. El sistema de inyección de química está constituido por un tanque y dos bombas eléctricas.

2.12.3.2.- Sistema de Sumideros

Para recuperar los volúmenes de crudo y aceite que puedan derramarse en la plataforma de la instalación, existe en las estaciones un sumidero y un sistema recolector de derrames, constituido por bandejas y una red de ductos y tuberías, el cual recolecta las aguas provenientes del drenaje de los recipientes a presión, drenaje de las bombas, drenaje de las aguas de lluvia y lavado provenientes de las bandejas recolectoras o de la plataforma. Las aguas son recolectadas y enviadas a un pilote hueco (hincado) de concreto armado, el cual ha sido previamente sellado para evitar el contacto y potencial contaminación con las aguas del Lago. Los efluentes acumulados en este tanque son transferidos a los tanques de almacenamiento de crudo mediante un sistema de bombeo existente en cada estación.

2.12.3.3.- Válvulas de Seguridad

La válvula de seguridad es un dispositivo que se instala para proteger los equipos. La falta de ésta puede causar explosiones, accidentes y/o serias interrupciones en el proceso de producción.

Desde el punto de vista operacional, las válvulas deben abrir bajo ciertas condiciones de emergencia y cerrar una vez que estas condiciones hayan cesado. El objetivo fundamental de una válvula de seguridad es prevenir que la presión interna de un recipiente, tanque, bomba o sección de tubería que contenga fluido, aumente por encima del límite de seguridad de diseño del equipo y automáticamente descargue el exceso de fluido causado por la condición de emergencia, evitando mayores daños. La segunda función de estas válvulas es la de cerrarse una vez que la condición de sobrepresión haya terminado, para evitar pérdidas de productos y restablecer las condiciones del proceso.

2.12.3.4.- Sistema de Protección Contra Incendios

Este sistema funciona con uno o varios extintores portátiles instalados en la base de la chimenea de los tanques de almacenamiento, los cuales son accionados

en caso de recibirse la señal de una celda de temperatura colocada sobre la boca de la chimenea. La celda al detectar una cantidad de calor suficiente, genera una inyección de polvo químico seco en la boca de la misma chimenea del tanque. Este sistema es conocido como "PS-30" y puede ser accionado también manualmente desde abajo, mediante una perilla que ha sido debidamente instalada y calibrada para estos efectos.

2.12.3.5.- Sistema de Venteo

Para mantener estable la presión de operación de la estación de flujo en caso de existir problemas en el sistema de recolección de gas a la salida de esta, se utiliza un controlador de presión que abre una válvula en la descarga de gas de la estación (venteo) si la presión excede de una presión preestablecida. Los tanques de almacenamiento ventean directamente a la atmósfera.

2.13.- BOMBAS

2.13.1.- BOMBAS RECIPROCANTES [6] [7]

Una bomba recíprocante, también llamada alternativa, es una bomba de desplazamiento positivo donde el émbolo o pistón desplaza un volumen dado de fluido en cada carrera. El principio básico de una bomba alternativa es que un sólido desplazará un volumen igual de líquido.

En una bomba recíprocante se recibe un volumen definido de líquido, el cual es comprimido a la presión de descarga impuesta por el sistema y expulsado por la boquilla de descarga.

Todas las bombas alternativas tienen una parte que maneja el fluido, comúnmente llamada el extremo líquido, el cual tiene:

- Un sólido que se desplaza, llamado émbolo o pistón.
- Un recipiente que contiene al líquido, llamado el cilindro líquido.

- Una válvula de succión de retención que admite el flujo de la tubería de succión hacia el cilindro líquido.
- Una válvula de descarga de retención que admite el flujo del cilindro líquido hacia la tubería de descarga.
- Empaque para sellar perfectamente la junta entre el émbolo y el cilindro líquido y evitar que el líquido se fugue del cilindro y a su vez permita la entrada de aire al mismo.

2.13.1.1.- Clasificación de las Bombas Reciprocantes

Las bombas reciprocantes, por lo general, se clasifican por sus características en:

- Extremo de impulsión: es decir, potencia o acción directa.
- Orientación de la línea de centros del elemento de bombeo: es decir, horizontal o vertical.
- Número de carreras de descarga por ciclo de cada biela: es decir, acción sencilla o doble acción.
- Configuración del elemento de bombeo: pistón, émbolo o diafragma.
- Número de varillas o bielas de mando: es decir símplex, dúplex o múltiplex.

La Figura N° 2.14 se muestra una clasificación general de bombas reciprocantes:

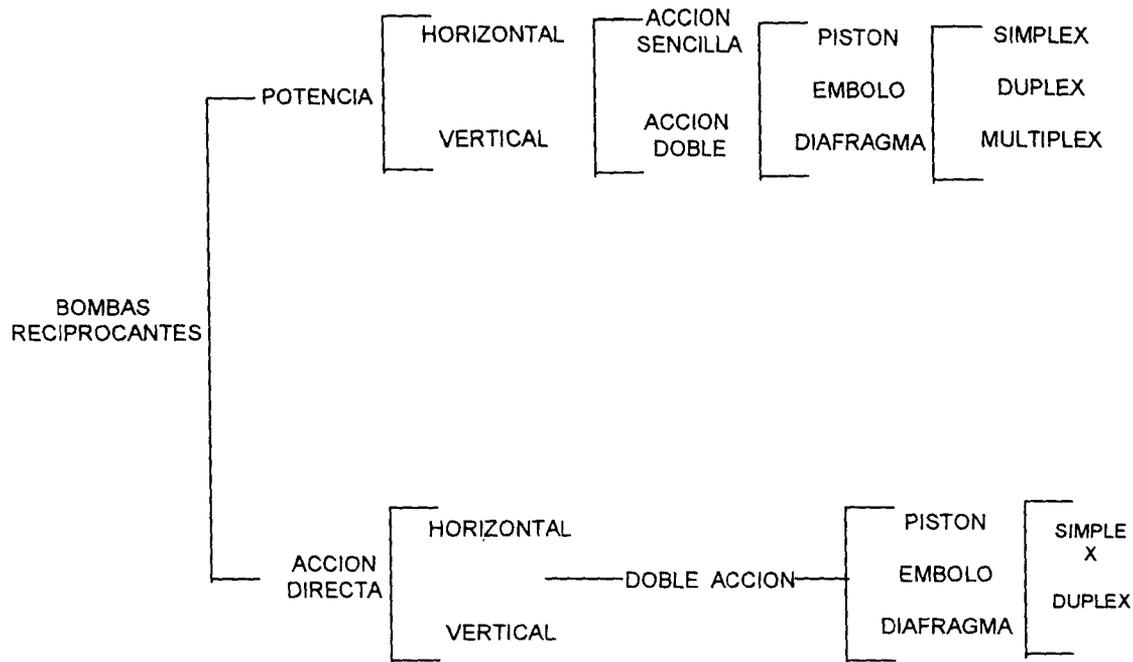


Figura N° 2.14 Clasificación de Bombas Reciprocantes [4]

En los Sistemas de Transferencia de Crudo de las estaciones de flujo EF-1-5, EF-9-5 y la EF-16-5, se encuentran instaladas bombas reciprocantes de potencia horizontales, con accionamiento doble de los pistones, Tipo Triplex. El modelo de bombas que integran las instalaciones son fabricadas por la National Oil Well, Modelo B368-D.

2.13.1.2.- Ventajas y Desventajas de las Bombas Reciprocantes

Algunas de las ventajas y desventajas más importantes de las bombas reciprocantes se mencionan a continuación:

Ventajas:

- Las bombas reciprocantes se utilizan en numerosas aplicaciones que exceden la capacidad de las bombas centrífugas o rotatorias. Algunos servicios se podrían

efectuar con una centrífuga o rotatoria, pero a expensas de un aumento en los requisitos de potencia y de mantenimiento.

- No son cinéticas como las centrífugas y no requieren velocidades para producir presión, pues se pueden obtener presiones altas a bajas velocidades.
- Son recomendables para manejar pastas abrasivas y líquidos muy viscosos.

Desventajas:

- La más común de todas las desventajas de las bombas reciprocantes es el llamado flujo de pulsaciones, lo cual no es más que la aparición de ruidos y vibraciones que pueden llegar a dañar los componentes de las bombas, daños de tuberías, válvulas, instrumentos, etc, debido a los altos picos de presión y de la fatiga cíclica.
- En la mayoría de las aplicaciones los costos inicial y de mantenimiento de las bombas reciprocantes serán mayores que para las centrífugas o las rotatorias.
- Debido a que la circulación del flujo en los tubos de succión y descarga no es constante, tiene que acelerar y desacelerar cierto número de veces por cada revolución del cigüeñal, se crea una carga o pérdidas por aceleración que influyen directamente en la disminución de la carga neta de succión disponible (NPSHD).

2.14.- SISTEMA PROPULSOR

La unidad motriz más común para las bombas reciprocantes de potencia, es el motor eléctrico el cual se representa en la Figura N° 2.15. Las velocidades de las bombas reciprocantes suelen ser entre 20 y 500 rpm; los motores típicos trabajan entre 1000 y 1800 rpm. Por ello, hay que conectar el eje o árbol del motor con el eje de la bomba, con algún reductor de velocidad como el representado en la Figura N° 2.16. En unidades de menos de 100 hp, se utilizan las correas (bandas) en V, aunque también se emplean bandas dentadas, cadenas y engranajes. Para

potencias superiores a 100 Hp, se emplean mas los engranes y menos las bandas y cadenas.

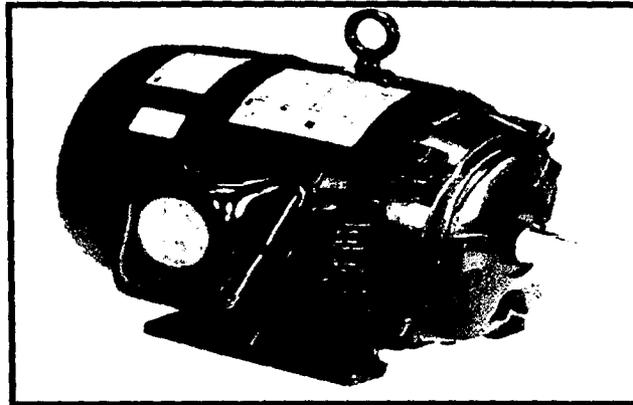


Figura N° 2.15 Motor Eléctrico [8]

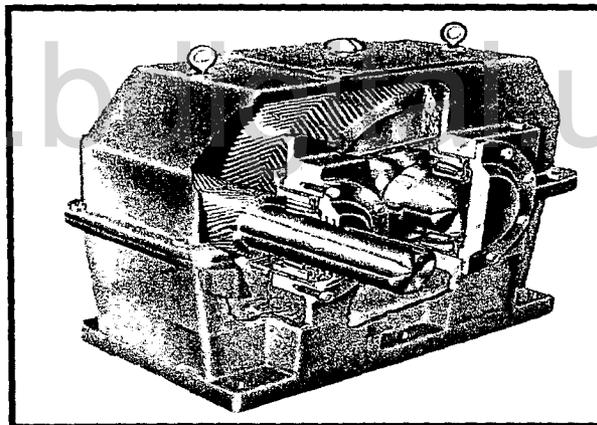


Figura N° 2.16 Caja Reductora de Velocidad [9]

2.15.- AMORTIGUADORES DE PULSACIONES

Las bombas reciprocantes producen flujo a pulsaciones. Una forma de suavizarlas es con un amortiguador de pulsaciones, que no es mas que una cámara de aire que amortigua el flujo mediante la compresión y dilatación alternadas del aire

atrapado. La cámara a menudo, tiene una membrana flexible para aislar el aire del líquido de proceso, a fin de que el aire del amortiguador no se disuelva en el líquido.

El amortiguador de pulsaciones se usa en el lado de la descarga, pero se puede usar con las mismas ventajas en el lado de la succión.

Las bombas reciprocantes requieren de amortiguadores para evitar:

- Fallas prematuras en los émbolos, válvulas, asientos, resortes y empaaduras.
- Fatiga en la línea y en las conexiones.
- Tiempo muerto excesivo.

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO 3

"MARCO CONCEPTUAL"

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO 3

3.- MARCO CONCEPTUAL

3.1.- TIPO DE INVESTIGACIÓN

Para cumplir con las expectativas de los objetivos planteados en el presente trabajo, se desarrolló una investigación que se identifica con las siguientes características:

- **Aplicada:** Trata de resolver problemas prácticos, para satisfacer necesidades de una empresa, basada en estudios descriptivos, cuyo propósito es la delimitación de los hechos que conforman el problema de investigación, en busca de la mayor precisión posible y ofreciendo la posibilidad de predicciones según el comportamiento, descripción y comprobación de una posible asociación de las variables de investigación. Este tipo de estudio acude a técnicas específicas en la recolección de información como son: la observación e identificación de cada uno de los equipos de la estación, revisión de manuales, informes y documentos realizados en trabajos previos.
- **Descriptiva:** Se detallan hechos a partir de un criterio o modelo teórico, permitiendo identificar características propias del fenómeno investigado, así como descubrir y comprobar la asociación entre las variables de la investigación.
- **Explicativa:** Identifica e interpreta las causas y resultados del problema planteado. Se presenta una interpretación de los resultados obtenidos en la forma del análisis, llegando a realizar las recomendaciones adecuadas

3.2.- POBLACIÓN Y MUESTRA

Para realizar la investigación se tomó como población las estaciones de Flujo EF-1-5, EF-9-5, y la EF-16-5, pertenecientes a la Unidad de Explotación Lagocinco, adscritas al Distrito Lagunillas, en la División de Occidente de PDVSA. En estas

instalaciones se seleccionaron los Sistemas de Transferencia de Crudo, los cuales cuentan con un total de catorce (14) bombas reciprocantes.

3.3.- FUENTES Y TÉCNICAS PARA LA RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

Se adquirió una serie de datos tanto de fuentes primarias como secundarias, aplicando en cada una, técnicas apropiadas al caso para la obtención de la información.

Las nociones básicas acerca de los equipos a estudio, en gran parte se obtuvieron a través de fuentes secundarias tales como: libros textos, catálogos de fabricantes, tesis de grado e informes de pasantías, etc.

- **Libros textos:** La investigación se inició por medio de esta fuente, siendo de gran importancia en la conformación de las bases teóricas, en lo que se refiere a: generalidades de los equipos de estudio (operación, funcionamiento, características, componentes, etc.). Estas fuentes se ubicaron en las bibliotecas de la Universidad de Los Andes, de PDVSA y particulares.
- **Catálogos de fabricantes:** Fue otra de las fuentes que se usaron al principio de la investigación. En los mismos se encontró la información referente a las características físicas y de funcionamiento de los equipos, así como ciertos datos de operación (capacidades, RPM, etc.). Los catálogos se encontraron en los archivos de la gerencia de la UE Lagocinco.
- **Tesis de grado e informes de pasantías:** Estas fuentes sirvieron para orientar la investigación en lo que respecta a la metodología a utilizar en el trabajo, asimismo, permitieron abordar el objeto a estudio por caminos más confiables, con la conciencia de las dificultades experimentales en otros trabajos.
- **Fuentes primarias:** Jugaron un papel importante en la recolección de datos, ya que se consultaron reportes de mantenimiento y reparación, observación directa y el contacto con el personal relacionado al objeto de estudio.

- **Reportes de Mantenimiento y Reparación:** Los reportes de reparación son informes diarios de los trabajos que, al respecto, se ejecutan a las bombas reciprocantes ubicadas en las estaciones de flujo. Esta fuente fue significativamente importante, ya que a través de ella se lograron apreciar los distintos problemas presentados en estos equipos, la frecuencia y magnitud de los mismos, las estaciones que presentaban mayores problemas, la recurrencia en ellos, etc.
- **La observación directa:** Consistió en la visualización en sitio de los equipos de estudio, condiciones operativas, aspecto físico, disposición, etc., por parte de quien realizó la investigación.
- **Contacto con el personal:** Esta es una de las fuentes o recursos técnicos necesaria para emprender un tipo de investigación como ésta. La opinión de los operadores, fabricantes, custodios de los equipos, aspectos referentes a la instalación y operación, criterios de aceptación y rechazo de partes componentes y puntos críticos de los equipos, etc.

Para recolectar datos se utilizaron varias técnicas, las cuales se exponen a continuación:

- **Hoja de datos:** Formato elaborado con la finalidad de recolectar la información requerida sobre las características de las bombas y los datos de operación de cada estación de flujo, además de recopilar información por estación y por bombas, también permite recopilar información referente al tipo de crudo manejado en cada estación de flujo y las características del mismo.
- **Entrevistas:** La recolección de datos inherentes a las personas relacionadas con el trabajo en estaciones de flujo, se realizó por medio de entrevistas no estructuradas; es decir, fueron de carácter libre concretándose a un tópico en particular del estudio (en este caso, sólo al sistema de bombeo), del cual se generaron una serie de preguntas sobre las que se focalizó la entrevista.

- **Visitas:** Fue una técnica usada para chequear realmente el estado de las bombas, cajas de engranaje y motores de las distintas estaciones de flujo a analizar; igualmente, sirvió para verificar la información que se tiene en los planos de las mismas. Se visitaron tres estaciones de flujo del bloque V. Asimismo, se realizaron tomas fotográficas de los distintos componentes del sistema de bombas.

3.4.- PROCEDIMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

El proyecto se estructuró de acuerdo a la siguiente metodología:

I Fase Preliminar

a.- Reconocimiento de las estaciones de flujo y familiarización con el sistema de transferencia de crudo.

En esta etapa se evaluaron: La ubicación de las instalaciones EF 1-5, EF 9-5, EF 16-5, la distribución de los equipos, líneas principales, productos, manuales operacionales, Hazop existentes, planos de instrumentación y tuberías; de igual forma, se analizó toda la información relevante requerida para el desarrollo del proyecto.

II Fase Intermedia

a.- Validación de la información y evaluación en campo.

En esta etapa se procedió a evaluar si la información obtenida en la fase I se encontraba actualizada con respecto a las condiciones en campo.

b.- Identificación de peligros.

Para la identificación de peligros asociados a la instalación se realizó un análisis preliminar de peligros y un estudio de peligros y operabilidad desarrollando la

metodología contemplada en el manual de control de riesgos de PDVSA y el manual de Ingeniería y Control de Riesgos PDVSA - CIED.[8]

c.- Determinación de la frecuencia de fallas.

La frecuencia de fallas de los equipos asociados al sistema de transferencia de crudo fué determinada utilizando los criterios establecidos en el apéndice A de la guía de criterios para el análisis cuantitativo de riesgos de PDVSA IR- S- 02 (anexo I) y otras fuentes provenientes de los sistemas de gestión de mantenimiento, SAP-PM, SICEMA, reportes diarios de programación y mantenimiento (indicadores de mantenimiento).[5]

Para la determinación y cuantificación de la probabilidad de los eventos identificados se utilizó las técnicas de árbol de fallas y árbol de eventos.

d.- Cálculo de consecuencias.

Siguiendo la metodología para el ACR del manual IR – S – 02, se realizó el cálculo de consecuencias, para determinar las zonas afectadas y su relación con los daños ocasionados sobre los trabajadores, terceros, ambiente y equipos.

Estos cálculos se realizaron con el software para el cálculo de consecuencias CANARY , versión 4.0, de la empresa QUEST CONSULTANTS Inc.

III Fase Final

a.- Aplicación de las técnicas de confiabilidad operacional a los Sistemas de Transferencia de Crudo.

Se desarrolló un Análisis de criticidad para determinar la herramienta de confiabilidad que se utilizó para evaluar los elementos que componen el Sistema de Transferencia de crudo, para identificar las causas que originan las fallas o

problemas, a fin de orientar la toma de decisiones para el mejoramiento de la confiabilidad, la seguridad y la protección ambiental.

b.- Medidas para minimizar el riesgo.

En esta etapa se determinaron y evaluaron las medidas posibles para la disminución de riesgos, partiendo de los resultados del análisis de confiabilidad y el ACR.

c.- Selección y establecimiento de las mejores propuestas para optimar las condiciones de seguridad.**d.- Cuantificación del riesgo.**

Se compararán los resultados obtenidos con los criterios de tolerancia de PDVSA.

e.- Presentación de resultados y entrega del informe final.**3.5.- ANÁLISIS DE RIESGOS [9]****3.5.1.- OBJETIVO**

El objetivo de un análisis de riesgo es el establecimiento de un procedimiento sistemático para identificar, evaluar, cuantificar y controlar los riesgos de un proceso, con el propósito de reducir las posibilidades de ocurrencia de escapes de productos tóxicos, combustibles, inflamables, o cualquier otro evento que pueda ocasionar incendios, explosiones o contaminación con pérdidas de vidas, daños materiales y/o daños al ambiente.

3.5.2.- CAMPO DE APLICACIÓN

El Análisis de Riesgos aplica para todo proyecto y modificación que contemple el manejo de sustancias tóxicas, combustibles y/o inflamables, desde su fase de conceptualización hasta el momento del desmantelamiento, permitiendo así, evaluar los riesgos en las diferentes etapas de diseño, construcción y operación de la instalación.[9]

Partiendo de una idea original de contar con una unidad productiva que realice una transformación de materias primas para la obtención de productos, la primera etapa consiste en el desarrollo de esa idea para obtener lo que se conoce como un paquete de ingeniería, considerando en éste la ingeniería básica (conjunto de documentos que definen la secuencia de operaciones y características fundamentales de los equipos para realizar la transformación deseada) y la ingeniería de detalle (conjunto de planos y documentos que definen las características de equipos, líneas, instrumentación, accesorios e instalaciones con suficiente detalle para construir la planta).

Esta es la etapa en la que el diseño e instrumentación de la planta debe definirse teniendo en mente además del propósito de la unidad en cuanto al cumplimiento con las especificaciones del producto, la optimización de recursos, uso eficiente de la energía y protección del medio ambiente, el concepto fundamental de seguridad tanto para la instalación en sí como para el personal que la operará y la vecindad de la misma, tanto en instalaciones como en población.[8]

Sin pretender ser exhaustivo se puede decir que los principales documentos que definen las condiciones de seguridad requeridas y la forma de cumplirlas para la planta en la etapa de diseño son los siguientes:

- Bases de Diseño
- Diagrama de Flujo de Proceso
- Balances de Materia y Calor
- Descripción del Proceso

- Diagramas de Tubería e Instrumentación
- Arreglo de Planta
- Arreglo de Equipo
- Diagramas Unifilares
- Plano de Clasificación de Areas Eléctricas
- Hojas de Datos de Equipo
- Filosofía de Operación
- Filosofía de Detección de Gases, Fuego
- Hojas de datos sobre condiciones de manejo, almacenamiento, peligrosidad, etc. de los diferentes
- Productos que se manejan (Material Safety Data Sheets).

La realización de las actividades antes mencionadas implica la consideración de diversos aspectos de seguridad que deben estudiarse y definirse completamente.

En las Bases de Diseño se establecen las características de las materias primas y productos, los códigos, normas y estándares aplicables, las características del lugar y la vecindad de la instalación, así como las condiciones ambientales que definitivamente tendrán efecto en las condiciones de seguridad requeridas en la instalación.

En los Diagramas de Flujo de Proceso se define la secuencia de operaciones y las condiciones de operación a las que la transformación se realiza, lo cuál determina aspectos, que pueden ser críticos desde el punto de vista de seguridad.

La instrumentación definida en estos diagramas es la mínima indispensable para que el proceso se realice.

Los Balances de Materia y Energía definen las condiciones y composición de cada una de las corrientes principales del proceso, con lo que de una manera detallada se puede definir la peligrosidad, toxicidad y reactividad de cada una de las corrientes, con la ayuda de las hojas de datos sobre seguridad de materiales y los

códigos, normas, recomendaciones y estándares industriales (NFPA, Merk Index, etc).[8]

Los Diagramas de Tubería e Instrumentación probablemente son los documentos donde más aspectos de seguridad son introducidos y que representan el concepto o directrices a seguir en el desarrollo de los planos constructivos de la unidad. Este tema será desarrollado más detalladamente en los próximos párrafos, ya que constituye el corazón del diseño desde el punto de vista conceptual, aunque como ya se mencionó antes, no puede analizarse individualmente, ni representar la totalidad de los conceptos de protección o prevención.

Los Arreglos de Planta y Equipo constituyen la primera representación física de la aplicación de los conceptos de seguridad en la planta. Son elaborados en etapas muy tempranas del proyecto y deben cumplir con los compromisos de definir la ubicación de equipos de acuerdo con la secuencia del proceso y la centralización y confinamiento de las sustancias de acuerdo con su peligrosidad, así mismo, deben considerar las separaciones mínimas de acuerdo a criterios de seguridad y cumplir con las limitaciones de área disponible. Finalmente, incluyendo los aspectos anteriores, deben también satisfacer los requisitos de representar el arreglo óptimo en cuanto a economía y facilidades de operación y mantenimiento, en una planta que además sea estética.

El Plano de Clasificación de Áreas Eléctricas resume en un documento la representación gráfica de las posibilidades de presencia de sustancias peligrosas en el medio ambiente en función del arreglo de equipo, la secuencia del proceso, las condiciones de operación de las líneas y equipo, las prácticas y filosofías de operación, así como los desajustes o variaciones posibles en el funcionamiento de los equipos e instrumentos.

Las Hojas de Datos de los equipos deben contener además de las características de funcionamiento esperado, los requisitos de diseño y construcción para cumplir con ellas y con las condiciones de seguridad que su aplicación y ubicación en la planta demandan.

La Filosofía de Operación resume la manera segura de operar la planta describiendo las posibles variaciones en las condiciones de operación ya sea por situaciones esperadas como podrían ser la disminución o aumento en la producción o eventualidades causadas por mal funcionamiento o desajuste en algún componente o instrumento, describiendo las acciones que deberán de tomarse.

Las Filosofías de Detección de Gases y Fuego, los Sistemas de Protección contra eventualidades, básicamente describen la manera como se minimizará el riesgo o el efecto de los siniestros, bajo condiciones no planeadas, pero factibles que pudieran, en caso de no controlarse oportunamente, causar daños a la propiedad o al personal.

3.5.3.- PROCESO DE ANÁLISIS DE RIESGOS

El Análisis de Riesgo esta dividido en dos etapas principales, conocidas como Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos.

Como su nombre lo indica la Identificación de Peligros pretende encontrar los peligros presentes en una planta o proceso, para lo cual se utilizan técnicas de identificación tales como: Análisis preliminar de Peligros, What If (Que pasaría si ?), Listas de Verificación, Evaluaciones Técnicas de Seguridad Industrial y Estudios de Peligros de Operabilidad (HAZOP).

Una vez identificados los peligros, se deben evaluar, a fin de establecer hasta donde se debe ir en su control, o en la protección contra ellos. A este respecto se debe estimar tanto la probabilidad de ocurrencia del evento, como sus consecuencias. Para ello se cuenta con gran variedad de técnicas, tales como: Análisis de Arbol de Fallas, Modos de fallas, Efectos y Análisis de Criticidad, Arbol de Eventos y otros métodos de Estimación de Consecuencias. Posteriormente a la evaluación del riesgo, el mismo se compara con un criterio de tolerancia previamente establecido, a fin de determinar las medidas de corrección adecuadas. Este proceso se muestra en la Figura N° 3.1

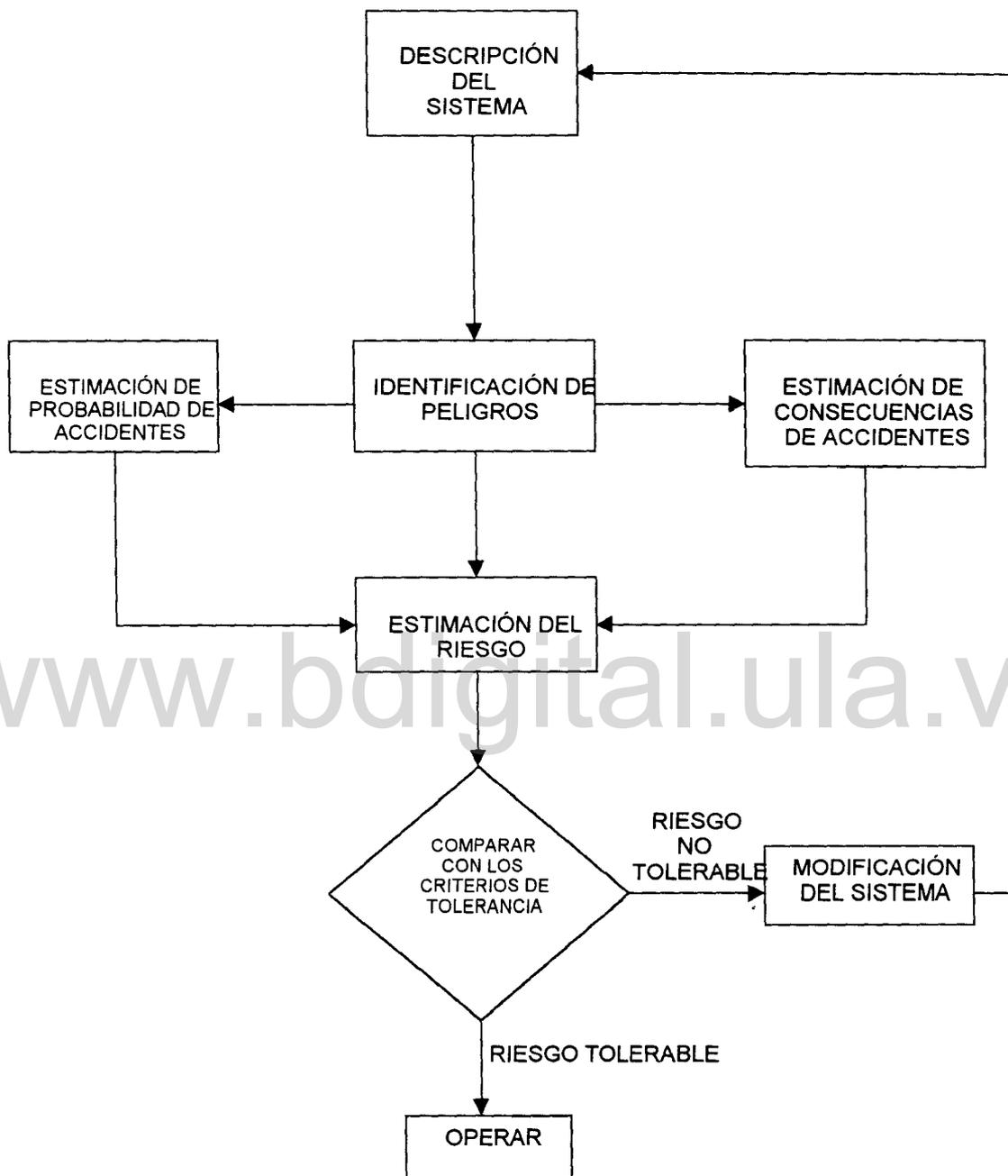


Figura N° 3.1 Proceso de Análisis de Riesgos [5]

3.5.4.- MÉTODOS PARA EL ANÁLISIS DE RIESGOS [10]

3.5.4.1.- Análisis Preliminar de Peligros (APP)

Método orientado a identificar los peligros asociados a la materia prima, productos intermedios y terminados de un proceso, así como a los equipos, interfaces y servicios definidos en la etapa conceptual. Es un método no estructurado, a diferencia del Hazop o del Arbol de Fallas, y los resultados obtenidos son netamente cualitativos.

El método de análisis preliminar de peligros exige, en primer lugar listar los peligros asociados con los elementos del sistema definidos en la etapa de la ingeniería conceptual.

Entre los elementos de la instalación que pueden considerarse en esta etapa, se destacan:

- Equipos y Materiales peligrosos.
- Interfases entre equipos de planta y materiales.
- Factores ambientales que pueden influir en los equipos y materiales de la instalación.
- Procedimientos de operación, pruebas, mantenimiento y emergencias.
- Servicios de soporte.
- Equipos relacionados con la Seguridad.
- Disposición de Equipos.

Ventajas

- Identificación temprana de los peligros y concientización por parte del equipo responsable del diseño del proyecto.
- Identificación y/o desarrollo de guía y criterios que en el equipo de diseño debe seguir, a fin de eliminar, minimizar o controlar los peligros desde el inicio del

- desarrollo de un proyecto.
- Necesidad de menor esfuerzo comparado con otros métodos de identificación de peligros.

Desventajas

- Es un método poco estructurado, comparado con otros métodos como el Estudio de Peligros y Operabilidad (HAZOP).
- Sus resultados son netamente cualitativos sin ninguna estimación numérica.

PROCEDIMIENTO

- **Definición del Sistema:** Se establece el alcance con el cual se realiza dicho análisis. Esto se logra demarcando los límites del sistema.
- **Recolección de Información:** Se procede a recolectar toda la información disponible relacionada con el mismo; igualmente, la referente a experiencias pasadas en sistemas similares, y aún, de aquellos sistemas que a pesar de tener procesos distintos, utilicen materiales y equipos similares.
- **Aplicación de la Metodología:** El proceso de aplicación de la metodología del APP, consiste en identificar los peligros, eventos iniciadores y otros eventos involucrados que pudieran ocasionar consecuencias no deseadas.

En la figura N° 3.2 se representa gráficamente la aplicación de la metodología:

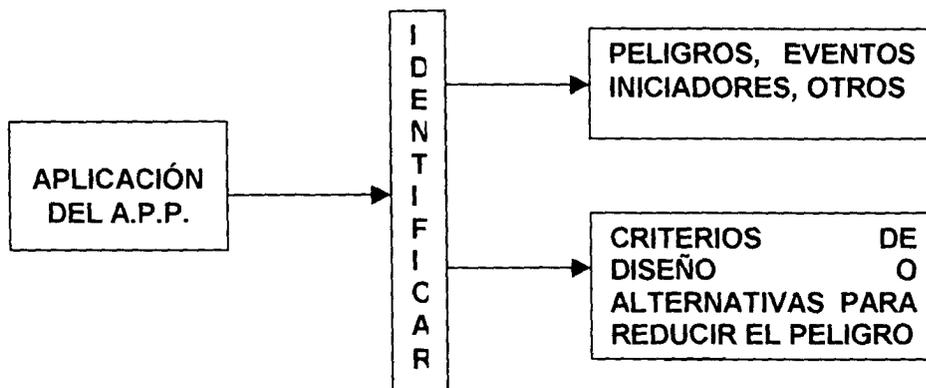


Figura N° 3.2 Análisis Preliminar de Peligros [5]

3.5.4.2.- Listas de Verificación

Consiste en la elaboración y aplicación de listas, las cuales contienen los aspectos de interés que deben ser evaluados para garantizar que el diseño del proceso satisfaga los requerimientos de las normas, códigos y estándares aplicables.[10]

3.5.4.3.- Que pasaría si..... ? (What If)

Método cualitativo que identifica posibles secuencias de accidentes y por ende, identifica peligros, consecuencias y algunas posibles vías de reducción del riesgo. El método incluye un examen de las posibles desviaciones a la intención de diseño, construcción, modificación y operación. Para ello se usan preguntas se evalúan edificios, sistemas eléctricos, materiales, almacenamiento, protección contra incendio, sistema de salvaguarda del proceso, etc.

La efectividad del método dependerá mucho de la experiencia y conocimiento del grupo evaluador. [10]

3.5.4.4.- HAZOP (Hazard and Operability Study) [10]

Método cualitativo usado para evaluar sistemáticamente cada línea y equipo del proceso, con el propósito de identificar los peligros derivados de posibles desviaciones operacionales y sus potenciales consecuencias.

El método está orientado de forma tal que estimula la imaginación y permite razonar sobre todas las posibles formas en que pueden originarse problemas operacionales o situaciones de peligro. Además es un método sistemático que reduce la posibilidad de cometer omisiones o dejar aspectos no detectados.

Este estudio puede ser aplicado en instalaciones existentes, modificaciones de instalaciones existentes o a nuevos proyectos. La etapa final de la ingeniería básica es la más adecuada para la aplicación de este estudio en un proyecto nuevo.

El HAZOP es un método flexible aplicable tanto a procesos continuos como por carga y a diferentes tipos de instalaciones industriales (plantas de proceso, llenaderos, terminales de carga y descarga, almacenamiento, etc.).

El soporte fundamental de información para la realización del HAZOP, lo constituyen los Diagramas de Tuberías e Instrumentos (DTI'S). En un proyecto el estudio debería iniciarse tan pronto los DTI's se encuentren finalizados. En una instalación existente el primer paso es asegurarse de que dichos diagramas están actualizados.

El estudio requiere ser aplicado por un equipo multidisciplinario el cual trabaja conjuntamente aportando ideas y utilizando un grupo de palabras guías para identificar peligros y problemas operacionales, mediante la búsqueda de desviaciones a las intenciones de diseño de la instalación.

Ventajas

- Estimula la creatividad y generación de ideas para la identificación de peligros.

- Integra grupos multidisciplinarios que participan activamente, así, cantidad conlleva a calidad.
- Los integrantes pueden participar sin temor a críticas.

Desventajas

- Es tedioso de aplicar.
- Puede requerir de una fuerza-hombre y tiempo considerables.
- Puede identificar la mayoría de los peligros, independientemente de la magnitud del riesgo.

Aplicación de la Metodología

A efectos de la aplicación de la metodología, una línea de proceso es un tramo de tubería que enlaza dos equipos principales de la planta. El método HAZOP considera en forma sistemática todos los equipos, procedimientos y los eventos generados por desviaciones a la intención del diseño.

Cuando la necesidad de tomar una acción es evidente y la mejor solución es más o menos obvia, dicha acción debe ser tomada inmediatamente por el grupo de trabajo y debe registrarse antes de pasar a otro punto.

Si las consecuencias son complejas o la decisión sobre la acción a tomar no resulta obvia, se recomendarán estudios adicionales que tomen en cuenta la gravedad o criticidad del evento, así como su probabilidad de ocurrencia. En la figura N° 3.3 se muestra el diagrama simplificado del HAZOP.

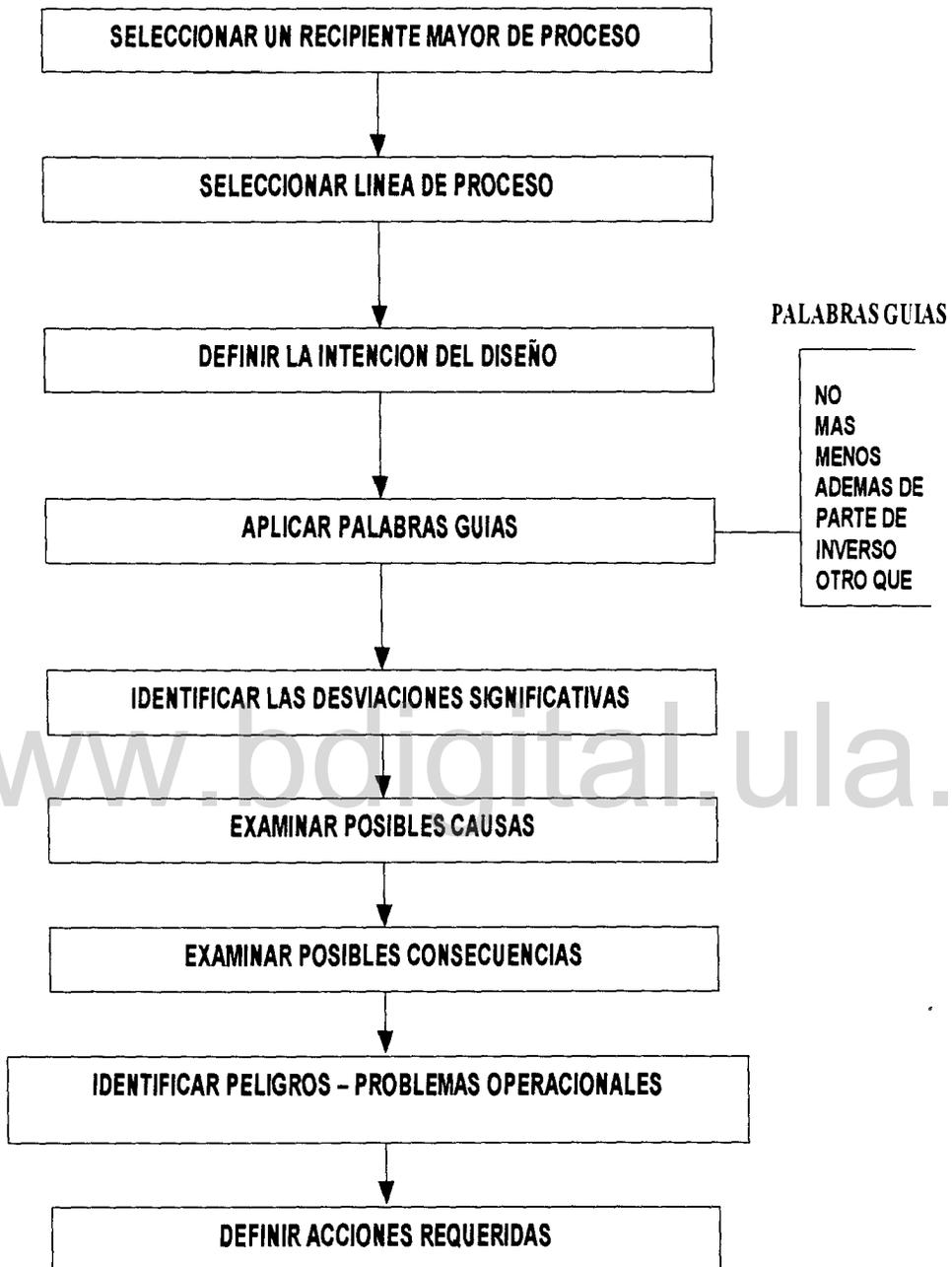


Figura N° 3.3 Diagrama Simplificado Metodología Hazop [5]

3.5.4.5.- Árbol de Fallas

Método cuantitativo utilizado para analizar una porción del proceso y determinar la combinación de fallas en componentes (sistema de control, protección o alarmas) y/o errores operacionales que pudieran conducir a la ocurrencia de un evento no deseado previamente identificado; en función de sus principios cuantitativos.[8]

El árbol de Fallas en si facilita una visión gráfica de las diferentes combinaciones de fallas de equipos y errores humanos que pueden conducir a accidentes, Los resultados son cualitativos, pero un árbol de fallas puede ser usado para obtener resultados cuantitativos siempre y cuando se disponga de información estadística adecuada. Para llevar a cabo este método se requiere un conocimiento amplio del funcionamiento del sistema bajo estudio, así como de los diferentes modos de falla y sus efectos en planta. [8]

Este es un método que requiere de un personal altamente calificado y es recomendable asignar un analista por sistema. Para el caso de requerirse varios arboles de falla es preferible asignar un grupo de analistas. Los diagramas lógicos o árboles de fallas son simplemente una forma de representar una formación lógica en diagrama. Estos diagramas se construyen utilizando entradas o compuertas lógicas.

En las figuras N° 3.4 y 3.5 se muestran las dos entradas lógicas “Y “ (AND) y “O” (OR), que se usan mas frecuentemente para la representación y evaluación de los riesgos. [8]

Pueden emplearse diversos tipos de símbolos para representar dichas entradas; aquí se utilizan ampliamente símbolos que contengan líneas rectas, para promover su claridad. Los diagramas se leen de izquierda a derecha, al igual que los textos normales.

- Una compuerta “O” indica que el evento hacia la derecha de la compuerta (específicamente, el evento superior en este caso) ocurrirá si se produce cualquiera de las entradas de la izquierda.

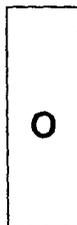


Figura N° 3.4 Compuerta “O” OR [5]

- Una compuerta “Y” implica que el evento hacia la derecha de la compuerta ocurrirá sólo si todas las entradas de la izquierda se producen al mismo tiempo.



Figura N° 3.5 Compuerta “Y” AND [5]

3.5.4.6.- Análisis Cuantitativo de Riesgos (ACR) [9]

Método de evaluación que consiste en la identificación de desviaciones operacionales y modos de falla que pudieran implicar peligros al personal, procesos o terceros adyacentes, la estimación de la probabilidad de ocurrencia de accidentes derivados de esas situaciones, el cálculo del nivel de riesgo (combinación de la probabilidad de ocurrencia y consecuencias) y la comparación de estos resultados con el Criterio de Tolerancia de Riesgos de PDVSA, para finalmente establecer las medidas preventivas y de control que se estimen necesarias. Una fortaleza particular de esta técnica es que, siendo cuantitativa por naturaleza, ofrece un enunciado más explícito de los riesgos asociados con una actividad específica, comparada con las generalizaciones cualitativas y subjetivas, donde una condición “relativamente segura” de una persona representa una condición “Relativamente peligrosa”

de otra. En la figura N° 3.6 se muestra gráficamente el proceso de diseño seguro del manual de riesgos de PDVSA.

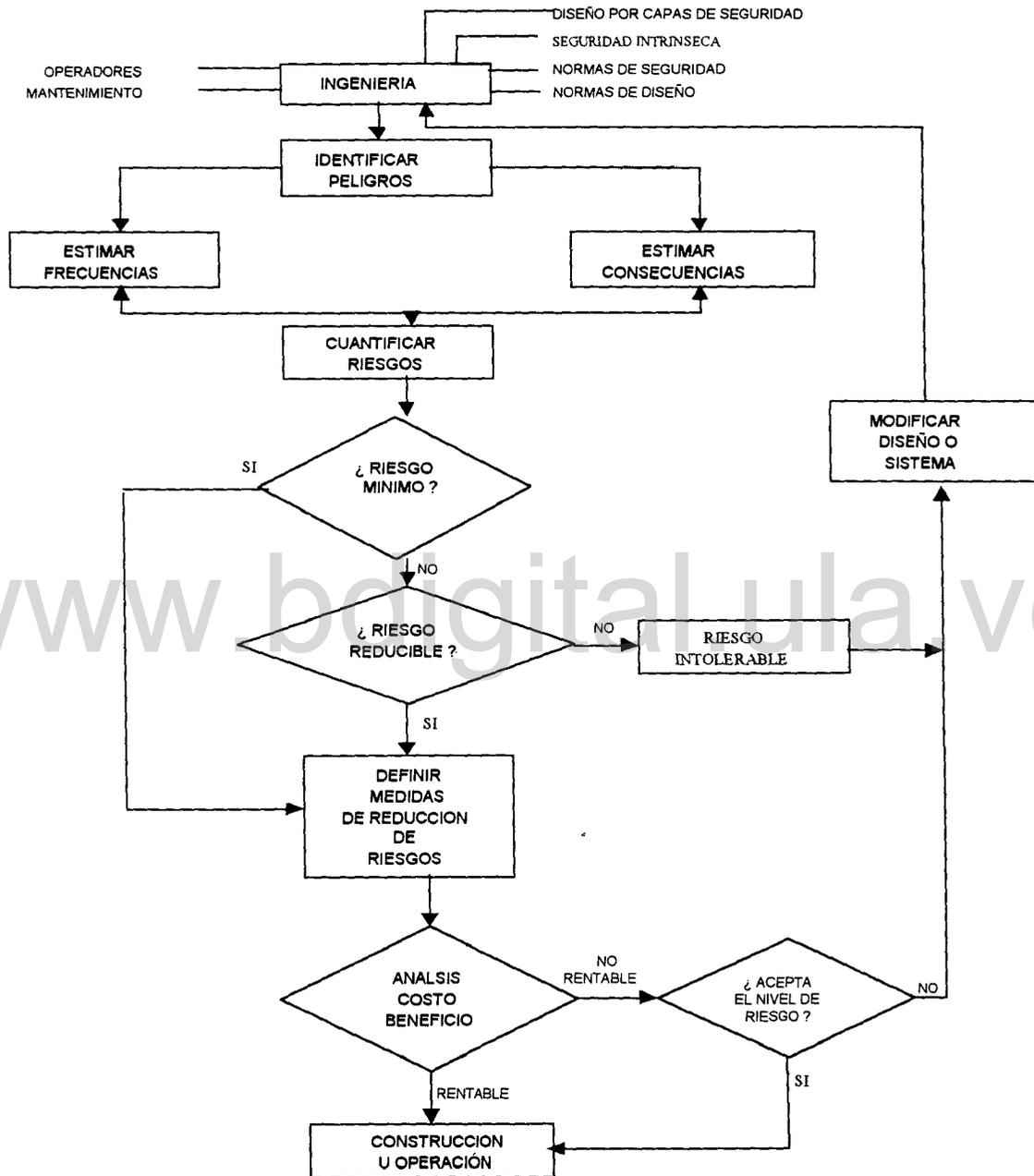


Figura N° 3.6 Metodología ACR

3.6.- MANTENIMIENTO CLASE MUNDIAL (MCM) [11]

Es el conjunto de las mejores prácticas operacionales y de mantenimiento, que reúne elementos de distintos enfoques organizacionales con visión de negocio, para crear un todo armónico de alto valor práctico, y que aplicado en forma coherente generan ahorros sustanciales a la empresa.

Mantenimiento Clase Mundial es básicamente, un nivel de referencia asociado a empresas que han logrado la excelencia en su gestión corporativa y el reconocimiento internacional en la calidad y rentabilidad de sus productos y procesos, así como elevados niveles de motivación y satisfacción de su personal.

Este programa concebido corporativamente en 1996, se ha estado gestando en PDVSA Occidente bajo la nomenclatura de Confiabilidad Operacional y está estrechamente vinculado con Asset Management (Gerencia de Activos), que está siendo implantado en las Unidades de Explotación a través de los Centros de Excelencia. Estos Centros de Excelencia estarán aplicando lo referente a Confiabilidad, soportados por las organizaciones de Confiabilidad Operacional, que actualmente forman parte de Ingeniería de Mantenimiento en Producción Occidente.

3.7.- CONFIABILIDAD OPERACIONAL [11]

Es la capacidad de una instalación (procesos, tecnología, gente), para cumplir su función o el propósito que se espera de ella, dentro de sus límites de diseño y bajo un contexto operacional específico.

La alta confiabilidad operacional consiste en procesos caracterizados por lograr la producción requerida con costos totales óptimos, debido a una ocurrencia de fallas mínimas, planes de mantenimiento que garantizan la producción establecida, riesgos a un nivel aceptable, personal altamente motivado, etc. En resumen, es contar con excelencia en los procesos medulares, en cuanto a calidad y costos; es alcanzar la categoría Clase Mundial.

La confiabilidad operacional de un sistema, implica cuatro parámetros operacionales: confiabilidad humana, confiabilidad de los procesos, mantenibilidad y confiabilidad de los equipos. Si varían de forma individual o en conjunto cada uno de estos parámetros se afecta el comportamiento global de la confiabilidad operacional de un determinado sistema.

Aplicaciones

La confiabilidad operacional se aplica generalmente en casos relacionados con:

- Elaboración / revisión de los planes de mantenimiento e inspección en equipos estáticos y dinámicos.
- Establecer alcance y frecuencia optima de paradas de plantas.
- Solución de problemas recurrentes en equipos e instalaciones que afectan los costos y la confiabilidad de las operaciones.
- Determinación de tareas que permitan minimizar riesgos en los procesos, instalaciones, equipos y ambiente.
- Establecer procedimientos operacionales y practicas de trabajo seguro.

En la figura N° 3.7 se representan los aspectos que involucran la Confiabilidad Operacional.

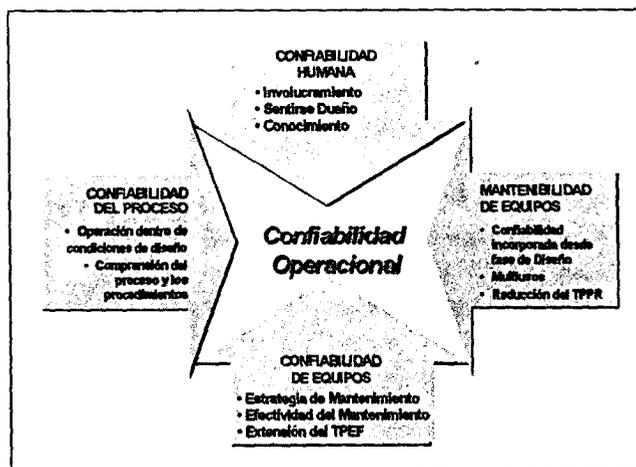


Figura N° 3.7 Proceso de Confiabilidad Operacional [6]

Metodología o Herramientas para el MCO

Existen diferentes medios o herramientas con las que MCO persigue mejorar los procesos y actividades referentes a Mantenimiento en PDVSA, EPM, que van desde detectar las áreas donde sería posible conseguir mejoras significativas en cuanto a costos y procedimientos hasta los criterios para analizar las fallas operacionales que se presentan.

Entre las herramientas se puede mencionar:

- **Análisis de Criticidad:** es una metodología que permite jerarquizar sistemas, instalaciones y equipos, en función de su impacto global, con el fin de facilitar la toma de decisiones.
- **Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad:** es una metodología utilizada para determinar sistemáticamente que debe hacerse para asegurar que los activos físicos continúen haciendo lo requerido por el usuario, en el contexto operacional presente.
- **Análisis Causa Raíz:** es una metodología utilizada para identificar las causas reales de los problemas repetitivos o crónicos, principalmente para desarrollar planes eficientes de acciones correctivas que los eliminen definitivamente.
- **Inspección Basada en Riesgos:** es una metodología que permite determinar la probabilidad de falla de un equipo que transportan y/o almacenen fluidos y las consecuencias que estas pudieran generar sobre la gente, el ambiente y los procesos.
- **Optimización Costo-Riesgo en Mantenimiento:** es una metodología que permite identificar la frecuencia óptima de las actividades de mantenimiento preventivo, con base en el mínimo impacto que genera. Esto se logra a través del balance de los costos / riesgos asociados a tales actividades y los beneficios que generan.

- **Gerencia del Dato:** está concebida como una vía para alcanzar la categoría Clase Mundial. Entre sus objetivos se encuentran, potenciar la cultura de captura y suministro de datos confiables, unificar criterios de capturas y procesamiento de datos y asegurar la visión sistemática en el proceso de captura del dato.

3.8 .- ANÁLISIS DE CRITICIDAD

Es un estudio que permite identificar las áreas sobre las cuales se tendrá una mayor atención del mantenimiento en función del proceso que se realiza.

En este estudio se coloca una puntuación a cada sistema de la unidad a la que se le realiza el análisis, jerarquizándolos en orden de prioridad, para establecer un punto de partida en las técnicas del Mejoramiento de la Confiabilidad Operacional (MCO).

La información recolectada en este estudio podrá ser utilizada para:

- Priorizar órdenes de trabajo de operaciones y mantenimiento.
- Priorizar proyectos de inversión.
- Diseñar políticas de mantenimiento.
- Seleccionar una política de manejo de repuestos y materiales.
- Dirigir las políticas de mantenimiento hacia las áreas o sistemas más críticos.

Metodología a seguir para aplicar un Análisis de Criticidad

El análisis de criticidad se realiza de la siguiente manera:

- Definiendo un alcance y propósito para el análisis.
- Estableciendo criterios de importancia.
- Seleccionando un método de evaluación para jerarquizar la selección de sistemas objeto del análisis.

Los criterios a tomar en cuenta para la elaboración del análisis son los siguientes: Seguridad, Ambiente, Producción, Costos (Operacionales y Mantenimiento), Frecuencia de Fallas y Tiempo promedio para reparar.

Tomando en consideración los aspectos mencionados anteriormente, se presenta en este momento los pasos a seguir en el estudio de criticidad de una planta de cualquier naturaleza:

- Identificación de los sistemas a estudiar.
- Selección del personal a entrevistar.
- Informar al personal sobre la importancia del estudio.
- Recolección de datos.
- Verificación y análisis de datos.
- Retroalimentación.
- Implementación de resultados.

Parámetros propuestos para definir la Criticidad

Los criterios o parámetros utilizados para realizar el cálculo de los valores de criticidad de los sistemas a estudiar son los siguientes:

- **Frecuencia de Fallas:** representa las veces que falla cualquier componente del sistema que produzca la pérdida de su función, es decir, que implique una parada, en un periodo de un año.
- **Nivel de Producción:** representa la producción aproximada por día de la instalación y sirve para valorar el grado de importancia de la instalación a nivel económico.
- **Tiempo Promedio Para Reparar:** es el tiempo promedio por día empleado para reparar la falla, se considera desde que el equipo pierde su función hasta que esté disponible para cumplirla nuevamente. El TPRR, mide la efectividad que se

tiene para restituir la unidad o unidades del sistema en estudio a condiciones óptimas de operabilidad.

- **Impacto en Producción:** representa la producción aproximada porcentualmente que se deja obtener (por día), debido a fallas ocurridas (diferimiento de la producción). Se define como la consecuencia inmediata de la ocurrencia de la falla, que puede representar un paro total o parcial de los equipos del sistema estudiado y al mismo tiempo el paro del proceso productivo de la unidad.
- **Costo de Reparación:** se refiere al costo promedio por falla requerido para restituir el equipo a condiciones óptimas de funcionamiento, incluye la labor, materiales y transporte.
- **Impacto en la Seguridad Personal:** representa la posibilidad de que sucedan eventos no deseados que ocasionen daños a equipos e instalaciones y en los cuales alguna persona pueda o no resultar lesionada.
- **Impacto Ambiental:** representa la posibilidad de que sucedan eventos no deseados que ocasionen daños a equipos e instalaciones produciendo la violación de cualquier regulación ambiental, además de ocasionar daños a otras instalaciones.
- **Impacto Satisfacción al Cliente:** en este se evalúa el impacto que la ocurrencia de una falla afectaría a las expectativas del cliente.

Para evaluar cada uno de estos parámetros se utiliza una guía de ponderación, como la que se muestra en la tabla N° 3.1. Luego de tener la puntuación de cada parámetro, se utiliza la ecuación de criticidad que viene expresada de la siguiente forma:

$$\text{Criticidad} = \text{Frec. De Falla} * \{(\text{Nivel de Prod.} * \text{TPPR} * \text{Imp. en Prod.}) + \text{Costo Rep.} + \text{Imp. Seg.} + \text{Imp. Amb.} + \text{Imp. Satisf. Cliente}\}$$

De los resultados que se obtengan, después de aplicar la ecuación de criticidad se clasificarán los sistemas analizados en alta, media, o baja criticidad, según sea el caso, lo que va a permitir seleccionar la posible metodología del MCO aplicar.

A través de los aspectos mencionados, se observa claramente la gran utilidad del Análisis de Criticidad, de allí su importancia. Este análisis permite obtener una jerarquización validada de todos los procesos / sistemas lo cual permitirá:

- Utilización óptima del recurso humano y económico dirigidos hacia sistemas con alto impacto.
- Potencializar adiestramiento y desarrollo de habilidades en el personal, basado en la criticidad de sus procesos y sistemas.
- Priorizar la ejecución / detección de oportunidades perdidas, MCC y Análisis Causa-Raíz.
- Facilitar / centralizar la implantación de un programa de inspección basada en riesgos.

www.bdigital.ula.ve

TABLA N° 3.1 Guía de Criticidad [6]

1.- FRECUENCIA DE FALLA (todo tipo de falla)				Puntaje
- No más 1 por año				1
- Entre 2 y 12 por año				3
- Entre 13 y 24 por año				4
- Entre 25 y 52 por año				6
- Mas de 52 por año (Mas de 1 interrupción semanal)				12
2.- IMPACTO OPERACIONAL ASOCIADO:				
2.1.- NIVEL DE PRODUCCIÓN (de la instalación)				Puntaje
No aplica				0
CRUDO	GAS		GABARRAS/OTROS	
0 - 100 bbl / día	0 - 0.2 MMPCN / día	Menos de 10 MMBS		1
101 - 1000 bbl / día	0.2 - 20 MMPCN / día	11 - 23 MMB		2
1001 - 5000 bbl / día	20 - 100 MMPCN / día	23 - 40 MMB		4
5001 - 10000 bbl / día	100 - 200 MMPCN / día	40 - 60 MMB		6
10001 - 20000 bbl / día	200 - 400 MMPCN / día	60 - 80 MMB		9
Mas de 20000 bbl / día	Mas de 400 MMPCN / día	Mas de 80 MMBs		12
2.2.- TIEMPO PROMEDIO PARA REPARAR (TPR)				Puntaje
Menos de 4 horas				1
Entre 4 y 8 horas				2
Entre 9 y 24 horas				4
Mas de 24 horas				6
2.3.- IMPACTO EN PRODUCCIÓN (por falla)				Puntaje
No Afecta Producción				0.05
25% de Impacto				0.30
50% de Impacto				0.50
75% de Impacto				0.80
La Impacta Totalmente				1
2.4.- COSTO DE REPARACION				Puntaje
Menos de 25 MMBs				3
Entre 25 - 50 MMBs				5
Entre 51 - 100 MMBs				10
Mas de 100 MMBs				25
2.5.- IMPACTO EN LA SEGURIDAD PERSONAL (Cualquier tipo de daños, heridas, fatalidad)				Puntaje
SI				35
NO				0
2.6.- IMPACTO AMBIENTAL (Daños a terceros, fuera de la instalación)				Puntaje
SI				30
NO				0
2.7.- IMPACTO SATISFACCION AL CLIENTE				Puntaje
No aplica				0
Baja				5
Media				10
Alta				20

3.9.- ANÁLISIS DE ÁRBOLES DE FALLA (FTA) [14]

El Análisis de Árboles De Falla o FTA es uno de los métodos mas comúnmente usados en análisis de confiabilidad de sistemas. Este es un procedimiento deductivo para la determinación de varias combinaciones de fallas de elementos y errores humanos que pueden resultar en la ocurrencia de un evento indeseado específico (referido a los eventos tope) a nivel de sistemas. Un análisis deductivo comienza con una conclusión general, con la intención de determinar las causas específicas de esta conclusión y además describe una caída tope aproximada; esto en contraste con los AMEF (Análisis del Modo y Efecto de Falla), el cual es considerado un análisis inductivo aproximado.

3.9.1.- OBJETIVO DE LOS ANÁLISIS POR ÁRBOLES DE FALLA [14]

El propósito principal de un análisis de árboles de falla es evaluar la probabilidad de la ocurrencia del evento tope y mostrar los eventos secundarios que lo originan. La herramienta es de gran utilidad para el análisis de equipos o sistemas con alta frecuencia de fallas.

Los árboles de falla proveen una conveniente representación simbólica de la combinación los eventos resultando en la ocurrencia del evento tope. Los eventos y las compuertas en los análisis de arboles de falla son representadas por símbolos.

Como parte del análisis, el set de combinaciones mínimas (SCM) de un árbol de fallas puede ser determinado. Un set de combinaciones mínimas es un pequeño grupo de eventos que causan la ocurrencia del evento tope cuando estos ocurren en combinación. Cuando hacemos un análisis cualitativo, la única información que se necesita es el set de combinaciones mínimas de un evento tope. Si la información numérica detallada está disponible para los eventos básicos, un análisis cuantitativo puede ser mejorado para proveer la probabilidad numérica de la ocurrencia del evento tope.

Un árbol de fallas también provee una representación visual de la estructura de un sistema. Son herramientas visuales de ayuda cuando se requiere una explicación, y un árbol de fallas puede ser usado para ese propósito.

3.9.2.- SÍMBOLOS MAS USADOS EN LA ELABORACIÓN DE UN ÁRBOL DE FALLAS [14]

Compuerta "Y" (AND)

La compuerta AND o compuerta "Y" se usa para indicar que la salida ocurre si y solo si todos los eventos de entrada ocurren. Todos los eventos de entrada de un evento tope no necesariamente ocurren simultáneamente. La salida de una compuerta "Y" puede ser el evento tope o algún evento intermedio. Los eventos de entrada pueden ser eventos básicos, eventos intermedios (salida de otras compuertas), o una combinación de ambos. Una compuerta AND debe tener como mínimo dos eventos de entrada

Resumen de lógica: Todos los eventos deben ser verdaderos para que la salida sea verdadera.

Tabla N° 3.2 Eventos AND

A	B	Salida
V	V	V
V	F	F
V	T	V
F	F	F

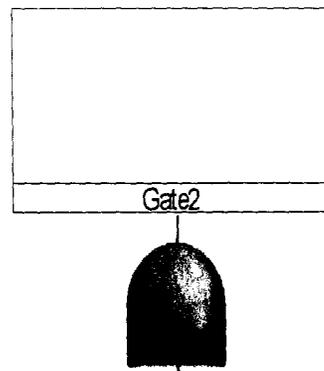


Figura N° 3.8 Compuerta "Y"

Compuerta "O" (OR)

La compuerta "O" se usa para indicar que la salida se produce si y solo si por lo menos uno de los eventos de entrada ocurre. La salida de una compuerta "O" puede ser el evento tope o algún evento intermedio. Los eventos de entrada pueden ser eventos básicos, eventos intermedios o una combinación de ambos. Una compuerta "O" debe tener por lo menos dos eventos de entrada.

Resumen de lógica: Si por lo menos un evento es verdadero, la salida es verdadera.

Tabla N° 3.3 Eventos "O"

A	B	Salida
V	V	V
V	F	V
F	V	V
F	F	F

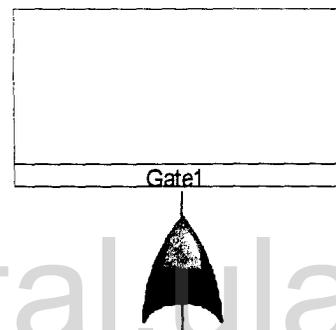


Figura N° 3.9 Compuerta "O"

Compuerta de Votación

La compuerta de votación es usada para indicar que la salida ocurre si y solo si m salidas de n eventos de entrada ocurren. Los m eventos de entrada no necesitan ocurrir simultáneamente. La salida ocurre cuando por lo menos m eventos de entrada ocurren. Cuando $m = 1$, la compuerta de votación se comporta como una compuerta "O". La salida de una compuerta de votación puede ser un evento tope o un evento intermedio. Los eventos de entrada pueden ser eventos básicos, eventos intermedios, o una combinación de ambos [14]

Resumen de lógica: Si $m = 2$ y $n = 3$, 2 eventos deben ser verdaderos para que la salida sea verdadera.

Tabla N° 3.4 Eventos 2 salidas de 3

A	B	C	Salida
V	V	V	V
V	V	F	V
V	F	V	V
V	F	F	F
F	V	V	V
F	V	F	F
F	F	V	F
F	F	F	F

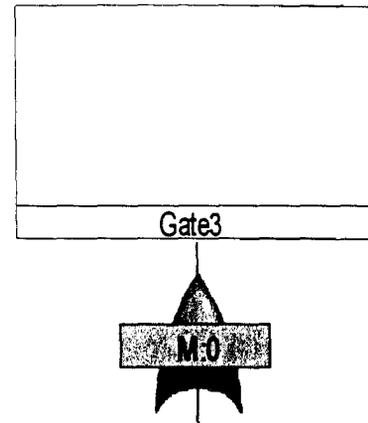


Figura N° 3.10 Compuerta 2 entradas 3 salidas

Compuerta de Transferencia

Una compuerta de transferencia es un símbolo utilizado para enlazar lógica en áreas separadas de un árbol de fallas. Dos usos principales de las compuertas de transferencia son los siguientes: Un árbol de fallas completo puede que no cuadre en una sola hoja por lo que se requiere diagramarlo en forma separada, o cuando se quiera mantener los arboles pequeños en forma individual de manera de poder verlos en forma organizada. Segundo, la misma lógica del árbol de fallas puede ser usada en diferentes lugares en un árbol de fallas. A través del uso de compuertas de transferencia, se puede definir esta lógica una vez y usarla en lugares críticos. Para usar una compuerta de transferencia, se inserta la compuerta de transferencia en un árbol de fallas, el cual lo enlaza a una compuerta de transferencia de salida, que representa el evento tope de otro árbol de fallas.

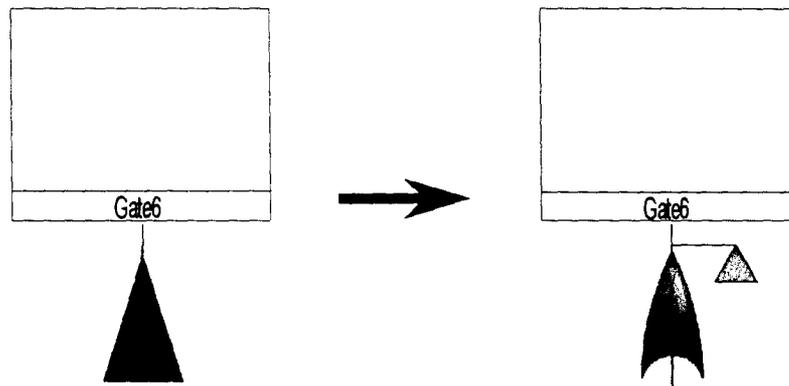


Figura N° 3.11 Compuerta de transferencia

Evento Básico

Un evento Básico es también un componente a nivel de eventos que no es posteriormente resuelto, o un evento externo. Este conforma el nivel mas bajo en la secuencia de un árbol de fallas y se encuentra en el lado terminal del mismo. Eventos a nivel de componentes pueden incluir fallas de hardware y de software, errores humanos y fallas de sistemas.

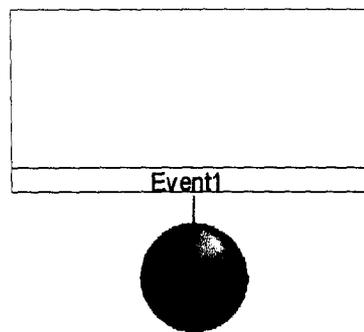


Figura N° 3.12 Compuerta Evento Básico

Compuerta NO (NOT)

La compuerta NO se utiliza para indicar que ocurre la salida cuando no ocurre el evento de la entrada de información. La presencia de la compuerta NO puede dar lugar a la creación de árboles incoherentes, donde la no-ocurrencia de un evento hace que se origine el evento tope. Hay solamente una entrada para una compuerta NO.

Resumen de la lógica: La salida es el contrario de la entrada de los eventos de una compuerta "O".

Tabla N° 3. 5 Eventos NO

A	Salida
V	F
F	V

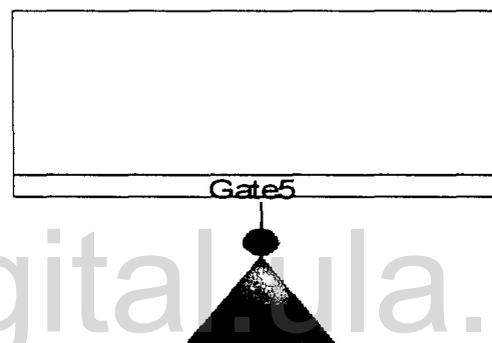


Figura N° 3.13 Compuerta NO

CAPÍTULO 4

"ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE BOMBEO DE CRUDO"

CAPÍTULO 4

4.- ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE BOMBEO DE CRUDO

4.1.- CONFORMACIÓN DEL EQUIPO NATURAL DE TRABAJO

Para el desarrollo del análisis de confiabilidad de los Sistemas de transferencia de crudo se conformó un grupo natural de trabajo que está integrado por personal de la Unidad de Explotación Lagocinco, con conocimientos y experiencia suficiente para establecer criterios en las áreas de operaciones, mantenimiento, seguridad e inspección de equipos. Bajo su responsabilidad estuvo el desarrollo del Análisis de Criticidad, que es el primer paso de la metodología de confiabilidad operacional para la selección de la herramienta, con el objeto de analizar los Sistemas de Transferencia de Crudo de las Estaciones de Flujo Bloque V Lamar, validando los resultados que se obtengan del estudio. En la Figura N° 4.1. se muestra como quedó conformado el Equipo Natural de Trabajo.

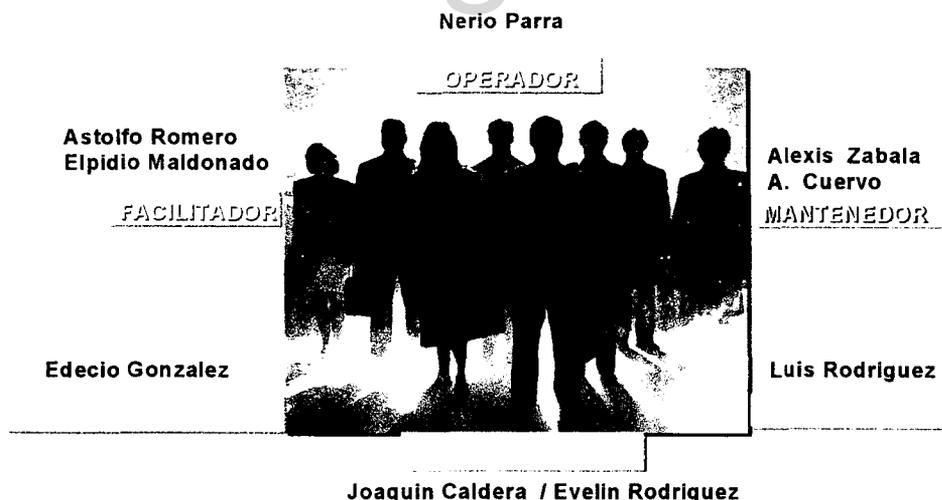


Figura N° 4.1 Equipo Natural de Trabajo para el Análisis de Criticidad

4.2.- ANÁLISIS DE CRITICIDAD DE LOS SISTEMAS DE TRANSFERENCIA DE CRUDO DE LA ESTACIONES DE FLUJO LAGOCINCO

Para establecer a que instalaciones se aplicará la metodología de confiabilidad operacional se desarrolló un análisis de criticidad a las 08 instalaciones que conforman la Unidad de Explotación Lagocinco, a fin de jerarquizar las instalaciones según su nivel de importancia (alta, media o baja).

Para la aplicación del análisis de criticidad, se identificaron las instalaciones a estudiar por el equipo natural de trabajo:

- EF-1-5
- EF-9-5
- EF-16-5
- EF-22-5
- EF-21-5
- EF-23-5
- EF-2-6
- EF-5-6

Una vez identificados los sistemas, se establecieron los criterios y puntajes para la evaluación, estos parámetros son: Frecuencia de falla, Nivel de producción, Tiempo promedio para reparar, Impacto en producción, Costo de reparación, Impacto en seguridad personal, Impacto ambiental, Impacto en satisfacción al cliente.

Para obtener los valores de cada parámetro de la guía de criticidad se aplicó una encuesta a cada uno de los integrantes del equipo natural de Trabajo, suministrándoles el formato de la encuesta con su respectivo instructivo, donde se explicaba el propósito y el alcance de la encuesta. ver anexo N° 1, Tabla N° 1.1.

Luego de obtener los valores de los parámetros de las encuestas, se procedió a la ponderación de cada uno de ellos, para calcular la criticidad; para lo cual se utilizó una herramienta desarrollada por la Tesista María Fernández, de la Gerencia de Servicios de Mantenimiento; esta herramienta fue implementada en el Software Visual Basic. Dicha aplicación modela una matriz de criticidad que compara la

frecuencia de fallas con los criterios de evaluación de la guía de criticidad, jerarquizando los sistemas de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\text{CRITICIDAD} = \text{Frec. De Falla} * \{ (\text{Nivel de Prod.} * \text{TPPR} * \text{Imp. en Prod.}) + \text{Costo Rep.} + \text{Imp. Seg.} + \text{Imp. Amb.} + \text{Imp. Satisf. Cliente} \} \quad (4.1)$$

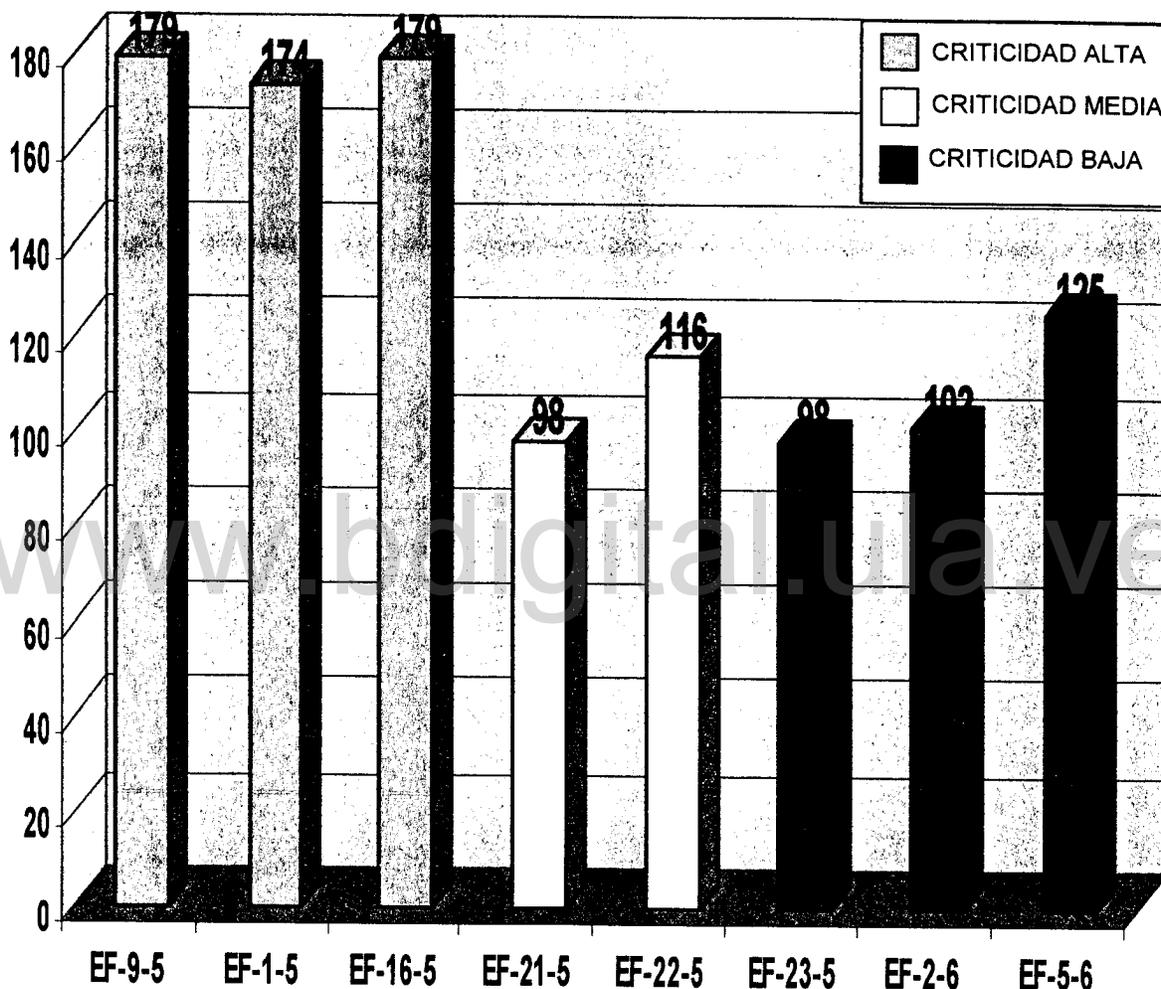
La herramienta solo requiere los insumos de las encuestas aplicadas al equipo natural de trabajo y calcula automáticamente la criticidad de los sistemas, jerarquizándolos según su ponderación en criticidad alta, media y baja. En el anexo N° 1, se muestran las Pantallas N° 1.1, 1.2 y 1.3 interactuar con el sistema.

En el anexo N° 1, tabla N° 1.4 se muestran los resultados del análisis de criticidad aplicado a las Estaciones de Flujo Lagocinco donde se refleja la jerarquización de las instalaciones.

Los criterios para establecer los rangos para definir la jerarquización de las instalaciones en función de los resultados de criticidad, se establecieron mediante la experiencia de los expertos que integran el equipo natural de trabajo, los cuales básicamente establecieron un ranking y no una calificación de la tolerabilidad del riesgo, es por esta razón que este tipo de análisis es semicuantitativo. Sin embargo los valores obtenidos del análisis (puntajes) se ingresaron a una matriz (5x5) ver anexo N° 1, Pantalla N° 1.2, en donde se califico estos valores, como valores "Altos o Intolerables", "Medio Bajo" y "Bajo", es importante resaltar que esta calificación es básicamente un "Acuerdo" que es válido par este grupo particular de instalaciones, pero que pudiera no ser extrapolable a otras instalaciones. El objetivo del análisis de criticidad por ser una técnica blanda, rápida y de fácil manejo es la de servir de filtro para direccionar los esfuerzos.

Como podemos observar en la gráfica N° 4.1 los resultados de criticidad posicionan a las estaciones de flujo del área bloque V Lamar EF-1-5, EF-16-5, EF-9-5 con una criticidad alta, las EF-5-6, EF-22-5 con criticidad media y las EF-21-5, EF-23-5 con una criticidad baja. Los valores obtenidos para las estaciones de flujo del área bloque V Lamar, se deben a que estas instalaciones presentan equipos que tienen 20 años de operación y no han sido sometidos a reacondicionamiento mayor.

En los últimos años, las condiciones operacionales de manejo de crudo (Presión en el oleoducto) han alcanzado valores críticos, que han originado un avanzado estado de deterioro de los equipos asociados a estas instalaciones. ver anexo N° 2, Figuras N° 2.1, 2.2 y 2.3



Gráfica N° 4.1 Resultados de Criticidad EF-Lagocinco

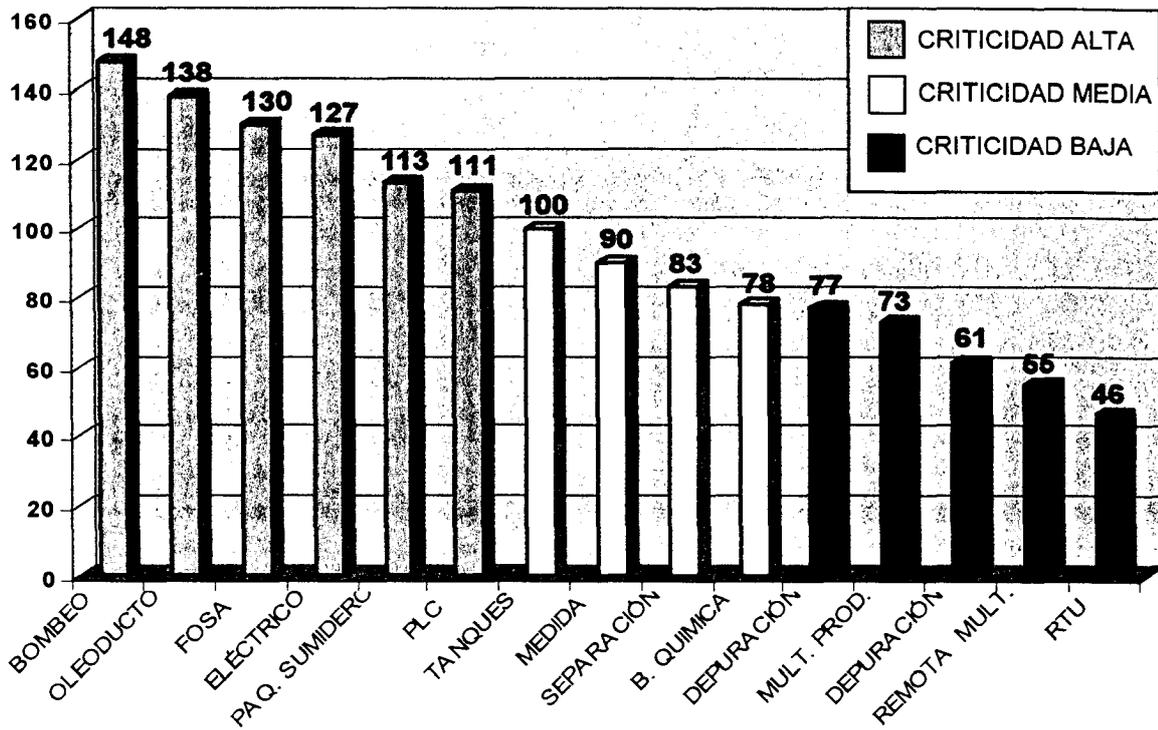
Una vez delimitadas las instalaciones con valores de criticidad mas altos se procedió a aplicar la herramienta de criticidad a cada uno de los sistemas que componen las estaciones de flujo, clasificándolos de la siguiente manera:

- Bombeo
- PLC (Sistema de Control)
- Fosa de recolección
- Separación
- Medida
- Depuración
- Remota RTU
- Múltiples Producción
- Eléctrico
- 24 VDC
- Bomba de Inyección de Química
- Oleoductos
- Tanques de Compensación
- Remota Múltiples
- Paquete Sumideros

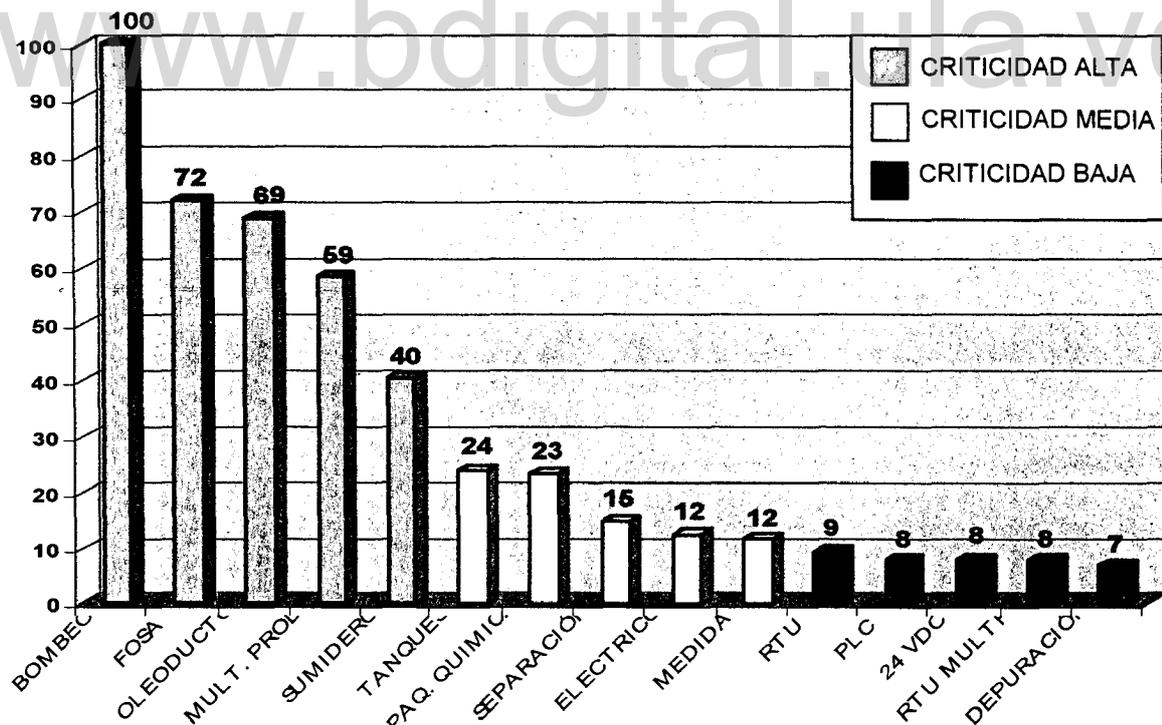
Posteriormente se aplicaron las encuestas de criticidad de cada sistema al equipo natural de trabajo para las EF-1-5, EF-9-5 y EF-16-5; los valores resultantes de las encuestas se corrieron en la aplicación de análisis de criticidad automatizada, obteniendo los resultados de jerarquización de los sistemas que conforman las instalaciones.

En el anexo N° 1 las tablas N° 1.5, 1.6 y 1.7 se muestran los resultados generados por la aplicación para los sistemas que componen las EF-1-5, EF-9-5 y la EF-16-5.

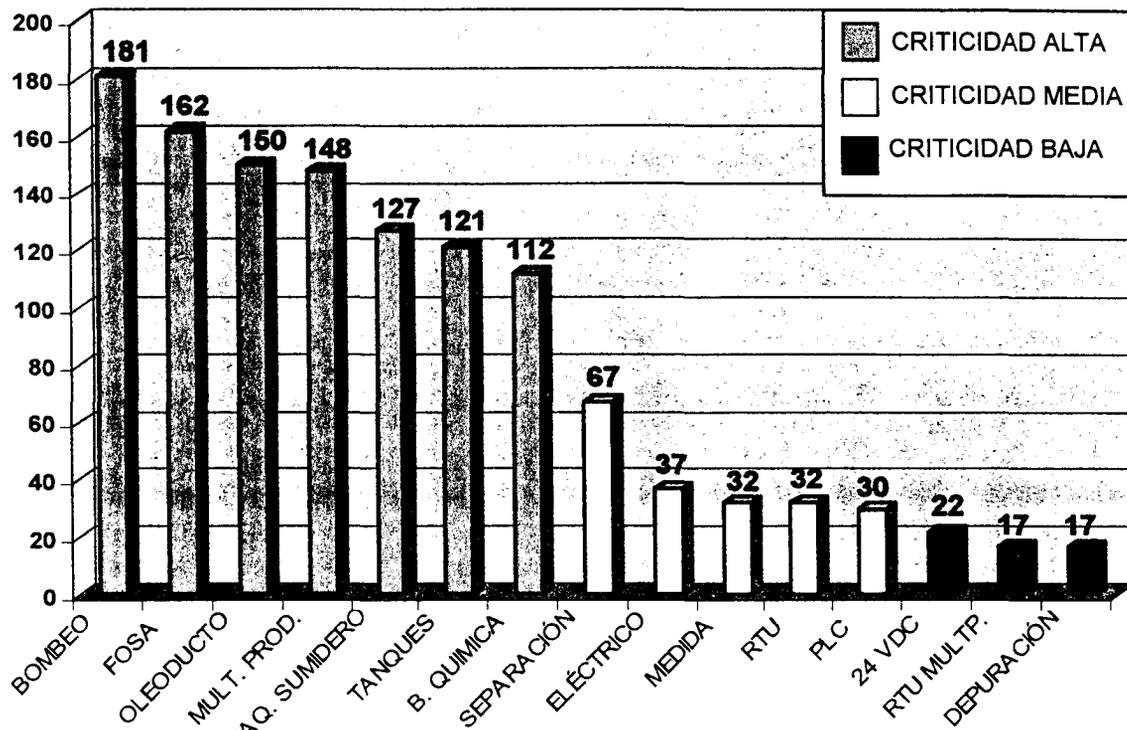
En las gráficas N° 4.2, 4.3 y 4.4 se representan la criticidad de los sistemas que conforman el área de Blq-V Lamar.



Gráfica N° 4.2 Jerarquización de Sistemas EF-1-5



Gráfica N° 4.3 Jerarquización de Sistemas EF-9-5



Gráfica N° 4.4 Jerarquización de Sistemas EF-16-5

De las gráficas anteriores podemos deducir que el sistema más crítico de las instalaciones analizadas es el sistema de bombeo de crudo, si consideramos que estas plataformas de bombeo presentan la misma especificaciones de equipos principales y auxiliares, la producción de crudo es manejada por el mismo oleoducto y las condiciones operacionales de presión y caracterización de crudo son similares, las consideraciones que se realizan en este análisis, pueden ser extrapolables para las tres instalaciones.

Si revisamos los valores de criticidad obtenidos, se puede observar que las estaciones de flujo EF-1-5 y la EF-16-5 se ubican con los puntajes de criticidad más elevados con 141 y 181 respectivamente, mientras que en la EF-9-5 el puntaje obtenido fue de 100. Esta situación es atribuible a la producción de crudo de las instalaciones ya que las estaciones de flujo EF-1-5 y EF 16-5 se encuentran manejando una producción promedio de entre 25.000 y 36.000 MBDB, la EF-9-5 solo maneja 10.000 MBDB por lo que su impacto operacional es menor; otra causa que conduce al comportamiento de estos valores estriba de la frecuencia de fallas,

CAPITULO 4 ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE BOMBEO

las cuales según los históricos de fallas, suministrados por la Superintendencia de programación de la U.E. Lagocinco ubican a las estaciones de flujo EF-1-5 y la EF-16-5 con un promedio de 40 – 100 fallas por año, para la EF-9-5 esta frecuencia se ubica en el orden de las 40 fallas por año aproximadamente (esta frecuencia de falla se analizará detenidamente en el desarrollo de este capítulo).

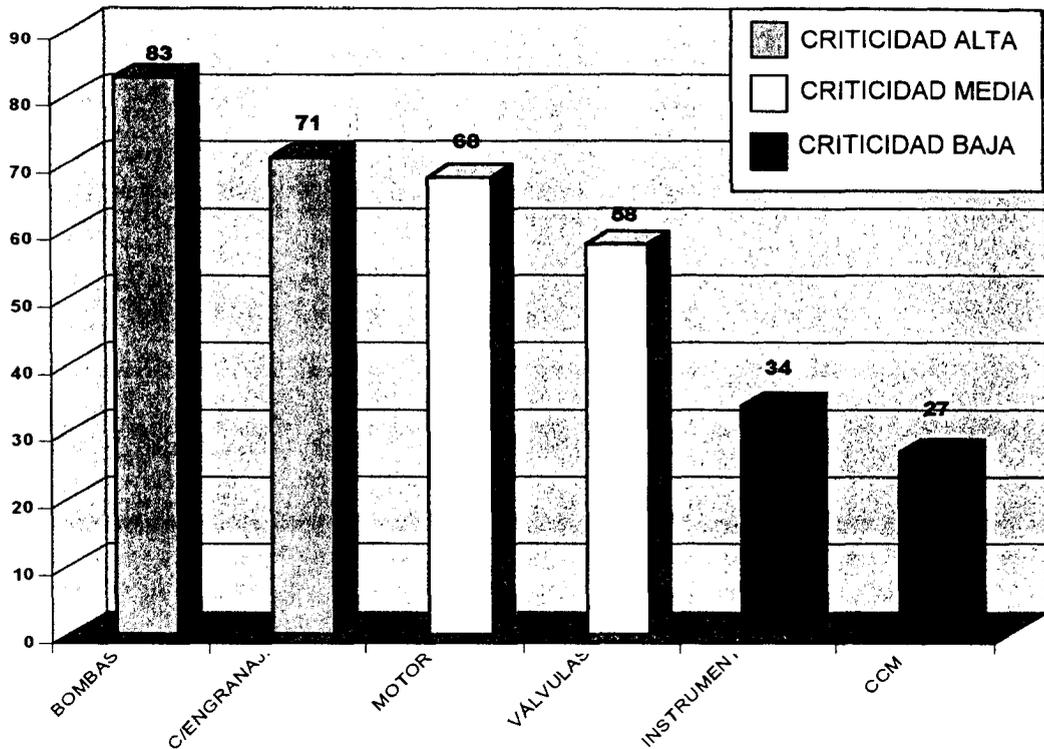
De los resultados obtenidos del Análisis de Criticidad, se puede concluir que existen una Criticidad Alta en los sistemas de Bombeo de Crudo de las estaciones de flujo Blq-V Lamar, por lo que se preparó la encuesta de criticidad para evaluar los equipos que integran el sistema bombas, aplicando la misma al equipo natural de trabajo, adicionalmente se seleccionó personal de Mantenimiento Mecánico, eléctrico e instrumentos, asignado a estas instalaciones, para complementar los criterios de los expertos del equipo natural de trabajo.

Para analizar los Sub-sistemas que conforman el sistema bombas se estableció la siguiente clasificación:

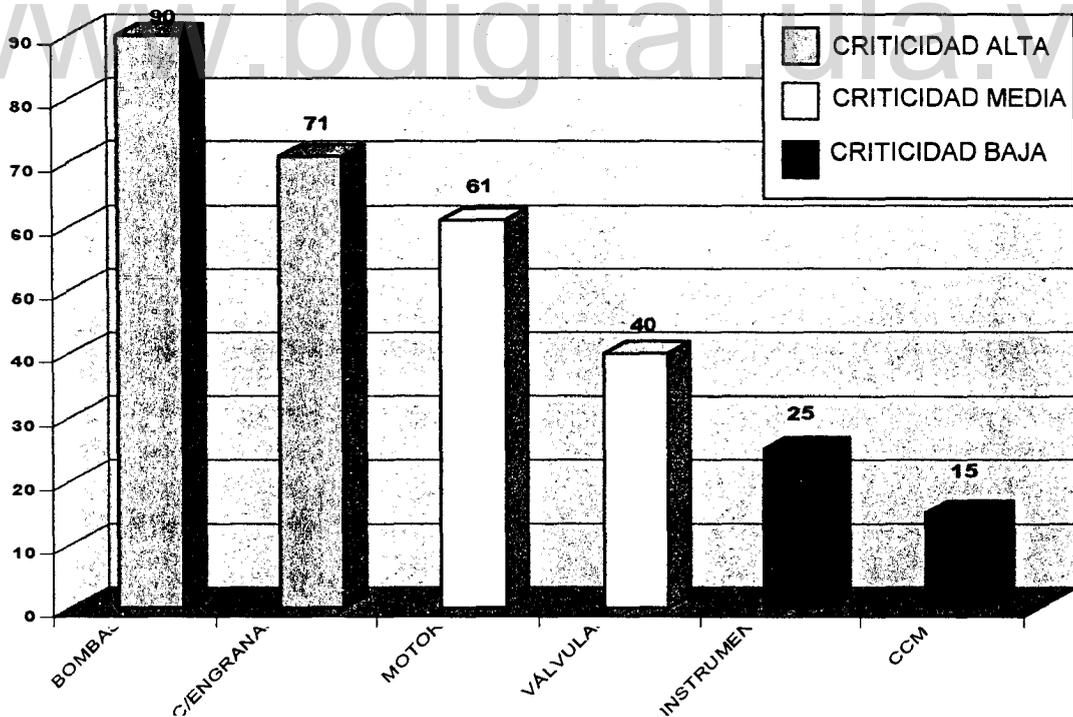
- Bomba
- Motor Eléctrico
- Cajas de Engranaje
- Válvulas
- Instrumentación
- Centro control de motores

Los resultados de la encuesta, se analizaron a través del software de criticidad obteniendo los resultados que se representan en el anexo N° 1, tablas N° 1.8, 1.9 y 1.10.

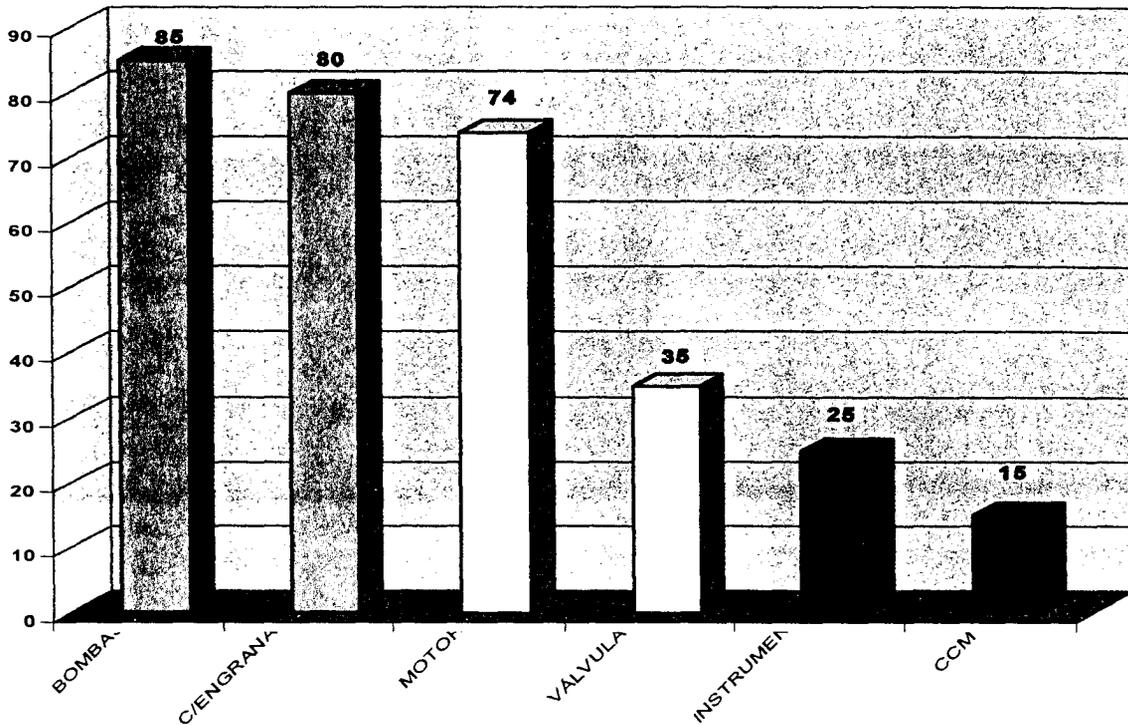
En las gráficas N° 4.5, 4.6 y 4.7 se muestra la jerarquización de los sub-sistemas que integran el Sistema de Bombeo de las EF Blq-V Lamar.



Gráfica N° 4.5 Jerarquización de los Sub-Sistemas Bombas EF-1-5



Gráfica N° 4.6 Jerarquización de los Sub-Sistemas Bombas EF-9-5



Gráfica N° 4.7 Jerarquización de los Sub-Sistemas Bombas EF-16-5

De la jerarquización de los Sub-sistemas del Sistema de Bombeo, se puede observar que los componentes bomba, caja de engranaje y motor en las estaciones de flujo EF-16-5 y EF-9-5 presentan un puntaje entre 85 –90, para la EF-1-5 los valores obtenido fue de 83, es muy importante resaltar que los equipos Bomba – Motor Eléctrico – Caja de Engranaje se consideraron para este estudio como un solo equipo dinámico llamado Motobomba, ya que los equipos están instalados en serie, esto quiere decir que de producirse un evento en algunos del los equipos, se producirá la pérdida de su función principal que es la de transferir el crudo.

La criticidad reflejada en este análisis es atribuida alto impacto de producción que representa la indisponibilidad de estos equipos y el riesgo de daños al ambiente y personal si consideramos que el evento tope de estos sistema es una fuga de crudo. Otro factor que predomina en los valores obtenidos de criticidad es Frecuencia de fallas de estas instalaciones, se observa que existe un alto índice de

fallas recurrentes en estos equipos que amerita de un análisis que permita determinar las causas que están originado las desviaciones.

Con los resultados obtenidos, se pudo identificar en cual de los componentes asociados al Sistema de Bombeo de Crudo está el riesgo, además de representar en cual de los factores que integran el riesgo (Frecuencia de Fallas o Impacto Total) se debe orientar este estudio para mitigar los valores de criticidad y traerlos a la zona tolerable.

4.3.- ANÁLISIS DE FALLAS EN EL SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO ÁREA BLOQUE V LAMAR

A través de los registros de fallas de equipos, se han detectado interrupciones significativas en las actividades normales de los equipos que conforman el Sistema de Bombeo de la Estación de Flujo Bloque V Lamar, de la Unidad de Explotación Lagocinco, situación que ha generado impactos por diferimiento de producción, incremento en los costos de mantenimiento, e indisponibilidad de los equipos.

Entre las fallas más comunes se han evidenciado interrupciones de equipos principales, apreciándose un incremento de la tasa de fallas, asociado al deterioro acelerado de rodamientos, acoples, engranajes; los cuales se presentan por altos valores de vibración. Además se han observado fallas prematuras de motores eléctricos y cajas de engranajes, reparadas a través de la organización de Taller Central PDVSA Occidente.

De igual forma, los componentes principales de las bombas reciprocantes, tales como: los cuerpos de fluido (Fluid End), los prensa-estopas (Stuffing Box), extremo de potencia (Power End), presentan signos de deterioro acumulativo, tales como holguras excesivas, desgastes de superficies de contacto y sellado, pérdida de filetes de roscas de acoplamiento, entre otros.

Las estaciones de Flujo de Bloque V Lamar: EF-1-5, EF-9-5, EF-16-5, tienen 14 bombas de transferencia reciprocantes de transferencia de crudo, que son

equipos que acumulan mas de 20 años de operación continua, presentándose en los últimos 5 años unas condiciones de operación extremas, dado el incremento de presión de descarga que se ha manifestado por cambios de la cantidad de agua asociada, la presencia de emulsiones, así como incrementos de la producción de crudo, ver anexo 2, figura N° 2.4. Este conjunto de elementos ha originado en primer lugar, un completo nivel de deterioro de los equipos, tanto por el tiempo de operación como por las condiciones de mayor presión. Por otro lado, este cambio de las condiciones de operación, en términos de mayor presión de descarga, ha llegado niveles que sobrepasan la condición de seguridad y operación confiable impuesta por el fabricante.

En cuanto al comportamiento de las unidades actualmente instaladas, estas han presentado una serie de eventualidades importantes relacionadas con derrames constantes causados por filtraciones a través de los componentes, que presentan tal deterioro acumulado, que no se asegura la contención del crudo a los altos niveles de presión a los que opera el sistema. Por otro lado, han ocurridos dos serios incidentes durante el año en curso, en los que, en ambos casos, se han desprendido tapas de los pistones, siendo estos elementos de masa apreciable (alrededor de 5 kg.), lo cual ha implicado un serio riesgo para el personal que labora en estas instalaciones.

Finalmente los costos de mantenimiento han alcanzado un nivel de alrededor de 600 MMBs por año, de los cuales alrededor de un 80 % está relacionado a reparaciones mayores de emergencia de los componentes principales, siendo además de costosas, no totalmente efectivas en su objetivo de restituir la capacidad y confiabilidad de los mismos, dado el deterioro acumulado por los años de operación continua y severa.

Ante la complejidad de las operaciones de PDVSA, resulta necesario crear métodos claros que guíen hacia una efectiva solución de los problemas que tienen mayor impacto sobre las pérdidas de oportunidad, costo de mantenimiento, Seguridad, Higiene, Ambiente y en general sobre la confiabilidad operacional de los sistemas, instalaciones, equipos y dispositivos. En este trabajo se complementarán los resultados del Análisis Cuantitativo de Riesgos, con los resultados generados por

CAPITULO 4 ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE BOMBEO

un Análisis de Confiabilidad Operacional de los componentes que integran el sistema de bombeo a fin de establecer soluciones y recomendaciones que estén orientadas al mejoramiento de la confiabilidad , la seguridad y la protección ambiental

4.4.- IDENTIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES DEL SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO DE LAS ESTACIONES DE FLUJO DEL BLOQUE V LAMAR

La Unidad de Explotación Lagocinco, se encuentra integrada por 08 estaciones de Flujo, para este estudio se analizaran las estaciones de flujo asociadas al área Bloque V Lamar (EF-1-5, EF-16-5, EF-9-5).

En el anexo N° 2 se muestran las Tablas N° 2.1, 2.2 y 2.3 con el inventario y las especificaciones técnicas de las Bombas Triplex reciprocantes, cajas de engranaje y motores eléctricos que conforman el Sistema de Bombeo de las Estaciones de Flujo EF-1-5, EF-9-5, EF-16-5.

4.5.- DETERMINACIÓN DE LA FRECUENCIA DE FALLAS

Para determinar la Frecuencia de Fallas de los Componentes que integran el Sistema de transferencia de crudo se tomo los reportes de fallas disponibles en Mantenimiento Producción de la U.E. Lagocinco, PDVSA específicamente en la Sección de Mecánica, además de entrevistas con los supervisores y capataces del Area de Bloque V Lamar, especificaciones técnicas de los Fabricantes de los equipos y visitas al Campo, estableciendo un listado con los componentes mas importantes que podrían originar una perdida de función en los Sistemas de Transferencia de Crudo. (ver Tabla N° 4.1)

Tabla N° 4.1 Componentes Sist. de Bombeo EF Blq V Lamar [15]

<ul style="list-style-type: none"> ➤ Stufing Box • Empaques • Prensa Estopa • Aro Lubricación • Aro de Empuje • Camisa Pistón • Pistones 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Fluid End • Válvulas • Asientos • Resortes • Inceles
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Power End • Barra Corta • Patines • Piñones • Cigüeñal • Bielas 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Motores Eléctricos • Rodamientos • Eje • Estator • Coupling
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Cajas de Engranaje LUFKIN • Eje de Alta • Eje de Baja • Piñones • Sellos y Estoperas • Coupling 	<ul style="list-style-type: none"> • Válvulas Manuales • Válvulas de Seguridad • Válvulas de Retención • Válvulas Automáticas • Líneas, Tuberías • Amortiguadores

En las Fotos N° 4.1, N° 4.2 y N° 4.3 se pueden observar las bombas triplex motores eléctricos, cajas de engranajes estandarizadas en las Estaciones de Flujo EF-1-5, EF-16-5 y la EF-9-5.

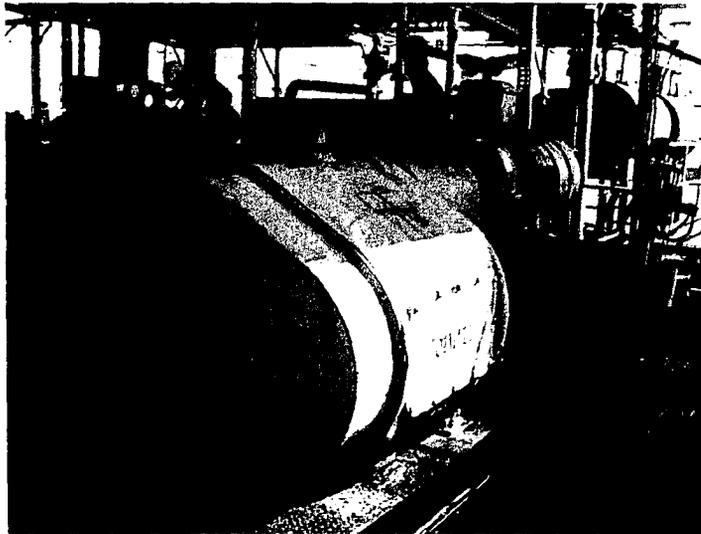


Foto N° 4.1 Bomba Oil Well Triplex



Foto N° 4.2 Caja de Engranaje

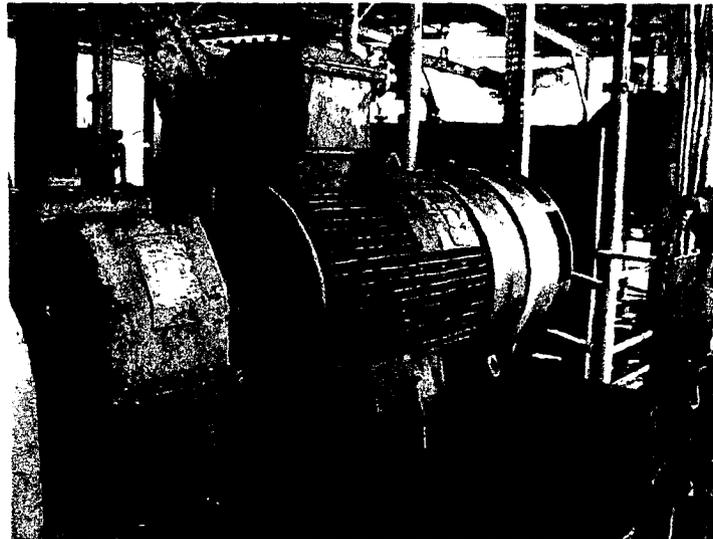


Foto N° 4.3 Motor Eléctrico Holec

En las Fotos N° 4.4 y 4.5 se representan los componentes principales que conforman la bomba de transferencia de crudo triplex Oil Well.

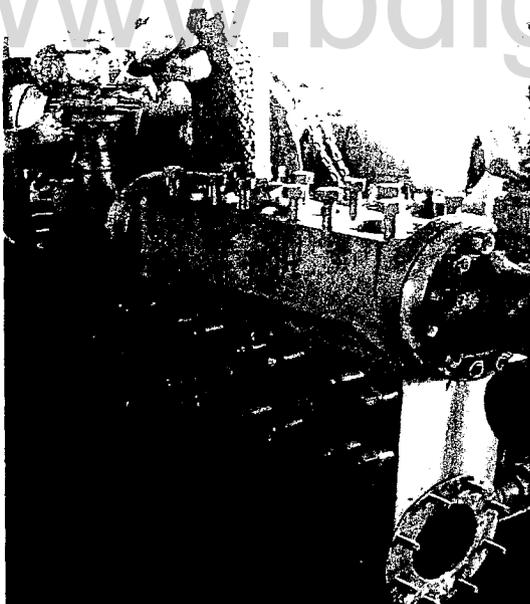


Foto N° 4.4 Fluid End

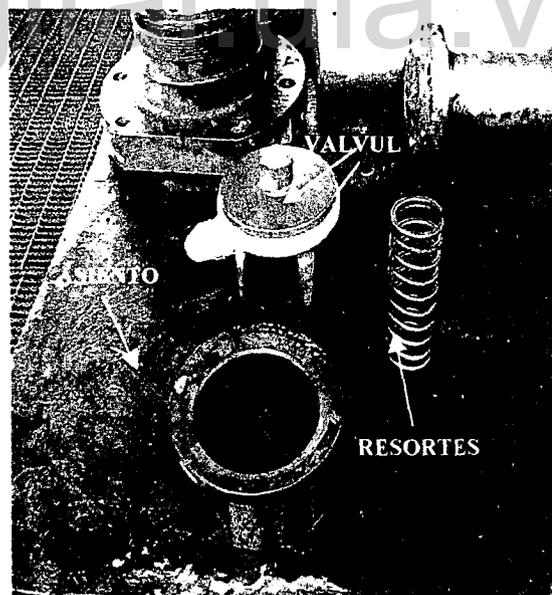


Foto N° 4.5 Asiento, Válvulas

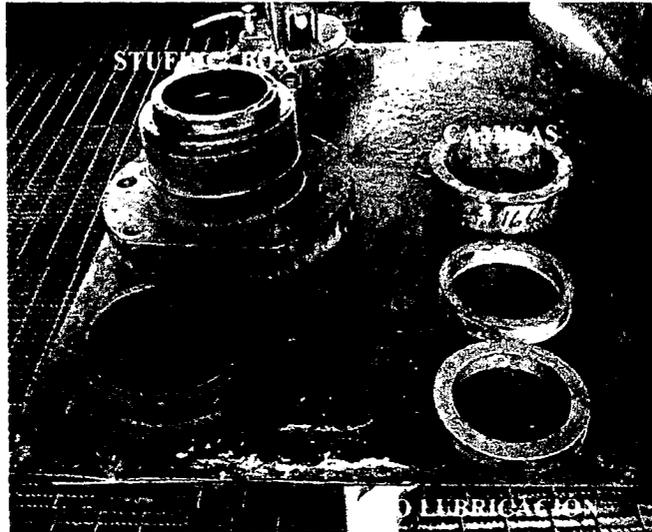


Foto N° 4.6 Componentes del Stufing Box



Foto N° 4.7 Barra Corta, Pistón y Mordaza

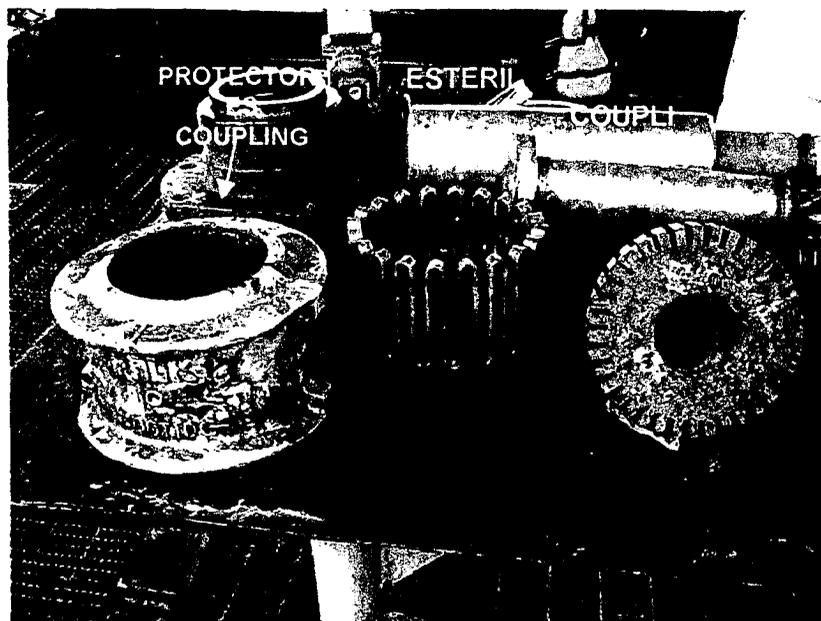


Foto N° 4.8 Componentes Sistema de Acoplamiento

Para determinar la frecuencia de falla de los Sistemas de Transferencia de Crudo de las Estaciones de Flujo EF-1-5, EF-9-5 y la EF-16-5, se recopiló información sobre los trabajos de mantenimiento correctivo realizados a los equipos durante un periodo de 36 meses, es decir desde Enero de 1998 hasta Diciembre del 2000. Dicha información fue extraída de los libros de reporte de mantenimiento diario que se llevaron hasta Diciembre del año 2000 y de los formatos de reporte diario implementados para la carga de la información en el Sistema SAP-PM a partir de Enero del 2000. En estos formatos se especifica la estación de flujo, el número del equipo y la falla presentada.

La información fue contabilizada por número de fallas asociadas a cada componente que integra el sistema de transferencia de crudo, en las estaciones de flujo en un periodo de 12 meses.

En las tablas y gráficas que se presentan a continuación, se muestra los índices de fallas en los componentes principales de los sistemas de bombeo de crudo en el Area de Bloque V Lamar.

Tabla N° 4.2 Índice de Fallas Blq V Lamar Año 1998 [13]

COMPONENTES	AÑO 1998		
	EF-1-5	EF-9-5	EF-16-5
EMPAQUES	12	7	4
VALVULAS	11	11	5
ASIENTOS	11	6	5
RESORTES	0	1	0
STUFFING BOX	0	0	0
PISTONES	7	5	2
AROS	0	0	0
BARRA CORTA	0	0	0
FLUID END	2	3	3
ABRAZADERAS	0	1	6
PRENSA ESTOPA	7	1	0
AMORTIGUADOR	1	5	5
MOTOR ELÉCTRICO	0	2	6
TRANSMISIÓN	4	0	1
CAJA DE ENGRANAJE	3	4	6
TOTAL EF	58	46	43
TOTAL BLQ-V LAMAR	147		

Analizando el índice de fallas del sistema de bombeo de crudo para el año 1998, se observa que la EF-1-5 presenta la frecuencia de fallas mas alta con 58, calculando la tasa de falla se observa un promedio de 5 fallas por mes. Es importante resaltar que el 50% de las fallas del sistema es originado por los componentes válvulas, asientos y empaques que repercuten en pérdida de la capacidad de bombeo de la instalación.

Para la EF-9-5 se observa una frecuencia de fallas de 46 por año, con una tasa de falla calculada de 4 eventos por mes por mes. El sistema de bombeo sigue el

CAPITULO 4

ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE BOMBEO

mismo comportamiento de la EF-1-5, identificando que un 50% de las fallas está asociado a las válvulas, asientos y empaques que repercuten en pérdida de la capacidad de bombeo de la instalación.

La EF-16-5 presenta un frecuencia de falla de 43 por año, con una tasa de 4 fallas por mes, pero a diferencia de las estaciones de flujo EF-1-5 y la EF-9-5 se observó un incremento de las fallas en cajas de engranajes y motores eléctricos, según los criterios del equipo natural de trabajo este comportamiento es atribuible a una tendencia de fallas anormal para este tipo de equipo, ya que de acuerdo a las especificaciones del fabricante están diseñados para 86400 horas de operación, lo que amerita de un estudio mas detallado para determinar las causas que originan esta desviación.

Tabla N° 4.3 Índice de Fallas Blq V Lamar Año 1999 [13]

COMPONENTES	AÑO 1999		
	EF-1-5	EF-9-5	EF-16-5
EMPAQUES	8	4	10
VÁLVULAS	8	5	11
ASIENTOS	4	5	11
RESORTES	0	0	0
STUFFING BOX	3	0	0
PISTONES	2	2	7
AROS	0	0	0
BARRA CORTA	0	0	0
FLUID END	6	3	2
ABRAZADERAS	0	6	0
PRENSA ESTOPA	0	0	1
AMORTIGUADOR	0	5	5
MOTOR ELÉCTRICO	0	6	0
TRANSMISIÓN	2	1	1
CAJA DE ENGRANAJE	6	8	2
TOTAL EF	39	45	51
TOTAL BLQ-V LAMAR	135		

Analizando el índice de fallas del sistema de bombeo de crudo para el año 1999, se observa que la EF-1-5 para este periodo tuvo una disminución de un 40% en su frecuencia de fallas con un promedio de 39 eventos, calculando la tasa de falla se observa un promedio de 3 fallas por mes. Se observó una disminución en las fallas originadas por válvulas, empaques y asientos originada por las reparaciones efectuadas en el año 1998; sin embargo hubo un incremento de las fallas por cajas de engranaje, según los reportes del personal de inspección de equipos dinámicos de la Gerencia de mantenimiento, la causa de estas desviaciones son originadas por desalineación de los equipos que han originado daños en los rodamientos de las cajas de engranaje.

Para la EF-9-5 se observa una frecuencia de fallas de 46 por año, con una rata de falla calculada de 4 eventos por mes por mes. El sistema de bombeo sigue el mismo comportamiento del año 1998, pero se observa un incremento en frecuencia de fallas de los motores eléctricos, de acuerdo a la inspección del personal de equipos dinámicos, existen problemas de desalineación de los equipos y problemas en los skip de los motores que han originado daños en los rodamientos de los equipos. Sin embargo el equipo natural de trabajo determinó que para el periodo en estudio existieron cambios en las condiciones operacionales de la instalación ya que se estaba manejando 15 MBDB adicionales a su producción, lo que originó altas presiones en el oleoducto, lo que genera sobrecargas en los motores.

La EF-16-5 sufrió un incremento de su frecuencia de fallas 51 por año, con una tasa de falla calculada de 5 fallas por mes, pero a diferencia de las estaciones de flujo EF-1-5 y la EF-9-5 se observó un incremento de las fallas en empaques, válvulas cajas de engranajes y motores eléctricos, según los criterios del equipo natural de trabajo este comportamiento es atribuible a una tendencia de fallas típica de la curva de la bañera.

Tabla N° 4.4 Índice de Fallas Blq V Lamar Año 2000 [13]

COMPONENTES	AÑO 2000		
	EF-1-5	EF-9-5	EF-16-5
EMPAQUES	14	6	20
VALVULAS	14	7	21
ASIENTOS	15	11	26
RESORTES	3	2	5
STUFFING BOX	6	2	8
PISTONES	1	0	1
AROS	0	0	0
BARRA CORTA	3	2	5
FLUID END	3	0	3
ABRAZADERAS	1	0	1
PRENSA ESTOPA	6	0	6
AMORTIGUADOR	0	2	2
MOTOR ELÉCTRICO	1	2	3
TRANSMISIÓN	2	1	3
CAJA DE ENGRANAJE	7	6	
TOTAL EF	76	41	104
TOTAL BLQ-V LAMAR		221	

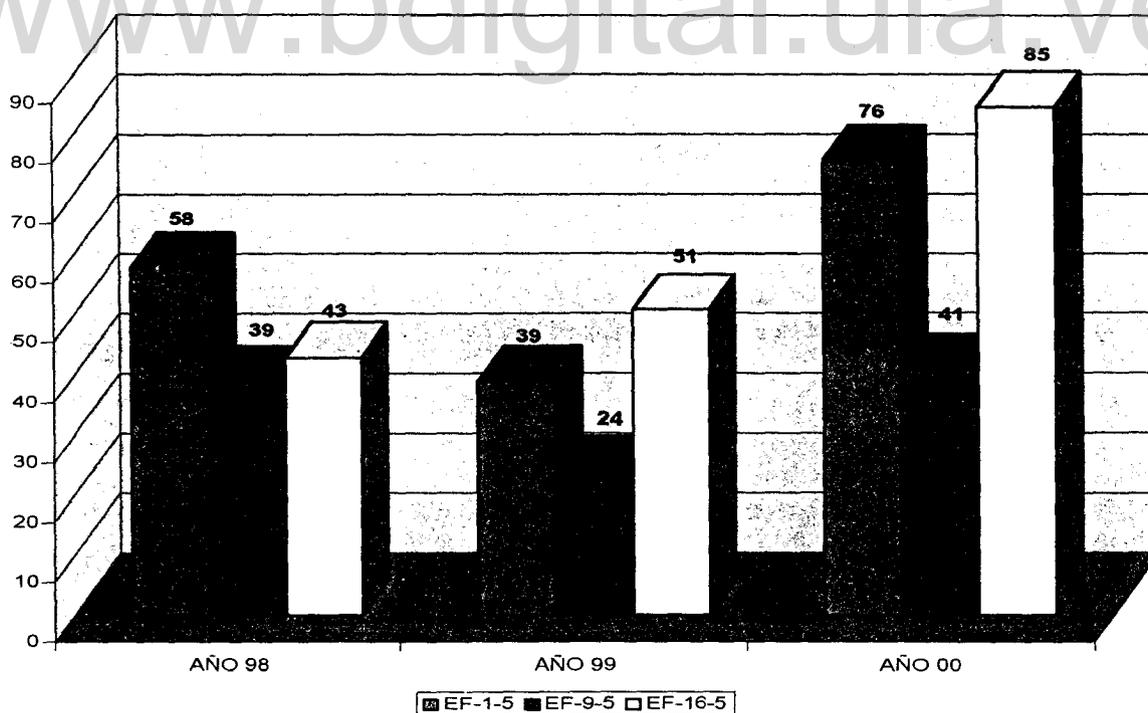
Analizando el índice de fallas del sistema de bombeo de crudo para el año 2000, se observan cifras alarmantes en la EF-1-5 lo que representa un incremento del 50% en su frecuencia de fallas para 76 fallas por año, calculando la tasa de falla se observa un promedio de 7 fallas por mes. Se observó un aumento en las fallas originadas por válvulas, empaques y asientos, sin embargo hubo un incremento de las fallas por cajas de engranaje, según los reportes del personal de inspección de equipos dinámicos de la Gerencia de mantenimiento, la causa de estas desviaciones es por desalineación de los equipos que han originado daños en los rodamientos de las cajas de engranaje.

Para la EF-9-5 se observa una frecuencia de fallas de 41 por año, con una tasa de falla calculada de 4 eventos por mes. El sistema de bombeo sigue el

mismo comportamiento del año 1999, pero se observa un incremento en frecuencia de fallas de las cajas de engranajes, de acuerdo a la inspección del personal de equipos dinámicos, existen problemas de desalineación de los equipos y problemas en los skip de las cajas de engranaje que han originado daños en los rodamientos de los equipos

La EF-16-5 sufrió un incremento alarmante de su frecuencia de fallas 104 por año, con una tasa de falla calcula de 9 fallas por mes, pero a diferencia de las estaciones de flujo EF-1-5 y la EF-9-5 se observó un incremento de las fallas en empaques, válvulas y asientos. Este comportamiento es originado es atribuible a cambios en las condiciones operacionales de la instalación y de acuerdo a los criterios del equipo natural de trabajo estas desviaciones operacionales (altas presiones de bombeo, altos % de agua) han originado las desviaciones en la instalación.

En la Gráfica N° 4.8 se representa el total de fallas por Año de las estaciones de flujo EF-1-5, EF-9-5 y la EF-16-5



Gráfica N° 4.8 Fallas x Año EF BLQ-V Lamar

CAPITULO 4 ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE BOMBEO

Analizando la gráfica N° 4.8 se observa una tendencia creciente de la Frecuencia de fallas de las EF-1-5, EF-9-5 y la EF-16-5. Producto de una serie de factores, que afectan el conjunto de motobombas que integran las estaciones de flujo. Según los integrantes del equipo natural de trabajo estos que acumulan mas de 20 años de operación continua, presentando en los últimos 5 años unas condiciones de operación extremas, dado al incremento de presión de descarga que se ha manifestado por cambios de la cantidad de agua asociada, la presencia de emulsiones, así como incrementos de la producción de crudo. Este conjunto de elementos ha originado en primer lugar, un completo nivel de deterioro de los equipos, tanto por el tiempo de operación como por las condiciones de mayor presión. Por otro lado, este cambio de las condiciones de operación, en términos de mayor presión de descarga, a niveles que sobrepasan la condición de seguridad y operación confiable impuesta por el fabricante, determinan la necesidad de realizar el reemplazo de las unidades existente

4.6.- ARBOL DE FALLAS DEL SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO ESTACIONES DE FLUJO BLOQUE V LAMAR

A continuación se presentan los resultados obtenidos a partir de las investigaciones realizadas para lograr el cumplimiento de los objetivos del trabajo donde se plantea un análisis de confiabilidad operacional de los sistema de bombeo de crudo de las estaciones de flujo EF-1-5, EF-9-5 y la EF-16-5 de la U. E. Lagocinco, en donde se combinaron las estadísticas, las causas y las combinaciones de fallas que pueden ocasionar las fallas recurrentes en los Sistemas de Bombeo, con la finalidad de solucionar la problemática planteada.

Cabe destacar que los datos recolectados solo proporcionan información para la realización de los cálculos de confiabilidad de los niveles superiores o primarios, y no de los niveles inferiores de los arboles de falla obtenidos para los sistemas de transferencia de crudo, ya que en los reportes de las fallas no están discriminados, no se especifica el elemento fallado y solo se mencionan las fallas del sistema al cual pertenecen.

Dado que los componentes que integran los sistemas de bombeo de las estaciones de flujo bloque V Lamar, presentan las mismas especificaciones de diseño, condiciones operacionales de presión y caracterización del crudo, son operados y mantenidos por la misma sección de mantenimiento, se construyó un árbol de falla que identifica los modos de fallas para las tres instalaciones en estudio.

4.6.1.- CONSTRUCCIÓN DEL ÁRBOL DE FALLAS

4.6.1.1.- Definición del Evento Tope

Una vez seleccionada los sistema de transferencia de crudo de área Blq-V Lamar como las instalaciones para el estudio, de acuerdo al planteamiento del problema, se procedió a definir el evento tope, o el peor acontecimiento que se puede presentar en las instalación que pueda comprometer los requerimientos de producción.

4.6.1.2.- Eventos que ocasionan fallas recurrentes en los sistemas de transferencia de crudo

A continuación se mencionan una serie de eventos principales que son considerados como fallas en los sistema de transferencia de crudo:

➤ Falla en Motores Eléctricos

- **Falla en Rodamientos:** los motores eléctricos poseen rodamientos delanteros y traseros, que pueden sufrir daños por falta de lubricación, horas de operación, desalineación, originado vibración en el motor y daños irreversibles que originan su reemplazó.
- **Bajo aislamiento de bobinas:** modo de falla originado por pérdida del revestimiento protector de las bobinas, causando humedad en el devanado de las mismas. Esta falla puede originarse por sobrecarga, horas de operación y sobre tensión.

➤ **Falla en Bomba**

- **Falla en Power End:** este modo integra todos los componentes asociados a la transmisión de la bomba, tales como rodamientos, piñones, vielas, cigüeñal. Estos componentes pueden fallar por falta de lubricación, desgaste, horas de operación y falta de mantenimiento.
- **Falla en Fluid end:** este evento involucra todos los componentes asociados a la sección de manejo de fluidos de la bomba, entre los más importantes podemos mencionar: asientos, válvulas, incales, resortes, empaques, stuffing box. Las causas que originan este modo de falla son atribuibles a la erosión por arena, horas de operación y falta de mantenimiento.

➤ **Falla en Caja de Engranajes**

- **Falla en Rodamientos:** las cajas de engranajes poseen rodamientos delanteros y traseros en los ejes de alta y baja que pueden sufrir daños por falta de lubricación, horas de operación, desalineación, originado vibración en la caja y daños irreversibles que originan su reemplazo.
- **Desgaste:** modo de falla que representa los daños en piñones, sellos y otros componentes de la caja de engranaje; este tipo de falla es atribuible a horas de operación, o sobre-esfuerzo de la caja de engranaje.

➤ **Falla en arreglos del cabezal de succión y descarga**

- **Falla en válvulas:** este modo de falla integra las desviaciones que pueden originarse en válvulas manuales, válvulas de seguridad, válvulas de retención, asociadas a corrosión, desviaciones operacionales y fallas mecánicas.
- **Falla en instrumentación:** integra la instrumentación electrónica y electromecánica, entre los cuales podemos citar los interruptores de presión

y los transmisores de presión; los modos de falla para estos equipos pueden ser atribuibles a falta de mantenimiento, pero generalmente las fallas son aleatorias por ser componentes electrónicos.

- **Falla en Tuberías y Accesorios:** integran las líneas y tuberías que conforman los sistemas de bombeo; su modo de falla es atribuible a falta de mantenimiento, corrosión y condiciones operacionales inadecuadas.

Todas y cada una de las fallas anteriormente nombradas corresponden al desarrollo de los niveles primarios del árbol de falla del sistema de bombeo de crudo de las estaciones de flujo Bloque V Lamar. Por cuestiones de practicidad se han omitido sus respectivos desarrollos en esta parte del trabajo ya que cada una posee una configuración particular y se tornaría muy largo el desarrollo de la descripción de cada uno de los modos de falla. Los mismos se pueden apreciar en el anexo N° 3, Figura N° 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5 y 3.6, donde se presenta el desarrollo del árbol de fallas.

4.6.1.3.- Desarrollo del Arbol de Fallas

Una vez definido y caracterizado el evento tope para el sistema a analizar, se estudiaron las causas directas e indirectas posibles que conducen a este tipo de evento indeseable y los orígenes de estas causas, para desarrollar el árbol de fallas. Ya elaborado el árbol de fallas fue revisado y validado después de varias reuniones con personal de la U.E. Lagocinco, incluyendo personal de Supervisión de Operaciones, Mantenimiento, Instrumentistas, Electricistas y Mecánicos.

4.6.1.4.- Resultados del Procesamiento de Datos.

Los datos mostrados en el historial de fallas del anexo N° 3, tablas N° 3.1 se procesaron con un software llamado Crystal Ball 2000, que es un programa complementario del EXCEL (add-in), propiedad de la empresa "Decisiomeering". Este software de fácil utilización, ver anexo 3, Figura N° 3.8 permite determinar las distribuciones probabilísticas de una serie de datos específicos, o en su defecto

asignar a una serie de datos un comportamiento conocido o estimado basándose en el criterio de expertos. Para los cálculos de fallas, se tomó en cuenta la información disponible en la U.E. , pero debido a que los datos eran muy escasos, se utilizó la función de definición de la distribución Fit, disponible en el Crystal Ball, para determinar cual era la que mas se adaptaba a los datos, siendo la Distribución Exponencial la mas adecuada para los cálculos de las curvas de distribución.

La herramienta toma los datos ubicados en una columna definida y los transforma en una distribución exponencial, para luego introducirlos en una función como elementos aleatorios, una vez definida la función, se procede a comenzar un proceso iterativo siguiendo el método Monte Carlo de simulación probabilística,

Las funciones se definen a continuación:

$$t = top + trep \quad (4.2)$$

$$\lambda = \frac{n}{t} \quad (4.3)$$

$$pdf, f(T) = \lambda * e^{-\lambda * t} \quad (4.4)$$

$$cdf, F(t) = 1 - e^{-\lambda * t} \quad (4.5)$$

$$MTBF = \frac{1}{\lambda} \quad (4.6)$$

Donde: t = tiempo.

top = tiempo de operación.

$trep$ = tiempo de reparación.

λ = tasa de fallas.

n = numero de fallas.

$pdf, f(t)$ = función densidad probabilística de la función exponencial.

$cdf, F(t)$ = función densidad acumulada de la función exponencial.

$MTBF$ = tiempo promedio entre fallas.

Este proceso de definición de ecuaciones se efectuó para las fallas primarias en los modos de fallas cajas de engranajes, motores y para las fallas secundarias en el modo de fallas de bombas. Utilizando el software Crystal Ball se procedió a realizar un proceso iterativo, alcanzándose en total 15.000 iteraciones, Varios de esos resultados son mostrados en el anexo N° 3, figuras N° 3.9 a la 3.13 se muestran una serie de gráficos probabilísticos resultados de la simulación λ de los diferentes componentes de la EF-9-5; si se desea consultar la información de las EF-1-5 y 16-5, en el CD anexo al estudio, acceder el archivo Report2.

Ya realizados los reportes se procede a estimar los valores que fueron usados para realizar los cálculos de confiabilidad en cada una de los sistemas de bombeo de las estaciones de flujo bloque V lamar, dichos valores fueron seleccionados tomando en cuenta los valores de la moda, la media y el valor probable presentes en los reportes del Crystal Ball. (ver anexo N° 3, tabla N° 3.2).

Una vez establecidos los valores de probabilidad de falla y la tasa de fallas, se utilizó un software llamado RELEX 7.2, el cual es una herramienta para realizar cálculos de confiabilidad a nivel de sistemas mediante arboles de fallas, los cuales habían sido anteriormente definidos; cabe destacar que para dichos cálculos se utilizaron los árboles de falla que comprenden los primeros niveles del desarrollo de dichos arboles de falla ya que los datos obtenidos del historial de fallas no discriminaban los elementos fallados, sino el sistema al cual pertenecían dichas fallas, por lo que se procedió a agrupar las fallas por los sub-sistemas que integran el sistema de bombeo al cual pertenecían.

El árbol para detallar cada uno de estos niveles se muestra en la figura N° 4.2.

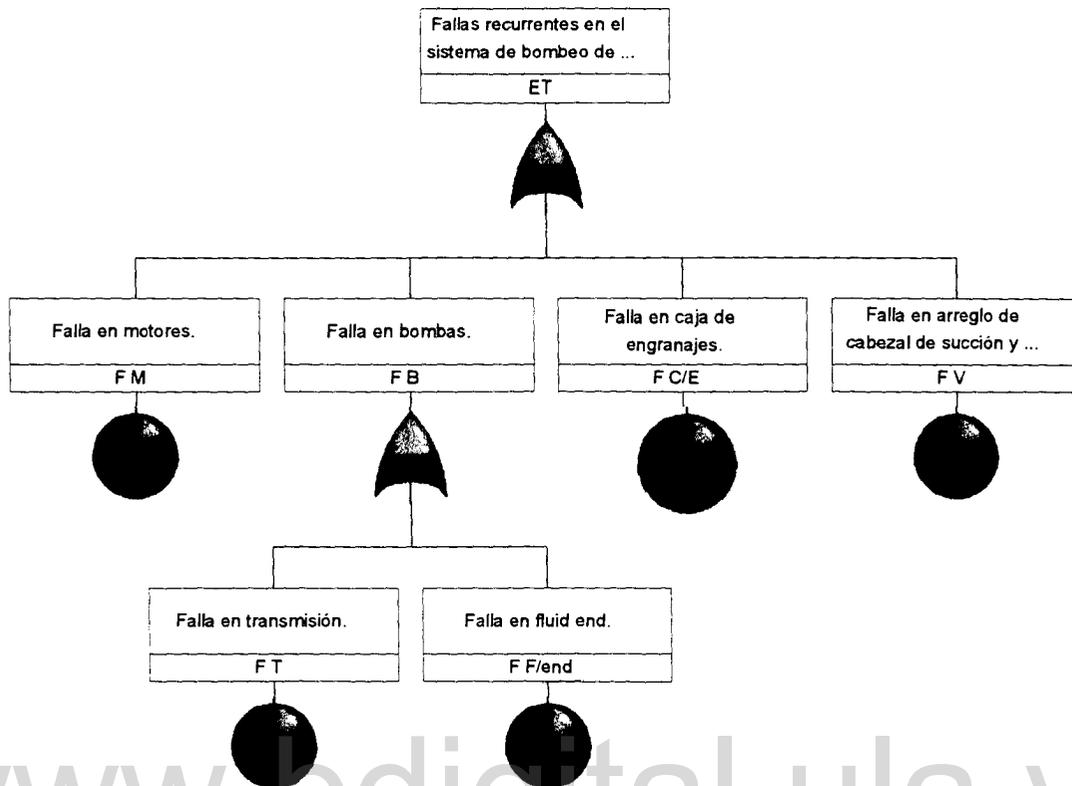


Figura N° 4.2 Primer nivel del árbol de fallas del Sistema de Bombeo de Crudo de las EF Bloque V Lamar.

En el mismo se detalla cada uno de los modos de falla del sistema de bombeo de crudo que ocasionan las perdidas de función, en las estaciones de flujo EF-1-5, EF-9-5 y EF-16-5.

Para realizar los cálculos de confiabilidad se sumaron las probabilidades de falla, que se obtuvieron del Crystal Ball para los componentes asociados a Power end y Fluid end para el modo de falla en bombas. No se consideró para efectos del cálculo el modo de falla arreglo de cabezales de succión y descarga, ya que no se encuentra un registro confiable de datos que permita realizar los cálculos de probabilidad.

Por lo antes expuesto los resultados de confiabilidad van orientados al conjunto Motor/Caja de engranajes/Bombas. Para las tres instalaciones en estudio. Para determinar la confiabilidad se modificó a través del RELEX 7.2 el árbol de falla, eliminado el modo de falla que no se analizaría; En el anexo N° 3 Figura N° 3.7 podemos observar la configuración del árbol para efectos de calculo.

La probabilidad de falla del conjunto Motor – Caja de Engranajes – Bombas , se tomó en cuenta para calcular el Índice de Valor de Riesgo Alcanzado, o IVRA, que es el índice que nos permite tomar decisiones a la hora de realizar inversiones para mejorar un sistema específico, ya que nos indica que tan sensible es el sistema a fallar, o que tan crítico es el sistema para la continuidad operacional de los sistemas de bombeo de crudo.

La tabla N° 4.5 que se presenta a continuación representa en resumen los resultados obtenidos del estudio de confiabilidad, cabe destacar que la data histórica recopilada corresponde a tres años; 1998, 1999 y 2000 (aprox. 24000 horas de operación), y los resultados mostrados se proyectan dos años mas que la data histórica (aprox. 40000 horas). En el anexo N° 3, tablas N° 3.3, 3.4 y 3.5.

ESTACION DE FLUJO	CONFIABILIDAD
EF-1-5	83.80%
EF-9-5	85.70%
EF-16-5	87.80%

Tabla N° 4.5 Confiabilidad Sist. de Bombeo de Crudo Bloque V Lamar

Los resultados mostrados en la tabla anterior fueron calculados con los valores de la media obtenidos de la distribución probabilística de la rata de fallas o lambda (λ) mostrados en el anexo N° 3, tabla N° 3.2

Los valores obtenidos reflejan una disminución considerable de la confiabilidad de las estaciones de flujo EF-1-5, EF-9-5, EF-16-5, este diagnóstico está sustentado en el nuevo enfoque adoptado por PDVSA con el Mantenimiento Clase

Mundial, el cual exige máxima confiabilidad, para garantizar los compromisos de producción con alto grado de seguridad y protección ambiental. El MCM establece que para instalaciones petroleras costa afuera, la confiabilidad del sistema debe ser mayor o igual a 95%, este valor de referencia se ha establecido de las mejores practicas operacionales y de mantenimiento, que reúne elementos de distintos enfoques organizacionales con visión de negocio en el ámbito mundial. [12]

En la U.E. Lagocinco no se cuenta con un valor de confiabilidad tabulado para estas instalaciones, por lo que se consultó con otras unidades de explotación que manejan procesos de producción similares costa afuera con estaciones de flujo típicas con equipos dinámicos similares, como los analizadas en este estudio, logrando obtener de la Gerencia de Mantenimiento y Producción de la Unidad de Explotación Bachaquero Lago de PDVSA, sus parámetros establecidos en su misión el cual está establecido en 98%.

Extrapolando este criterio para las estaciones de flujo Lagocinco, se observa que la EF-1-5 el valor de confiabilidad obtenido es de 84%, la EF-9-5 con 86% y la EF-16-5 con 88%. Estos resultados obedecen al análisis integrado del historial de fallas, con el cual se determino en el punto 4.5 de este capítulo que la frecuencia anual de las 3 instalaciones es alta, con consecuencias altas. Tomando en cuenta el modelo de consecuencia de una falla. (ver figura N° 4.3).

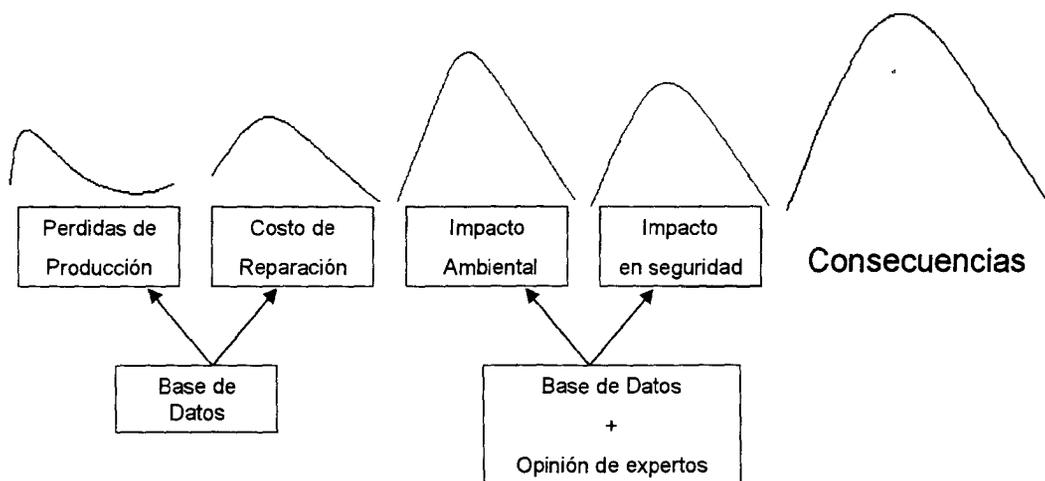


Figura N° 4.3 Modelo de Consecuencias de una Falla [15]

Donde se representa que las consecuencias de una falla se incrementan por el impacto de seguridad y el impacto ambiental como factores dominantes del modelo, podemos entonces establecer que las consecuencias de la baja confiabilidad de las instalaciones podrían ser catastróficas, considerando que el evento tope de las fallas en el sistema de bombeo es una Fuga de Crudo. Por otro lado establecimos que la probabilidad de falla es alta, esto nos permite establecer que los riesgos de la instalación son críticos, partiendo de la ecuación N° 4.7 y 4.8 [15]

$$\text{RIESGO} = \text{Probabilidad de Fallas} \times \text{Consecuencia} \quad (4.7)$$

$$\text{RIESGO} = (1 - \text{Confiabilidad}) \times \text{Consecuencia} \quad (4.8)$$

4.7.- CÁLCULO DEL ÍNDICE DEL VALOR DEL RIESGO ALCANZADO

Los cálculos del índice de valor de riesgo alcanzado o IVRA fueron realizados con los valores de la media obtenidos con la función acumulada o $pdf, f(t)$. Ver anexo N° 3, tabla N° 3.2. Este índice se interpreta de la siguiente manera:

$$\text{IVRA} = P(F_{\text{sist}} / F_{\text{componente}}) = \frac{\text{Probabilidad de Falla del sistema}}{\text{debido a la probabilidad de falla del componente "i"}} \quad (4.9)$$

En las tablas N° 4.6, 4.7 y 4.8 se representan los cálculos del IVRA para las Estaciones de Flujo EF-1-5, EF-9-5 Y LA EF-16-5.

EF-1-5	F(t)/Fi(t)	IVRA	IVRA Prob.
FM	0.008	11.6	0.20
F C/E	0.024	11.4	0.20
FT	0.015	11.5	0.20
F/END 1	0.006	11.6	0.20
F/END 2	0.041	11.2	0.20
TOTAL	0.094	57.3	

Tabla N° 4.6 Calculo IVRA EF-1-5

EF-9-5	F(t)/Fi(t)	IVRA	IVRA Prob.
FM	0.007	9.92	0.20
F C/E	0.01	9.83	0.20
FT	0.015	9.78	0.20
F/END 1	0.006	9.86	0.20
F/END 2	0.0741	9.25	0.19
TOTAL	0.1121	48.64	

Tabla N° 4.7 Calculo IVRA EF-9-5

EF-16-5	F(t)/Fi(t)	IVRA	IVRA Prob.
FM	0.01	10.1	0.20
F C/E	0.02	10	0.20
FT	0.007	10.11	0.20
F/END 1	0.013	10.05	0.20
F/END 2	0.059	9.63	0.19
TOTAL	0.109	49.89	

Tabla N° 4.8 Calculo IVRA EF-16-5

donde:

FM = probabilidad de falla del motor eléctrico.

F C/E = probabilidad de falla de la caja de Engranaje.

FT = probabilidad de falla de la transmisión de la bomba.

F/End 1 = probabilidad de falla del cuerpo válvulas.

F/End 2 = probabilidad de fallas válvulas, asientos, inceles

IVRA = Índice del Valor de riesgo alcanzado

IVRA Prob = Índice del Valor de riesgo alcanzado probabilístico

Analizando las tablas N° 4.6, 4.7 y 4.8 donde se representan los resultados de los cálculos del índice del valor de riesgo alcanzado, de los modos de fallas que afectan la confiabilidad de los sistemas de bombeo de crudo de las EF-1-5, EF-9-5, EF-16-5, se puede determinar que para las tres instalaciones en estudio los valores obtenidos tienen un comportamiento similar (0.20), por lo que el IVRA probabilístico sigue la misma tendencia de ocurrencia de los eventos secundarios que pueden desencadenar en el evento tope (falla en el sistema de bombeo), es decir, todos los componentes que integran el sistema afectan la confiabilidad de la instalación con la misma distribución probabilística. Basándose en estos resultados las acciones

correctivas o mitigantes deben estar orientadas sobre todos los componentes principales que integran los sistemas de transferencia de crudo de las estaciones de flujo Bloque V Lamar.

Para cuantificar los niveles de riesgo en la instalación deberá tomarse en cuenta la consecuencia de la falla y multiplicarla por la probabilidad de falla. Esto nos permite visualizar la magnitud de una falla a futuro, por otro lado la consecuencia de la falla tendrá mucho que ver con los requerimientos de producción a los cuales este sometida la instalación a la hora de presentarse una falla y la disponibilidad de equipos que tenga la misma.

Es importante mencionar que todos los resultados anteriormente presentados tienen cierta cantidad de incertidumbre asociada, esto es porque muchas de las fallas presentes en la bitácora de operaciones no fueron especificadas a los elementos que las causaron, solo se limitaron a mencionar el sistema al cual pertenecen.

4.8 .- DETERMINACIÓN DE LA CONFIABILIDAD GLOBAL DEL SISTEMA DE MANEJO DE CRUDO DE LAS ESTACIONES BLOQUE V LAMAR

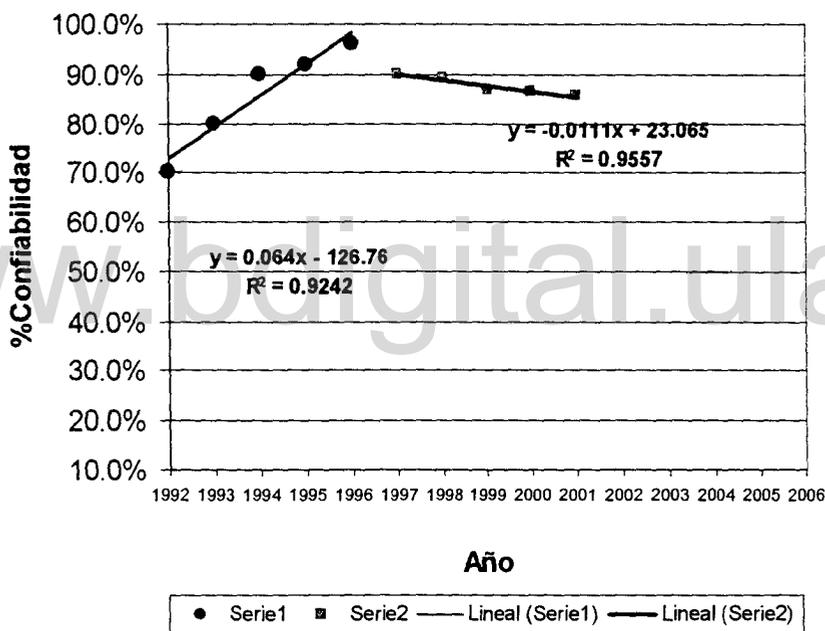
Una vez calculada la confiabilidad de los sistemas de transferencia de crudo de las EF-1-5, EF-9-5 y la EF-16-5, se determinó la confiabilidad global del sistema de manejo de crudo mediante la siguiente ecuación:

$$C_{\text{sistema}} = \frac{C_{\text{EF-1-5}} * \# \text{ Bombas} + C_{\text{EF-9-5}} * \# \text{ Bombas} + C_{\text{EF-16-5}} * \# \text{ Bombas}}{\sum \text{ Bombas Bloque V Lamar}} \quad (4.7)$$

$$C_{\text{sistema}} = \frac{83.80 * 5 + 85.70 * 4 + 87.80 * 5}{14}$$

C Sistema de Transferencia Blq V Lamar = 85.7 %
--

Es importante resaltar que en la U.E. Lagocinco no se encontraban disponibles los datos históricos de la confiabilidad operacional de las instalaciones, sin embargo en los archivos de la Gerencia de Planificación de Mantenimiento PDVSA Occidente, se consiguió datos desde el año 1992 hasta el año 2000, dicha información establece los datos del sistema de manejo de crudo del área Bloque V Lamar en forma global. Para representar estos valores de se construyo la gráfica N° 4.9 donde se representa la confiabilidad para el periodo 1992-2001, en esta gráfica se utilizo las facilidades del Software Crystal Ball para determinar que tendencia o modelo de regresión se ajustaba mas a los datos históricos, para realizar una proyección a 10 años del comportamiento de la confiabilidad del sistema de manejo de crudo.



Gráfica N° 4.9 Confiabilidad Operacional del Sistema Manejo de Crudo Bloque V Lamar periodo 1992-2001

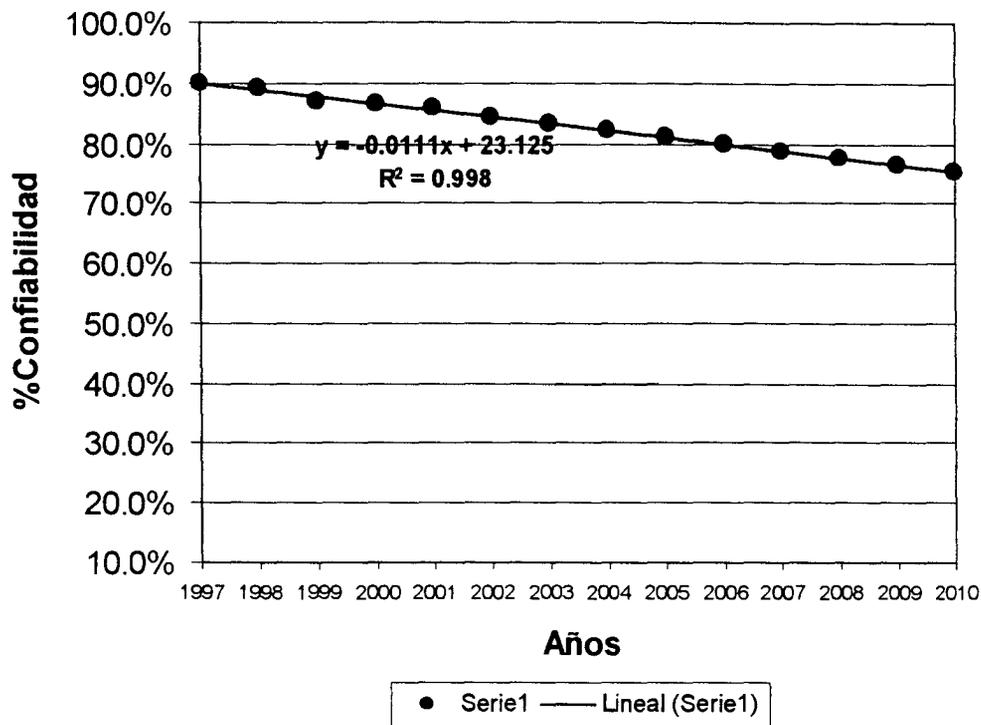
Analizando la gráfica N°4.9 se puede observar un comportamiento creciente de la confiabilidad para el periodo 1992-1997, por lo que seria conveniente realizar estudios posteriores para determinar, que factores influyeron en este periodo para alcanzar estos valores de confiabilidad que se ajustan a las tendencias esperadas por la U.E. de explotación lagocinco al alcanzar para el año 1997 una confiabilidad

CAPITULO 4 ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE BOMBEO

del 96%. Si embargo para el periodo 1997-2001 se observa una tendencia brusca en la disminución de la confiabilidad, estas desviaciones según el criterio del equipo natural de trabajo, se deben al aumento de los compromisos de producción de la U.E, esta información se validó con la Gerencia de Yacimientos de la U.E. Lagocinco. Este aumento de la producción del área bloque V Lamar, originaron cambios de las condiciones operacionales del sistema de producción que han influido en el aumento de la frecuencia de fallas de estas instalaciones, disminuyendo su confiabilidad y aumentando a niveles de riesgo intolerable el proceso de producción.

Basado en el comportamiento de las instalaciones para el periodo 1997-2001, se simuló un modelo de regresiones disponibles en el software, la regresión lineal es la que más se ajusta al comportamiento de los datos. En este método de regresión lineal, el coeficiente de determinación R es alto ($R= 0.9997$), lo cual significa que el modelo de regresión lineal se adapta 99,8 % al comportamiento que la confiabilidad de las instalaciones proyectado a 10 años.

Para analizar este comportamiento se construyó la gráfica N° 4.10 donde se representa el comportamiento para 10 años de operación del sistema de transferencia de crudo Bloque V Lamar.



Gráfica N° 4.10 Tendencia del Comportamiento de la Confiabilidad del Sistema de Bombeo de Crudo Bloque V Lamar 1997-2010

En la gráfica N° 4.10 se observa una tendencia decreciente de la confiabilidad, ajustada a un modelo de regresión lineal. Si analizamos la gráfica observamos como para una proyección de 3 años partiendo del año 2001 donde se calculó una confiabilidad global de 85%; la confiabilidad disminuirá 1 punto por año, pero es importante resaltar que este es un comportamiento teórico que asume que todas las condiciones del proceso no varían, sin embargo el comportamiento de los equipos es dinámico y la tendencia es a aumentar su frecuencia de fallas si no se toman acciones correctivas o mitigantes que minimicen su deterioro.

Por otro lado según los datos aportados por la Gerencia de yacimiento y Estudios Integrados de Lagocinco, la explotación de las reservas asociadas al área de Bloque V Lamar, tiende a aumentar para el periodo 2001-2020, considerando los nuevos niveles de presión imperantes en la red de oleoductos, caracterizada por valores de presión en el orden de las 850 a 900 libras, las cuales exceden la capacidad nominal de operación de los equipos instalados. En vista de los cambios

CAPITULO 4 ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE BOMBEO

en las condiciones operacionales a niveles que sobrepasan el límite de integridad física de los equipos existentes especificado por el fabricante, ocasionando una serie de daños mayores acumulados en los equipos existentes, lo cual propicia mayores costos de mantenimiento, afectación ambiental y riesgos de accidentes, por fallas de los componentes y fugas incontroladas de crudo que redundan en una disminución de la confiabilidad de las EF-1-5, EF-9-5 y EF-16-5 para el año 2010 a un 75%. En el capítulo 5 se evaluará a través de un Análisis Cuantitativo de Riesgos, la magnitud de las consecuencias que originaría la ocurrencia del evento tope falla en bombas, producto de la baja confiabilidad de las instalaciones, para establecer si los riesgos se adaptan a los criterios de tolerancia de PDVSA, lo cual permitirá identificar proponer el plan de acciones y recomendaciones proactivas que puedan efectivamente optimizar costos y minimizar el impacto en el proceso de producción.

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO 5

"MARCO METODOLÓGICO DEL
ACR"

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO 5**5.- MARCO METODOLÓGICO DEL ACR**

La metodología usada para la elaboración del Análisis Cuantitativo de Riesgos (ACR) fue descrita en el punto 3.4 del capítulo 3 de este trabajo. En este capítulo se tratará lo referente a la determinación de la frecuencia de fallas, cálculo de consecuencias y la cuantificación del riesgo. De acuerdo a la información suministrada en los HAZOPs efectuados por la Gerencia de SHA en las instalaciones lacustres de la UE Lagocinco y, específicamente en las estaciones de flujo que conforman el bloque V del Lago de Maracaibo, los peligros más relevantes que se encuentran en tales instalaciones son: roturas de tuberías de crudo, fugas de crudo en válvulas, bridas y accesorios, fugas de crudo en bombas, derrame de crudo por sobrenivel de los tanques y rotura de un recipiente (separadores, depuradores).

En este trabajo se analizará básicamente todo lo referente a fugas en el sistema de transferencia de crudo (tuberías de succión, recirculación y descarga en la propia bomba).

5.1.- DETERMINACIÓN DE LAS FRECUENCIAS DE FALLAS

En orden secuencial, las técnicas que se utilizaron para la estimación de la frecuencia de fallas fueron: elaboración de árboles de demanda, falla y eventos.

La información relativa a la frecuencia de fallas de los equipos considerados en los árboles de falla y la probabilidad de falla de acuerdo al tamaño de rotura de la tubería usada en el árbol de eventos fue obtenida de las bases de datos de confiabilidad utilizadas por la industria petrolera y petroquímica, aprobadas por PDVSA en la guía IR-S-02. [17]

La frecuencia de falla de las bombas se obtuvo por medio de los libros de registros de PDVSA de la UE Lagocinco. Las probabilidades de ignición inmediata y retardada se plasmaron en el árbol de eventos de acuerdo a la experticia y a las

condiciones de seguridad de la planta, es decir, localización de puntos de ignición, los cuales son bajos, puesto que todos los equipos que se encuentran en una estación de flujo son a prueba de explosión, por lo tanto, las probabilidades de ignición son bajas, tal como se aprecia en los diagramas.

Es conveniente mencionar que en consulta con el personal SHA que asesora la UE Lagocinco, se determinó que las estaciones de flujo de PDVSA y los equipos que forman parte de ellas son a prueba de explosión y además cuentan con el sistema de instrumentación adecuado para actuar en caso de una falla del sistema. Asimismo, las estadísticas indican que son casi nulos los acontecimientos que ponen en peligro la vida de las personas y los equipos de proceso que han ocurrido en tales instalaciones. Por tal razón, las probabilidades de ignición retardada se coloca por debajo de lo que indica la norma IR-S-02 en el punto A-4.5 (0.1 vs. 0.4 para el rango bajo).

En las figuras N° 5.1, 5.2, 5.3 y 5.4 se muestran ejemplos de árboles de demanda, falla y eventos que se pueden presentar en las estaciones de flujo lacustres. En este caso se muestran los diagramas de la EF 1/5; la información referente a las estaciones de flujo 9/5 y 16/5, se muestran en el anexo N°4.

5.2.- CÁLCULO DE CONSECUENCIAS

Es la determinación de la magnitud de las consecuencias de un incidente peligroso o “evento episódico”, por su potencialidad de destrucción. Se usan modelados matemáticos para estimar los peligros físicos de un accidente, como su extensión (área afectada), severidad (causar muerte de personas y daños materiales) y duración. [18]

Los escenarios más importantes que se pueden presentar en una instalación que procese hidrocarburos son: **dispersión de vapor, chorro de fuego, explosión de nube de vapor, piscina incendiada, derrame de crudo y nube tóxica.**

En el caso del sistema de bombeo de las estaciones de flujo sólo se presentan **derrame de crudo, chorro de fuego y piscina incendiada.** La consecuencia

originada por los peligros de los escenarios de estos accidentes es la exposición a la radiación térmica de operadores y equipos.

En este trabajo se utilizó el paquete computarizado CANARY (versión 4.0), desarrollado por la empresa Quest Consultants Inc. como modelo matemático para la estimación de consecuencias.

El programa CANARY está diseñado de tal forma que ejecuta los cálculos necesarios con un mínimo de incorporación de datos. Una gran cantidad de información requerida para las simulaciones está incluida en la base de datos del programa, y es generada por programas de ingeniería contenidos dentro del paquete, los cuales actúan dependiendo de la data que se le introduzca. El software presenta varias pantallas de introducción de datos. [20]

www.bdigital.ula.ve

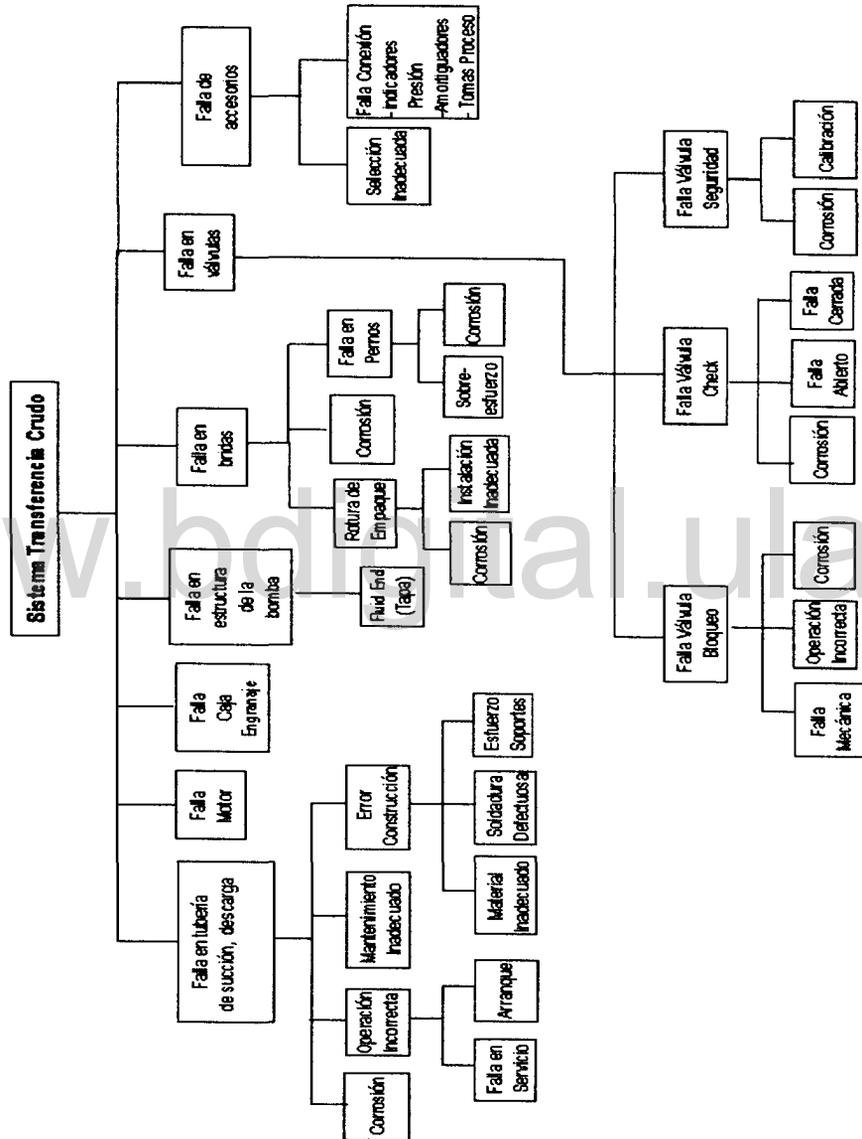


Figura N° 6.1.- Árbol de Demandas. Sistema de Transferencia de Crudo Bloque V Lamar

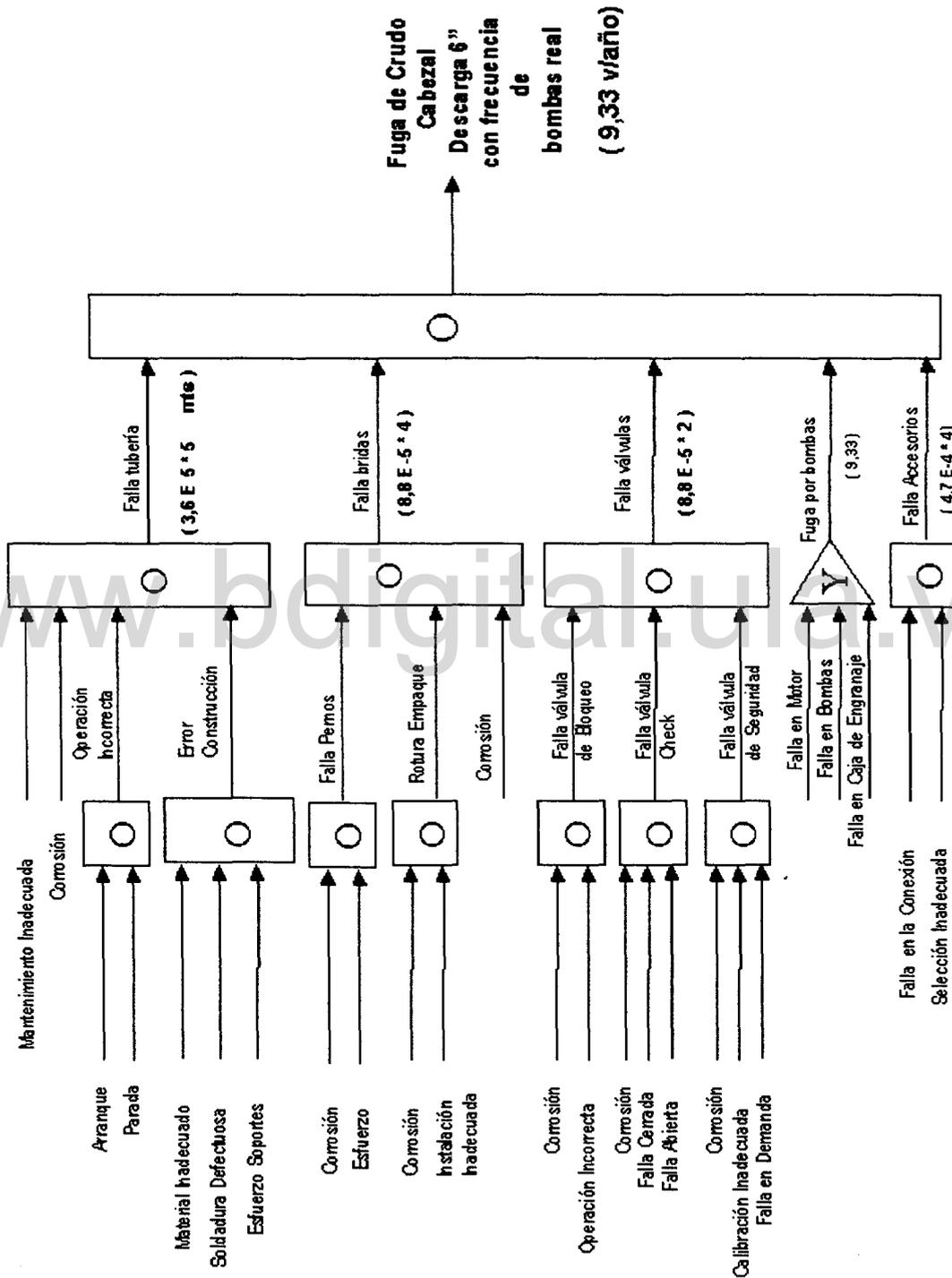


Figura N° 5.2 Árbol de Falla EF-1-5 (Cabezal Descarga 6'' Frecuencia Bombas Real)

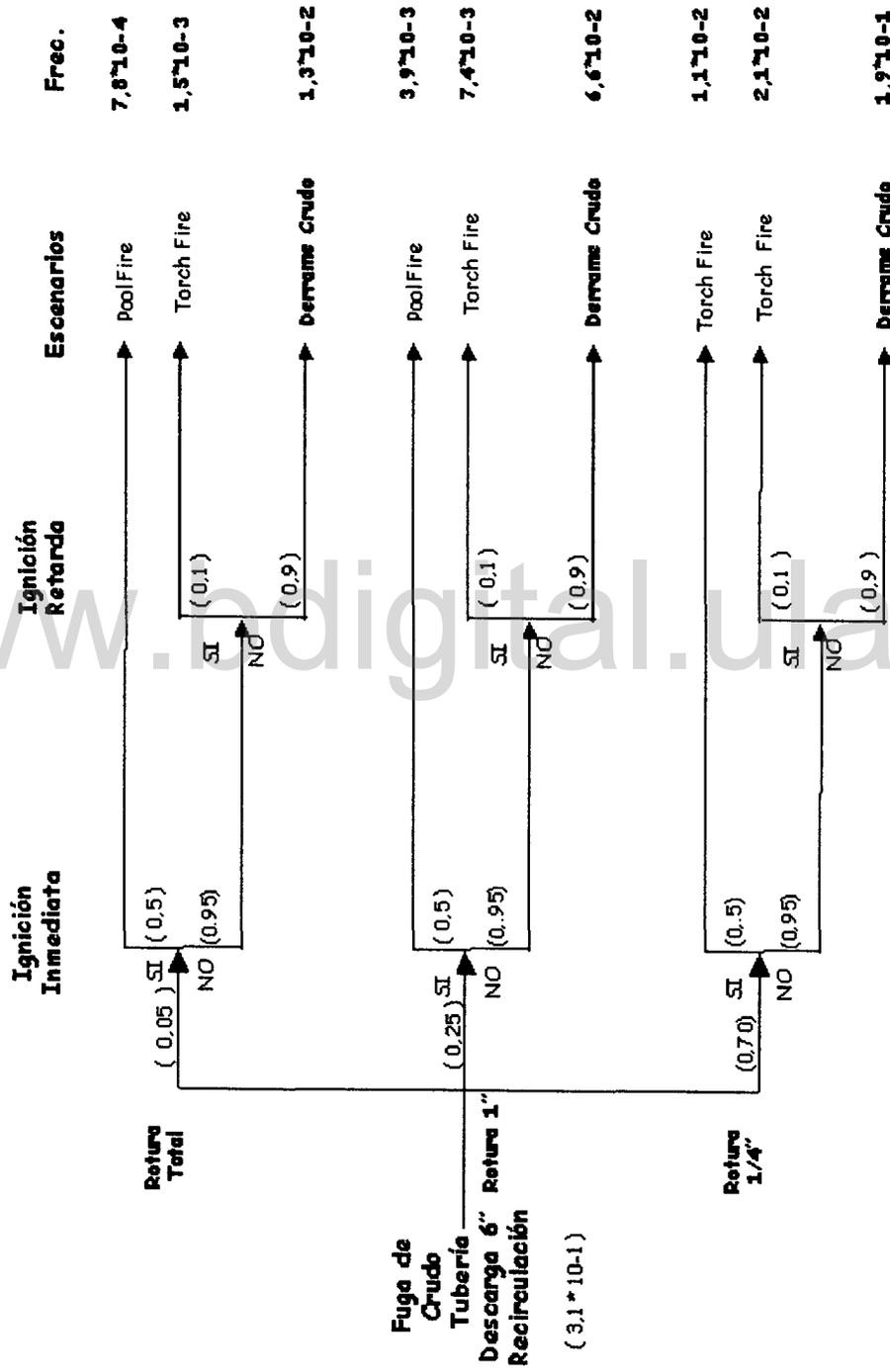


Figura Nº 5.3 Árbol de Eventos EF-1-5 (Cabezal Descarga 6", Frecuencia Teórica)

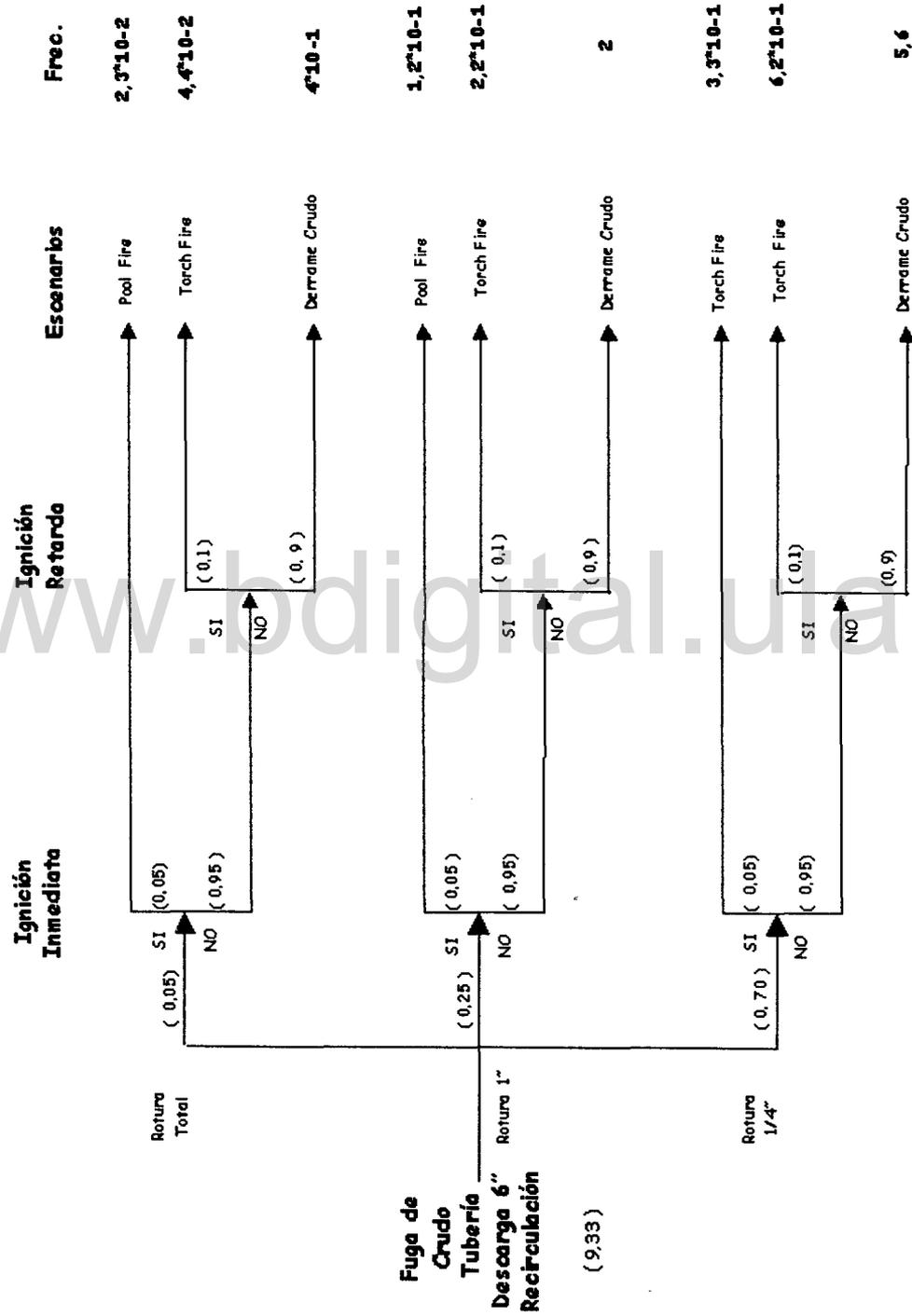


Figura N° 5.4 Árbol de Eventos EF-1-5 (Cabezal Descarga 6" Frecuencia Bombas Real)

El software presenta varias pantallas de introducción de datos. En la primera pantalla se coloca el nombre que distingue el caso que se va a considerar y con el cual queda salvado, se elige el sistema métrico a usar y el evento a simular el cual puede ser: dispersión de vapor, explosión de nube de vapor, piscina incendiada, chorro de fuego, fogonazo y bola de fuego.

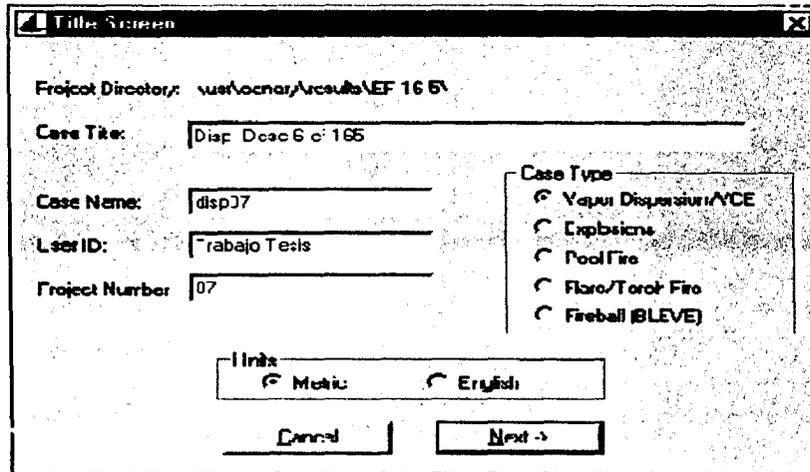


Figura 5.5 Pantalla de inicio del Canary [20]

En la siguiente ventana es donde se plasman la composición del fluido, la temperatura y la presión de proceso.

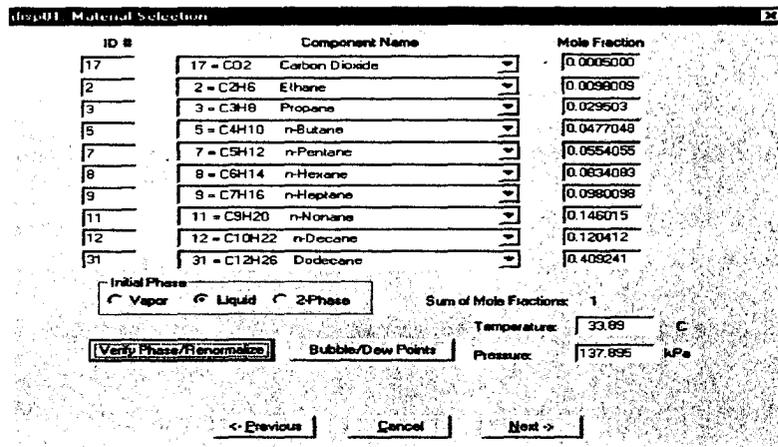


Figura 5.6 Segunda Ventana del Canary

En la tercera ventana se colocan datos de las condiciones ambientales: temperatura y presión atmosférica, velocidad del viento, humedad relativa y estabilidad Pasquill, clase de superficie donde se produce el derrame y el tipo de superficie cercana.

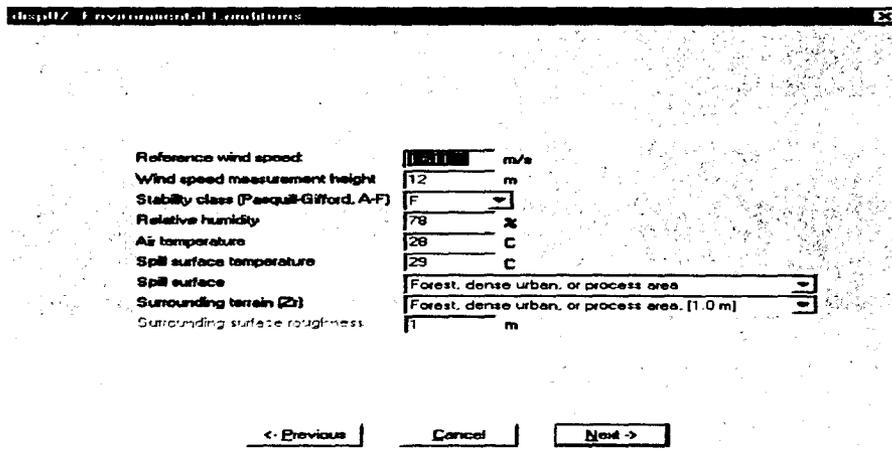


Figura 5.7 Tercera Ventana del Canary

En la cuarta pantalla se refleja si la fuga es continua o instantánea, regulada o no (en este estudio es continua y no regulada), se coloca el tiempo de duración de la fuga, la tasa de flujo normal, el volumen y porcentaje de llenado del recipiente (si aplica), diámetro de tubería, diámetro de rotura, longitud aguas arriba y abajo de la fuga, ángulo de la fuga y la altura del punto de rotura.

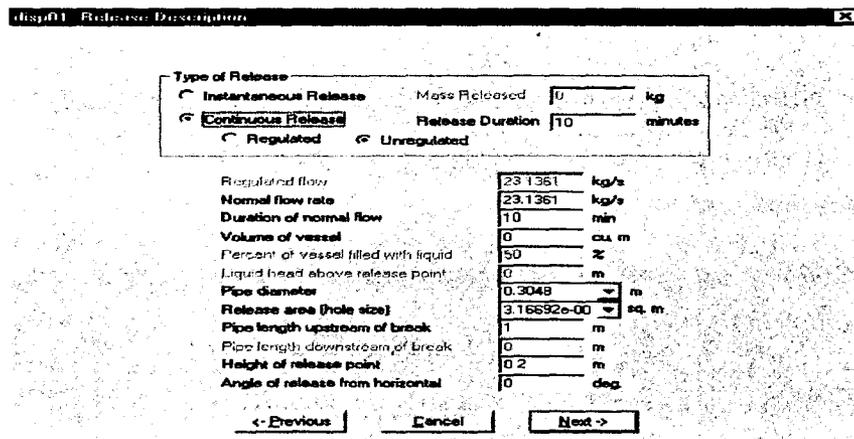


Figura 5.8 Cuarta Ventana del Canary

5.3.- CRITERIOS USADOS PARA EL CÁLCULO DE CONSECUENCIAS

Para efectuar el cálculo de consecuencias por medio del programa CANARY, es necesario tomar en cuenta varios criterios, los cuales se indican a continuación.

5.3.1.- DATOS METEOROLÓGICOS

Los datos meteorológicos utilizados para la elaboración del presente estudio fueron suministrados por el Servicio de Meteorología de la Fuerza Aérea Venezolana. Los mismos son tomados en la estación meteorológica de Mene Grande a 27 metros sobre el nivel del mar, y a una altura de 12 metros. Estos datos aplican para las estaciones de flujo que se encuentran en el Bloque V del Lago de Maracaibo.

En la siguiente tabla se muestran los datos para las condiciones atmosféricas promedio de los años 1999, 2000 y 2001. (ver anexo N° 5).

Tabla N° 5.1 Condiciones meteorológicas promedio.

Variable	1.999	2.000	2.0001	Promedio
Temperatura (°C)	27.3	27.1	28.6	28
Humedad (%)	81	79	74	78
Velocidad del Viento (Km/h)	5.4	5.8	6,2	5.8
Velocidad máxima de viento	49.7	68.4	64.8	61
Dirección del viento	NE	NE	NE	NE
Estabilidad: Noche clara, condición. estable (F) / Nublado día y noche, condic. promedio (D)				

Todos los eventos se simularon para dos velocidades de viento y dos estabilidades, según la combinación que se presenta a continuación, pues los mismos son los que representan las condiciones mas probables que se pueden dar en ésta zona del país, tomando en cuenta que las estabilidades A, B y C para condiciones de clima inestable, por lo general no se dan en Venezuela. En este trabajo se consideraron las siguientes combinaciones:

- Velocidad promedio (5.8 km/h) con estabilidad F: esta estabilidad representa condiciones estables, tal como se indica en la tabla N° 5.1.

- Velocidad máxima con estabilidad D. Como la velocidad máxima promedio (61 Km/h) es puntual y no representativa, se tomó una velocidad máxima representativa de los tres años de 19 Km/h.

5.3.2.- COMPOSICIÓN DE LAS CORRIENTES

De acuerdo a datos de campo suministrados por la Gerencia de la UE Lagocinco, se obtuvo la composición del crudo que maneja cada una de las estaciones de flujo, el cual es muy similar y de aproximadamente 30 – 33 grados API. Como en los informes presentados por PDVSA se muestran 15 componentes del crudo, se agruparon algunos elementos de acuerdo a la semejanza de sus propiedades, ya que el programa CANARY sólo acepta 10 componentes [19]. El listado de la composición del crudo de las estaciones de flujo estudiadas se encuentra en el anexo N° 5.

A continuación se indica una muestra de los componentes del crudo de la EF 16-5.

Tabla N° 5.2 Componentes del crudo de la EF 16-55

Componente	% Molar
CO ₂	0.0005
C ₂	0.0098
C ₃	0.0295
nC ₄	0.0477
nC ₅	0.0554
C ₆	0.0834
C ₇	0.0980
C ₉	0.146
C ₁₀	0.1204
C ₁₂₊	0.4092

5.3.3.- TIEMPOS DE RESPUESTA

En el cálculo de consecuencias generalmente se utilizan los tiempos sugeridos por el Instituto Americano de Ingeniería Química (AIChE) para la detección y aislamiento de fugas, en los cuales se determina el tiempo de detección según la presencia o no de sistemas de detección y sistemas de aislamiento. La clasificación obtenida fue de "A" para sistemas de detección y "B" para sistemas de aislamiento.

Tabla N° 5.3 Tiempos de Respuesta. [18]

	Fuga de 1/4"	Fuga de 1"	Fuga de 4" o rotura total
Detección y Aislamiento (A-B)	30 min.	20 min.	10 min.

5.3.4.- DIÁMETRO DE ROTURAS

Basado en lo establecido en la norma PDVSA IR-S-02 [9], se utilizaron tres tamaños de rotura: 1 / 4", 1" y 4" o rotura total. En las estaciones de flujo estudiadas se encuentran tuberías de succión y descarga de grandes diámetros, los cuales están por encima o igual a 10"; en estos casos, los resultados de la simulación fue igual tanto para roturas de 4" como para rotura total, por lo tanto en todas estas tuberías se consideró una rotura de 4", ya que la experiencia indica que es poco probable que en tuberías de grandes diámetros ocurra una rotura total.

5.3.5.- PRINCIPIOS DE DAÑOS

Los criterios de daños adoptados por la industria petrolera y petroquímica se basan en que los eventos potenciales pueden ocurrir mientras se producen, almacenan, transportan, utilizan o se dispone de sustancias peligrosas. Seguidamente se muestra una tabla de los criterios de daños más frecuentes:

Tabla N° 5.4 Peligros y sus consecuencias [16]

Tipos de peligros	Parámetros de consecuencias típicos
Toxicidad	Exposiciones IDLH Exposiciones ERPG
Fuego	Quemaduras en la piel Muertes Daños en equipos y propiedades
Explosión	Daños en las propiedades Daños físicos

En este estudio sólo se tienen daños por radiación térmica y para ello, la industria petrolera considera como dosis peligrosa la que representa un nivel de daño equivalente al 1% de fatalidades, valor para el cual se calculó el criterio de daño de los efectos de radiación térmica tanto para personas como para equipos de proceso, a través de una ecuación derivada del Método Probit, la cual combina la frecuencia y la severidad de los accidentes, comúnmente representado en número esperado de fatalidades, para cuantificar el riesgo. [9]

$$Pr = -14,9 + 2,56 \text{Ln} \left(\frac{t I^3}{10^4} \right) \quad (5.1)$$

donde:

- Pr: Valor Probit. Para 1% de fatalidades el valor es 2,67.
 t: Duración de la exposición.
 I: Intensidad de la radiación térmica (W/m²).

Seguidamente se muestran los criterios daños por efectos de radiación térmica tomados en cuenta para el cálculo de consecuencias:

- 8 Kw/m²: Valor usado para afectación a operadores.
- 13.5 Kw/m²: Valor para el 1% de fatalidades, de acuerdo a la aplicación de la ecuación Probit.
- 31.5 Kw//m²: Valor para daños a equipos de proceso.

5.4.- CUANTIFICACIÓN DEL RIESGO.

Un medida común (ejemplo: muertes, pérdidas materiales o monetarias, daños ambientales, etc.) es necesaria para estimar el riesgo de cada peligro. Las muertes son un criterio común para comparar riesgos por radiación térmica, explosión, sobrepresión y exposiciones por toxicidad. Sin embargo, los decesos no son la medida preferida para comunicar riesgos al público. Las medidas de riesgo individual y de riesgo para la sociedad están entre los indicadores más usados para evaluar el riesgo. [16]

5.4.1.- RIESGO INDIVIDUAL

Considera los riesgos a que está expuesta una persona, que pueda estar en cualquier punto de la zona de efectos del accidente. Este tipo de riesgo puede ser estimado para el individuo expuesto, para grupos de individuos en sitios determinados, o para un individuo promedio en la zona de efecto.

Este tipo de riesgo se determina por medio del método de contornos de riesgos (conocidas como curvas de isoriesgo) que proporcionan la distribución geográfica del riesgo individual.

5.4.2.- RIESGO SOCIAL

Las medidas de riesgo para la sociedad se basan en estimados de consecuencias y frecuencia. También incorporan información específica relativa de las poblaciones que rodean la fuente de riesgo como horas del día, cuando las personas están presentes, tipo de población, factores de mitigación, etc.

El riesgo social se representa gráficamente a través de la curva de frecuencia acumulada contra el número de fatalidades o consecuencias (curva F-N), la cual se compara con la curva de tolerancia de riesgo social F- N establecida por PDVSA, que se muestra en el punto 5.5.1. Se menciona este tipo de riesgo a manera de información, ya que no aplica para este trabajo, debido a que las instalaciones de estudio se encuentran en el Lago de Maracaibo.

5.5.- CRITERIOS DE TOLERANCIA

Una vez cuantificados los riesgos asociados al sistema de bombeo de las estaciones de flujo del Bloque V del Lago de Maracaibo, es indispensable la identificación del nivel en el cual se encuentran en sus distintas manifestaciones. Con ello se establecerán los criterios que fijan el límite hasta dónde estos pueden ser disminuidos a través de medidas de ingeniería, que apuntan hacia la reducción de la frecuencia de ocurrencia y sus consecuencias. Es conveniente definir los criterios de

tolerancia de riesgos que acepta PDVSA, para estar en capacidad de cuantificar el riesgo.

5.5.1.- CRITERIO DE TOLERANCIA DE RIESGO INDIVIDUAL

Este tipo de riesgo a que está sometida una persona puede ser voluntario o involuntario. El riesgo voluntario involucra a los operadores y personal de operación de la planta, quienes conocen el trabajo y saben y aceptan el riesgo al que están expuestos, y el valor aceptado por PDVSA para este riesgo es de $1 * 10^{-3}$ fatalidades por persona por año. Asimismo, el riesgo involuntario es al que están expuestos los seres humanos que viven en zonas residenciales cercanas a la instalación y por consiguiente no conocen los riesgos a que están expuestos; el criterio tolerable para una exposición involuntaria es de $1 * 10^{-6}$ fatalidades por persona por año. A continuación se muestra una tabla con los criterios de tolerancia de riesgo individual establecidos por PDVSA.

Tabla N° 5.5 Criterios PDVSA para tolerancia de riesgo individual

Frecuencia	Tolerabilidad
$F > 10^{-3}/\text{año}$	Intolerable: El riesgo debe ser reducido a cualquier costo.
$10^{-6}/\text{año} < F \leq 10^{-3}/\text{año}$	Deseable: Reducción adicional del riesgo basado en análisis costo-beneficio. Representa la región de riesgo reducible.
$F \leq 10^{-6}/\text{año}$	Tolerable o mínimo: Reducción del riesgo si los recursos lo permiten. Aún aplica concepto de costo-beneficio.

En el presente trabajo el cálculo del riesgo individual se efectuó a través del método gráfico de isocurvas de riesgo. Se graficaron las curvas de consecuencias para unas radiaciones de 8 y 13.5 kW/m^2 (igualmente se trazaron las curvas correspondientes a una radiación de 31.5 kW/m^2 , que involucran daños a equipos de proceso). Las curvas se trazaron en forma circular con el radio que arrojó el CANARY para cada simulación y considerando como centro el área de las bombas en el caso de rotura de las tuberías de descarga de 6" y la rotura en el cabezal de succión, y en el caso de rotura en el cabezal de descarga se tomó como centro aproximado el de plataforma de bombas.

En este estudio, las curvas con mayor frecuencia estuvieron el orden de 10^{-1} y 10^{-2} con unas distancias que cubren prácticamente las estaciones de flujo completas para las distintas radiaciones consideradas.

5.5.2 CRITERIO DE TOLERANCIA PARA DAÑOS MATERIALES

El criterio de tolerancia para pérdidas materiales y lucro cesante es difícil de determinar y más aún cuando se trata de encontrar unos límites razonables de inversión para el mejoramiento del nivel de seguridad de una actividad en particular. Debido a que estos criterios de tolerancia tienen que ver directamente con los criterios de análisis costo beneficio aplicados a las medidas de control, especialmente para los casos en que un nivel de riesgo determinado cae en el área denominada "riesgo reducible"; tal análisis debe tomar en cuenta la posibilidad de ocurrencia de daños materiales con respecto a la instalación así como la incidencia en la pérdida de producción durante los períodos de parada para la reparación de los daños.

A continuación se muestra figura N° 5.9 donde se indica el criterio PDVSA para tolerancia de riesgo social, donde se plasma no sólo lo referente a fatalidades, sino lo concerniente al impacto ambiental y a los daños materiales y lucro cesante.

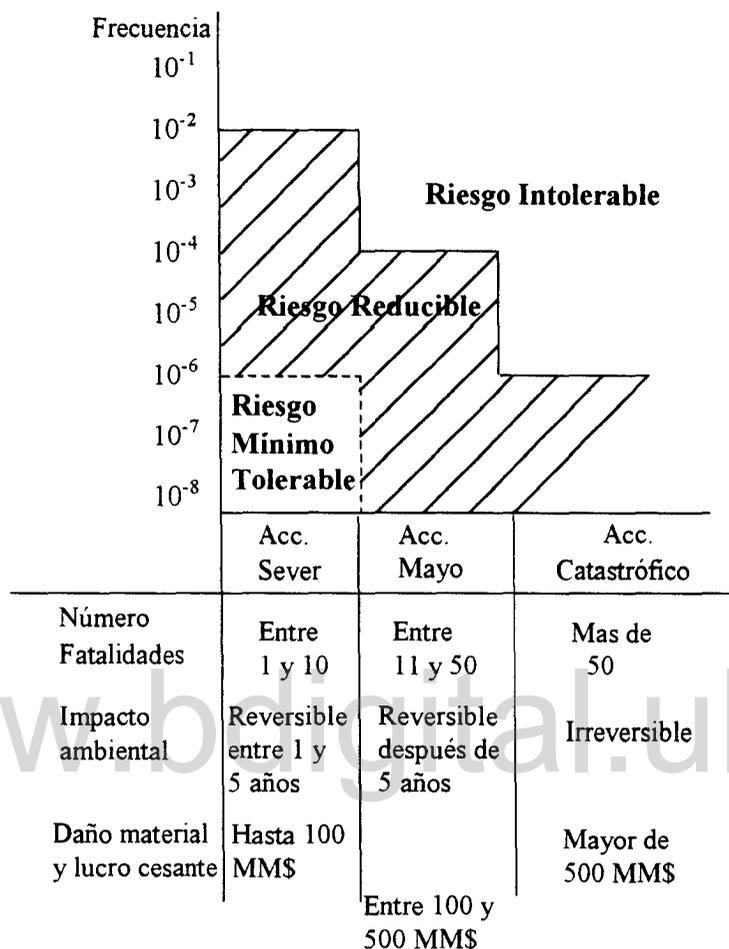


Figura 5.9 Criterio PDVSA de Tolerancia de Riesgo Social

Es importante señalar que cuando la ocurrencia de daños materiales se encuentra en el área de riesgo intolerable, es imperativo tomar medidas de ingeniería para reducir la frecuencia de ocurrencia de eventos indeseados, estudiando y analizando las alternativas propuestas para tal fin.

CAPÍTULO 6

"CÁLCULO DE CONSECUENCIAS DISCUSIÓN DE RESULTADOS"

CAPÍTULO 6

6.- CÁLCULO DE CONSECUENCIAS DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se presentan y discuten los datos y resultados de la ejecución de los modelos de cálculo de consecuencias contenidos en el programa computarizado CANARY, que aplican a cada uno de los eventos tope susceptibles de ocurrir en el sistema de transferencia de crudo de las estaciones de flujo EF 1-5, 9-5 y 16-5 del Bloque V Lamar del Lago de Maracaibo.

De acuerdo a los árboles de falla y eventos elaborados para cada estación de flujo en estudio y a los parámetros de operación del sistema de bombeo, sólo es posible que suceda los eventos de dispersión de nube de vapor, piscina incendiada y chorro de fuego, (ver anexo N^o 4)

El primer paso para efectuar las simulaciones fue el de determinar el hecho de ocurrencia de una dispersión de nube vapor a causa de una fuga de crudo a través de las tuberías de succión y descarga y de la bomba propiamente dicha. De los resultados de la corrida de "dispersión" se produjeron dos eventos: piscina incendiada y chorro de fuego.

Los criterios que se consideraron para efectuar las simulaciones son:

- En los planos de tuberías y equipos (ver anexo N^o 7) de cada estación de flujo, se dividió el sistema de bombeo en nodos, tomando en cuenta que los mismos correspondían a un rango específico de tuberías, según la norma IR-S-02 para las frecuencias en rotura de tuberías: nodo de tuberías menor o igual a 3", nodo de 4" a 11" y nodo de tuberías mayor o igual a 12", (ver en el anexo N^o 5, la tabla donde se muestra la división del sistema de bombeo en nodos). Sin embargo, sólo se consideraron para efectos de la simulación, las roturas en las tuberías principales del sistema de bombeo (por ser más crítica la consecuencia) como son: cabezal de succión, tubería de descarga y cabezal de descarga hacia el oleoducto.

- Las condiciones ambientales y diámetros de rotura se indicaron el capítulo 5.
- La presión en la tubería de succión es 19 psi.
- Se consideró la presión mínima y máxima de operación en las tuberías de descarga: 250 psi y 1.000 psi, respectivamente. Datos tomados de la Intranet de PDVSA. [17]
- Para todos los eventos se tomó en cuenta una afectación de personas con estatura promedio a nivel de hombros de 1.5 metros, laborando en la estación.
- Se tomó en cuenta sólo el 50% de los flujos promedios que maneja cada estación, ya que corresponde al flujo neto de crudo, siendo el otro 50% agua.
- De todas las combinaciones de presión de operación del sistema, condiciones atmosféricas (humedad, temperatura y estabilidad) y velocidad del viento, la más desfavorable es la de velocidad promedio con estabilidad F. Con esta combinación y presión máxima el evento más crítico es chorro de fuego y con la presión mínima es piscina incendiada.
- Se consideraron las alturas y longitudes de punto de fuga, de acuerdo a la ubicación de las distintas tuberías en las instalaciones lacustres en estudio, tal como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla N^o 6.1 Alturas y longitudes de puntos de fuga en las EF del Bloque V

EF	Tubería	Altura del Punto de fuga (mts)	Longitud aguas arriba de la fuga (mts)
1/5	Cab. Succión 20"	1	34,5
	Tub. Descarga 6"	1,3	1
	Cab. Descarga 10"	0,5	10
9/5	Cab. Succión 24"	1,3	20,5
	Tub. Descarga 6"	1,3	1
	Cab. Descarga 12"	0,5	10
16/5	Cab. Succión 16"	1	34
	Tub. Descarga 6"	1,3	1
	Cab. Descarga 10"	0,5	10

- Para roturas de 1/4" se tuvo que simular con una presión máxima de 800 psi para obtener un fognazo o chorro de fuego, debido a que con la máxima presión (1.000 psi) se obtenían nubes de vapor con dispersión inmediata.

6.1.- FUGA EN TUBERÍA DE DESCARGA DE 6" DE EF 1-5

Tal como se explicó anteriormente, el primer evento que se simuló para cada fuga fue el de dispersión, de modo de comprobar si se produciría una piscina incendiada o un chorro de fuego, como realmente sucedió en este caso.

6.1.1.- EVENTO: DISPERSIÓN DE NUBE DE VAPOR

A continuación se muestra la forma como se presentan los resultados una vez efectuada la corrida en el CANARY (segunda hoja de los resultados):

Time (sec)	Vapor (kg/sec)	Aerosol Rate (kg/sec)	Liquid Rate (kg/sec)	Total Rate (kg/sec)
.000000	.174503	2975.51	.265093	2975.95
.100000E-01	4.69653	.000000	7.50887	12.2054
.300000E-01	4.69653	.000000	7.50887	12.2054
.500000E-01	4.69653	.000000	7.50887	12.2054
.700000E-01	4.69653	.000000	7.50887	12.2054
.1000000	4.69653	.000000	7.50887	12.2054
.3000000	4.69653	.000000	7.50887	12.2054
.5000000	4.69653	.000000	7.50887	12.2054
.7000000	4.69653	.000000	7.50887	12.2054
1.000000	4.69653	.000000	7.50887	12.2054
3.000000	4.69653	.000000	7.50887	12.2054
5.000000	4.69653	.000000	7.50887	12.2054
7.000000	4.69653	.000000	7.50887	12.2054
10.00000	4.69653	.000000	7.50887	12.2054
30.00000	4.69653	.000000	7.50887	12.2054
50.00000	4.69653	.000000	7.50887	12.2054
70.00000	4.69653	.000000	7.50887	12.2054
100.0000	4.69653	.000000	7.50887	12.2054
300.0000	4.69653	.000000	7.50887	12.2054
500.0000	4.69653	.000000	7.50887	12.2054
600.0000	4.69653	.000000	7.50887	12.2054

Flowrate for Torch Fire [immediate ignition] = **4.7 kg/sec.**
 Torch Fire [delayed ignition] = **4.7 kg/sec.**

Esta hoja de resultados, arroja la tasa de flujo que aplica para simular el evento de chorro de fuego y se observa que el flujo es el mismo tanto para ignición inmediata como para ignición retardada y esto ocurre en todos los casos de dispersión simulados. Es conveniente resaltar que para roturas pequeñas, este valor es bajo debido precisamente al tamaño del orificio y, es alto para roturas de 1". Para roturas totales como en este caso, el flujo es más bajo que para roturas de 1", ya que el evento que se impone es el de la fuga masiva de crudo, que se convierte posteriormente en una piscina de fuego si existen barreras para retener el líquido y puntos de ignición cercanos a la localización de la fuga.

En la tercera hoja de resultados se muestra lo siguiente:

Composition (Mole Fraction) of Fluid Streams

Comp. No.	Feed Stream	Momentum Jet Stream			Liquid Pool Stream	
		Flashed Vapor	Evaporated Vapor	Aerosol Liquid	Total Stream	Liquid to Ground
17	0.000400	0.000000	0.002906	0.000400	0.000400	0.000014
2	0.009101	0.000000	0.065355	0.009101	0.009102	0.000435
3	0.027103	0.000000	0.177632	0.027103	0.027106	0.003914
5	0.051705	0.000000	0.263710	0.051705	0.051709	0.019047
7	0.068707	0.000000	0.208587	0.068707	0.068710	0.047159
8	0.126313	0.000000	0.173957	0.126313	0.126314	0.118974
9	0.132313	0.000000	0.070051	0.132313	0.132312	0.141904
10	0.179618	0.000000	0.034197	0.179618	0.179615	0.202020
12	0.110011	0.000000	0.002669	0.110011	0.110009	0.126547
31	0.294729	0.000000	0.000936	0.294729	0.294723	0.339987
	1.000000	0.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000

Flammable Limits (Mole %) of Fluid Streams

Limit	Feed Stream	Momentum Jet Stream	Liquid Pool Stream
LFL	0.88	0.88	0.82
UFL	6.02	6.02	5.78

Estos resultados muestran la composición molar de las corrientes de los fluidos, tanto para vapor como para el líquido que se va a la superficie de la instalación, y es la base para la construcción del gráfico mostrado en la figura 6.1. Igualmente indica los límites de inflamabilidad de las corrientes. Seguidamente, se presentan los gráficos que arroja el programa computarizado CANARY.

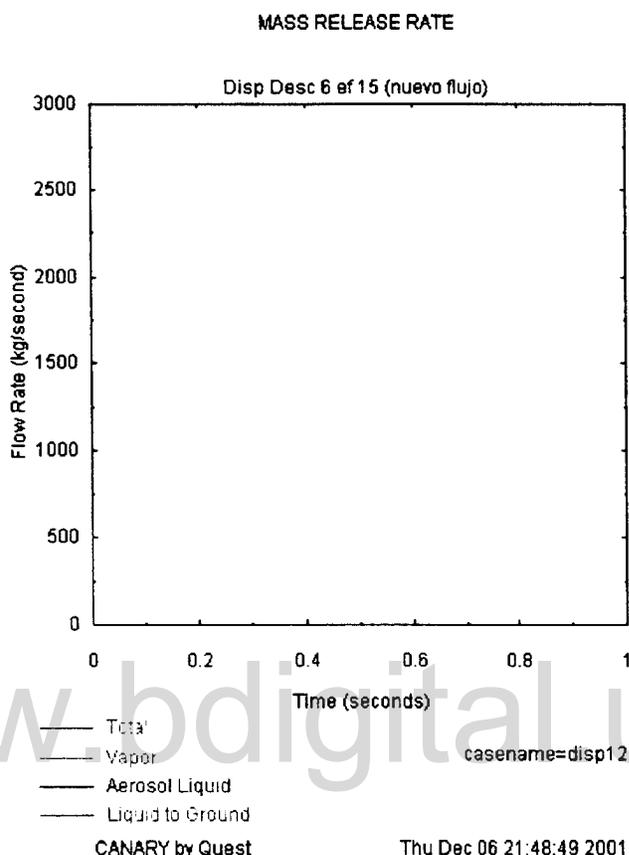


Figura Nª 6.1 Rata de flujo de la fuga en función del tiempo.

En esta figura se observan las tasas de flujo tanto para el vapor como para el líquido con respecto al tiempo, prácticamente no se observa nada ya que el rango de tiempo es muy pequeño y el vapor que sale se dispersa en formas instantánea.

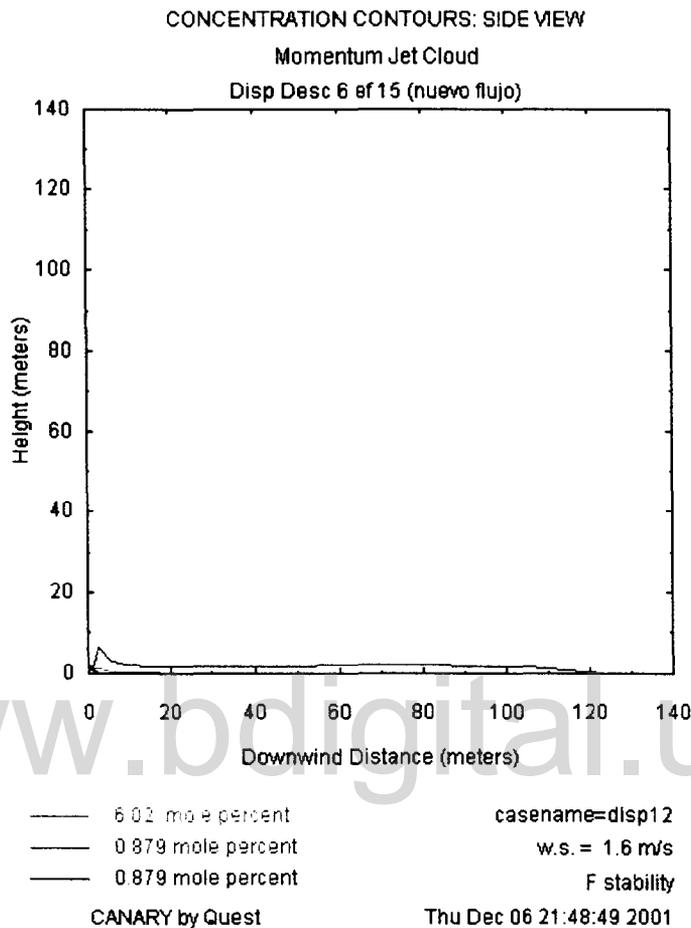


Figura 6.2 Altura vs. Distancia (aguas abajo de la fuga) de la dispersión de vapor.

En esta gráfica se muestra la altura de dispersión de la nube de vapor, la cual asciende a 4,3 mts y luego disminuye a 2.3 mts. y se queda casi estable hasta una distancia de aproximadamente 120 mts. Es de hacer notar que esta fuga se produce en la tubería a una altura del piso de 1.3 metros y debido a la distancia que abarca, no sólo afecta a personas sino a equipos, instalaciones cercanas y medio ambiente lacustre.

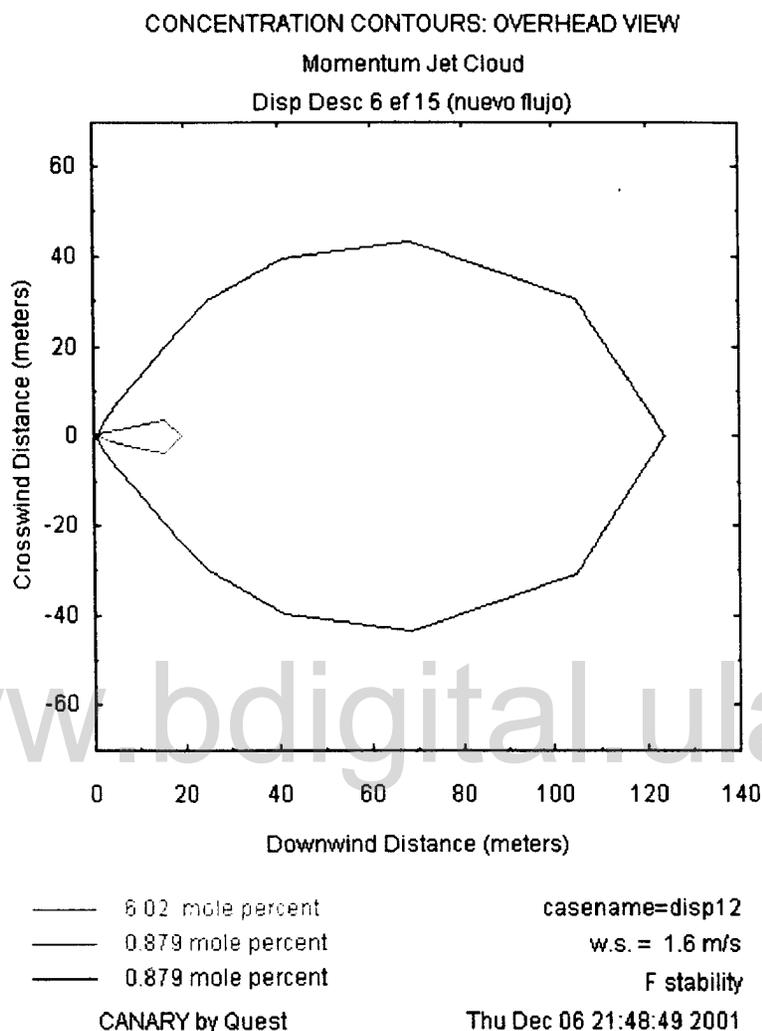


Figura Nª 6.3 Perímetro de la dispersión de vapor con respecto a la distancia

En la figura arriba mostrada, se indica el área de afectación de la nube de vapor, la cual está alrededor de 85 x 125 mts. Esta área disminuye a medida que disminuye la presión de operación del sistema, así se tiene que para la misma rotura y una presión de 250 psi, el área a ser afectada es de 80 x 118 mts., valor obtenido en la corrida del CANARY para rotura total de tubería de 6" y con una presión de

operación de 250 psi. Nótese que para porcentajes molares iguales, el área de afectación es la misma. Es de hacer notar que la ignición de la nube se produce en el área comprendida entre los límites inferior (línea azul, con un porcentaje molar de 0.879%) y superior (línea roja, con un porcentaje molar de 6.02%) de inflamabilidad, denominado rango de inflamabilidad.

Al considerar la presión máxima de operación del sistema (1.000 psi) y el diámetro del orificio de rotura, es lógico que la corriente de vapor sea mayor para rotura de 1" que para rotura total ya que la presión es la que influye a que se forme más vapor, aunado a un orificio pequeño de fuga en comparación con la rotura total de la tubería, lo cual se puede observar en la tabla 6.2, donde el flujo para 1" es de 8.1 kg/s para fuga de 1" vs. 4.7 kg/s en caso de rotura total. Y para roturas de 1 / 4" la distancia de afectación es menor, puesto que el inventario de salida es menor (1.7 kg/s), tomando en cuenta una presión máxima de 800 psi, debido a que con 1.000 psi el vapor que se genera en la fuga se dispersa en forma instantánea, aún cuando se está tomando una estabilidad F y la velocidad promedio anual del viento (5.8 Km/h). Igualmente, en roturas de 1 / 4" no se forman piscinas de fuego a causa de la violenta salida de la poca porción de gas que pueda contener el crudo, tal como se observa en la tabla 6.2. Todo lo anteriormente expuesto se debe a que una dispersión de nube de vapor está supeditada a las características y composición del flujo así como del tamaño del orificio de fuga. Esto se puede verificar en la tabla 6.2 de resultados de simulación de eventos en el CANARY.

Tabla Nª 6.2 Resultados de simulación de eventos para rotura de tubería de descarga de 6" en la EF-1-5

Diámetro de rotura (pulg)	Flujo para torch (kg/s)	Evento							
		Piscina de fuego				Chorro de fuego			
		Radio de acción por radiación (mts)				Radio de acción por radiación (mts)			
		31,5	13,5	8	Frec.	31,5	13,5	8	Frec.
1/4"	1,7	-	-	-	-	14,1	15,9	19,5	6,2E-01
1"	5,7	10,6	15,3	19,4	1,2E-01	20,4	23,6	26,6	2,2E-01
Total	5,1	10,7	15,4	19,5	2,3E-02	16,3	27,2	34,5	4,4E-02

Con respecto a la información contenida en la tabla arriba señalada, es importante señalar que aunque las roturas de 1" en tuberías de proceso son poco probables (según el árbol de eventos, el porcentaje de probabilidad para rotura de 1" es de 25%, el de rotura total es de 5% y el de rotura de 1 / 4" es de 70%, y las más frecuentes son las de 1 / 4" con una menor afectación), son las que comúnmente generan las peores consecuencias y por consiguiente los mayores radios de afectación, ya que es donde hay presencia de gases, debido al diámetro del orificio y el viento ayuda a expandir los mismos y por consiguiente la radiación ; por lo tanto, son los eventos que se toman para demarcar las zonas de seguridad que rodean a una instalación específica. Con respecto a las roturas totales, el radio de acción es menor en el evento chorro de fuego ya que la presencia de vapores es más baja debido a que la salida masiva del líquido es lo que prevalece y se forma una piscina de crudo.

6.1.2.- EVENTO: CHORRO DE FUEGO

Este evento se deriva de la dispersión de la nube de vapor que se simula en el CANARY. En la tabla 6.2, se puede observar que el evento más crítico es del de chorro de fuego, ya que refleja las mayores distancias de radiación, debido a que el viento juega un papel importante, al empujar la nube de vapor y formar el chorro de fuego al conseguir un punto de ignición cercano, y esto al conjugarse con las mayores frecuencias de ocurrencia del evento, hace que se convierta en una consecuencia fatal en el sentido de que prácticamente destruye toda la estación de flujo. Es de hacer notar que para todos los casos de rotura de tuberías, los chorros de fuego se alcanzaron con los flujos obtenidos en el evento de dispersión de nube de vapor con la máxima presión: 1.000 psi.

A continuación se muestra algunos datos resultantes de la corrida del CANARY para este evento y las gráficas correspondientes:

Length of Flame:	: 24.7 meters
Flame Tilt from Horizontal:	55.6 degrees
Release Angle:	0.0 degrees
Release Point Elevation:	1.3 meters
Target Elevation:	1.5 meters

Wind Speed: 1.6 meters/second

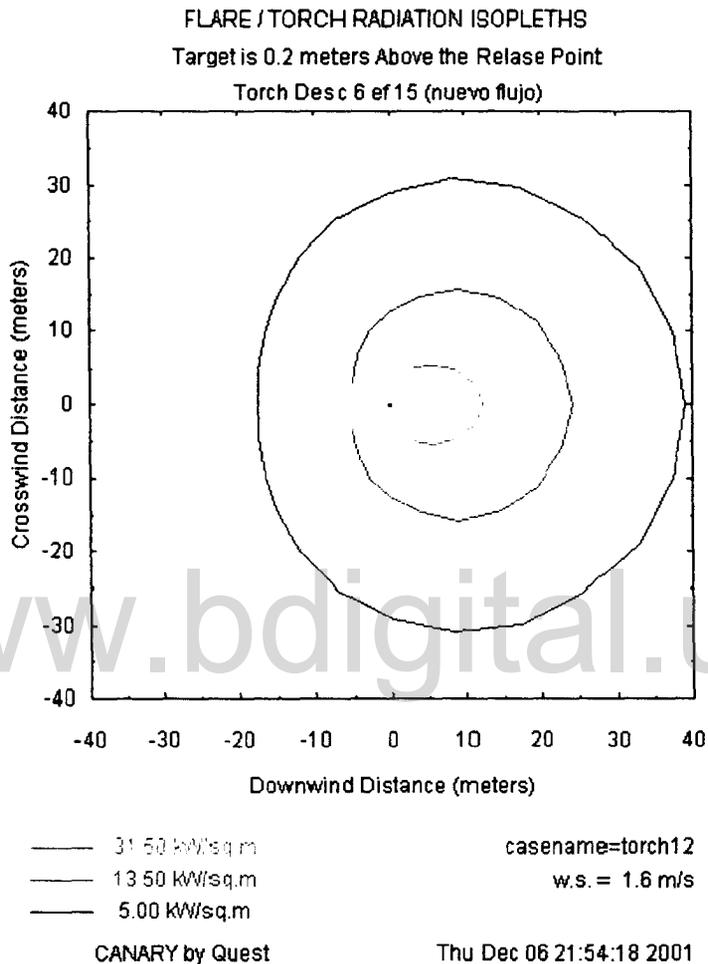


Figura 6.4 Curva de radiación de chorro de fuego

En la gráfica se notan claramente las distancias de daño del evento para cada una de las radiaciones. Para 31.5 Kw/m^2 que corresponde a daños de equipos, la distancia es de 12,1 metros, de acuerdo a la línea de color verde. Para 8 Kw/m^2 , que concierne a los operadores de planta, la distancia es de 39 metros. En este último caso, si un operador se encuentra en la instalación, por supuesto que se quema, por lo tanto, la franja de seguridad que se debe tomar en cuenta en un plan de

emergencia, es la que implica la radiación de 8 kw/m², donde el umbral de dolor se alcanza en un tiempo de 7.5 segundos. Y para el 1% de fatalidad con un tiempo de 30 segundos, cuya radiación corresponde a 13.5 kw/m², la distancia de afectación es de es de 24.4 metros. Esto implica que a medida que disminuye la radiación, aumenta el área de incidencia.

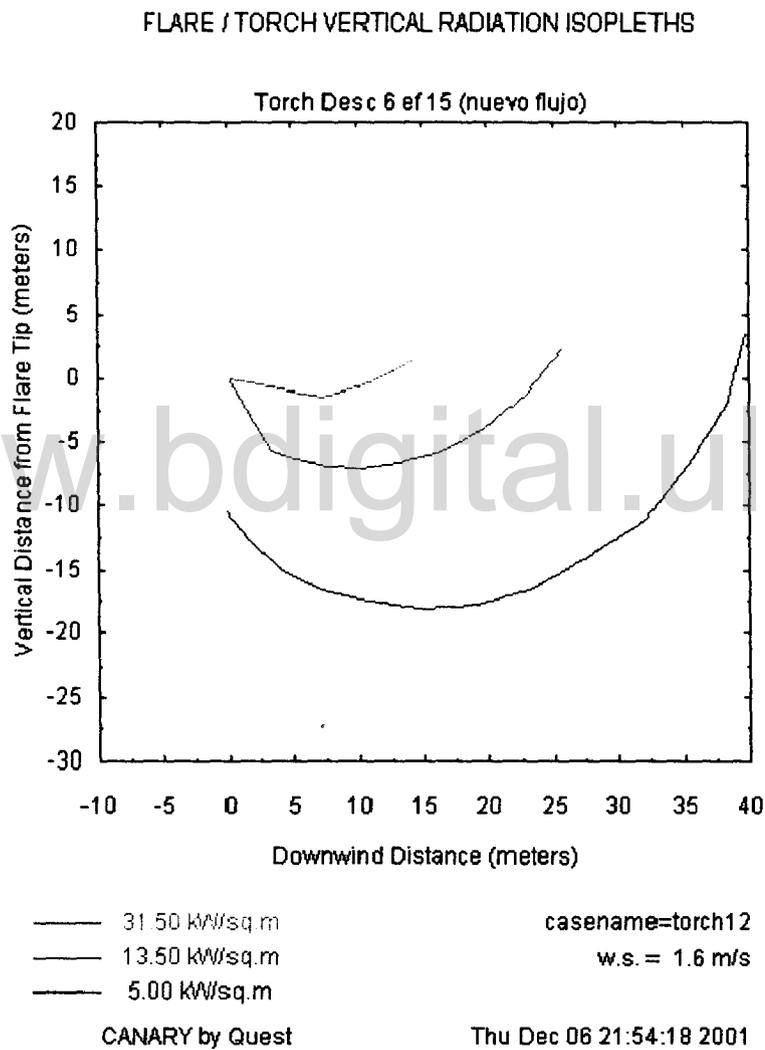


Figura 6.5 Distancia vertical del centro de la llama vs. distancia horizontal del chorro de fuego

En la gráfica 6.5 se observa la longitud e inclinación de la llama en la dirección del viento, cuyo valor es de 24.7 metros y 55.9° con respecto a la horizontal. Igualmente, se muestra el radio de incidencia del chorro de fuego tanto en la dirección del viento como en la perpendicular.

6.1.3.- EVENTO: PISCINA INCENDIADA

Al igual que el efecto chorro de fuego, una piscina incendiada proviene de una dispersión. En la tabla 6.3, se puede observar el radio de la piscina que dio como resultado el CANARY para la simulación de dispersión. Estos radios se obtuvieron con la presión mínima de 250 psi, debido a que con las corridas con presión máxima se conseguían radios más pequeños. En el caso de la rotura de ¼" el radio resultó cero, ya que lo que sale es sólo una dispersión de gas y partículas de crudo; además, el orificio de fuga es muy pequeño en comparación con una rotura de 4" o total.

Tabla N^o 6.3 Radio de piscina obtenida de la simulación de dispersión y la distancia de radiación para rotura de tubería de descarga de 6".

Diámetro De rotura (pulg)	Radio de piscina (mts)	Evento			
		Piscina de fuego			
		Radio de acción por radiación (mts)			
		31,5	13,5	8	Frec.
1/4"	0	-	-	-	-
1"	4,20	10,7	15,4	19,5	2,3E-02
4" o Total	4,34	10,6	15,3	19,4	1,2E-01

En la tabla arriba mostrada, se observa que los mayores radios de afectación pertenecen a la rotura total. Estos radios son equivalentes, ya que en la plataforma no existen diques de contención, sino sólo unos láminas metálicas que sirven como recolección de aguas de lluvia, aguas de limpieza o crudo derramado. En estos casos de piscina, el viento también empuja la radiación, pero en menor proporción que en chorro de fuego, ya que los vapores en las piscinas se encuentran a ras de superficie y más aún cuando la fuga está cerca igualmente de la superficie.

En los datos resultantes de la corrida CANARY que se indican a continuación, para el evento de dispersión en rotura total de tubería de 6", con presión mínima de 250 psi, se enmarca el diámetro equivalente de piscina:

Time (sec)	Liquid Remaining (m3)	Pool/Dike Radius (m)	Vapor Rate (kg/sec)
.000000	.000000	.000000	.000000
38.0000	.425433	1.81122	.390091E-01
76.0000	.848769	2.28387	.588277E-01
114.000	1.27106	2.61808	.738934E-01
152.000	1.69263	2.88432	.871322E-01
190.000	2.11340	3.10592	.990033E-01
228.000	2.53355	3.29897	.109945
266.000	2.95310	3.47219	.120197
304.000	3.37208	3.63012	.129897
342.000	3.79052	3.77378	.139058
380.000	4.20850	3.90755	.147840
418.000	4.62602	4.03281	.156277
456.000	5.04297	4.15075	.164408
494.000	5.45958	4.26164	.172251
532.000	5.87569	4.36718	.179860
570.000	6.29142	4.46792	.187263
608.000	6.33710	4.47891	.185234
646.000	6.32697	4.47650	.182766
684.000	6.31690	4.47416	.181132
722.000	6.30698	4.47179	.179837
2502.00	5.86300	4.36438	.168262
4282.00	5.59800	4.29770	.163670
6062.00	5.59800	4.29770	.163670
7842.00	5.59800	4.29770	.163670
9622.00	5.59800	4.29770	.163670
11402.0	5.59800	4.29770	.163670
13182.0	5.59800	4.29770	.163670
14962.0	5.59800	4.29770	.163670
16742.0	5.59800	4.29770	.163670
18522.0	5.59800	4.29770	.163670
20302.0	5.59800	4.29770	.163670
22082.0	5.59800	4.29770	.163670
23862.0	5.59800	4.29770	.163670
25642.0	5.59800	4.29770	.163670
27244.0	5.59800	4.29770	.163670

Seguidamente, se presentan algunos datos resultantes de la corrida del CANARY para este evento y las gráficas correspondientes:

Length of Flame : 16.6 meters
 Flame Tilt from Vertical: 16.1 degrees
 Target Elevation: 1.5 meters
 Pool Elevation: 0.2 meters
 Wind Speed: 1.6 meters/second
 Substrate: Land

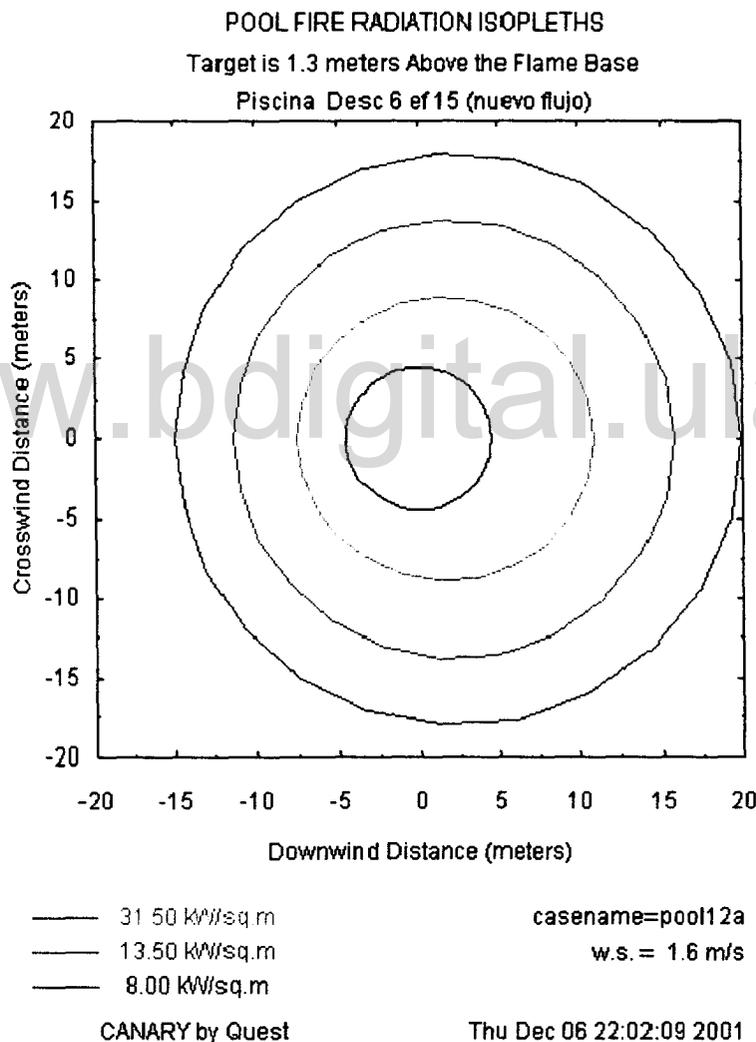


Figura N° 6.6 Curvas de radiación de piscina de fuego

En los resultados que arroja el CANARY, se observa la longitud e inclinación de la llama en la dirección del viento, cuyo valor es de 16.6 metros y 16.1° con respecto a la vertical. Igualmente, en la gráfica de la figura 6.5 se muestra el radio de incidencia de la piscina incendiada tanto en la dirección del viento como en la perpendicular. Igualmente se observan las distancias de daño del evento para cada una de las radiaciones, así se tiene que para una radiación de 8 kw/m² el radio es mayor que para la radiación de 31.5 kw/m² (14,5 mts. Vs. 10,7 mts.) . Como el diámetro de piscina es más grande con rotura total, es lógico que las distancias de afectación sean mayores, tal como se observa en la tabla N° 6.3. Esto se termina de complementar con el hecho de coincidir con una frecuencia alta de ocurrencia del evento, en el orden de 10⁻². Es conveniente resaltar que a medida que disminuye el diámetro de la fuga, el flujo es menor, y la velocidad de viento afectará mas fácilmente ese flujo pequeño de líquido que un flujo grande.

6.2.- FUGA EN TUBERÍAS DE SUCCION Y DESCARGA DEL SISTEMA DE BOMBEO.

Al igual como sucede con la rotura de tubería de descarga de 6", en la rotura de los cabezales de succión y descarga, se presentan los mismos escenarios, los cuales se indican en las tablas resumen siguientes:

Tabla Nª 6.4 Resultados de simulación de eventos para la EF- 1-5

Tubería		Diámetro de rotura (pulg)	Flujo para torch (kg/s)	Evento							
Succión (pulg)	Descarga (pulg)			Piscina de fuego				Chorro de fuego			
				Radio de acción por radiación (mts)				Radio de acción por radiación (mts)			
				31.5	13.5	8	Frec.	31.5	13.5	8	Frec.
Cabezal		1/4"	0	4.5	6.6	8.1	6.0E-06	0.0	0.0	0.0	-
20"		1"	3.6	10.9	15.4	19.6	1.1E-05	17.2	24.6	28.9	2.1E-05
		4" o Total	3.6	10.9	15.4	19.6	2.3E-06	17.2	24.6	28.9	4.3E-06
	Cabezal	1/4"	1.7	0.0	0.0	0.0	-	14.1	15.9	19.5	1.9E-04
	10"	1"	5.8	11.1	16.1	20.5	3.6E-05	21.3	24.6	27.6	6.9E-05
		4" o Total	2.4	11.7	16.8	21.6	7.3E-06	9.9	17.6	27.2	1.4E-05
	Tubería	1/4"	1.7	0.0	0.0	0.0	-	14.1	15.9	19.5	6.2E-01
	6"	1"	10.6	15.3	19.4	24.7	1.2E-01	20.4	23.6	26.6	2.2E-01
		4" o Total	10.7	15.4	19.5	20.0	2.3E-02	16.3	27.2	34.5	4.4E-02

Tabla N^o 6.5 Resultados de simulación de eventos para la EF- 9-5

Tubería		Diámetro de rotura (pulg)	Flujo para torch (kg/s)	Evento							
Succión (pulg)	Descarga (pulg)			Fisura de fuego				Chorro de fuego			
				Radio de acción por radiación (mts)				Radio de acción por radiación (mts)			
				31.5	13.5	8	Frec.	31.5	13.5	8	Frec.
Cabezal		1/4"	0	4.6	6.7	8.1	1.2E-04	0.0	0.0	0.0	-
	24"	1"	3.1	10.4	15.1	19.1	2.3E-05	15.0	22.5	27.4	4.3E-05
		4" o Total	3.1	10.4	15.1	19.1	4.5E-06	15.0	22.5	27.4	8.5E-06
	Cabezal	1/4"	1.7	0.0	0.0	0.0	-	14.1	15.8	17.6	8.0E-05
		12"	1.3	11.2	16.3	20.7	1.5E-05	13.2	14.4	15.9	2.9E-05
		4" o Total	2.2	11.1	16.2	20.6	3.0E-06	9.3	16.5	21.1	5.7E-06
	Tubería	1/4"	1.7	0.0	0.0	0.0	-	14.1	15.8	17.6	7.5E-01
		6"	3.8	10.2	14.8	18.7	1.4E-01	18.3	20.9	23.4	2.7E-01
		4" o Total	3.5	10.3	15.0	19.0	2.8E-02	12.5	22.5	28.2	5.4E-02

Tabla N^o 6.6 Resultados de simulación de eventos para la EF- 16-5

Tubería		Diámetro de rotura (pulg)	Flujo para torch (kg/s)	Evento							
Succión (pulg)	Descarga (pulg)			Fisura de fuego				Chorro de fuego			
				Radio de acción por radiación (mts)				Radio de acción por radiación (mts)			
				31.5	13.5	8	Frec.	31.5	13.5	8	Frec.
Cabezal		1/4"	0	4.5	6.6	8.0	1.5E-04	0.0	0.0	0.0	-
	18"	1"	6.7	12.3	17.0	21.6	2.9E-05	22.4	31.9	37.2	5.5E-05
		4" o Total	6.7	12.3	17.0	21.6	5.8E-06	22.4	31.9	37.2	1.1E-05
	Cabezal	1/4"	1.7	0.0	0.0	0.0	-	14.1	16.0	17.7	1.6E-04
		10"	2.3	9.8	14.3	18.0	3.0E-05	37.4	44.4	49.3	5.7E-05
		4" o Total	4.1	12.9	17.9	22.8	6.0E-05	13.4	22.8	28.6	1.1E-05
	Tubería	1/4"	1.9	0.0	0.0	0.0	-	14.1	16.0	17.7	5.8E-01
		6"	2.3	8.9	13.0	16.4	1.1E-01	37.4	44.4	49.3	2.1E-01
		4" o Total	9.1	11.8	16.3	20.8	2.2E-02	25.3	36.4	44.6	4.1E-02

Para obtener estos resultados, se realizaron aproximadamente unas 250 corridas en el paquete CANARY, de las cuales se pueden ver algunas impresiones y gráficos en el anexo 6. Asimismo, todas las corridas se pueden chequear en el Cd anexo, archivo "results".

En las tablas se puede observar que las peores consecuencias se presentan con el evento chorro de fuego para rotura total y de 1" en las la tubería de descarga de 6".

Las fugas de 1" arrojan las mayores distancias de afectación para una radiación de 31.5 kw/m² (23.9 mts. en la EF-1-5, 18.3 mts. en la EF-9-5 y 37.4 mts. en la EF-16-5), lo que implica daños a equipos de proceso y a instalaciones cercanas a las estaciones de flujo estudiadas. Por supuesto que estas distancias van a depender de la cantidad de barriles de crudo que maneje cada estación de flujo; así se tiene que la EF-16-5 es la que mayor producción maneja (aprox. 18.000 bbls/d) y por ende la que refleja la mayor área de afectación. Esto se puede observar al trazar las curvas de isorriesgo en el plano de planta de las instalaciones y donde se indican los equipos que comprenden las mismas, (ver anexo N° 7, donde se encuentran los planos de ubicación de equipos de cada instalación con sus respectivas isocurvas). Con respecto a los daños materiales que esto acarrearía, se puede decir que toda la instalación se perdería lo que implica un monto aproximado de 6.000 MMBs. por estación. A esto se suma el hecho de ser este evento el que presenta la mayor frecuencia ya que está en el orden de 10⁻¹, debido a la frecuencia de falla de las bombas que forman parte del sistema de transferencia de crudo de las estaciones.

Con respecto a daños al personal de operación de la instalación, el cual corresponde a una distancia de radiación de 8 kw/m², se deduce que es el chorro de fuego el evento más crítico y con el que se obtienen las mayores distancias de radiación con el hecho de rotura total de la tubería de descarga de 6".

A continuación se muestra el plano de isocurvas en las Figuras N° 6.7. y 6.8, para una radiación de 31.5 y 8 kw/m².

En las cuales se representan las isocurvas que describen las distancias de afectación para daños por radiación térmica tanto para personas como para equipos de proceso, en la figura N° 6.7, las isocurvas representan la combinación de la frecuencia y la severidad del evento tope para una radiación de 31.5 Kw/m², se puede observar como el radio alcanzado por el escenario chorro de fuego, originado por el evento rotura de 1" en la tubería de descarga de 6" , cubre toda la Estación de Flujo EF-16-5, con un radio para daño de equipos de proceso de 37,4 mts. Esto origina sino se mitiga el evento a tiempo la pérdida de la instalación.

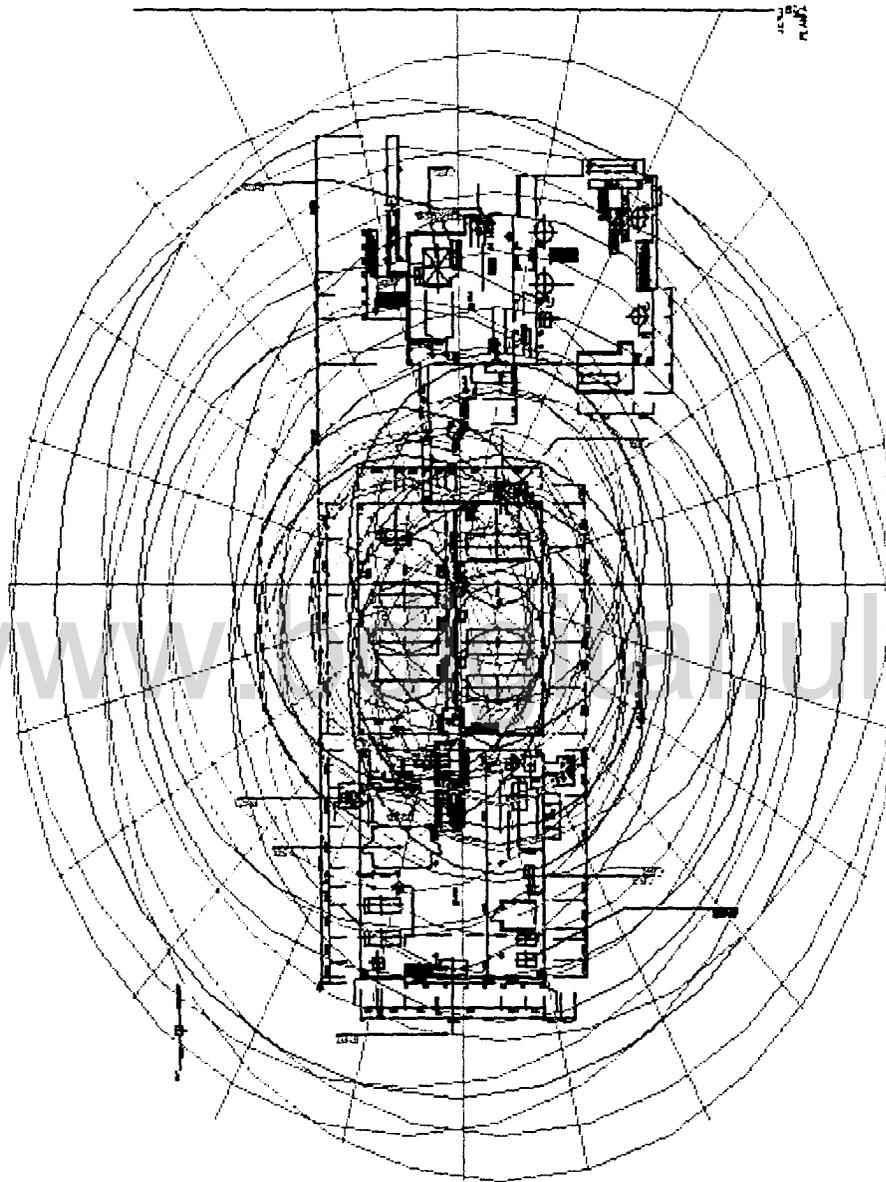


Figura N° 6.6. Plano de Equipos EF-16-5 Isocurvas de Riesgo (31.5

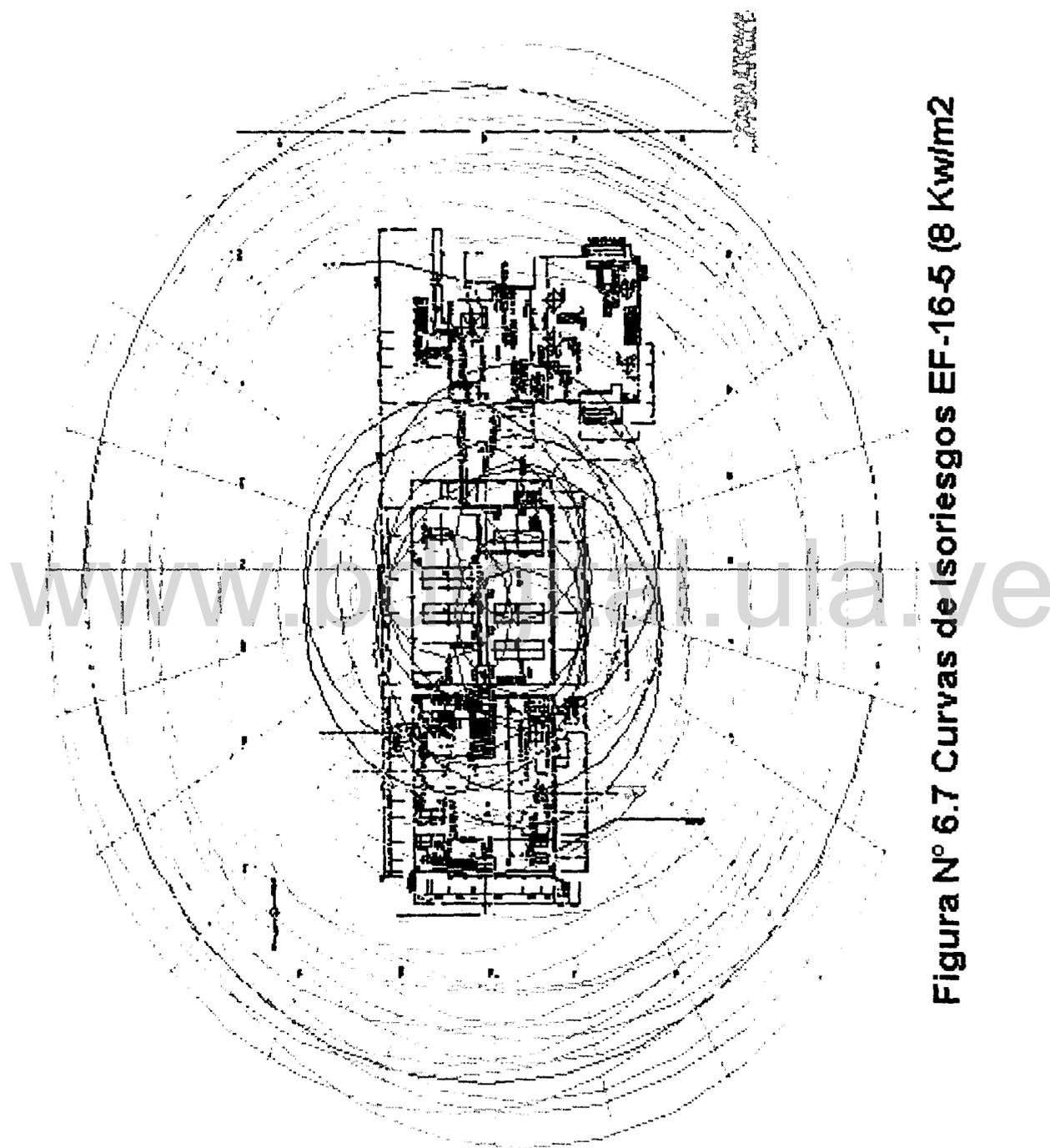


Figura N° 6.7 Curvas de Isoriesgos EF-16-5 (8 Kw/m²)

CAPITULO 7

"CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES"

CAPÍTULO 7**7.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES****7.1 CONCLUSIONES**

- Los resultados obtenidos del análisis de criticidad realizado a las estaciones de flujo de la U.E. Lagocinco, en el cual se evaluaron los parámetros de la guía de criticidad de PDVSA, determinan que las estaciones de flujo Bloque V Lamar presentan una criticidad de 178,84 para las estaciones de flujo EF-16-5 y EF-9-5 y 173,6 para la EF-1-5, lo cual jerarquiza estas instalaciones con una criticidad alta, con alto potencial de originar algunos de los eventos descritos en la guía de criticidad (Daños al ambiente, seguridad del personal e impacto operacional).
- El análisis de criticidad realizado a los sistemas que conforman las estaciones de flujo Bloque V Lamar, identifica al sistema de bombeo con una criticidad con valores de 147.6 para la EF-1-5, 100 para la EF-9-5 y 85 para la EF-16-5, que lo jerarquizan con una alta criticidad.
- Dada la alta criticidad obtenida en el sistema de bombeo de crudo de las EF-1-5, EF-9-5, EF-16-5, se aplicó la encuesta de criticidad a dicho sistema, los resultados obtenidos reflejan al conjunto Bomba de Transferencia - Caja de Engranaje – Motor Eléctrico, con valores de criticidad Alta. 83 para la EF-1-5, 90 para la EF-9-5 y 85 para la EF-16-5, tomando en cuenta estos resultados y considerando que el evento tope para la falla de estos componentes tienen como consecuencia directa una fuga de crudo, el desarrollo de un análisis de confiabilidad operacional de las estaciones de flujo en estudio, se hace de vital importancia para determinar los niveles de riesgo de las mismas.
- La información recopilada en la sección de mantenimiento de la U.E. Lagocinco, permitió determinar que los componentes asociadas al Fluid End de la Bomba (empaques, válvulas, asientos y cuerpo de válvulas) presentan una frecuencia de

276 fallas para el periodo Enero 1998 – Diciembre 2000, con una tasa de falla de 92 eventos por año para las EF-1-5, EF-9-5 y la EF-16-5. Estos resultados son considerados según los criterios de los expertos que integran el equipo natural de trabajo, de alta frecuencia, con posibilidad de generar consecuencias importantes.

- Los valores de confiabilidad de los sistemas de bombeo de crudo de las estaciones de flujo, fueron 83.80 % para la EF-1-5, 85,70 % para la EF-9-5 y 87,80% para la EF-16-5, resultados que fueron comparados con los criterios del Mantenimiento Clase Mundial para instalaciones petroleras Costa afuera ($C \geq 95$ %) y los criterios de la U.E. Tía Juana Lago y Bachaquero Lago ($C \geq 98$ %) a resultado que estas instalaciones no tienen una buena confiabilidad.
- La confiabilidad global del sistema de manejo fue de 85,7 %, el cual comparado con las tendencias de confiabilidad, manejadas por la Superintendencia de Confiabilidad Operacional de la Gerencia de Mantenimiento PDVSA Occidente para el periodo 1992-2000, es bastante bajo, adicionalmente se observa una tendencia decreciente de la confiabilidad de los sistemas de bombeo a un 75 % en periodo de 10 años, incrementando las probabilidades de riesgos de las instalaciones con consecuencias catastróficas si se considera que el evento tope es una fuga de crudo.
- La confiabilidad de los sistemas de Transferencia de crudo de las estaciones de flujo EF-1-5, EF-9-5 y la EF-16-5 dependen de la probabilidad de falla de los eventos básicos que conforman los últimos niveles de los árboles de falla desarrollados para cada sistema de bombeo, por lo tanto, minimizando la ocurrencia de los mismos se garantiza mejoras en la confiabilidad de la instalación. Igualmente, el índice de valor de riesgo alcanzado, que expresa la probabilidad de Falla en el sistema de bombeo, está determinado por todos los componentes que integran el sistema al obtenerse valores con las mismas tendencias probabilísticas afectación de la confiabilidad.

- Se comprobó que el Árbol de Fallas constituye una herramienta altamente poderosa, para la estimación de confiabilidad de sistemas en cualquier instante y condición de operación; facilitando la toma de decisiones.
- Los parámetros de operación del sistema de bombeo y los árboles de falla y eventos efectuados al mismo, dan como resultado un peligro de fuga crudo en las estaciones de flujo estudiadas, de lo cual se deriva la ocurrencia de los eventos “chorro de fuego” y “piscina incendiada”, debido a la simulación de dispersión de nube de vapor con las distintas roturas que se pueden suceder en las tuberías, conjuntamente con la falla propia de las bombas. La consecuencia que esto acarrea es la exposición de los operadores y equipos a elevadas las radiaciones térmicas producto de estos eventos.
- Para los árboles de falla del Análisis Cuantitativo de Riesgos se consideraron dos frecuencias de falla en bombas las teóricas de la norma IR-S-02 y la frecuencia real calculada en el análisis de confiabilidad, se comparan los resultados, observándose una gran variación en los mismos: 3.1×10^{-1} fallo/año vs. 9.33 fallas/año en la EF 1/5, 11.33 f/año en EF 9/5 y 8.66 f/año en EF 16/5. Por lo tanto, las frecuencias de falla de acuerdo a las estadísticas de PDVSA, se encuentran muy por encima a las frecuencias establecidas en las normas.
- Para las simulaciones de dispersión que se efectuaron en el CANARY, se usaron varias combinaciones de condiciones atmosféricas con las presiones de operación del sistema. Esta combinación determinó que la distancia más grande de radiación se produce con el escenario “chorro de fuego” y con la mínima presión, da pie a una piscina incendiada.
- El evento más crítico producto de las simulaciones y con la mayor distancia de radiación es el de chorro de fuego, para una rotura de tubería de descarga de 6” y es la que igualmente presenta la mayor frecuencia de ocurrencia, la cual está en el orden de 10^{-1} . Se consideró la rotura de la tubería de 6” como la más desfavorable, ya que es la que se encuentra a la salida de la bomba y por lo tanto trabaja con las mayores presiones. Para una radiación de 31.5 Kw/m², que

pertenece a daños de equipos de proceso, los radios de afectación son altos (23.9 mts para EF 1/5, 18.3 mts. para EF 9/5 y 37.4 mts. para la EF 16/5), lo que involucra la pérdida total de la instalación por un monto aproximado de 6.000 MMBs por estación , y según los criterios de tolerancia de PDVSA, se encuentra en el área de riesgo intolerable y accidente severo (hasta 100 MM\$).

- El evento más crítico con respecto a las personas (radiación de 8 Kw/m²) es igualmente el de chorro de fuego, debido a que presenta las mayores distancias de afectación de radiación térmica con una frecuencia que está en el orden de 10⁻², lo que según la tabla de frecuencia de PDVSA para riesgo social, resulta intolerable.
- Con respecto a los derrames de crudo, se puede concluir que es el evento con las más alta frecuencia de ocurrencia observado en el árbol de eventos y el más probable de suceder, lo que implica daños al ambiente y principalmente al ecosistema lacustre con las respectivas sanciones penales que acarrea este tipo evento, establecidas en la Ley Penal del Ambiente.

7.2 RECOMENDACIONES

Debido a la elevada frecuencia de falla en los componentes que integran las motobombas de los sistemas de transferencia de crudo se recomienda:

- La revisión de las prácticas y programas de mantenimiento preventivo que se llevan a cabo en la UE Lagocinco, a través de las Técnicas de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (MCC).
- Elaborar un plan de inspección semanal que involucre la revisión del sistema de anclaje del skid de las motobombas, debido a que actualmente existe una alta incidencia de fallas por rodamiento de motores, cajas de engranajes producto de la desalineación de los equipos.

- Revisión del sistema de soportería y anclaje de tuberías de tal forma de evitar vibraciones en las mismas que pueden originar fisuras en las conexiones.
- Debido a que el “fluid end” de la bomba , es el causante potencial de desencadenar el evento tope que es la fuga de crudo, se sugiere realizar un estudio basado en los datos que indican la condición (Ingeniería de Confiabilidad) del equipo tales como: espesores, recubrimientos, corrosión, etc., para determinar la integridad física del equipo.
- Dado los perfiles de producción de la U.E. Lagocinco para el período 2.002 – 2.005, el cual tiende a incrementar ocasionando la variación de las condiciones operacionales, por encima de la especificaciones técnicas de los equipos, es conveniente evaluar la bondades de las tecnologías disponibles en manejo de fluidos para garantizar los compromisos de producción y reducir el impacto del negocio.
- Considerando el incremento de los costos de mantenimiento en un 80% del presupuesto de operación originado por las reparaciones de emergencia mayores, es importante realizar un estudio del ciclo de vida (Ingeniería de Confiabilidad) de las motobombas, evaluando los resultados a través de un análisis costo – beneficio que permita estudiar la factibilidad técnica-económica para el reemplazo de los equipos.
- Dada la probabilidad de ocurrencia y severidad de la consecuencia del evento tope, se recomienda realizar un estudio para determinar las medidas reductoras de riesgo, que involucren tecnologías de punta para establecer capas de protección independiente o Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS).
- Para minimizar las consecuencias por efectos de la radiación originada por piscinas de fuego y la magnitud de los derrames de crudo al Lago por fugas de crudo en la plataforma de bombas, se recomienda intensificar los programas de mantenimiento drenaje, fosas de recolección y paquetes de bombeo de las fosas de recolección.

- Incorporar los niveles de afectación por radiación, originados por la posibilidad de producirse una piscina de fuego o chorro de fuego en la instalación; derivado del cálculo de consecuencias, en los Planes de Respuesta y Control Emergencia y contingencia de las instalaciones.
- Reforzar la divulgación del plan de respuesta y control de emergencia entre el personal de la instalación, y mejorar la demarcación del sitio de concentración destinado para tal fin.
- Se recomienda realizar este tipo de análisis en todas las estaciones de la U.E. Lagocinco y a otras Unidades de Explotación que manejen procesos de producción similares.

www.bdigital.ula.ve

GLOSARIO DE TERMINOS BASICOS

- **ACCIDENTE:** Es todo suceso imprevisto y no deseado que interrumpe o interfiere el desarrollo normal de una actividad y origina consecuencias adversas. Todo accidente, antes que un hecho aislado, es una secuencia de eventos iniciadores, intermedios y consecuencias.[9]
- **ANALISIS DE RIESGO:** Procedimientos sistemáticos para identificar, evaluar y controlar los riesgos de una instalación o proceso, los cuales consideran las probabilidades de ocurrencia de un accidente y sus consecuencias.[9]
- **API:** Siglas del American Petroleum Institute, organismo especializado, entre otras cosas, en el establecimiento de normas técnicas para la industria petrolera.[2]
- **BOMBA:** Máquina generadora, que transforma la energía mecánica en energía hidráulica. Estas máquinas son de variadas características y tipos que según los requerimientos de presión, succión y transmisión de los diferentes fluidos, se utilizan en las operaciones petroleras.[6]
- **CAUDAL:** Volumen de fluido que circula por unidad de tiempo, expresado comúnmente en litros, galones, metros cúbicos o barriles, por minuto.[6]
- **CAVITACION:** es un fenómeno que se presenta cuando la presión en cualquier punto del sistema se reduce hasta la presión de vapor del líquido. bajo tales condiciones se forman burbujas de vapor y que luego colapsan (condensación), produciendo efectos dinámicos que a menudo conllevan a una disminución del rendimiento, falla del equipo, o ambas cosas.[6]
- **CERTIDUMBRE:** Es el porcentaje de chance de que un valor pronosticado caiga dentro de un rango específico.[15]
- **CRUDO:** Término sinónimo de petróleo.[2]

- **CRUDO BRUTO:** Crudo al cual no se le a aplicado procesos de separación para agua y gas. Este es el crudo que sale del pozo.[2]
- **CRUDO NETO:** Crudo que ha experimentado los procesos de separación para agua y gas. Este es el crudo que sale de las estaciones de flujo.[2]
- **CHORRO DE FUEGO (Jet Fire):** Incendio a manera de soplete resultante de la ignición de una fuga de un liquido y/o gas presurizado.[9]
- **DISTRIBUCION PROBABILISTICA:** Comportamiento de la frecuencia de ocurrencia de una variable o grupo de variables.[15]
- **DENSIDAD:** Masa de una sustancia por unidad de volumen. la unidad de densidad en el S.I. es el kilogramo por metro cúbico y se denota por " ρ " (rho) (libras por pie cúbico). [6]
- **DESEMULSIFICACION:** Proceso de separación de una emulsión en sus dos fluidos inmisible, generalmente por la adición de un agente químico.[2]
- **DESVIACION ESTANDAR:** Es el error tanto por exceso como por defecto que se pudiera cometer al calcular el promedio de un conjunto de valores.[15]
- **DISPERSIÓN:** Una fuga de producto que no se incendia. Las personas no experimentan efectos o síntomas amenazadores de salud.[9]
- **ESTACION DE FLUJO:** Instalación petrolera recolectora de crudo, que aplica a éste procesos para separar el agua y el gas que contienen, para luego bombearlo hacia los patios de tanques.[3]
- **EXPLOSION DE UNA NUBE DE VAPOR (Vapor Cloud Explosion – VCE):** Evento que puede ocurrir como consecuencia del escape masivo de un gas o liquido inflamable produciéndose una nube, que al encontrar un foco de ignición,

empieza a arder en la periferia, generando mayor inducción de aire hacia el centro de la misma y en consecuencia, una aceleración de la velocidad de combustión, que finalmente termina en una explosión. [9]

- **EVENTO INICIADOR:** Es un evento que resultará en un accidente a menos que intervenga un sistema para prevenir o mitigar dicho accidente.[9]
- **EVENTO INTERMEDIO:** Es un evento de la secuencia de ocurrencia de un accidente que ayuda a propagarlo, a prevenirlo o a mitigar sus consecuencias.[9]
- **FALLA:** Es una condición que puede interrumpir la continuidad o la secuencia ordenada de un proceso o de un sistema dinámico, alterando su desenvolvimiento.[15]
- **FOGONAZO (Flash Fire):** Combustión de una mezcla de vapor inflamable en aire, en la cual el frente de llama pasa a través de la porción de mezcla que no ha reaccionado, a una velocidad menor que la del sonido, de forma tal que se genera radiación térmica.[9]
- **FRICCION:** Resistencia al desplazamiento entre dos superficies en contacto cuando están en movimiento una con respecto a otra. [6]
- **GRAVEDAD:** Peso específico, referido a los hidrocarburos con respecto al agua.[6]
- **GRAVEDAD API:** Escala empírica para medir la densidad de los crudos y los productos líquidos del petróleo, adoptada por el American Petroleum Institute. va de 0,0 (equivalente a 1,076 de gravedad específica) a 100,0 (equivalente a 0,6112 de gravedad específica). la fórmula para calcular la gravedad API es $141,5$ dividido por la gravedad específica a $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ menos $131,5$. [6]
- **ISOMETRICO:** Representación gráfica en perspectiva.[6]

- **MEDIA:** Comúnmente conocida como media aritmética o promedio aritmético, se define como la sumatoria del conjunto de valores o resultados obtenidos de un experimento dividido por el número total de los valores sumados.[15]
- **MEDIANA:** Es el valor conjunto de resultados, con igual número de valores mayores y menores a él. Es el valor central del conjunto de resultados una vez que éstos han sido ordenados numéricamente en forma decreciente.[15]
- **MODA:** Es el valor del conjunto de resultados, que se repite o aparece mayor número de veces. [15]
- **PISCINA DE FUEGO (Pool Fire):** Combustión de un material que se evapora de una capa de líquido, en la base de un incendio.[9]
- **PETROLEO:** Mezcla de hidrocarburos naturales de amplio rango de ebullición. Generalmente se presenta en estado líquido en condiciones normales de presión y temperatura, y puede contener compuesto de azufre, de nitrógeno, de oxígeno y de metales.[3]
- **PRESION:** Fuerza o carga que se ejerce sobre una superficie. la unidad más común para designar presión es la de libra por pulgadas cuadradas (psi), la cual representa la fuerza, medida en libras, que se aplica por pulgada cuadrada de área. [6]
- **PRESION ABSOLUTA:** Es aquella que representa la presión manométrica más la adición de la presión atmosférica.[6]
- **PRESION ATMOSFERICA:** Presión ejercida por la atmósfera sobre la superficie de la tierra, debido al peso del aire. Su valor a 0 °C es igual a 1,03323 kg/cm² ó 14,7 psi. {6Las variaciones de presión atmosférica se miden por medio de un barómetro.[6]

- **PELIGRO:** Propiedad intrínseca de un objeto o sustancia capaz de causar daños o lesiones.[9]
- **RIESGOS:** Probabilidad de ocurrencia de un evento no deseado que se manifiesta como resultado de la transformación de un peligro en un hecho con consecuencias que pudieran abarcar lesiones o pérdidas económicas.[9]
- **RIESGO INDIVIDUAL:** El riesgo a la que esta sometida una persona en la proximidad del peligro. Esto incluye la naturaleza del daño individual, la probabilidad de lesión y el periodo de tiempo en el cual la lesión puede ocurrir.[9]
- **RIESGO SOCIAL:** Una medida de riesgo a un grupo de personas. Este es mas frecuente expresado en términos de la distribución de la frecuencia y las fatalidades de eventos múltiples.[9]
- **SIMULACIÓN:** Es un método analítico que trata de imitar un sistema real, especialmente cuando el sistema es muy complejo o difícil de reproducir.[15]
- **SIMULACION MONTE CARLO:** Método de simulación en donde se genera aleatoriamente valores para variables con incertidumbre con el fin de generar un modelo que representa el rango de incertidumbre, basado en la distribución probabilística de la variable.[15]
- **SISTEMA:** Conjunto de entidades definidas por sus atributos y relacionadas entre sí por vínculos, con el objeto de lograr predeterminados objetivos dentro de un cuadro de limitaciones especificadas. [15]
- **SISTEMA DE MITIGACION:** Son los equipos, sistemas y/o procedimientos, concebidos con el propósito de interferir con la secuencia de eventos de un accidente o para disminuir sus consecuencias.[9]

BIBLIOGRAFIA

REF N°

- | | | |
|----|---|---|
| 1 | PDVSA | ProceBook, Centro de Operaciones Automatizadas El Menito |
| 2 | Barberee, E. E. | El pozo ilustrado |
| 3 | PDVSA | Programa de educación petrolera, Mayo 2001 |
| 4 | CEPET | La industria Venezolana de los hidrocarburos, Tomos I y II 1989 |
| 5 | Niazoa, M.
Mujica, O. | Manual de Datos de Proceso, Gerencia de Infraestructura Lagocinco. PDVSA2001 |
| 6 | Macnauchtun, K. | "Bombas" Selección , uso y mantenimiento, Revisión Técnica, Jose Hernan peresz castillo |
| 7 | Cooper, J. and
Wanken, L. | Reciprocantig Pump Manual (The Green Book). GASO teh experts and moving fluids. P-582/p-282, First and second edition. GASO PUMPS |
| 8 | Rodríguez, J. A. | Manual de Ingeniería y Control de riesgos. CIED, Revisión 2001 |
| 9 | Zambrano N. | Manual de Ingeniería de riesgos (MIR), Criterios para el análisis cuantitativo de riesgos. Norma IR-S-02, PDVSA |
| 10 | PDVSA | Manual de Ingeniería de Diseño (MID) Safety Instrumented Systems. Norma K-336 |
| 11 | Yanez, M.
Gomez de la
Vega, H | Básico de Ingeniería de Confiabilidad para Ingenieros. Gerencia de Confiabilidad Operacional. EPM Occidente |
| 12 | Huerta, R.
Pabon, J.
Tovar, C. | Introducción a la Confiabilidad Operacional. PDVSA 2001 |

- 13 **The Woodhouse Partheniship** "Operational Reliability", Headley Common rod Newbury Besrkslire England.
- 14 **Borges, L. Sisco, A.** Metodología de Análisis de riesgos al portafolio de oportunidades. EPM Occidente, Mayo 2001.
- 15 **Yanez, M.** Ingeniería de Confiabilidad. PDVSA-CIED, Enero 2001
- 16 **Yanez, M. Perdomo, J.** "Ingeniería de Confiabilidad, pilar fundamental del mantenimiento". Producción Occidente, Gerencia de Ingeniería de mantenimiento Mayo 2001
- 17 **Kristsov, V.** " A Monte Carlo Approach to Modeling and Estimation of the Generalized Renewal Process in Repairable System Reliability Analysis" Dissertation For The Degree of Doctor Pihilosophy, University of Maryland, 2000
- 18 **Guerra Ch. M. Leiva R. S.** "Evaluación Técnica del Sistema de Succión y Descarga de Crudo y Análisis de Frecuencia de Fallas de Bombas Reciprocantes en Estaciones de Flujo", Trabajo Especial de Grado, Universidad del Zulia, Marzo1998
- 19 **Gómez, M.** "Adecuación de cabezales de Succión y Bombas de Crudo EF-1-5,EF9-5,EF-16-5", Trabajo Especial de Grado, Marzo 2000
- 20 **Gutiérrez, E. Acuña, J.** "Análisis Cuantitativo de Riesgos Aplicado a Estaciones de Flujo Ubicadas en el Lago de Maracaibo", Trabajo Especial de Grado Postgrado EISHA ULA, Noviembre 1996
- 21 **Díaz, D.** "Determinación Cuantitativa del Nivel de Integridad de Seguridad (SIL) de los Sistemas Instrumentados de Seguridad, en Estaciones de Flujo de la U.E. Lagomedio", Trabajo Especial de Grado Postgrado EISHA ULA, Diciembre 2000

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS TABLAS Y FIGURAS

REF N°		
1	PDVSA	Intranet, PDVSA 2001
2	PDVSA	Gerencia Gestion U.E. Lagocinco
3	PDVSA	Gerencia de Infraestructura Lagocinco
4	Macnauchtun, K.	“Bombas” Selección , uso y mantenimiento, Revisión Técnica Jose Hernan peresz castillo
5	Rodríguez, A.	Manual de Ingeniería y Control de riesgos. CIED Revisión 2001
6	PDVSA	Gerencia de Confiabilidad Operacional. EPM Occidente
7	CIED	Introducción a la Confiabilidad Operacional. PDVSA 2001
8	U.S. ELECTRICAL MOTOR	Manual Especificaciones Fabricante
9	LUFKIN	Manual especificaciones cajas de engranajes LUFKIN INDUSTRIES; INC
10	Ramos, J.	Manual de Especificaciones Válvulas ORBIT
11	CHECK VALVE	Manual de selección Válvulas de Retención, 1990
12	HITER S,A	Manual de Válvulas Automáticas de Control
13	PDVSA	Seccion de mantenimiento mecanico, U.E. Lagocinco PDVSA 2001
14	RELEX SOFTWARE CORPORATION	

ANEXOS

www.bdigital.ula.ve

ANEXO 1

"ANÁLISIS DE CRITICIDAD"

www.bdigital.ula.ve

Tabla N° 1.1 Encuesta de Criticidad Estaciones de Flujo



NOMBRE DEL ENCUESTADO	
FECHA	
ESPECIALIDAD	

ENCUESTA

INSTALACIONES	EF-1-5	EF-22-5
1.- Frecuencia de Fallas (todo tipo de fallas)		
No más 1 por año		
Entre 2 y 12 por año		
Entre 13 y 52 por año		
Más de 52 por año (más de 1 interrupción semanal)		
2.- Impacto Operacional Asociado:		
2.1.- Nivel de Producción de la instalación (barriles de crudo diario)		
De 0 a 100		
De 101 a 1000		
De 1001 a 5000		
De 5001 a 10000		
De 10001 a 20000		
Más de 20000		
2.2.- Tiempo Promedio Para Reparar (TPPR)		
Menos de 4 horas		
Entre 4 y 8 horas		
Entre 9 y 24 horas		
Más de 24 horas		
2.3.- Impacto en producción por falla		
No afecta producción		
25% de impacto		
50% de impacto		
75% de impacto		
La impacta totalmente		
2.4.- Costo de reparación		
Menos de 25 MMBs.		
Entre 25 y 50 MMBs.		
Entre 51 y 100 MMBs.		
Más de 100 MMBs.		
2.5.- Impacto en seguridad personal (cualquier tipo de daños, heridas o fatalidad)		
SI		
NO		
2.6.- Impacto ambiental (daños a terceros, fuera de la instalación)		
SI		
NO		
2.7.- Satisfacción al Cliente		
No aplica		
Baja		
Media		
Alta		

Tabla N° 1.2 Encuesta de Criticidad Sistema de Bombeo



AREA	
NOMBRE DEL ENCUESTADO	
FECHA	
ESPECIALIDAD	

ENCUESTA

EQUIPOS	BOMBA	MOTOR	CAJA DE ENG.	INSTRUM.	VALV. DE SEG.	CCM
1.- Frecuencia de Fallas (todo tipo de fallas)						
No más 1 por año						
Entre 2 y 12 por año						
Entre 13 y 52 por año						
Más de 52 por año (más de 1 interrupción semanal)						
2.- Impacto Operacional Asociado:						
2.1.- Tiempo Promedio Para Reparar (TPPR)						
Menos de 4 horas						
Entre 4 y 8 horas						
Entre 9 y 24 horas						
Más de 24 horas						
2.2.- Impacto en producción por falla						
No afecta producción						
25% de impacto						
50% de impacto						
75% de impacto						
La impacta totalmente						
2.3.- Costo de reparación						
Menos de 25 MMBs.						
Entre 25 y 50 MMBs.						
Entre 51 y 100 MMBs.						
Más de 100 MMBs.						
2.4.- Impacto en seguridad personal (cualquier tipo de daños, heridas o fatalidad)						
SI						
NO						
2.5.- Impacto ambiental (daños a terceros, fuera de la instalación)						
SI						
NO						
2.6.- Satisfacción al Cliente						
No aplica						
Baja						
Media						
Alta						

Elaborado por: Ing. Astolfo Romero/Elpidio Maldonado

Tabla N° 1.3 Encuesta de Criticidad Sistemas de las Estaciones de Flujo



AREA	
NOMBRE DEL ENCUESTADO	
FECHA	
ESPECIALIDAD	

Sist. Eléctrico Distribución, Caseta Holec, CCM, Iluminación, Pararrayo, Banco de Batería

ENCUESTA

SISTEMAS	BOMBEO	PLC	REPARAC.	MEDIDA	REPUR.	RUM. STU	ELECT.	SAVOR	POSA RBO.	EDA. INYEC.	CL. SOD.	YANG. CEMP.	REP. MULT.	PAR. SUMO.	MULT. PROD.
1.- Frecuencia de Fallas (todo tipo de fallas)															
No más 1 por año															
Entre 2 y 12 por año															
Entre 13 y 52 por año															
Más de 52 por año (más de 1 interrupción semanal)															
2.- Impacto Operacional Asociado:															
2.1.- Tiempo Promedio Para Reparar (TPPR)															
Menos de 4 horas															
Entre 4 y 8 horas															
Entre 9 y 24 horas															
Más de 24 horas															
2.2.- Impacto en producción por falla															
No afecta producción															
25% de impacto															
50% de impacto															
75% de impacto															
La impacta totalmente															
2.3.- Costo de reparación															
Menos de 25 MMBs.															
Entre 25 y 50 MMBs.															
Entre 51 y 100 MMBs.															
Más de 100 MMBs.															
2.4.- Impacto en seguridad personal (cualquier tipo de daños, heridas o fatality)															
SI															
NO															
2.5.- Impacto ambiental (daños a terceros, fuera de la instalación)															
SI															
NO															
2.6.- Satisfacción al Cliente															
No aplica															
Baja															
Media															
Alta															

Elaborado por: Ing. Astolfo Romero/ Elpidio Maldonado

Pantalla N° 1.1 Entrada de Datos



ANÁLISIS DE CRITICIDAD

ÁREA	ESTACION DE FLUJO 16-5
NOMBRE DEL ENCUESTADO	JESUS GUTIERREZ
FECHA	29/11/2001

NIVEL DE PRODUCCIÓN DE LA INSTALACIÓN 9

SISTEMA	FRECUENCIA DE FALLA (PESO)	T. P. P. R. (PESO)	IMPACTO EN LA PRODUCCIÓN (PESO)	COSTO DE REPARACIÓN	IMPACTO EN LA SEGURIDAD PERSONAL (PESO)	IMPACTO AMBIENTAL	SATISFACCIÓN AL CLIENTE	CRITICIDAD
BOMBEO	3	2	0.3	5	0	30	20	101.2
PLC	3	1	0.5	3	0	0	5	37.5
SEPARACION	4	1	0.3	3	0	30	5	102.8
MEDIDA	3	1	0.3	3	0	0	0	17.1
DEPUR.	3	1	0.3	3	0	0	5	32.1
RTU	3	1	0.3	3	0	0	0	17.1
ELECT.	3	2	0.8	3	0	0	5	67.2
24 VDC	3	1	0.8	3	0	0	0	30.6
FOSA REC.	3	1	0.8	3	0	30	0	120.6
BBA. INY. QUIM.	3	1	0.3	3	0	0	5	32.1
OLEODUCTO	3	1	0.8	3	0	30	10	150.6
TANQ. COMP.	3	1	0.5	3	0	30	5	127.5
REM. MULT.	3	1	0.5	3	0	0	0	22.5
PAQ. SUMID.	3	1	0.5	3	0	30	0	112.5
MULT PROD.	3	1	0.5	5	0	30	10	148.5
								0
								0
								0
								0
								0

Pantalla N° 1.2 Menú Principal



MATRIZ DE CRITICIDAD

Puntos en la Sección de "Frecuencia" de la Estructura de "Críticidad"



N° de Encuestados

Actualizar

Borrar

12

Alta Frecuencia de Falla

6

Medio/Alta Frecuencia de Falla

4

Medio Frecuencia de Falla

3

Medio/Baja Frecuencia de Falla

1

Baja Frecuencia de Falla

Bajo Impacto

Medio/Bajo Impacto

Medio Bajo

Medio/Alto Impacto

Alto Impacto



Puntos en la Sección de "Impacto" de la Estructura de "Críticidad"

0 - 37

38 - 74

75 - 111

112 - 148

149 - 185

Pantalla N° 1.3 Gráfica de Resultados



PARETO DE CRITICIDAD

AREA	EF-9-5
PERSONAS ENTREVISTADAS	8
FECHA	18-Sep-01

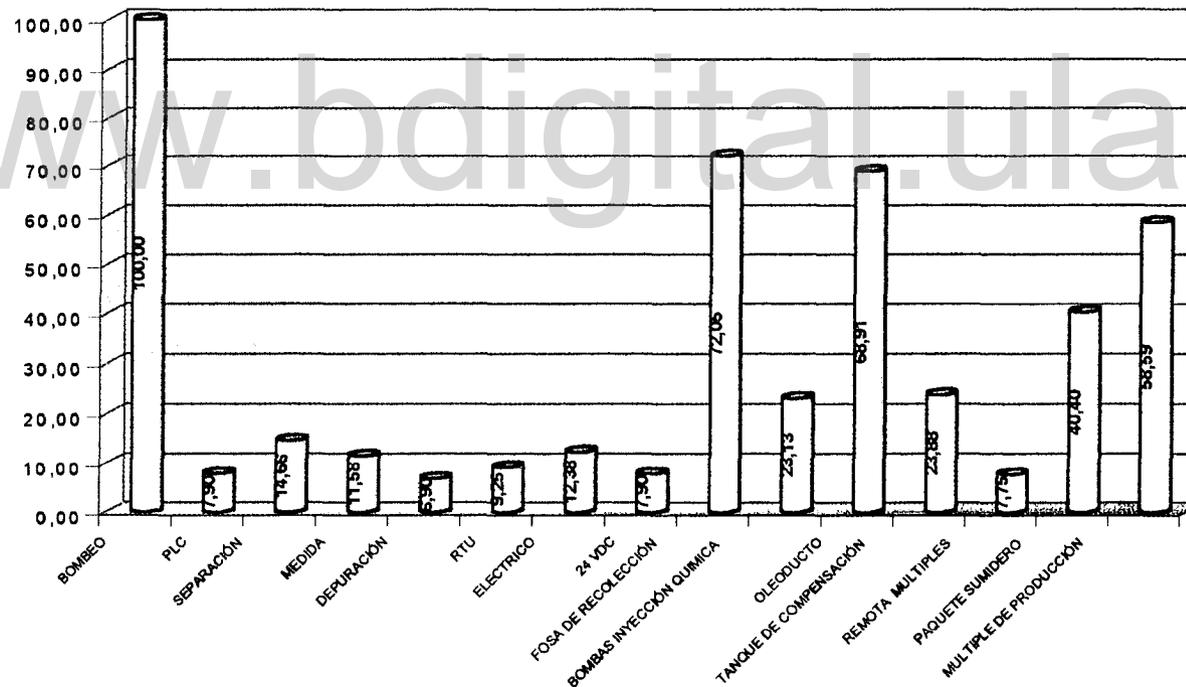


Tabla N° 1.4 Resultados de Criticidad EF-Lagocinco

JERARQUIZACION	SISTEMA	CRITICIDAD	
1	EF-9-5	178,84	ALTA
2	EF-16-5	178,84	
3	EF-1-5	173,6	
4	EF-5-6	125,44	MEDIA
5	EF-22-5	116,496	
6	EF-2-6	101,504	
7	EF-21-5	98,048	
8	EF-23-5	98,048	

Tabla N° 1.5 Resultados de Criticidad de la EF-1-5

JERARQUIZACION	SISTEMAS	CRITICIDAD	
1	BOMBEO	147,6	ALTA
2	OLEODUCTOS	137,7	
3	FOSA REC.	129,68	
4	ELECTRICO	127,31	
5	PAQ. SUMIDERO	113,2	
6	PLC	111,27	
7	TANQ. COMP.	99,56	MEDIA
8	MEDIDA	90,18	
9	SEPARACION	82,71	
10	BBA. INYECCION	77,54	
11	MULT. PROD.	77,15	
12	DEPURACION	72,94	
13	24 VDC	60,88	
14	REM. MULT.	55,38	
15	REM. RTU	45,66	

Tabla N° 1.6 Resultados de Criticidad de la E-9-5

JERARQUIZACION	SISTEMA	CRITICIDAD	
1	BOMBEO	100	ALTA
2	FOSA REC.	72,05	
3	OLEODUCTO	68,90625	
4	MULT. PROD.	58,59375	
5	PAQ. SUMIDERO	40,4	
6	TANQ. COMP.	23,875	MEDIA
7	BBAS INYECCION	23,125	
8	SEPARACION	14,6625	
9	ELECTRICO	12,375	
10	MEDIDA	11,578125	
11	RTU	9,25	
12	PLC	7,9	
13	24 VDC	7,9	
14	REMOTA MULT.	7,75	
15	DEPURACION	6,9	

Tabla N° 1.7 Resultados de Criticidad de la EF-16-5

JERARQUIZACION	SISTEMA	CRITICIDAD	
1	BOMBEO	181,2	ALTA
2	SEPARACION	162,8	
3	OLEODUCTO	150,6	
4	MULT PROD.	148,5	
5	TANQ. COMP.	127,5	
6	FOSA REC.	120,6	
7	PAQ. SUMID.	112,5	
8	ELECT.	67,2	MEDIA
9	PLC	37,5	
10	DEPUR.	32,1	
11	BBA. INY. QUIM.	32,1	
12	24 VDC	30,6	
13	REM. MULT.	22,5	
14	RTU	17,1	
15	MEDIDA	17,1	

Tabla N° 1.8 Criticidad Sub-Sistemas Bombas EF-1-5

JERARQUIZACION	EQUIPOS	CRITICIDAD	
1	BOMBA	83,35	ALTA
2	CAJA DE ENGRANAJE	70,61	
3	MOTOR	68,39	
4	VALVULAS	58,48	MEDIA
5	INSTRUMENTACION	34,01	BAJA
6	CCM	27,21	

Tabla N° 1.9 Criticidad Sub-Sistemas Bombas EF-9-5

JERARQUIZACION	EQUIPOS	CRITICIDAD	
1	BOMBA	90	ALTA
2	CAJA DE ENGRANAJE	70,61	
3	MOTOR	60,5	
4	VALVULAS	40	MEDIA
5	INSTRUMENTACION	25	BAJA
6	CCM	15	

Tabla N° 1.10 Criticidad Sub-Sistemas Bombas EF-16-5

JERARQUIZACION	EQUIPOS	CRITICIDAD	
1	BOMBA	85	ALTA
2	MOTOR	80	
3	CAJA DE ENGRANAJE	73,5	
4	VALVULAS	35	MEDIA
5	INSTRUMENTACION	25	BAJA
6	CCM	15	

ANEXO 2

"SISTEMA BOMBEO CRUDO"

www.bdigital.ula.ve

Figura N° 2.1 Comportamiento de presiones - caudales, Bloque V Lamar: 2000- 2001

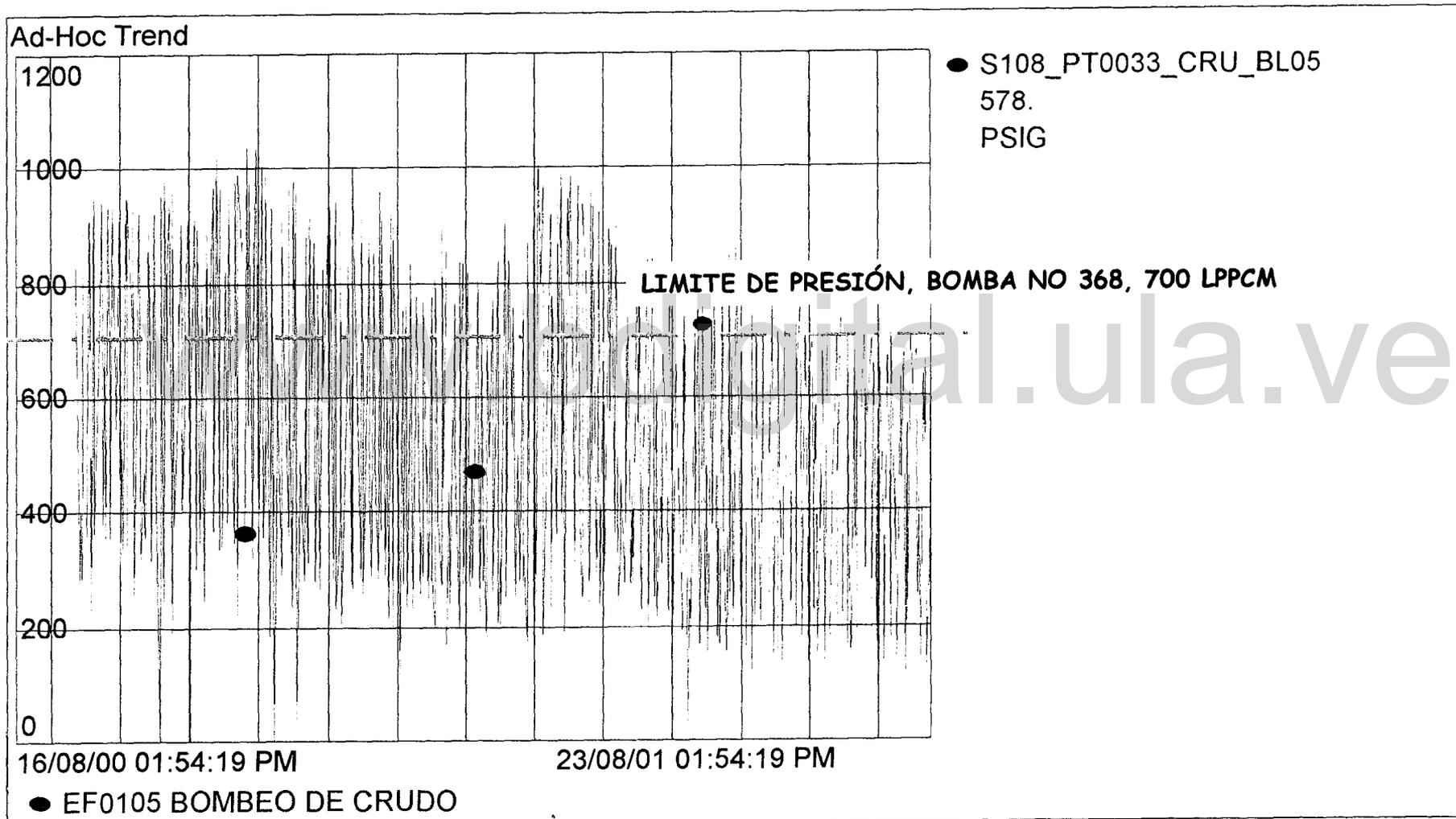


Figura N° 2.2 Comportamiento de presiones - caudales, Bloque V Lamar: 2000- 2001

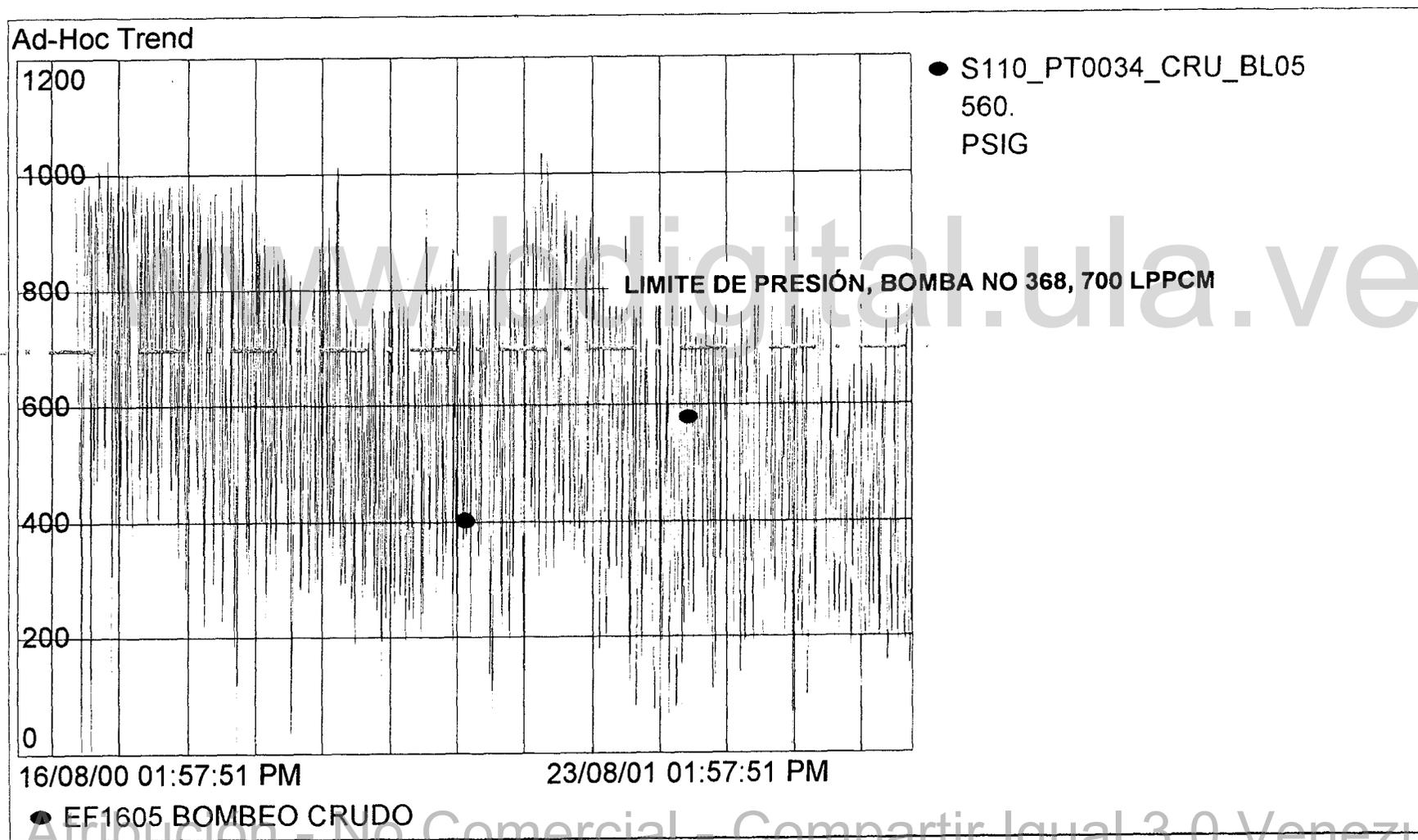


Figura N° 2.3 Comportamiento de presiones - caudales, Bloque V Lamar: 2000- 2001

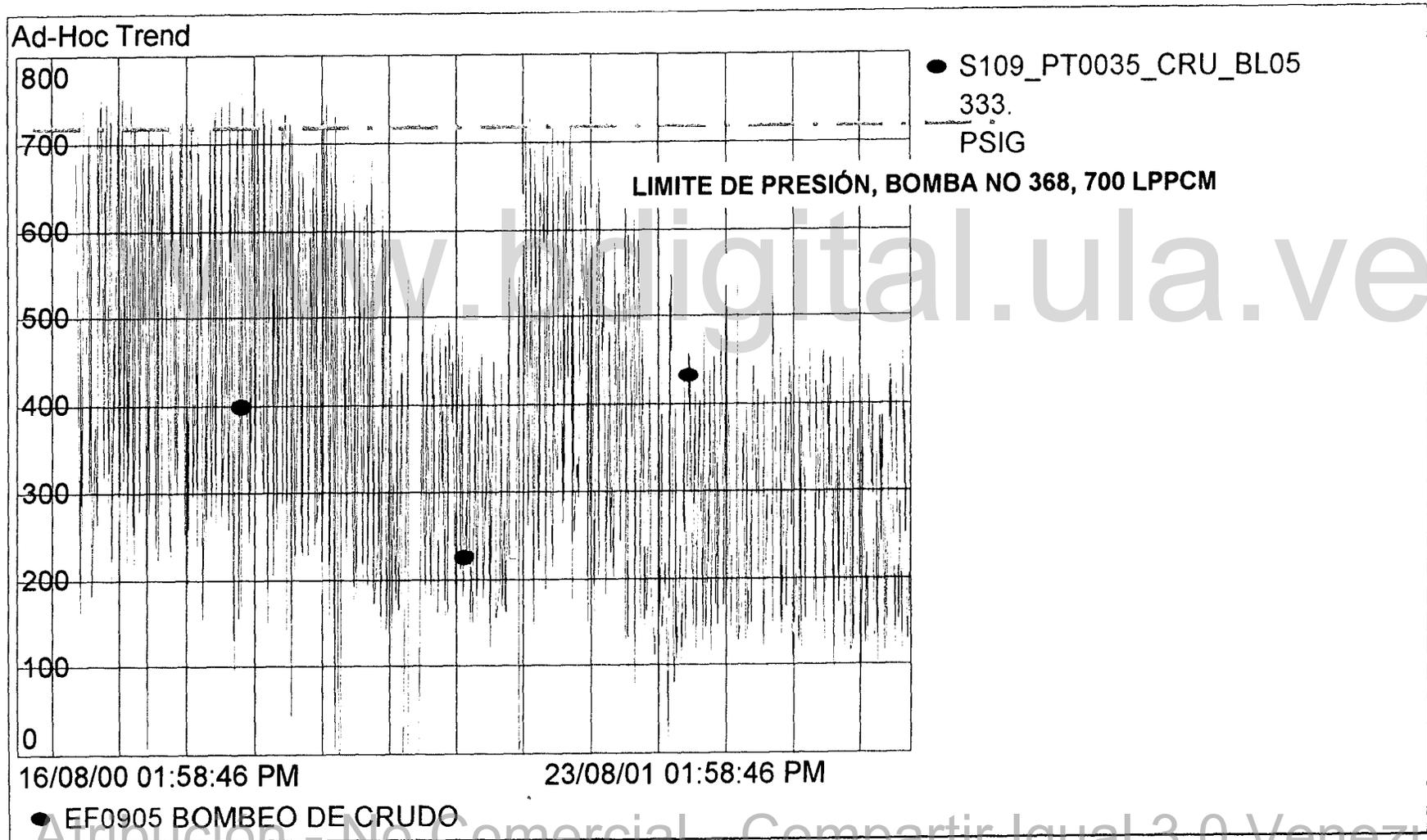


Figura N° 2.4 Comportamiento Presiones Bloque V Lamar

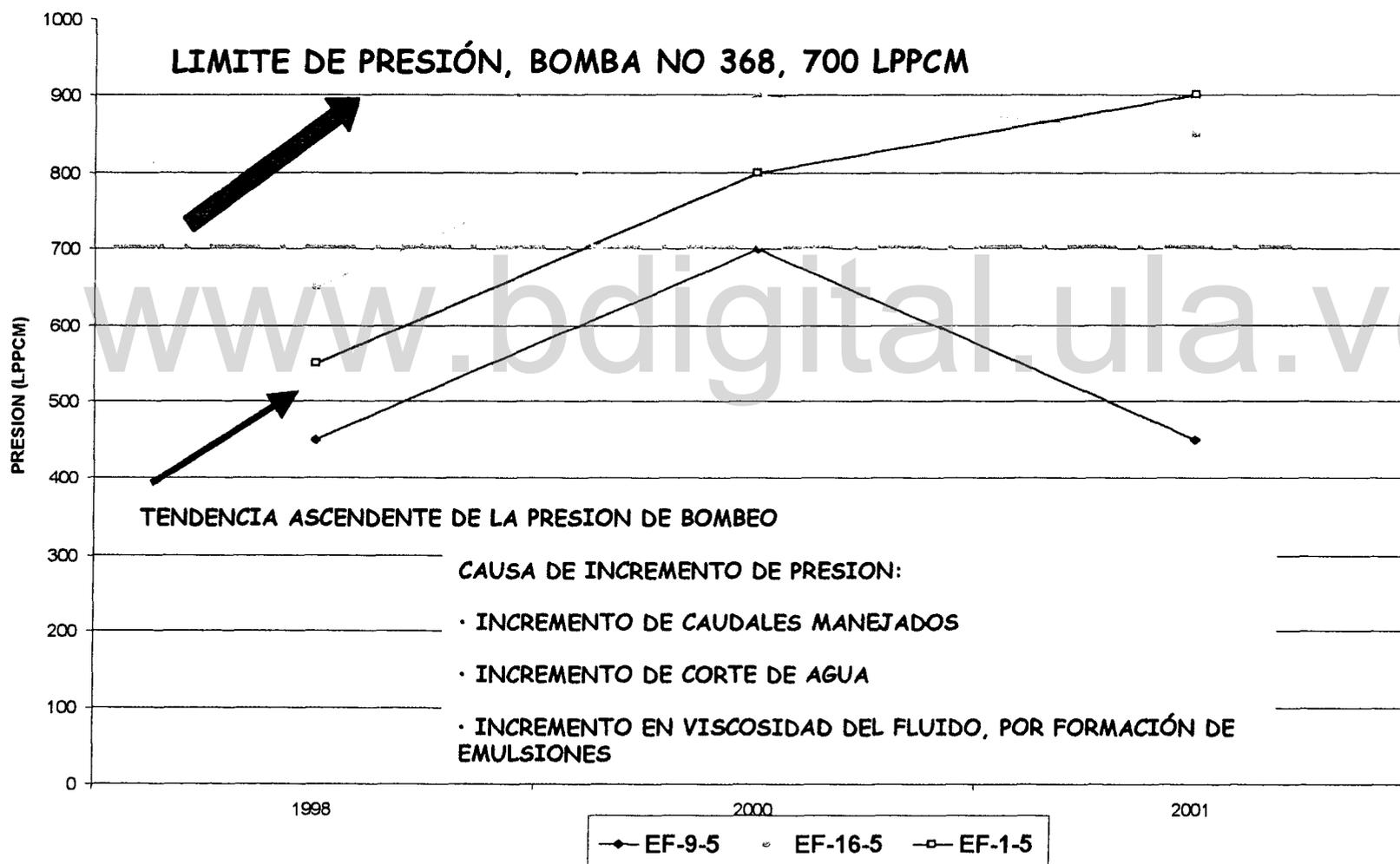


Tabla N° 2.1 Especificaciones de Bombas Reciprocantes Triplex [3]

EF	BOMBA	MARCA	MOD.	DIAM. EMB. (LPC)	175 RPM		MAXIMA PRESION	SERIAL
					BPD	GPM		
EF-1-5	1	OILWELL	B-368	5 ½	14817	431.97	1020	
	2	OILWELL	B-368	5 ½	14817	431.97	1020	
	3	OILWELL	B-368	5 ½	14817	431.97	1020	P-191-12
	4	OILWELL	B-368	5 ½	14817	431.97	1020	P-191-32
	5	OILWELL	B-368	5 ½	14817	431.97	1020	P-191-26
EF-9-5	2	OILWELL	B-368	5 ½	14817	431.97	1020	P-191A-36
	3	OILWELL	B-368	5 ½	14817	431.97	1020	P-191A-39
	4	OILWELL	B-368	5 ½	14817	431.97	1020	P-191A-40
	5	OILWELL	B-368	5 ½	14817	431.97	1020	P-191A-37
	1	OILWELL	B-368	5 ½	14817	431.97	1020	P-191-19
EF-16-5	2	OILWELL	B-368	5 ½	14817	431.97	1020	P-191-17
	3	OILWELL	B-368	5 ½	14817	431.97	1020	P-191-16
	4	OILWELL	B-368	5 ½	14817	431.97	1020	P-191-15
	5	OILWELL	B-368	5 ½	14817	431.97	1020	P-191A-50

Tabla N° 2.2 Especificaciones de Motores Eléctricos [3]

EF	MOT	MARCA	TIPO	VOLT	F	RPM	HP	MASA	SERIAL
EF-1-5	1	HOLEC	UK315LHT61NN4S1	4160	3	1783	300	1500 K	01060-1E1
	2	HOLEC	UK315LHT61NN4S1	4160	3	1783	300	1500 K	1-5649-1B14
	3	HOLEC	UK315LHT61NN4S1	4160	3	1783	300	1500 K	0-0995-1E1
	4	HOLEC	UK315LHT61NN4S1	4160	3	1783	300	1500 K	1-5469-1B2
	5	HOLEC	UK315LHT61NN4S1	4160	3	1783	300	1500 K	1-5469-1B12
EF-9-5	2	HOLEC	UK315LHT61NN4S1	4160	3	1783	300	1500 K	1-5469-1B10
	3	HOLEC	UK315LHT61NN4S1	4160	3	1783	300	1500 K	1-5469-1B15
	4	HOLEC	UK315LHT61NN4S1	4160	3	1783	300	1500 K	1-5469-1B1
	5	HOLEC	UK315LHT61NN4S1	4160	3	1783	300	1500 K	1-5469-1B6
EF-16-5	1	HOLEC	UK315LHT61NN4S1	4160	3	1783	300	1500 K	5469-1B4
	2	HOLEC	UK315LHT61NN4S1	4160	3	1783	300	1500 K	1-5469-1B13
	3	HOLEC	UK315LHT61NN4S1	4160	3	1783	300	1500 K	1-5469-1B9
	4	HOLEC	UK315LHT61NN4S1	4160	3	1783	300	1500 K	1-5469-1B5
	5	CUMMINS	MOT. MECANICO: MOD. 525			1783	300		

Tabla N° 2.3 Especificaciones de Cajas de Engranajes [3]

EF	N°	MARCA	MODELO	RATIO	FS	RPM	HP	CAP. (GAL)	SERIAL
EF-1-5	1	LUFKIN	S106C	2.45	3.15	1500	200	5	8363
	2	LUFKIN	S106C	2.45	3.15	1500	200	5	5613
	3	LUFKIN	S106C	2.45	3.15	1500	200	5	8362
	4	LUFKIN	S106C	2.45	3.15	1500	200	5	G-30609
	5	LUFKIN	S106C	2.45	3.15	1500	200	5	B-0658
EF-9-5	2	LUFKIN	S106C	2.45	3.15	1500	200	5	13251
	3	LUFKIN	S106C	2.45	3.15	1500	200	5	S/PLACA
	4	LUFKIN	S106C	2.45	3.15	1500	200	5	352
	5	LUFKIN	S106C	2.45	3.15	1500	200	5	S/PLACA
	EF-16-5	1	LUFKIN	S106C	2.45	3.15	1500	200	5
2		LUFKIN	S106C	2.45	3.15	1500	200	5	382
3		LUFKIN	S106C	2.45	3.15	1500	200	5	280
4		LUFKIN	S106C	2.45	3.15	1500	200	5	279
5		LUFKIN	S106C	2.45	3.15	1500	200	5	2923

ANEXO 3

"ANALISIS DE CONFIABILIDAD "

www.bdigital.ula.ve

EF-1.5	EMPAQUES	VALVULAS	ASIENTOS	RESORTES	STUFFING BOX	PISTONES	AROS	BARRA CORTA	FLUID END	ABRAZADERAS	PRENSA ESTOPAS	AMORTIGUADOR	MOTOR ELECTRICO	TRANSMISION	C/ DE ENGRANAJE
1998	12	11	11	0	0	7	0	2	2	0	7	1	2	4	3
1999	8	8	4	0	3	2	0	6	6	0	0	0	1	2	6
2000	4	14	15	3	6	1	0	3	3	1	6	0	1	2	7
LAMBDA=	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pdf(f)=	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EF-3.5	EMPAQUES	VALVULAS	ASIENTOS	RESORTES	STUFFING BOX	PISTONES	AROS	BARRA CORTA	FLUID END	ABRAZADERAS	PRENSA ESTOPAS	AMORTIGUADOR	MOTOR ELECTRICO	TRANSMISION	CAJA DE ENGRANAJE
1998	7	11	6	1	0	5	0	0	3	1	1	5	2	1	4
1999	3	2	1	0	3	1	0	1	3	0	0	1	1	1	8
2000	6	7	11	2	2	0	0	2	0	0	0	2	2	2	6
LAMBDA=	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pdf(f)=	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EF-16.5	EMPAQUES	VALVULAS	ASIENTOS	RESORTES	STUFFING BOX	PISTONES	AROS	BARRA CORTA	FLUID END	ABRAZADERAS	PRENSA ESTOPAS	AMORTIGUADOR	MOTOR ELECTRICO	TRANSMISION	CAJA DE ENGRANAJE
1998	4	5	5	0	2	2	0		3	6	0	5	6	1	0
1999	10	11	11	0	7	7	0		2	0	1	5	0	1	0
2000	14	16	16	0	9	9	0		5	6	1	10	6	2	5
LAMBDA=	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pdf(f)=	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla N° 3.1 Frecuencia de Fallas Componentes asociadas al Sistema de Bombeo de Crudo de las Estaciones de Flujo Bloque V Lamar (Datos Crystall Ball)

COMPONENTES	EF-15		EF-95		EF-16-5	
	LANDA	Pdf, F(t)	LANDA	Pdf, F(t)	LANDA	Pdf, F(t)
EMPAQUES	0.016	0.018	0.013	0.0011	0.014	0.018
VALVULAS	0.013	0	0.013	0.025	0.014	0.018
ASIENTOS	0.015	0	0.012	0.026	0.014	0.012
RESORTES	0	0	0.015	0.013	0	0
STUFFING BOX	0.014	0.005	0.013	0.006	0.015	0.013
PISTONES	0.013	0.013	0.014	0.009	0.015	0.01
AROS	0.014	0	0	0	0	0
BARRA CORTA	0.014	0.006	0.014	0.008	0	0
FLUID END	0.014	0.006	0.014	0.006	0.012	0.013
PRENSA ESTOPA	0.014	0.008	0	0	0	0.007
TRANSMISION	0.015	0.009	0.014	0.007	0.013	0.007
AMORTIGUADOR	0	0	0.013	0.009	0.012	0.014
MOTOR ELECTRICO	0.015	0.024	0.015	0.007	0.015	0.01
CAJA DE ENGRANAJE	0.015	0.018	0.013	0.01	0.015	0.02

Tabla N° 3.2 Probabilidad de Falla Componentes asociadas al Sistema de Bombeo de Crudo de las Estaciones de Flujo Bloque V Lamar (Resultados Crystall Ball)

Tabla N° 3.4 Resultados de Simulación EF-16-5

Time Dependent Calculation Results

Start Time .00
 End Time 25000.00
 Time Step 50.00



File Name lamda 1 EF 16-5.RPJ
 Time 9:48 AM
 Date Diciembre 18, 2001

Time	Reliability	Avallability	Unreliability	Unavallability
.00	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
510.20	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
1020.41	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
1530.61	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
2040.82	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
2551.02	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
3061.22	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
3571.43	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
4081.63	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
4591.84	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
5102.04	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
5612.24	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
6122.45	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
6632.65	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
7142.86	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
7653.06	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
8163.27	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
8673.47	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
9183.67	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
9693.88	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
10204.08	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
10714.29	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
11224.49	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
11734.69	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
12244.90	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
12755.10	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
13265.31	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
13775.51	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
14285.71	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
14795.92	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
15306.12	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
15816.33	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
16326.53	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
16836.73	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
17346.94	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
17857.14	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
18367.35	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
18877.55	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
19387.76	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
19897.96	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
20408.16	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
20918.37	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
21428.57	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
21938.78	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
22448.98	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
22959.18	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
23469.39	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
23979.59	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
24489.80	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
25000.00	0.87747856	0.87747856	0.12252144	0.12252144
.00	0.90404477	0.90404477	0.09595523	0.09595523

Tabla N° 3.5 Resultados de Simulación EF-9-5

Time Dependent Calculation Results

Start Time .00
 End Time 25000.00
 Time Step 50.00



File Name lama1 EF95.RPJ
 Time 9:40 AM
 Date Diciembre 18, 2001

Time	Reliability	Availability	Unreliability	Unavailability
.00	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
510.20	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
1020.41	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
1530.61	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
2040.82	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
2551.02	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
3061.22	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
3571.43	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
4081.63	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
4591.84	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
5102.04	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
5612.24	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
6122.45	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
6632.65	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
7142.86	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
7653.06	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
8163.27	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
8673.47	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
9183.67	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
9693.88	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
10204.08	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
10714.29	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
11224.49	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
11734.69	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
12244.90	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
12755.10	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
13265.31	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
13775.51	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
14285.71	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
14795.92	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
15306.12	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
15816.33	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
16326.53	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
16836.73	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
17346.94	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
17857.14	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
18367.35	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
18877.55	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
19387.76	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
19897.96	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
20408.16	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
20918.37	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
21428.57	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
21938.78	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
22448.98	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
22959.18	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
23469.39	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
23979.59	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
24489.80	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
25000.00	0.85720440	0.85720440	0.14279560	0.14279560
.00	0.88172064	0.88172064	0.11827936	0.11827936

Tabla N° 3.3 Resultados de Simulación EF-1-5

Time Dependent Calculation Results

Start Time .00
 End Time 25000.00
 Time Step 50.00



File Name Lmca1 Const EF 1-5.RPJ
 Time 9:21 AM
 Date Diciembre 18, 2001

Time	Reliability	Availability	Unreliability	Unavailability
.00	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
510.20	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
1020.41	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
1530.61	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
2040.82	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
2551.02	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
3061.22	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
3571.43	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
4081.63	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
4591.84	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
5102.04	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
5612.24	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
6122.45	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
6632.65	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
7142.86	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
7653.06	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
8163.27	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
8673.47	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
9183.67	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
9693.88	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
10204.08	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
10714.29	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
11224.49	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
11734.69	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
12244.90	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
12755.10	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
13265.31	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
13775.51	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
14285.71	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
14795.92	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
15306.12	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
15816.33	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
16326.53	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
16836.73	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
17346.94	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
17857.14	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
18367.35	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
18877.55	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
19387.76	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
19897.96	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
20408.16	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
20918.37	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
21428.57	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
21938.78	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
22448.98	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
22959.18	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
23469.39	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
23979.59	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
24489.80	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
25000.00	0.83780015	0.83780015	0.16210085	0.16210085
.00	0.86351119	0.86351119	0.13648881	0.13648881

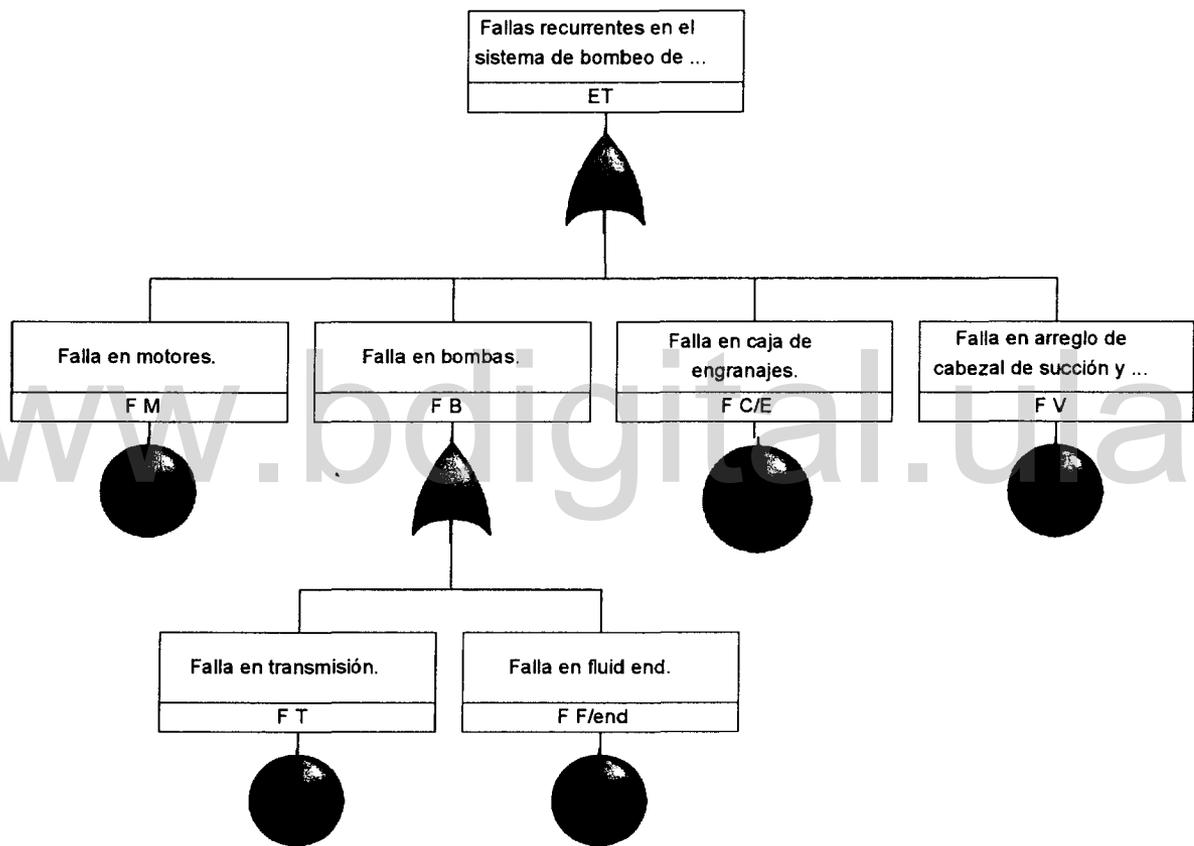


Figura N° 3.1 Arbol de Fallas del Sistema de Bombeo Crudo. Nivel Primario (Evento Tope)

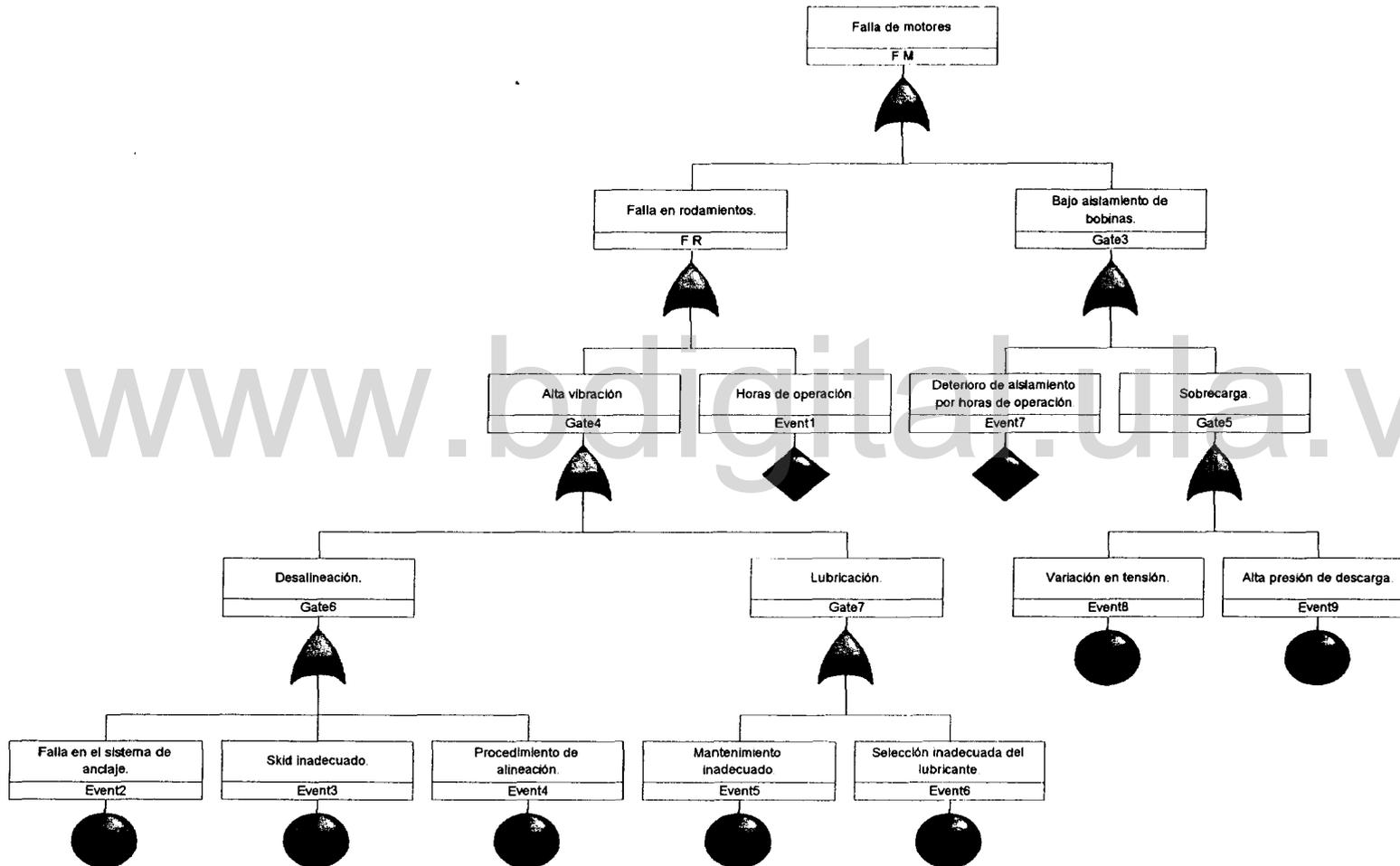


Figura N° 3.2 Falla en Motores / Nivel Secundario y Terciario

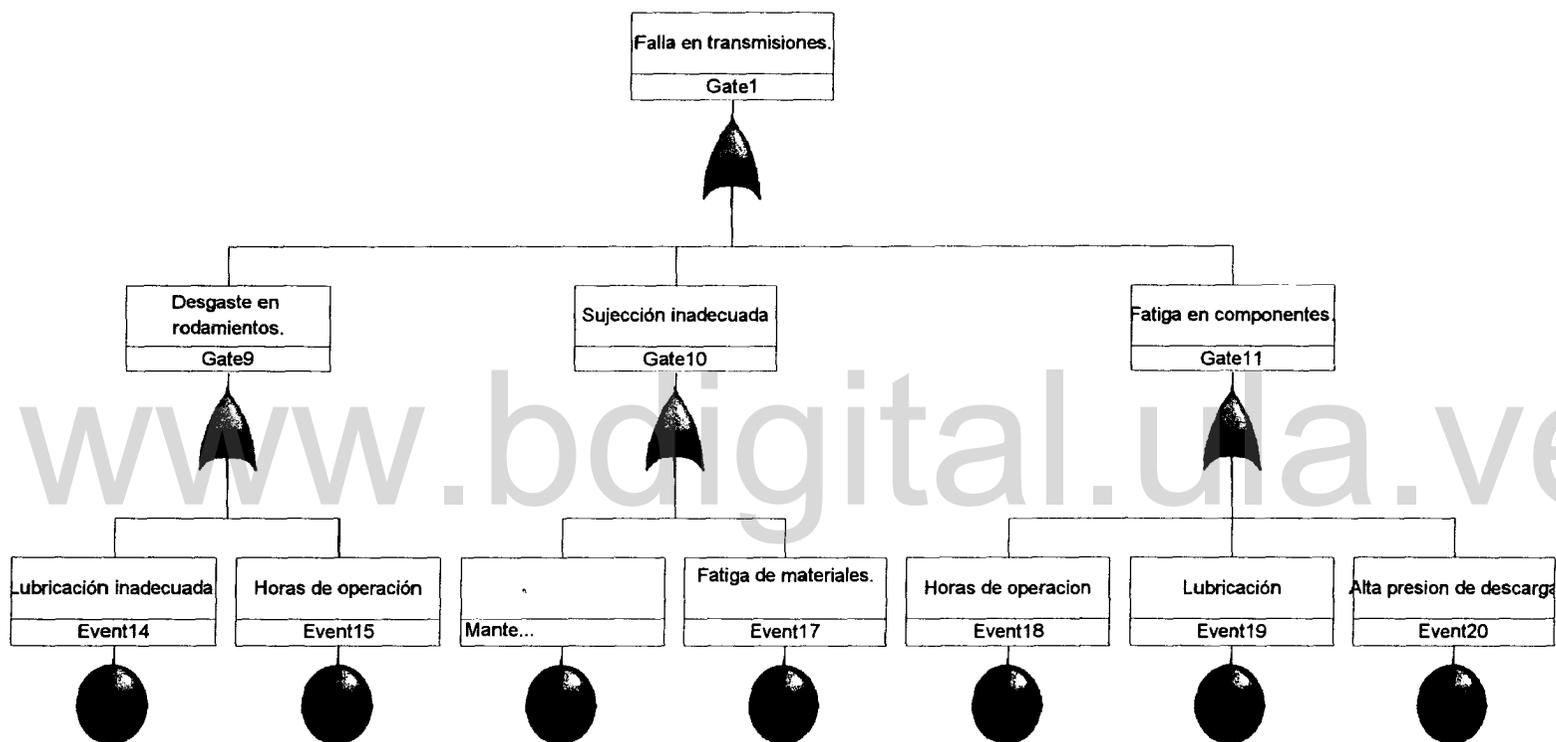


Figura N° 3.3 Falla en Transmisión de Bomba / Nivel Secundario y Terciario

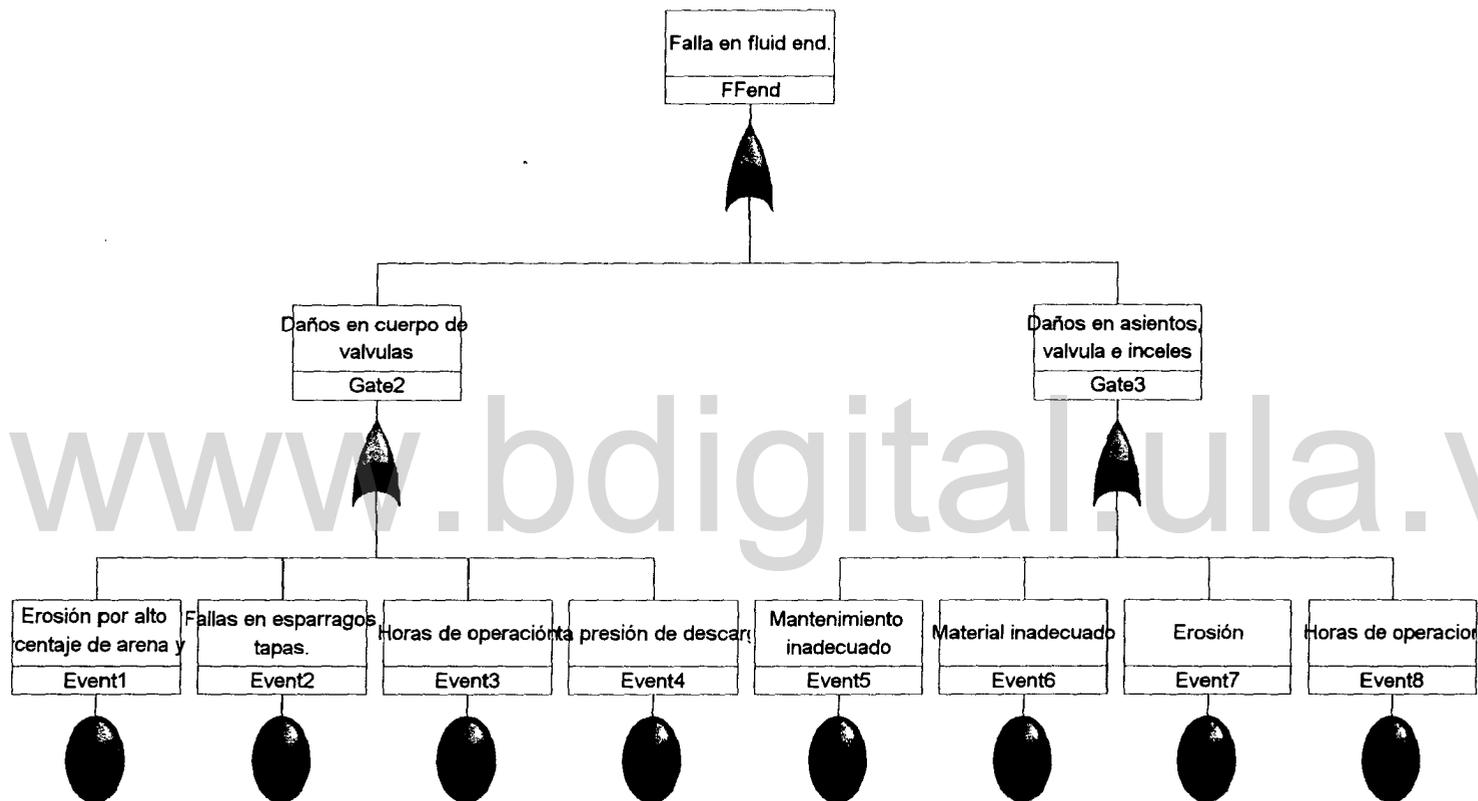


Figura N° 3.4 Falla en Fluid End / Nivel Secundario y Terciario

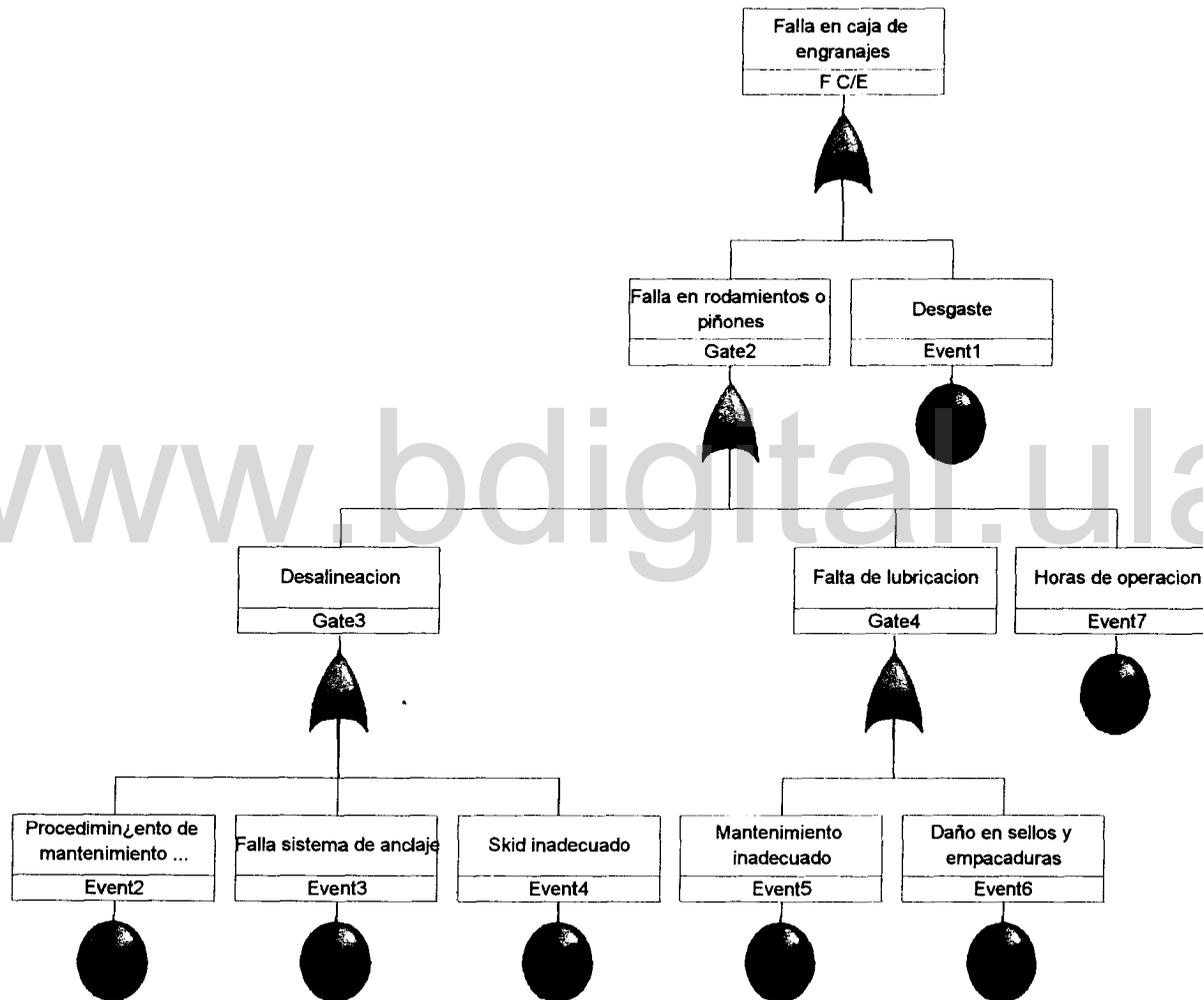


Figura N° 3.5 Falla en Caja de Engranajes / Nivel Secundario y Terciario

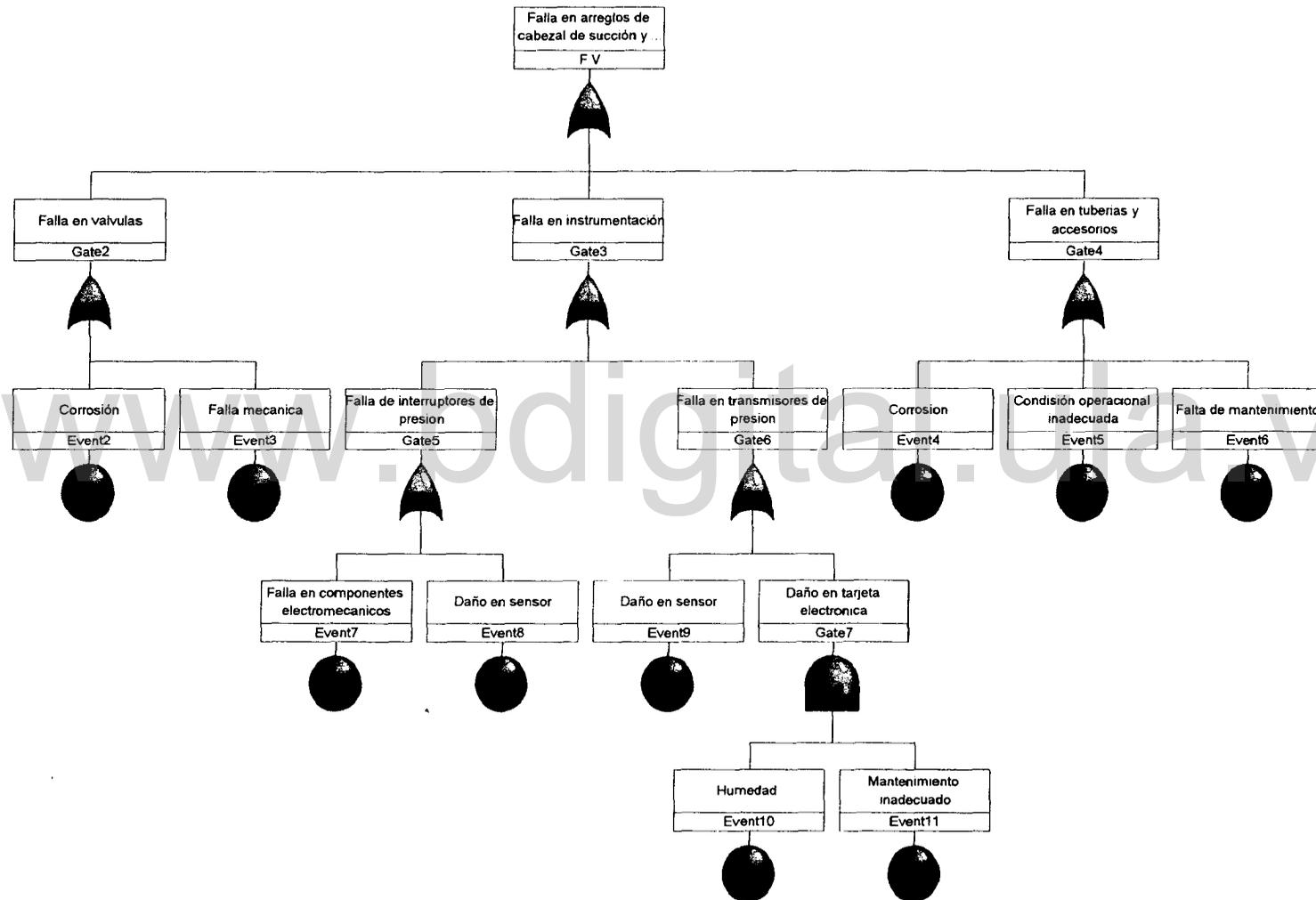


Figura N° 3.6 Falla en cabezales de Succión y descarga

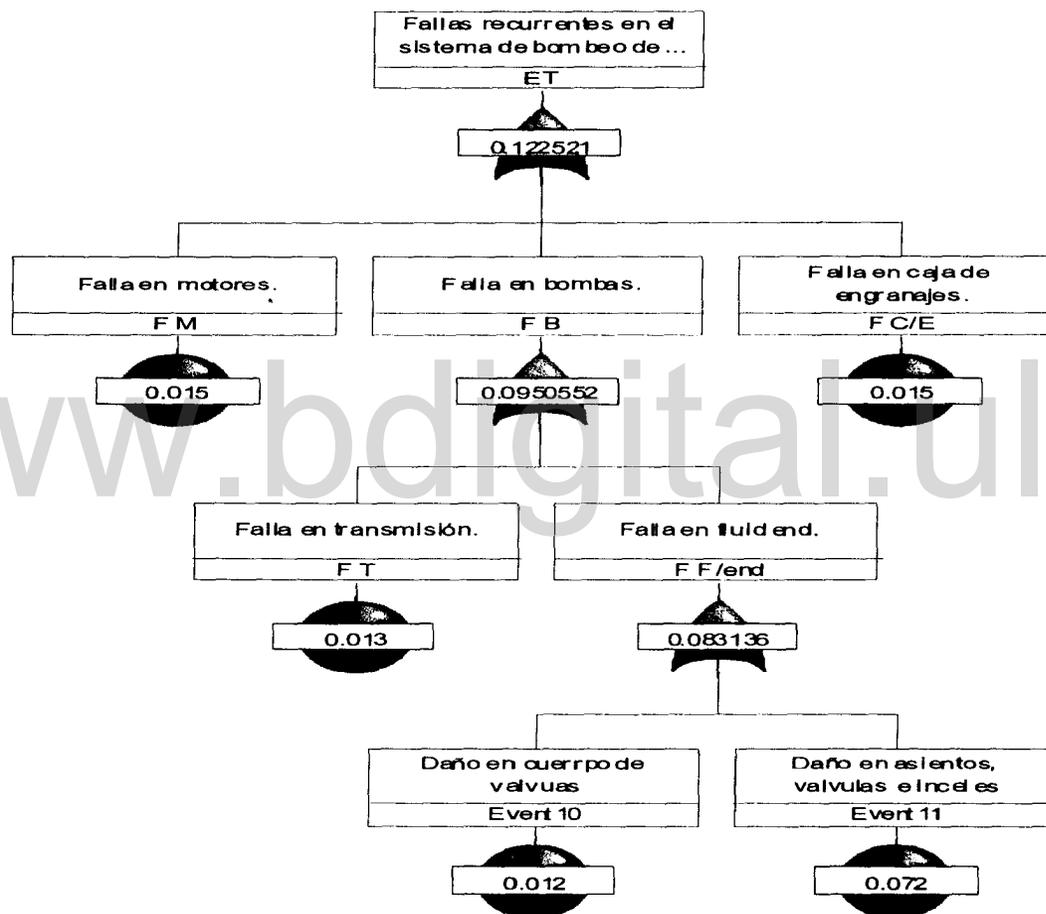


Figura N° 3.7 Arbol de Fallas del Sistema de Bombeo Crudo. Nivel Secundario y Terciario (cálculos de confiabilidad)

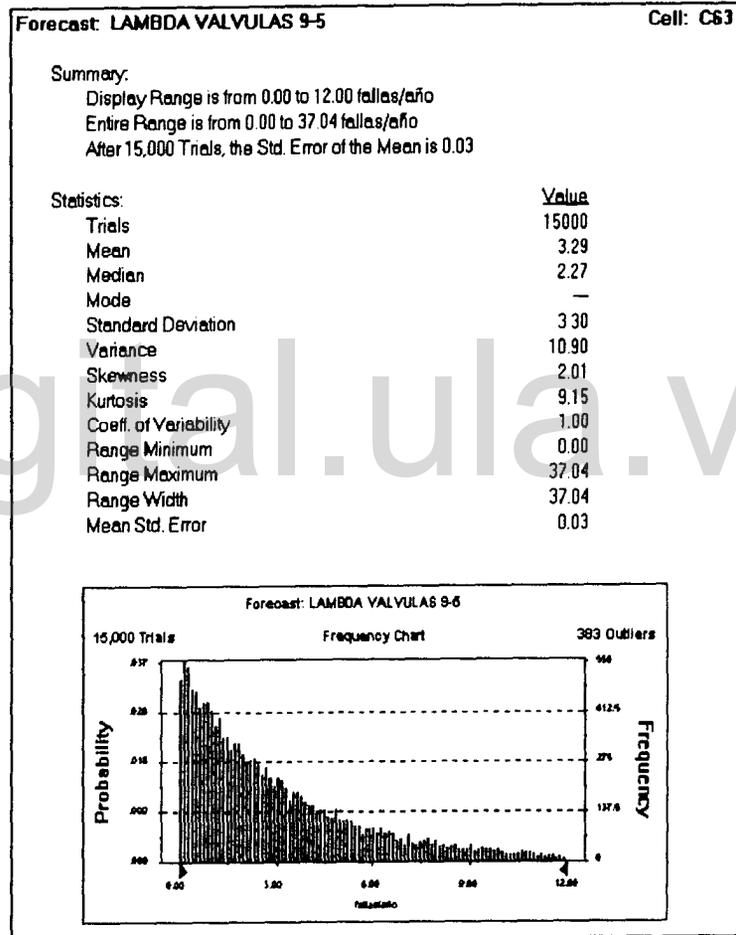
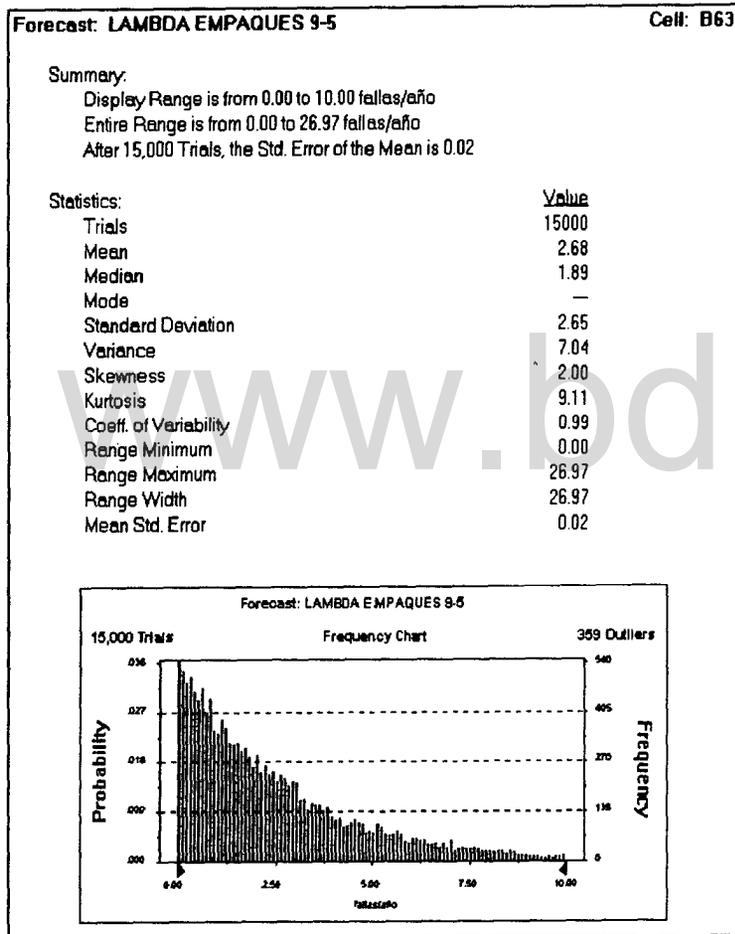


Figura N° 3.9 Resultados Simulación Distribución Probabilística λ EF-9-5

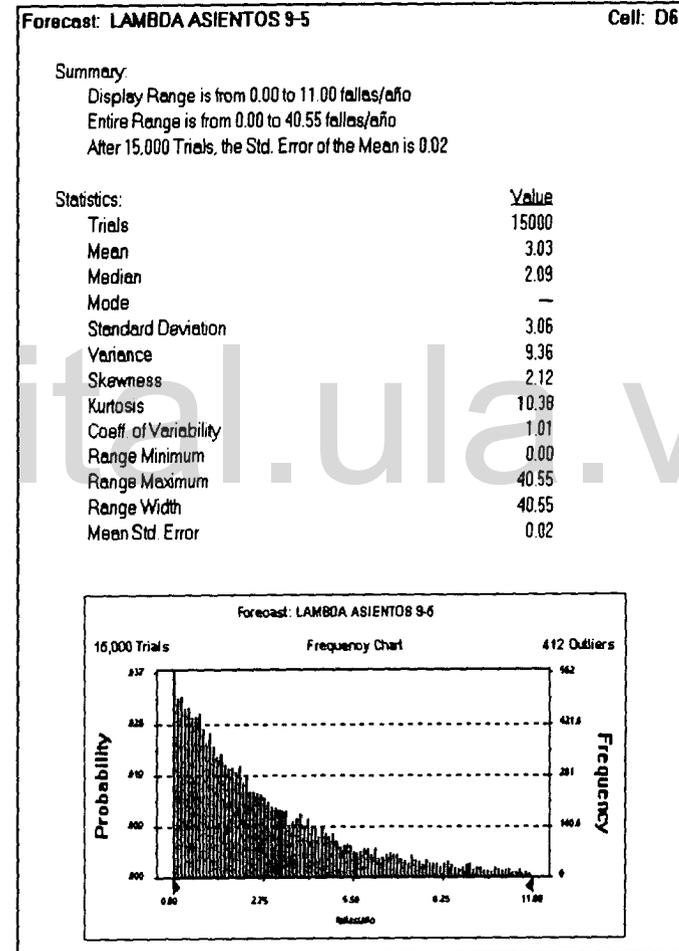
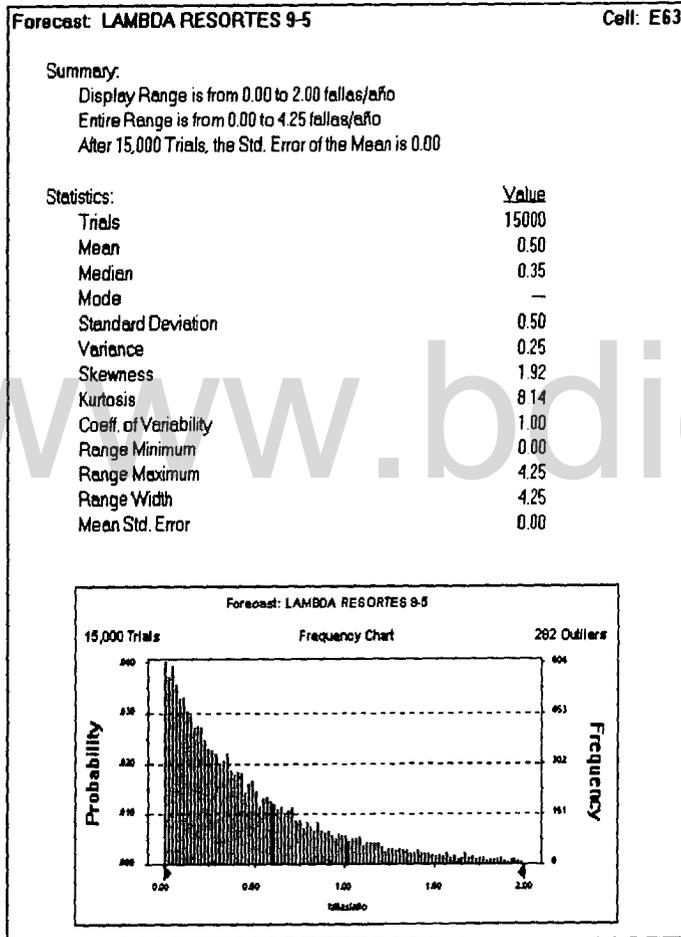


Figura N° 3.10 Resultados Simulación Distribución Probabilística λ EF-9-5

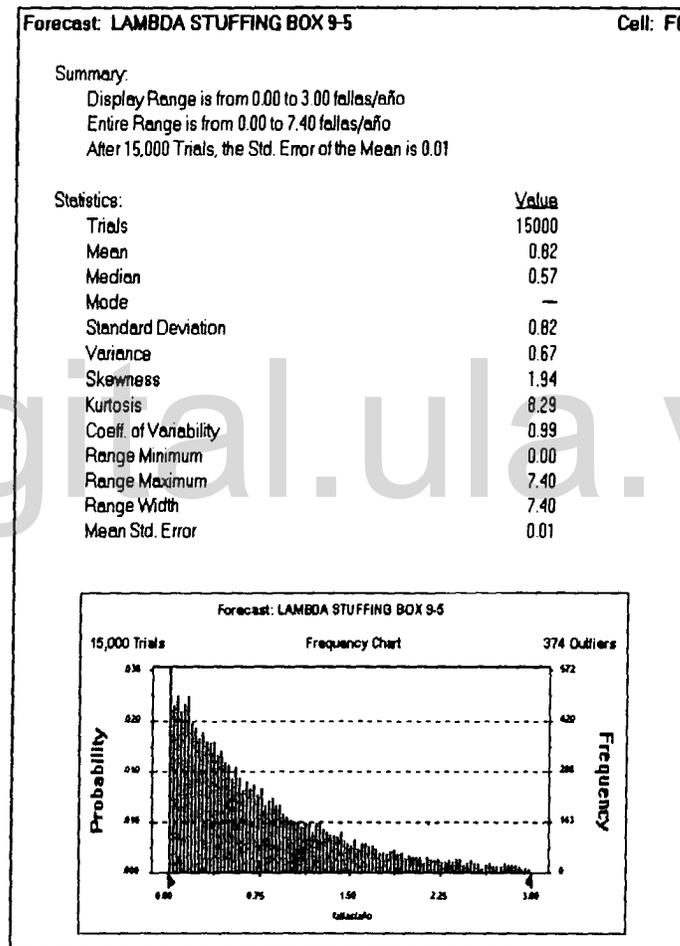
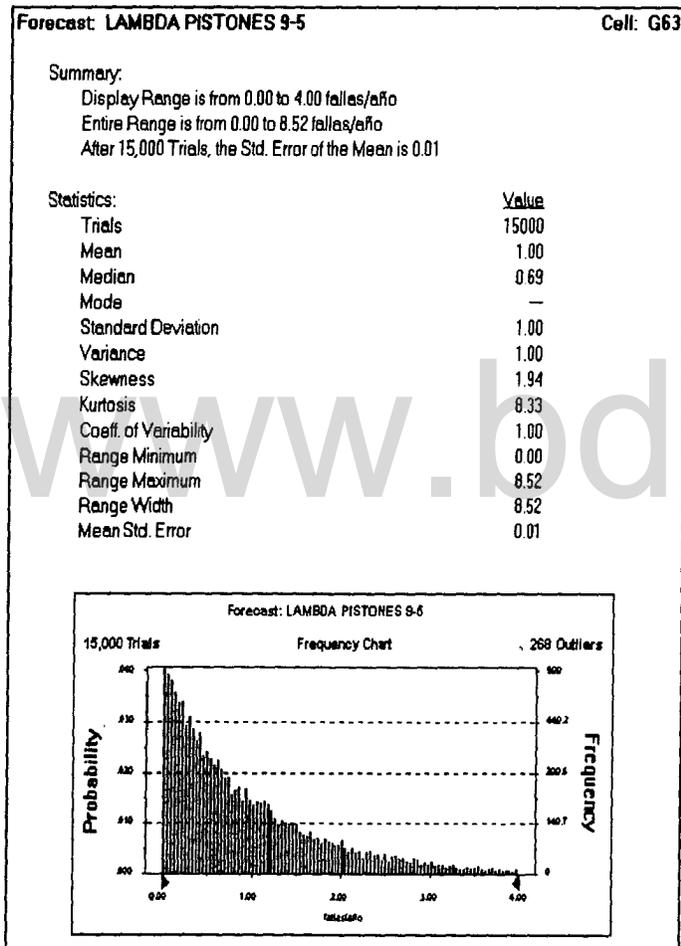


Figura N° 3.11 Resultados Simulación Distribución Probabilística λ EF-9-5

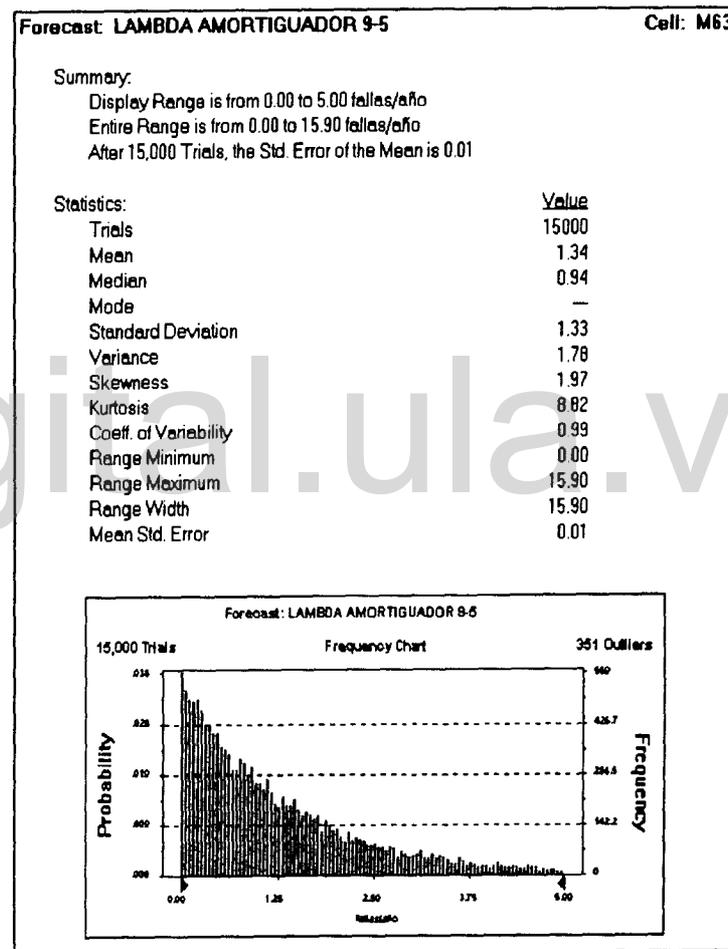
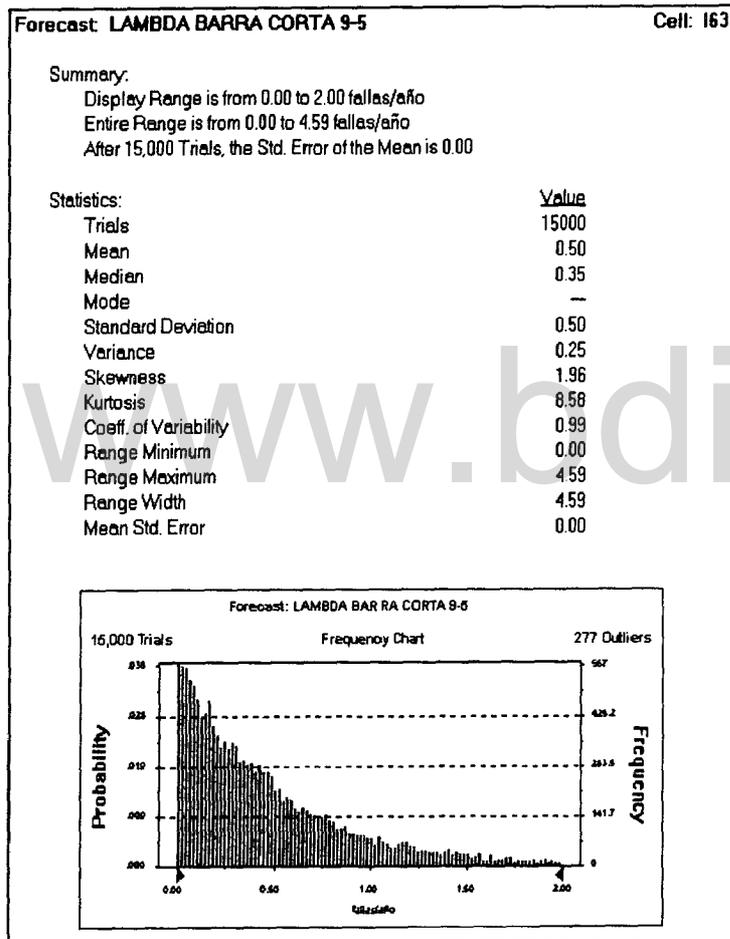


Figura N° 3.12 Resultados Simulación Distribución Probabilística λ EF-9-5

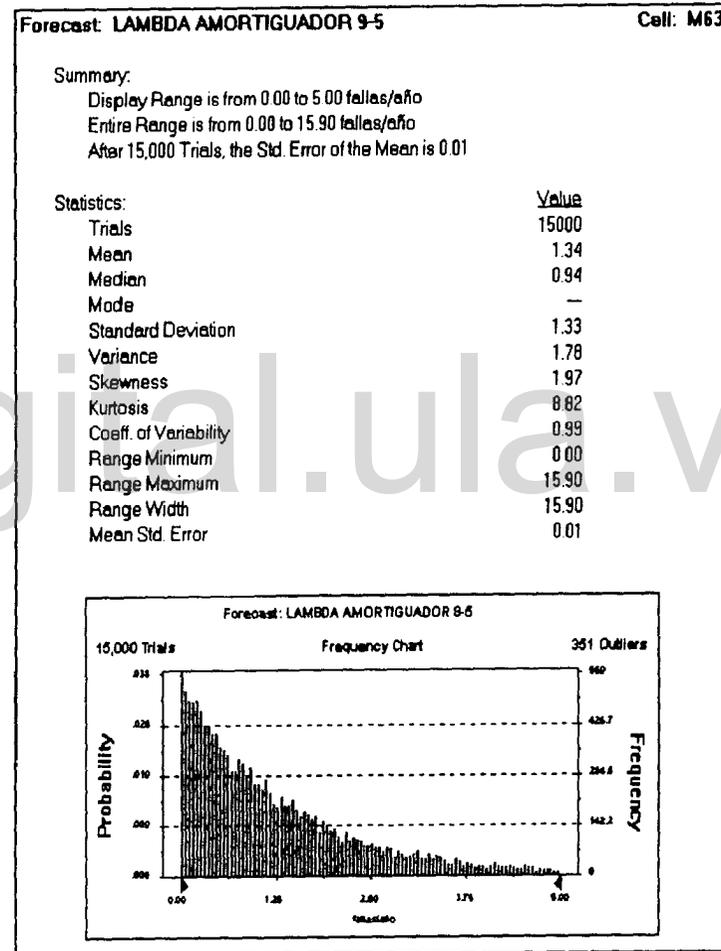
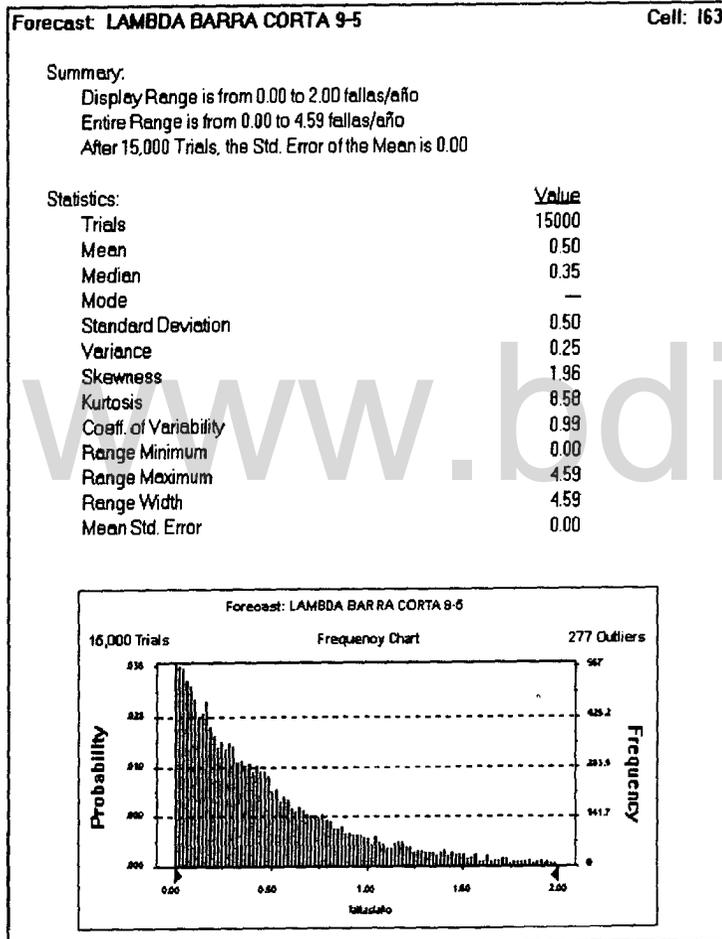


Figura N° 3.13 Resultados Simulación Distribución Probabilística λ EF-9-5

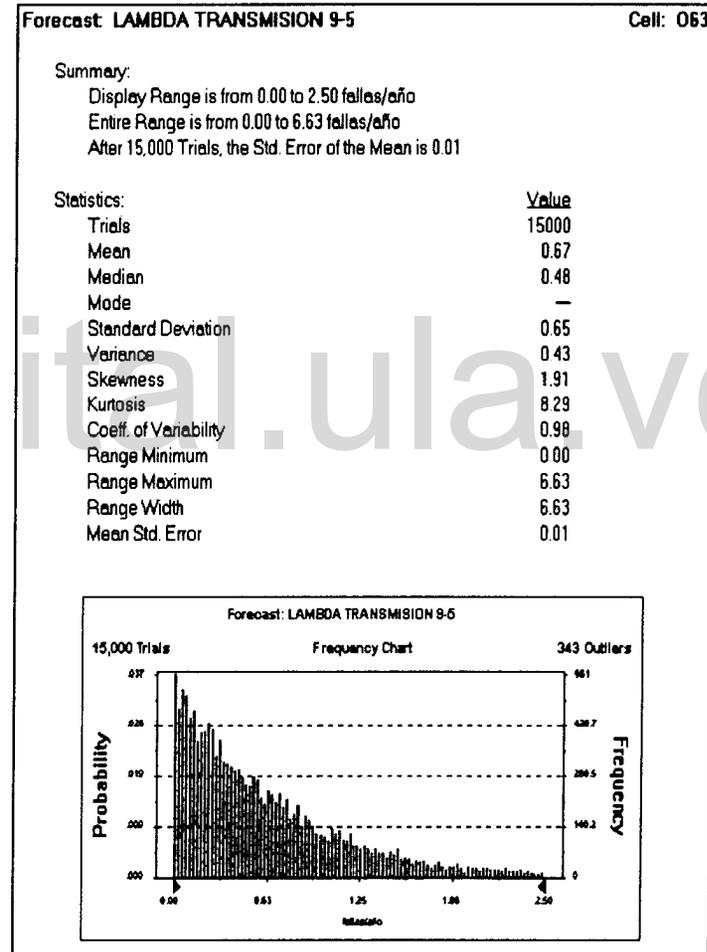
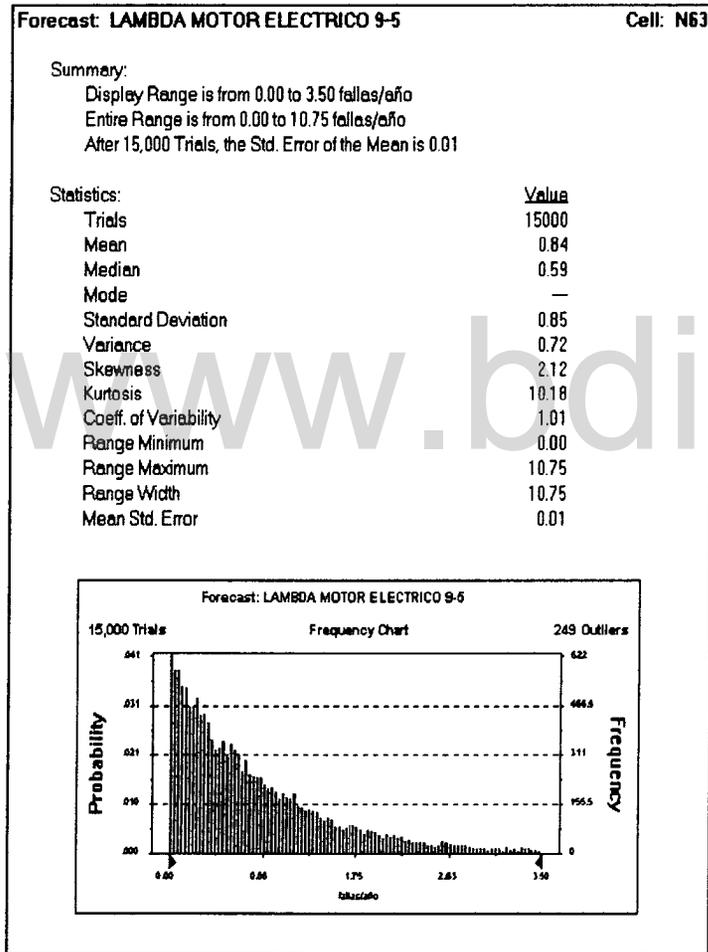


Figura N° 3.14 Resultados Simulación Distribución Probabilística λ EF-9-5

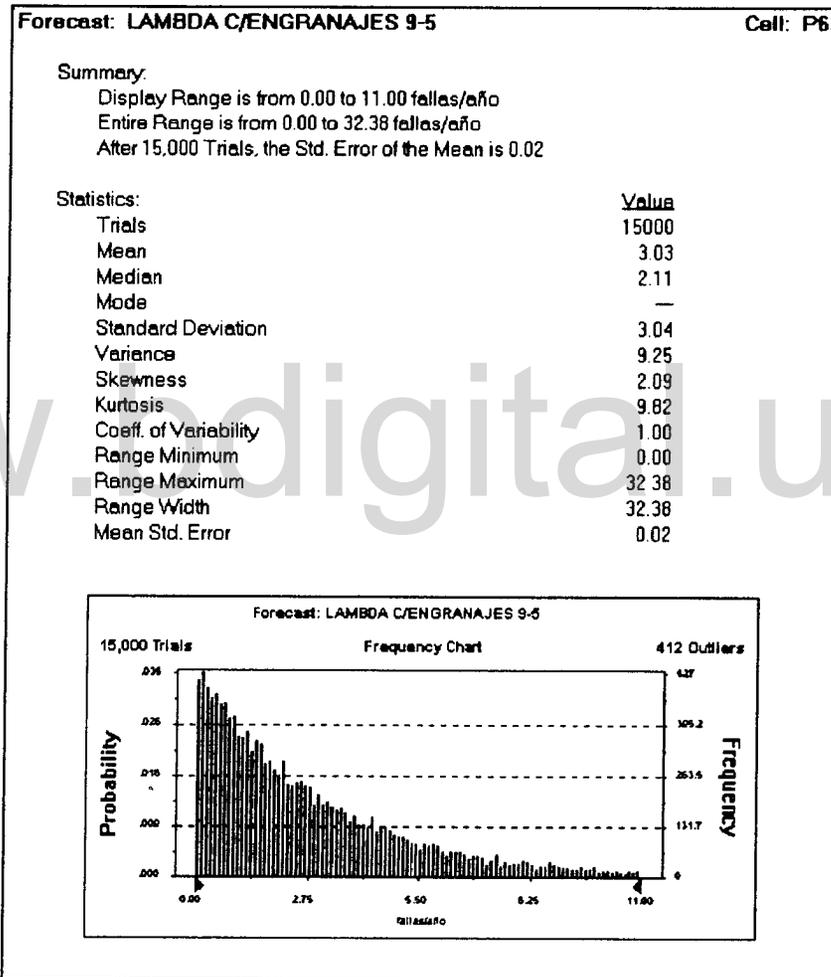


Figura N° 3.15 Resultados Simulación Distribución Probabilística λ EF-9-5

ANEXO 4

"ARBOLES DEL ACR"

www.bdigital.ula.ve

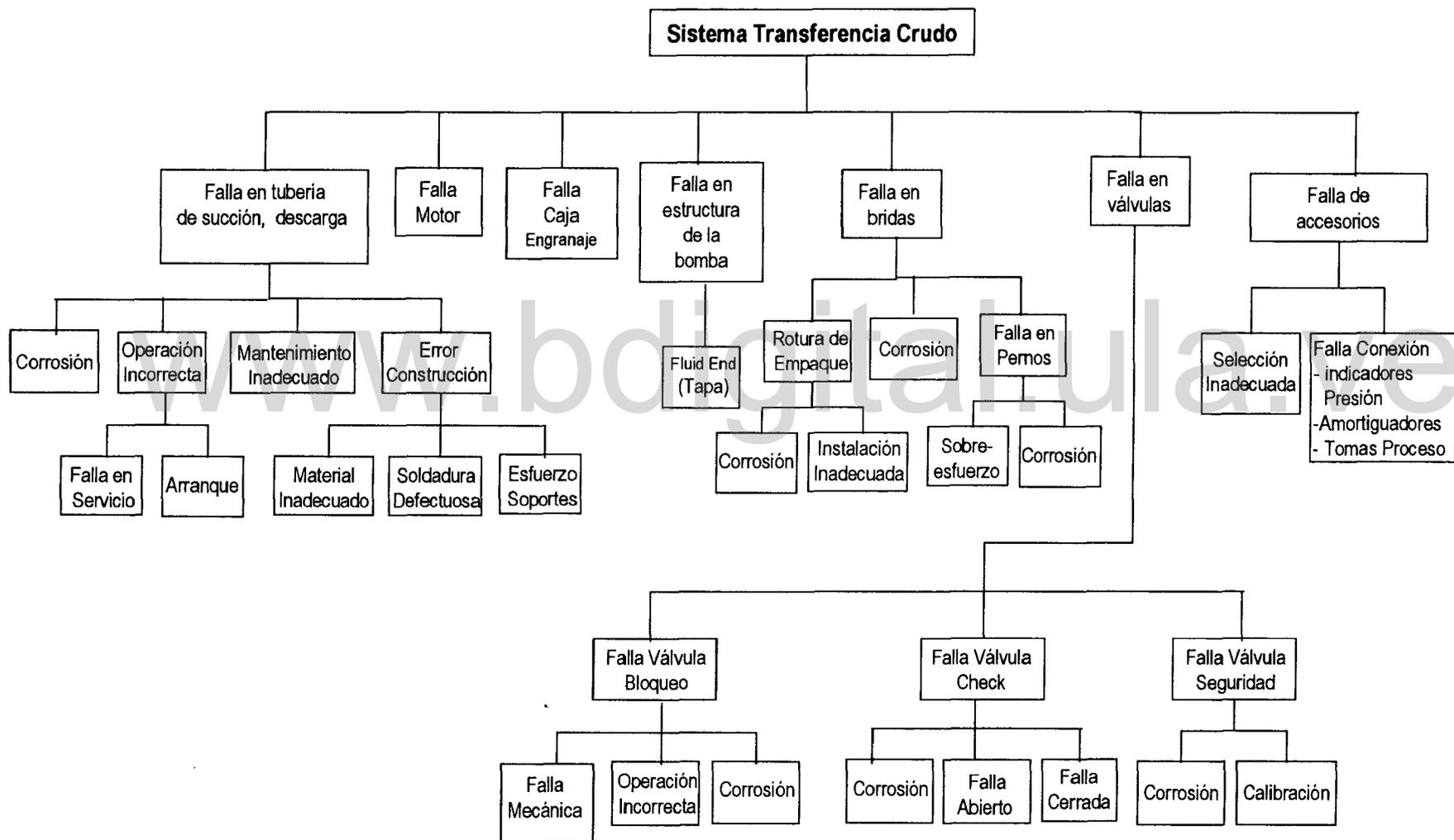
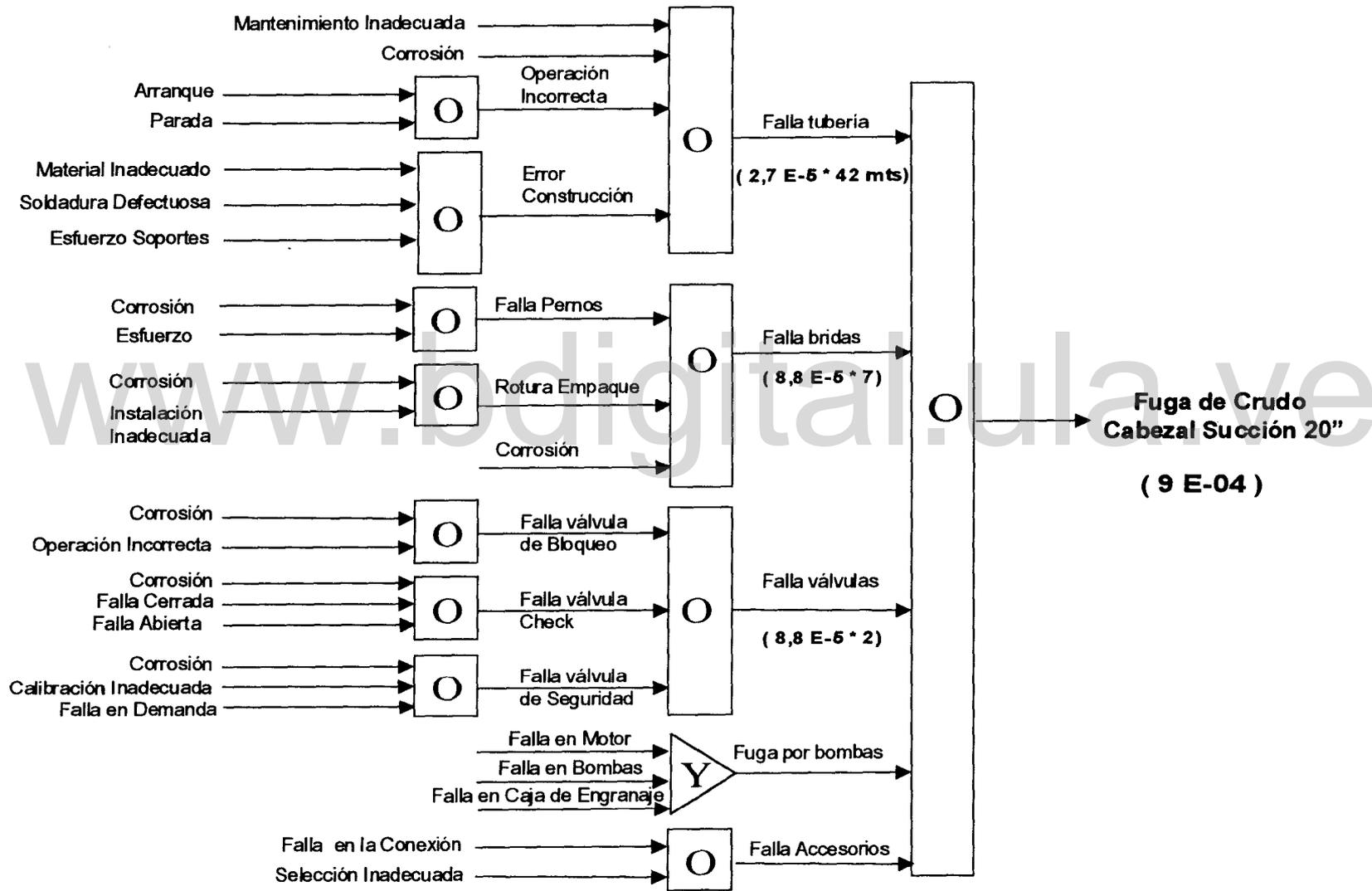


Figura N° 4.1.- Arbol de Demandas Sistema de Transferencia de Crudo Bloque V Lamar



Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY - NC - SA 3.0 VE)

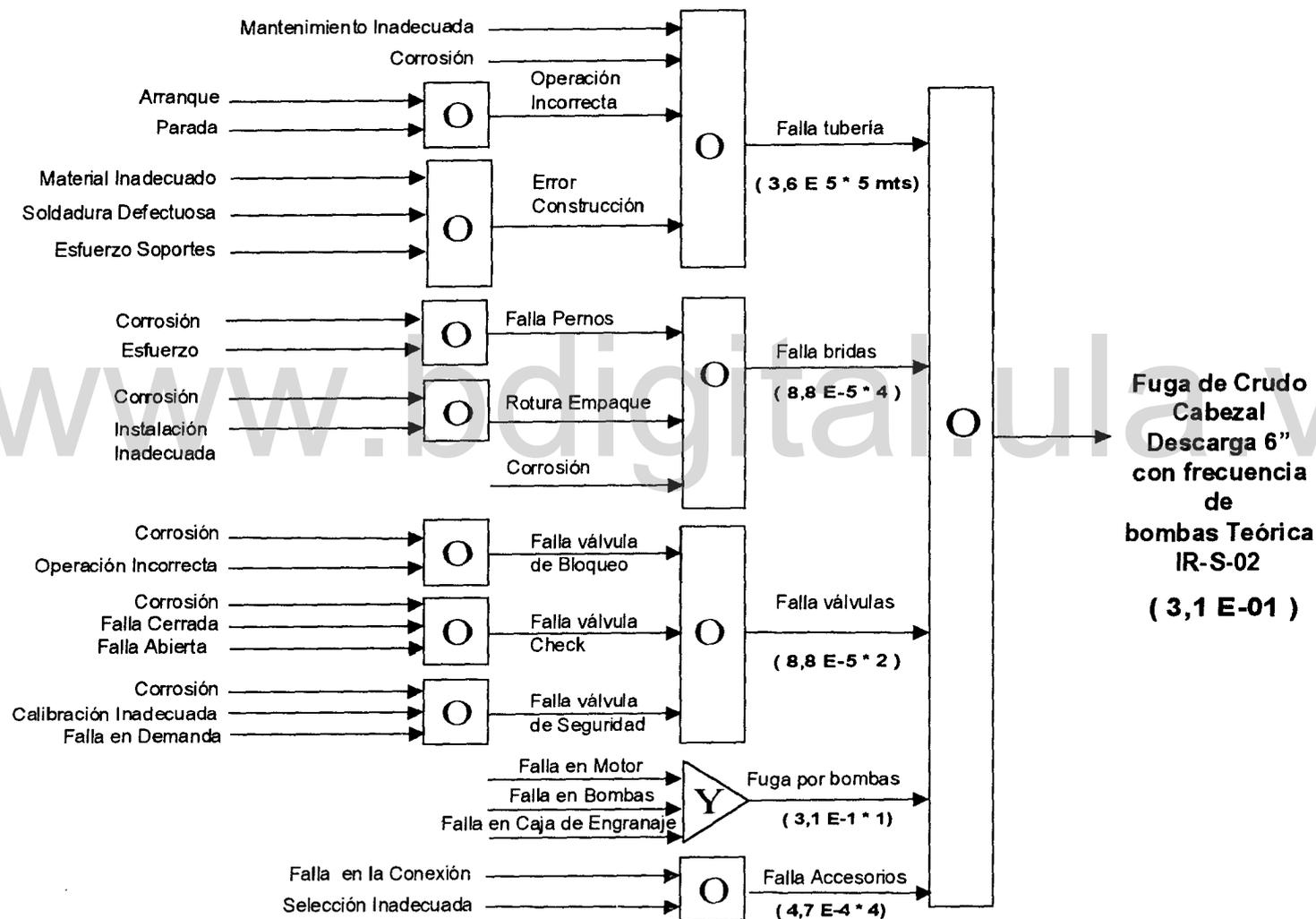


Figura N° 4.3 Arbol de Falla EF-1-5 (Cabezal Descarga 6" Frecuencia de Bombas Teórica)

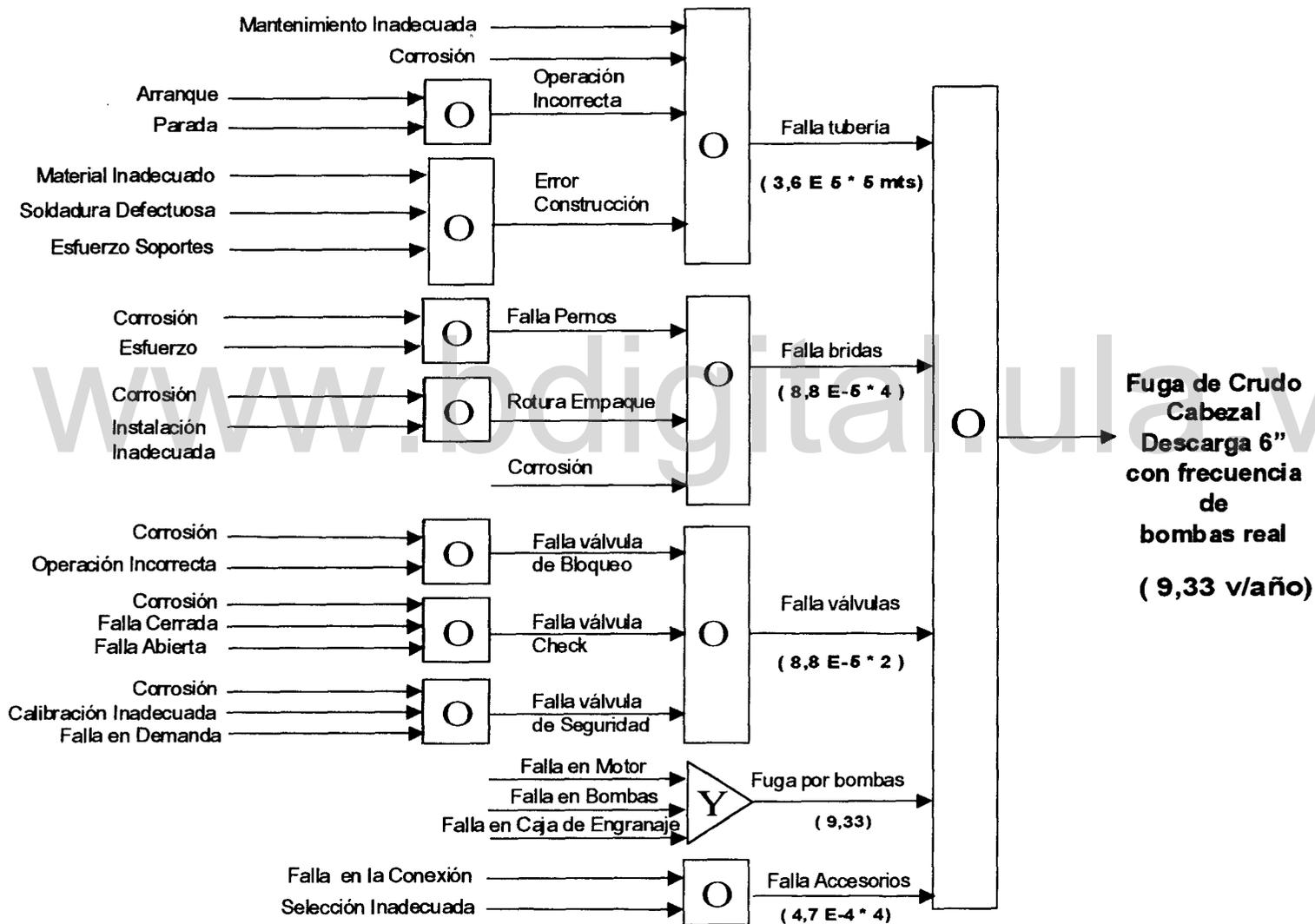


Figura N° 4.4 Arbol de Falla EF-1-5 (Cabezal Descarga 6" Frecuencia Bombas Real)

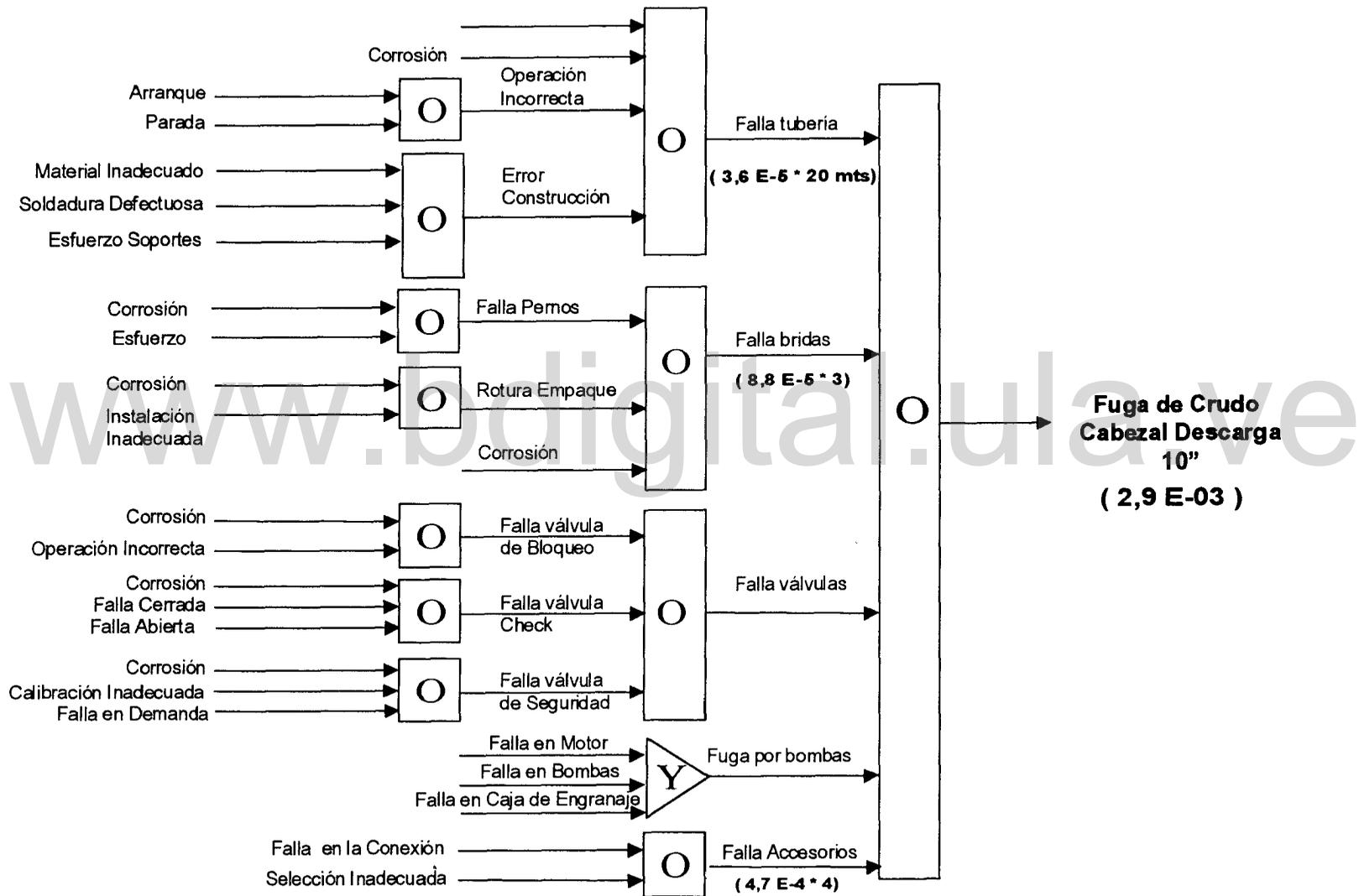


Figura N° 4.5 Arbol de Falla EF-1-5 (Cabezal Descarga 10")

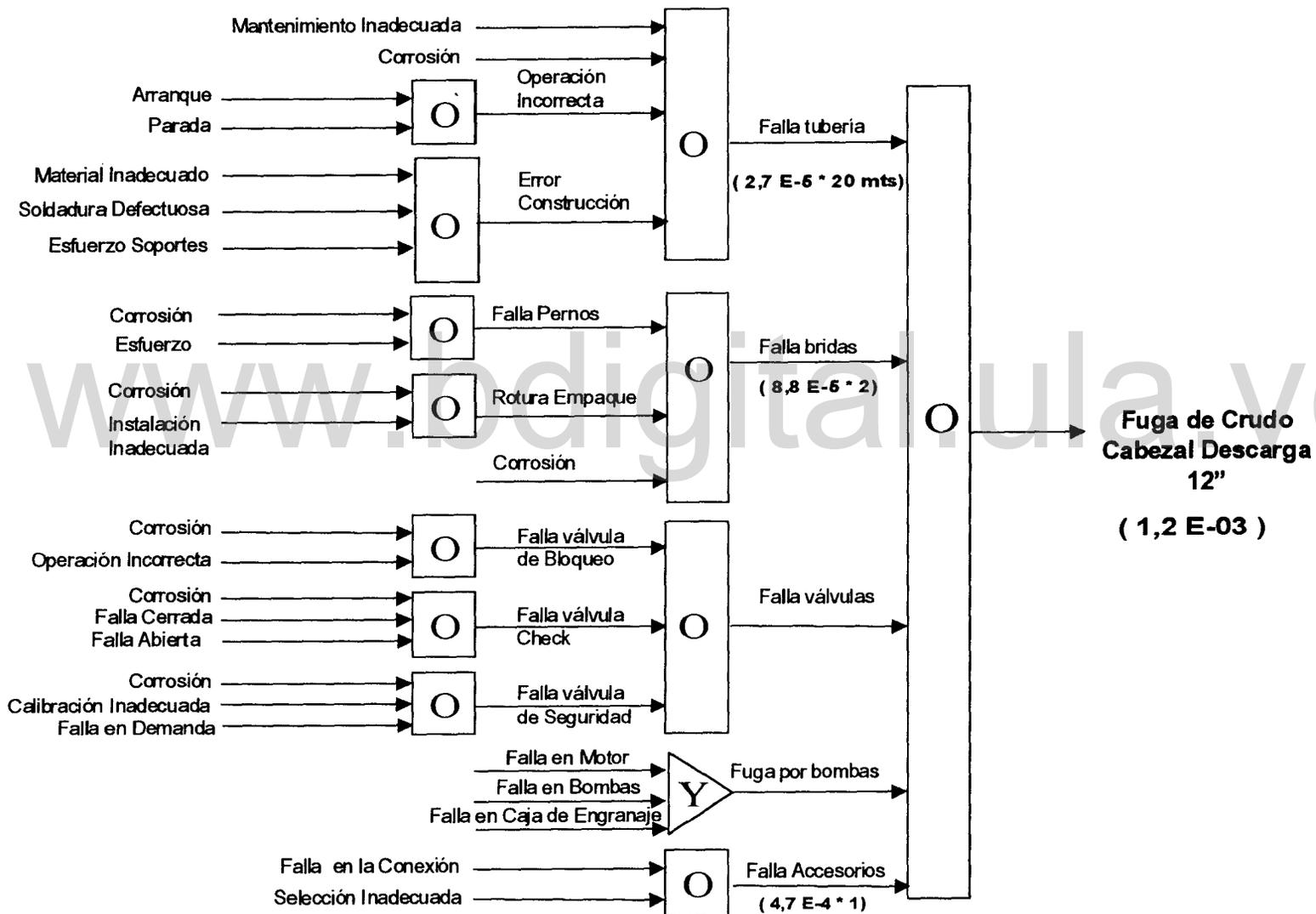


Figura N° 4.6 Arbol de Falla EF-9-5 (Cabezal Descarga 12'')

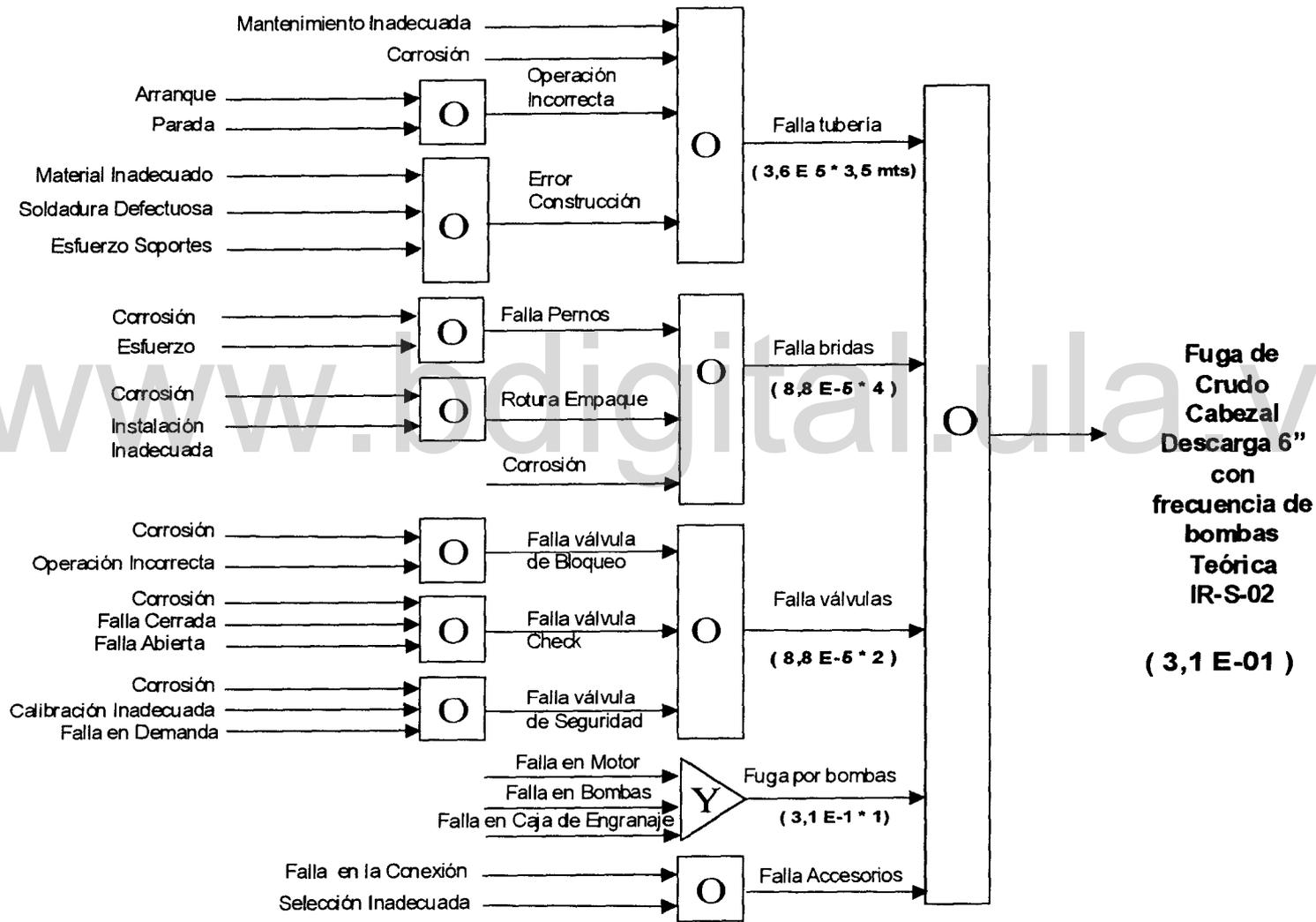


Figura N° 4.7 Arbol de Falla EF-9-5 (Cabezal Descarga 6" Frecuencia Bombas Teóricas)

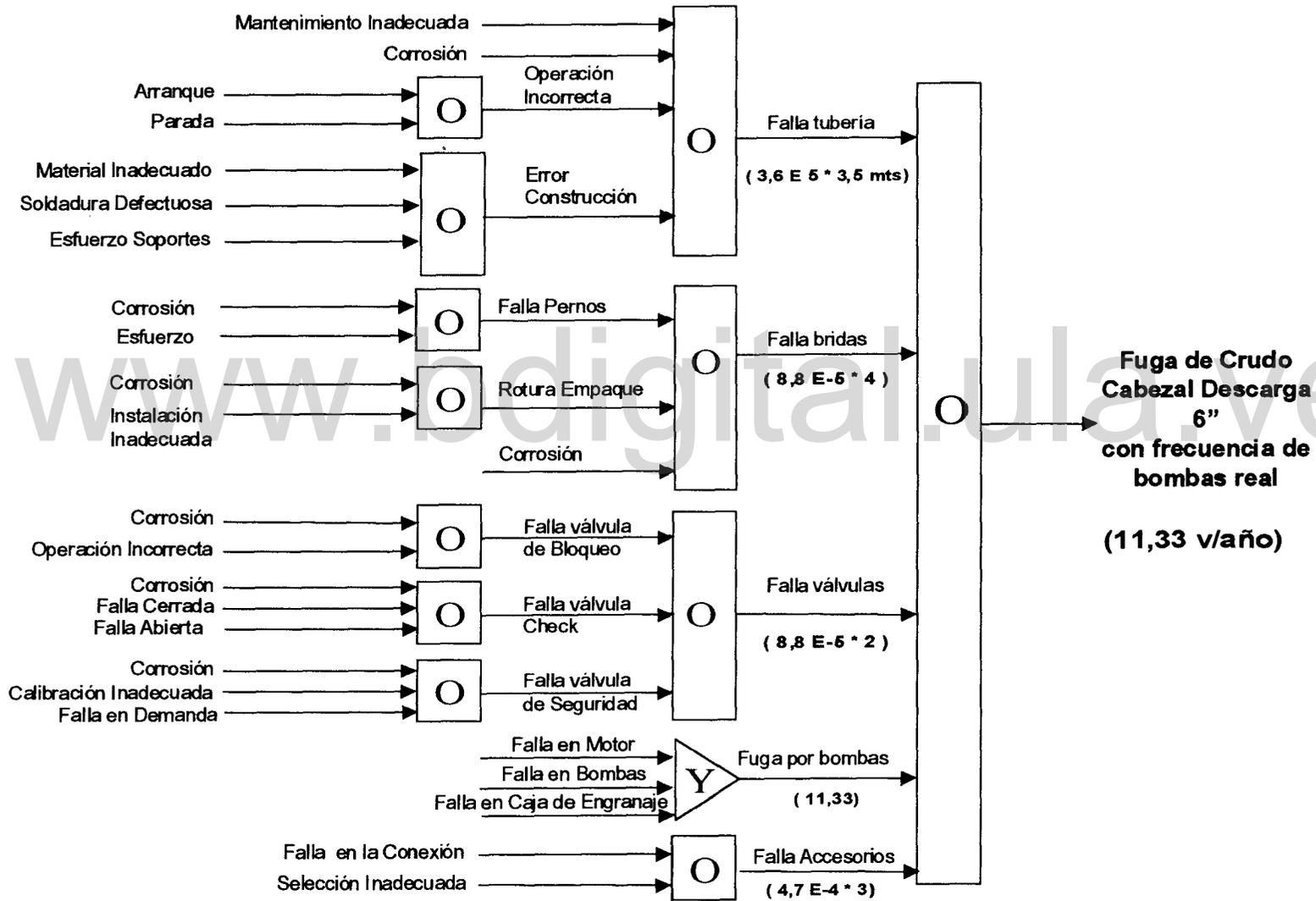


Figura N° 4.8 Arbol de Falla EF-9-5 (Cabezal Descarga 6" Frecuencia Bombas Real)

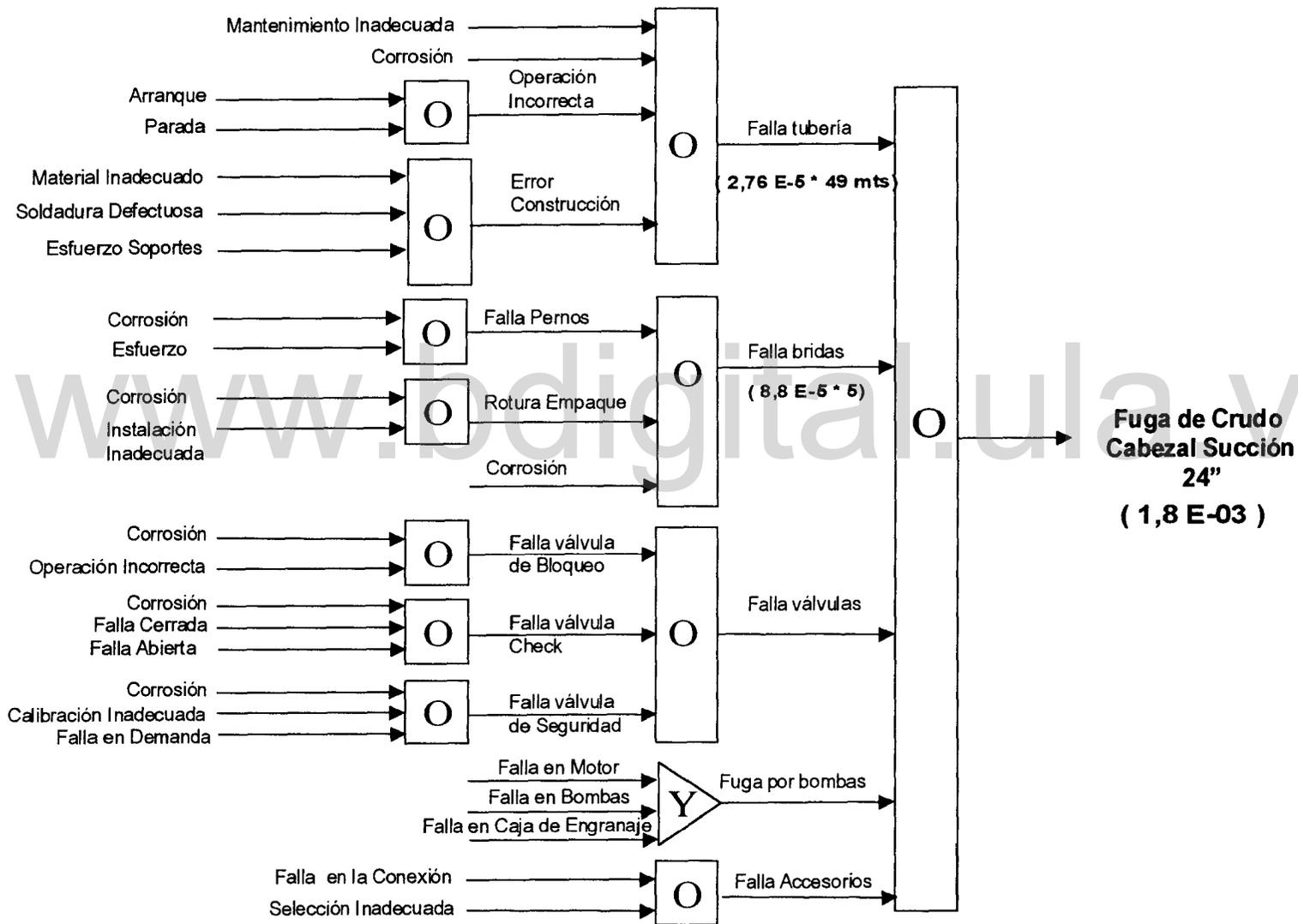


Figura N° 4.9 Arbol de Falla EF-9-5 (Cabezal Succión 24")

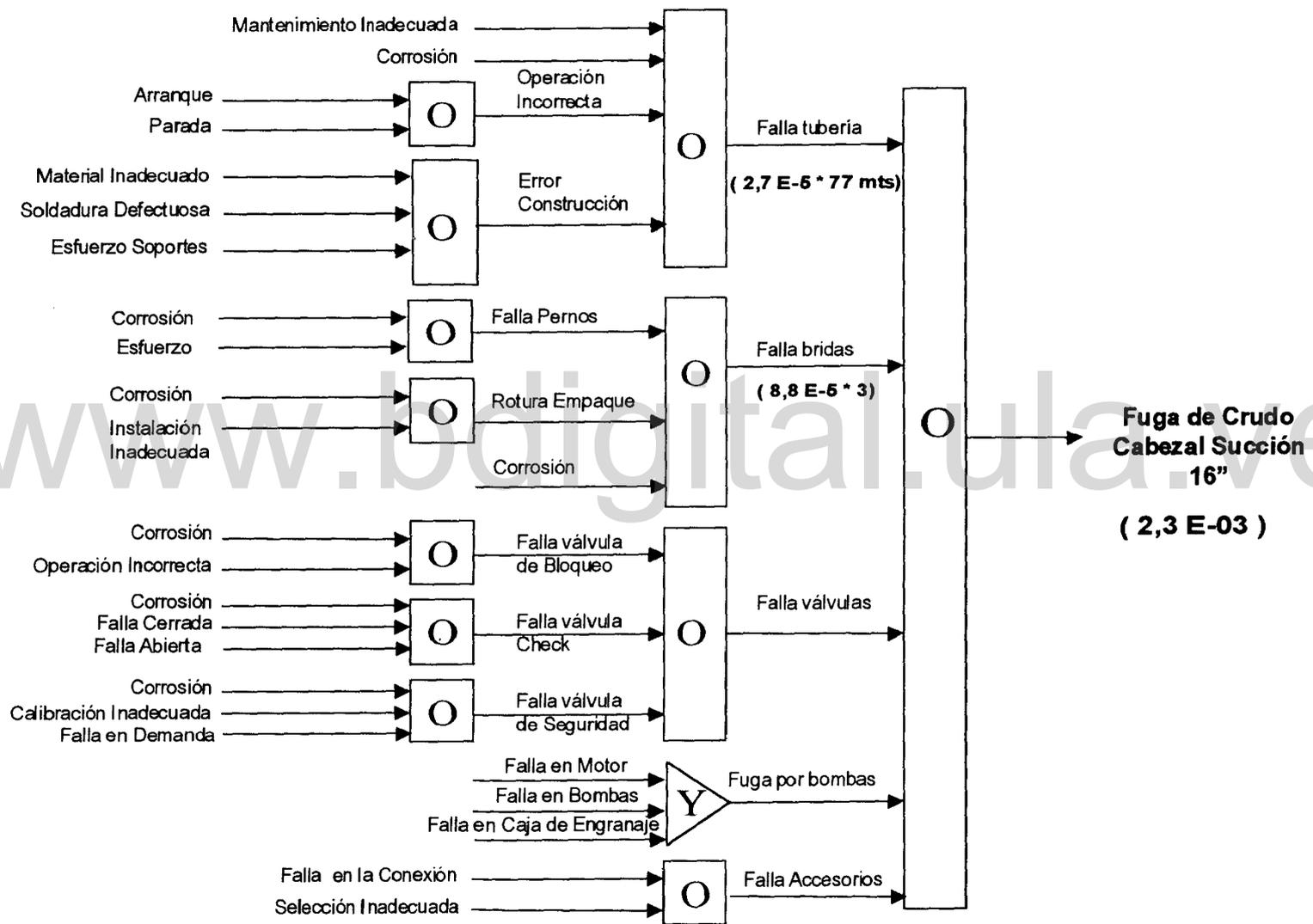


Figura N° 4.10 Arbol de Falla EF-16-5 (Cabezal Succión 16'')

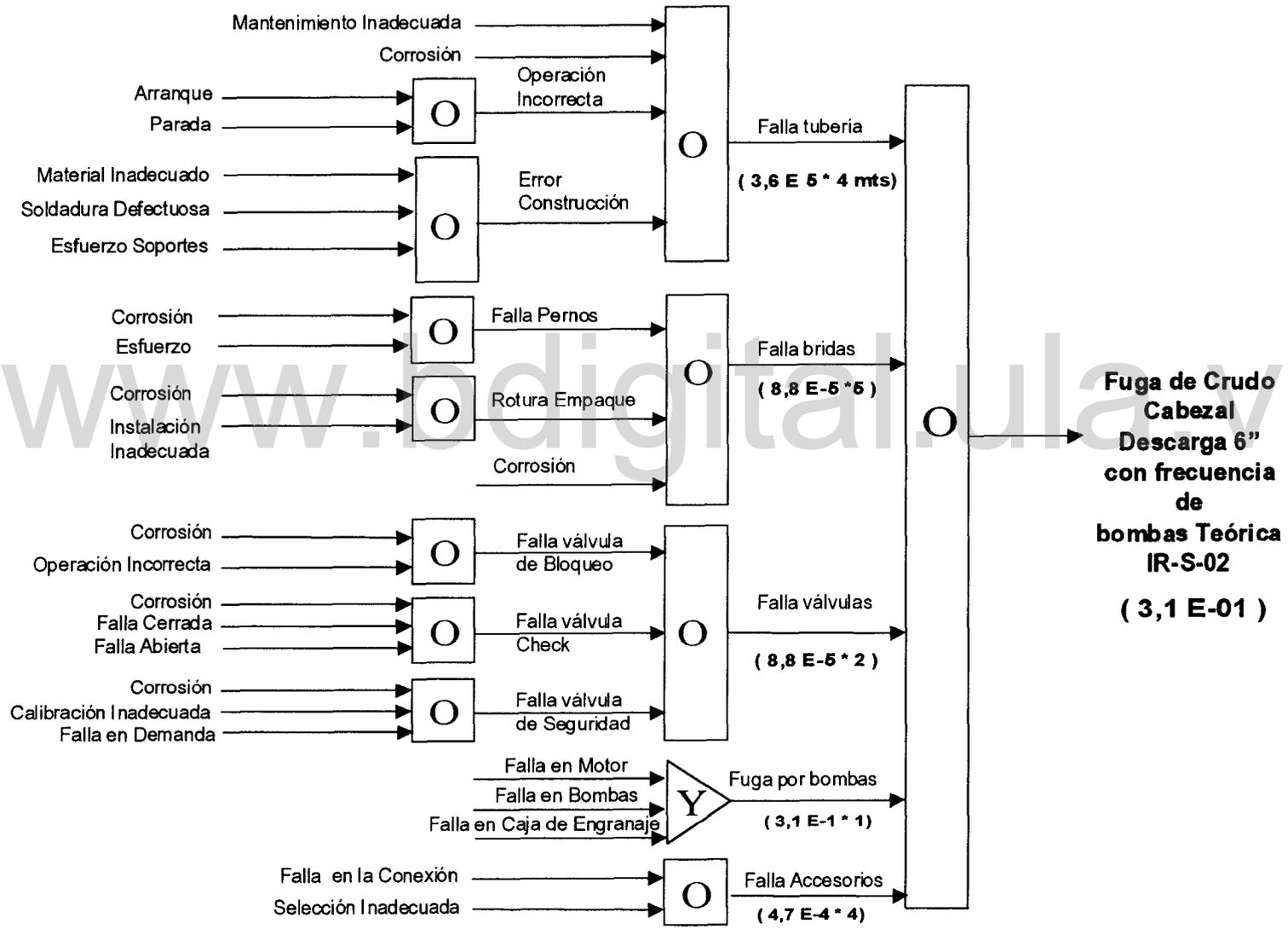


Figura N° 4.11 Arbol de Falla EF-16-5 (Cabezal Descarga 6\"/>

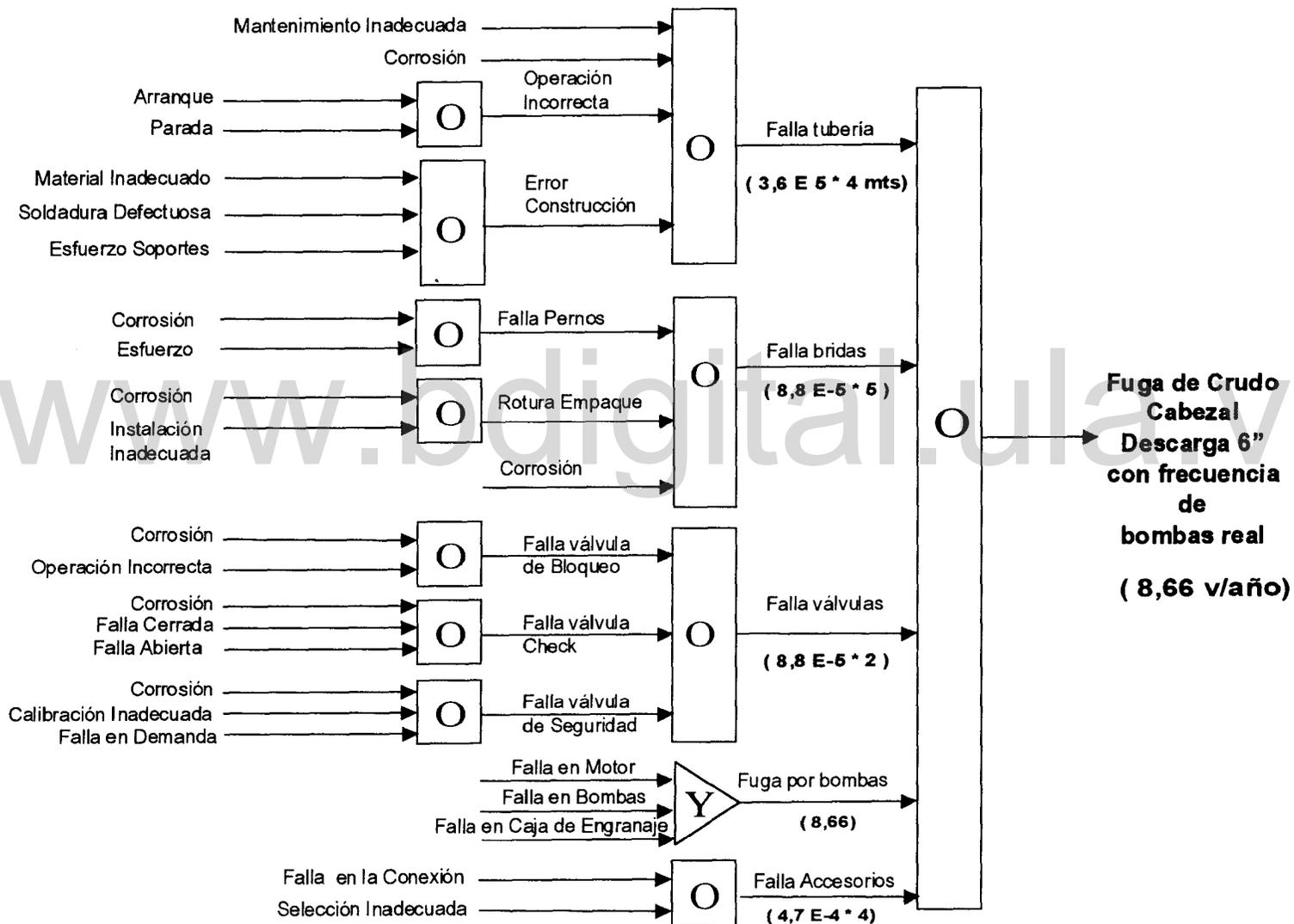


Figura N° 4.12 Arbol de Falla EF-16-5 (Cabezal Descarga 6" Frecuencia Bombas Real)

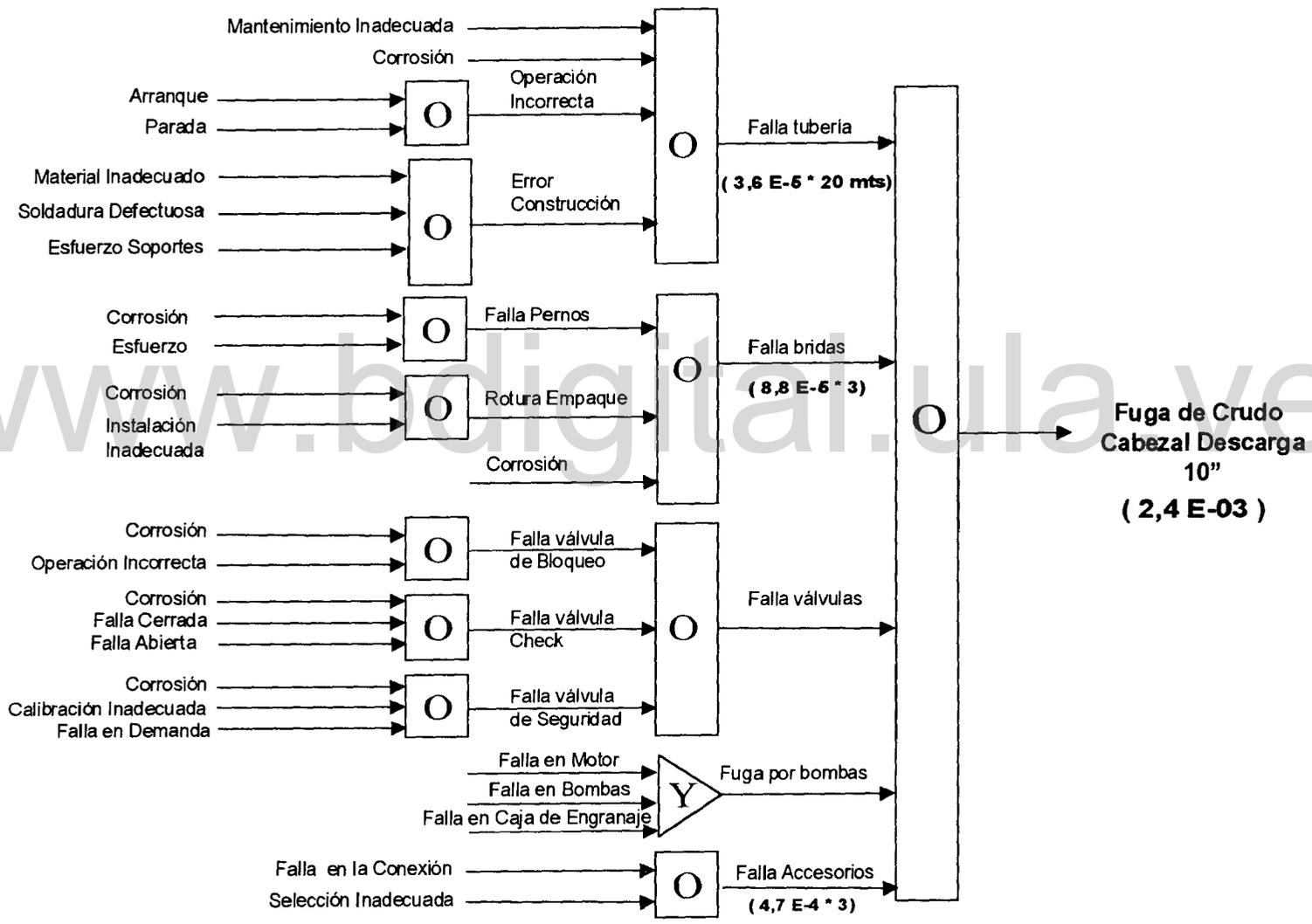


Figura N° 4.13 Arbol de Falla EF-16-5 (Cabezal Descarga 10

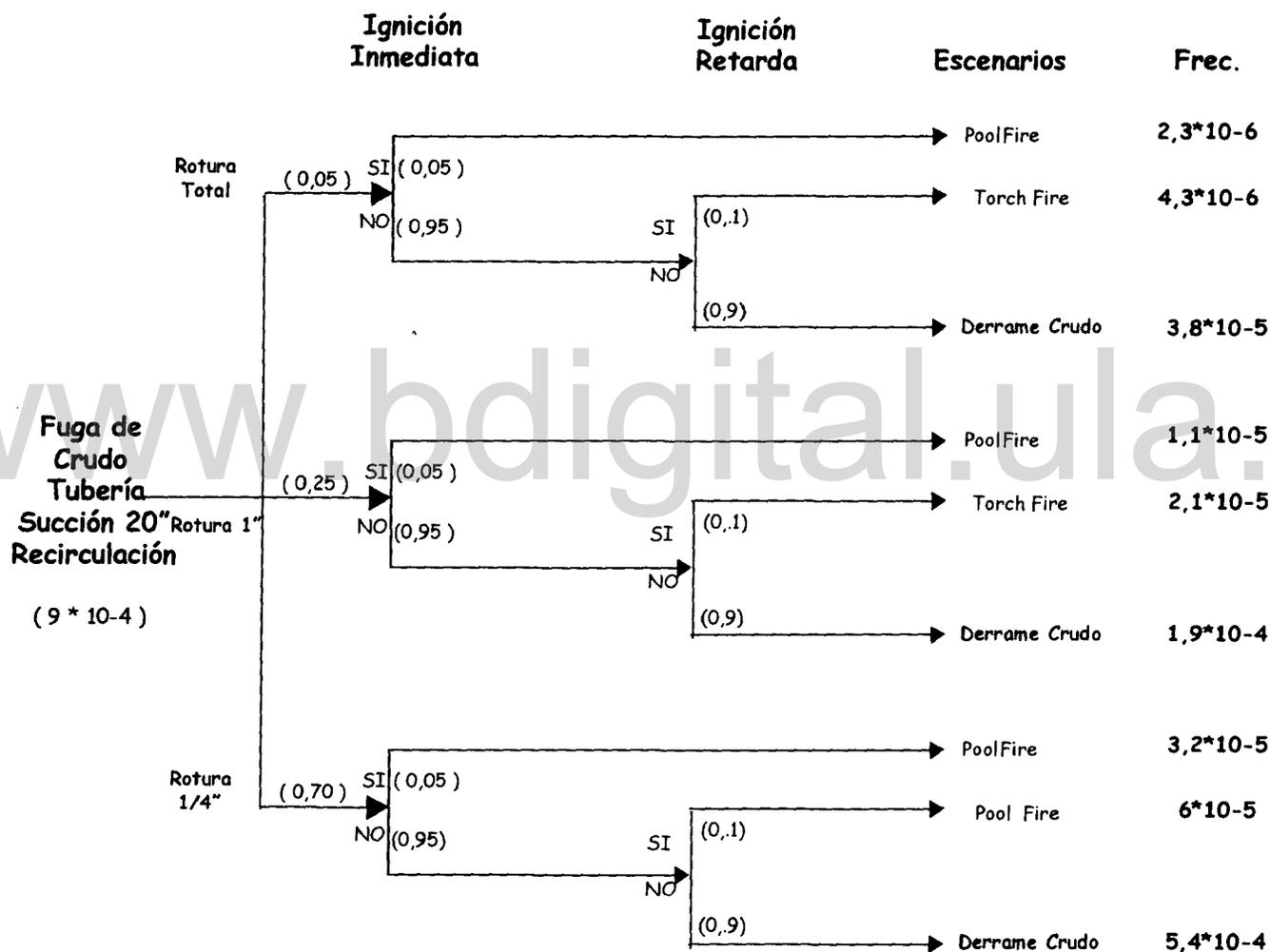


Figura N° 4.14 Arbol de Evento EF-1-5 (Cabezal Succión 20'')

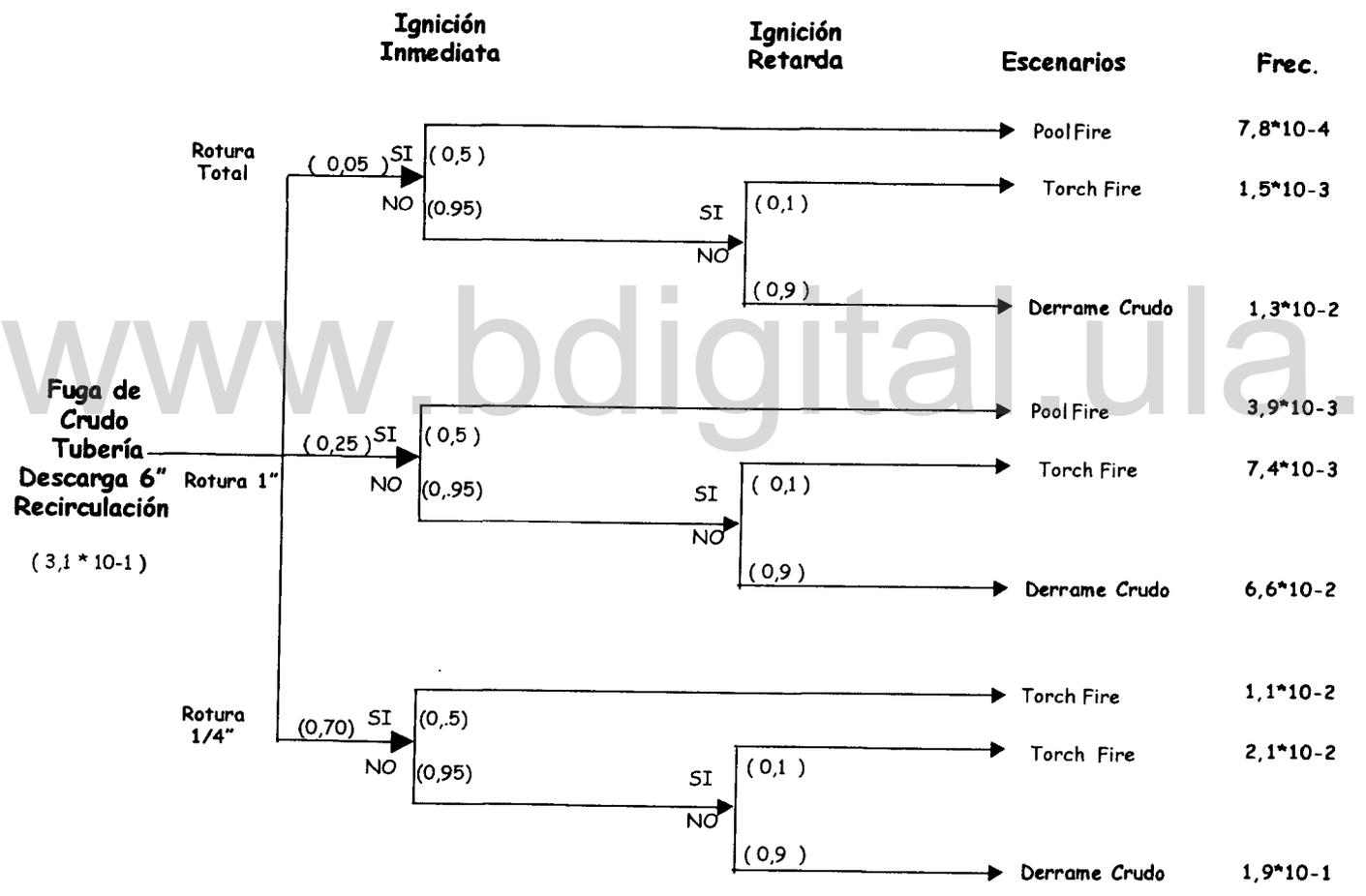


Figura N° 4.15 Arbol de Eventos EF-1-5 (Cabezal Descarga 6'')

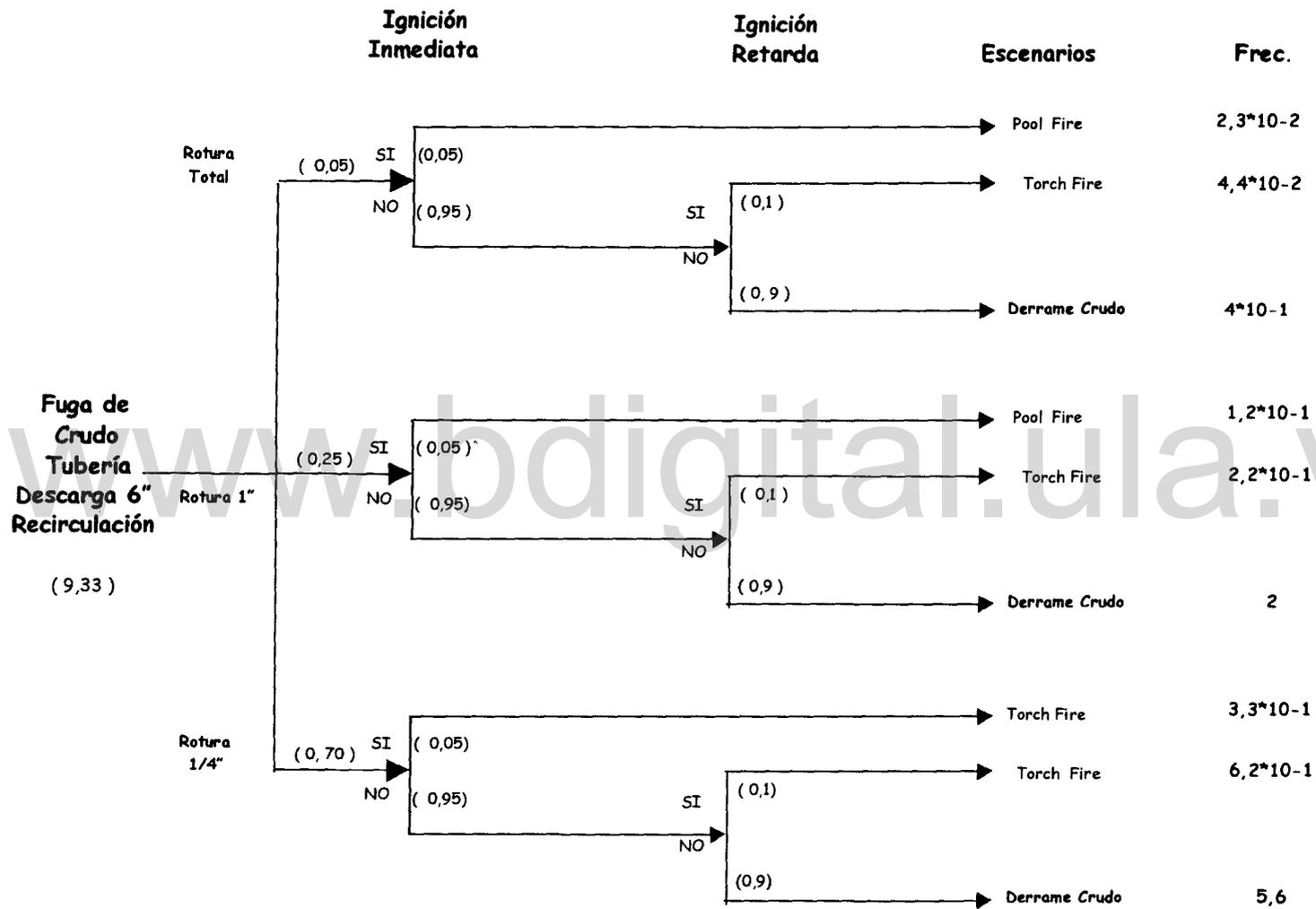
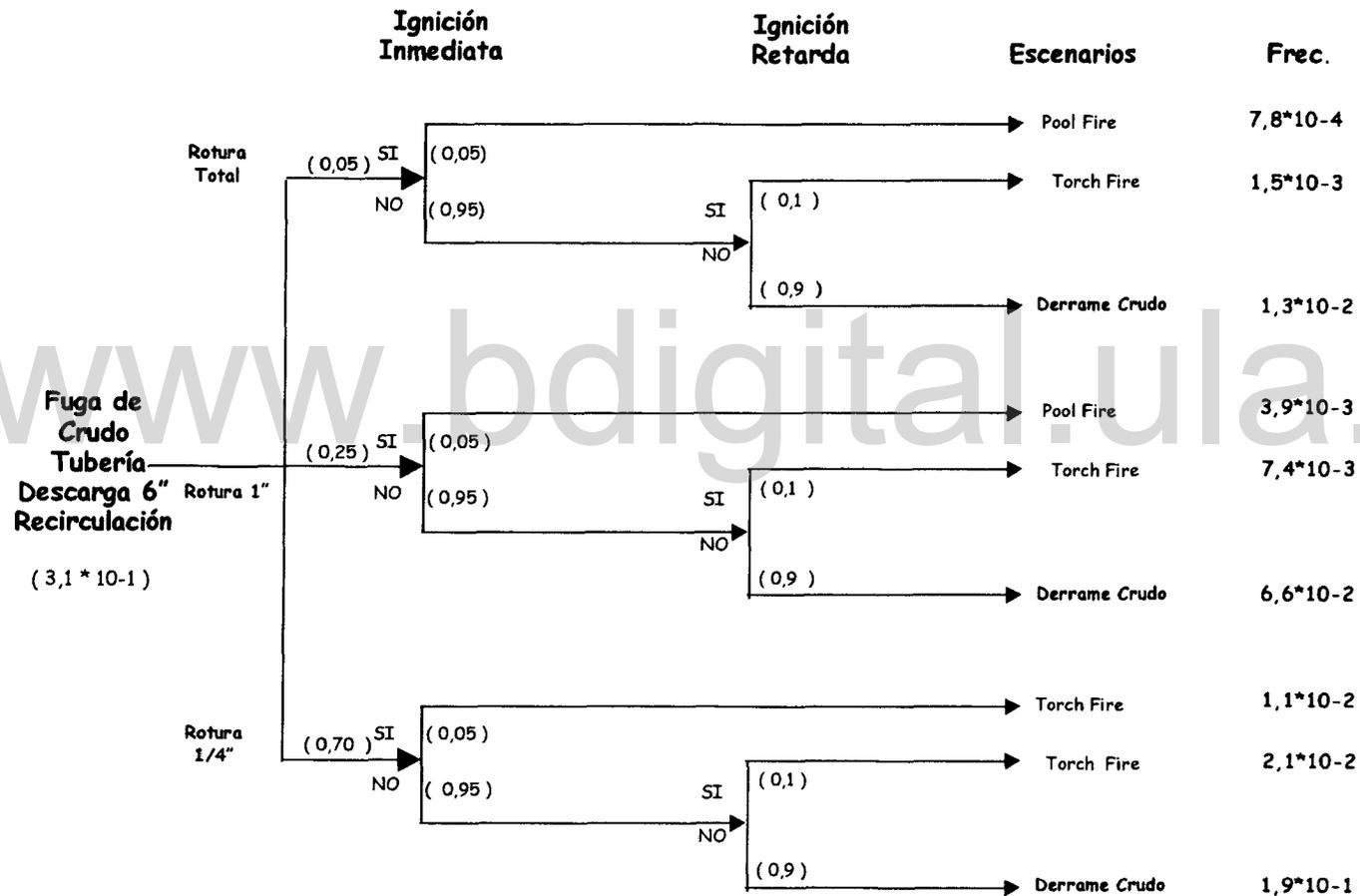
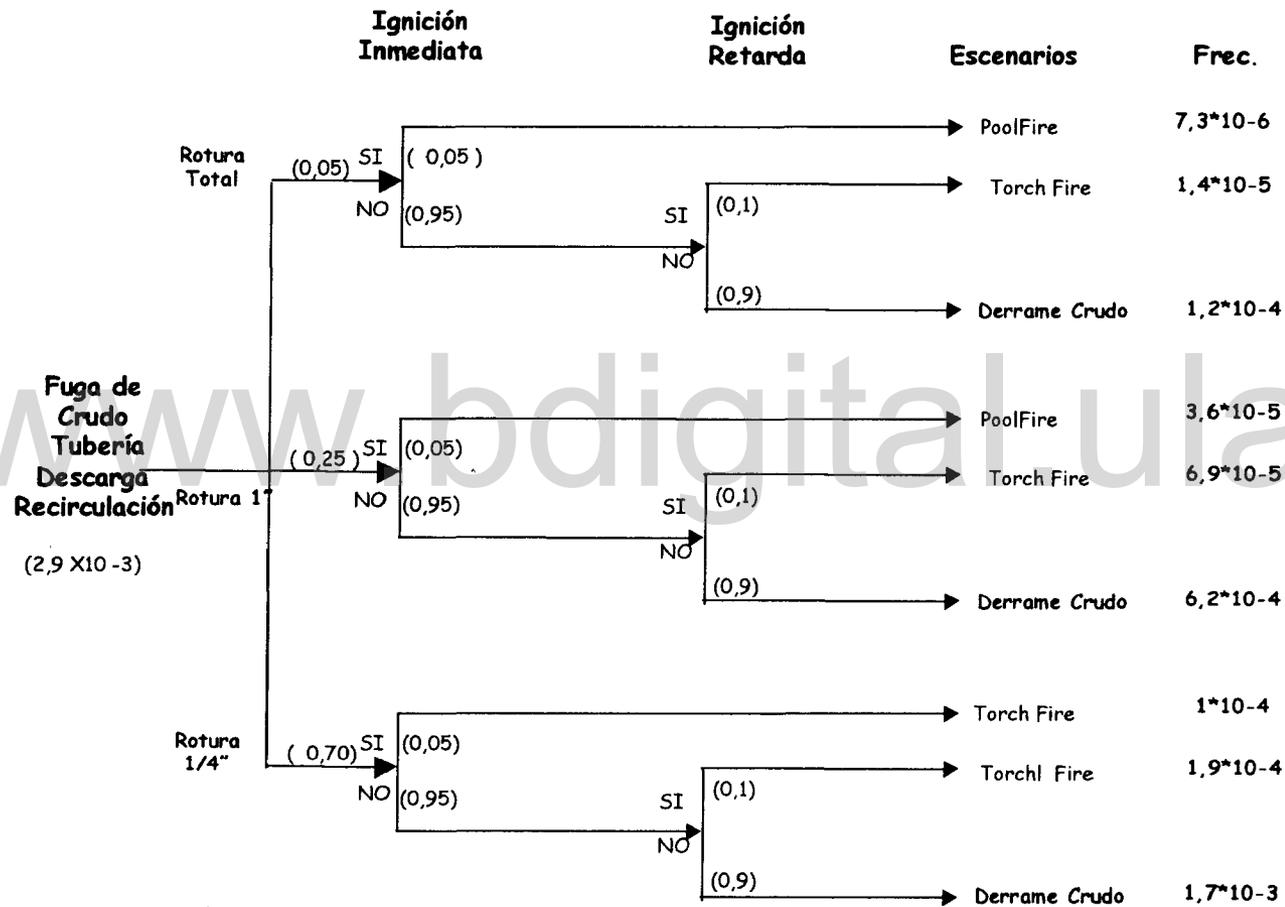


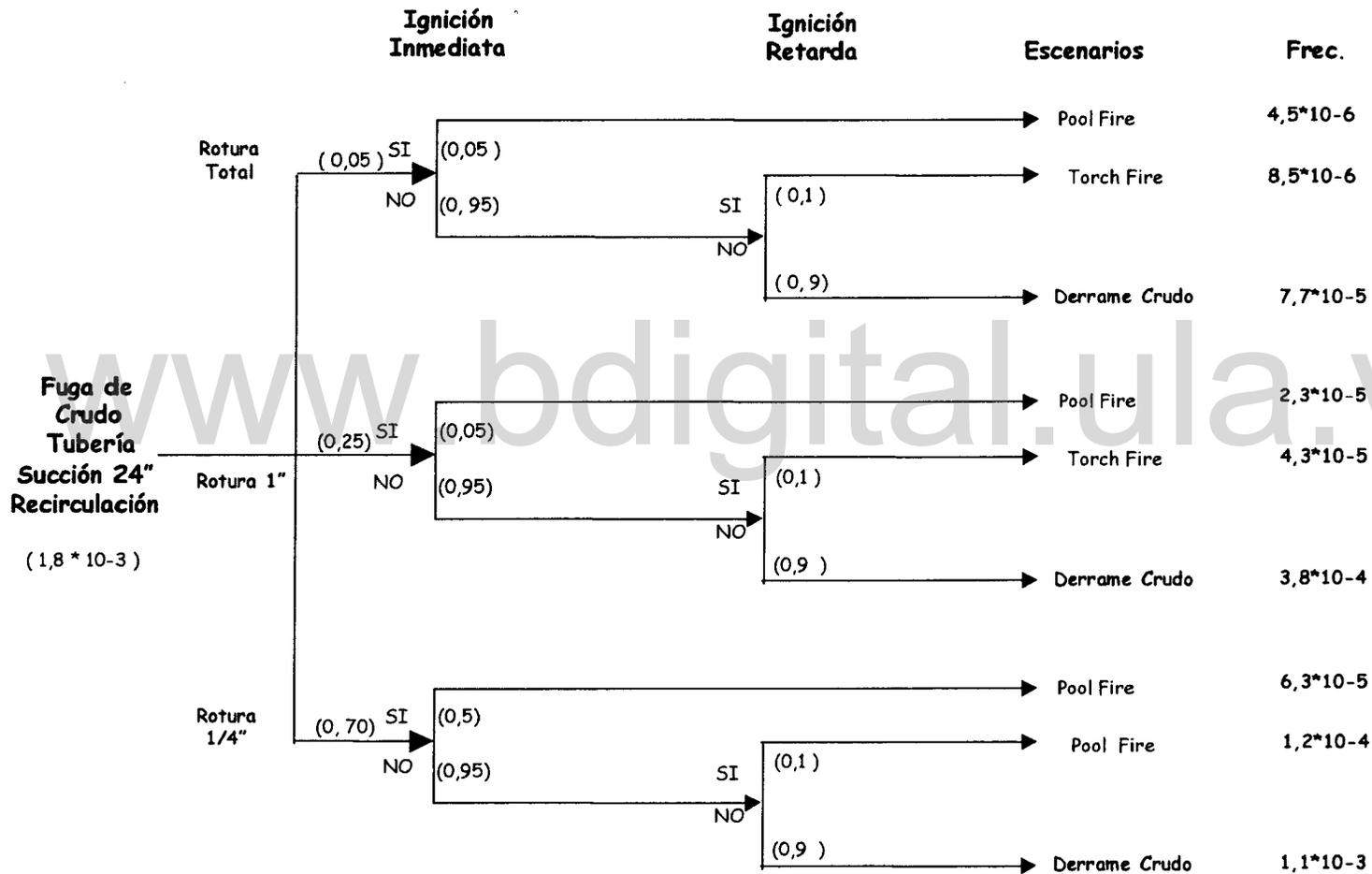
Figura N° 4.16 Arbol de Eventos EF-1-5 (Cabezal Descarga 6" Frecuencia Bombas Real)



Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
 (CC BY - NC - SA 3.0 VE)



Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY - NC - SA 3.0 VE)



Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY - NC - SA 3.0 VE)

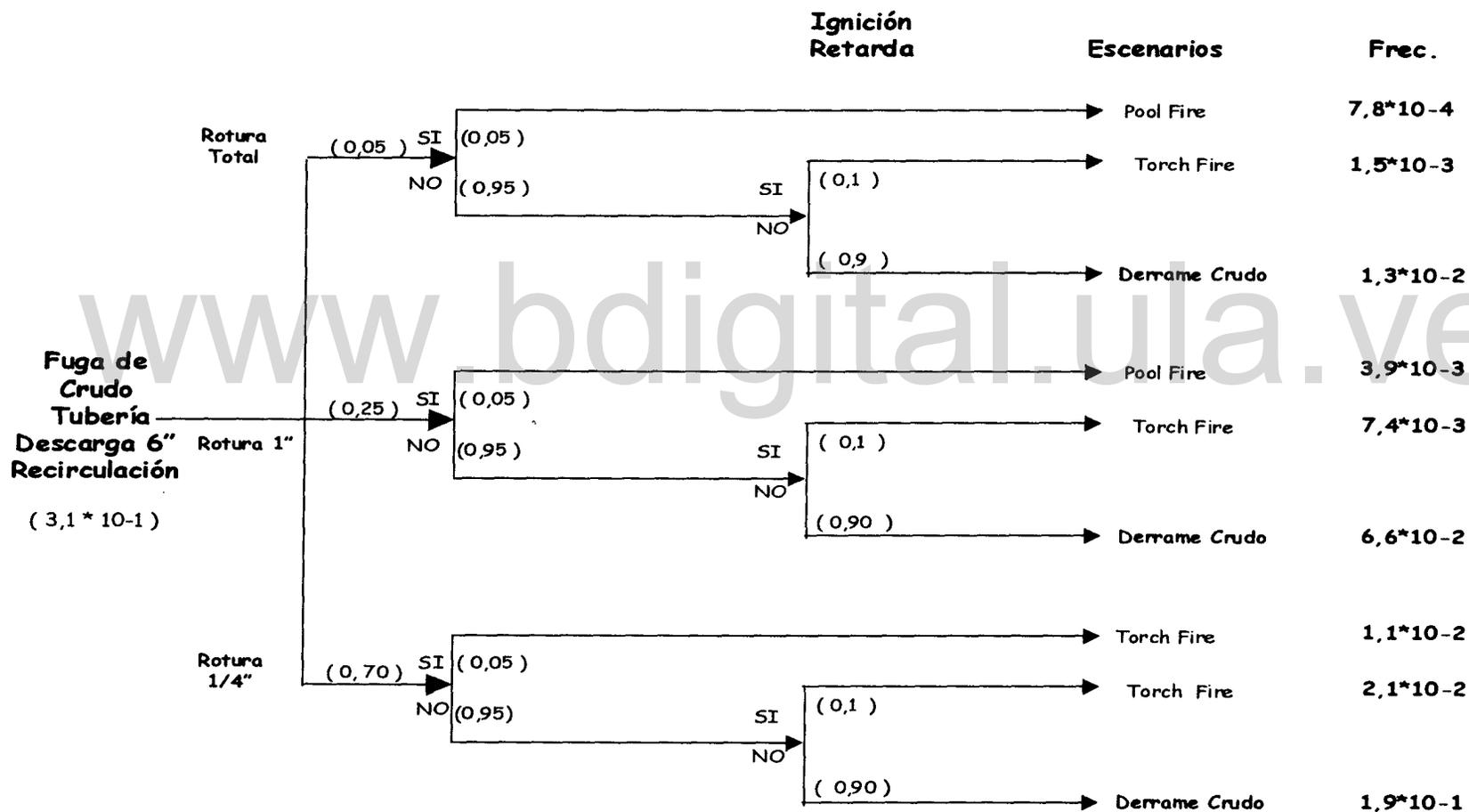


Figura N° 4.20 Arbol de Eventos EF-9-5 (Cabezal Descarga 6" Frecuencia Bombas Teórica)

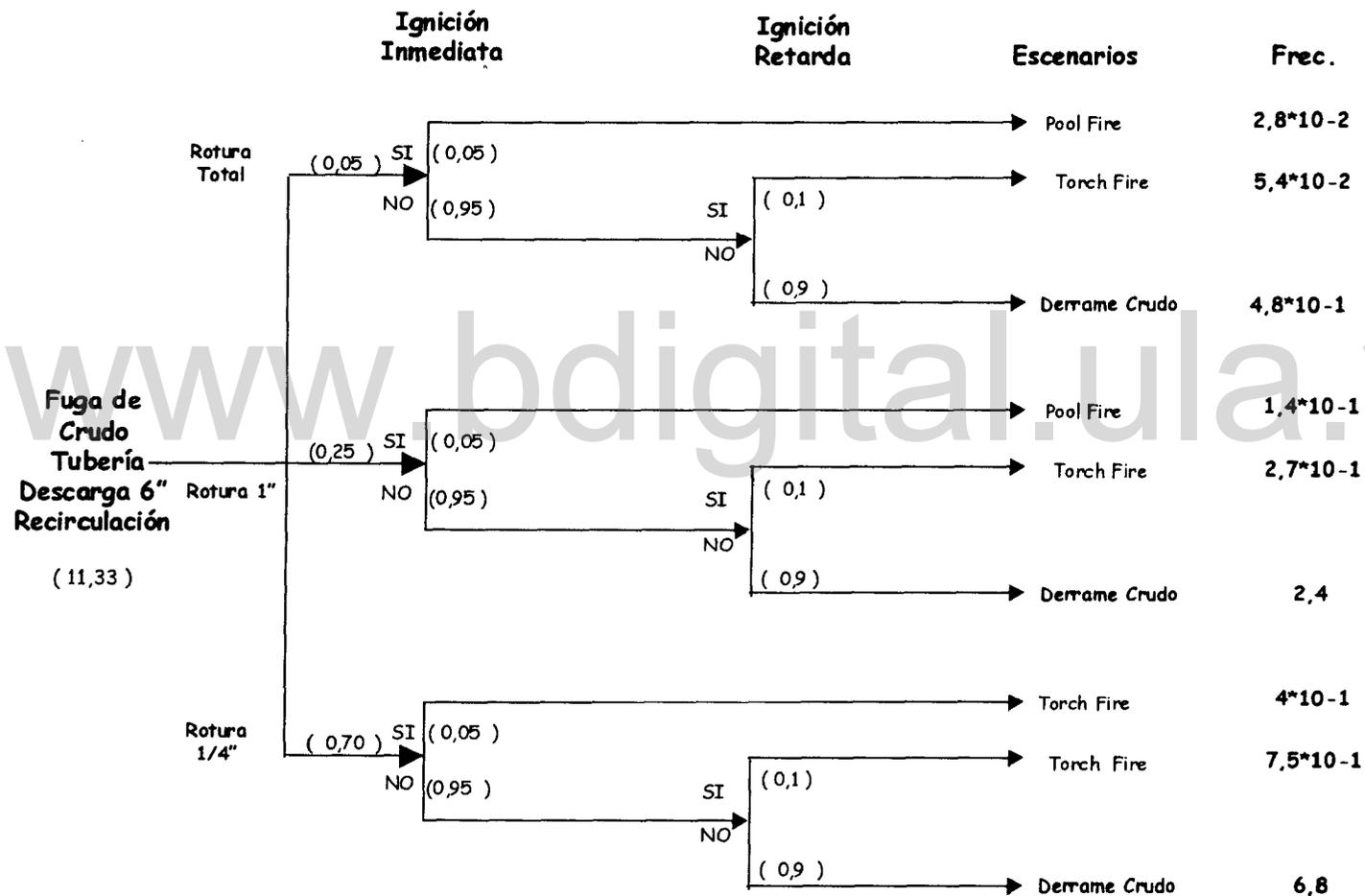


Figura N° 4.21 Arbol de Eventos EF-9-5 (Cabezal Descarga 6" Frecuencia Bombas Real)

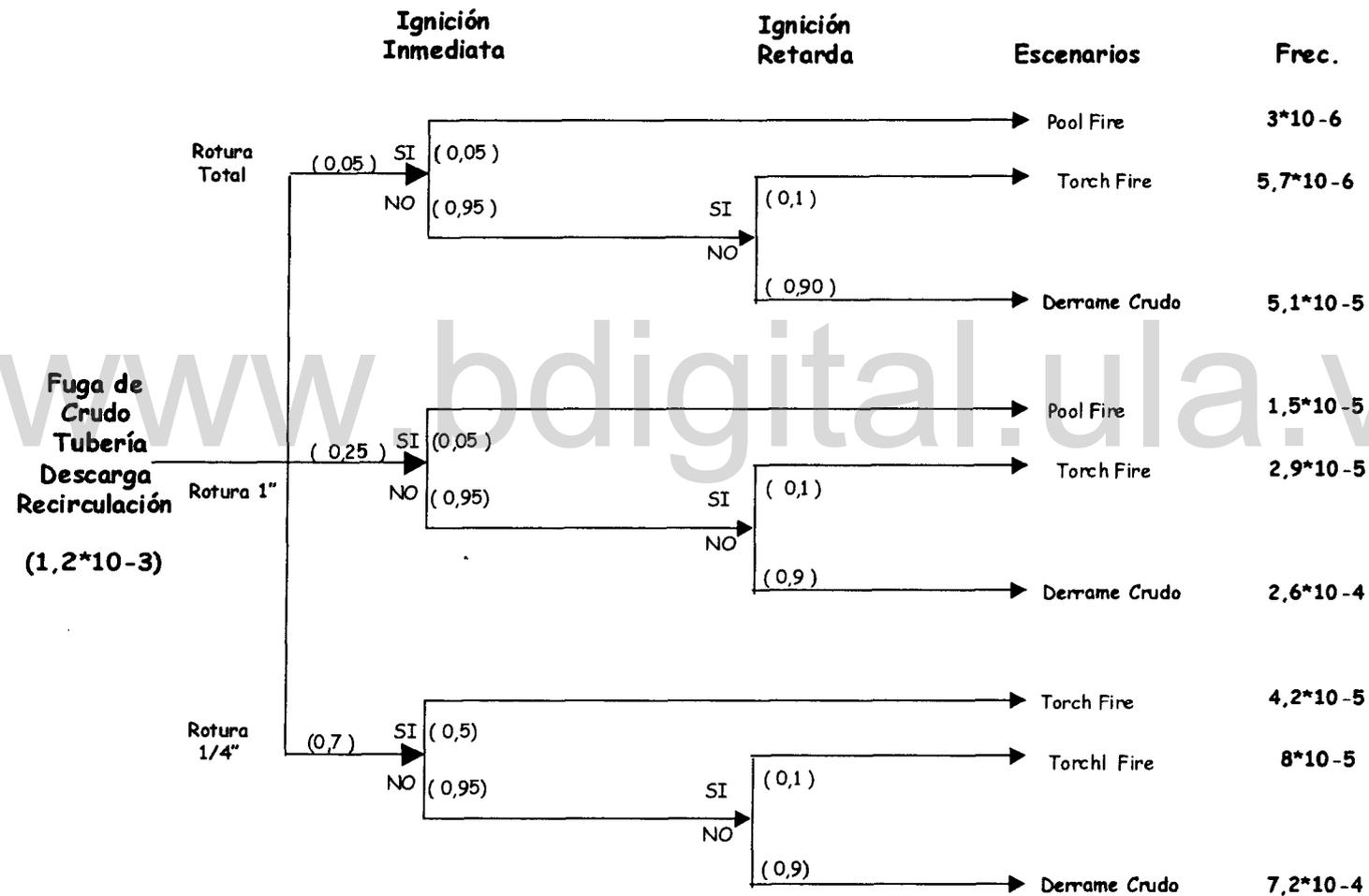


Figura N° 4.22 Arbol de Eventos EF-9-5 (Cabezal Descarga 12'')

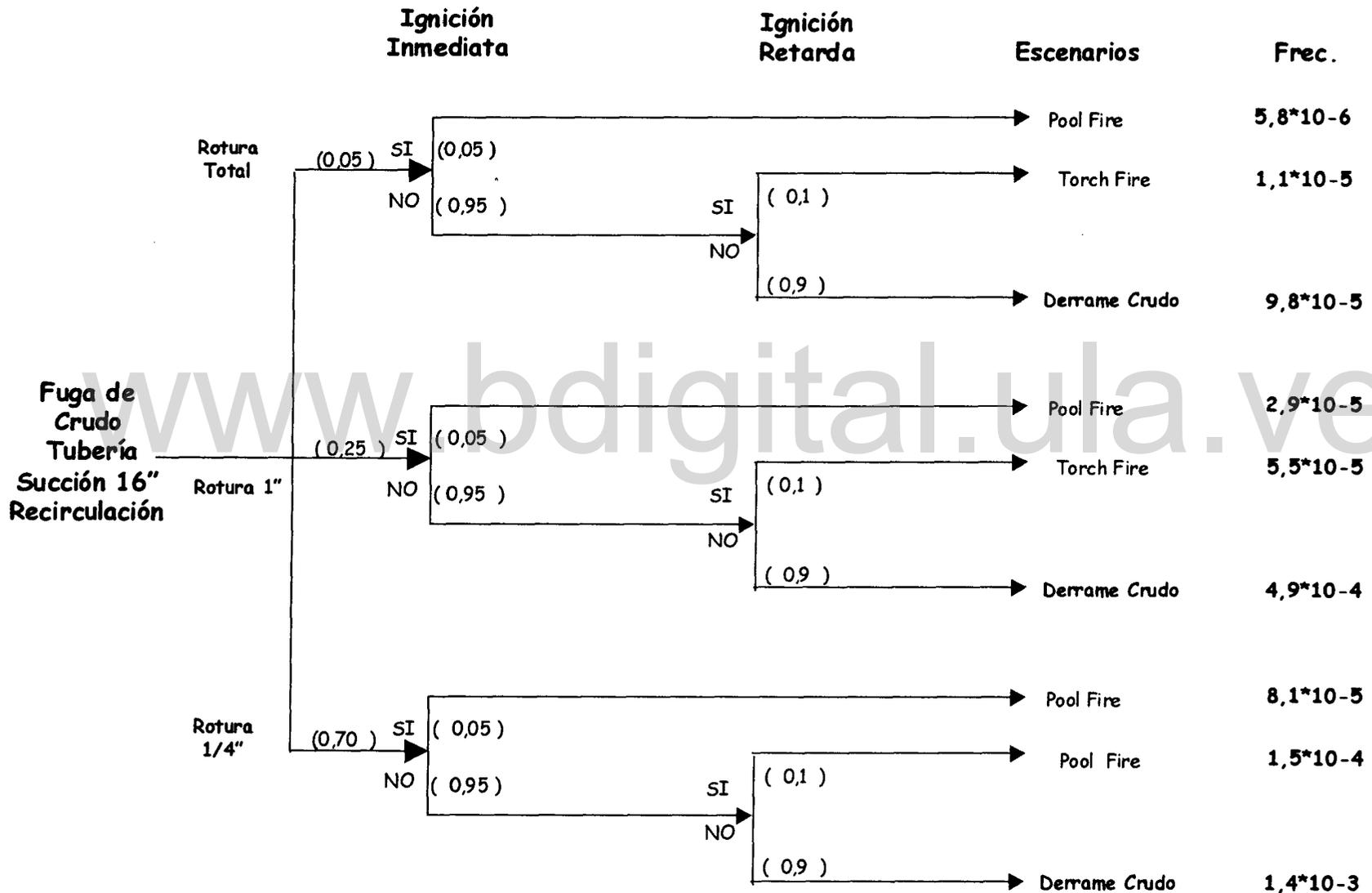


Figura N° 4.23 Arbol de Eventos EF-16-5 (Cabezal Succión 16")

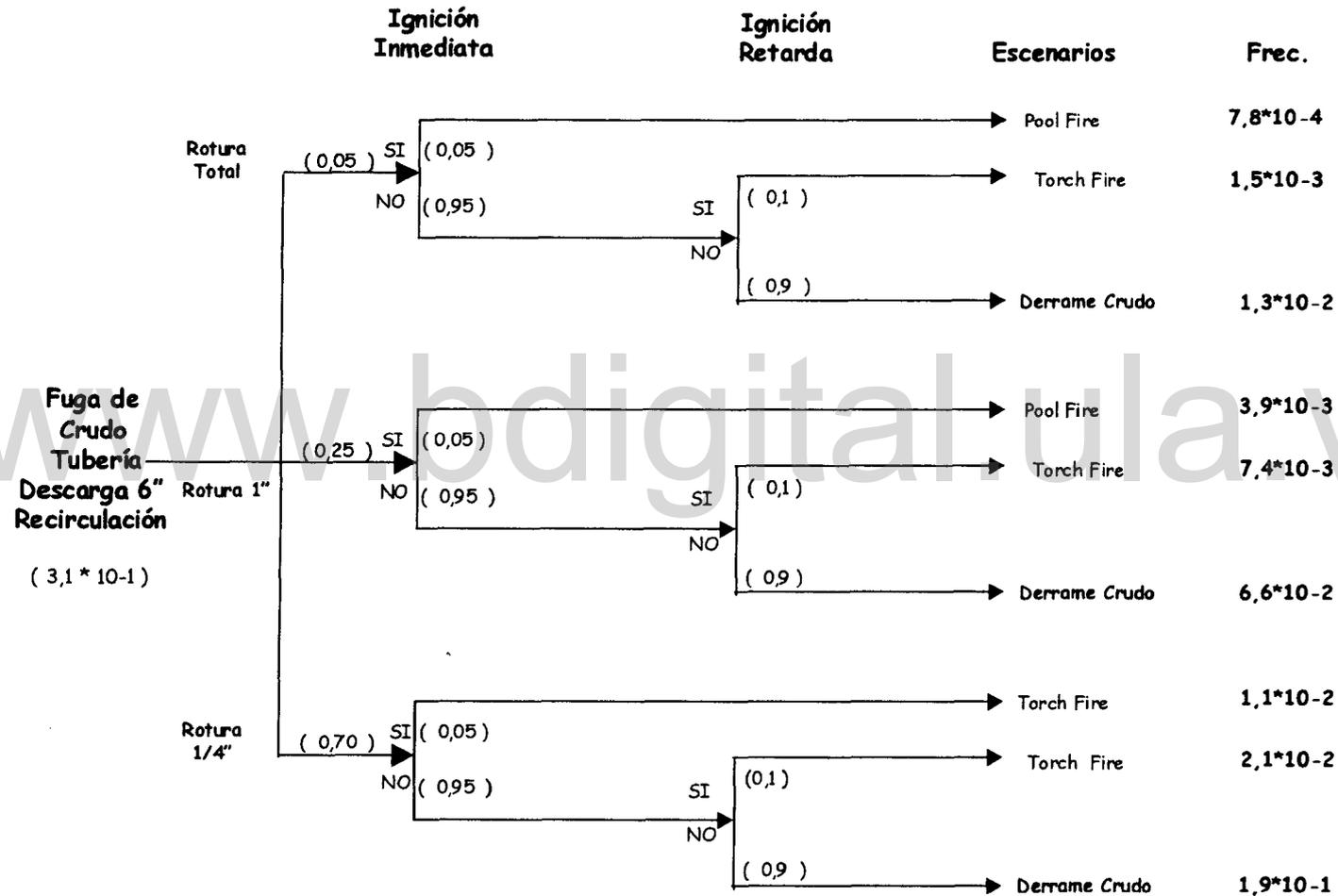


Figura N° 4.24 Arbol de Eventos EF-16-5 (Cabezal Descarga 6" Frecuencia Bombas Teórica)

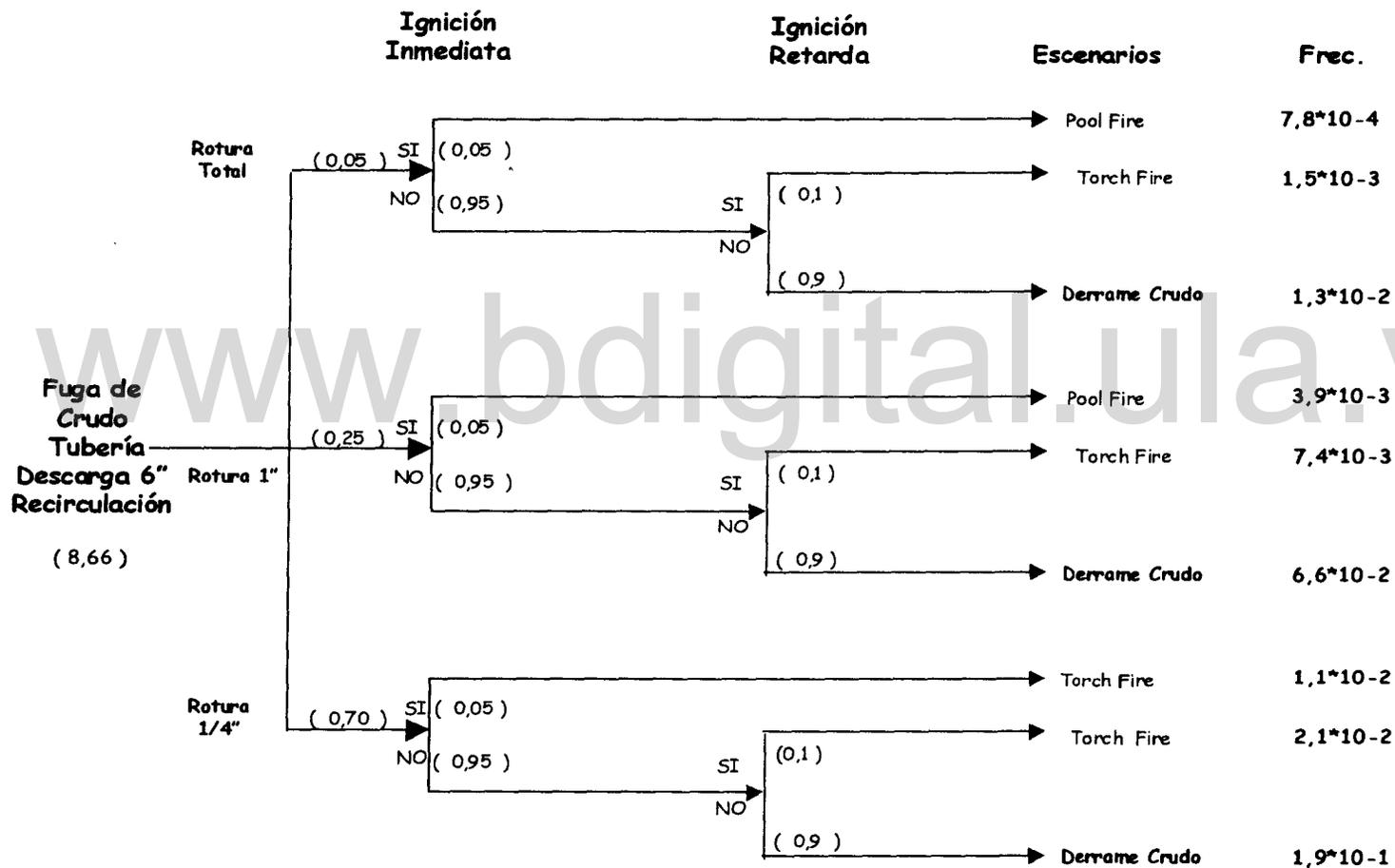


Figura N° 4.25 Arbol de Eventos EF-16-5 (Cabezal Descarga 6" Frecuencia Bombas Real)

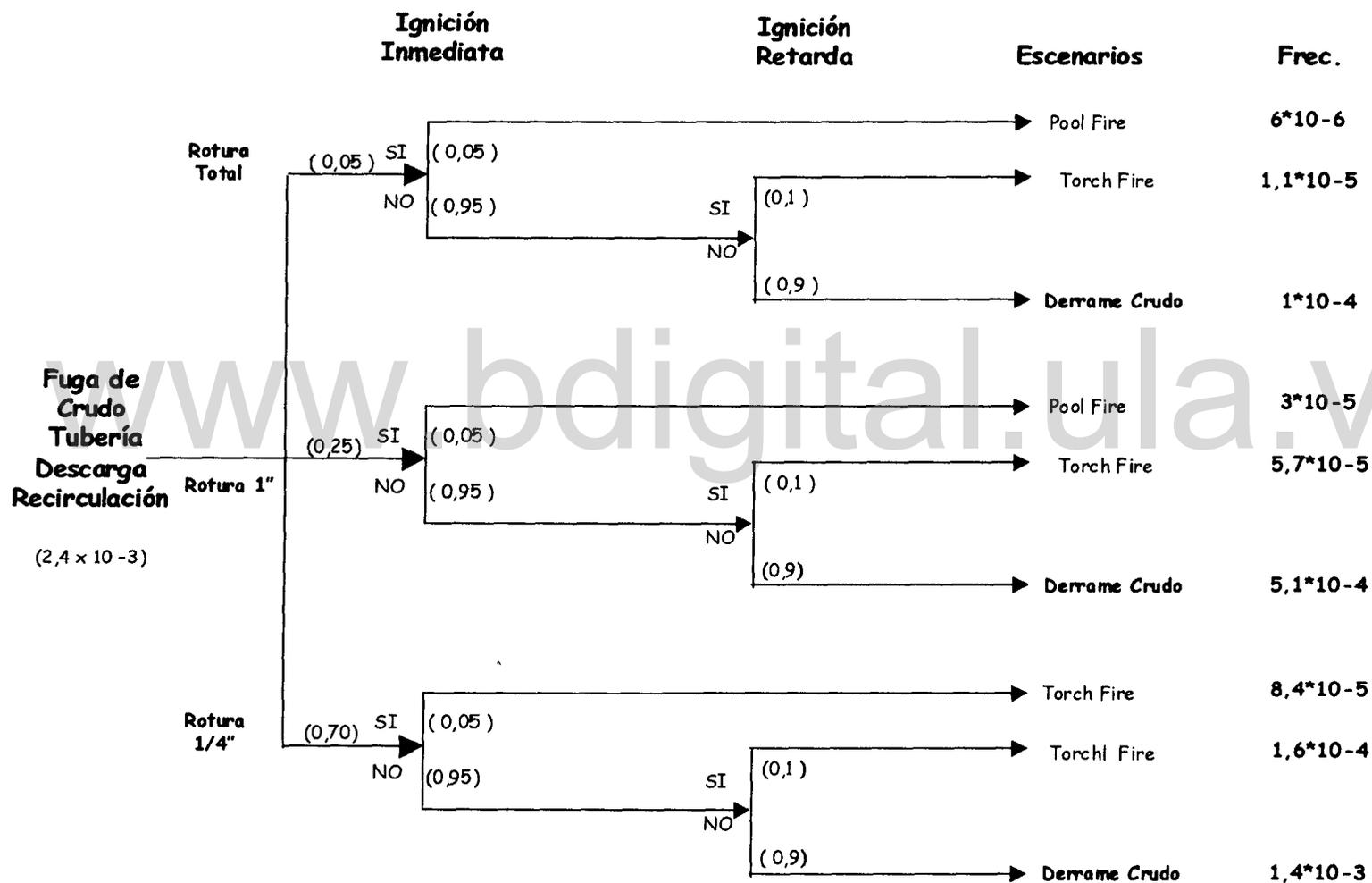


Figura N° 4.26 Arbol de Eventos EF-16-5 (Cabezal Descarga 10'')

ANEXO 5

"CRITERIOS PARA EL CALCULO DE CONSECUENCIAS"

Tabla N° 5.1 Reporte del Servicio Meteorológico con Resumen Climatológico de Mene Grande Año 1.999

SERVICIO DE METEOROLOGIA PAV

SISTEMA CLICOM

RESUMEN CLIMATOLOGICO AÑO 1999

Estación: MENE GRANDE Indicativo Int. 80425 Serial Nac. 2117

Latitud 09°49' N Longitud 70°56' W Elevación 27 msNM

Hp=27.0 msNM h₀=1.65 m h_{pluv}=1.4 m h Anemómetro=12 m.

ELEMENTO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
TEMP media °C	26,9	26,4	27,8	27,7	28,4	28,2	27,7	27,7	28,9	27,0	27,1	26,0	27,3
max media	33,3	32,0	34,1	33,5	34,1	35,8	33,8	33,9	32,7	32,4	31,8	31,5	33,2
min media	23,2	23,1	24,1	24,4	24,8	24,5	23,5	23,8	23,4	23,5	23,8	22,8	23,7
max absol	35,4	34,5	35,6	35,4	36,0	35,5	35,2	35,6	34,6	34,0	35,1	33,0	36,0
min absol	21,2	21,5	21,9	22,0	22,0	21,9	21,8	21,8	22,0	21,0	21,9	20,8	20,8
HUMED media %	74	80	76	81	79	80	80	81	85	85	84	87	81
max media	98	98	98	97	98	98	99	100	100	97	99	100	98
min media	50	56	51	57	57	55	55	54	58	61	58	60	56
max absol	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
min absol	43	44	42	47	49	46	45	47	44	50	47	48	42
PRES media hPa *	10,6	11,1	9,6	10,0	10,2	10,1	11,0	10,4	9,9	10,3	9,5	11,0	10,3
max media	13,1	13,8	12,2	12,3	12,3	12,2	13,1	12,5	12,5	12,7	11,8	13,2	12,8
min media	8,5	9,1	7,4	7,9	7,6	7,8	8,7	8,1	7,4	7,7	7,0	8,8	8,0
max absol	15,9	15,2	13,3	14,5	15,3	14,2	15,0	15,0	14,4	15,9	13,7	18,0	18,0
min absol	6,5	6,5	5,8	6,0	5,6	5,4	7,0	5,5	5,8	6,0	4,1	6,4	4,1
VIEN vel med Km/h	5,9	5,4	5,8	5,3	5,3	5,4	5,8	5,8	5,3	5,1	5,2	5,0	5,4
dir preval	NE												
vel max	19,8	24,1	35,8	38,5	35,3	29,9	48,1	49,7	40,0	34,9	38,7	31,0	49,7
dir vel max	NE	WNW	NE	E	NE	NW	ESE	ENE	NE	E	SSE	ENE	SSE
NUB med Octavos	4,3	5,9	4,7	5,1	4,8	5,8	5,4	5,8	8,2	8,0	5,2	5,3	5,4
Dias c/nub < 1/8	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
c/nub 1-4/8	16	4	12	11	18	8	10	8	2	4	5	10	108
c/nub 5-7/8	15	20	18	16	11	17	20	18	25	21	24	18	223
c/nub > 7/8	0	4	0	3	2	5	1	5	3	6	1	3	33
INSOL med Horas	6,9	4,8	6,3	5,3	5,7	6,4	7,4	7,1	5,5	5,5	5,8	4,9	6,0
max absol	8,6	8,6	8,9	10,2	10,1	10,2	10,7	11,0	9,5	8,9	8,7	8,7	11,0
min absol	0,2	0,1	2,4	0,0	0,0	0,8	1,0	0,9	0,0	0,7	0,4	0,0	0,0
RAD med MJm.*	15,28	14,45	17,80	16,77	17,72	17,51	18,45	18,35	16,82	15,37	14,08	12,08	16,18
max absol	19,08	20,25	21,30	22,13	21,99	25,78	21,83	23,35	22,70	19,18	17,09	19,52	25,78
min absol	7,55	8,28	12,36	4,15	11,05	9,28	11,17	13,01	5,50	10,59	10,14	7,13	4,15
EVAP Total mm	51	35	54	48	88	59	84	81	55	55	65	39	652
max dia	2,2	2,0	2,8	2,7	3,7	3,0	3,2	2,9	2,6	2,5	3,7	2,4	3,7
Dias c/TORRENTA	0	8	8	12	8	10	18	18	19	21	13	8	137
Dias c/NIEBLA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

* PRESION AL NIVEL MEDIO DEL MAR, SUMAR 1 000 hPa

Tabla 5.2 Reporte del Servicio Meteorológico con Resumen Climatológico de Mene Grande Año 2.000

SERVICIO DE METEOROLOGIA FAV

SISTEMA CLICOM

RESUMEN CLIMATOLOGICO AÑO 2000

Estación: MENE GRANDE Indicativo Int. 80425 Serial Nac. 2117

Latitud: 09°49' N Longitud: 70°56' W Elevación 27 msnm.

Hp=27.0 msnm hf=1.65 m h pluv.=1.4 m h Anemómetro=12 m.

ELEMENTO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
TEMP media °C	25,7	26,5	27,0	26,0	26,1	26,5	26,1	23,6	27,4	27,9	27,1	27,4	27,1
max media	31,8	32,2	32,8	33,4	33,8	34,4	34,4	34,9	33,3	33,5	32,8	33,4	33,3
min media	22,4	23,2	23,4	24,8	24,9	24,6	24,3	24,6	23,7	24,3	24,0	24,3	24,0
max absol	33,5	34,6	34,6	35,7	35,4	36,2	36,4	36,4	33,6	35,1	35,4	35,4	36,4
min absol	19,5	21,2	21,0	21,7	22,5	22,2	22,2	22,4	21,0	21,8	22,8	22,0	19,5
HUMED. media %	81	76	74	80	83	75	75	76	81	81	82	78	79
max media	99	97	98	98	99	98	97	97	99	99	99	99	98
min media	53	50	49	58	59	52	50	51	54	54	55	54	53
max absol	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
min absol	40	41	49	47	49	42	40	38	42	48	43	40	38
PRES media hPa *	11,8	12,8	10,9	10,8	10,4	11,1	10,7	10,5	10,0	9,9	9,7	10,8	10,7
max media	14,1	15,1	13,0	12,8	12,5	13,0	12,5	12,3	12,0	12,0	11,7	13,0	12,8
min media	10,0	10,6	8,8	8,5	8,4	9,0	8,8	8,3	7,8	7,8	7,7	8,8	8,7
max absol	16,7	16,5	16,4	15,5	14,0	15,2	14,4	15,8	14,3	14,3	14,0	16,8	16,8
min absol	9,0	9,3	6,4	6,4	6,8	7,5	7,4	5,6	5,6	5,3	5,4	6,0	5,3
VIEN vel me Km/h	5,6	6,7	6,2	5,9	5,4	6,1	6,3	5,9	5,6	5,1	5,1	6,1	5,8
dir prevai	NE	NE	NE	NE	NE	NE	ENE	NE	ENE	ENE	NE	NE	NE
vel max	35,5	36,7	50,4	36,4	32,8	41,4	43,9	36,0	66,4	47,9	27,4	28,8	66,4
dir vel max	NNE	ESE	S	E	NE	E	NNE	S	ENE	ESE	E	NNE	ENE
NUB med Octavos	4,1	4,4	4,8	4,5	5,4	5,2	4,8	4,4	5,9	5,0	4,3	4,0	4,7
Dias c/nub < 1/8	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2
c/nub 1-4/8	21	15	15	15	9	8	17	15	8	10	14	19	166
c/nub 5-7/8	8	10	12	12	17	19	10	16	12	19	14	10	159
c/nub > 7/8	2	3	4	3	5	3	4	0	10	2	1	2	39
INSOL med Horas	6,5	6,3	6,4	6,0	4,8	5,9	7,1	7,3	5,7	5,4	5,7	5,5	6,1
max absol	8,7	10,3	9,9	10,3	10,1	11,4	11,8	11,3	9,7	8,8	9,3	8,3	11,8
min absol	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	2,2	0,0	0,1	1,2	1,1	0,0
RAD med MJm ⁻²	12,47	13,29	15,85	16,07	14,27	15,34	15,55	15,55	15,01	13,48	11,84	11,40	14,18
max absol	15,88	18,43	19,31	20,79	18,85	19,10	19,32	19,71	19,82	17,84	15,03	13,93	20,79
min absol	7,31	7,16	2,23	5,96	9,00	10,71	6,49	8,83	9,06	7,10	6,41	7,18	2,23
Dias c/TORMENTA	2	2	2	12	18	9	12	12	19	15	9	3	115
Dias c/NIEBLA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

* PRESION AL NIVEL MEDIO DEL MAR, SUMAR 1 000 hPa

**Tabla N° 5.3 Reporte del Servicio Meteorológico con Resumen
Climatológico de Mene Grande Año 2.001**

SERVICIO DE METEOROLOGIA FAV

SISTEMA CLICOM

RESUMEN CLIMATOLOGICO AÑO 2001

Estación: MENE GRANDE Indicativo Int. 80425 Serial Nac. 2117

Latitud: 09°49' N Longitud: 70°56' W Elevación 27 msNM.

Hp=27.0 msNM ht=1.65 m h pluv.=1.4 m h Anemómetro=12 m.

ELEMENTO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
TEMP media °C	27,8	28,2	28,8	29,1	28,9	28,9	28,5						28,6
max media	34,3	34,8	34,3	35,2	34,5	39,5	34,6						35,3
min media	24,5	24,9	25,1	25,6	25,3	25,2	24,6						25,0
max absol	35,3	36,7	36,5	37,2	37,3	36,7	37,0						37,3
min absol	23,6	24,0	23,3	23,7	22,6	21,6	21,8						21,6
HUMED media %	70	65	72	74	82	78	77						74
max media	96	89	93	94	98	97	97						95
min media	50	45	53	54	58	55	54						53
max absol	100	98	100	100	100	100	100						100
min absol	40	39	44	39	42	45	46						39
PRES media hPa *	11,6	10,7	10,3	11,0	10,8	10,9	11,9						11,0
max media	14,3	13,0	12,9	13,3	13,0	12,9	14,2						13,4
min media	9,8	10,0	8,3	9,1	8,7	9,0	9,8						9,2
max absol	16,3	14,5	15,6	15,8	15,3	15,4	17,3						17,3
min absol	8,4	7,1	6,0	7,2	6,0	6,2	8,2						6,0
VIEN vel med Km/h	7,2	8,6	6,5	6,5	2,5	6,1	6,2						6,2
dir preval	NE												
vel max	32,8	36,0	32,4	35,3	54,0	47,5	64,8						64,8
dir vel max	NE	NE	NE	S	S	SSW	NNE						
NUB med Octavos	3,0	2,7	3,2	4,8	5,5	4,5	3,9						3,9
Dias c/nub < 1/8	0	0	6	0	0	0	0						6
c/nub 1-4/8	25	26	17	12	8	13	21						122
c/nub 5-7/8	6	1	8	15	18	16	10						74
c/nub > 7/8	0	1	0	3	5	1	0						10
INSOL med Horas	6,3	6,9	5,9	5,0	5,0	6,2	8,0						6,2
max absol	9,6	9,7	8,9	10,1	11,3	11,0	10,8						11,3
min absol	1,1	0,8	0,0	0,5	0,0	0,0	0,1						0,0
RAD med M.Jm. ²	12,34	14,22	13,88	13,88	13,57	16,62	17,00						14,50
max absol	14,33	16,52	16,15	18,12	19,72	27,08	20,19						27,08
min absol	10,14	10,04	6,43	5,89	7,03	4,88	8,26						4,88
EVAP Total mm.	123	139	118	107	66	76	79						708
max día	5,3	6,0	5,9	5,1	3,9	3,6	4,5						6,0
Dias c/TORRENTA	0	0	0	7	15	6	10						38
Dias c/NIEBLA	0	0	0	0	0	0	0						0

* PRESION AL NIVEL MEDIO DEL MAR, SUMAR 1.000 hPa.

Tabla N° 5.4 Estabilidades de Pasquill [9]

ESTABILIDAD PASQUILL	DESCRIPCIÓN TÍPICA
A	Clima muy soleado
B	Soleado y caluroso
C	Parcialmente nublado en el día
D	Nublado día y noche
E	Parcialmente nublado en la noche
F	Noche clara

Categorías A, B y C condiciones de clima inestable

Categoría D condiciones de clima neutral

Categorías E y F condiciones estables

Tabla N° 5.5 Caracterización del Crudo EF-1-5/EF-9-5

ANÁLISIS COMPOSICIONAL DE LIQUIDO DE SEPARADOR DE ALTA

Cilindro # L 411

Componente	Líquido	Gas	Líquido
	del Tanque	del Tanque	de Separador
	% Molar	% Molar	% Molar
Sulfuro de Hidrógeno	H2S	0.00	0.00
Dióxido de Carbono	CO2	0.04	2.68
Nitrógeno	N2	0.00	0.61
Metano	C1	0.17	29.38
Etano	C2	0.74	22.06
Propano	C3	2.71	22.66
Iso-Butano	iC4	1.55	5.17
N-Butano	nC4	3.62	8.44
Iso-Pentano	iC5	3.13	2.77
N-Pentano	nC5	3.74	2.59
Hexanos	C6	12.63	2.18
Heptanos	C7	13.23	0.99
Octanos	C8	9.08	0.30
Nonanos	C9	8.88	0.15
Decanos	C10	6.40	0.02
Undecanos	C11	4.60	0.00
Dodecanos más	C12+	29.47	0.00
TOTAL		100.00	100.00
Relaciones			
Relación Molar	0.8478	0.1522	1.0000
Relación de Masa	0.9553	0.0447	1.0000
Relación de Líquidos (bbl/bbl)	1.0000 @ CN	-	0.9948 @ PT*
Relación Gas Líquido	1.0000 bbl @ CN	1.29 PCN	-
Propiedades de los Flujos			
Peso Molecular	144.8	37.78	128.5
Densidad observada (gm/cc)	0.7833 @ 60 °F	-	0.8247 @ PT*
Gravedad (AIRE = 1.000)	49.0 °API @ 60 °F	1.321	-
Valor Calorífico Bruto (BTU/scf)	-	2130	-
Propiedades de Hexanos más			
% Molar	84.30	3.64	72.02
Peso Molecular	160.6	91.0	160.0
Densidad (gm/cc @ 60 °F)	0.8027	0.6766	0.8020
Gravedad (°API @ 60 °F)	44.6	77.4	44.8
Propiedades de Heptanos más			
% Molar	71.66	1.46	60.98
Peso Molecular	174.1	101.3	173.8
Densidad (gm/cc @ 60 °F)	0.8146	0.6909	0.8142
Gravedad (°API @ 60 °F)	42.0	73.1	42.1
Propiedades de Decanos más			
% Molar	40.46	0.02	34.31
Peso Molecular	226.3	84.0	226.3
Densidad (gm/cc @ 60 °F)	0.8445	0.6661	0.8445
Gravedad (°API @ 60 °F)	35.9	80.7	35.9
Propiedades de Undecanos más			
% Molar	34.07	0.00	28.88
Peso Molecular	243.6	-	243.6
Densidad (gm/cc @ 60 °F)	0.8520	-	0.8520
Gravedad (°API @ 60 °F)	34.4	-	34.4
Propiedades de Dodecanos más			
% Molar	29.47	0.00	24.98
Peso Molecular	258.7	-	258.7
Densidad (gm/cc @ 60 °F)	0.8581	-	0.8581
Gravedad (°API @ 60 °F)	33.2	-	33.2

* (P)resión : 100 lpcn * (T)emperatura : 93 °F

Tabla N° 5.6 Caracterización del Crudo EF-16-5

ANÁLISIS COMPOSICIONAL DE LIQUIDO DE SEPARADOR DE ALTA

Cilindro # L 416

Componente	Liquido del Tanque % Molar	Gas del Tanque % Molar	Liquido de Separador % Molar
Sulfuro de Hidrógeno	H2S 0.00	0.00	0.00
Dióxido de Carbono	CO2 0.05	3.35	0.46
Nitrógeno	N2 0.00	0.21	0.03
Metano	C1 0.16	28.09	3.69
Etano	C2 0.82	24.32	3.78
Propano	C3 2.95	24.64	5.69
Iso-Butano	iC4 1.33	4.44	1.72
N-Butano	nC4 3.44	8.01	4.02
Iso-Pentano	iC5 2.44	2.16	2.40
N-Pentano	nC5 3.10	2.15	2.98
Hexanos	C6 8.34	1.65	7.50
Heptanos	C7 9.80	0.69	8.65
Octanos	C8 6.84	0.19	6.00
Nonanos	C9 7.76	0.09	6.80
Decanos	C10 6.53	0.01	5.71
Undecanos	C11 5.51	0.00	4.81
Dodecanos más	C12+ 40.92	0.00	35.76
TOTAL	100.00	100.00	100.00
Relaciones			
Relación Molar	0.8738	0.1262	1.0000
Relación de Masa	0.9692	0.0308	1.0000
Relación de Líquidos (bbl/bbl)	1.0000 @ CN	-	1.0073 @ PT*
Relación Gas Líquido	1.0000 bbl @ CN	92 PCN	-
Propiedades de los Flujos			
Peso Molecular	167.7	36.94	151.2
Densidad observada (gm/cc)	0.8048 @ 60 °F	-	0.8247 @ PT*
Gravedad (AIRE = 1.000)	44.1 °API @ 60 °F	1.291	-
Valor Calorífico Bruto (BTU/scf)	-	2074	-
Propiedades de Hexanos más			
% Molar	85.71	2.63	75.23
Peso Molecular	185.9	90.3	185.5
Densidad (gm/cc @ 60 °F)	0.8220	0.5756	0.8216
Gravedad (*API @ 60 °F)	40.5	77.8	40.6
Propiedades de Heptanos más			
% Molar	77.36	0.98	67.73
Peso Molecular	196.9	100.8	196.7
Densidad (gm/cc @ 60 °F)	0.8297	0.6902	0.8295
Gravedad (*API @ 60 °F)	38.9	73.3	38.9
Propiedades de Decanos más			
% Molar	52.96	0.01	46.28
Peso Molecular	238.3	84.0	238.3
Densidad (gm/cc @ 60 °F)	0.8502	0.6681	0.8502
Gravedad (*API @ 60 °F)	34.8	80.7	34.8
Propiedades de Undecanos más			
% Molar	46.43	0.00	40.57
Peso Molecular	252.9	-	252.9
Densidad (gm/cc @ 60 °F)	0.8561	-	0.8561
Gravedad (*API @ 60 °F)	33.6	-	33.6
Propiedades de Dodecanos más			
% Molar	40.92	0.00	35.76
Peso Molecular	267.2	-	267.2
Densidad (gm/cc @ 60 °F)	0.8615	-	0.8615
Gravedad (*API @ 60 °F)	32.8	-	32.6

* (P)resión: 85 lpcn * (T)temperatura: 93 °F

Tabla N° 5.7 Análisis de Nodos del Sistema de Bombeo de Crudo

E F -1/5							
TUBERIA	NODO	DIAM.	LONG. (mts)	# BRIDAS	# VALV.	# ACCES.	# BOMBAS
Succión	1	12" 150#	33	22	6		
	2	8" 150#	65	10	5		
Recirculac. Gral.	3	4" - 6" 600	7	10	4		
	4	2" 600#	4	5	2	1	
Descarga	5	4" - 11" # 600	65	56	20	15	
Descarga Válv. Alivio	6	2" - 3" # 600	2	10	10		
Recirculac. Bomba	7	2" 600#	3	35	15		
TOTALES				148	62	16	5
E F -9/5							
TUBERIA	NODO	DIAM.	LONG. (mts)	# BRIDAS	# VALV.	# ACCES.	# BOMBAS
Succión	1	12" 150#	72	8	3		
	2	10" 150#	13	12	4	12	
Descarga	3	6" 600#	13.5	16	8	12	
	4	12" - 16" 600#	50	9	2	1	
	5	8" - 10" 600#	8	9	2	4	
Descarga Valv. Alivio	6	4"	1.5				
	7	2" - 3"	2	8	4		
Recirculac. Bomba	8	2" 600#	3	24	12		
	9	4"	2	86	35	29	
TOTALES				172	70	58	4
E F -16/5							
TUBERIA	NODO	DIAM.	LONG. (mts)	# BRIDAS	# VALV.	# ACCES.	# BOMBAS
Succión	1	12" 150#	115	22	3		
	2	8" 150#	20	20	5	10	
Recirculac. Gral.	3	2" 600#	4	3	1	2	
	4	4" - 6" 600#	8	7	2		
Descarga	5	8" - 10" 600#	42	17	6	5	
Descarga Válv. Seg. (Tub. hacia tanque)	6	6" 600#	20	30	10	20	
	7	2" - 3"	2	10	5		
	8	4" 150#	30	3			
Recirculac. Bomba	9	2" 600#	3	18	15		
TOTALES				130	47	37	5

Tabla N° 5.8 Cálculo de frecuencia de bombas

EF 1/5			
Componentes de bombas	Frecuencia de fallas (año)		
	1.998	1.999	2.000
Fluid - end	2	6	3
Motor	0	0	1
Caja de engranaje	3	6	7
Promedio fallas/año	9,33		
EF 9/5			
Componentes de bombas	Frecuencia de fallas (año)		
	1.998	1.999	2.000
Fluid - end	3	3	0
Motor	2	6	2
Caja de engranaje	4	8	8
Promedio fallas/año	11,3		
EF 16/5			
Componentes de bombas	Frecuencia de fallas (año)		
	1.998	1.999	2.000
Fluid - end	3	2	3
Motor	6	0	3
Caja de engranaje	6	3	0
Promedio fallas/año	8,66		

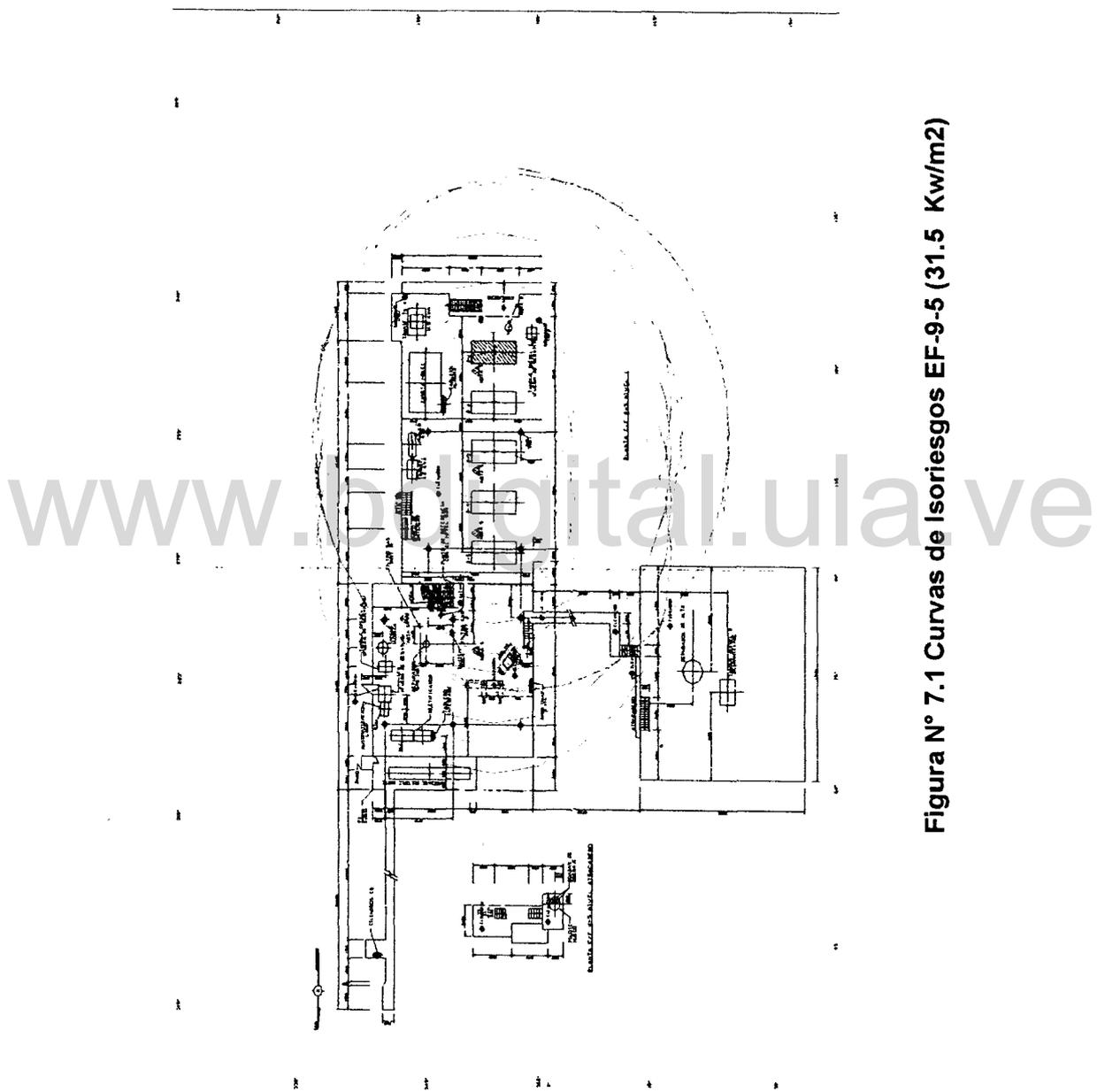


Figura N° 7.1 Curvas de Isoriesgos EF-9-5 (31.5 Kw/m2)

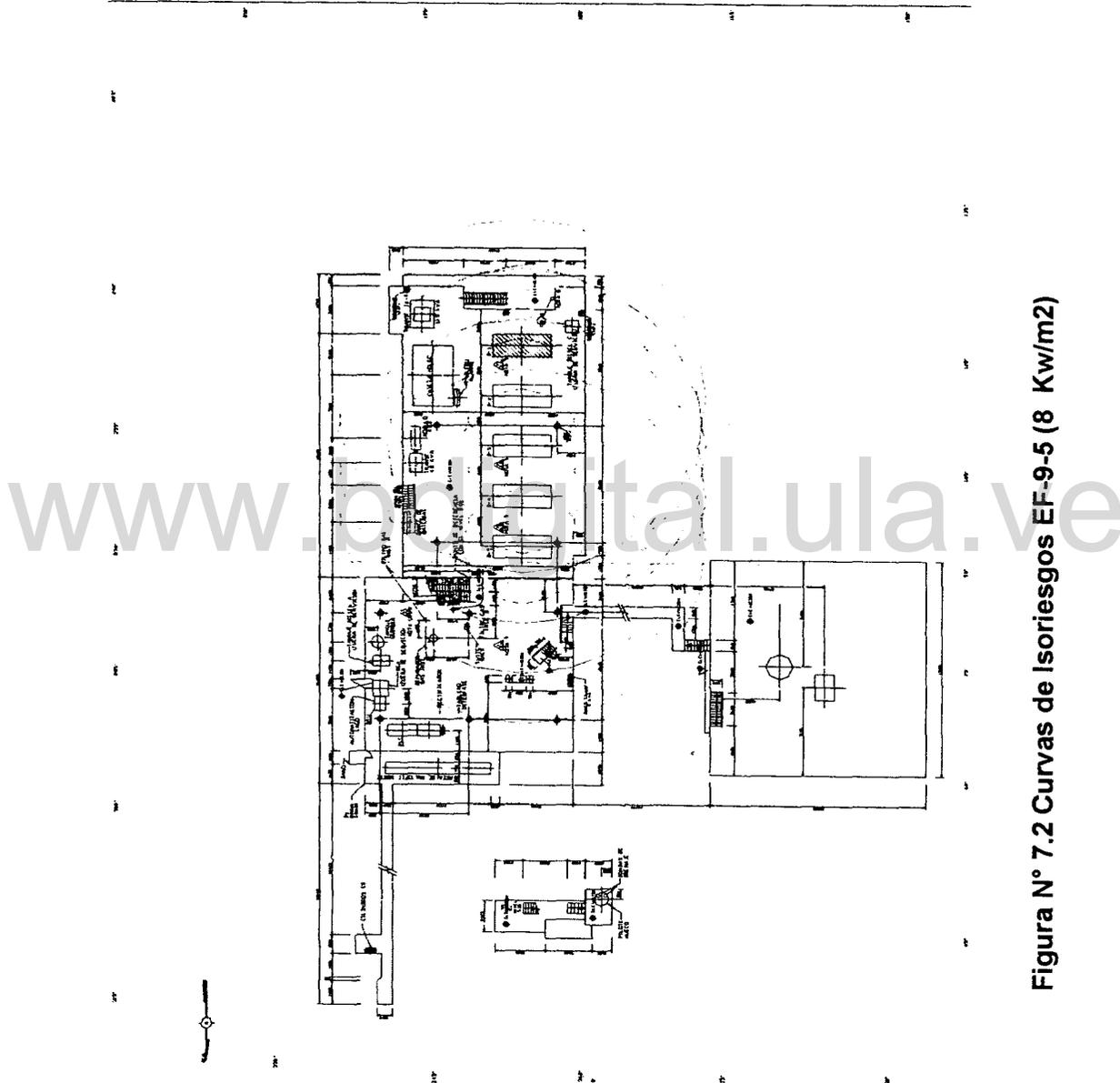


Figura N° 7.2 Curvas de Isoriesgos EF-9-5 (8 Kw/m2)

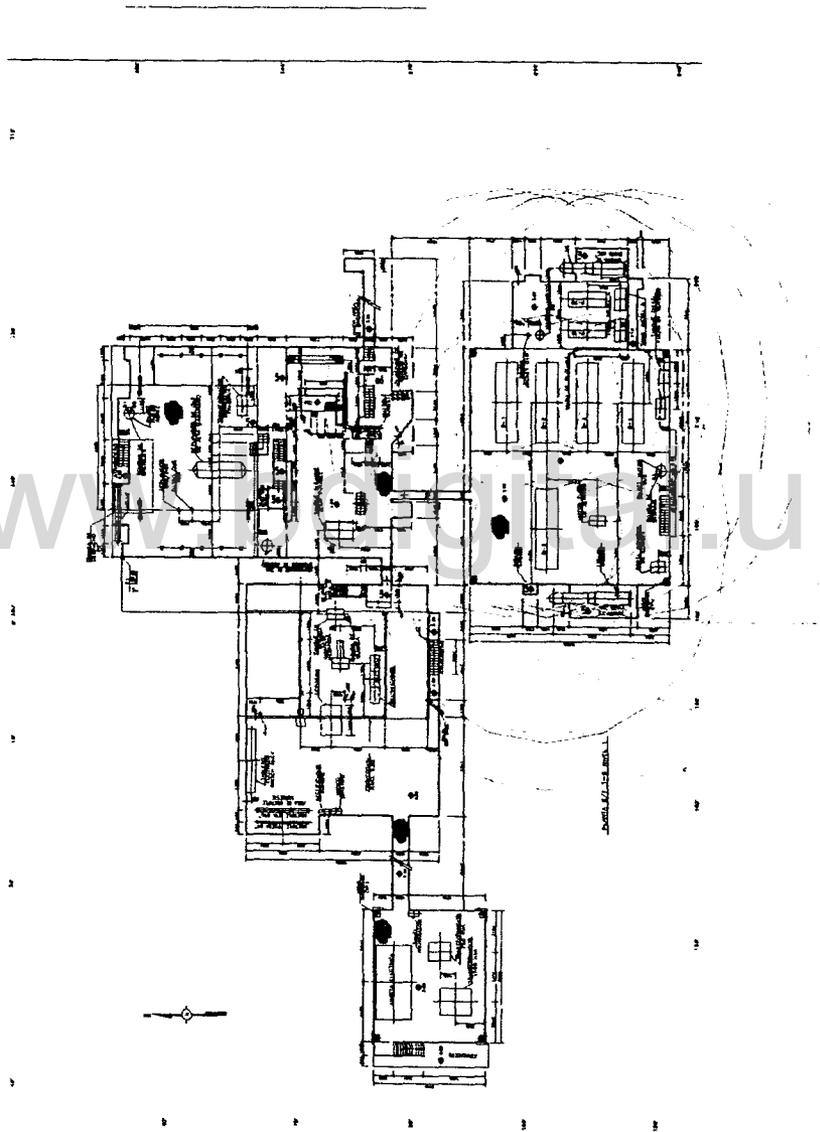


Figura N° 7.3 Curvas de Isoriesgos EF-1-5 (31.5 Kw/m2)

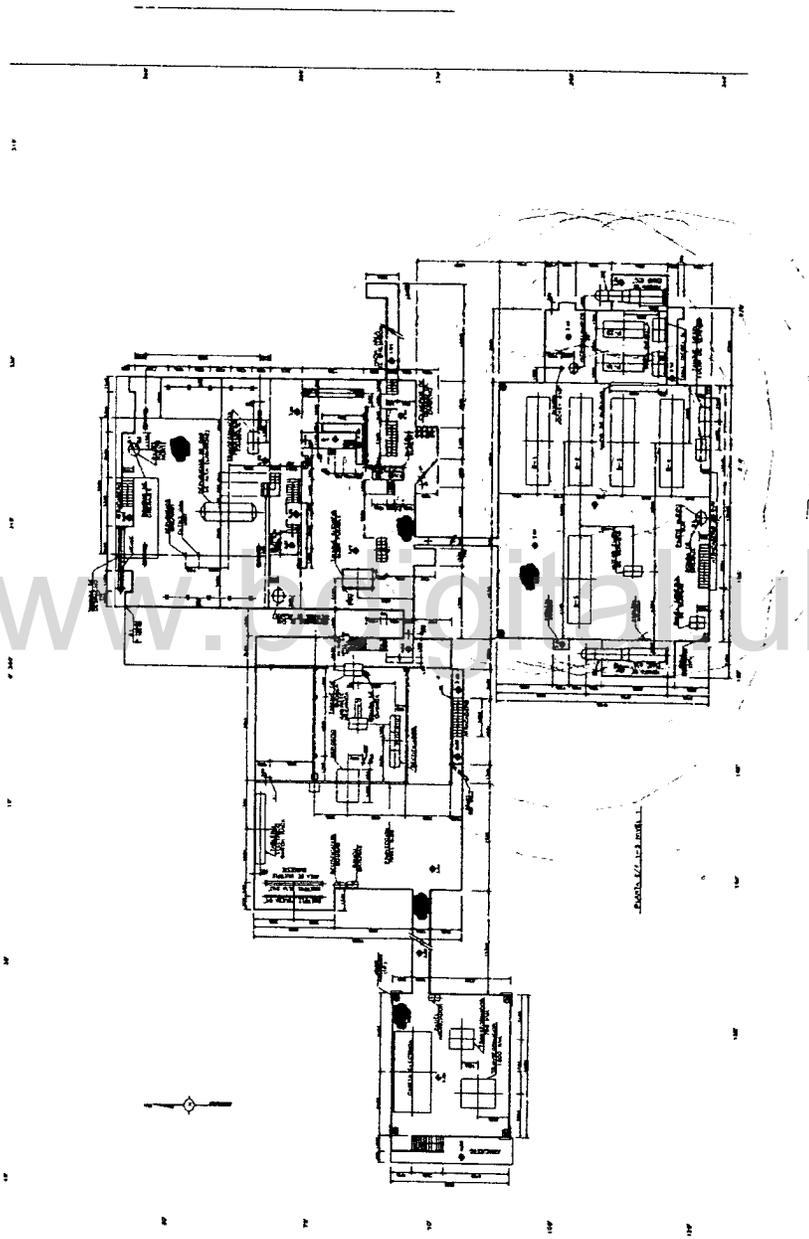


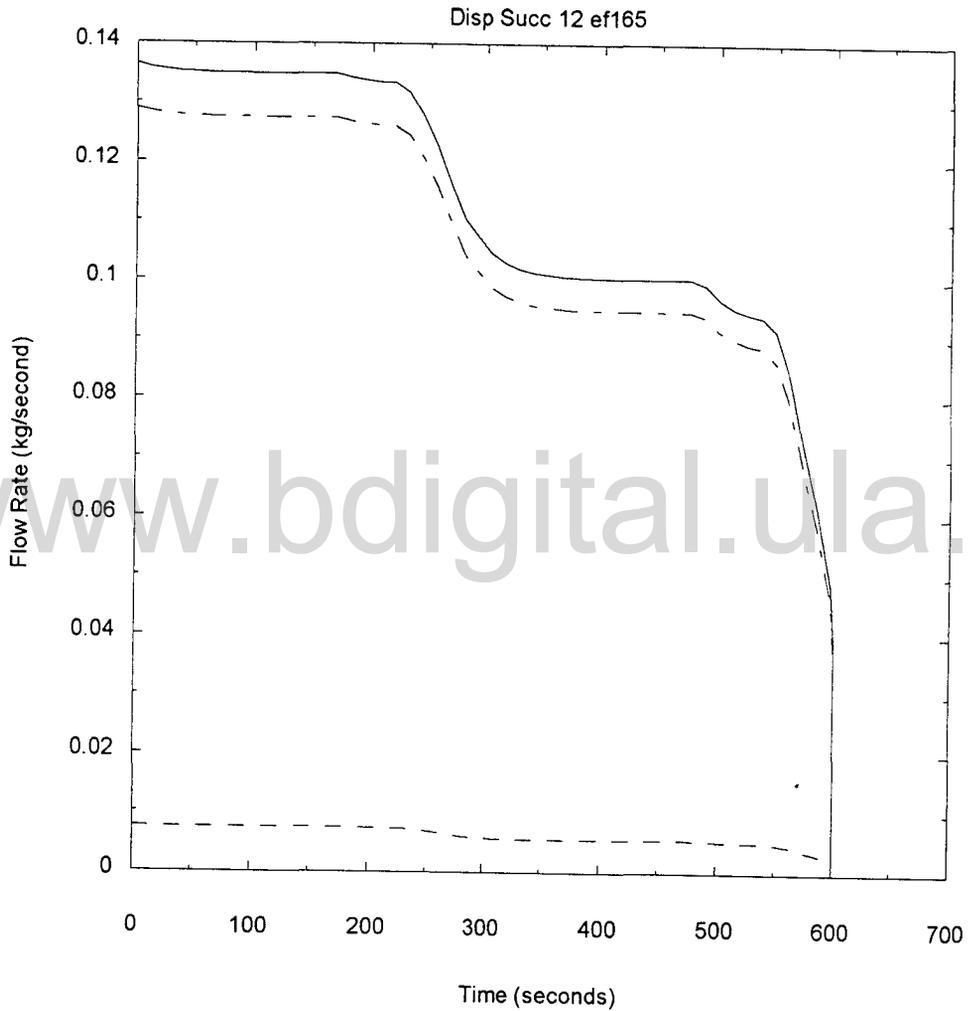
Figura N° 7.4 Curvas de Isorriesgos EF-1-5 (8.5 Kw/m2)

ANEXO 6

"SIMULACIONES DEL CANARY"

www.bdigital.ula.ve

MASS RELEASE RATE



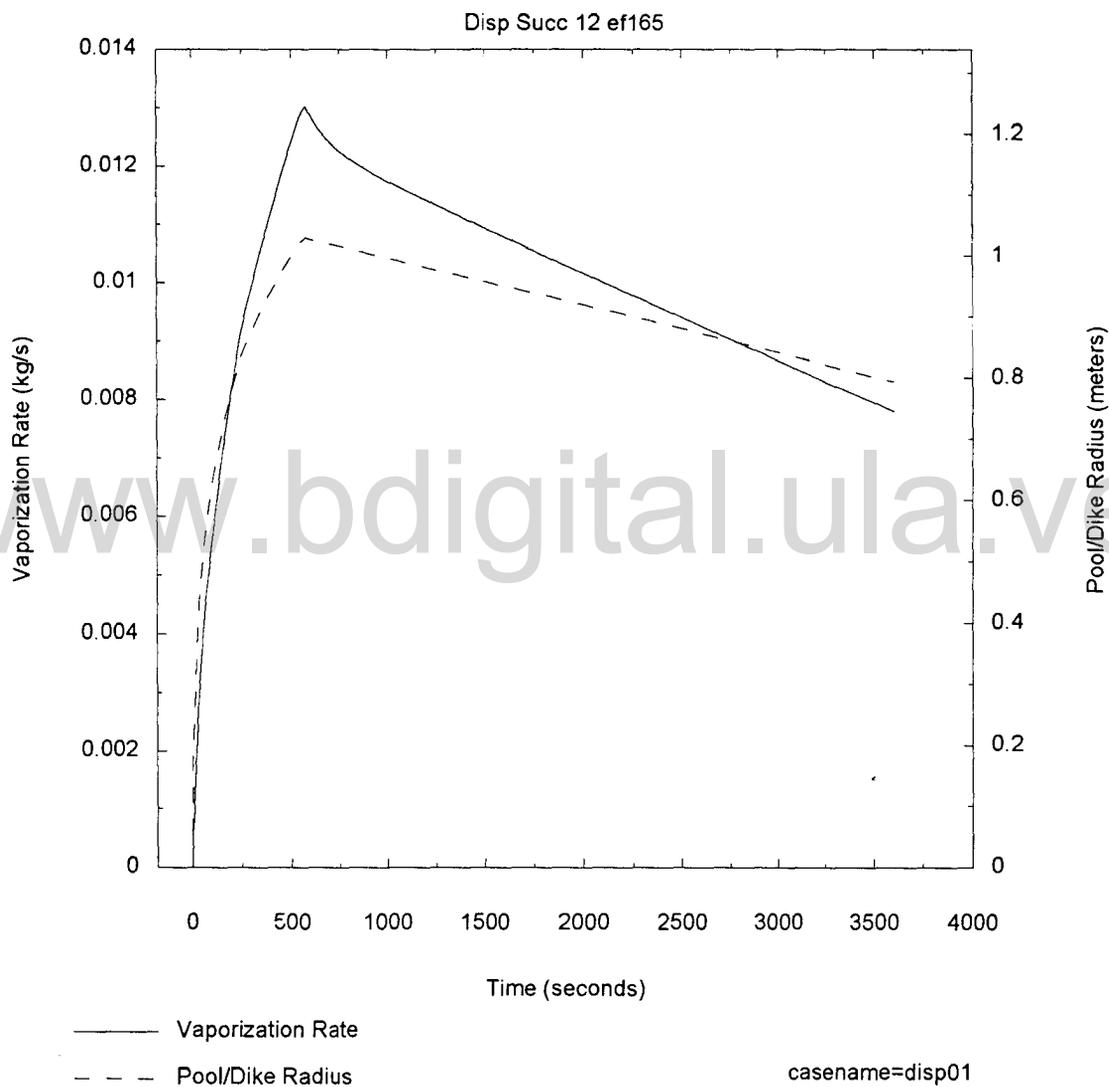
— Total
- - - Vapor
- . - . Liquid to Ground

casename=disp01

CANARY by Quest

Sat Dec 15 10:23:36 2001

LIQUID POOL/DIKE RADIUS and VAPOR GENERATION RATE



CANARY by Quest

Sat Dec 15 10:23:36 2001

CONCENTRATION CONTOURS: OVERHEAD VIEW

Momentum Jet Cloud

Disp Succ 12 ef165



- 9.36 mole percent
- - - - 1.99 mole percent
- 1.99 mole percent

casename=disp01

w.s. = 1.6 m/s

F stability

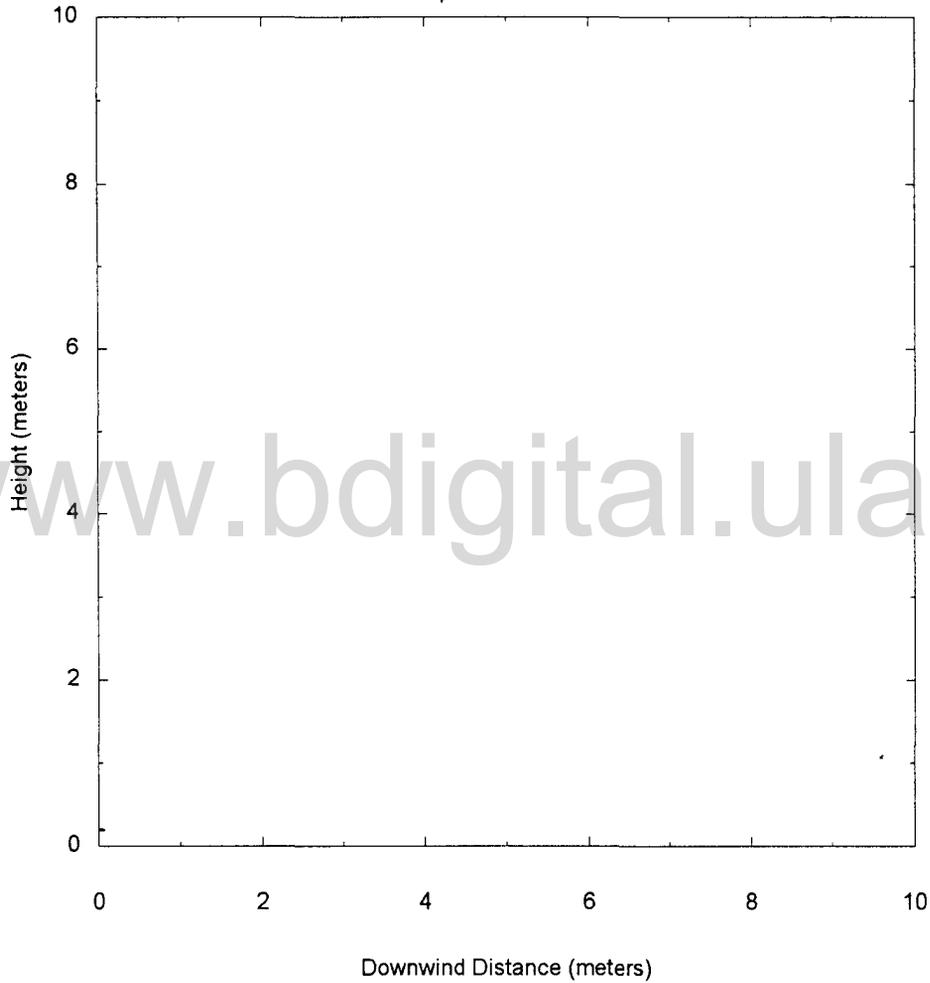
CANARY by Quest

Sat Dec 15 10:23:36 2001

CONCENTRATION CONTOURS: SIDE VIEW

Momentum Jet Cloud

Disp Succ 12 ef165



- 9.36 mole percent
- - - 1.99 mole percent
- 1.99 mole percent

casename=disp01

w.s. = 1.6 m/s

F stability

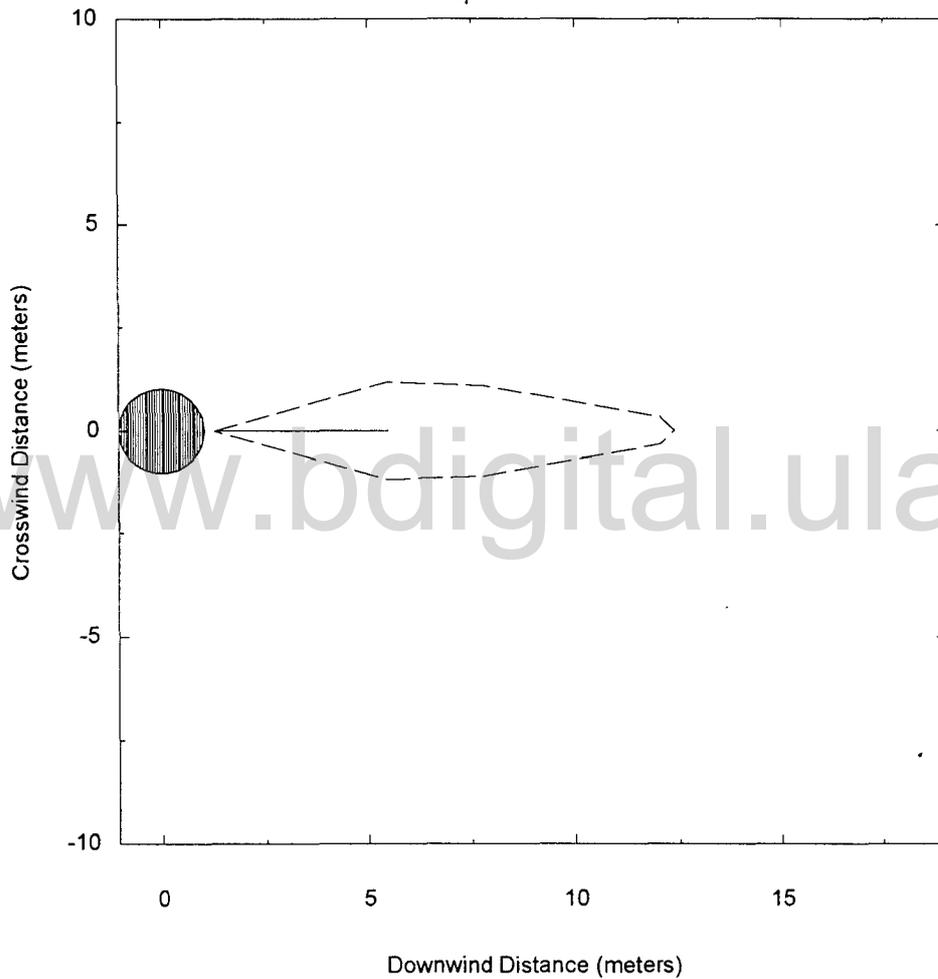
CANARY by Quest

Sat Dec 15 10:23:36 2001

CONCENTRATION CONTOURS: OVERHEAD VIEW

SLAB Cloud

Disp Succ 12 ef165



- 4.87 mole percent
- - - 0.777 mole percent
- 0.777 mole percent

casename=disp01

w.s. = 1.6 m/s

F stability

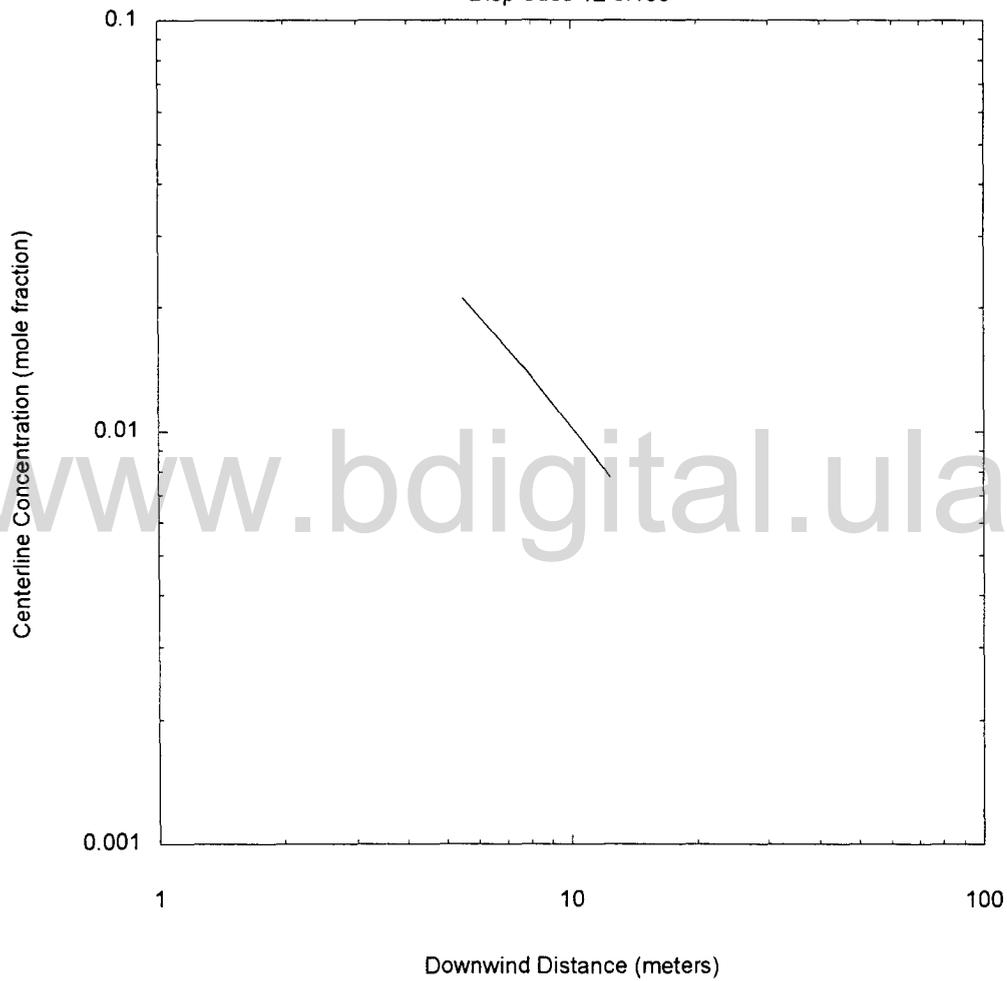
CANARY by Quest

Sat Dec 15 10:23:36 2001

CENTERLINE CONCENTRATION vs. DISTANCE

SLAB Cloud

Disp Succ 12 ef165



casename=disp01

w.s. = 1.6 m/s

F stability

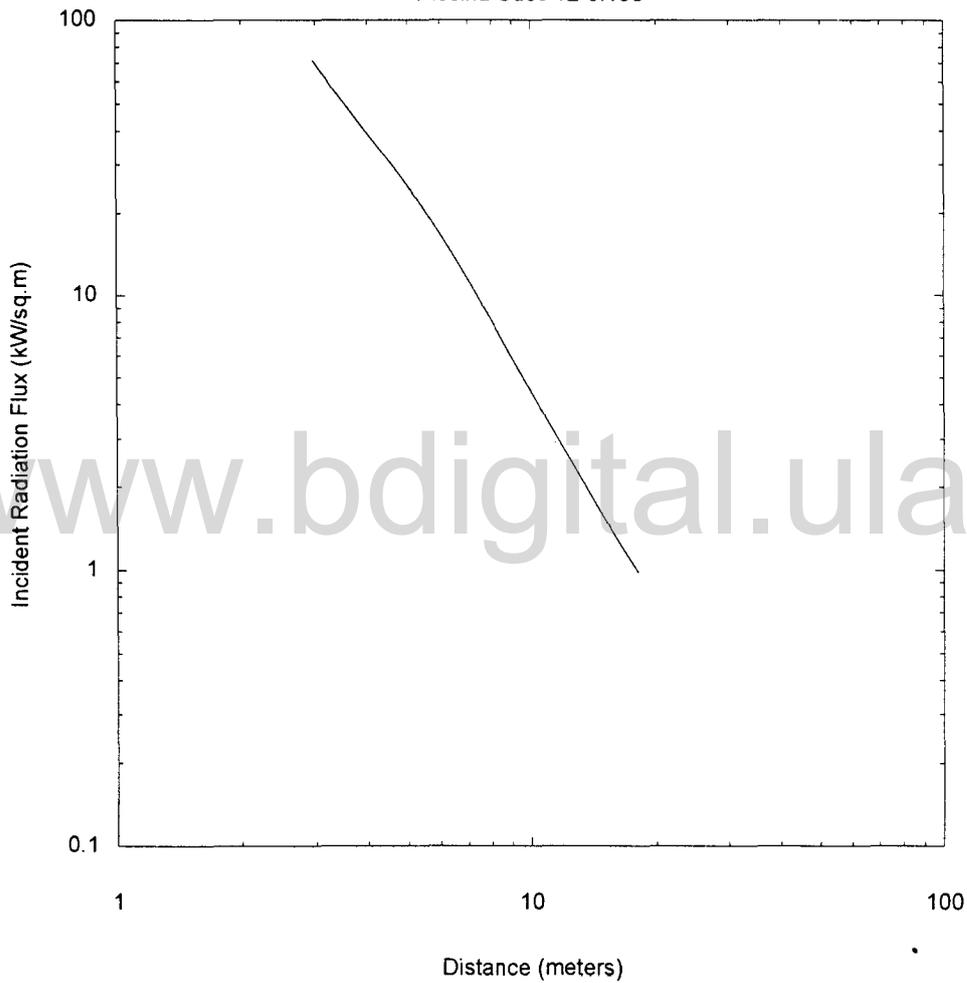
CANARY by Quest

Sat Dec 15 10:23:36 2001

POOL FIRE RADIATION FLUX vs. DISTANCE

Target is 1.3 meters Above the Flame Base

Piscina Succ 12 ef165



casename=pool01a

w.s. = 1.6 m/s

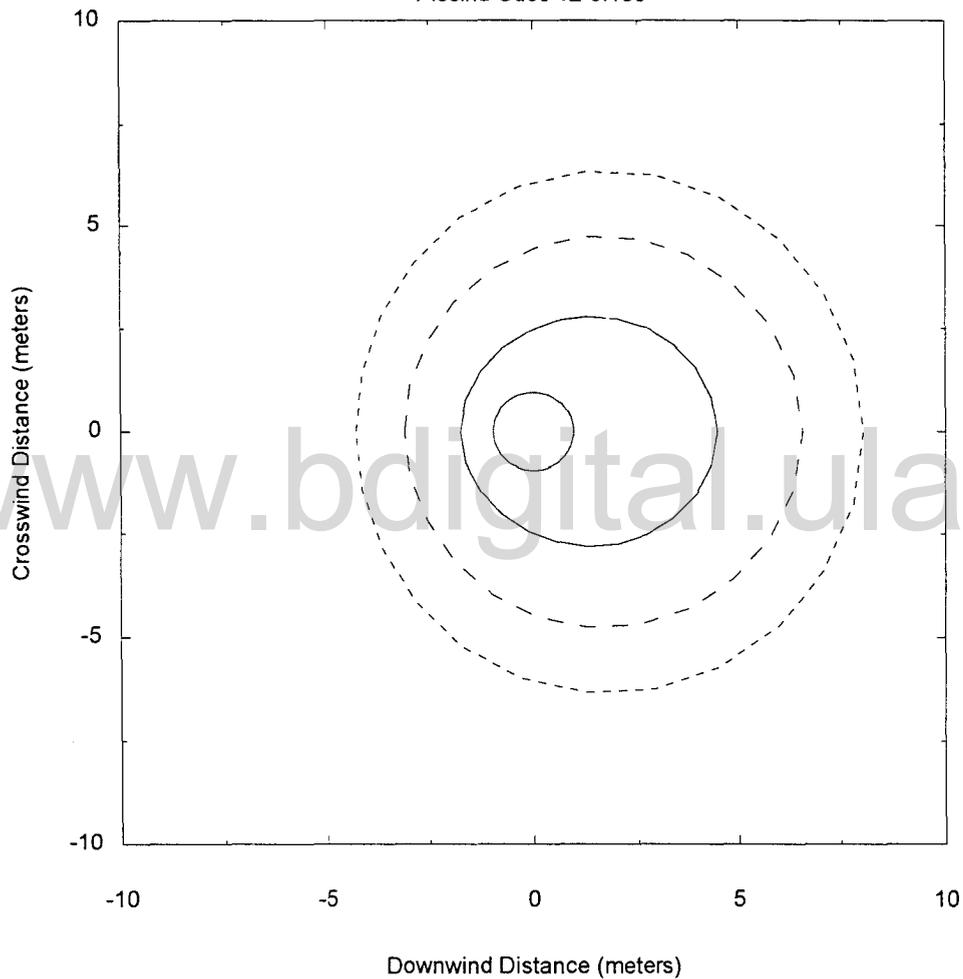
CANARY by Quest

Thu Dec 06 10:54:49 2001

POOL FIRE RADIATION ISOPLETHS

Target is 1.3 meters Above the Flame Base

Piscina Succ 12 ef165



- 31.50 kW/sq.m
- - - 13.50 kW/sq.m
- . - . 8.00 kW/sq.m

casename=pool01a

w.s. = 1.6 m/s

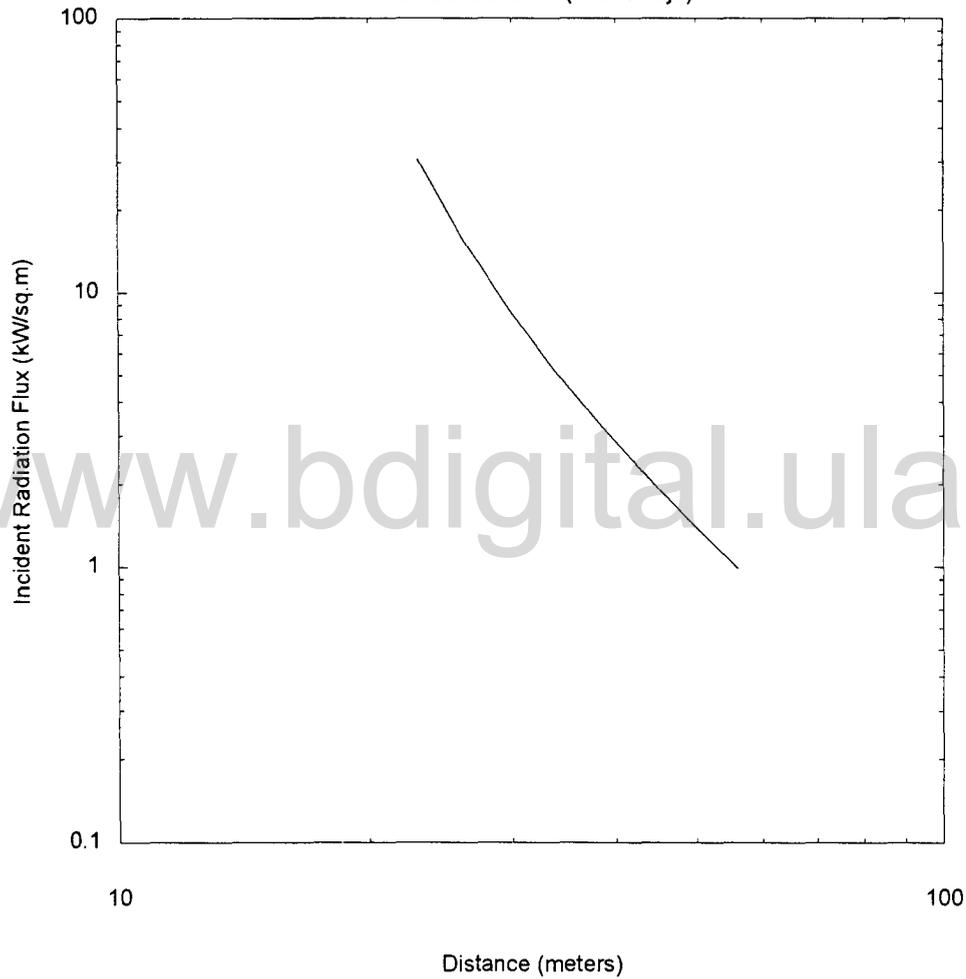
CANARY by Quest

Thu Dec 06 10:54:49 2001

FLARE / TORCH RADIATION FLUX vs. DISTANCE

Target is 1.0 meters Above the Release Point

Torch Desc 6 ef 15 (nuevo flujo)



www.bdigital.ula.ve

casename=torch11

w.s. = 1.6 m/s

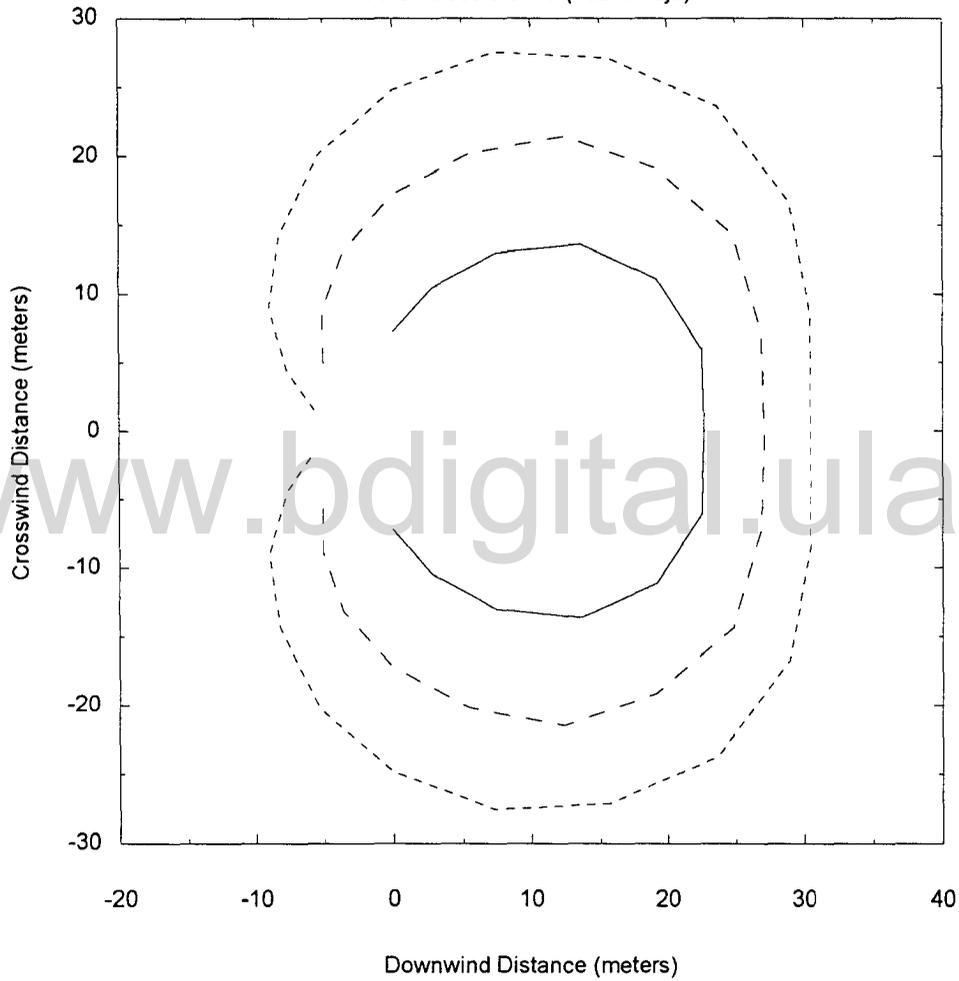
CANARY by Quest

Mon Dec 17 11:56:40 2001

FLARE / TORCH RADIATION ISOPLETHS

Target is 1.0 meters Above the Release Point

Torch Desc 6 ef 15 (nuevo flujo)



- 31.50 kW/sq.m
- - - 13.50 kW/sq.m
- . - . 8.00 kW/sq.m

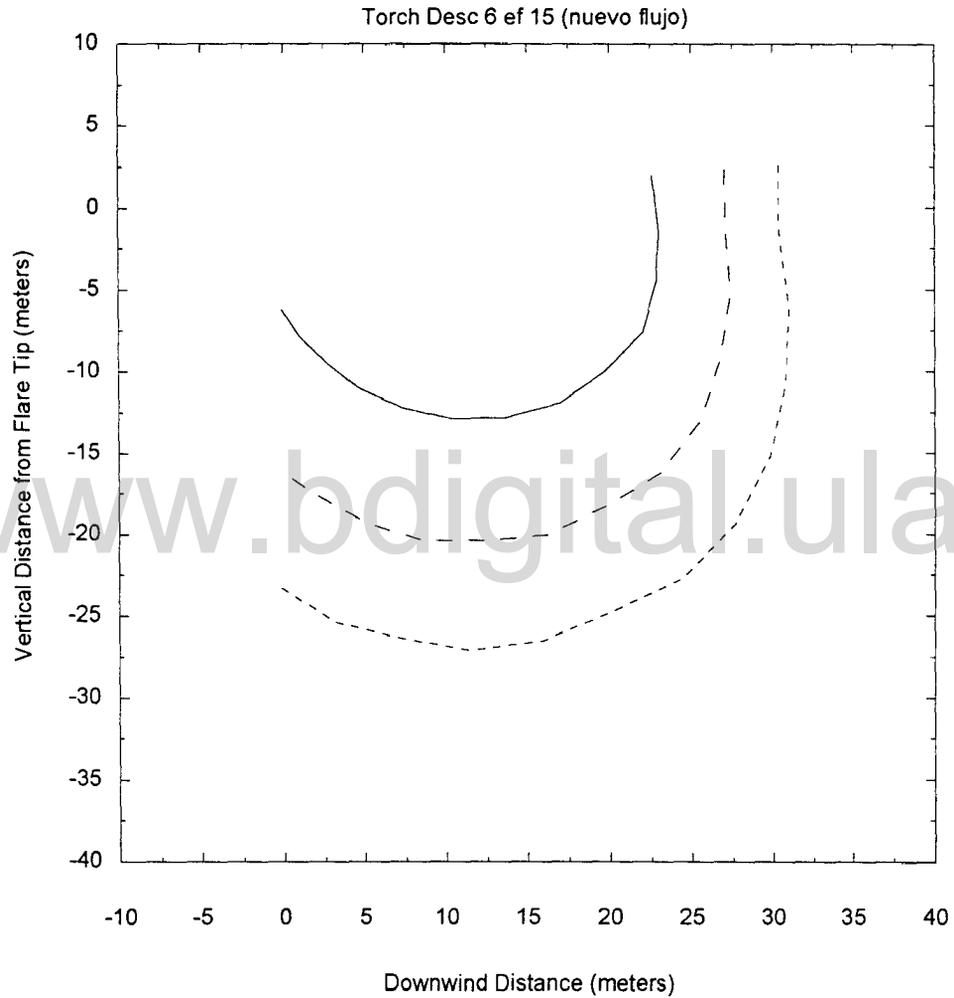
casename=torch11

w.s. = 1.6 m/s

CANARY by Quest

Mon Dec 17 11:56:40 2001

FLARE / TORCH VERTICAL RADIATION ISOPLETHS



- 31.50 kW/sq.m
- - - 13.50 kW/sq.m
- 8.00 kW/sq.m

casename=torch11

w.s. = 1.6 m/s

CANARY by Quest

Mon Dec 17 11:56:40 2001

ANEXO 7

"PLANOS ESTACIONES FLUJO
P&D"
