



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**



FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ARAGÓN

**EVALUACIÓN DE RIESGOS AL NEGOCIO, MEDIO AMBIENTE Y
POBLACIÓN EN EL TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE
HIDROCARBUROS POR DUCTOS.**

**TESIS PARA OBTENER EL GRADO DE:
INGENIERO INDUSTRIAL**

**PRESENTA:
MOISÉS NAVARRETE CASTILLO**

DIRECTOR DE TESIS: ING. JOSÉ RAYMUNDO REYNA OROZCO

Cd.Mx., 2016



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

DEDICATORIAS

Gracias a Dios por darme la familia que tengo, la oportunidad de estudiar y la fuerza e inteligencia para poder terminar la carrera.

A mis padres Nelly Castillo Vergara y Víctor Manuel Navarrete García, por darme todo el apoyo, cariño, recursos materiales y el gran ejemplo de vida ya que todo esto es el resultado de su esfuerzo como padres.

A mis hermanos Ulises Navarrete Castillo y David Navarrete Castillo por su apoyo y cariño, porque ellos son mi inspiración para ser un gran ejemplo, espero estén orgullosos de mí.

A la UNAM y Fes Aragón por darme el conocimiento y las herramientas para formarme como Ingeniero Industrial.

A mis Maestros de toda la carrera, en especial a mi asesor de tesis el Ingeniero José Raymundo Reyna Orozco por la realización de este trabajo.

A mi amiga y maestra la Ingeniera Silvia Lastra Velázquez por ser mi mentora en mi estancia en PEMEX ya que ella me involucro en el tema y me dio todo su conocimiento para poder realizar este trabajo.

A mis amigos y compañeros de la carrera por todo su apoyo y confianza en todo momento.

INDICE:

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1 Objetivo.....	2
1.2. Alcance	2
1.3 Justificación.....	2
1.3.1 La industria del petróleo	3
1.3.2 Reservas mundiales de petróleo	3
1.3.3 La industria del petróleo en México (PEMEX).....	5
1.3.4 Estadísticas de accidentes a nivel Nacional.....	7
1.4 Hipótesis del proyecto de tesis	10
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO	11
2.1 MODELO DE EVALUACIÓN DE RIESGOS DE OPERACION DE KENT MUHLBAUER.....	12
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ANÁLISIS DE RIESGO DE UN DUCTO	16
2.2.1 Análisis de Consecuencias.....	16
2.2.2 Estimación de la Frecuencia	17
2.2.3 Caracterización y Jerarquización de Riesgos	18
CAPITULO III: MARCO NORMATIVO.....	19
3.1 ANTECEDENTES Y REFERENCIAS A NIVEL INTERNACIONAL	20
3.1.1 - DOT, Departamento de Transporte de los Estados Unidos.....	20
3.1.2.- API 1160, Sistema de administración de integridad para ductos que transportan líquidos peligrosos.....	20
3.1.3- ASME B31.8S, Sistema de Administración de Integridad de ductos de Gas....	21
3.1.4- ASME B31.3S, Sistema de Administración de Integridad de ductos de Liquido.	22
3.2 MARCO NORMATIVO ESPECÍFICO	23
3.2.1 NORMA Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos.	23
CAPITULO IV: DESCRIPCION DEL IMP	25
4.1. INTEGRITY MANAGEMENT PROGRAM (IMP).....	26
4.2. AGRUPAR VARIABLES EN MODELOS DE ENTRADA	27
4.3. ¿Qué Es Un Algoritmo?	31
4.3.1 Riesgo Total.....	32

4.3.2 Estructura para Amenazas y Consecuencias	33
4.3.3 Asignando Tipo de Amenaza	33
4.3.4 Asignando Consecuencias al tipo de Ponderación (COF)	35
4.3.5 Asignando Peso a las Variables y Puntuación de Atributos	36
4.3.6 Asignando Pesos a las Variables	37
4.3.7 Proceso de Desarrollo del Algoritmo	38
4.3.8 Desarrollando un Criterio de Comparación	40
CAPITULO V: EVALUACION DE RIESGOS DEL IMP	42
5.1 MODELOS DE ENTRADA	43
5.1.1 Que es un modelo de entrada	44
5.1.2 Metadatos a Nivel Modo	44
5.1.3 Tipos de Variable Metadatos	44
5.1.4 Tipos de Sistemas de Referencia.....	45
5.1.5 Datos Requeridos para las Plantillas de Importación.....	45
5.1.6 Transformaciones.....	45
5.1.7 Reporte de Detalles de Transformación.....	46
5.1.8 El Reporte de Modelo de Entrada ERD.....	47
5.2 MODELO DE EVALUACIÓN.....	48
5.2.1 Que es un modelo de Evaluación.....	48
5.2.2 Segmentación Dinámica.....	51
5.3 MODELO DE VOLUMEN DE FUGA DE LÍQUIDOS.....	53
5.4 MODELO DE PERFIL DE PRESIÓN.....	54
5.4.1 Calculando el Modelo de Mapeo de Variable	54
5.5. Inspección Directa.....	56
5.5.1 Pre-inspección, inspección indirecta, examinación directa, y post inspección...56	
5.6 INSPECCION POR “PIGS”	57
5.6.1 Aplicaciones principales de la corrida de “PIG”	58
5.6.2 Tipos de pigs.	59
5.6.3 Generalidades de los pigs.....	63
5.6.4 Instalación de los “pigs” en las tuberías	64
5.6.5 Estándares para los “pigs”.....	65
5.7 Análisis de Riesgo para el Manejo de Integridad de Ductos.....	66
5.7.1 Soporte de Análisis HCA	67

5.7.2 HERRAMIENTA DE RANQUEO MATRICIAL/GRAFICACIÓN	72
5.7.3 Manejo de Anomalías.....	81
5.8 EJEMPLO DE EVALUACION DE RIESGO	82
CAPÍTULO VI: MITIGACION DEL RIESGO	87
6.1 Administración del Riesgo.....	88
6.2 Reparación y Rehabilitación de Ductos	89
6.3 Respuesta al descubrir defectos.....	89
6.3.1 Reducciones de presión	90
6.3.2 Recolección de Información Crítica.....	90
6.3.3 Evaluación de Defectos y Daños.....	91
6.4 Selección de método de reparación/rehabilitación.....	92
6.4.1 Reparación del Revestimiento.....	93
6.4.2 Biselado.....	94
6.4.3 Depósitos de Metal de Soldadura	95
6.4.4 Reparación con Camisas	96
6.4.5 Reparación con Parches o Tejas:	99
6.4.6 Reparación de Defectos HOT TAP- Remoción directa de defectos:.....	99
6.4.7 Abrazaderas Mecánicas	100
6.4.8 Reacción a los Defectos (Tiempo)	101
6.5 Etapas de la reparación y la rehabilitación	102
6.6 Reparación y Rehabilitación- Motivos y Enfoque.....	102
6.7 Reparación y Rehabilitación- Costo Beneficio	104
CAPITULO VII: DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES	106
7.1 Metodología de Evaluación de riesgos de transporte por ducto Ductos.....	107
7.2 Resultados y Discusión.....	107
7.2.1 Funcionalidades	110
7.2.2 Segmentación dinámica	111
7.3 Administración de la Integridad de Ductos:.....	112
BIBLIOGRAFÍA.....	113
GLOSARIO.....	115

INDICE DE TABLAS	PAG.
Tabla 1.1 Tabla comparativa en el mundo de Principales empresas petroleras.....	3
Tabla. 1.2 Producción de crudo miles de barriles diarios.....	6
Tabla 1.3 Accidentes en ductos.	7
Tabla 2.1 Categoría de Consecuencias.....	16
Tabla 2.2 Categoría de Frecuencias.....	17
Tabla 2.3 Niveles de Frecuencia.....	17
Tabla. 4.1 Ponderaciones LOF.....	34
Tabla 4.2 Ponderaciones COF.....	35
Tabla 4.3 Variables de Ponderación por Corrosión Externa.....	37
Tabla 5.1 Entradas requeridas que deben ser mapeadas previamente.....	55
Tabla 5.2 Generalidades de los “pigs”.....	63
Tabla 5.3 Información de Ductos.	83
Tabla 6.1 Control de Amenazas.	88
Tabla 6.2 Métodos de Reparación.	92
Tabla 6.3 Métodos de Reparación Permanente, Guías API 1160.	100
Tabla 6.4 Guía para Reparación. Catalogo AGA No L51716, Dic, 96 y API 1160.	101
Tabla 6.5 Reacción a los Defectos.....	101

INDICE DE FIGURAS**PAG.**

Fig. 1.1 Reservas de petróleo probadas, Principales países.....	4
Fig. 1.2 Distribución de reservas probadas.	4
Fig. 1.3 Producción de crudo Principales países.....	5
Fig. 1.4 Intoxicados-accidentes en ductos.	7
Fig. 1.5 Lesionados-accidentes en ductos.....	8
Fig. 1.6 Evacuados-accidentes en ductos.....	9
Fig. 1.7 “Índice de frecuencia de accidentes”.....	9
Fig. 2.1. Diagrama estructura del riesgo relativo.....	13
Fig. 2.2. Diagrama suma de índices.....	14
Fig. 2.3 Diagrama de flujo de la Evaluación de Riesgo de Ductos.....	15
Fig. 2.4 Matriz de riesgo.	18
Fig. 3.1 Diagrama de flujo Norma API 1160.....	21
Fig. 3.2 Diagrama de flujo de (ASME B31.8S, 2002).....	22
Fig. 3.3 Diagrama de flujo para la administración de la integridad de ductos (NOM-027-SESH-2010).....	24
Fig. 4.1 Sistema de Ductos.....	27
Fig. 4.2 Pipe-Pipe Diseño Modelo de entrada de columna Set-up ventana.	28
Fig. 4.3 Ventana Principal IMP.	29
Fig. 4.4 Ventana Principal IMP, Viendo Sólo las presentaciones de Árbol.....	30
Fig. 4.5 Algoritmo del IMP.....	31
Fig. 4.6 Estructura de Ranquin de Riesgo Total.	32
Fig. 4.7 Conceptos de Base de Datos.	34
Fig. 4.8 Clasificación de Variables.....	36
Fig. 4.9 Diagrama del Proceso de Desarrollo del Algoritmo.....	39
Fig. 4.10 Distribución Normal.....	40
Fig.5.1 Reporte de Detalles de Transformación.	46
Fig. 5.2 Reporte de modelo de Entrada.	47
Fig.5.3 Modelos de entrada.	50
Fig. 5.4 Unidad de Evaluación.....	52
Fig. 5.5 Zonas de Alta Consecuencia.	53
Fig. 5.6 Evaluación de Integridad.....	57
Fig. 5.7 Corrida de “Pig”.....	58
Fig. 5.8 Diferentes tipos de “Pigs”.	59
Fig. 5.9 “Pigs” de espuma-limpieza.	59
Fig. 5.10 “Pigs” esféricos-limpieza.	60
Fig. 5.11 “Pigs” de Mandril.	60
Fig. 5.12 “Pig” Magnético.	61
Fig. 5.13 “Pig” de gel.....	61
Fig. 5.14 “Pig” Inteligente.	62
Fig. 5.15 Configuración típica de un lanzador de “pis” para un sistema de producción.	64
Fig. 5.16 Lanzador de “pigs”.....	64
Fig. 5.17 Zonas de Alta Consecuencia.....	68
Fig. 5.18 Segmentación de Ducto.....	69
Fig. 5.19 Zonas de Alta Consecuencia.....	71
Fig. 5.20 Grafica de Dispersión.	73
Fig. 5.21 Grafica de Barras 2-D.	73
Fig. 5.22 Grafica de Barras 3-D.	74
Fig. 5.23 Grafica Lineal.	75
Fig. 5.24 Perfil de Inspección de Integridad de Ducto.....	76
Fig. 5.25 Localización visual de referencia en puntos para ductos.....	77
Fig. 5.26 Grafica de Pivotes.....	78
Fig. 5.27 Grafica Diagrama de tornado.	80
Fig. 5.28 Grafica de Resultados Del Análisis de Evaluación de Riesgo.....	86
Fig. 6.1 Reparación de Ducto.	89

Fig. 6.2 Reducción de Presión en Tubería.	90
Fig. 6.3 DUCOMSA. (2011). Inspección.	91
Fig. 6.4 Revestimiento de ductos.	93
Fig. 6.5 Biselado de ducto.	94
Fig. 6.6 Deposito de Metal de Soldadura.	95
Fig. 6.7 Reparación con Camisas.	96
Fig. 6.7 Reparación con Camisas Tipo A.....	97
Fig. 6.8 Reparación con Camisas Tipo.....	97
Fig. 6.9 Reparación con Camisas Compuesta.	98
Fig. 6.10 Reparación HOT- TAP.	99
Fig. 6.11 Abrazadera Mecánica para Ducto.	100
Fig. 6.12 Etapas de la Reparación y Rehabilitación.....	102
Fig. 6.13 Modelo de Costos.	103
Fig. 6.14 Costo/Beneficio Reparación y Rehabilitación.....	104
Fig. 6.15 Estrategia para la Reparación y Rehabilitación.....	105
Fig. 7.1 Proceso de Administración de Integridad (PEMEX).....	110
Fig. 7.2 Estrategia de la Administración de la Integridad en Ductos (PEMEX).....	112

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. Objetivo

Propuesta de Implementación de una Metodología de Evaluación de Riesgos con un sistema de monitoreo y análisis del nivel de riesgo en la población, medio ambiente y negocio en la distribución de hidrocarburos por Ductos, y de esta forma mitigar y minimizar las fallas y accidentes en las operaciones de distribución de hidrocarburos.

1.2. Alcance

La evaluación de Riesgos permite hacer eficientes sus recursos y esfuerzos en las instalaciones ya que permite minimizar el riesgo en la operación de las instalaciones estratégicas de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, beneficiando directamente al negocio, la población y el medio ambiente.

1.3 Justificación

“La industria del petróleo indudablemente representa una de las fuentes de energía más importantes de la sociedad moderna. En la actualidad se están investigando energías alternativas; sin embargo hasta ahora no se ha logrado una opción que realmente lo sustituya. Por otro lado, accidentes ocurren con frecuencia en los ductos de transporte de hidrocarburos y con graves consecuencias en términos de pérdidas de vidas humanas, lesiones graves, interrupción de las operaciones, pérdidas económicas, y daños irreparables al medio ambiente, etc.”¹

En México, Petróleos Mexicanos (PEMEX) realiza procesos industriales y operaciones tales como exploración, explotación y refinación, del petróleo crudo, la elaboración de productos petrolíferos y derivados, el procesamiento, así como el transporte, almacenamiento y comercialización de los mismos, los cuales implican riesgos de accidentes, mismos que deben identificarse y evaluarse para implantar las medidas que eviten la ocurrencia de los mismos o que minimicen las consecuencias asociadas a dichos riesgos. Todas las actividades humanas involucran un cierto grado de riesgo y la Industria petrolera no es la excepción.

¹ Santos Reyes, 2009, p.14

1.3.1 La industria del petróleo

El petróleo es la fuente de energía más importante del mundo. El petróleo proporciona fuerza, calor y luz, a base de él se fabrica una gran variedad de productos químicos. Este hidrocarburo es un recurso no renovable que aporta el mayor porcentaje del total de la energía que se consume en todo el mundo como también el mayor generador de ingresos monetarios para los países productores como se observa en la siguiente tabla.

Tabla 1.1 Tabla comparativa en el mundo de Principales empresas petroleras.

Empresa	PEMEX	Statoil	Total	Exxon	Conoco	ENI	Shell	BP	Petrobras	Chevron	
	México	Noruega	Francia	Estados Unidos	Estados Unidos	Italia	Holanda	Reino Unido	Brasil	Estados Unidos	
Tipo de propiedad	-	Pública	Privada / Pública	Privada / Pública	Privada	Privada	Privada / Pública	Privada	Privada	Privada / Pública	Privada
Año fundación	-	1938	1972	1924	1889	1875	1953	1907	1908	1953	1879
Producción	mbped	2,561	2,004	2,390	4,200	1,578	1,747	3,262	3,331	2,598	1,764
Ingresos Totales	Miles de millones de USD	126.68	122.61	266.67	467.29	62.04	169.69	467.15	388.28	144.10	241.90
Costo de producción	USD / bpce	6.84	7.55	8.17	9.91	10.57	10.82	12.47	12.50	13.62	15.46
Costo de exploración y desarrollo	USD / bpce	13.77	32.96	22.68	19.31	15.54	18.69	11.75	17.37	18.87	28.81
Utilidad antes de impuestos	Miles de millones de USD	69.64	35.02	31.87	78.73	15.46	26.08	50.29	18.80	14.49	46.33
Utilidad antes de impuestos / Ingresos Totales	-	55.0%	28.6%	12.0%	16.8%	24.9%	15.4%	10.8%	4.8%	10.1%	19.2%
Impuestos pagados	Miles de millones de USD	69.43	23.24	17.42	31.05	7.03	16.58	23.45	6.98	3.56	19.99
Impuestos y derechos / Ingresos Totales	-	54.8%	19.0%	6.5%	6.6%	11.3%	9.8%	5.0%	1.8%	2.5%	8.3%
Utilidad neta	MMMUSD	0.21	11.78	14.45	47.68	8.43	9.50	26.84	11.82	10.93	26.17
Número de trabajadores	-	153,361	23,028	97,126	79,900	16,900	11,304	87,000	80,300	77,000	58,286

Observatorio Ciudadano de la Energía A.C. (2012)

1.3.2 Reservas mundiales de petróleo

Las figuras 1.1-1.3 presentan algunas estadísticas de las reservas probadas de petróleo en todo el mundo. Por ejemplo, la fig. 1.2 muestra que el Oriente Medio es la región que más reservas probadas tiene de todo el mundo; esto es, 795 reservas que representa un 61% (ver fig. 1.3) de las reservas totales del mundo. De manera similar, el oriente Medio encabeza la producción de petróleo con un total de 82,500 millones de barriles, seguidos de Centroamérica, África y Europa y Eurasia.

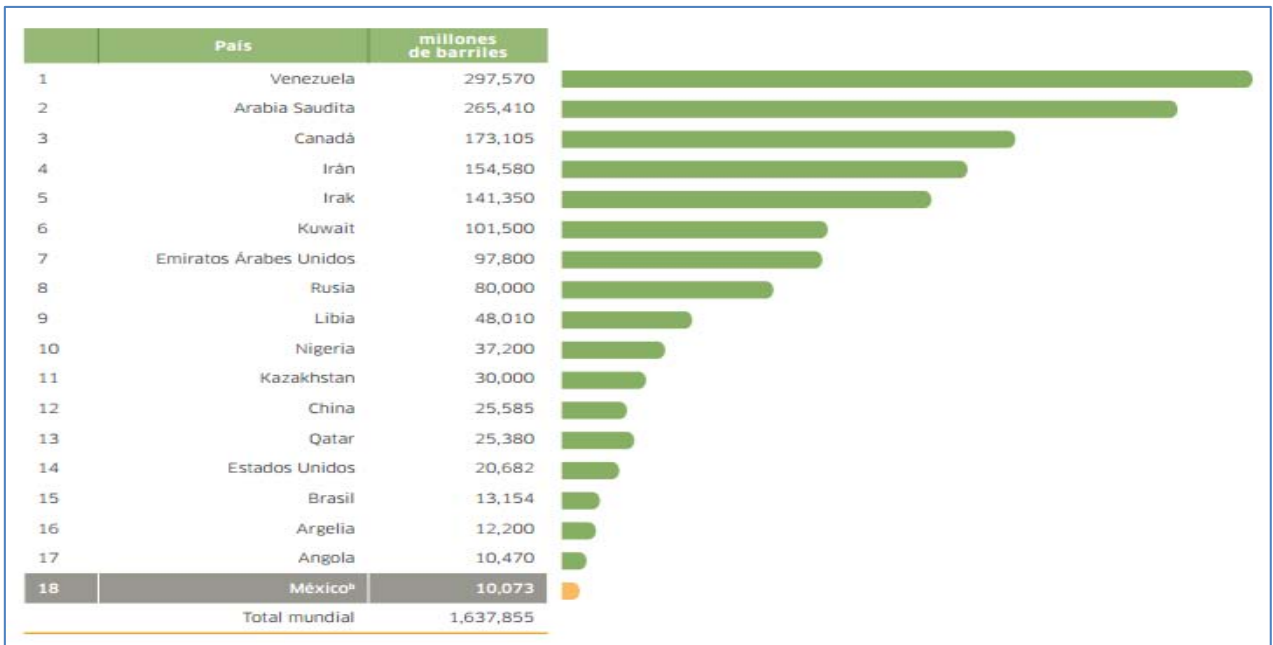


Fig. 1.1 Reservas de petróleo probadas, Principales países. [Imagen]. Anuario estadístico PEMEX, (2013).

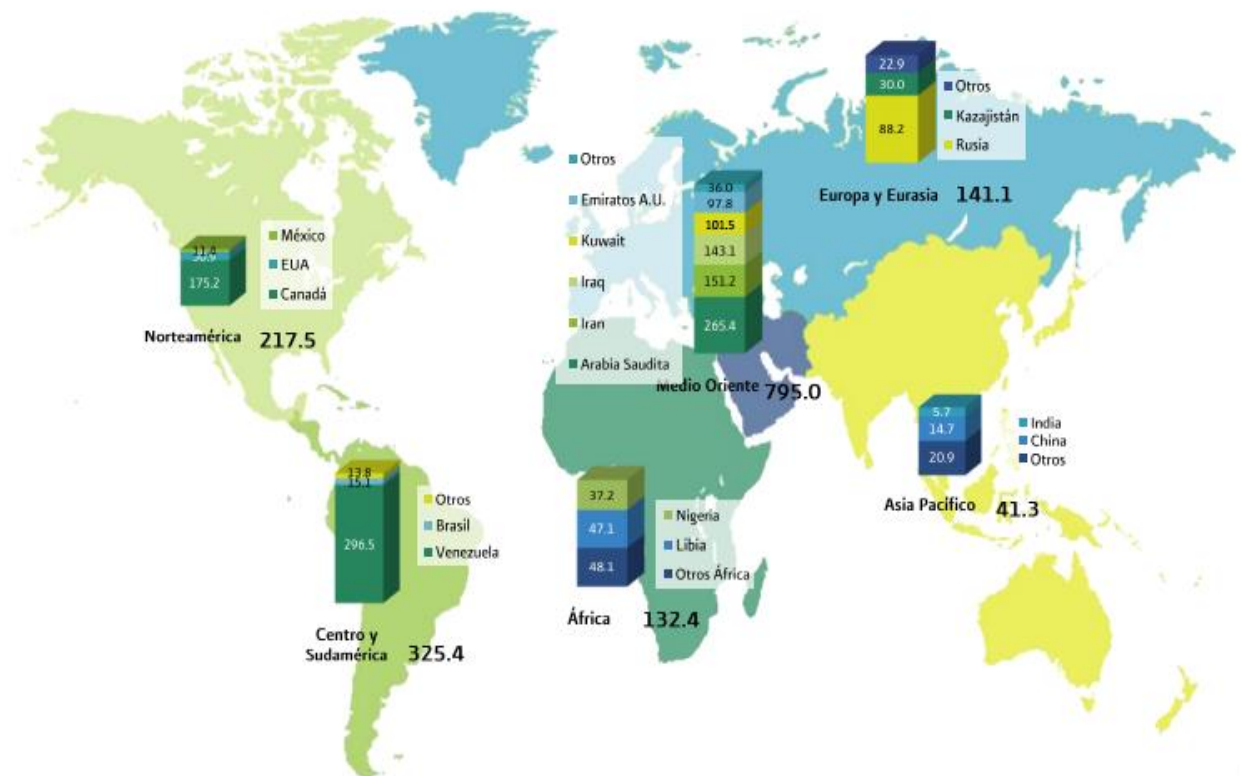


Fig. 1.2 Distribución de reservas probadas. [Imagen]. SRWE, (2012)

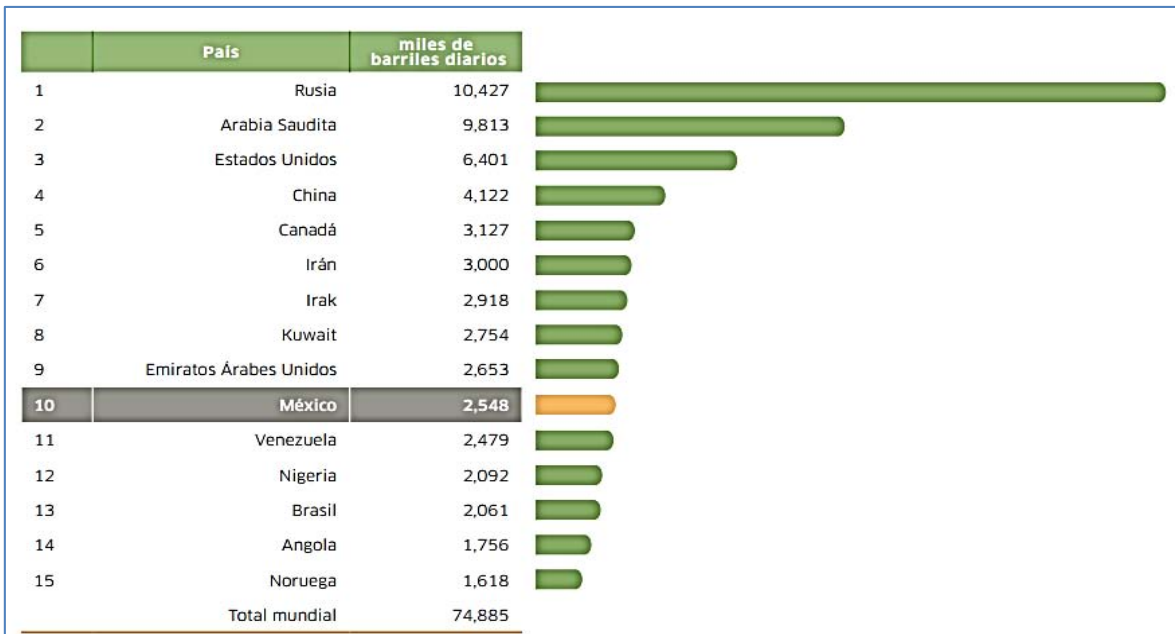


Fig. 1.3 Producción de crudo Principales países [Imagen]. Anuario estadístico PEMEX, (2013).

1.3.3 La industria del petróleo en México (PEMEX).

“Petróleos mexicanos (PEMEX) es una empresa productiva del Estado, de propiedad exclusiva del Gobierno Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propio, que goza de autonomía técnica, operativa y de gestión, conforme a lo dispuesto en la Ley de Petróleos Mexicanos.”²

De esta forma es una empresa que contribuye en toda la cadena de valor de la industria petrolera. Por tanto, es la generadora de la exploración y producción de hidrocarburos en territorio nacional, de la refinación de crudo, del procesamiento de gas y petroquímicos básicos, así como de la producción de algunos petroquímicos secundarios. “Petróleos Mexicanos es indispensable para el suministro de los combustibles que requiere la economía nacional. En 2007, se logró el 100% de la demanda de combustibles automotrices, con producción propia e importaciones, también el 85% de combustibles industriales. Pemex es la empresa que genera más ingresos del país y la décima más importante del mundo. En 2012, generó ingresos por \$ 126,587 millones de dólares. Es la principal generadora de ingresos presupuestarios del sector público (cerca de 40%).”³

² Diario oficial de la federación, DOF: 28/04/2015

³ Diagnostico Pemex 2008

En 2004 PEMEX alcanzó su máxima producción con 3,383 barriles diarios. Los años posteriores han venido a la baja, registrándose una constante disminución en la producción como se muestra en la tabla 1.2.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación 2012/2011 %
Producción (Mbd)												
Hidrocarburos líquidos	3,585	3,789	3,825	3,760	3,683	3,471	3,157	2,971	2,954	2,937	2,913	-0.8
Petróleo crudo	3,177	3,371	3,383	3,333	3,256	3,076	2,792	2,601	2,577	2,553	2,548	-0.2
Condensados y líquidos del gas	408	418	442	426	427	395	366	370	377	384	365	-5.0
Gas natural (MMpcd)	4,423	4,498	4,573	4,818	5,356	6,058	6,919	7,031	7,020	6,594	6,385	-3.2
Proceso de crudo	1,245	1,286	1,303	1,284	1,284	1,270	1,261	1,295	1,184	1,167	1,199	2.8
Petrolíferos y gas licuado*	1,481	1,556	1,587	1,554	1,546	1,512	1,491	1,525	1,416	1,379	1,405	1.9
Petroquímicos* (Mt)	9,880	10,298	10,731	10,603	10,961	11,757	11,973	11,956	13,192	12,384	10,673	-13.8
Naftas (Mt)	3,243	3,347	3,486	3,402	3,543	3,273	2,884	2,931	3,045	3,163	2,808	-11.2
Ventas internas volumen (Mbd)												
Petrolíferos y gas licuado	1,660	1,685	1,719	1,772	1,763	1,817	1,827	1,772	1,763	1,788	1,842	3.0
Gas licuado*	332	327	328	314	306	301	292	281	288	285	286	0.2
Gasolinas automotrices	565	600	636	671	718	760	792	792	802	799	803	0.5
Turbosina	53	54	58	59	61	68	65	55	56	56	59	5.6
Diesel	271	295	303	320	345	358	382	359	371	384	401	4.4
Combustóleo	406	355	332	341	264	257	220	209	185	201	214	6.9
Otros*	33	54	62	67	69	72	77	76	61	63	79	24.5
Gas natural (MMpcd)	2,425	2,622	2,756	2,634	2,952	3,064	3,086	3,119	3,255	3,383	3,402	0.6
Petroquímicos* (Mt)	3,252	3,146	3,533	3,750	3,827	3,993	4,134	4,014	4,164	4,224	4,176	-1.1
Valor (MM\$)												
Petrolíferos y gas licuado	161,344	222,976	296,424	373,690	433,915	473,957	543,369	513,158	584,884	680,009	779,439	14.6
Gas licuado*	26,156	36,883	42,704	48,575	52,755	54,517	56,051	49,511	53,460	58,075	65,036	12.0
Gasolinas automotrices	69,756	99,228	144,982	184,651	221,697	247,338	265,981	258,488	295,109	328,457	368,673	12.2
Turbosina	5,194	7,229	10,951	16,241	18,897	23,369	31,936	18,321	22,935	31,560	36,337	15.1
Diesel	30,245	44,707	61,473	78,736	88,374	96,920	111,425	121,521	144,010	166,241	193,723	16.5
Combustóleo	26,709	30,896	31,529	39,521	43,299	42,396	61,670	51,908	56,767	80,265	99,840	24.4
Otros*	3,284	4,032	4,785	5,966	8,892	9,416	16,306	13,410	12,604	15,411	15,831	2.7
Gas natural	30,313	51,208	69,230	79,065	75,299	78,644	105,436	58,102	67,141	64,466	50,233	-22.1
Petroquímicos*	8,321	12,270	19,016	23,079	24,308	25,584	32,746	23,616	31,573	37,336	36,871	-1.2

Tabla. 1.2 Producción de crudo miles de barriles diarios. [Tabla]. Anuario estadístico PEMEX, (2013).

1.3.4 Estadísticas de accidentes a nivel Nacional

Esta sección muestra estadísticas de incidentes y accidentes que han ocurrido en la industria del transporte por medio de ductos de hidrocarburos a nivel nacional. Cabe mencionar que los datos mostrados en la Fig.1.4-1.7 han sido recopilados de diferentes medios de información principalmente las estadísticas de PEMEX en relación de “frecuencia de accidentes” entre 2002 y 2012.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Índice de frecuencia (número de accidentes incapacitantes por millón de horas-hombre trabajadas)											
Petróleos Mexicanos	1.17	1.09	1.50	1.06	0.67	0.59	0.47	0.42	0.42	0.54	0.61
Pemex-Exploración y Producción	1.14	1.35	1.67	1.26	0.96	1.22	0.74	0.72	0.43	0.39	0.56
Pemex-Refinación	1.10	0.63	1.23	1.16	0.59	0.27	0.24	0.32	0.66	0.80	0.76
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	1.01	0.92	0.38	0.26	0.07	0.10	0.53	0.10	0.18	0.20	0.35
Pemex-Petroquímica	0.88	1.13	2.00	1.13	0.70	0.48	0.80	0.45	0.29	0.68	0.49
Corporativo de Pemex	1.79	1.54	1.85	0.71	0.42	0.07	0.12	0.07	0.09	0.48	0.61

Tabla 1.3 Accidentes en ductos. [Tabla]. Anuario estadístico PEMEX, (2013).

“La Tabla. 1.3 muestra el número de incapacitantes debidas a accidentes de ductos que han ocurrido entre 2002 al 2012. El número de fatalidades por año es de 100. Siendo los años 2003 y 2004 los más críticos ya que hubo un total de 132 y 107 fatalidades respectivamente. Por otro lado, la Fig. 1.4 muestra el número de personas que han sido intoxicadas por estos eventos; siendo el año 1996 el más crítico con 1336.”⁴

⁴ Santos Reyes, 2009, p.11

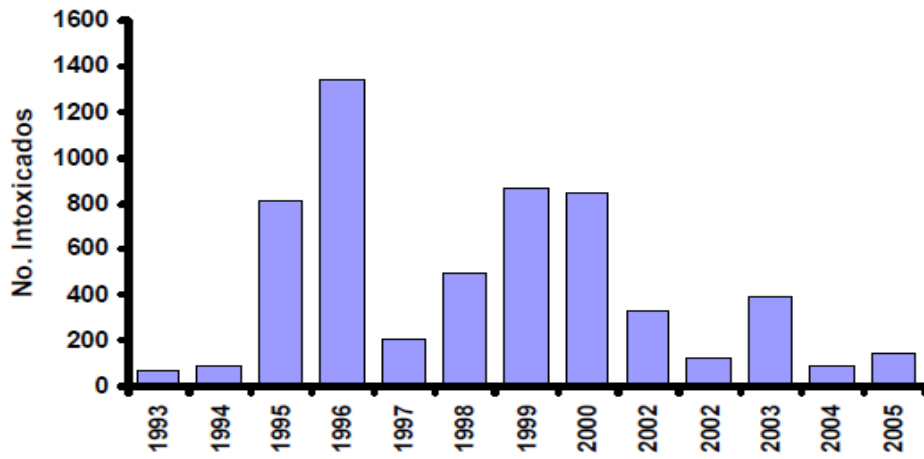


Fig. 1.4 Intoxicados-accidentes en ductos. [Imagen]. PEMEX, (2005)

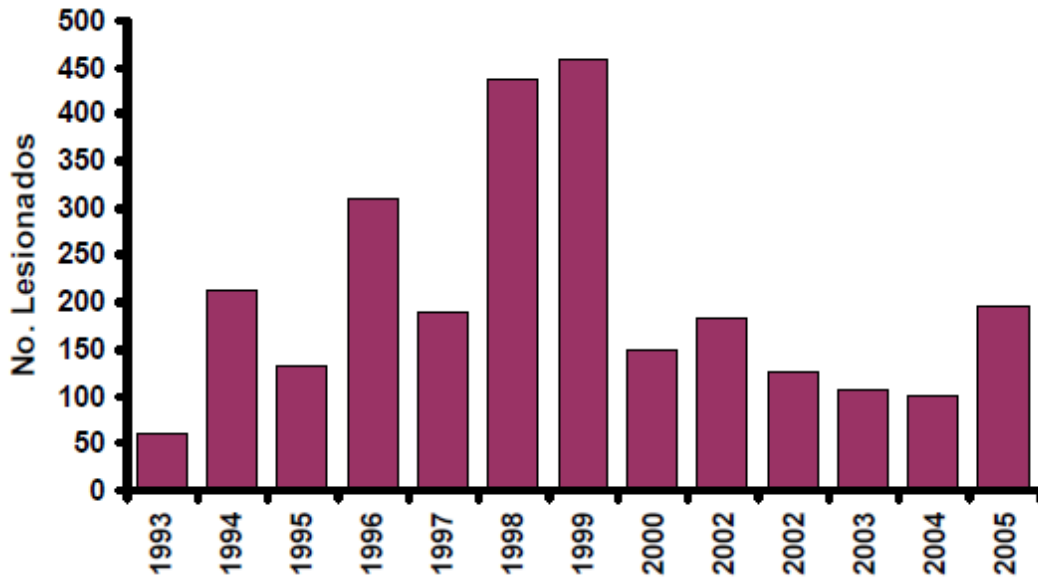


Fig. 1.5 Lesionados-accidentes en ductos [Imagen]. PEMEX, (2007)

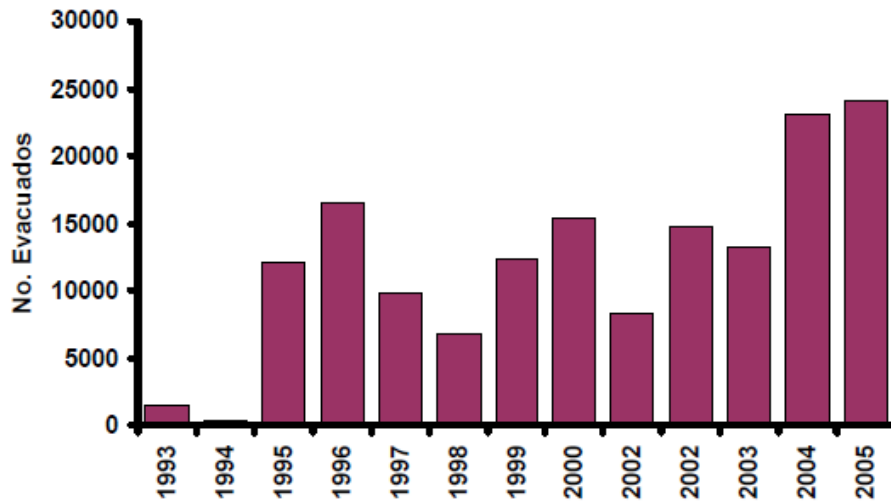


Fig. 1.6 Evacuados-accidentes en ductos [Imagen]. PEMEX, (2007)

“La Fig. 1.5 muestra el número de personas que han sido lesionadas (Ej. Quemaduras, entre otros) con una media de 200 por año. El número de personas que han sido evacuadas de sus hogares o centros de labores debidos a accidentes de ductos se muestra en la Fig. 1.6. Se puede observar que los años más críticos han sido el 2004 y 2005; con cifras de 22,978 y 24,111 evacuados respectivamente.”⁵

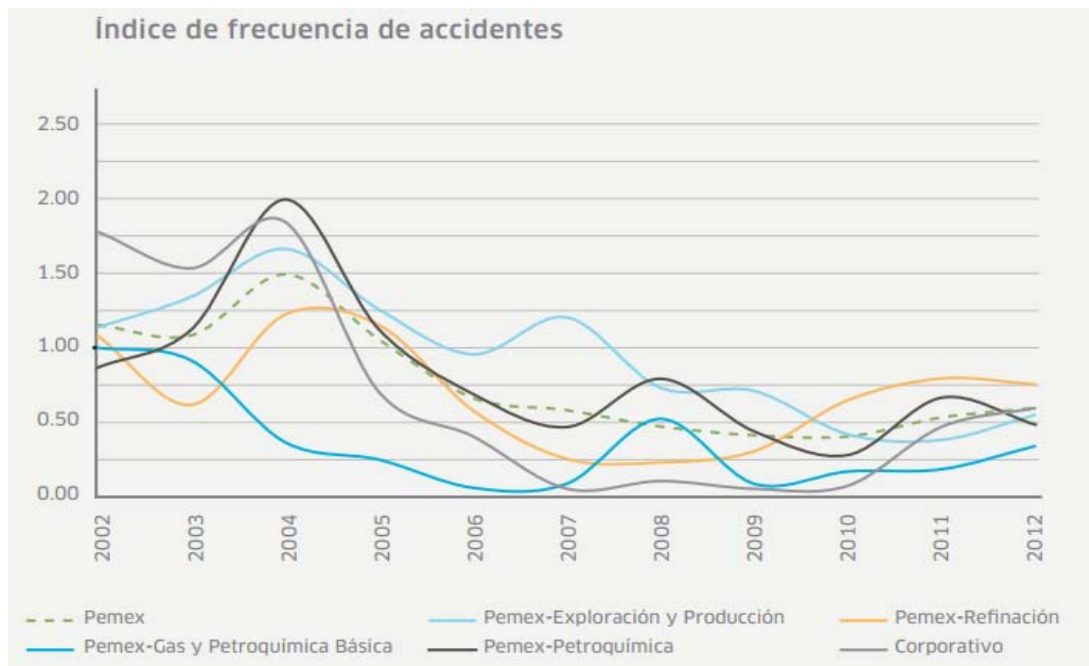


Fig. 1.7 “índice de frecuencia de accidentes” [Imagen]. Anuario estadístico PEMEX, (2013).

⁵ Santos Reyes, 2009, p12

La Fig. 1.7 muestra que el índice de frecuencia de accidentes tiene mejoras entre 2009 y 2010 de manera consistente, según Pemex, “llego a ubicarse incluso por debajo de las referencias internacionales”. Sin embargo, dicho índice repunto en 2011. Por otro lado, el índice de frecuencia para personal de Petróleos Mexicanos en 2002 se ubicó en 1.17, comparado con 1.5 durante 2004. Dicho índice repunto en 2012 al alcanzar 0.61, Lamentablemente, en 2007 fallecieron dieciocho trabajadores de Pemex.

1.4 Hipótesis del proyecto de tesis

En particular concluyó que es primordial llevar a cabo un análisis de riesgos para identificar el nivel de riesgo al negocio, medio ambiente y población en el transporte y distribución de hidrocarburo por ductos y así poder diseñar un mecanismo de control para llevar un mantenimiento predictivo, preventivo y no llegar al correctivo que lamentablemente terminan en desastres, fatalidades, y grandes pérdidas económicas.

Por esto mismo se propone una metodología para la evaluación de riesgo en ductos, tomada del modelo de evaluación de riesgos de operación de kent Muhlbauer de la cual resulta una nueva herramienta personalizada, Programa de Administración de Integridad (IMP) por sus siglas en inglés, para el análisis de riesgo, que permitirá dar cumplimiento alineado a la administración de integridad de ductos NOM-027-SESH-2010; esto con la gran ventaja de ser una herramienta sumamente flexible y amigable al usuario, al mismo tiempo que abarca en su totalidad los requerimientos técnicos y normativos.

Finalmente se presenta el algoritmo el cual da un análisis de la evaluación de los riesgos y por consecuente se consideraran una serie de toma de decisiones que se deben elegir y tener para poder mitigar el riesgo y el impacto de dichos eventos y así poder evitar pérdidas al negocio, daños al medio ambiente y daños a la población.

La visión de una Empresa, ahora ha redituado en una cultura de analizar los riesgos, los mantenimientos Preventivos, Predictivos y Correctivos, a pesar de los altos y bajos en su aplicación, ya que no ha sido una tarea fácil. El compromiso visible de cualquier empresa que tiene ductos, debe realizar la evaluación de los riesgos existentes del negocio, medio ambiente y población, para actualizar sus programas de mantenimiento preventivo y predictivo que ayuden a ser consistentes en su aplicación y apoyen a minimizar los incidentes industriales, con el objetivo de aportar a una mejor estrategia para el progreso óptimo de un sistema.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

Este capítulo presenta las áreas del conocimiento que forman la base teórica para el desarrollo de la Metodología para la Evaluación del Riesgo en Ductos en operación, utilizando como base principal la metodología de análisis de riesgo lo que propone Kent Muhlbauer en su metodología EPRA (Enhanced Pipeline Risk Assessment).

2.1 MODELO DE EVALUACIÓN DE RIESGOS DE OPERACION DE KENT MUHLBAUER

Es una Metodología de evaluación de riesgos conocida también como modelo de índices, ayudándonos a evaluar los niveles de riesgo en toda la línea del ducto, como primera parte del método se requiere segmentar el tramo de ducto, esto se realiza entre la trampa de envío y recibo de “pigs” entre los cuales se encuentran los cambios de segmentación. Cada uno de los segmentos establecidos es evaluado por 4 factores de riesgo que pueden generar una falla, estos son:

- Daño por terceros.
- Corrosión.
- Diseño.
- Operaciones Incorrectas.

Después de ser evaluado el segmento en estos 4 factores se puede determinar la probabilidad de ocurrencia relativa de una falla o rotura de la tubería.

Para esto se utiliza la herramienta “Integrity Management Program” (IMP) la cual se fundamenta en un algoritmo probabilístico que determina los niveles de riesgo de una instalación, analizando la probabilidad que se tenga de una falla en función de un grupo bien definido de variables y las consecuencias que esa falla pueda ocasionar en los ámbitos ambiental, poblacional y de negocio.

-La fórmula para determinar el riesgo es la siguiente:

$$**ROF = LOF x COF**$$

En donde,

Risk of failure (ROF) = Riesgo de falla

Likelihood of failure (LOF) = Probabilidad de falla (Corrosión Exterior, Corrosión Interior, Terceras Partes, Movimiento de suelo, Diseño y Materiales, Operación del Sistema)

Consequence of failure (COF) = Consecuencia de la falla (Impacto en el Ambiente, Impacto en el Negocio, Impacto en la Población)

La Administración de Riesgo permite a la Empresa de ductos hacer más eficientes sus recursos y esfuerzos en las instalaciones que permitan minimizar el riesgo en la operación de las instalaciones estratégicas de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, beneficiando directamente al negocio, la población y el medio ambiente.

El esquema muestra la estructura para la evaluación del riesgo relativo.

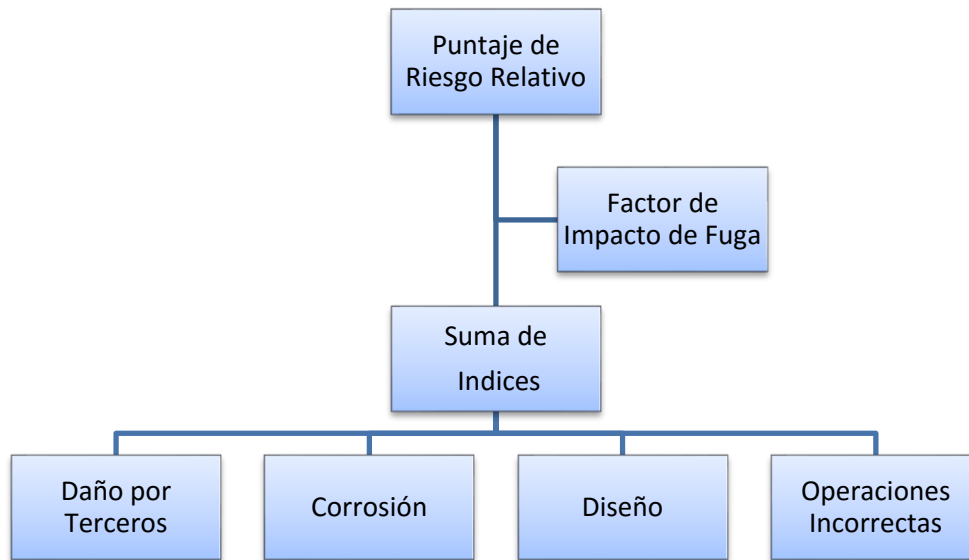


Fig. 2.1. Diagrama estructura del riesgo relativo, (elaboración propia)

La determinación de la probabilidad de falla relativa de cada segmento involucra calificar la tubería bajo 4 factores subdivididos como a continuación se muestra:

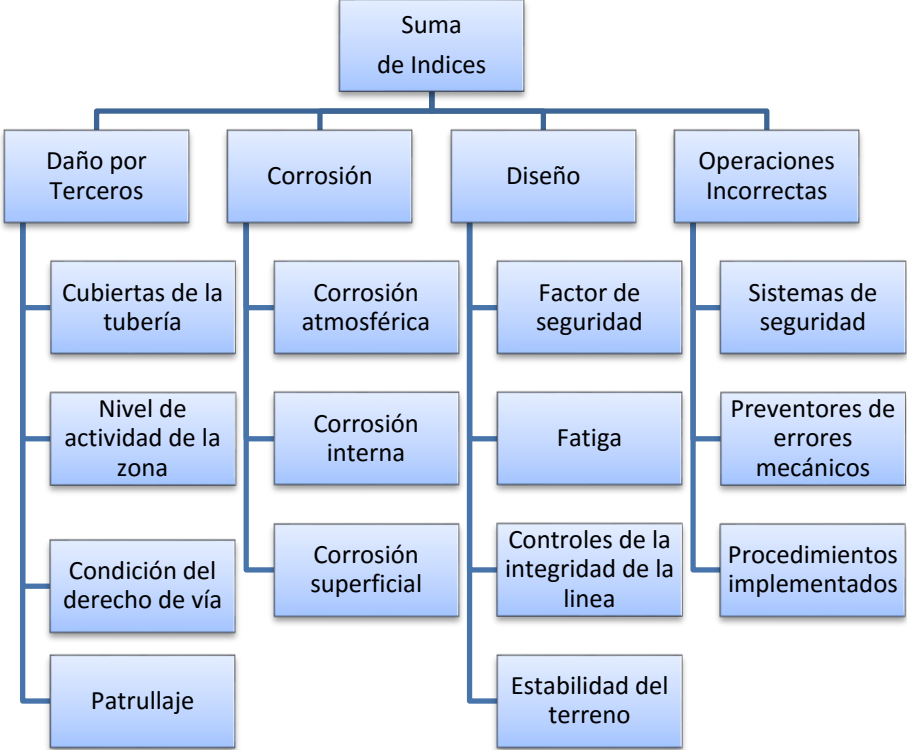


Fig. 2.2. Diagrama suma de índices, (elaboración propia)

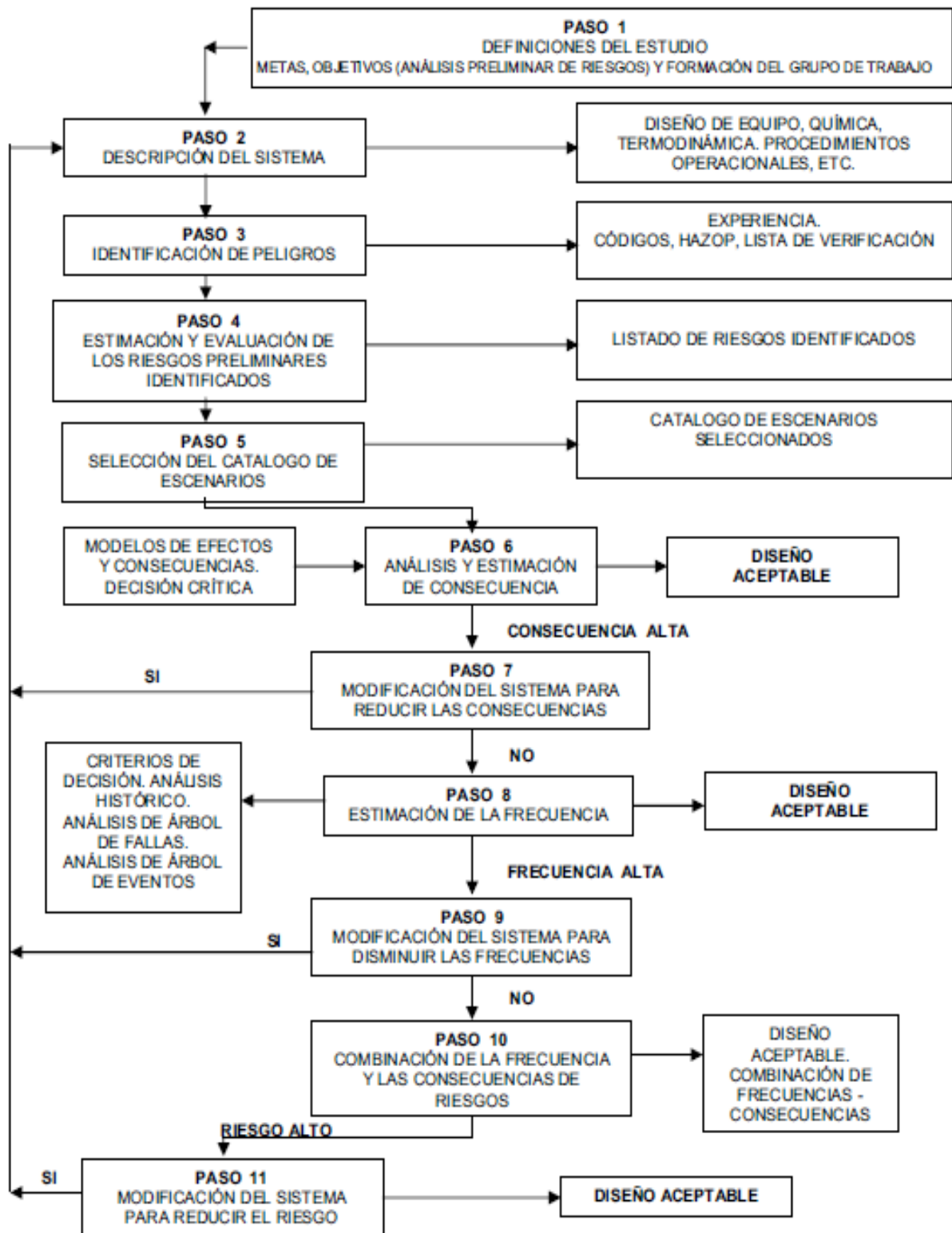


Figura 2.3 Diagrama de flujo de la Evaluación de Riesgo de Ductos. [Imagen]. PEMEX, (2007)

2.2 DESCRIPCIÓN DEL ANÁLISIS DE RIESGO DE UN DUCTO

Los siguientes párrafos dan una breve descripción de algunos de los procesos claves del Análisis de Riesgos del IMP.

2.2.1 Análisis de Consecuencias.

El objetivo del análisis de consecuencias, es simular los escenarios de riesgo para evaluar cualitativamente los impactos y efectos indeseables de los eventos o escenarios de riesgo definidos (fuego, explosiones, nubes tóxicas), derivados de la falta o pérdida de herramienta de ingeniería o administrativos. La evaluación de consecuencias, debe contemplar las condiciones y cantidades de fugas o derrames; áreas afectadas e incidentes que involucren la seguridad y la salud de las personas.

El Análisis y Evaluación de Riesgo debe evaluar el número de posibles lesionados; daños económicos y al medio ambiente; dentro y fuera de las instalaciones, así como daño a la imagen y a la relación con los vecinos.

En función de cuatro niveles cualitativos (consecuencias), es evaluada la severidad, conforme a la categoría de los daños e impactos potenciales, como se muestra en la tabla 2.1:

SEVERIDAD	CATEGORIA
Consecuencias Catastróficas	C4
Consecuencias Graves	C3
Consecuencias Moderadas	C2
Consecuencias Menores	C1

Tabla 2.1 Categoría de Consecuencias, [Tabla]. PEMEX-SSPA, (2008)

Los sectores y áreas en las que se analizarán y evaluarán las consecuencias son:

- a. La Seguridad del Personal, Contratistas y Vecinos
- b. Al Medio Ambiente por fugas y derrames dentro y fuera de las instalaciones.
- c. Al Negocio por pérdidas económicas y de producción, daños a terceros y a instalaciones.
- d. A la reputación e imagen y a la relación con las comunidades vecinas.

2.2.2 Estimación de la Frecuencia

Se estimara la frecuencia de los eventos identificados y seleccionados que pudieran presentarse; es decir debe estimarse cada cuando ocurrirían. De la misma forma que en el análisis de consecuencias, se definen cuatro niveles cualitativos para medir la ocurrencia de los eventos, La razón de establecer cuatro niveles en lugar de más, es que más categorías implican mucha más exactitud y precisión en las estimaciones, lo cual puede no ser justificable o un poco redundante. Como se observa en la tabla 2.2.

SEVERIDAD	CATEGORIA
Frecuencia Alta	F4
Frecuencia Media	F3
Frecuencia Baja	F2
Frecuencia Remota	F1

Tabla 2.2 Categoría de Frecuencias, [Tabla]. PEMEX-SSPA, (2008).

Es necesario estimar la frecuencia con que ocurrirían los eventos identificados bajo criterios cualitativos y/o cuantitativos, la efectividad de las líneas de protección disponibles en las instalaciones y/o procesos, considerando la experiencia, los factores Humanos y de Ingeniería. Para una evaluación cuantitativa de frecuencia debe disponerse de información histórica de fallas. Refiérase a la tabla 2.3.

SEVERIDAD	CATEGORÍA TIPO CUANTITATIVO CUALITATIVO	DESCRIPCION
Alta F4	10 a la -1	1 en 10 años. El evento se ha presentado o puede presentarse en los próximos 10 años.
Media F3	10-1 - 10-2	1 en 10 años a 1 en 100 años. Puede ocurrir al menos una vez en la vida de las instalaciones.
Baja F2	10-2 - 10-3	1 en 100 años a 1 en mil años. Concebible; nunca ha sucedido en el Centro de Trabajo, pero probablemente ha ocurrido en alguna instalación similar.
Remota F1	10-3	1 en 1000 años. Esencialmente imposible. No es realista que ocurra.

Tabla 2.3 Niveles de Frecuencia, [Tabla]. PEMEX-SSPA, (2008)

2.2.3 Caracterización y Jerarquización de Riesgos

El nivel de riesgo es la relación entre las consecuencias y frecuencias estimadas correspondientes a los eventos o escenarios de interés, estos deben caracterizarse y posicionarse en la Matriz de Riesgos.

Los eventos estudiados estarán en función del posicionamiento resultante en los cuadrantes de la Matriz de Riesgos, conforme a esta deben aplicarse los criterios de jerarquización, toma de decisiones y acciones, para controlar los riesgos a un nivel razonablemente aceptable, previniendo y/o mitigando sus posibles consecuencias como se muestra en la figura 2.4.

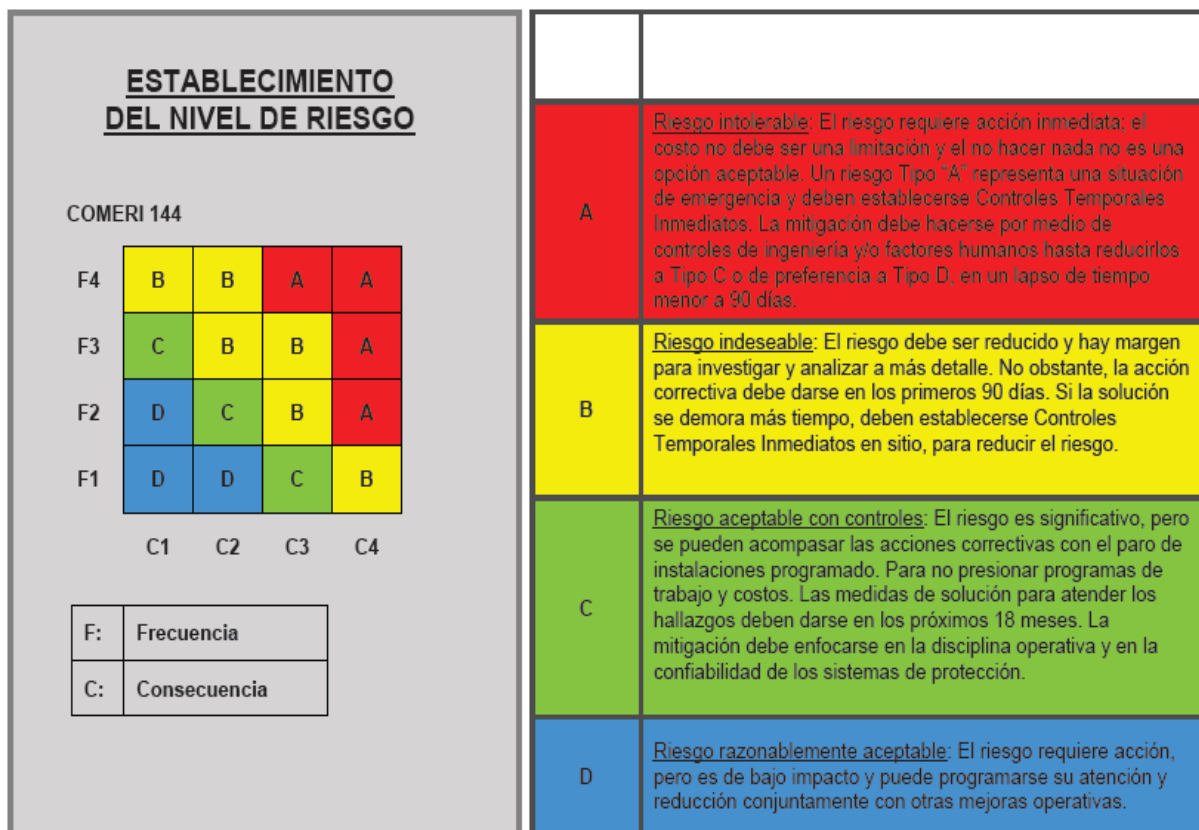


Figura 2.4 Matriz de riesgo. [Imagen]. PEMEX-SSPA, (2008)

CAPITULO III: MARCO NORMATIVO

En este capítulo se hará referencia de algunos ejemplos de las Normas internacionales más desarrolladas en el área de transporte y distribución de hidrocarburos seguidamente de la norma Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010 la cual tomaremos como nuestro marco normativo específico.

3.1 ANTECEDENTES Y REFERENCIAS A NIVEL INTERNACIONAL

3.1.1 - DOT, Departamento de Transporte de los Estados Unidos

Sección PHMSA (Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration)
Administración de seguridad de ductos y materiales peligrosos.

- CFR-49 apartado 192 Gas; refiere al ASME B31.8S
- CFR-49 apartado 195 Líquidos; refiere al API 1160

3.1.2.- API 1160, Sistema de administración de integridad para ductos que transportan líquidos peligrosos.

Fue desarrollado en conjunto con el DOT (Departamento de Transporte de los Estados Unidos) y la industria estadounidense, el detonante para su desarrollo fue una explosión de un Gasoducto en Bellingham- Washington. Fue el primer estándar de integridad de ductos Publicado en Noviembre del 2001

- Contenido

Programa de administración de integridad

Zonas de alta consecuencia

Recopilación, revisión e integración de información

Implementación de la evaluación de riesgo

Plan base de inspección y su implantación

Opciones de mitigación

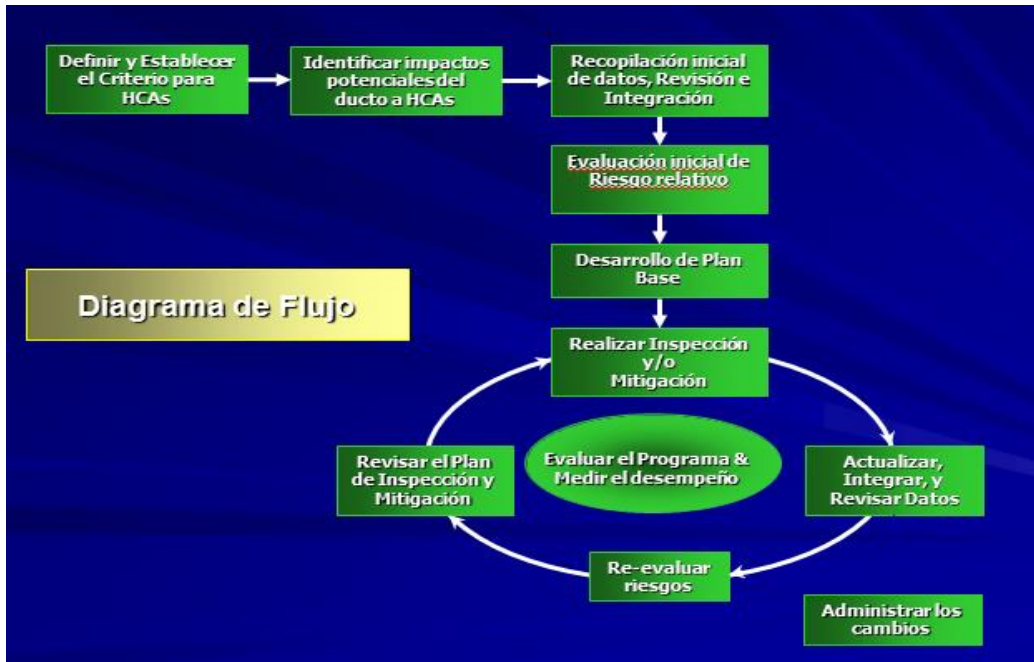


Fig. 3.1 Diagrama de flujo Norma API 1160. [Imagen]. (2002)

3.1.3- ASME B31.8S, Sistema de Administración de Integridad de ductos de Gas.

Fue desarrollado en conjunto con el DOT (Departamento de Transporte de los Estados Unidos) y la industria estadounidense, el detonante para el desarrollo fue una fuga de un Gasoducto en Edison New Jérsey. El proyecto inicio en abril del 2001 y se aprobó el 15 de enero del 2002.

- Contenido

Identificación de Peligros

Recopilación de Información

Evaluación de Riesgo

Evaluación de Integridad

Respuesta a la Evaluación de Integridad

Intervalos de Inspección

Actualización, Integración y Revisión de Datos

Reevaluar el Riesgo

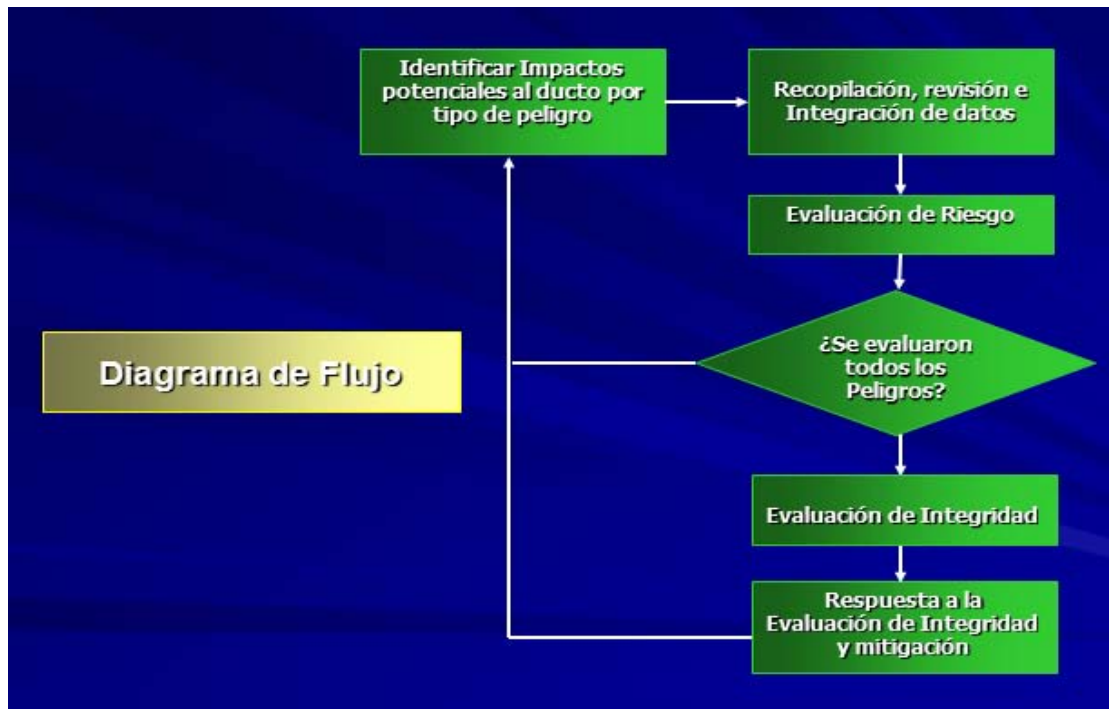


Fig. 3.2 Diagrama de flujo de (ASME B31.8S, 2002)

3.1.4- ASME B31.3S, Sistema de Administración de Integridad de ductos de Líquido.

Fue desarrollado en conjunto con el DOT (Departamento de Transporte de los Estados Unidos) y la industria estadounidense, el detonante para el desarrollo fue una fuga de un Gasoducto en Edison New Jérsey. El proyecto inicio en abril del 2001 y se aprobó el 15 de enero del 2002.

-Contenido:

1. Identificación de Peligros
2. Recopilación de Información
3. Evaluación de Riesgo
4. Evaluación de Integridad
5. Respuesta a la Evaluación de Integridad
6. Intervalos de Inspección
7. Actualización, Integración y Revisión de Datos
8. Reevaluar el Riesgo

3.2 MARCO NORMATIVO ESPECÍFICO

3.2.1 NORMA Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos.

Aprobada por el Comité Consultivo Nacional de Normalización en Materia de Hidrocarburos, en su Primera Sesión Extraordinaria del ejercicio 2010.

Objetivo:

“Establecer los requisitos que se deben cumplir para la administración de la integridad de ductos en operación para la recolección y transporte de hidrocarburos y sus derivados, excluyendo a los sistemas de transporte de gas natural y gas licuado de petróleo por medio de ductos permitidos por la Comisión Reguladora de Energía.”⁶

Riesgo de falla = Probabilidad de Falla X Consecuencia de Falla

ROF = LOF * COF

ROFT = \sum LOF * \sum COF

ROFT = \sum [EC+IC+TP+DM+GM+SO+SSC]* \sum [IOP+IOE+IOB]

LOF = Probabilidad de falla

COF = Consecuencias de la falla

1 a 9 = categoría de peligro de falla identificadas

⁶ Norma Oficial Mexicana Nom-027-Sesh-2010, Administración De La Integridad De Ductos De Recolección Y Transporte De Hidrocarburos.

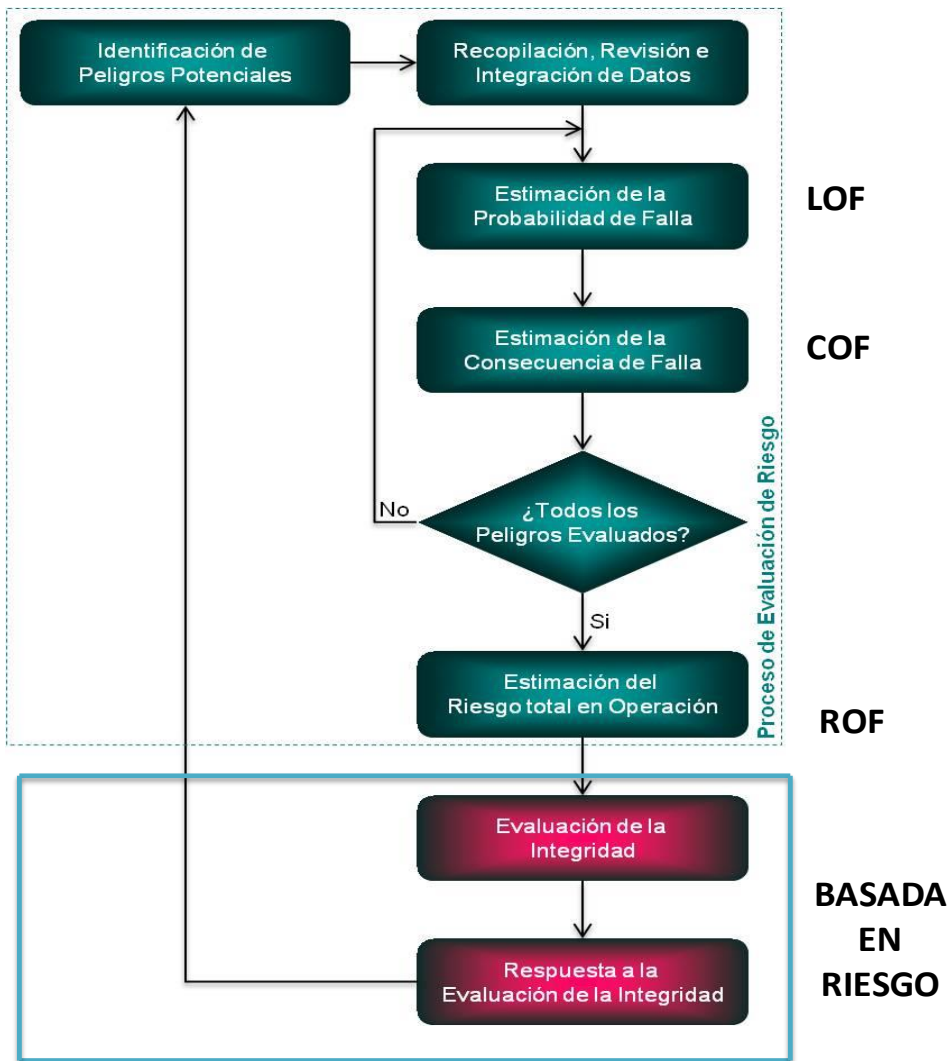


Fig. 3.3 Diagrama de flujo para la administración de la integridad de ductos (NOM-027-SESH-2010)

CAPITULO IV: DESCRIPCION DEL IMP

En este capítulo describe con detalle el software de última generación que ayudara y facilitara la evaluación de riesgos. El software de aplicación Integrity Management Program (IMP) es una poderosa herramienta de integración y análisis de datos que soporta la evaluación y administración de riesgo para compañías de gas natural y ductos de líquidos peligrosos. El IMP permite a las compañías de ductos integrar su información para cumplir con regulaciones estatales y federales así como estándares de la compañía en referencia a la seguridad de los ductos.

4.1. INTEGRITY MANAGEMENT PROGRAM (IMP)

IMP es una aplicación basada en Microsoft SQL Server que soporta la integración y análisis de cualquier tipo de ducto desde múltiples fuentes. Aunque el IMP no es un GIS (Sistema de Información Geográfica), es capaz de usar datos de un GIS y crear campos espaciales que pueden ser mostrados en un GIS. El trabajo relacionado con GIS es usualmente parte de un IMP basado en entrega. IMP tiene las siguientes capacidades únicas para dar soporte al manejo de integridad:

- Maneja datos de las instalaciones tales como ductos lineales, tanques no estacionarios, y estaciones de compresión.
- Soporta la creación de la línea base de un plan de riesgo de gravamen para segmentos de ductos alineados.
- Integra, determina, y da prioridad a los defectos descubiertos a través de una inspección en línea, pruebas de presión, o determinación directa.
- Analiza los beneficios y costos de implementar proyectos específicos para alcanzar un nivel deseado de riesgo.
- Soporta reparación y mitigación
- Alinea referencia lineales dispares
- Integra múltiples tablas de datos dispares a una tabla permitiendo el análisis de todos los datos relevantes al asunto específico.
- Soporta numerosas metodologías de análisis, tales como indexamiento, escenarios, árboles de decisiones basados en reglas, y probabilística.
- Produce dibujos apilados que dan soporte para un análisis visual de la integridad y riesgos del ducto.
- Soporta análisis de sensibilidad como resultado de grupos de comparación, o análisis de sensibilidad de variables.
- Importa datos de la mayoría de las bases de datos relacionales
- Soporta funciones de minería de datos
- Metadatos configurados soportan la mayoría de formas de nombres convencionales

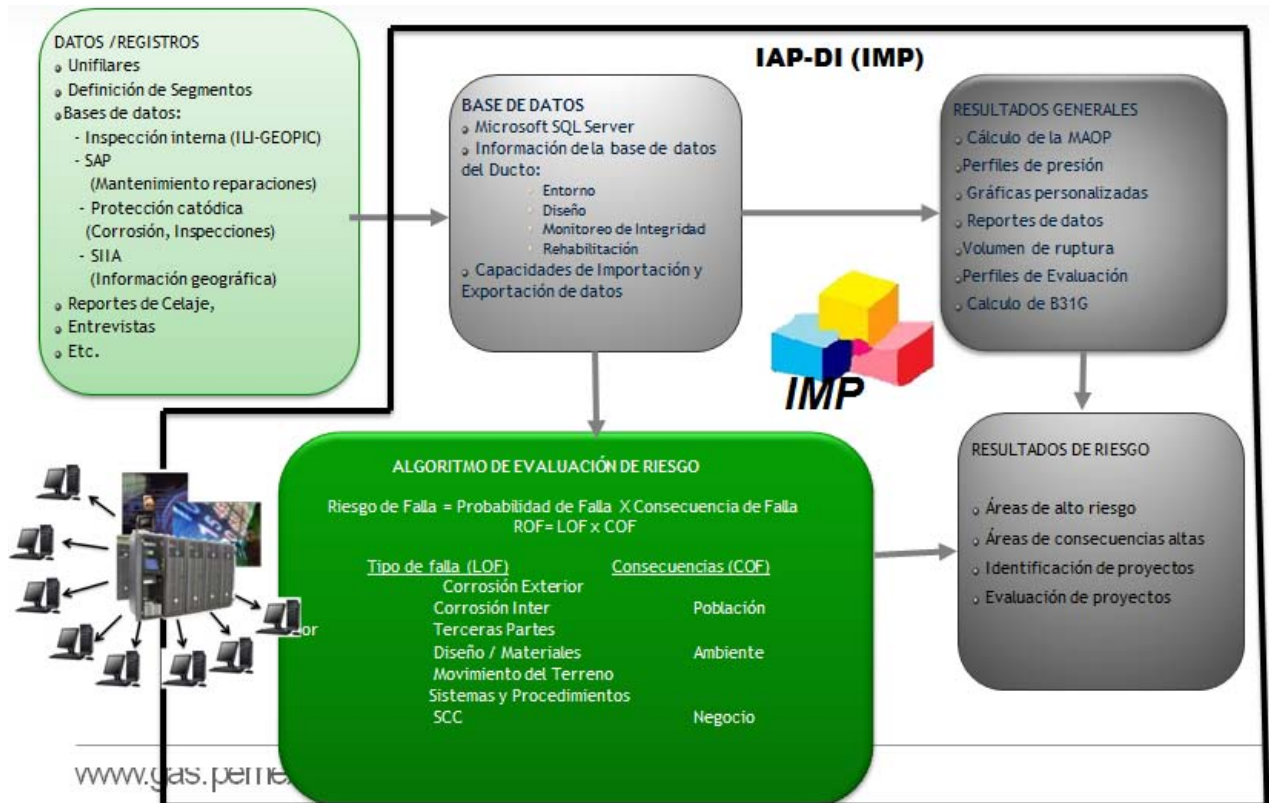


Fig. 4.1 Sistema de Ductos (IMP-PEMEX, 2005)

4.2. AGRUPAR VARIABLES EN MODELOS DE ENTRADA

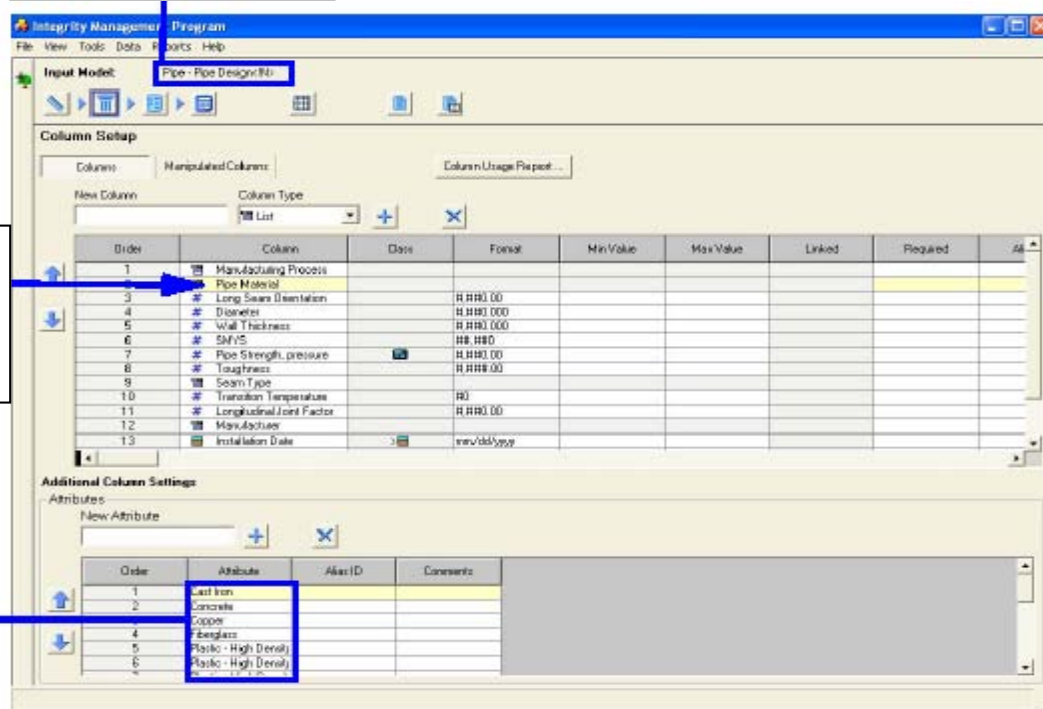
Después de que las variables son elegidas y los metadatos para las variables son definidos, el siguiente paso es crear una organización o jerarquía del modelo de entrada.

Cuando se crea la jerarquía del modelo de entrada, ciertos criterios son considerados, tal como:

- Tipo de activo
 - Válvulas
 - Ductos
 - Bombas
 - Controles del sistema
- Función operacional
 - Transmisión
 - Distribución
 - Reunión o producción
- Propiedades Físicas y características
 - Material ánodo
 - Resistencia del suelo
 - Información de pertenencia
- Información de diseño

- Grosor del muro
- Diámetro
- SMYS
- Ambiente de locación
 - HCA
 - Áreas sensibles
 - Tipo de suelo
 - Clima
 - Fuerzas externas
 - Información right-of-way
- Condiciones de operación
 - Razón de flujo
 - Presión
 - Temperatura
- Producto
 - Líquido
 - Gas
- Análisis del producto
 - Información del producto
 - Inspección visual
 - Corrida ILI
 - Operaciones y programas de mantenimiento

**Entrada del modelo.
Diseño del ducto**



Material de tubería con una variable de tipo lista

Atributos para la variable de material de tubería

Fig. 4.2 Pipe-Pipe Diseño Modelo de entrada de columna Set-up ventana. [Imagen]. Curso Introductorio Para El Uso Y Manejo Del Programa De Administración De Integridad Imp (Iap-Di V6.3) (2006)

Por ejemplo, digamos que un producto es líquido y el tipo de activo es un ducto. Por lo tanto podemos crear un modelo de entrada tipo Ducto que contiene información acerca del criterio que enlistamos anteriormente. Por lo tanto como indica la figura 4.3, el modelo de Ducto puede ser organizado en grupos y son agrupados en los siguientes folders:

- Ductos
- Examinaciones directas
- Clase/HCA
- Sistemas CP
- Right-of-Way
- Inspecciones
- Gravámenes
- Otros folders

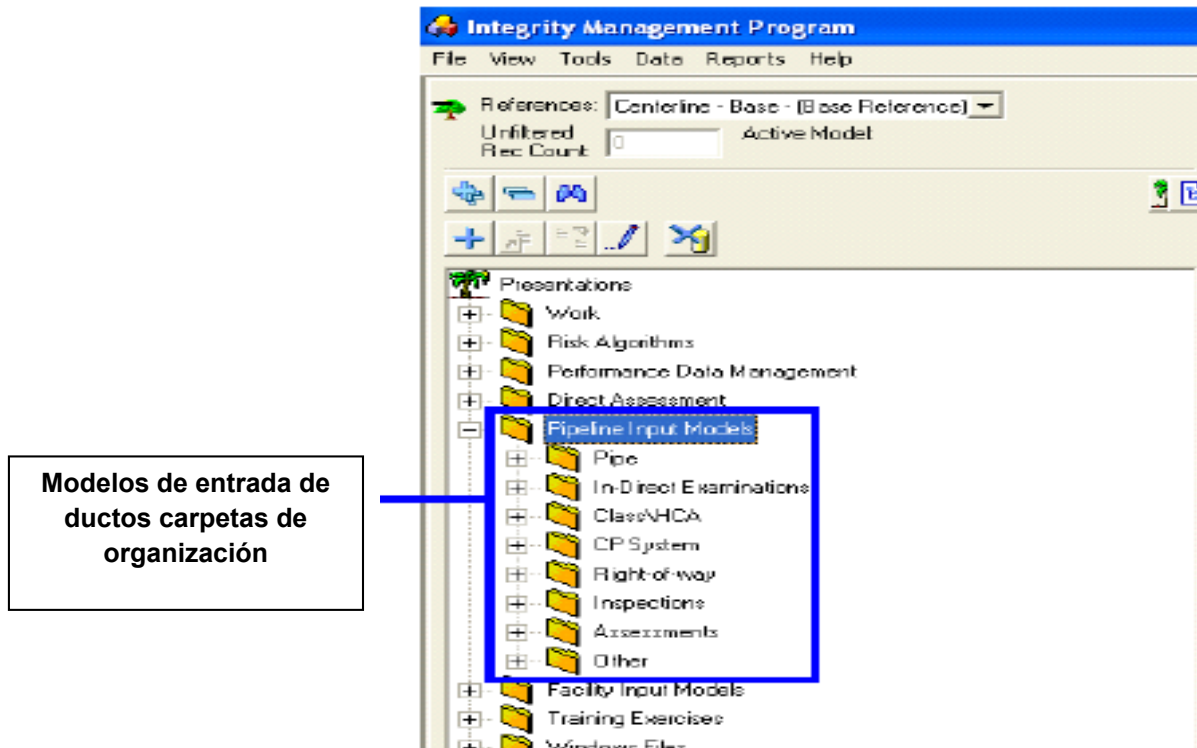


Fig. 4.3 Ventana Principal IMP. [Imagen]. Curso Introductorio Para El Uso Y Manejo Del Programa De Administración De Integridad Imp (Iap-Di V6.3) (2006)

El folder del Ducto puede ser expandido aún más con todos los modelos de entrada asociados con Ducto que están listados bajo ese fólder. Referirse a la figura 4.4. La organización de los folders está llevada a cabo por la discreción de American Innovations y consumidores que ingresan los datos al IMP basados en la estructura de los datos del cliente y análisis integrales.

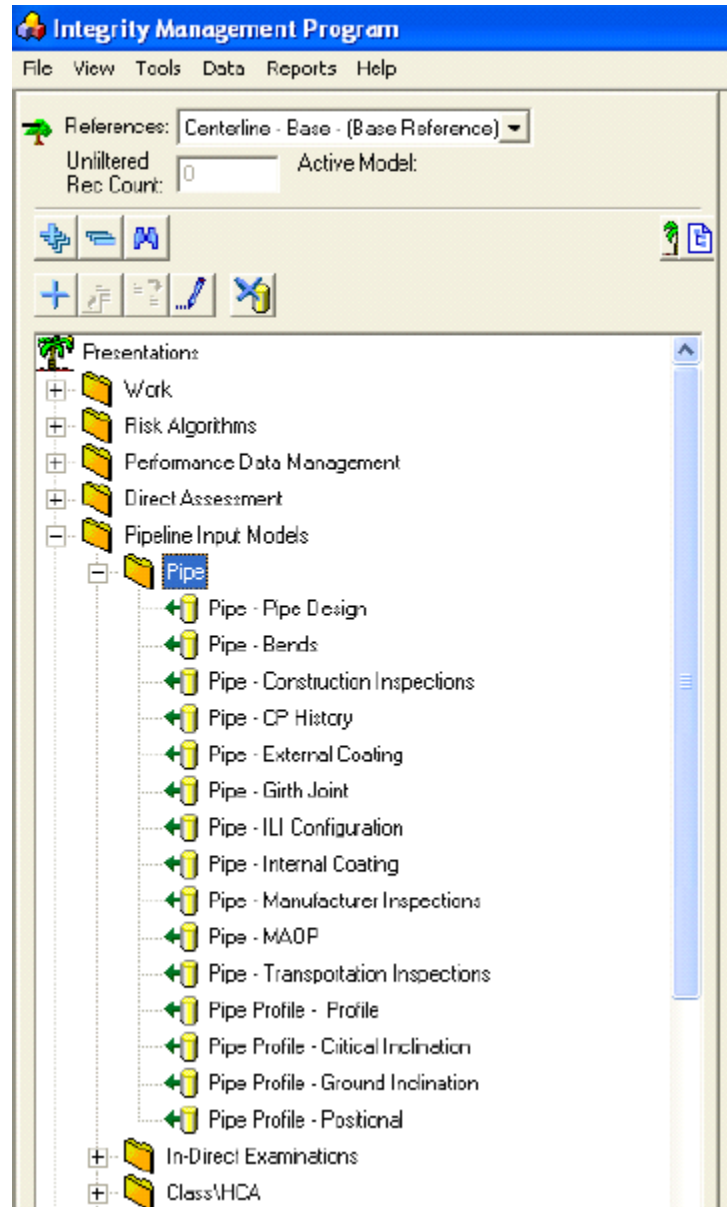


Fig. 4.4 Ventana Principal IMP, Viendo Sólo las presentaciones de Árbol. [Imagen]. Curso Introductorio Para El Uso Y Manejo Del Programa De Administración De Integridad Imp (Iap-Di V6.3) (2006)

La creación de una configuración variable/metadatos es el primer paso en la creación de un software de manejo integral efectivo, que soporta compañías de ductos en la evaluación y manejo de riesgo, y conserva en conformidad con las regulaciones federales y estatales. La calidad de una base de datos integrativa es sólo tan buena como la calidad de definición del sistema de datos, sin importar en la calidad del procesamiento de datos. Así, la configuración variable/metadatos es fundamental para los desarrollos subsecuentes en el trabajo de la base de datos del cliente.

4.3. ¿Qué Es Un Algoritmo?

Un algoritmo es una herramienta usada para identificar tipos de riesgos y consecuencias en un sistema de ductos usando la información disponible y relaciones de datos. Así, un algoritmo es la base de un plan de análisis de riesgo en un ducto. El algoritmo evalúa el riesgo total, que es producto de los tipos de amenaza o de la probabilidad de fallo, multiplicado por consecuencias o Consecuencias de Fallo (COF). Típicamente una compañía tiene un algoritmo para todo su sistema de ductos, asegurando que el aspecto relativo del análisis es consistente.

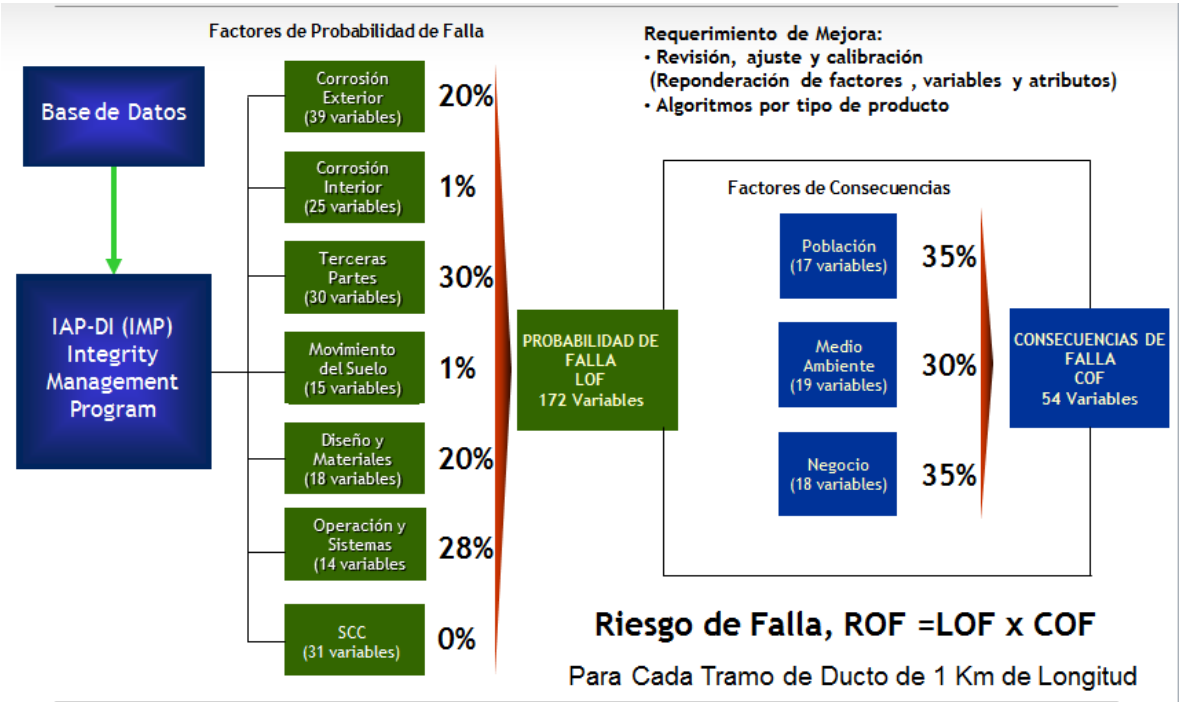
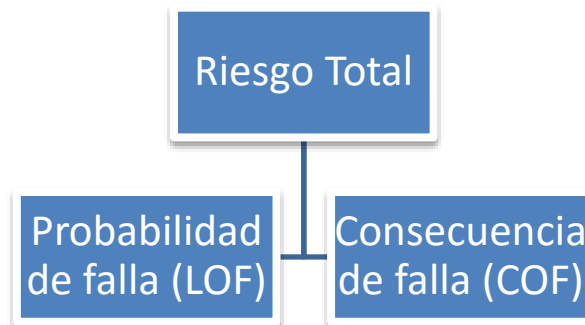


Fig. 4.5 Algoritmo del IMP. [Imagen] PEMEX, (2005)

4.3.1 Riesgo Total

La graduación del riesgo relativo es lograda a través de la identificación y graduación de variables que contribuyen al riesgo de un ducto. Estas variables conforman el Riesgo Total, que es calculado por la manipulación del LOF y de COF. Referirse a la figura 4.6.



Definiciones

LOF.- Es referido a la probabilidad de falla (sus siglas en ingles, Likelihood of Failure, LOF), definido como la magnitud de que un evento pueda ocurrir en un tiempo considerado [1].

COF.- Es definida como La Consecuencia de la Falla (sus siglas en ingles Cosequence of Failure, COF). Por lo que es el resultado de un evento ocurrido, las cuales podrían ser una ó mas y que pueden ser expresadas de manera cualitativa ó cuantitativa [1].

ROF.- Es referido como el Riesgo (sus siglas en ingles Risk of Failure). El cual se define como la combinación de algunos eventos ocurridos durante un periodo de tiempo de interes y las consecuencias asociadas con dicho evento [1].

RIESGO = PROBABILIDAD DE FALLA x LAS CONSECUENCIAS DE FALLA

■ **ROF= LOF x COF**

Figura 4.6 Estructura de Ranquin de Riesgo Total.[Imagen]. API, (2002)

4.3.2 Estructura para Amenazas y Consecuencias

Para ayudar al usuario a identificar y cuantificar las amenazas y consecuencias que puede contribuir a un riesgo, la siguiente estructura fue desarrollada para ductos de gas utilizando ASME/ANSI B31:8S y Title 49 of the Code of Federal Regulations, part 192, Texas

Nota: Los siguientes ejemplos son específicos de ductos de gas natural. Un esquema similar de algoritmo puede ser desarrollado para líneas de transmisión de líquidos peligroso.

Las amenazas de (Probabilidad de Falla) LOF son agrupadas dentro de nueve categorías de tipos de amenaza:

- Terceros
- Corrosión Externa
- Fuerzas Externas y Clima
- Equipo
- Corrosión Interna
- Construcción
- Operaciones Incorrectas
- Manufactura
- Ruptura por Corrosión de Estrés

Los impactos por Consecuencia en Fallos se agrupan en tres categorías:

- Impacto en la Población
- Impacto al Medio Ambiente
- Impacto al Negocio

4.3.3 Asignando Tipo de Amenaza

El primer paso para el desarrollo de un algoritmo de graduación de riesgo relativo es asignar una ponderación a cada categoría de LOF. Cada tipo de amenaza o categoría de LOF es una colección única de variables que individualmente tienen el potencial para afectar la integridad del sistema, por ejemplo el contenido de un producto dentro de un modo de daño específico. Cada tipo de amenaza se le debe asignar un porcentaje de contribución para un LOF total. Por ejemplo, corrosión externa puede equivaler a un 35 por ciento mientras que la corrosión interna puede equivaler a 5 por ciento para este sistema de ductos en particular basado en la cantidad de información que tenemos de este. La puntuación final del LOF está comprometida con el total acumulada de la contribución numérica de cada tipo de amenaza, y debe equivaler a un 100%.

Cuando se le asigna un peso a las amenazas de un sistema de ductos, examine cada uno de los 9 grupos de LOF considerando:

- el ambiente de su sistema de ductos
- la historia de fallas pasadas de su sistema de ductos
- estadísticas de incidentes
- la causa de incidentes pasados
- las medidas de mitigación implementadas
- la opinión de expertos en la materia
- filosofías de operación e integridad

Las ponderaciones de LOF pueden parecerse a la siguiente tabla.

Probabilidad de falla (Tipos de amenaza)	Ponderaciones
Corrosión externa	16%
Corrosión interna	4%
Daños por terceras partes	37%
Clima y fuerzas externas	14%
Manufactura	3%
Equipo	7%
Operaciones incorrectas	8%
Construcción	8%
Agrietamiento por estrés de corrosión	3%
Porcentaje Total	100%

Tabla. 4.1 Ponderaciones LOF, (elaboración propia)

INFORMACIÓN DE LA BASE DE DATOS	Factores de Riesgo	Modalidad ó Modo de Falla
	<p>Se agrupa en 3 grandes rubros:</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Estables</u> (fabricación / construcción) • <u>Independientes del tiempo</u> (terceras partes; operación incorrecta; y ambientales / geotécnicos) • <u>Dependientes del tiempo</u> (corrosión exterior e interior; agrietamiento asistido por corrosión – SCC; y fatiga de material). 	1. Corrosión Exterior (I)
2. Corrosión Interior (I)		
3. Movimientos del Suelo (I, S)		• Deslaves, Falla sísmicas, Subsistencia
4. Diseño / Materiales (I)		• Cuerpo de la tubería y problemas en componentes superficiales • Soldadura • Daños existentes, defectos de construcción, arrugas, etc.
5. Operación Incorrecta (O)		• Errores de operación • Calidad de Procedimientos
6. Fallas de Equipo y/o Sistemas de Seguridad (S, O)		
7. Daños Mecánicos (S)		
– Daños por Primeras Partes		• Responsabilidad del operador o dueño del ducto
– Daños por Segundas Partes		• Intervención de otra subsidiaria
– Daños por Terceras Partes		• Golpes de Maquinaria • Tomas Clandestinas y Vandalismo • Sabotaje
8. Fallas de Operación (O)	• Cierre de Actuadores • Falla de Comunicación – Control y Monitoreo • Falla de Instalaciones Automatizadas	
10. Eventos Naturales (S)	• Lluvias Torrenciales, Inundaciones, Desbordamientos • Rayos	

(I) Integridad (S) Seguridad (O) Operación

5

Fig. 4.7 Conceptos de Base de Datos. [Imagen]. PEMEX, (2005)

4.3.4 Asignando Consecuencias al tipo de Ponderación (COF)

Una vez que cada tipo de categoría de LOF se le asigna una ponderación, cada una de las tres categorías de tipo de impacto COF se les asigna una ponderación. Cada tipo de impacto es una colección única de variables que describen individualmente el efecto de un ducto intencional.

Con cada tipo de impacto, las variables describen la sensibilidad de una variable en el evento o falla. Por ejemplo, las variables que indican volumen, tipo, y potencial de dispersión de un producto que pudiera escapar de un ducto.

Cada tipo de amenaza debe tener asignado un porcentaje de contribución en el COF total. Por ejemplo, el impacto en la población puede equivaler al 80 por ciento mientras el impacto en el ambiente puede equivaler al 5 por ciento para este sistema de ductos en particular, basado en información conocida acerca del mismo. El puntaje COF final está comprometido con el acumulado total numérico contribuido por cada tipo de impacto, y debe sumar un total de 100 por ciento como se aprecia en la tabla 4.2.

Cuando se asignan las ponderaciones de las consecuencias en un sistema de ductos, examine a cada uno de los tres tipos de COF considerando:

- alrededores del ducto
- características del ducto
- condiciones operativas del ducto
- daño a la propiedad
- daños humanos
- daños al medio ambiente
- consecuencias totales expresadas en moneda corriente.

La puntuación de consecuencias es llamada el factor de impacto de fuga e incluye daños agudos y crónicos asociados con la salida del producto.

Consecuencia de falla (Tipos de impactos)	Ponderaciones
Impacto sobre la Población	80%
Impacto sobre el Medio Ambiente	5%
Impacto al Negocio	15%
Porcentaje Total	100%

Tabla 4.2 Ponderaciones COF, elaboración propia)



Fig. 4.8 Clasificación de Variables [Imagen]. PEMEX-SSPA, (2005)

4.3.5 Asignando Peso a las Variables y Puntuación de Atributos

Cada LOF y COF está hecho de diversas variables que son pertinentes al riesgo y consecuencias, estas variables generalmente describen:

- las condiciones o actividades alrededor o dentro del ducto
- como el ducto fue diseñado o instalado
- como se está desempeñando el diseño de un ducto en un ambiente determinado
- actividades emprendidas para minimizar el riesgo además del diseño completo.

Cambios como reemplazo de ductos, o acondicionamiento del recubrimiento. Por ejemplo, el tipo de amenaza LOF es de Corrosión Externa y este incluye diversas variables tal como tipo de suelo, y cada variable tiene atributos que definen dicha variable, tal como una roca y grava. Así, cada variable es asignada con un peso y cada atributo con un puntaje basado en su contribución relativa al riesgo. Los pesos y puntuaciones de las variables de riesgo y los atributos reflejan la importancia relativa de dicho artículo. La importancia se basa en el papel de cada variable y atributo en reducir el riesgo.

4.3.6 Asignando Pesos a las Variables

Mientras se utiliza la plantilla del algoritmo de American Innovations, cada tipo de amenaza o categoría de LOF y cada tipo de consecuencia o categoría de COF es considerada un índice, así como como el Índice de Corrosión Externa (EC), y cada índice es poblado con variables y atributos.

Cuando se le asigna un peso a una variable de un sistema de ductos, examine cada una de las variables independientemente de cada una considerando cosas como:

- ¿Cada variable está siendo considerada de una forma consistente con el diseño y la arquitectura del ducto?
- ¿Cada variable está siendo medida para considerar una única acción o condición?
- ¿El beneficio de inspección y monitoreo libran de asunciones cuando se miden las variables?

ÍNDICE DE CORROSIÓN EXTERNA	
Variables	Ponderaciones
Tipo de Suelo	4%
Ambiente	2%
Valor PH	2%
Locación MIC	3%
Temperatura pico de Producción	3%
Tipo de Revestimiento	8%
Edad de Recubrimiento	3%
Tipo de Protección Catódica	1%
Max OP vs PS	4%
Espesor de Pared	5%
Edad de Tubería	5%
Tipo de Costura	1%
Años de Protección no Catódica	2%
Años de Cuestionable CP	1%
Años de Inadecuado CP	1%
Condiciones de Revestimiento	6%
Condiciones de tubería	5%
ILI o VI Perdida de Metal	2%
ILI o VI PRF o ERF	5%
Edad de incidente	5%
Cubierta	1%
Cubierta Corta	2%
Índice de Gravedad DA	6%
Edad Completa de Evaluación	8%

Anomalías de Densidad de Pérdida de Metal	5%
Número de años del 80% de pérdida de pared	5%
TP vs PS	1%
Frecuencia de Falla EC	2%
Tipo de Mitigación VI	2%
Variable de Ponderación Total	100%

Tabla 4.3 Variables de Ponderación por Corrosión Externa, (elaboración propia)

4.3.7 Proceso de Desarrollo del Algoritmo

Los fundamentos para un plan de análisis de riesgo exitoso utilizando el IMP depende de la habilidad del cliente para definir adecuadamente un algoritmo que simule sus experiencias de fallo y éxito específicas para diseñar condiciones y filosofías integrales de monitoreo en su sistema de ductos.

American Innovations asegura que:

- todas las variables sean consideradas de un modo consistente con el diseño y la arquitectura del sistema de ductos
- cada variable es pesada para considerar una acción única o una condición
- el beneficio de las variables de inspección y monitoreo son propiamente consideradas en constante con las asunciones.
- el algoritmo final resulta reflejado en las creencias de riesgo de la compañía, tolerancias de consecuencias, y prácticas de inspección
- las necesidades específicas de dentro de la compañía son documentadas
- los acercamientos y razonamientos utilizados por otros usuarios de la industria son compartidos. Durante la reunión de desarrollo del algoritmo, las variables clave deben ser pesadas. En adición, los atributos de cada variable deben tener una puntuación. Una vez que las variables y atributos son conocidos, el proceso de cálculo de riesgo puede ocurrir.

La plantilla de algoritmo es modificada en tres niveles durante la junta de desarrollo del algoritmo para reflejar el sistema operativo de la compañía. Inicialmente, cada amenaza y tipo de consecuencia son alineados. Una vez que los pesos son determinados para cada amenaza y tipo de consecuencia, las variables son pesadas en un modo relativo, los atributos reciben puntuación y validación a través del Reporte Driver.

El algoritmo es utilizado para calcular la contribución discreta de cada variable y combinación de atributo. Estos cálculos son visualizados a través de Reportes de Drivers de LOF y COF dentro de la plantilla del algoritmo. Después de revisar el Reporte del Driver, puede ser necesaria la revisión de los pesos del algoritmo y puntuaciones para asegurar que el uso de las variables, la naturaleza de algunas variables, y la multiplicación de variables y la puntuación de atributos. La figura 4.9 muestra como American Innovations usa exactamente durante el proceso de desarrollo del algoritmo.

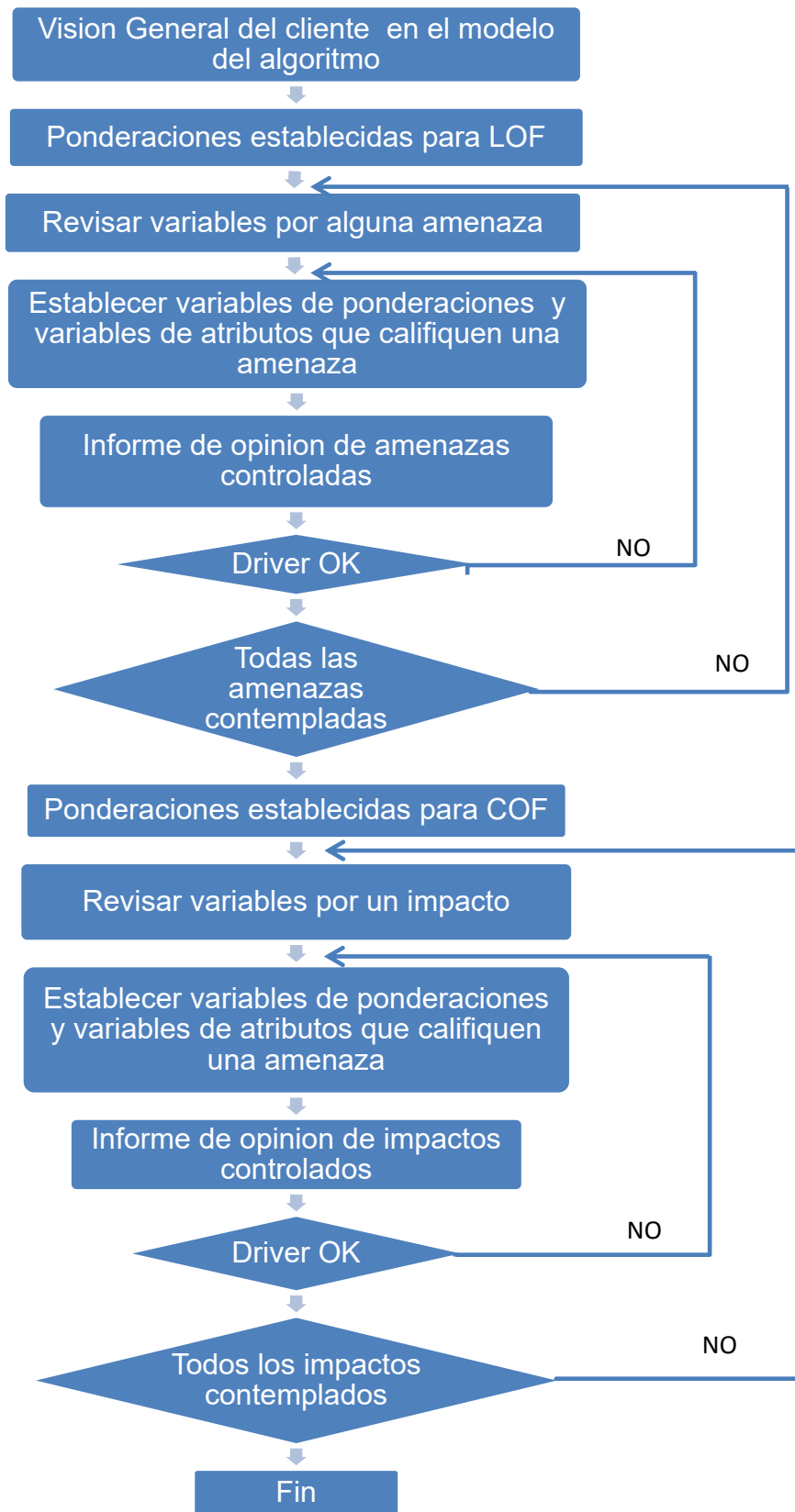


Fig. 4.9 Proceso de Desarrollo del Algoritmo. (Elaboración propia).

Una vez que el algoritmo ha sido definido, el siguiente paso es configurar la información dentro de la base de datos del IMP diseñada específicamente por el cliente de acuerdo con el diseño del algoritmo. Después de que los datos del cliente han sido introducidos en la base de datos y los modelos de entrada y modelos de evaluación han sido diseñados en el cliente del IMP, el cliente establece un criterio de comparación.

4.3.8 Desarrollando un Criterio de Comparación

El criterio de comparación es crítico para el proceso de asesoramiento del riesgo total. Es la tolerancia al riesgo del cliente, este número será comparado contra todos los datos. El criterio de comparación es usado durante la aplicación del Cliente IMP como punto de referencia.

Los criterios de comparación son fundamentales para el proceso global de evaluación de riesgos. Es el número de tolerancia al riesgo del cliente, el número contra el que se compara todos los datos. Los criterios de comparación se utilizan en toda la aplicación cliente IMP como punto de referencia para ayudar al usuario a identificar si un tramo de tubería se encuentra dentro de un umbral de tolerancia al riesgo. Los criterios de comparación se establecen de forma individual para cada amenaza y consecuencia. Usuarios han basado generalmente sus criterios de comparación en uno de los cuatro enfoques:

1. Establecer los criterios de comparación a la media estadística (puntuación de riesgo mínimo más del 50 por ciento de la extensión numérica entre el mínimo y el máximo puntaje) de su sistema. Sin embargo, basando los criterios de comparación frente a la media del sistema puede proporcionar futuras dificultades para establecer la eficacia del proceso de gestión de riesgos a largo plazo de la compañía.
2. Establecer los criterios de comparación a la media estadística más una desviación estándar (asume una relación curva de campana). Esto efectivamente abarcará 84 por ciento de los datos, permitiendo de ese modo la empresa para concentrarse en la reducción del riesgo de la parte superior 16 por ciento del sistema.

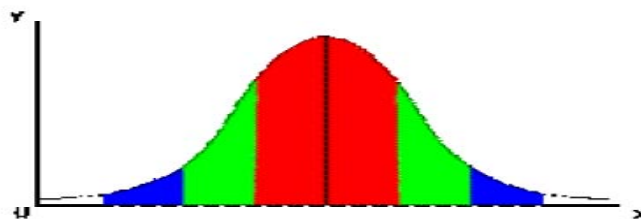


Fig. 4.10 Distribución Normal

3.- El metodo optimo para establecer el criterio de comparasi3n es el desarrollar un umbral de n3meros sobre el cual la reducci3n de riesgo es necesaria. El t3rmino umbral implica un valor corporativo que no cambiara mientras la media de la base de datos cambia. Algunos usuarios han establecido estos umbrales a trav3s del tiempo analizando problematicas conocidas en comparasi3n a lineas libres de problemas, algunos han establecido este valor a un 90% del riesgo total del sistema, mientras que otros han realizado an3lisis regresivo de las actividades de mantenimiento versus el costo y tolerancia econ3mica soportable.

4.- El advenimiento del acercamiento ASME/ANSI B31.8S ha llevado a algunos clientes a preguntar a American Innovations a cerca de un acercamiento basado en reglas para determinaci3n de amenazas. Por ejemplo, la amenaza es existente o no basada en criterios pre definido.

CAPITULO V: EVALUACION DE RIESGOS DEL IMP

El desarrollo de una herramienta propia para el análisis de riesgo basada sobre una metodología cuantitativa, atendiendo las necesidades específicas de las empresas y considerando las particularidades y normatividades del entorno del país, hará que las empresas den un paso adelante en materia de administración de integridad de ductos.

En la valoración del riesgo, el objetivo principal es determinar la presión y el manejo seguro de operación de la tubería y prevenir fallas futuras.

El IMP es sólo una opción de conformidad viable para evaluar la integridad de ductos.

Las características más sobresalientes de la herramienta desarrollada son:

- Fácil acceso y almacenamiento de datos.
- Acceso a gráficos y planos donde se puede observar trazos del ducto y elementos relacionados, en formatos jpg, gif, etc., así como archivos CAD.
- Datos estructurados en bases de datos relacionables.
- Interfaz de fácil entendimiento y adecuado a las necesidades de los operadores.

5.1 MODELOS DE ENTRADA

Vistazo

En esta lección, discutiremos en detalle lo que es un modelo de entrada, porque es requerido y como es utilizado en la evaluación de riesgo de un ducto. También discutiremos el concepto del posicionamiento, referencias, exportación e importación de datos dispares a referencias comunes para la evaluación de riesgo en la base de datos del IMP.

Objetivos

En esta sección discutiremos:

- Que es un modelo de entrada y como funciona
- Los diferentes tipos de metadatos
- Como el IMP obtiene la información
- Los diferentes tipos de sistemas de referencia usados en análisis de riesgo y manejo de la integridad
- Los principios de la alineación de datos y transformaciones

5.1.1 Que es un modelo de entrada

Los modelos de entrada son definidos como modelos en el IMP que obtienen datos de una fuente externa. Cuando la información es importada al IMP, es importada a través de un modelo de entrada. Los modelos de entrada son usados para lo siguiente:

- Guardar información cruda (ejemplo: datos del ducto, datos de desempeño etc.) después de importarlo de una fuente externa
- Editar la información cruda previa a su utilización en un análisis de riesgo
- Transformando datos de su referencia original a la referencia base
- Validando que la información está lista para su análisis vía una auditoria

Un modelo de entrada contiene información acerca del modelo mismo, que es metadato del nivel modelo, así como información acerca de las variables que están almacenadas en el modelo, que son de nivel variable metadatos. Una vez que la información cruda es guardada en el modelo de entrada, la alineación de los datos es crítica en la evaluación de estos datos, al conducir análisis de riesgo y generando significados representativos.


5.1.2 Metadatos a Nivel Modo

Los metadatos a Nivel Modo contiene información general a cerca de un modelo de entrada, y como esos datos son almacenados en un modelo de entrada. El tipo de posicionamiento y configuraciones que determinan si los datos son continuos y/o pueden ser sobrepuestos por el modelo de entrada están especificados en el Metadato a Nivel Modo

5.1.3 Tipos de Variable Metadatos

Las variables de metadatos son partes importantes para los modelos de entrada y son usadas para describir que tipos de datos contiene una variable, el formato de la variable, una descripción de la variable, y cualquier información del atributo para la variable.

El IMP soporta cuatro tipos de variables de Metadatos, y cada tipo es representado por un ícono en la aplicación del IMP.

- string 
- list 
- number 
- date 

El tipo describe la especificación de una variable, y el tipo defino como la variable es manejada en el IMP. Cada una de esos tipos de variables guardan un tipo diferente de información, y cada uno tiene su tipo de metadato específico usado para describirlos. El tipo de variable está basado en el tipo de atributos que están asociados con la variable. Por ejemplo, el modelo de entrada de un Diseño Ducto-Ducto tiene una variable llamada material del ducto. Puede ser definido como una lista de cadena de caracteres ya que la industria del material de ductos puede ser hierro, concreto, cobre, acero, etc. Los siguientes párrafos discuten los cuatro tipos de metadatos de una variable a más detalle.

5.1.4 Tipos de Sistemas de Referencia

La siguiente es una lista de los diferentes tipos de sistemas de referencia utilizados:

- Centerline Base
- Inline Inspection
- Alignment Sheet
- GIS Centerline Base
- Other Source.

5.1.5 Datos Requeridos para las Plantillas de Importación

La ayuda facilita la transferencia de datos de los siguientes formatos de origen al MS SQL Server

- Microsoft Access 2000 or 2002
- Microsoft SQL Server Database
- Microsoft Excel.

5.1.6 Transformaciones

Una transformación es una forma para convertir matemáticamente de un sistema de referencia a otro para correlacionar diferentes conjuntos de datos para el mismo segmento de ducto. El propósito de conducir una transformación para el análisis de riesgo es alinear los datos impares para generar resultados significativos. La transformación funciona a través de juntar el mismo punto en los distintos sistemas de referencia, después utilizando la interpolación lineal para ya sea estirar o reducir el conjunto de datos de uno a otro. Es similar al proceso que es utilizado en la conversión de metros a pies.

Asesoramiento en la Amenaza y Consecuencia, Análisis Ingenieril, y el arreglo relacionado así como el trabajo de mitigación son normalmente llevados a cabo utilizando referencia lineal. Aun cuando la referencia lineal es derivada de referencias precisas de GIS, datos de fuentes dispares requieren calibración para una referencia lineal para habilitar ese análisis.

La aplicación IMP maneja referencias lineales dispares y es capaz de aceptar medidas centra lineales desde una fuente GIS típica.

5.1.7 Reporte de Detalles de Transformación

El reporte de Detalles de transformación es una descripción detallada de la transformación. Muestra los puntos utilizados en la transformación así como los datos de correspondencia. Refiérase a la figura 5.1. La columna de Transformation Action a la derecha del reporte muestra la compresión y expansión de datos que están conocidos como “fit Point” tal como una válvula o falange. El proceso de transformación permite que el error entre dos referencias se disperse a toda la longitud del ducto y se pueda relacionar los datos con mayor precisión.

ILI 1997 to GIS Centerline Transformation Details

General Information

Component: Transmission A Component ID: 41 Last Calculated: 12/31/2003
 Source Reference: Inline Inspection
 Target Reference: Centerline - Base
 Base Reference: Centerline - Base
 Comments:
 Source Models
 1997 Metal Loss Survey

Mapping Records

[Inline Inspection] Description	[Inline Inspection] Position (ft)	[Centerline - Base] Position (ft)	[Centerline - Base] Description	[Centerline - Base] Length (ft)	[Inline Inspection] Length (ft)	Internal Difference (ft)	% of Change	Transform Action
Valve 1	0.00	= 0.00	A				0.00%	
Valve 2	54,210.00	= 54,260.00	B	54,260.00	- 54,210.00	= 50.00	08%	← →
Valve 3	95,210.00	= 95,066.00	C	30,826.00	- 31,000.00	= -174.00	-56%	→ ←
Valve 4	161,900.00	= 161,706.00	D	76,710.00	- 76,690.00	= 20.00	03%	← →
Valve 5	243,800.00	= 242,626.00	E	80,833.00	- 81,900.00	= -1,067.00	-1.30%	→ ←
	[Inline Inspection] Range (ft)	[Centerline - Base] Range (ft)				Total Internal Difference (ft)	% Change of Total Internal Difference	
	0 --- 243600	0 --- 242626				-1171	-48%	→ ←
						Largest Internal Difference (ft)	% Change of Largest Internal Difference	
						-1,067.00	-1.30%	

Fig.5.1 Reporte de Detalles de Transformación. [Imagen]. Curso Introductorio Para El Uso Y Manejo Del Programa De Administración De Integridad Imp (Iap-Di V6.3) (2006)

5.1.8 El Reporte de Modelo de Entrada ERD

El diagrama de Relación de Entidad (ERD) del IMP, despliega una vista de un modelo de entrada desde la perspectiva de una base de datos. El Reporte ERD contiene información detallada acerca de las columnas/variables y atributos para un modelo de entrada. Refiérase a la figura 5.2.

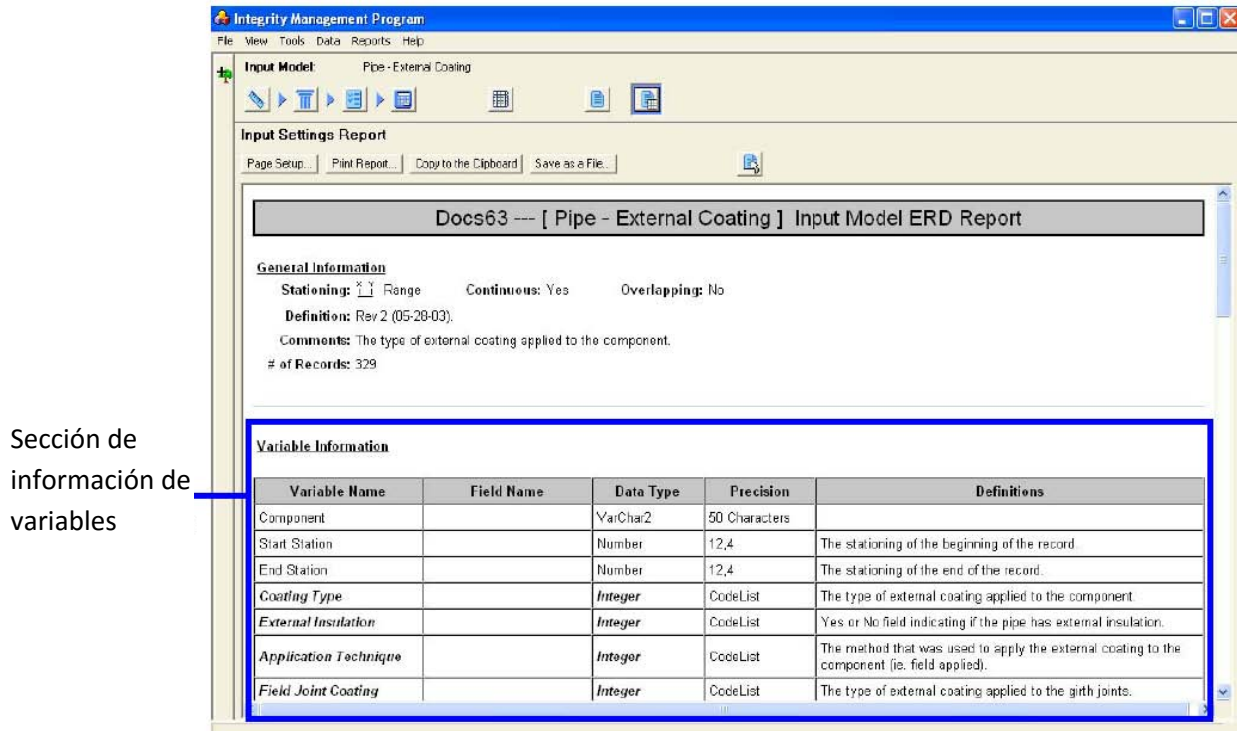


Fig. 5.2 Reporte de modelo de Entrada. [Imagen]. Curso Introductorio Para El Uso Y Manejo Del Programa De Administración De Integridad Imp (Iap-Di V6.3) (2006)

5.2 MODELO DE EVALUACIÓN

Vistazo

En esta lección, discutiremos a detalle la importancia de un modelo de evaluación en un análisis de riesgo, que es un modelo de evaluación, y como produce resultados. También discutiremos el concepto de segmentación dinámica, cálculos, generación de reglas, generación de índices, y la graficación de resultados.

Objetivos

En esta sección discutiremos:

- Porque la evaluación y el modelo de evaluación son importantes en el análisis de riesgos.
- Como un modelo de evaluación trabaja y produce resultados.
- Segmentación dinámica y agregación.
- El tipo de columnas manipuladas.
- La diferencia entre la regla de investigación de amenazas y el algoritmo de indexamiento.

5.2.1 Que es un modelo de Evaluación

Los modelos de evaluación llevan a cabo el análisis de datos de un ducto a través de la combinación de datos desde múltiples orígenes tal como modelos de entrada, modelos de colapso, y otros modelos de evaluación. Esto produce una poderosa herramienta para el análisis de datos donde análisis más pequeños pueden ser combinados para crear análisis más complejos. Combinando datos desde múltiples modelos, es una de las mayores fuerzas del IMP. Porque los datos de diferentes fuentes casi siempre tienen diferentes posicionamientos, los modelos de evaluación combinan segmentación, agregación, y filtración, para crear unidades de evaluación que son de longitud continua del ducto con el que el análisis es llevado a cabo.

Los modelos de Evaluación del IMP son usados para lo siguiente:

- La combinación de datos de uno o más modelos a través de la segmentación, agregación, y filtración.
- Realizan análisis en los resultados de las unidades de evaluación
- Crean un cálculo que puede ser usado en más de una evaluación subsecuente

Los modelos de evaluación pueden variar desde simples árboles lógicos si/no a modelos más complicados que aplican cálculos de ingeniería e indexamiento. Creando un modelo de evaluación requiere varios pasos tal como:

- Definir los orígenes de los datos
- Definir los intervalos que el modelo de evaluación calculará (segmentación dinámica)
- Agregación
- Filtración
- Cálculos
- Generación de reglas
- Generación de Índices
- Graficación de Resultados

Cuando el cumplimiento de todos los datos necesarios importados y modelos de evaluación son creados, el usuario está listo para ejecutar el análisis de riesgo. Ejecutando el modelo de evaluación vincula los resultados buscados en el análisis de riesgos. Sin embargo, los modelos de evaluaciones algunas veces son usados como un paso intermedio, y no son siempre utilizados para obtener resultados de riesgos. Por ejemplo, en un típico análisis de riesgos, un modelo de evaluación es creado para cada amenaza siendo considerada (corrosión externa, clima y fuerzas externas, etc.) y el modelo de evaluación adicional para la probabilidad de fallo es creado donde los resultados de cada amenaza es utilizada como origen de datos.

La figura 5.3 ilustra como varios modelos de entrada son traídos juntos para determinar la probabilidad de fallo, dado un incidente en la construcción, tal como el índice CONS. Después el Modelo De evaluación CONS junto con los otros ocho índices de amenazas son llevados al Índice de LOF para determinar el LOF total del ducto. La figura 5.3 demuestra que las evaluaciones pueden combinar modelos de entrada para el ducto.

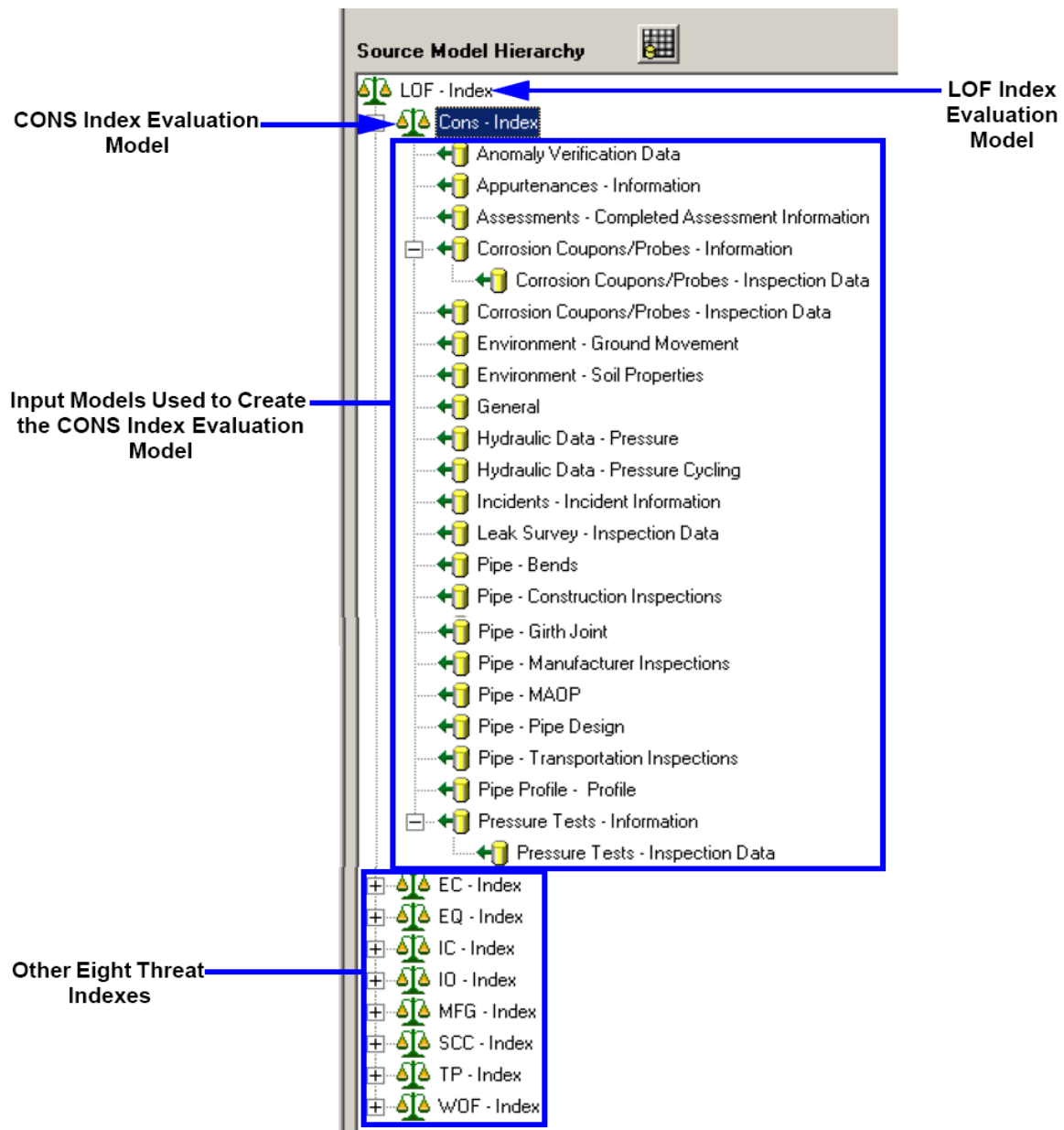


Fig.5.3 Modelos de entrada. [Imagen]. Curso Introductorio Para El Uso Y Manejo Del Programa De Administración De Integridad Imp (Iap-Di V6.3) (2006)

5.2.2 Segmentación Dinámica

La segmentación dinámica es un método de selección de secciones de un ducto con condiciones únicas. Distinto al Sistema GIS, una cosa que hace al IMP único es su habilidad de segmentar en uno o más modelos. Un sistema GIS debe segmentar los datos en cada cambio. Por otro lado el IMP puede segmentar en sólo esos cambios que hacen sentido para el análisis.

Para poder combinar modelos de distintas fuentes con diferentes posicionamientos juntos a un solo modelo de destino con una referencia común, uno de los modelos de origen es designado como el modelo maestro. Así, el modelo maestro es usado para determinar el posicionamiento con las columnas que necesitan ser combinadas para crear el modelo de destino. Dada esta información el usuario selecciona el tipo de segmentación: ninguno, punto o rango, que define el tipo de posicionamiento que el modelo del destino resultante tendrá cuando sea poblado. .

Desde ahí, el usuario debe definir como las columnas de cada modelo de origen son agregadas. La agregación determina como la evaluación seleccionara los datos que serán poblados para cada variable en general, es una buena idea seleccionar el peor escenario para la sección entera. Las reglas de segmentación deben definir como estos métodos de agregación distinta trabajan juntos con cada modelo de origen. Esta interacción entre columnas en los modelos de origen es clave en cómo trabaja la segmentación. Una que los modelos de origen, los tipos de segmentación, y las reglas de agregación y relaciones son definidos, las reglas de segmentación tienen toda la información básica requerida para combinar los modelos de origen a su modelo de destino final basado en los componentes que el usuario seleccione en tiempo de ejecución.

Existen tres tipos de segmentación:

- Nula –regresa un record por componente
- Punto –regresa records de un set de localizaciones
- Rango –regresa un conjunto de rango de valores

Los tipos de Rangos de Posicionamiento incluyen:

- Fijos –regresa datos divididos en longitudes predefinidas
- Datos Definidos -regresa datos divididos a lo largo de rupturas naturales en datos.

Cada tipo de segmentación describe el tipo de evaluación, unidades que son creadas cuando está corriendo la evaluación. Una unidad de evaluación es una sección del ducto en cual el análisis es llevado a cabo. Referirse a la Figura 5.4

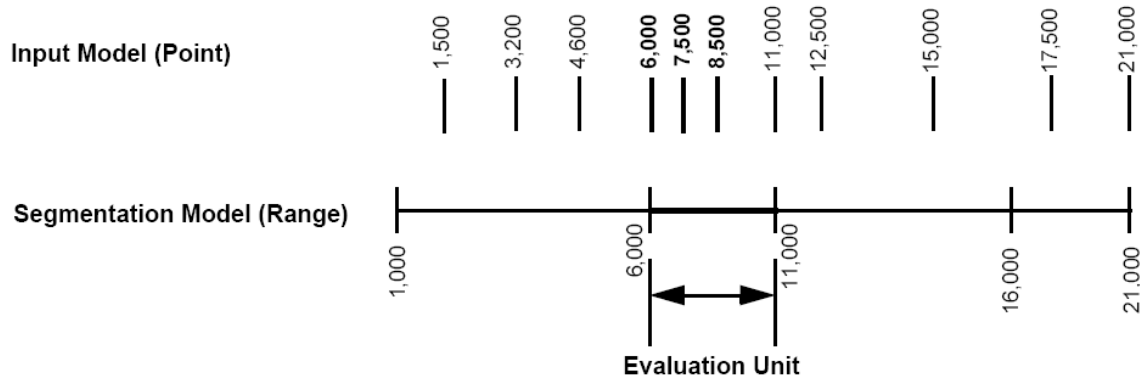


Figura 5.4 Unidad de Evaluación. [Imagen]. Curso Introductorio Para El Uso Y Manejo Del Programa De Administración De Integridad Imp (Iap-Di V6.3) (2006)

Nulo

Nulo es la segmentación más básica. Este tipo de segmentación representa cada pieza de un ducto con una sola columna de datos. Para representar múltiples columnas de datos como un solo valor, las columnas de datos deben ser combinadas en algo que hace sentido. Para hacer esto, el usuario define los parámetros de agregación, como suma, promedio, o máximo que pueden representar cada columna en el modelo de destino como un solo valor.

Punto

La segmentación de puntos genera records segmentados que resultan en unidades de evaluación que tienen un posicionamiento puntual. Point segmentation generates segmented records that result in evaluation units that have point type stationing.

Rango

La segmentación de Rango genera rangos segmentados que resultan en unidades de evaluación que tienen un tipo de posicionamiento en rangos. Las opciones posibles para un rango de segmentación incluyen segmentación en longitudes fijas y segmentación en longitudes definidas por datos. Cuando se segmenta en longitudes definidas por datos, el sistema da a al usuario la opción de especificar una longitud máxima del segmento. Refiérase a la figura 5.5.

PEMEX

Zonas de Alta Consecuencia

Las Zonas de Alta Consecuencia son áreas pobladas o ecológicamente sensibles que en caso de una fuga pueden ser afectadas con un nivel más alto de consecuencias.

Por lo que es imprescindible su localización y consideración durante todo el proceso.

- Áreas Pobladas
- Cuerpos de Agua
- Ríos
- Zonas Ecológicas
- Zonas de alta concentración de personas
 - Escuelas
 - Campos deportivos
 - Iglesias
 - Hospitales
 - Prisiones

Fig. 5.5 Zonas de Alta Consecuencia. [Imagen]. PEMEX, (2005).

5.3 MODELO DE VOLUMEN DE FUGA DE LÍQUIDOS

Un modelo de Volumen de Fuga de Líquidos (LVR) provee de un estimado del peor caso del volumen de un líquido soltado antes del apagamiento y aislamiento además de la cantidad de producto que puede escapar durante la drenada y la estabilización de la condición atmosférica. En general, esto se logra separando el problema en dos partes y agregándolas. La primera parte es la pérdida de producto que ocurre durante el tiempo de reconocimiento y de aislamiento. La segunda es el producto de la pérdida que ocurre desde el drenamiento y el aislamiento.

Volumen de Ruptura = Pérdida Máxima Inicial + Pérdida Máxima de Estabilización

Teóricamente, el volumen del líquido que se fuga puede ser calculado en cualquier punto a lo largo de un ducto basado en varios parámetros. Estos parámetros incluyen variables tal como el tamaño del hoyo, el diámetro del ducto, tasa de flujo, y la existencia y localización de las válvulas que pueden aislar secciones del ducto.

El IMP permite al usuario configurar y generar un modelo LVR que ejecute los cálculos necesarios basados en los datos de los modelos de entrada y configuraciones de tiempo de ejecución. Los modelos tipo punto generados despliegan el cálculo final con volumen así como los valores de tiempo de ejecución, cálculos intermedios, y una distancia estimada del flujo fuera del ducto y los puntos dentro del ducto. Los puntos en cuyos cálculos fueron hechos están basados en cambios en cualquiera de las variables de entrada.

5.4 MODELO DE PERFIL DE PRESIÓN

Un perfil de presión es un cálculo de la presión interna en varios puntos a lo largo de un ducto. Un modelo de perfil de presión es un modelo que incluye los cálculos de la presión así como de otras variables dependientes de la presión útiles para los operadores de ductos en la evaluación de asuntos relacionados con la presión en sus ductos.

Consideraciones especiales en el diseño de un modelo de perfil de presión incluyen modelos calculados, mapeo de variables, que deben ser ejecutadas previamente a la configuración real de cualquier modelo individual, y una consideración de las unidades de variables. Estos sujetos están descritos en las secciones siguientes.

5.4.1 Calculando el Modelo de Mapeo de Variable

Un perfil de presión es un ejemplo de un modelo de cálculo, una nueva categoría de modelos de salida en el IMP. Los modelos de cálculos son diferentes que los modelos regulares en que:

- Tienen variables (variables de ingeniería), los cálculos requieren manipulación matemática para ser aplicados al modelo entero.
- La configuración de un modelo de cálculos está mayormente preconfigurada.

El usuario tiene control limitado sobre la entrada de variables, y las columnas de resultados finales mostrados en el modelo del IMP, y debe tener una forma de saber que variables son antes de intentar configurar un modelo individual. Para hacer esto, el IMP requiere un área separada dentro de la aplicación para mapear variables de bases de datos para calcular las variables del modelo. Las variables en la tabla 5.1 son entradas requeridas y deben ser mapeadas previamente a la configuración de un modelo de perfil de presión:

Variable	Tipo de Modelos
Diámetro del ducto	Rango
Espesor de la pared del ducto	Rango
Impacto al Negocio	Rango
Grado del ducto	Punto
Identificador de la válvula	Punto
Tipo de válvula	Punto
Válvula de aislamiento	Punto
Presión de descarga	Rango
Presión de succión	Rango

Tabla 5.1 Entradas requeridas que deben ser mapeadas previamente. (Elaboración propia).

5.5. Inspección Directa

La metodología de Inspección Directa (DA) para corrosión externa (ECDA), corrosión interna (ICDA) y craqueo por Estrés (SCCDA) siendo desarrollada dentro de las prácticas de la industria son rigurosos diagramas de flujo para determinar y mitigar locaciones de corrosión. La inspección directa es un proceso estructurado que incluye cuatro etapas:

5.5.1 Pre-inspección, inspección indirecta, examinación directa, y post inspección.

Muchos elementos del diagrama de flujo de los diferentes procesos de Inspección Directa, ECDA, ICDA y SCCDA, tienen aproximaciones similares. Estas similitudes proveen la oportunidad de evaluar diferentes elementos a un método de Inspección Combinada Directa para aumentar la eficiencia de los esfuerzos individuales. El resultado de la Inspección Combinada Directa debe producir los siguientes beneficios:

- **Número reducido de Examinaciones Directas:** Los tres procesos de Inspección directa generalmente requieren confirmación de exámenes directos para validar el proceso. La confirmación puede ser llevada a cabo en locaciones seleccionadas al azar. A través de la consideración de los factores de contribución entre los diferentes procesos de Inspección Directa, una optimización es posible para reducir el número de ID. Una vez que la ID han confirmado la severidad sospechada de la corrosión en las locaciones sospechadas, los resultados son extrapolados para inferir corrosión similar en otras regiones de ID exhibiendo las mismas condiciones e historia de corrosión previa.
- **Evaluación llevada a Cabo por Terceras Personas y Defectos de Manufactura y Construcción,** CFR 192.925 requiere que la amenaza de Terceras Personas sea dirigida vía el proceso ID. Adicionalmente la CFR 192.917 requiere que este tipo de amenazas sean inspeccionadas por ID. Puntajes individuales de riesgo asociados con un ducto en particular pueden ser utilizados para determinar locaciones de ID. Además, el operador puede llevar a cabo análisis adicionales mientras conduce ID para asistir a las Terceras Personas. Manufactura, y amenazas de construcción.
- **Procesos Defendibles y Documentados.**

5.6 INSPECCION POR “PIGS”

El término “diablo” (o pig, como se conoce en inglés) fue una referencia original hacia los raspadores “Go-Devil” corridos a través de la tubería y dirigidos por el flujo detrás de los rastrillos insertados con el propósito de remover la cera de las paredes de tubería. Actualmente, los operadores en campo le atribuyen el nombre diablo a cualquier dispositivo fabricado para pasar a través de un gaseoducto para la limpieza y otros propósitos a fines a la producción. El proceso por el cual un diablo es insertado dentro de la tubería y dirigido por los fluidos dentro de la misma es llamado operación de corrida de diablos (o en inglés, pigging operation). Hoy en día, esta práctica se ha convertido en una operación bastante común para la inspección general ductos y líneas de producción, así como para efectuar tratamientos y mantenimiento a distintos problemas relacionados con el aseguramiento de flujo.



Fig. 5.6 Evaluación de Integridad. [Imagen] PEMEX, (2007)

5.6.1 Aplicaciones principales de la corrida de “PIG”

Aunque los “Pig” fueron originalmente desarrollados para remover depósitos que pudieran reducir o bloquear el flujo a través del ducto, hoy en día estos dispositivos son utilizados durante todas las etapas de la vida de una tubería por diferentes razones. En la etapa de construcción de un tubular, la corrida de diablos es utilizada para remover los residuos, calibración, limpieza y secado de las mismas. Durante las operaciones de producción, la corrida de “pigs” es aplicada para remover todo tipo de depósitos sólidos y/o líquidos condensados en sistemas de hidrocarburos. Adicionalmente la corrida de “pigs” es ampliamente utilizada con el propósito de inspeccionar la tubería, obtener mediciones del grosor de la tubería y detectar puntos de erosión deformación y corrosión. Asimismo, esta práctica es realizada con el objetivo de recubrir la pared de los tubulares con inhibidores y proveer aislamiento de presión durante otras operaciones de mantenimiento. La Figura 5.7, muestra la corrida de limpieza por un Pig.



La Figura 5.7 Corrida de “Pig” [FOTOGRAFIA]. PEMEX, (2007).

5.6.2 Tipos de pigs.

Los pigs son aparatos que se introducen en las tuberías y viajan a lo largo de esta con el flujo de producto ayudan a su limpieza, mantenimiento e inspección.

- “Pigs” de uso útil: Ayudan a limpiar y mantener la tubería, remueven sustancias y escombros que puedan afectar los sistemas de ductos o formar células de corrosión.



Fig. 5.8 Diferentes tipos de “Pigs” [Imagen] Catalogo, GIRARD INDUSTRIES, (2016). Recuperado de http://www.tremcopipeline.com.au/pdf/girard/girard_brochure.pdf

- “Pigs” de espuma: Tienen forma de bala, son dispositivos de limpieza baratos, tienen bajo peso, muy fácil de manipular y pueden trabajar en gran cantidad de tuberías, la espuma viene en diferentes densidades (muy dura y muy blanda), se usan para secar, limpiar, remover producto, se usan regularmente para remover el aire antes de una prueba hidrostática, y para secar después de la prueba.



Fig. 5.9 “Pigs” de espuma-limpieza. [Imagen] Catalogo, GIRARD INDUSTRIES, (2016). Recuperado de http://www.tremcopipeline.com.au/pdf/girard/girard_brochure.pdf

- “Pigs” esféricos: Son los más antiguos, más conocidos y más ampliamente utilizados, son usualmente globos de poliuretano, llenos o inflados con líquido, servicio de duro trabajo en la remoción de hidrocarburos líquidos y agua de las tuberías.



Fig. 5.10 “Pigs” esféricos-limpieza. [Imagen] Catalogo, GIRARD INDUSTRIES, (2016). Recuperado de http://www.tremcopipeline.com.au/pdf/girard/girard_brochure.pdf

- Pigs de Mandril: Están compuestos por un cuerpo central tubular o “mandril” y componentes adicionales que se ensamblan en el mandril, esto permite que los pigs de mandril se usen para trabajos como: batching, medición, sellado, limpieza o barrido, etc. Los discos de sello, copas, cepillos, son reemplazables.



Fig. 5.11 “Pigs” de Mandril. [Imagen] Catalogo, GIRARD INDUSTRIES, (2016). Recuperado de http://www.tremcopipeline.com.au/pdf/girard/girard_brochure.pdf

- Pigs magnéticos: Sirven para recoger desechos ferrosos (electrodos de soldadura, polvo metálico, residuos de acero, etc.) por medio de un magneto montado en el “pig”, no son usualmente un problema en una tubería. Sin embargo si la tubería va ser inspeccionada con “pig” inteligentes, los desechos deben ser removidos.

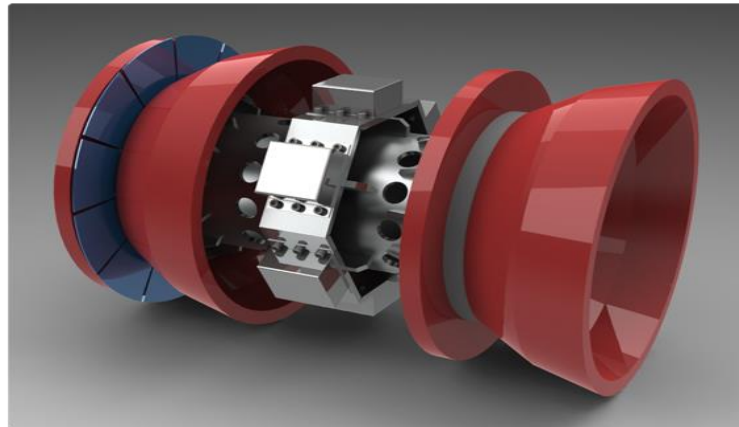


Fig. 5.12 “Pig” Magnético. [Imagen] Grupo IPB (2015) Recuperado de <http://www.grupoipb.com.br/produtos.php?lang=pt&p=62>

- Pigs de gel: hechos de una sustancia química semi-sólida inyectada o colocada dentro de la tubería para limpiar las paredes de desechos pulverizados como sulfatos de hierro y óxido. Algunos químicos pueden ser gelificados como una fase continua y otros dispersos en un fluido transportador. Actualmente existen 4 tipos principales de gel que son usados en las operaciones de producción:
 - Gel separador o de bache
 - Gel recogedor o levantador de residuos
 - Gel de hidrocarburo
 - Gel deshidratador

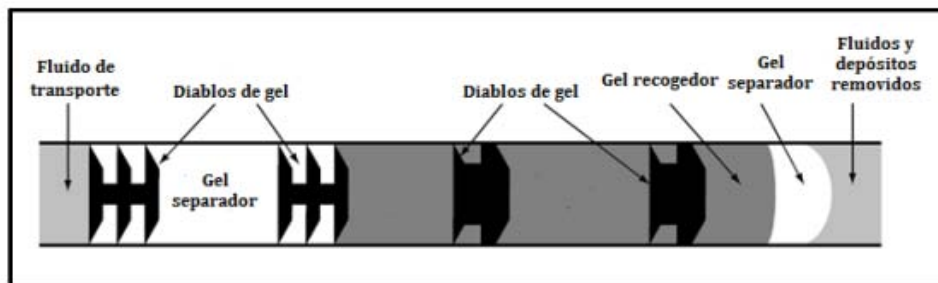


Fig. 5.13 “Pig” de gel

- “Pigs” inteligentes: Recogen información sobre la condición del ducto, ayudan a detectar corrosión, deformaciones, desgastes, defectos de soldaduras, etc.



Fig. 5.14 “Pig” Inteligente. [Imagen]. Recuperado de: [http://www.Pipeline-intelligent-PIG Royalty Free Stock Photography](http://www.Pipeline-intelligent-PIG-Royalty-Free-Stock-Photography) - Imagen: 38341557

Los pigs más comunes son los de geometría y los de pérdida de metal los cuales cuentan con múltiples sensores, herramientas de medición y muestreo:

- Mediciones geométricas
- Detección de fugas
- Registro de temperatura y presión
- Medidas de curvas
- Muestreo del producto
- Mediciones de depósitos de cera
- Detección de pérdida de metal
- Perfil de la tubería
- Mapeo
- Supervisión de curvatura
- Inspección fotográfica
- Detección de grietas

5.6.3 Generalidades de los pigs.

CONSTRUCCIÓN	OPERACIÓN	INSPECCIÓN
<p>Eliminación de desechos de construcción.</p> <p>Prueba de aceptación (llenado de agua)</p> <p>Inicio de operaciones</p>	<p>Limpieza de las paredes de la tubería.</p> <p>Remoción de condensados.</p> <p>Separación de producto.</p> <p>Aplicación de inhibidores.</p>	<p>Revisión de daños físicos</p> <p>Detección de corrosión y otros defectos.</p> <p>Detección de fugas.</p> <p>Profundidad de excavación de línea y espaciado entre soportes.</p>
MANTENIMIENTO Y REPARACION	RENOVACIÓN Y REHABILITACION	CESE DE OPERACIONES
<p>Inhibidores de corrosión.</p> <p>Limpieza previa a la inspección.</p> <p>Cese de operaciones.</p> <p>Aislamiento.</p> <p>Reinicio de operaciones.</p>	<p>“Pigs” con geles.</p> <p>Aplicación de revestimiento.</p> <p>Limpieza química, remoción de depósitos de calizas.</p> <p>Limpieza para conversión de productos.</p>	<p>Remoción de producto.</p> <p>Limpieza de las paredes de la tubería.</p> <p>Inspección/pruebas</p> <p>Inactivación de reacciones químicas (convertir en línea inerte)</p>

Tabla 5.2 Generalidades de los “pigs” [tabla]. PESPEN (2007)

5.6.4 Instalación de los “pigs” en las tuberías

Los “pigs” se introducen a las tuberías por medio de trampas los cuales se encuentra usualmente al principio y al final de una sección de tubería equipadas con compuertas de cierre (clousers), entran a la tubería por el lanzador y salen por un receptor. La distancia entre el lanzador y el receptor depende del servicio que realizará el diablo, los procedimientos operativos y los elementos montados en el mismo.

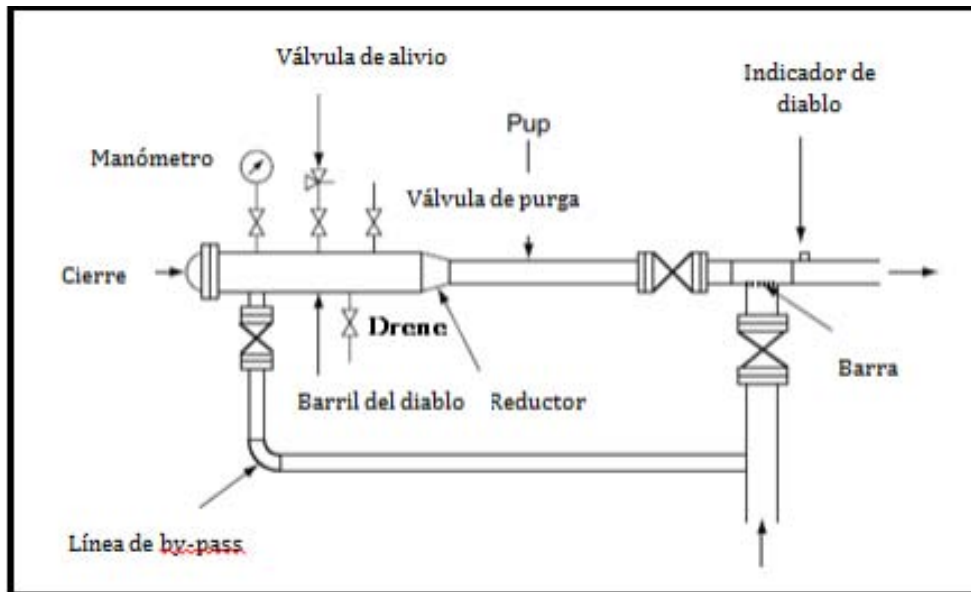


Fig. 5.15 Configuración típica de un lanzador de “pig” para un sistema de producción. [Imagen] PESPEN (2007)



Fig. 5.16 lanzador de “pig” [imagen] PEMEX-Cirratech Industrial. Recuperado de: <http://www.cirratech.com.mx/english/>.

5.6.5 Estándares para los “pigs”

API 1163: Este documento cubre la calificación de los sistemas de inspección en línea. Este documento asegura que:

- Los suplidores de la inspección redacten informes claros y uniformes que describan el desempeño de sus “pigs”
- Los operadores de las líneas de tuberías seleccionen “pigs” apropiados para sus condiciones.
- Estos “pigs” se desempeñen correctamente bajo las condiciones específicas.
- Los procedimientos de inspección sean seguidos antes, durante y después de cada inspección.
- Las anomalías sean descritas utilizando una nomenclatura común.
- Los daños reportados y los resultados de la inspección proporcionen la calidad y la presión esperada, etc.

En México (PEMEX) cuenta con su inspección interior de ductos por diablo (equipo) instrumentado. Clave: DCO-PGI-CR-512, Dirección Corporativa de Operaciones. Establece:

Las actividades requeridas para la inspección interior de ductos con equipo instrumentado, para diagnosticar su estado físico, mediante la detección de anomalías.

Este procedimiento aplica a los sistemas de transporte, manejo y distribución de hidrocarburos líquidos y gaseosos, cuya inspección se realice impulsando el diablo con el mismo fluido transportado, manejado o distribuido.

5.7 Análisis de Riesgo para el Manejo de Integridad de Ductos

En esta sección discutiremos como el IMP ayuda y realiza los análisis de resultados. El IMP proporciona herramientas de análisis para visualizar datos en varios formatos visuales. Estas herramientas son capaces de otorgar resultados en un formato de red, matriz de pesos, gráficas, o perfiles de asesorías lineales. Gráficas lineales, PDMapper, y tablas pivotes.

El propósito primario del análisis de riesgo en el Manejo de Integridad es generar resultados que permitan al experto en la materia identificar riesgos. El IMP es un poderoso integrador de datos, y herramienta de análisis que soporta el manejo de riesgo de gas natural e hidrocarburos. Una vez que se desarrolla el algoritmo, se diseña la base de datos, se puebla, y se generan resultados completos, el siguiente paso es el análisis de esos resultados. Estos resultados serán usados para priorizar segmentos de ductos, actividades de optimización, señalar puntos de alto riesgo y soportar análisis HCA y manejo de anomalías.

El IMP tiene las siguientes capacidades de análisis para el manejo de integridad:

- Soporta la creación de líneas base de asesoría para un plan de riesgo en puntos seleccionados de un ducto.
- Permite almacenar el desempeño de datos de modo independiente en cada activo.
- Integra, asesora, y prioriza defectos.
- Analiza los costos y beneficios de la implementación de proyectos específicos para lograr un nivel de riesgo deseado.
- Alinea sistemas de referencias lineales.
- Integra múltiples tablas de datos impares en una tabla.
- Utiliza metodologías de análisis incluyendo indexamiento, escenarios, probabilística, y árboles de decisiones basados en reglas.
- Provee un análisis visual de la integridad de ductos y drivers de riesgo
- Soporta comparación de sensibilidad de variables
- Produciendo resultados analíticos que facilitan actividades de campo, tal como reparación y mitigación

5.7.1 Soporte de Análisis HCA

Para extraer y evaluar la información de las Altas Áreas de Consecuencia (HCA) para los sistemas de ductos de transmisión de gas o líquidos. La aplicación de American Innovations RiskCAT será usada. La información resultante desde la evaluación será integrada a la base de datos de riesgo del IMP y reflejada en el resumen final para el sistema de ductos.

Para ductos de transmisión de líquidos, los HCAs son identificados por la extracción de las locaciones de ingenieros a lo largo del ducto que intersecta, o tiene una interacción en potencia con el polígono espacial que representa la HCA. Los datos espaciales del HCA son derivados exclusivamente del Sistema Nacional de Ductos (NPMS). El espacio poligonal que se refiere a cada HCA son partidos en 5 categorías. Áreas de Alta Polución (HPA), Otras Áreas de Población (OPA), Áreas Ambientalmente Sensibles (ESA), Aguas Comestibles (DW), Caminos de Agua Navegables (NW). Para determinar donde el ducto puede impactar una o más de esas áreas de HCA, American Innovations con su RiskCAT usa uno de los dos métodos de análisis seleccionados por el consumidor como se describe en los siguientes párrafos.

Método 1

El Método 1 utiliza el siguiente análisis para determinar donde un ducto puede afectar ya sea directa o indirectamente un HCA.

Análisis Directo

Este análisis identifica segmentos de ductos que están físicamente localizados dentro de un área HCA. .

Análisis de Transporte

Los segmentos de ductos son evaluados para determinar si el contenido de una ruptura de ducto tiene potencial para migrar a una zona HCA. Consideraciones específicas son dadas para ambos mecanismos de transporte de tierra y agua. Los tres análisis específicos de transporte incluyen:

- **Análisis de Esparcimiento:** Este análisis utiliza un Conjunto de Datos de Elevación Nacional (NED) con resolución de 30 metros, para determinar la expansión del producto fuera del centro del ducto y tráfico con todas las dirección de ese punto debajo de la colina hasta el volumen máximo que es consumido y el producto no pueden esparcirse . Áreas donde el producto intersecta con un área HCA conocida y regresada al segmento de ductos con el área de afectación potencial de un HCA.

- Análisis Directo de Agua: Elementos acuíferos tal como arroyos, lagos y ríos que intersectan un ducto son identificados, y un patrón de flujo es seguido 35 millas río abajo. Áreas donde el patrón de flujo interfecta una HCA son regresados al ducto como impactos potenciales a una HCA.
- Análisis Indirecto de Agua: Este análisis integra el análisis de expansión como se describe arriba con características de agua tal como, arroyos, lagos y ríos. Si el área del producto desde el análisis de expansión intersecta con una de las anteriores, un patrón de flujo es seguido por 35 millas río abajo desde ese punto de intersección. Áreas donde el patrón de flujo interfecte una HCA identificada son regresados al ducto como puntos potenciales de impacto de una HCA.

Nota: La distancia de 35 millas referida en el análisis directo e indirecto de agua está basada en un promedio de velocidad de flujo cuatro millas por hora y tiempo máximo de respuesta para posicionar el contenido del producto con un rango de ocho horas ($4 \times 8 = 32$, lo cual se redondea a 35 millas) Los clientes pueden elegir acortar o alargar esta distancia en el análisis.



Fig. 5.17 Zonas de Alta Consecuencia [imagen]. PEMEX (2007)

Método 2

El método 2 utiliza el siguiente análisis para determinar donde un ducto puede directa o indirectamente afectar una HCA.

Análisis Directo

Este análisis identifica segmentos de ductos que están físicamente localizados dentro de un área HCA.

Análisis Indirecto

Este análisis utiliza información acerca de la tasa de flujo del ducto, tasas de válvulas de cerrado, espaciamiento de válvulas, y perfiles de elevación para desarrollar un buffer de volumen variable de fuga a lo largo del ducto. Las proximidades están basadas en el volumen potencial de esparcimiento en un punto dado. Las proximidades están basadas en el potencial máximo de volumen de derrama en un punto dado. Otra opción es utilizar un “pig” que está basado en un análisis HVL. Áreas donde estos “pigs” (distancias de dispersión) intersectan con un HCA identificada, y son regresados al ducto como puntos de impacto potencial a una HCA.

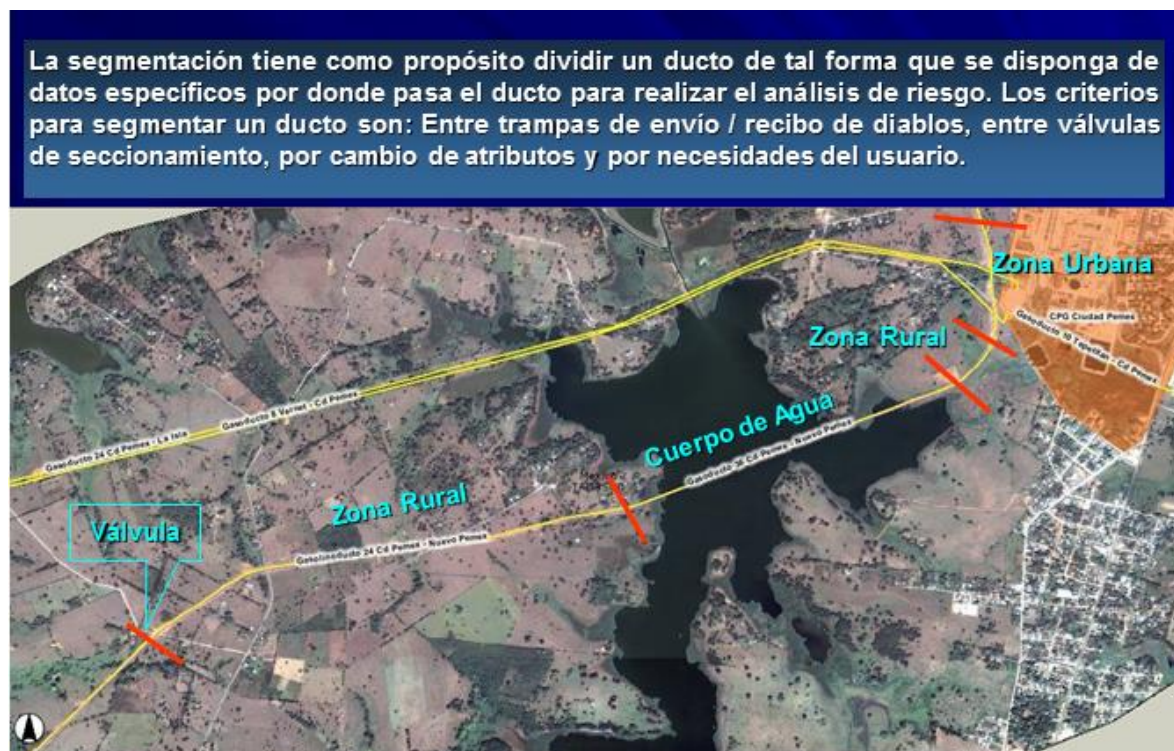


Fig. 5.18 Segmentación de Ducto [imagen]. PEMEX (2007)

Análisis de Transporte

Segmentos de Ductos son evaluados para determinar si el contenido de una ruptura de ducto tiene el potencial de migrar a una HCA. Consideraciones específicas son dadas para ambos mecanismos de transporte, de agua y tierra. Tres análisis específicos de análisis de transporte son:

- **Análisis de Terreno:** Este análisis usa resolución de 30 Metros basada en el NED así como en el Análisis de expansión descrito en el Método 1, los archivos son usados para determinar los vectores de flujo del producto, o líneas de flujo del producto, en lugar de una piscina de producto del punto central del ducto. Los vectores de flujo del producto son determinados por la pendiente de la topografía de los alrededores que rodea el ducto. Es generalmente aceptado el diseño de drenado que una pendiente debe ser mayor al 2 por ciento para que resulte en un flujo. Por lo tanto, si la pendiente de la ruta de transporte es menor a 2 por ciento, el terreno está considerado como plano y el vector de flujo no comienza. Si la pendiente excede el dos por ciento, un vector de flujo es iniciado. El vector de flujo viaja después del punto central en el ducto montaña abajo hasta el máximo volumen de fuga, o a la distancia especificada por el cliente. Las áreas donde los vectores de flujo intersectan con un área HCA identificada son regresadas al segmento del ducto junto en el área potencial de impacto de la HCA.
- **Análisis directo de Agua:** Zonas acuíferas tal como arroyos, lagos y ríos que intersectan a un ducto son identificados, y un patrón de flujo es seguido 35 millas río abajo. Áreas donde el patrón de flujo interfecta con un área HCA identificada son regresadas al ducto como un impacto potencial a una HCA.
- **Análisis Indirecto de Agua:** Este análisis integra el análisis de terreno como se describe arriba con las zonas acuíferas tal como arroyos, lagos y ríos. Si el vector de flujo del análisis de terreno interfecta con una zona acuífera, un patrón de flujo que es seguido por 35 millas río abajo desde el punto de intersección. Áreas donde el patrón de flujo interfecta con una HCA son regresados al ducto como de impacto potencial a una HCA.

Nota: La distancia de 35 millas referida en el análisis directo e indirecto de agua está basada en un promedio de velocidad de flujo cuatro millas por hora y tiempo máximo de respuesta para posicionar el contenido del producto con un rango de ocho horas ($4 \times 8 = 32$, lo cual se redondea a 35 millas) Los clientes pueden elegir acortar o alargar esta distancia en el análisis. .

En ambos, el análisis de gases y líquidos en ductos, el punto central espacial es obtenido por fuentes de la compañía, tal como archivos GIS o NPMS existentes, Archivos Electrónicos tal como Autocad, o alineación de papel que son digitalizadas y georeferenciadas. El IMP provee varias herramientas de análisis tal como el PDMapper, Graficación Lineal, y asesoría de Integridad, entre otras herramientas gráficas y analíticas para análisis más profundos, y el despliegue de información relacionada con HCA para el usuario con iniciativas de manejo de integridad.



Fig. 5.19 Zonas de Alta Consecuencia [Imagen]. PEMEX (2007).

5.7.2 HERRAMIENTA DE RANQUEO MATRICIAL/GRAFICACIÓN

Vistazo

Las gráficas Matriciales son una de las herramientas de análisis visual usadas por el IMP. Esta función es de ayuda especial para identificar errores. La función de la Gráfica Matricial permite la creación de un esquema x,y,z (variables) seleccionadas de plantillas de entrada.

La Herramienta de Matriz de Ranqueo:

- Permite exposición visual de todos los segmentos de ductos segmentados dinámicamente.
- Resalta los puntos con mayor riesgo del ducto.
- Permite la visualización a detalle de cada sección del ducto.
- Provee un punto de partida para análisis más profundo.

Gráfica de Dispersión 2-D

Una gráfica 2-D de Dispersión es una herramienta gráfica para evaluar varios factores de riesgo como una función de otros elementos de riesgo de un ducto. En la figura 5.20, la gráfica muestra el resultado total de riesgo. Cuando se grafica el LOF en un eje y el COF en otro, cada punto en la gráfica es el ROF para el segmento particular del ducto.

En la gráfica de Dispersión 2-D del IMP, los puntos magenta en la esquina superior derecha son los segmentos del ducto que tienen el mayor valor de riesgo debido a grandes valores de LOF y COF. Los puntos verdes en la esquina inferior izquierda denotan segmentos de ducto con valores ROF relativamente bajos. Esta gráfica no muestra puntos magenta y los elementos de mediano riesgo están mostrados en amarillo. Al darle clic en cualquier punto de la matriz permite al usuario determinar que segmento del ducto correspondo a dicho punto.

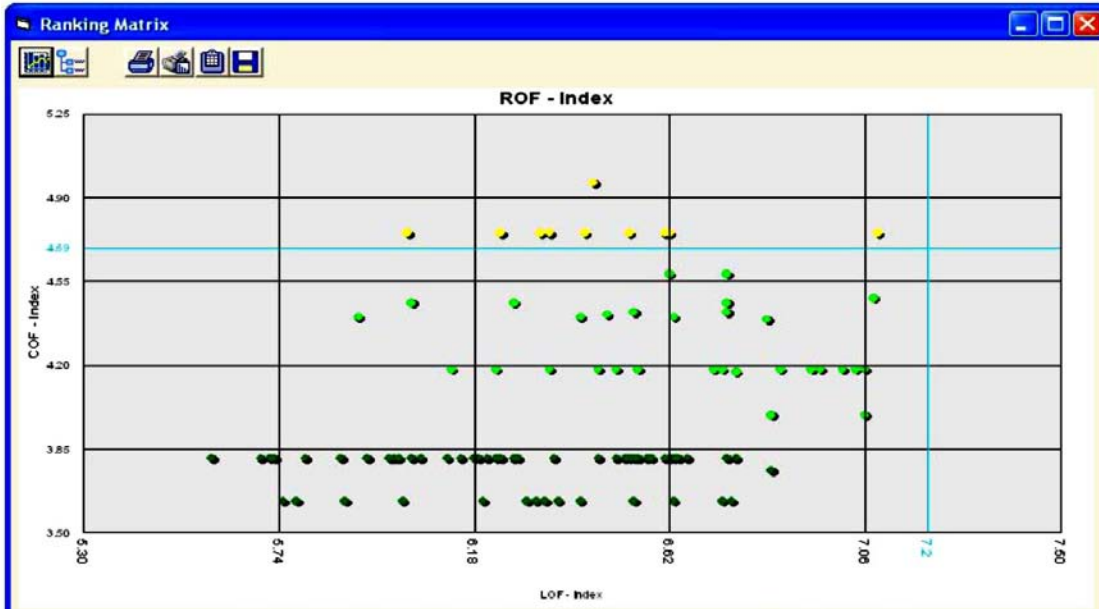


Fig. 5.20 Grafica de Dispersión. [Imagen]. Curso Introductorio Para El Uso Y Manejo Del Programa De Administración De Integridad Imp (Iap-Di V6.3) (2006)

Gráfica de Barras 2-D

Una Gráfica de Barras 2-D puede ser usada para visualizar los puntajes totales de ROF como una función de la longitud total de todos los segmentos del ducto. En el ejemplo sólo una milla del ducto cae en el punto de mayor riesgo mientras 68 millas de ducto son relativamente de bajo riesgo. Refiérase a la Figura 5.21. Esta gráfica da la indicación de cómo los puntajes ROF están distribuidos para un sistema de ductos.

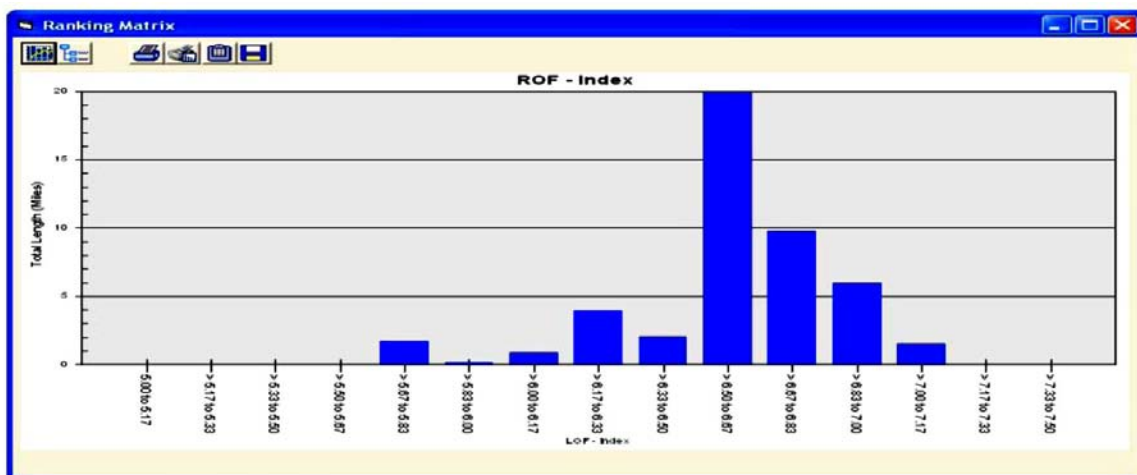


Fig. 5.21 Grafica de Barras 2-D. [Imagen]. Curso Introductorio Para El Uso Y Manejo Del Programa De Administración De Integridad Imp (Iap-Di V6.3) (2006)

Gráfica de Barras 3-D

Una Gráfica de Barras 3-D combina elementos de ambas Scatter 2-D y de la Barar 2-D, para permitir al usuario visualizar ambos LOF y COF como una función de la longitud total o número total de segmentos del ducto. Las barras de arrastre son usadas para rotar la gráfica para verla desde cualquier ángulo. Refiérase a la figura 5.22

Nota: En todas las Gráficas 3D, se pueden utilizar las barras de arrastre para rotar la gráfica para hacer los resultados más visibles.

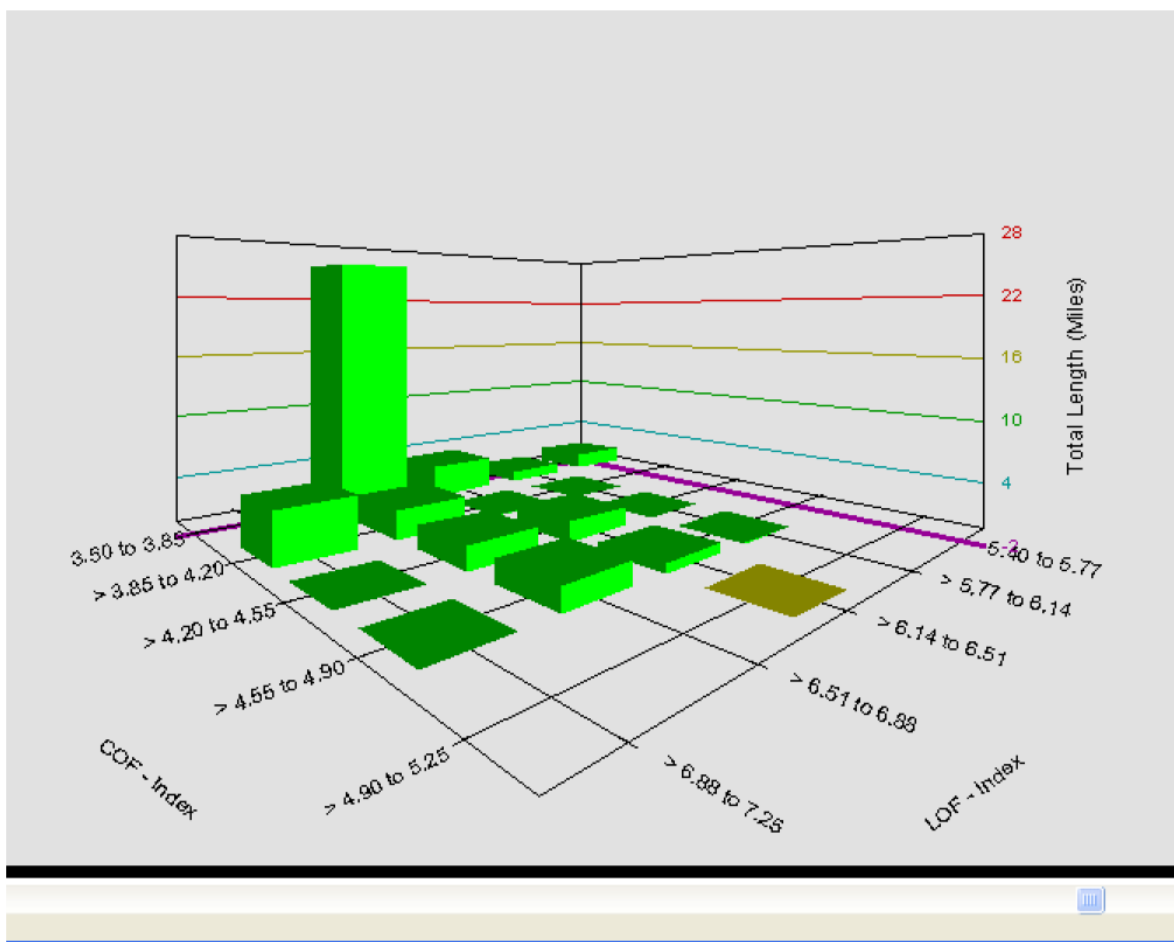


Fig. 5.22 Grafica de Barras 3-D. [Imagen]. Curso Introductorio Para El Uso Y Manejo Del Programa De Administración De Integridad Imp (Iap-Di V6.3) (2006).

Gráfica Lineal

Diferentes análisis de riesgo y manejo de integridad, requieren diferentes reportes y despliegues. La Gráfica Lineal del IMP permite al usuario definir y adaptar sus reportes a sus especificaciones exactas que cumplan con sus necesidades de manejo de integridad. La funcionalidad de la Gráfica Lineal puede tener varios beneficios cuando se usa en la conducción de un análisis de riesgo. Como múltiples conjuntos de datos desde varios puntos, vendedores y records históricos, la realidad aparece cuando el IMP reúne y alinea los datos en asociaciones reales. El IMP tiene una habilidad única para mostrar no sólo interacción de eventos, sino todo el beneficio total del análisis de riesgo.

Los resultados pueden ser desplegados en una base lineal o de posicionamiento. Como ejemplo, la figura 5.23 muestra dónde las inspecciones y empuje pueden ser optimizadas basados en la correlación observada entre regiones ECDA e indicaciones así como localizaciones donde ángulos críticos son excedidos por ángulos de inclinación en una inspección ICDA

Nuevas búsquedas y reportes son fácilmente generados utilizando la herramienta de Gráfica Lineal del IMP. Este proceso único dirige intuitivamente al usuario a través del proceso, y dinámicamente ofrece capacidades de graficación que hacen sentido. No limitadas a parámetros generales o predefinidos. El IMP permite al cliente definir variables específicas de riesgo y atributos que aplican al riesgo en particular o condición de operación. Mientras estas gráficas lineales pueden ser guardadas en la base de datos del IMP, siempre están disponibles para revisión o comparación y son actualizadas automáticamente para desplegar la información más común.

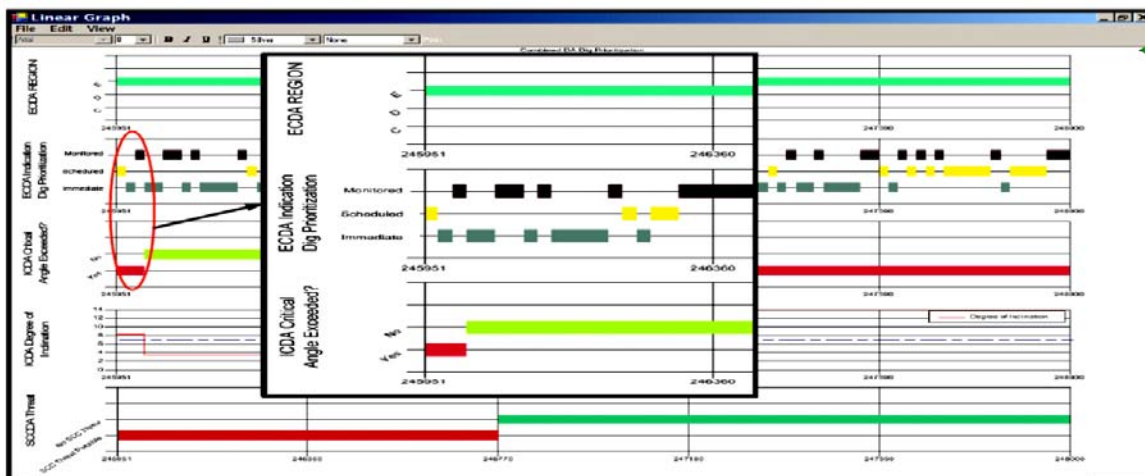


Fig. 5.23 Grafica Lineal. [Imagen]. Curso Introductorio Para El Uso Y Manejo Del Programa De Administración De Integridad Imp (Iap-Di V6.3) (2006).

Perfil de Inspección de Integridad de Ducto

Un PIID es una gráfica bidimensional que muestra los datos en un modo lineal para una sección dada de un ducto. El perfil de Integridad puede desplegar atributos del ducto, factores de riesgo, cálculos. La figura 5.24 es un ejemplo de cómo los datos son trazados en las zonas.

Este perfil muestra la vista de cómo un número de variables diferentes afectan al ducto en cierto punto. El Perfil ilustra la localización de clases para este segmento del ducto, fecha de diseño del ducto, datos ILI incluyendo orientación a anomalías y porcentaje de pérdida de pared, y lecturas de intervalos cercanos. Las zonas pueden ser configuradas para desplegar los datos que le interesan al analista. Las configuraciones del PIID pueden ser salvadas para usar con otros modelos, y los resultados pueden ser guardados en el formato gráfico para un análisis posterior o comparación.

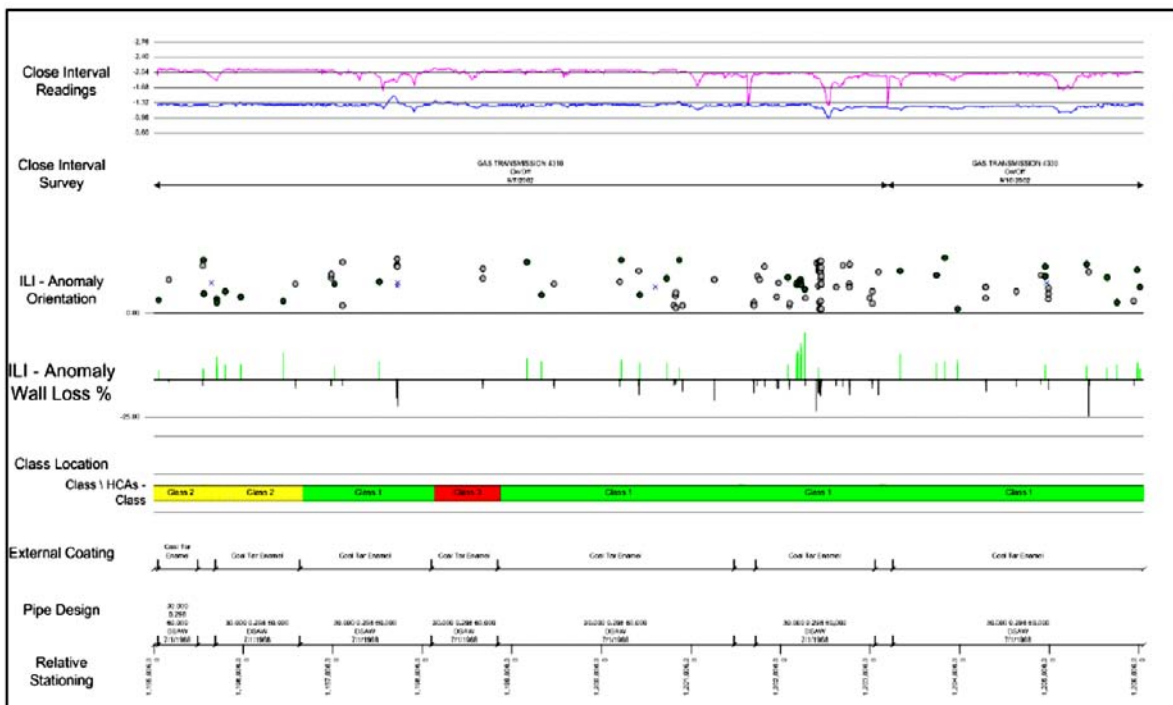


Fig. 5.24 Perfil de Inspección de Integridad de Ducto. [Imagen]. Curso Introductorio Para El Uso Y Manejo Del Programa De Administración De Integridad Imp (Iap-Di V6.3) (2006).

PDMapper

El PDMapper da una localización visual y referencia a puntos para el ducto. La Figura 5.25. Es un ejemplo de cómo los datos son trazados en zonas. Hay varios beneficios en el PDMapper, da una línea visual del ducto en un mapa geográfico, permite salvar las configuraciones para su utilización con otros modelos, y los resultados pueden ser grabados en un formato gráfico para análisis o comparaciones.

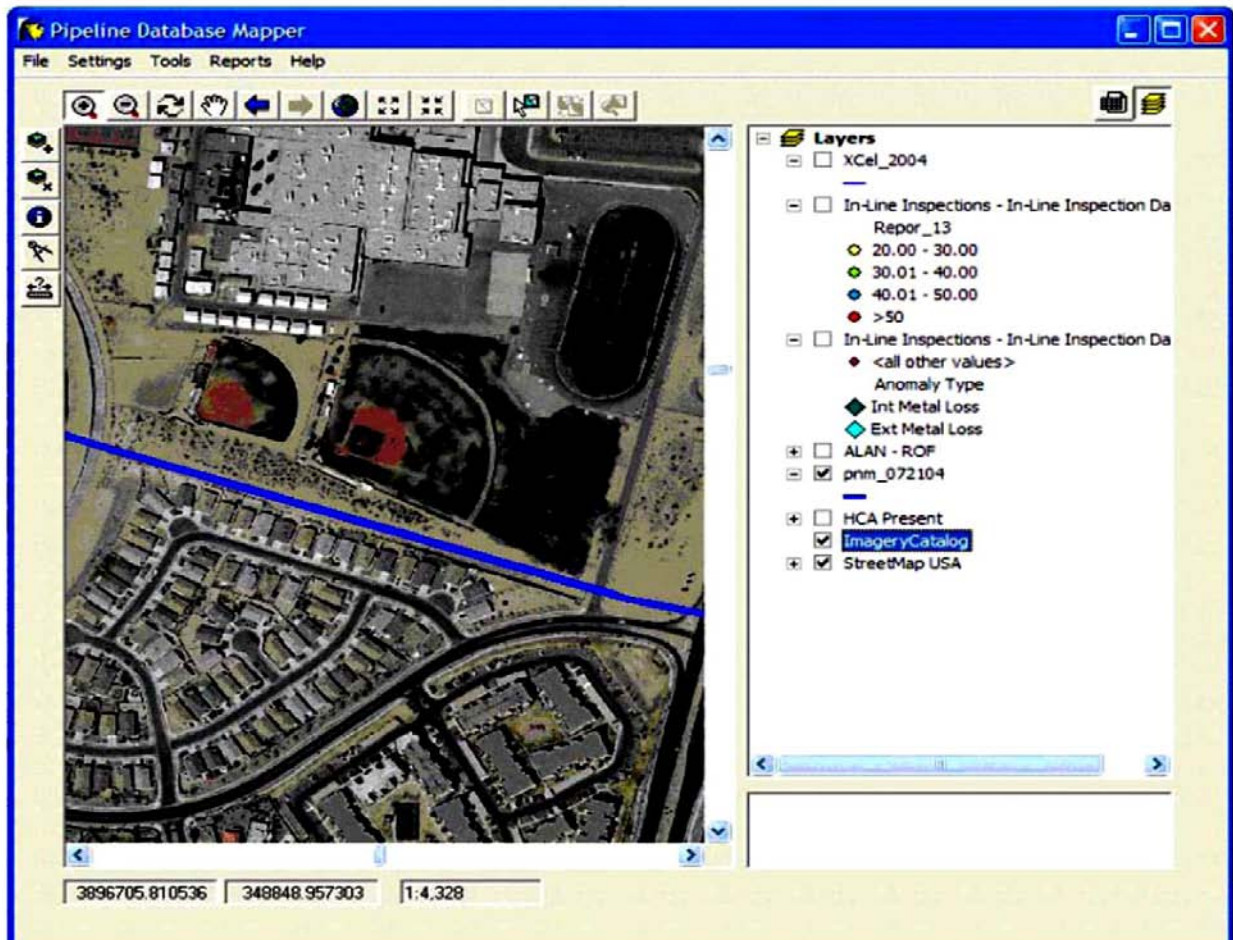


Fig. 5.25 Localización visual de referencia en puntos para ductos. (PDMapper).

Tablas Pivote y Cartas

El IMP facilita el análisis de riesgos utilizando las Tablas Pivotes y Cartas. El IMP exporta datos a Microsoft Excel y utiliza una Tabla Pivote para ayudar en el análisis de riesgo. Refiérase a la Figura 5.26.

El uso de tablas pivote y cartas en el análisis de riesgo sirven para varios beneficios incluyendo:

- Tablas pivotes muestran la agregación de los datos. El rango de consolidación múltiple permite a la tabla pivote ser usada como un resumen de los datos del ducto ordenados por segmentos priorizados HCA.
- Las comparaciones de datos de diferentes modelos de ductos pueden ser mostrados a través de tablas o gráficamente. El usuario puede vincular cartas y tablas para producir una representación gráfica. De la información relevante para el análisis de riesgo.
- La poderosa capacidad de agrupación de las tabla pivote puede ser usada para traer flexibilidad en la manipulación y el análisis de datos de inspección de ductos por riesgo. Localización de HCA, severas anomalías, itinerarios, y muchos otros escenarios.

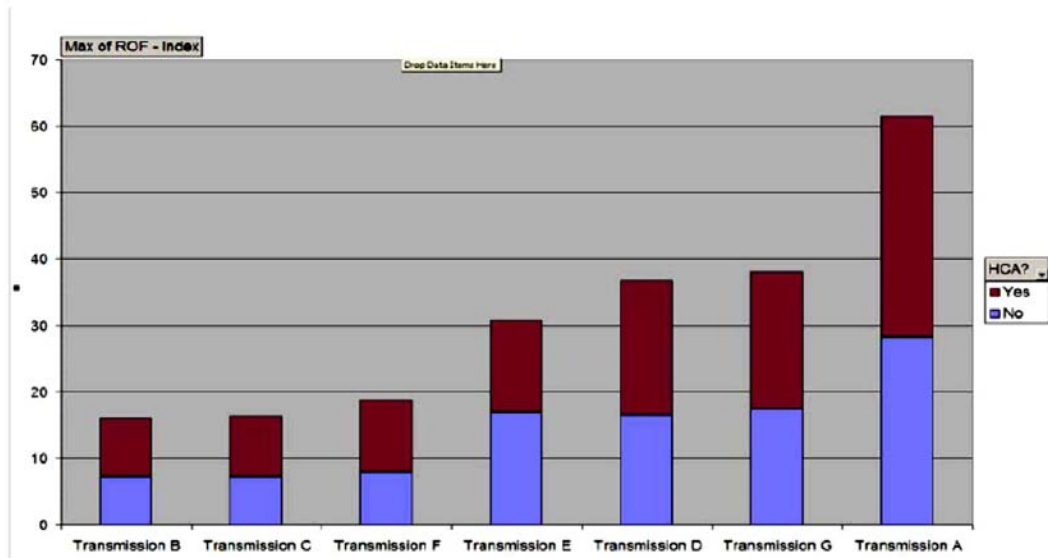


Fig. 5.26 Grafica de Pivotes. [Imagen]. Curso Introductorio Para El Uso Y Manejo Del Programa De Administración De Integridad Imp (Iap-Di V6.3) (2006)

Diagrama de Tornado

Un diagrama de Tornado ilustra el impacto de cada variable al Índice. Refiérase a la Figura 5.27, Cada par de barras horizontales verdes claro o verde oscuro corresponden a la variable que contribuye al índice. El eje vertical central, que se extiende desde el punto 0.0 en el eje horizontal numerado, representa la contribución actual de la variable al índice. Una barra color verde claro que se extiende a la izquierda del eje vertical indica cuando contribución menor de la variable al índice pudiera ser. Una barra verde oscuro indico cuanto más de la contribución a la variable al índice pudiera ser. Por supuesto, si no hay posibilidad de incrementar o reducir, cualquier barra entonces no estará presente.

Por ejemplo, si vemos al eje Día vs. WT en la gráfica, vemos que la barra izquierda de verde claro se extiende al punto 150. Y la barra verde oscura se extiende al punto 150. Esto significa que es posible que la variable Día vs WT contribuya 15° menos que el Índice TP de lo que actualmente hace, y para contribuir 150 más de lo que actualmente hace.

Mientras que las barras verdes indican lo que es posible para cada variable contribuir, las marcas rojas indican lo que las filas seleccionadas realmente contribuyen. Para cada par de barras, una marca en la izquierda indica la contribución mínima de las filas que han sido seleccionadas para empujar hacia abajo, y una marca del lado derecho indica la contribución máxima de las filas que se han seleccionado. En nuestro ejemplo, hemos seleccionado empujar hacia abajo sólo una fila, entonces ambas marcas del lado derecho en el eje central vertical. En el Diagrama de Tornado el peso seleccionado promedio determina el eje central del diagrama. Lo siguiente muestra la ecuación para el valor representado por la marca roja en el diagrama.

- Marca roja izquierda = min seleccionadas - selecciona promedio ponderado.
- Marca roja derecho = Max seleccionado - selecciona promedio ponderado.

El tornado min y el max son determinado por las siguientes ecuaciones, con las variables siendo dadas por la selección en el Modelo de Evaluación TP, el siguiente muestra la ecuación del tornado min y max:

- Tornado min = algoritmo min - selecciona promedio ponderado
- Tornado max = algoritmo max - seleccionado promedio ponderado

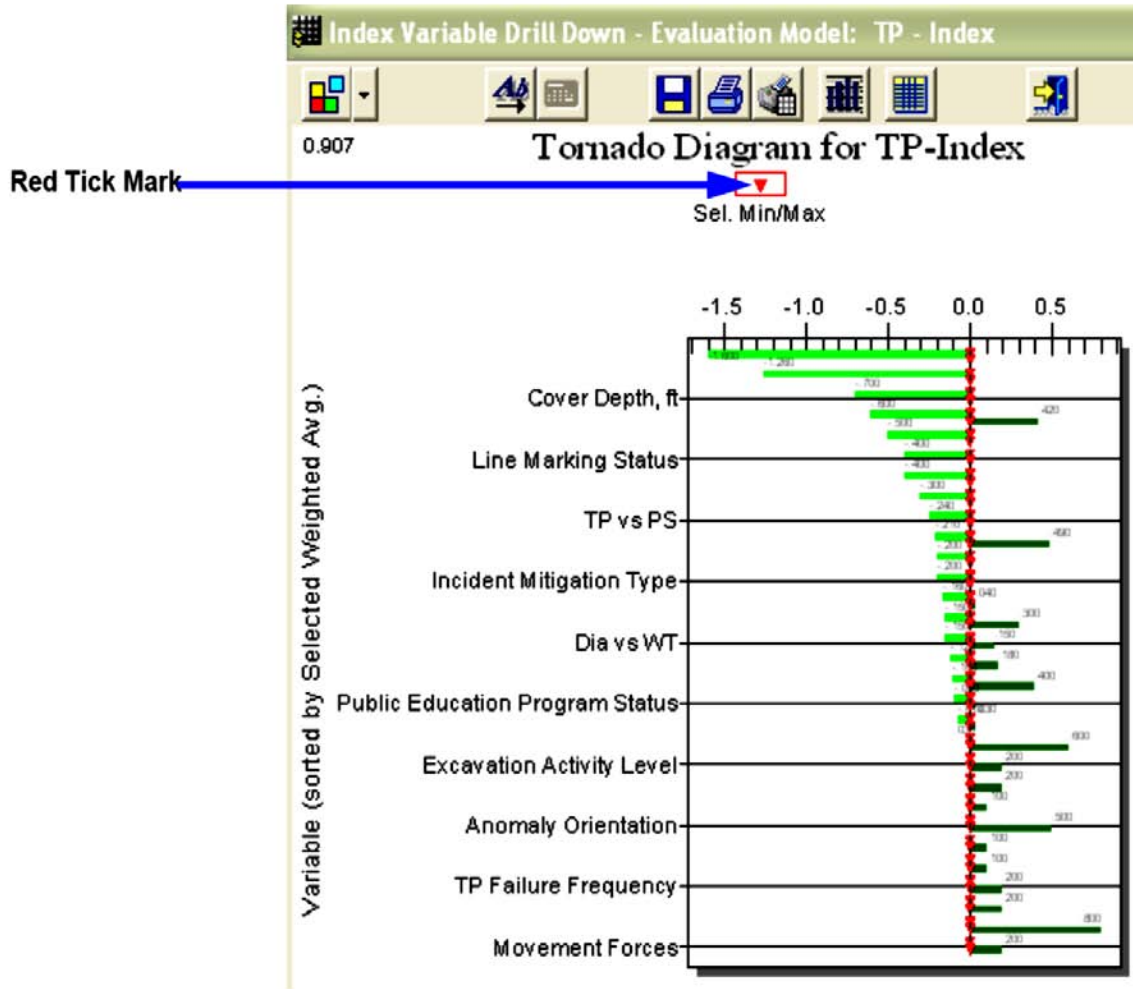


Fig. 5.27 Grafica Diagrama de tornado. [Imagen]. Curso Introductorio Para El Uso Y Manejo Del Programa De Administración De Integridad Imp (Iap-Di V6.3) (2006).

5.7.3 Manejo de Anomalías

Para extraer y evaluar el manejo de Zonas de Altas Consecuencias es el ciclo de vía completo de una anomalía desde la identificación inicial/clasificación hasta la mitigación/reparación hasta el subsecuente análisis de riesgo del ducto y asesorías. El IMP provee la habilidad de monitorear, rastrear y mantener records históricos detallados para cualquier anomalía dada en cualquier punto del ciclo de vida, hiendo hasta el final a la identificación inicial sin importar el número de veces que el ducto ha tenido asistencias.

Records Históricos mantenidos pueden adaptarse para satisfacer necesidades analíticas y records típicos mantenidos que incluyen:

- Fecha de descubrimiento de la anomalía
- Clasificación de la Anomalía 49 CFR 192, subpart O or 49 CFR 195, subpart F
- Identificación HCA de la anomalía
- Fecha en la que el ducto pasó por una reducción de presión como respuesta a una anomalía y la fecha de la subsecuente restitución de la presión original.
- Longitud de la anomalía, ancho, profundo, y una orientación de reloj tal como se reportó por la herramienta ILI, y como fue reportada en la investigación de campo.
- Estatus de la anomalía, por ejemplo, reparada, no reparada o pendiente de investigación.
- Tipo de reparación, fecha y localización. El IMP mantiene este tipo de records todos juntos en una locación central para múltiples asesoráis ILI dando la habilidad para:
 - Tener varios reportes ILI juntos o datos de campo encontrados para identificar áreas de nuevas anomalías y de preocupación, anomalías puntuales que han crecido desde las inspecciones previas y reconocimiento de patrones de anomalías.
 - Evitar errores costosos en inversión en una anomalía que ha sido previamente inspeccionada.

- Identificar rápidamente aquellas anomalías que no fueron originalmente una HCA pero ahora lo son.
 - Provee mediciones de desempeño, tal como dientes/millas, reparaciones/millas, y después la representación gráfica de tales mediciones.
- Correlación rápida y casos de reconciliación y de aperturas, por ejemplo, mangas, y tapas identificadas por una ILI a la información ya dada por los clientes en el GIS.
 - Rápidamente empatar un conjunto de datos de anomalías para sólo aquellas clasificadas como 49 CFR 192, subpart O or 49 CFR 195, subpart F y aquellos localizados en una auditoria HCA.
 - Rápidamente ajustar algoritmos de riesgo para análisis futuros para sólo incluir aquellas anomalías que no han sido reparadas.

5.8 EJEMPLO DE EVALUACION DE RIESGO

Se llevara a cabo la evaluación de riesgo de 3 tuberías con diferentes características la evaluación nos dará como resultado una priorización de las tuberías y de esa forma determinar un programa óptimo de inspección y mantenimiento, identificar las tuberías de alto riesgo. Esto será una aproximado de lo que realizara nuestro IMP.

Partiendo de nuestro algoritmo básico:

Riesgo relativo: Probabilidad de falla x Consecuencia de falla

- Probabilidad de falla: Suma de todas (7) las probabilidades de falla,
 - *Probabilidades individuales: Factor de susceptibilidad x Factor de severidad*
- *Consecuencia de falla: Suma de todas (5) las consecuencias*

Por ejemplo, una tubería que pasa por un área altamente poblada, es **susceptible** de sufrir daños por parte de terceros. Si la pared del tubo es delgada, resulta en daño **severo**.

Por ejemplo, una tubería con muchos defectos de soldadura longitudinal (ej. Una tubería que ha fallado varias veces en la prueba hidrostática), es **susceptible** a la fatiga, pero si la tubería no es sometida a carga cíclica, el efecto no será **severo**.

1. La tubería 1 tiene 20" de diámetro, 0.375" espesor de pared, transporta crudo, opera 50% SMYS, es marino, de 35 años, con antecedentes de fugas por corrosión interna. Pasa a través de áreas ambientalmente sensible.
2. La tubería 2 transporta gas, 1 año de construido, 30" de diámetro, 0.75" de espesor de pared. Ha fallado por soldadura longitudinal 5 veces en la prueba hidrostática previa a la puesta en marcha. Pasa a través de áreas altamente pobladas, opera a 30% SYMS, se está sometido a alta carga cíclica.
3. La tubería 3 transporta gas, 36" de diámetro, 0.5" de espesor de pared, 10 años de construido, tiene envoltura de cinta (tape wrapped), opera a 72% SMYS y ha fallado una vez por agrietamiento cerca de una soldadura longitudinal, pero está alejado de la estación de compresores.

Más información acerca de los ductos:

	DUCTO 1	DUCTO 2	DUCTO 3
TUBERIA	20", 0.375" 35 años, marina	36", 0.75" 1 año, terrestre	36", 0.5" 10 años, terrestre
ESFUERZO	50%SMYS	30%SMYS carga cíclica	72% SMYS
PRODUCTO	Crudo	Gas N.	Gas Natural
RECUBRIMIENTO & CP	Coal tar, in situ CP adecuado	FB Epoxy + P/propylene CP adecuado	Tape wrapped (envuelta en cinta) CP adecuado
MEDIO AMBIENTE	Alto Impacto Ambiental	Densamente poblado	Alejado, pero propenso a inundaciones
SEGURIDAD DE SUMINISTRO	Líneas paralelas, importancia baja	Indispensable en invierno	Facilidades de almacenamiento permite 20 días de reserva
SEGURIDAD	No hay problemas de seguridad	Gurpo terrorista local activo	No hay problemas de seguridad
INSPECCION & VIGILANCIA	Estándar, pero nunca se ha llevado a cabo una inspección instrumentada con "pigs" inteligentes	Estándar	Inspección instrumentada con "pig" inteligente el año pasado - no se detectaron problemas
HISTORIA DE MANTENIMIENTO	Varias secciones se han recubierto en los últimos 10 años.	Ninguna	Reparaciones de recubrimiento menores.
HISTORIA DE FALLAS	8 fallas debidas a corrosión interna, 4 debidas a corrosión externa en el "riser"	Varias fallas en hidropueba previa a puesta en marcha	Una falla. atribuida probablemente a SCC
OPERACION FUTURA	Se pretende operar al esfuerzo original de diseño, 72% SMYS	Estará sometida a carga cíclica entre 5 y 30% SMYS cada día	El máximo esfuerzo se mantendrá, pero se espera algo de carga cíclica
INHIBIDORES	Han sido usados por los últimos 10 años	No	No

Tabla 5.3 Información de Ductos. [Tabla]. PESPEN (2007).

Calificar todas las variables en una escala del 0-10 y realizar los cálculos con el logaritmo implantado, dependiendo de las características e información de cada uno de los ductos para determinar cuál es la tubería con mayor riesgo.

Ducto 1

PROBABILIDAD	Corrosión Externa	Corrosión Interna	Agrietamiento (SCC)	Terceras Partes	Clima y Fuerzas Externas	Operaciones Incorrectas	Daño Mecánico	Total
Susceptibilidad	9	8	4	3	5	8	3	
Severidad	8	8	4	7	5	8	8	
Total	72	64	16	21	25	64	24	286

	Daños a la población	Impacto al Medio Ambiente	Impacto al Negocio	Total
CONSECUENCIA	0	9	8	17

Riesgo relativo: Probabilidad de falla x Consecuencia de falla

Riesgo relativo= $286 \times 17 = 4,862$

Ducto 2

PROBABILIDAD	Corrosión Externa	Corrosión Interna	Agrietamiento (SCC)	Terceras Partes	Clima y Fuerzas Externas	Operaciones Incorrectas	Daño Mecánico	Total
Susceptibilidad	0	1	4	9	4	5	8	
Severidad	0	1	3	9	4	3	9	
Total	0	1	12	81	16	15	72	197

	Daños a la población	Impacto al Medio Ambiente	Impacto al Negocio	Total
CONSECUENCIA	9	5	8	23

Riesgo relativo: Probabilidad de falla x Consecuencia de falla

Riesgo relativo= $197 \times 23 = 4,531$

Ducto 3

PROBABILIDAD	Corrosión Externa	Corrosión Interna	Agrietamiento (SCC)	Terceras Partes	Clima y Fuerzas Externas	Operaciones Incorrectas	Daño Mecánico	Total
Susceptibilidad	9	2	2	0	5	3	2	
Severidad	8	2	2	0	6	3	3	
Total	72	4	4	0	30	9	6	117

	Daños a la población	Impacto al Medio Ambiente	Impacto al Negocio	Total
CONSECUENCIA	2	6	8	16

Riesgo relativo: Probabilidad de falla x Consecuencia de falla

Riesgo relativo= $117 \times 16 = 1,872$

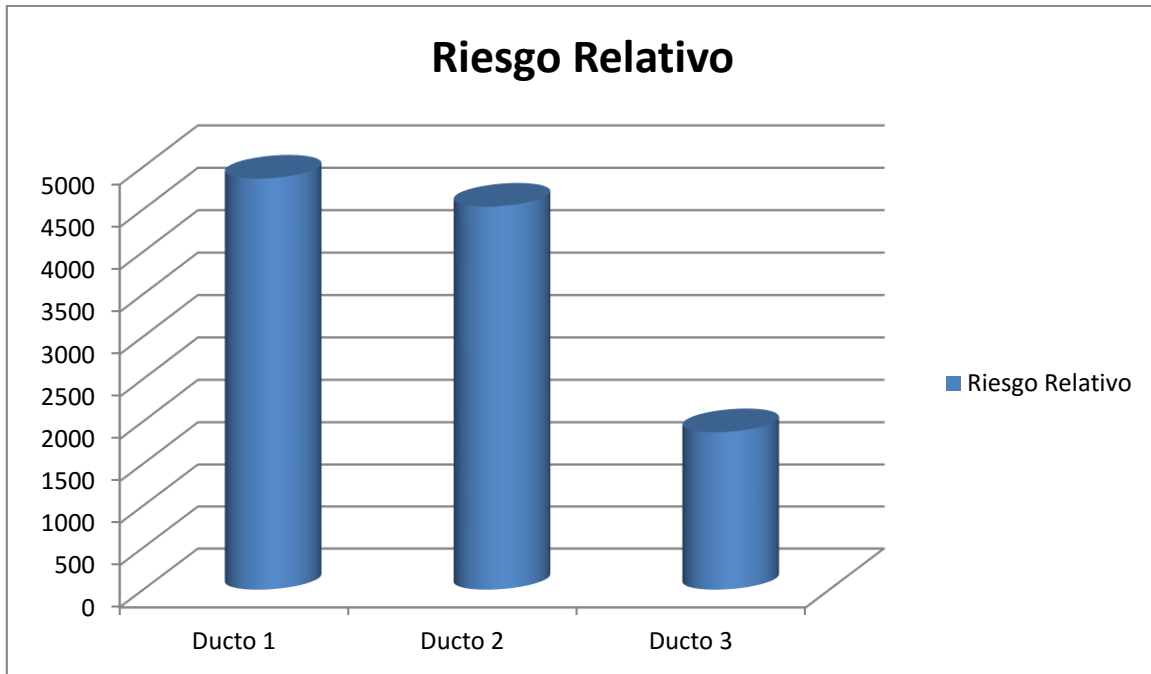


Fig.5.28. Grafica de Resultados Del Análisis de Evaluación de Riesgo, (Elaboración propia).

CAPÍTULO VI: MITIGACION DEL RIESGO

Es posible mitigar las fallas en las tuberías y sus consecuencias tomando en cuenta: el tipo de tubería, diseño, edad, calidad de construcción, producto, ambiente, practicas operacionales de la compañía, prácticas de mantenimiento e inspección, ambiente local social, económico y político, todo afecta la probabilidad de falla y sus consecuencias.

6.1 Administración del Riesgo

La administración del riesgo es un programa completo que incluye la evaluación del riesgo pero también incluye métodos de mitigación, medición del funcionamiento de estos métodos, organización de los controles del riesgo, etc.

Controlando las probabilidades. Ejemplos:

- Prevención de daños:
 - Sistemas one-call
 - Marcadores de línea o cinta para señalización de la tubería
 - Aumento de la profundidad del relleno o espesor de la pared
 - Mejorar la información a terceros
 - Aumento de los patrullajes
- Control de corrosión:
 - Revisión de la protección catódica (CP)
 - Rehabilitación de los revestimientos
 - Limpieza de la tubería
- Control de las consecuencias. Ejemplos:
 - Detección de fugas
 - Mejoramiento del planeamiento y la respuesta ante emergencias

AMENAZAS	EVALUACION/ MITIGACION PRINCIPAL
Corrosión Externa	"Pigs" inteligentes (MFL)
Corrosión Interna	"Pigs" inteligentes (MFL)
Agrietamiento por Corrosión por Esfuerzo	Prueba Hidrostática "Spike"
Manufactura	Prueba Hidrostática de Resistencia
Construcción	Prueba Hidrostática de Resistencia
Equipo	Vigilancia
Daños Infringidos por Terceros	Programa de Vigilancia/ Prevención de Daños
Fuerzas Externas y Relacionadas al Clima	Vigilancia/ Específica a un caso
Operaciones Incorrectas	Adiestramiento/ Capacitación

Tabla 6.1 Control de Amenazas. [Tabla]. PESPEN (2007)

6.2 Reparación y Rehabilitación de Ductos

Es de gran importancia reparar y rehabilitar los ductos ya que estos operan en ambientes hostiles y sufren un contante daño por la corrosión, de igual modo estas a su vez están envejeciendo, por razones económicas necesitan operar por más tiempo ya que se tiene una extensa reserva de petróleo y gas.

Una buena filosofía de la reparación es:

- Reemplaza con lo mismo (like-for-like).
- Aplique una reparación temporal, hasta que el reemplazo se pueda llevar a cabo.
- Aplique una reparación “permanente”, solo donde el reemplazo no sea práctico.

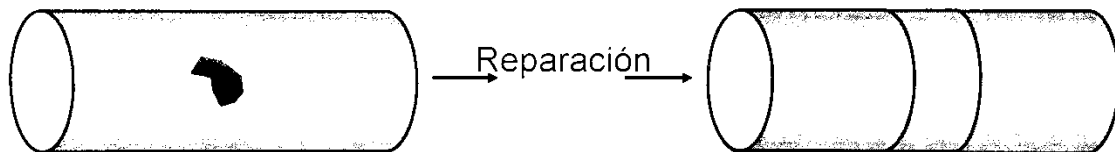


Fig. 6.1 Reparación de Ducto. [Imagen] PESPEN (2007).

6.3 Respuesta al descubrir defectos

1. Reducir la presión
 - Reducir la presión a un nivel seguro y planear reducciones de presión para la reparación.
2. Información crítica
 - Establecer información crítica para la evaluación de ingeniería.
3. Evaluación (de ingeniería) de defectos- “Fitness for Purpose”
 - Llevar a cabo evaluaciones (de ingeniería) de defectos. Nótese que “defectos” no son siempre pérdida de metal. Otros “defectos” podrían ser estructurales, ej. Pérdida de apoyo, pandeos, etc.
4. Evaluación del sitio.
 - Evaluación de la localización de daños para definir requisitos de acceso y métodos disponibles de reparación y rehabilitación.
5. Método de reparación/rehabilitación.
 - Seleccionar el método de reparación o rehabilitación más efectivo.

6.3.1 Reducciones de presión

Se tiene que reducir la presión de la tubería (P) a un nivel seguro (P_r) antes de excavar y trabajar en una tubería dañada, y se necesita planear reducciones de presión para la reparación:

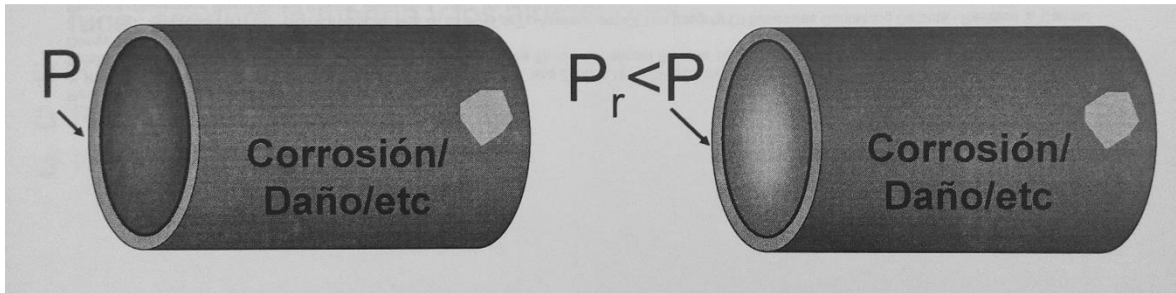


Fig. 6.2 Reducción de Presión en Tubería. [Imagen] PESPEN (2007)

Las reducciones de presión son principalmente para reducir el riesgo de falla por daño debido a cargas de presión, si la tubería está muy dañada o si hay fuga, asegurar la tubería y los alrededores. Algunas reparaciones compuestas requieren reducciones de presión de un 50%. Para un recubrimiento o revestimiento, podría ser necesario sacar el tubo de la zanja, y habría que reducir la presión a cero si el defecto es muy severo (muy largo con riesgo de ruptura), para defectos en la pared del tubo disminuya la presión de operación al 80% de la presión a la que se descubrió/produjo el defecto, ejemplo si se está trabajando a $50\text{kg}/\text{cm}^2$, la presión se reducirá a $10\text{kg}/\text{cm}^2$.

6.3.2 Recolección de Información Crítica.

Establecer información crítica para una evaluación de ingeniería:

- Información sobre defectos: basada en evaluaciones visuales, mediciones y NDT (pruebas no destructivas). Registro histórico de defectos/fallas de la tubería.
- Material de la tubería y la soldadura: grado del material de la tubería, diámetro, espesor de pared, tipo de soldadura y propiedades de las especificaciones de la tubería.

- Características de diseño y operación: especificaciones de diseño, operación actual, presiones cíclicas y de hidropueba, temperatura de operación, fluidos, tasa de fugas, etc.
- Configuración de la tubería: localización de los defectos, localización de soldaduras adyacentes, curvas y accesorios (“fittings”), curvatura del tubo, ovalidad de la tubería.
- Consecuencia de la falla: si el defecto no ha fallado.

Un agujero tipo campana es aquel excavado en el terreno sobre o a lo largo de la tubería para permitir a la tubería ser examinada y proveer espacio a los trabajadores para llevar acabo el mantenimiento en la línea.



Fig. 6.3 DUCOMSA. (2011). Inspección. [Fotografía]. Recuperado de: <http://www.ducomsa.com/servicios/inspeccion/>

6.3.3 Evaluación de Defectos y Daños

Cuando tenemos un defecto/daño primero tenemos que evaluar la urgencia de la reparación y el análisis depende de:

- La severidad del defecto: localización, profundidad, longitud y orientación.
- Valor financiero/estratégico de la tubería
- Amenaza para el medio ambiente y para las relaciones con la comunidad.
- Consideraciones regulatorias/legales/ de seguros
- Consecuencias de las fallas/futuras fallas

No todos los defectos están en la pared del tubo, algunos serán anomalías estructurales (ej. Pandeos o secciones de tuberías sin soporte) que requieran análisis de diseño/estructural antes de considerar acción remedial o reparación,

algunos pueden ser causados por fuerzas externas, estas fuerzas deben ser identificadas/controladas/entendidas antes de cualquier acción de reparación.

Se repara tubería defectuosa por diversas razones, por ejemplo: Para contener presión en un defecto que se esté fugando, y se instala una abrazadera sobre la fuga para contenerla.

Las reparaciones estructurales son aquellas cuando se restablece la resistencia estructural de una tubería, por ejemplo: si se tiene una soldadura circunferencial agrietada, y la tubería es sujeta a altos esfuerzos axiales, se sabe que esta soldadura agrietada tendrá poca capacidad para soportar carga en la dirección axial, y por lo tanto necesitara reforzarse en esta dirección.

Posteriormente, los operadores deben considerar la vida del defecto y la reparación por ejemplo:

- ¿Continuara la pérdida de metal interna de la tubería por debajo de la abrazadera?
- ¿Ocurrirá la degradación del material del sello elastómero?

Estas consideraciones dictaran la necesidad de inspección periódica y/o pruebas del componente de reparación, y determinar si la reparación puede ser del tipo “fit and forget” /se instala y se olvida).

6.4 Selección de método de reparación/rehabilitación

Método de reparación
Reparación del revestimiento
Biselado
Depósito de metal de soldadura
Camisas de circunferencia completa
Camisas compuestas reforzadas
Parches (o tejas)/reparaciones con camisas parciales
Abrazaderas
Reemplazo de tubería o sección de tubería
Revestimiento interno (“liners”) y externo

Tabla 6.2 Métodos de Reparación. [Tabla]. PESPEN (2007)

6.4.1 Reparación del Revestimiento

Es un método popular en cual se coloca alrededor de la tubería con una cinta (“tape”) que tiene una capa adhesiva de hule bituminoso con soporte de PE o PVC, estas cintas tienen hasta 1,65mm de espesor, son ideales para condiciones arcillosas/húmedas y están hechas en grados templados y tropicales.

La preparación de la superficie es usualmente la etapa más importante de esta reparación, ya que primero se tiene que realizar una limpieza por lanzamiento de material abrasivo, entonces sería posible una reparación con revestimiento epóxico que además sería apropiado para condiciones arcillosas/húmedas, algunas áreas de las tuberías pueden requerir consideraciones especiales.

El material del revestimiento debe cumplir con el estándar NACE Standard RP0169.

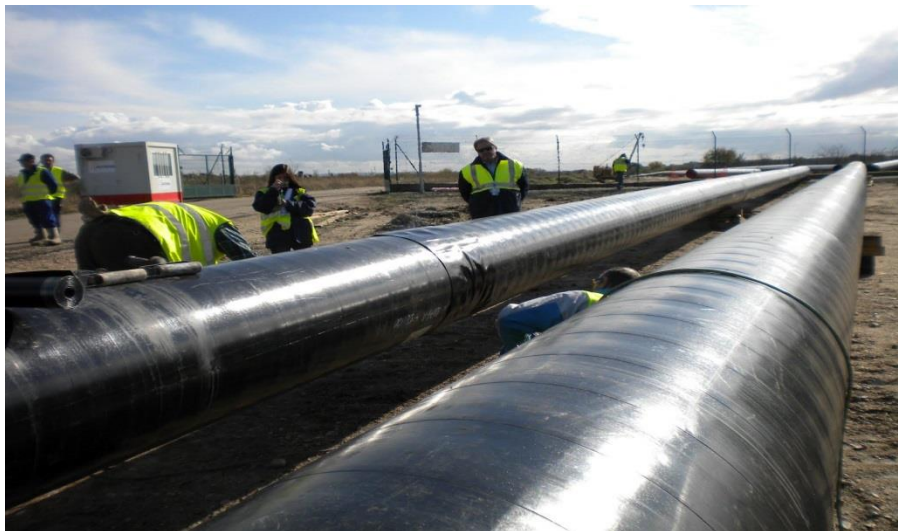


Fig. 6.4 Revestimiento de ductos. [Fotografía]. Recuperado de:
<http://www.warriors.com.pe/foro/index.php?topic=1728.90>

6.4.2 Biselado

La reparación por medio del limando a mano o el biselado eléctrico podría usarse si:

- Se remueve la concentración de esfuerzo en el defecto o la imperfección, y remueve todo el material dañado o excesivamente duro, y la capacidad de manejo de presión de la tubería no se reduce.
- API 5L permite el biselado de defectos con profundidades someras.

Criterios:

- El nivel de presión de operación se reduce al 80% de la presión de operación más alta demostrada recientemente.
- Los límites de remoción de metal para defectos sin abolladuras pueden establecerse por medio de Evaluaciones Críticas de Ingeniería (ECA), por ej. Límites de ASME B31G.
- El biselado de los defectos con abolladuras es complejo y generalmente no se recomienda sin que haya despresurización significativa de la tubería.
- Usar herramientas de baja potencia (ej. <460 watts), o herramientas manuales.



Fig. 6.5 Biselado de ducto. [Fotografía]. Recuperado de:
<http://www.warriors.com.pe/foro/index.php?topic=1728.90>.

6.4.3 Depósitos de Metal de Soldadura

Aplicación simple y directa de espesor de material adicional a la pared, pero se debe utilizar siempre el procedimiento aprobado y aplicable a la tubería.

Son útiles donde no se pueden utilizar camisas o revestimiento (en accesorios (“fittings” y curvas) o donde el acceso sea difícil.

Áreas de preocupación:

- Posible explosión o penetración del tubo, (quemado a través de la pared).
- La penetración depende del espesor de la pared, la entrada de calor de la soldadura y la eliminación del calor por medio del flujo del fluido dentro del tubo.

Posible pérdida de la integridad del ducto luego de la reparación:

- Deben restaurarse la resistencia estática y la resistencia de fatiga.
- No se deben introducir discontinuidades significativas, incluyendo agrietamiento por hidrogeno en la zona afectada por el calor o HAZ.
- La calidad puede ser difícil de auditar.
- Pueden verse como pequeñas picaduras en una corrida de un “pig” MFL debido a cambios de material y esto puede llevar a excavaciones innecesarias.



Fig. 6.6 Deposito de Metal de Soldadura. [Fotografía] Recuperado de:
<http://www.rhemaint.com/seccion/experiencia.html>.

6.4.4 Reparación con Camisas

Es un método de reparación que consiste en soldar dos medias camisas alrededor de la tubería dañada, para formar una camisa completa, la camisa debe reforzar el área defectuosa y contener el defecto, por tanto tiene que quedar bien ajustada.

Los tipos más simples de camisa soldada son:

Tipo A: Dos secciones entre sí para dar un ajuste perfecto (No resisten presión)

Tipo B: Como tipo A, pero además soldada a la tubería (Resisten presión)

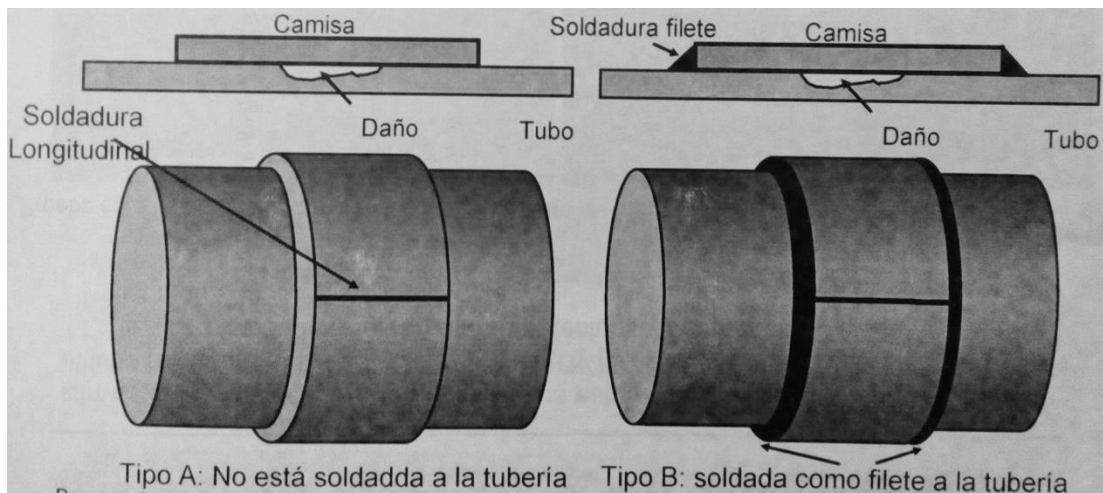


Fig. 6.7 Reparación con Camisas. [Imagen] PESPEN (2007)

Tipo A: Dos medias camisas soldadas juntas para dar “mejor ajuste” pero sin soldar a la tubería. Solo proveen refuerzo únicamente, no va retener la presión, por lo que no es buena para fugas (o futuras fugas), tiene que ser ajustada para restringir el defecto,

Se considera buena práctica rellenar el defecto o la región abollada con material de relleno para ayudar a un buen ajuste y a restringir el defecto después de reparar, los materiales usados de relleno son los epóxidos y los poliésteres.

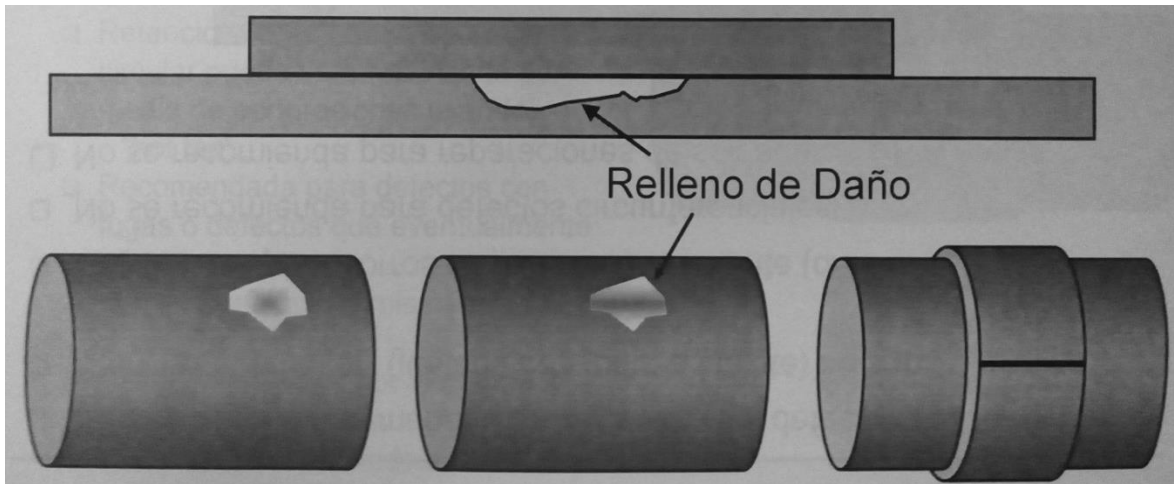


Fig. 6.7 Reparación con Camisas Tipo A. [Imagen] PESPEN (2007).

- Debe extenderse al menos 2" a cada lado del defecto
- Usualmente son usadas para corrosión externa únicamente.
- No se recomienda para defectos circunferenciales.
- No se recomienda para reparaciones de soldaduras ERW viejas.

Tipo B- Soldadas al tubo: pueden restaurar el área dañada de modo que el esfuerzo de falla sea SMYS de la tubería, retiene la presión, y es recomendada para defectos con fugas o defectos que eventualmente podrían tenerlas.

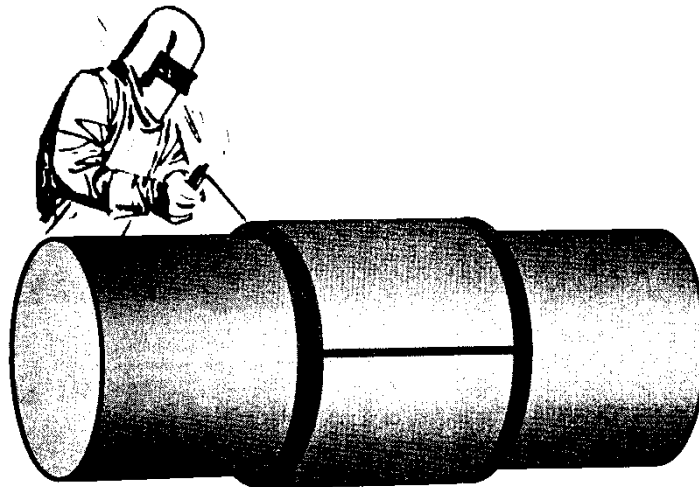


Fig. 6.8 Reparación con Camisas Tipo B. [Imagen] PESPEN (2007).

¿Por qué es más recomendada la reparación con camisa soldada?

Compartimiento de Esfuerzos: si la camisa soldada se ajusta perfectamente alrededor de la tubería, entonces se “comparten esfuerzos”, y el esfuerzo en la línea se reduce, a mayor espesor de la camisa soportara mayores esfuerzos, lo recomendable es tener el mismo espesor que el de la tubería.

Camisa de Refuerzo: Esta reparación consiste en dos medias camisas que se unen con soldadura de tipo filete, se hace el cálculo para determinar la “reducción de esfuerzo” que se requiere para la tubería defectuosa, ej. Se calientan las camisas, luego se enfrían y encojen para comprimir la tubería y evitar la propagación del defecto, se sujetan a gatos o abrazaderas, esta no se suelda sobre el tubo.

Camisa de Refuerzo Compuesta: Esta reparación consiste en primero envolver el tubo con material de fibra de vidrio compuesto y reforzado, no se requiere trabajo en “caliente”, no ha sido específicamente diseñado para resistir esfuerzos de flexión o axiales, algunas envolturas no afectan las indicaciones de MFL, es decir que no pueden ser detectados por los “Pigs”



Fig. 6.9 Reparación con Camisas Compuesta. [Fotografía]. Recuperado de: <http://cobsa.mx/15177/construccion-y-rehabilitacion-de-lineas-de-conduccion-de-hidrocarburos>

6.4.5 Reparación con Parches o Tejas:

Es simple y rápido pero ofrece soporte limitado al área defectuosa, por lo general es un parche circular hecho del mismo material que la tubería este es soldado al tubo donde se encuentra el defecto, las soldaduras tipo filetes orientados axialmente podrían estar propensas al daño por fatiga.

Las reparaciones con parches se usan ahora solo en:

- Tuberías sometidas a bajos esfuerzos
- Aceros de bajo SYMS ($<40,000\text{lb}/\text{in}^2$)
- Defectos que no tengan fugas, o corrosión que este fugando.

6.4.6 Reparación de Defectos HOT TAP- Remoción directa de defectos:

Defectos como abolladuras grietas y otras de tipo de daño mecánico pueden ser removidas por medio de "hot tap" el cual consiste en remover cortando el tramo del área defectuosa, retirándolo y colocando un tramo nuevo en la sección del tubo.

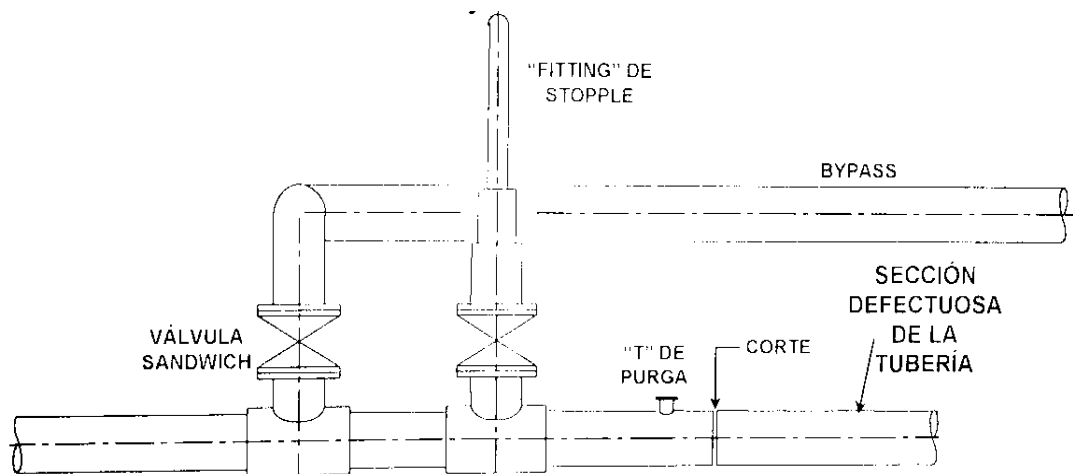


Fig. 6.10 Reparación HOT- TAP. [Imagen] PESPEN (2007).

HOT TAP: Corte de una línea "en operación" usando una "T" especial soldada o ajustada a la tubería con abrazadera.

STOPPLE: Inserción de un tapón temporal en la línea a través de una "T hot tap", para aislar una sección de la tubería.

BYPASS: Adición de un tubo de "BY PASS" a un par de tubos "T" tipo hot-tap para permitir el paso del flujo alrededor de la sección aislada.

	Reparación con Soldadura ¹	Camisa Tipo A ²	Camisa Tipo B	Compuesta	Hot tap
Defecto Externo ² (<=80%wt)	Si	Si	Si	Si	Si ⁶
Defecto Interno ² (<=80%wt)	No	No	Si	No	Si ⁶
Defecto Externo ² (>80%wt)	Si ¹	No	Si	No	Si ⁵
Defecto Interno ² (>80%wt)	No	No	Si	No	Si ⁵
Fugas	No	No	Si	No	No
Grietas	No	No	Si	No	No ⁶
Defectos en soldaduras circunferenciales	No	No	Si	No	No
Abolladura	No	Si ⁴	Si	No ⁷	Si ⁸
Abolladura con defectos ³	No	Si ^{3,4}	Si ³	No	Si ⁸

Tabla 6.3 Métodos de Reparación Permanente, Guías API 1160. [Tabla] PESPEN (2007).

6.4.7 Abrazaderas Mecánicas

Diseñadas para contener fugas, son abrazaderas con sello en cada extremo, el sello es de elastómero (empaques) que contiene la fuga, sin embargo eventualmente son soldadas para reforzar el sello, fácil de instalar, pero difícil de manipular debido a su peso ya que tienen secciones de alto espesor y pernos grandes que necesitan para asegurar fuerzas de presión.

Normalmente, las abrazaderas se consideran reparaciones temporales, estas reparaciones deben ser removidas y reemplazadas con una reparación permanente apropiada en la próxima oportunidad de mantenimiento. Las reparaciones temporales pueden permanecer por un periodo de tiempo más largo solo si es aprobado y documentado por una persona competente.



Fig. 6.11 Abrazadera Mecánica para Ducto. [Imagen]. PESPEN. (2007)

Defecto	Pulido	Depósito de Soldadura	Parche soldado	Camisas soldadas de ajuste exacto	Camisa soldada separada del ducto	Camisa soldada con relleno epóxico	Envoltura Compuesta	Abrazadera	Hot Tap	"Bypass" y Corte
Fuga (defecto que atraviesa la pared)	x	x	x	✓	✓	✓	x	✓	✓	✓
Fuga bajo presión	x	x	x	x	x	x	x	✓	x	✓
Corrosión externa	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Corrosión externa profunda >0.8t	x	x	x	✓	✓	✓	x	✓	✓	✓
Corrosión interna	x	x	x	✓	✓	✓	✓	✓	x	✓
Indentación	x	x	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Indentación + desgarre	x	x	x	✓	✓	✓	x	✓	✓	✓
Grieta poco profunda < 0.4 t	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x	✓	✓	✓
Grieta profunda > 0.4 t	x	x	x	✓	✓	✓	x	✓	✓	✓
Defecto de soldadura longitudinal	x	x	x	✓	✓	✓	x	✓	x	✓
SCC	✓	✓	x	✓	✓	✓	x	✓	✓	✓
Mancha dura	x	x	x	✓	✓	✓	x	✓	✓	✓
Pliegue o protuberancia local	x	x	x	✓	✓	✓	x	✓	x	✓
Reparación previa defectuosa	x	✓	x	✓	✓	✓	x	✓	✓	✓
Picaduras del electrodo (Arc Burn)	✓	✓	x	✓	✓	✓	x	✓	✓	✓
Burbuja (o Ampolla)	x	x	x	✓	✓	✓	x	✓	x	✓
Laminación	x	x	x	✓	✓	✓	x	✓	x	✓
Defecto de soldadura circunferencial	✓	✓	x	✓	✓	✓	x	✓	x	✓

Tabla 6.4 Guía para Reparación. Catalogo AGA No L51716, Dic, 96 y API 1160. [Tabla]. PESPEN. (2007)

6.4.8 Reacción a los Defectos (Tiempo)

Respuesta inmediata (el defecto está a punto de fallar)	Respuesta programada (el defecto no fallara antes de la próxima inspección)
Reportar y reparar en 30 días	Reportar y mitigar en 6 meses
Defectos > 80% del espesor de la pared	Abolladura en soldadura con profundidades > 2%
Cualquier defecto de pérdida de metal que presentaría una fuga o ruptura en el futuro cercano.	-Daño mecánico - Abolladura con profundidad > 6% - Abolladura con grieta
SSC, abolladura con pérdida de metal	Grietas identificadas
Corrosión con presión de falla < 1.1 MAOP.	Defectos de soldadura > 50%

Tabla 6.5 Reacción a los Defectos. [Tabla]. PESPEN. (2007)

6.5 Etapas de la reparación y la rehabilitación

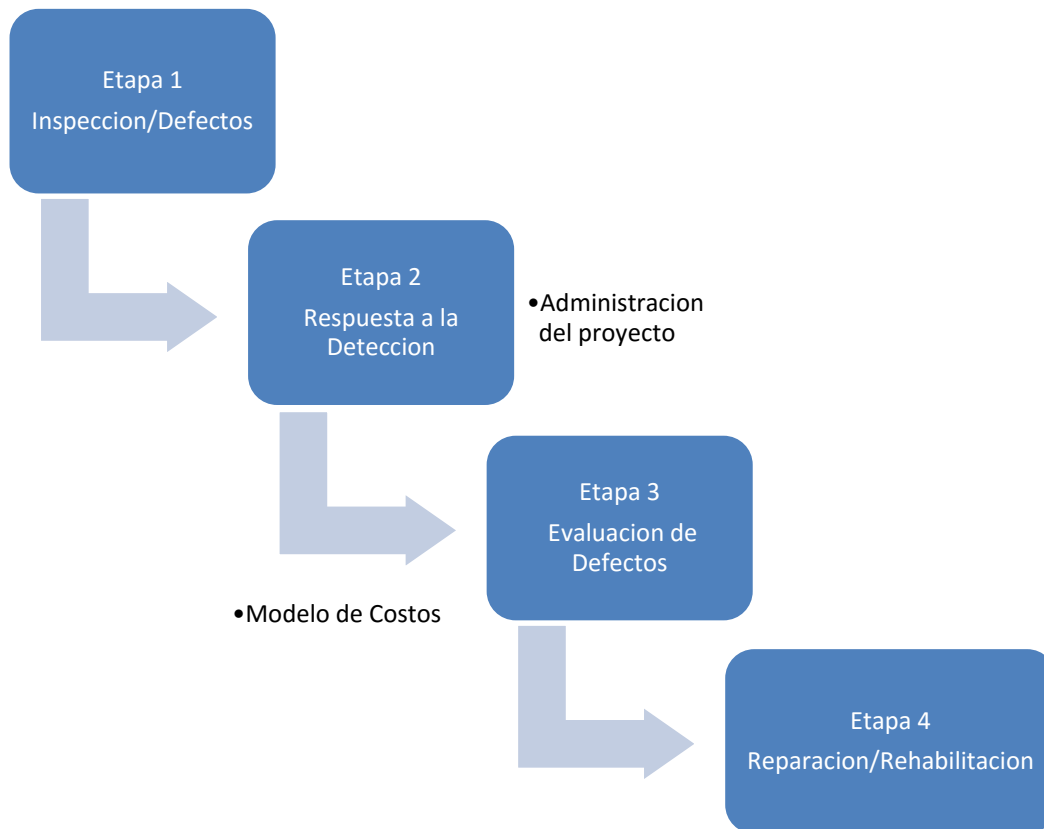


Fig. 6.12 Etapas de la Reparación y Rehabilitación. (Elaboración Propia)

6.6 Reparación y Rehabilitación- Motivos y Enfoque

Motivos- Muchos proyectos de reparación o rehabilitación no están motivados por la elección del método, sino por el aspecto económico, la urgencia o consideraciones técnicas.

Costos- Por ejemplo, el costo de una abrazadera para reparar una tubería marina dañada es insignificante comparado con el costos del barco que debe contratarse para llevar acabo la reparación. Otro ejemplo, podría ser más beneficio en cuanto a costo reemplazar una tubería, más que rehabilitarla, una tubería nueva de mayor longitud, más eficiente puede generar menores costos totales durante su vida útil, que una línea con más años de servicio, más pequeña e ineficiente que se repara.

Urgencia- Una falla catastrófica (para la población o el ambiente) tiene un efecto tan devastador en las relaciones con la comunidad, etc., que lo que menos preocupa a la compañía es el tipo de reparación/rehabilitación. El costo de la imagen pública, la reducción de ganancias y los costos de limpieza, son consideraciones más importantes.

Ingeniería- La “ingeniería” asociada con cualquier trabajo en una tubería podría ser la consideración crucial. Por ejemplo, una línea marina que ha perdido el revestimiento y está flotando o una línea terrestre que debe sacarse de la zanja y revestirse mientras esta en operación.

Enfoque- La rehabilitación de una tubería es similar a la reconstrucción (localización, zanqueo, rehabilitación de la sección, relleno, inspección, etc.), y requiere el mismo enfoque de ingeniería.

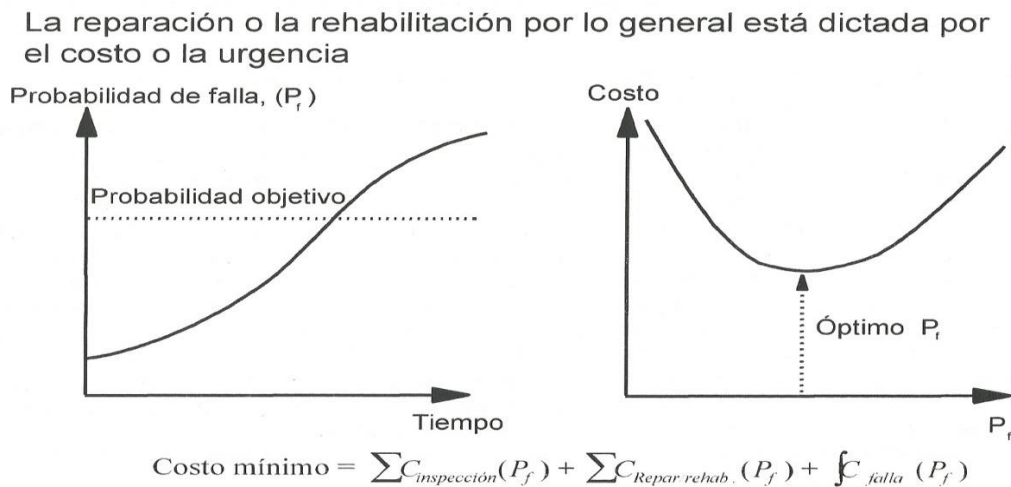


Fig. 6.13 Modelo de Costos. [Imagen]. PESPEN. (2007).

Algunas veces los problemas con la población y la interrupción de producción de producción asociados con construcciones nuevas (re-instalación de una línea en un área ambiental sensible, problemas relacionados con la imagen pública y largas negociaciones) podrían significar que el operador prefiera revestir de nuevo (interna y externamente) aun cuando el costo de una nueva construcción sea más barato.

6.7 Reparación y Rehabilitación- Costo Beneficio

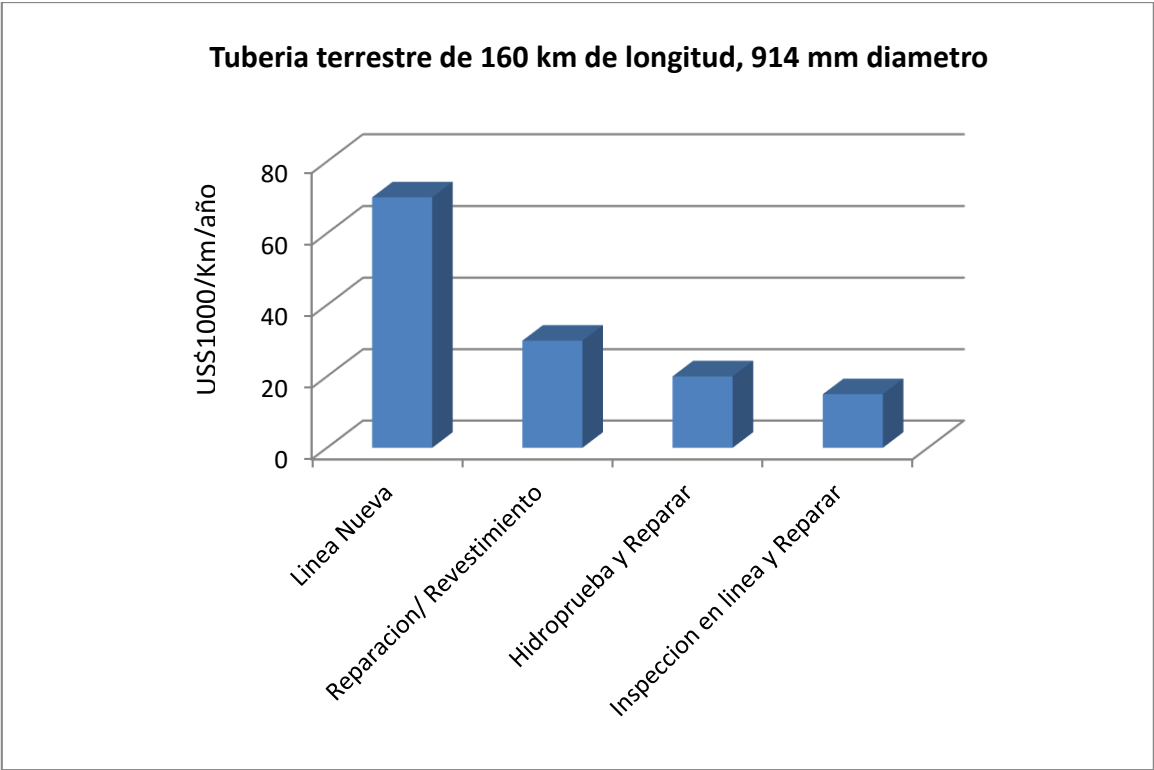


Fig. 6.14 Costo/Beneficio Reparación y Rehabilitación. (Elaboración propia).

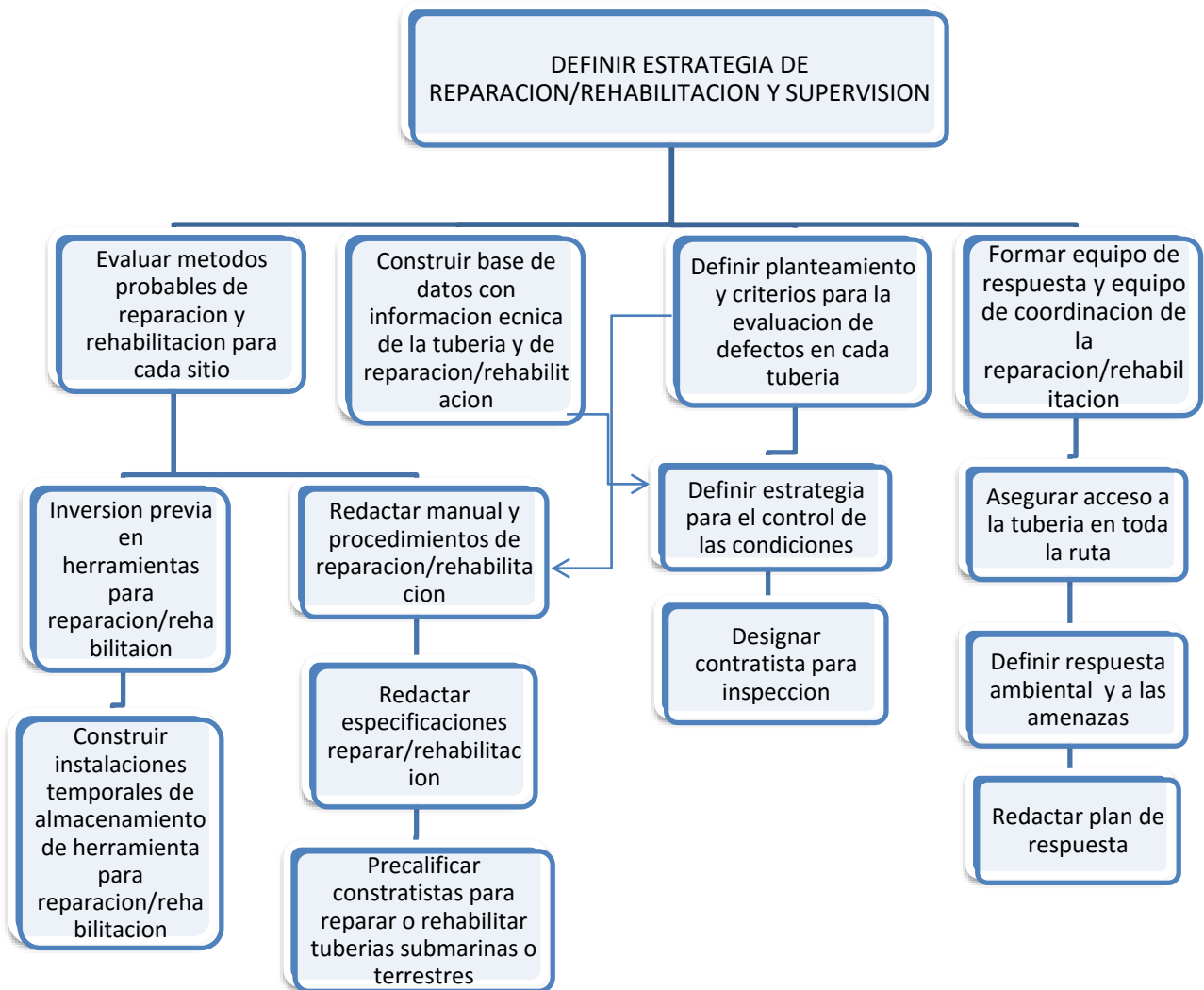


Fig. 6.15 Estrategia para la Reparación y Rehabilitación. (Elaboración propia).

CAPITULO VII: DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

7.1 Metodología de Evaluación de riesgos de transporte por ducto Ductos.

Se desarrolla la explicación del proceso de una herramienta (IMP) el cual permite un fácil registro y adquisición de información de la tubería. El modelo de análisis del riesgo fue tomada de la metodología que plantea Kent Mühlbauer, asignado un valor relativo a cada una de las variables y a las consecuencias, arrojando un índice por tipo de falla y consecuencia para calcular un índice global; el resultado de este proceso es un puntaje de riesgo de falla que varía a lo largo de la longitud de la tubería. La segmentación se realiza a partir de segmentar el ducto en tramos mediante el empleo de planos cartográficos, que presentan condiciones similares en términos de corrosión externa, el mismo historial de operación y mantenimiento, y factores como el tipo de suelo, cruces de vías, instalaciones y densidad poblacional. Determinado el segmento, su longitud e identificación, se procede a la evaluación del riesgo, basándose en datos de ensayos y en la información del ducto.

La evaluación del riesgo, consiste en un proceso estructurado para asegurar la integridad de una tubería, mediante el manejo y reducción del riesgo. Este proceso se lleva a cabo en cuatro pasos: en la primera etapa, Pre-evaluación, se recolectan datos históricos y actuales para determinar si es factible para la evaluación, se definen los segmentos y se seleccionan las herramientas de inspección.

La segunda etapa comprende la aplicación de la inspección indirecta, alinea los resultados y los clasifica según su severidad. En la examinación directa se analizan los datos de la inspección indirecta para seleccionar sitios de excavación y se evalúa el impacto de la corrosión externa. En la post-evaluación, se analizan los datos recogidos en los tres pasos anteriores para evaluar la efectividad del proceso y se determinan los intervalos de reevaluación para llevar un control óptimo del riesgo en un ducto.

7.2 Resultados y Discusión

La presente metodología para evaluación y valoración del riesgo por transporte por ductos, asegura una operación con una herramienta computacional que facilita la administración, análisis y evaluación de toda la información de la tubería para determinar la probabilidad de fallas y sus posibles consecuencias. Como primera etapa se evalúa el riesgo procesando la información existente y mediante una metodología de probada eficacia, se establecen índices de riesgo y consecuencia de falla, cuyo resultado para ser claramente es representado en una matriz de riesgo.

Seguidamente y con el fin de conocer la severidad, se valora la integridad de la tubería utilizando el modelo de aseguramiento del riesgo. Para validar la metodología y la herramienta desarrollada, se realizó la evaluación del riesgo que evalúa la integridad en las áreas donde se pueda afectar a la población al medioambiente y al negocio.

El objetivo del algoritmo de análisis es identificar áreas del sistema de tuberías con alto riesgo o consecuencia de falla. Una vez identificadas, se deben evaluar alternativas para minimizar el riesgo, y de esta manera ayudar en la identificación de oportunidades de mejora. Esta herramienta nos proporciona una gran ventaja para la administración del riesgo que permite dar un orden a las acciones a tomar, optimizando de esta manera la administración de recursos para el mantenimiento, modificaciones, inspecciones y reparaciones.

La flexibilidad del modelo en desarrollo permitirá la personalización de cada usuario de acuerdo a sus requerimientos técnicos y regulatorios sin necesidad de recurrir a consultoría externa, situación que actualmente, junto con los lineamientos anuales, representa un alto costo para los operadores de ductos.

Una de las grandes fortalezas de esta metodología de análisis de riesgo radica en el uso de distintos tipos de información, con lo cual la información histórica no resulta indispensable para obtener un análisis real. Esto debido a que cuando se presenta esta situación – información no disponible - se dispone de algoritmos para sumar la participación de expertos en la materia, una persona con la experiencia y conocimientos necesarios del tema puede emplearse para llenar vacíos de datos y asignar un valor de riesgo apropiado con base en su buen juicio y experiencia, reflejando con mejor fidelidad las condiciones reales del ducto que se está analizando. Asimismo, la disponibilidad de información probabilística, complementará el análisis cuando no se cuente con las opciones de información anteriores.

Por otra parte, la metodología hará uso de unidades representativas y cuantificables de cada una de las variables con influencia en el riesgo, de tal forma que los resultados puedan cuantificarse y/o trasladarse a un conjunto de unidades convenientes para el usuario, incluyendo evaluaciones de riesgo expresables en \$/km-año, facilitando en gran medida la toma de decisiones para la administración de integridad en las compañías operadoras de ductos.

El desarrollo del sistema de administración y análisis de riesgo de este tipo de transporte por ductos permite enfocar los principales aspectos que componen la problemática actual de la operación de tuberías, administración de la información, análisis y evaluación del riesgo. A través de la utilización de este tipo de

herramientas, los procesos de evaluación y valoración del riesgo son muy efectivos en lo que se refiere a manejo y almacenamiento de datos, reducción de costos y aumento en la validez de los procesos.

El desarrollo de esta metodología podrá ser implementada a un Sistema de Integridad global, la cual traerá beneficios, tal como el fácil acceso a todos los datos relevantes de la tubería y evaluación para cualquier otro sistema de tuberías que transporten hidrocarburos.

La reparación y la rehabilitación es toda una administración de proyectos en conjunto en primer lugar se debe recolectar toda la información relacionada con los defectos y la tubería, se debe llevar a cabo una evaluación de los defectos, si se necesita reparar o rehabilitar, hacer una evaluación de costos y así seleccionar la solución de reparación o rehabilitación más apropiada. Todos los métodos de reparación disponibles tienen un papel de solución que mejor se acomode al defeco y tubería. Y finalmente se debe documentar contemplando todas estas etapas.

La reparación y la rehabilitación no se tratan de inspección o de “evaluación de defectos”, es también una visión de ingeniería que requiere una amplia gama de destrezas en esa área.

7.2.1 Funcionalidades

Entre las funcionalidades incluidas en el desarrollo de la nueva herramienta destacan las siguientes:

- Aplicación de las normas NOM-027-SESH-2010, ASME B31G y B31G Modificada

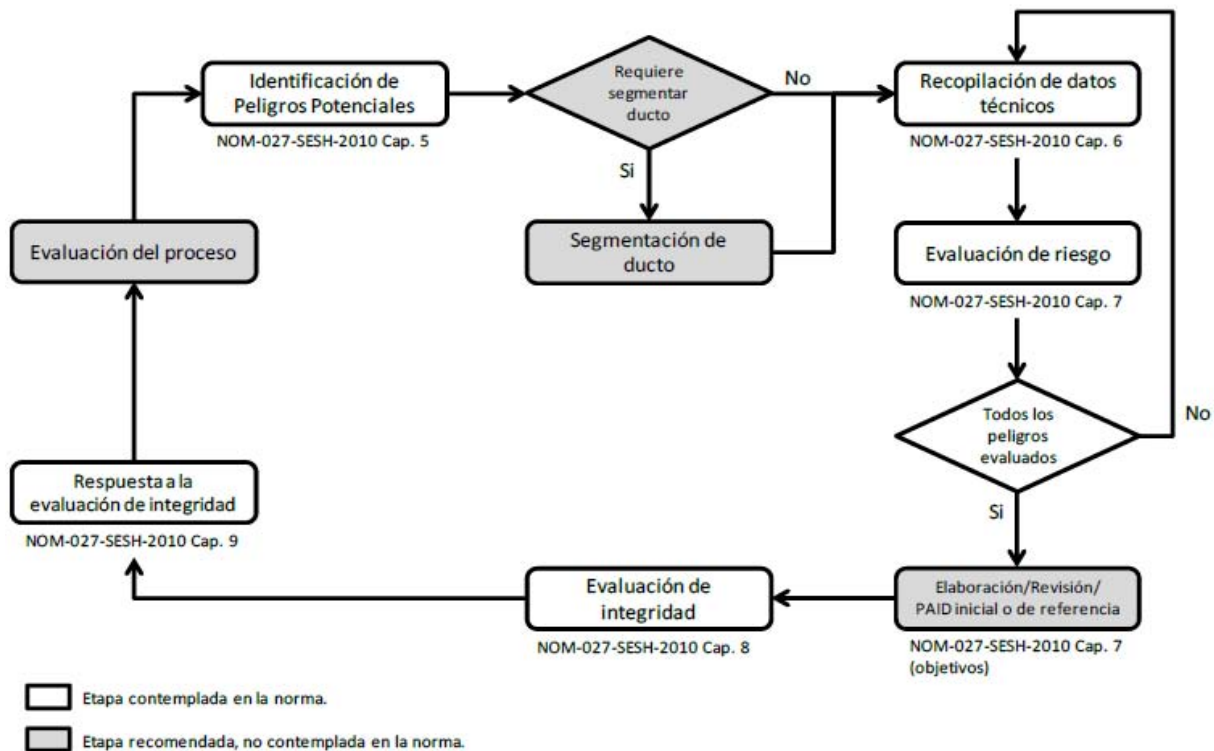


Fig. 7.1 Proceso de Administración de Integridad (PEMEX).

Los criterios establecidos en dichas normas se encuentran incluidos en la programación del algoritmo para la evaluación de defectos con el fin de obtener la presión máxima de operación segura y poder establecer el espesor de pared disponible. Asimismo, con base al perfil hidráulico del ducto, será posible obtener la

Gráfica conocida como curva de aceptación, la cual permite reconocer cuáles de los defectos existentes requieren ser evaluados o ya bien, reparados.

- Modelo para estimar la afectación en ductos adyacentes

Se cuenta con el desarrollo de un modelo a través del cual es posible estimar el volumen de tierra desplazada a causa de una explosión en un gasoducto, y con ello conocer si el cráter generado por dicha explosión, será de dimensiones

suficientes para alcanzar a los ductos adyacentes e infringirles algún tipo de daño. Este modelo está sustentado sobre estudios realizados por instituciones internacionales y resulta de gran utilidad para debido a la gran cantidad de derechos de vía compartidos con los que cuenta.

7.2.2 Segmentación dinámica

La determinación de unidad mínima de longitud de ducto para el análisis de riesgo es una tarea crítica de muy alta relevancia. La técnica de segmentación dinámica permite segmentar el ducto cada vez que exista un cambio en las condiciones que amenazan al mismo y evaluar cada segmento con valores reales, medidos en campo y considerando una nueva evaluación para el siguiente segmento.

Este tipo de segmentación es cada vez más una práctica común y necesaria para obtener resultados más precisos y sobre todo para que la toma de decisiones en materia de asignación de presupuesto al mantenimiento tenga un mejor rendimiento.

Uno de los puntos más interesantes en la segmentación dinámica empleada por este nuevo modelo, es que se utilizan las variables que afectan a la probabilidad y consecuencia de falla solamente cuando cuentan con información disponible, mediciones de campo o estudios. De otra manera, no forman parte de la segmentación dinámica ya que difícilmente los cambios de valor en dichas variables podrán ser establecidos. Esto quiere decir, que si son valores asignados por un experto, o ya bien, por defecto, no generarán un nuevo segmento.

7.3 Administración de la Integridad de Ductos:



Fig. 7.2 Estrategia de la Administración de la Integridad en Ductos (PEMEX).

El mantenimiento preventivo y predictivo son importantes y necesarios para asegurar una operación confiable y libre de incidentes. Dichos programas sirven para evitar las fallas prematuras y ayudan a garantizar la operatividad del sistema necesario para el control de las operaciones con alto riesgo.

El Centro de Trabajo debe contar con un Programa de Integridad de ductos que incluya inspecciones y pruebas basados en procedimientos de mantenimiento e Ingeniería de Confiabilidad, que sean realizados por personal capacitado, que permita asegurar que los equipos críticos para la seguridad de los procesos operen de una manera confiable libre de incidentes por pérdida de contención de materiales peligrosos.

Contar con un Plan de Capacitación que permita asegurar que los procedimientos de mantenimiento, inspecciones y pruebas, así como los archivos de bases de diseño e historial de los equipos críticos del Programa de Integridad de ductos estén disponibles, sean de calidad, sean comunicados y sean cumplidos cabalmente por el personal.

BIBLIOGRAFÍA

- W.Kent Muhlbauer Pipeline Risk Management Manual: Ideas, Techniques, and Resources) January, 2004
- Ramón de la Hoz Martínez, “Inspección de ductos con equipo instrumentado de segunda generación”, en el XIV Congreso de Ingeniería 2009, C.D. Mendoza, Ver. México, Del 23 al 27 de Noviembre.
- Santos Reyes Galdino Cardenal, “Análisis del riesgo individual: caso de explosión de un ducto de gas natural”, tesis de maestría, Instituto Politécnico Nacional, 2010
- Ley PEMEX DOF 11-08-2014
- Pespen, “Defect Assessment in Pipelines Course” Universidad Nacional Autónoma del Estado de Morelos, 2007
- NOM-027-SESH-2010 ‘Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos’
- ASME B31.8S-2004 ‘Managing System integrity of gas Pipelines’
- ASME B31G -2009 ‘Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines’
- API Standard 1160 ‘Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines’. 2001.
- Estudios de Riesgo, NRF-018-PEMEX-2007
- Manual para el uso y manejo del programa de administración de integridad IMP (IAP-DI V6.3).
- Manual de Administración de Integridad en Ductos de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios DCO-SLHD-GAIL-002, Abril 2013.
- Evaluación y Análisis de Riesgo en Ductos SD-GST-IG-EIR-001. Septiembre 2006

- Diseño, construcción, inspección, y mantenimientos de ductos terrestres, para transporte y recolección de hidrocarburos, NFR-030PEMEX-2006.
- Prospectiva de Petróleo Crudo 2012-2016 www.energy.gov
- Secretaría de Energía. Prospectiva de Petróleo Crudo 2012- 2026. Informe. http://sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PPCI_2012_2026.pdf.
- Instituto Mexicano del Petróleo. Retos tecnológicos de la industria petrolera. Recursos Energéticos 2008. Presentación. http://www.iingen.unam.mx/es-mx/BancodeInformacion/MemoriasdeEventos/Documents/RecursosEnergeticos_Evento2008/05%20Retos%20Tecnologicos%20de%20la%20Industria_.pdf.
- Department of Energy, www.energy.gov
- Energy Information Administration, www.eia.doe.gov
- Petróleos Mexicanos, www.pemex.com
- Pemex Exploración y Producción, www.pep.pemex.com
- Organización de Países Exportadores de Petróleo, www.opec.org
- Sistema de Información Energética (SIE), Secretaría de Energía: http://ssie_se.energia.gob.mx
- Country Analysis Briefs (EIA): <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/index.html>
- Ethanol, British Petroleum: www.bp.com.
- Down Jones Indexes <http://www.djindexes.com/>

GLOSARIO

- (OSHA) Administración de Seguridad y Salud Ocupacional
- (GMAER) Grupo Multidisciplinario de Análisis y Evaluación de Riesgo
- (PHASt) Herramienta de Software de Análisis de Procesos Peligros
- (PEMEX) Petróleos Mexicanos
- (EPRA) Evaluación de Riesgos de la tubería reforzada
- (IMP) Programa de Gestión de la Integridad
- (ROF) Riesgo de falla
- (ROFT) Riesgo de falla total
- (LOF) Probabilidad de falla
- (COF) Consecuencia de falla
- (DOT) Departamento de Transporte de los Estados Unidos
- (PHMSA) Administración de Seguridad para Tuberías y materiales peligrosos
- (ASME B31.8S) Sistema de Administración de Integridad de ductos de Gas
- (API 1160) Sistema de administración de integridad para ductos que transportan líquidos peligrosos.
- (ASME B31.3S) Sistema de Administración de Integridad de ductos de Líquido
- (NOM-027-SESH-2010) NORMA Oficial Mexicana, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos.
- (GIS) Sistema de Información Geográfica
- (SME) Experto en la materia
- (EC) Índice de Corrosión Externa
- (CAD) Diseño asistido por computadora
- (ERD) Reporte de Modelo de Entrada
- (BAP) Plan de Línea Base de Asesoramiento
- (LVR) Volumen de Fuga de Líquidos
- (DA) Inspección Directa
- (ECDA) Inspección Directa corrosión externa
- (ICDA) Inspección Directa corrosión interna
- (SCCDA) Inspección Directa ranqueo por Estrés
- (HCA) Altas Áreas de Consecuencia

- (NPMS) Sistema Nacional de Ductos
- (HPA) Áreas de Alta Polución
- (ESA) Áreas Ambientalmente Sensibles
- (DW) Aguas Comestibles
- (NW) Caminos de Agua Navegables