

MODELO CUALITATIVO DE EVALUACIÓN DE RIESGOS EN DUCTOS DE  
TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS COSTA AFUERA (OFFSHORE)  
APLICANDO EL PROCESO DE ANÁLISIS DE JERARQUÍAS (AHP)

DIEGO JOSÉ MENDOZA RAMOS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
MAESTRÍA EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA  
2017

MODELO CUALITATIVO DE EVALUACIÓN DE RIESGOS EN DUCTOS DE  
TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS COSTA AFUERA (OFFSHORE)  
APLICANDO EL PROCESO DE ANÁLISIS DE JERARQUÍAS (AHP)

DIEGO JOSÉ MENDOZA RAMOS

Trabajo de grado para optar el título de  
Magister en Gerencia de Mantenimiento

Director  
PEDRO JOSÉ DÍAZ GUERRERO  
MSc. Ingeniero Mecánico

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
MAESTRÍA EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA  
2017

## **DEDICATORIA**

A mis hijos José Gabriel, Sergio Alejandro y Sebastián que me han esperado pacientemente para jugar y estudiar, que una vez más me han acompañado y apoyado en esta nueva aspiración y gran pasión por la academia.

## **AGRADECIMIENTOS**

A los profesores Alberto David Pertuz Comas y Pedro José Díaz Guerrero por su valioso aporte académico, gran orientación, dedicación y apoyo durante el proyecto.

A la Ingeniera Paula Andrea López Peña, profesional de integridad de Tecna ICE, de quién recibí gran orientación para el presente trabajo de aplicación brindando un gran aporte profesional.

A todo equipo de Tecna ICE, por su aporte profesional en cada una de sus áreas operativas y gerencias.

A la Universidad Industrial de Santander, tanto a su equipo de profesores, personal administrativo, logístico y gerencial, por sus aportes, orientación, contenidos, cumplimiento y organización que permitieron un entorno de trabajo sólido para la preparación como magíster en gerencia de mantenimiento y la realización del presente trabajo de grado.

## TABLA DE CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN .....	24
1. GENERALIDADES DEL PROYECTO .....	26
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	26
1.1.1. Contexto. ....	26
1.1.2.Problema .....	26
1.2. HIPÓTESIS.....	27
1.3. OBJETIVOS.....	28
1.3.1.Objetivo General. ....	28
1.3.2.Objetivos Específicos.....	28
1.4. ALCANCE DEL PROYECTO .....	29
1.5. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO .....	30
2. MODELO DE VALORACIÓN DE RIESGOS.....	32
2.1. OBJETIVO DE UN DUCTO DE TRANSPORTE .....	32
2.2. EL RIESGO EN INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS.....	32
2.3. RIESGO VERSUS CONFIABILIDAD .....	34
2.4. VALORACIÓN DE RIESGO.....	34
2.5 CONSIDERACIONES EN LA VALORACIÓN DE RIESGO .....	35
2.6 PELIGROS.....	36
2.7 PROCESO DE VALORACIÓN DE RIESGOS Y BENEFICIOS .....	38
2.8 PRINCIPIO DE PARETO EN LA VALORACIÓN DEL RIESGO .....	39
2.9 SEGMENTACIÓN EN LA VALORACIÓN DE RIESGO .....	40
2.10 CRITERIOS DE ACEPTACIÓN DEL RIESGO .....	41
2.11 RIESGO INDIVIDUAL Y RIESGO GRUPAL.....	42
2.12 CONTORNOS DEL RIESGO.....	42
2.13 ESTRATEGIAS PARA LA GESTIÓN DE RIESGO .....	43

2.14 TOLERANCIA AL RIESGO.....	44
2.15 AMENAZAS .....	46
2.16 CONSECUENCIAS.....	47
2.17 TIPOS DE CONSECUENCIAS .....	49
2.17.1 Consecuencias Sobre las Personas. ....	50
2.17.2 Consecuencias sobre el ambiente. ....	51
2.17.3 Consecuencias de pérdidas económicas. ....	52
2.17.4 Consecuencias sobre los clientes. ....	54
2.17.5 Consecuencias sobre la reputación. ....	54
2.17.6 Consecuencias según tipo de productos transportados. ....	55
2.17.7 Escalas de valoración de consecuencias. ....	57
2.18 CLASIFICACIÓN DE RIESGO TÍPICA .....	58
2.18.1 Criterios generales. ....	58
2.18.2 Clasificación de riesgo típica desarrollada. ....	59
3. APLICACIÓN DE METODOLOGÍA AHP AL MODELO DE VALORACIÓN DE RIESGOS .....	64
3.1. PROCESO DE VALORACIÓN DE RIESGOS .....	64
3.2. PROCESO ANALÍTICO DE JERARQUÍAS APLICADO A LA VALORACIÓN DE RIESGOS.....	65
3.3. APLICACIÓN DEL MÉTODO AHP AL MODELO .....	74
3.4. VALIDACIÓN CON INFORMACIÓN ESTADÍSTICA .....	78
3.4.1. Estadística Ductos Offshore. ....	78
3.4.2. Criterios para validación del modelo. ....	81
3.4.3. Comparación con estadística en ductos onshore. ....	82
3.5. COMPROBACIÓN MATEMÁTICA DEL MODELO .....	83
3.6. VALIDACIÓN TÉCNICA DEL MODELO .....	83
3.7. APLICACIÓN DE METODOLOGÍA AHP PARA CONSECUENCIAS .....	86
3.8. VALORACIÓN CUALITATIVA DIRECTA VERSUS VALORACIÓN AHP .....	90
4. PLAN DE ACCIÓN TÍPICO.....	94
4.1. FRECUENCIA DE LAS ACCIONES .....	95

4.2. MATRIZ DE ASIGNACIÓN DE FRECUENCIAS.....	96
5. CONCLUSIONES .....	97
6. RECOMENDACIONES.....	102
BIBLIOGRAFÍA.....	105
ANEXOS .....	115

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Consideraciones sobre el entorno al momento de valorar las consecuencias. ....	48
Tabla 2. Valoración cualitativa de las consecuencias sobre la seguridad de las personas .....	51
Tabla 3. Valoración cualitativa de consecuencias al ambiente. ....	52
Tabla 4. Valoración cualitativa de las consecuencias económicas. ....	53
Tabla 5. Calificación de incumplimiento en entrega de producción al cliente. ....	54
Tabla 6. Homologación de escalas valoración cualitativa de consecuencias a la seguridad, activos (económicas), ambiente y reputación. ....	55
Tabla 7. Clasificación de consecuencias dependiendo del tipo de fluido transportado por el ducto. ....	56
Tabla 8. Clasificación de consecuencias al ambiente de acuerdo al producto transportado y diámetro del ducto.....	56
Tabla 9. Homologación de escalas valoración cualitativa de consecuencias a la seguridad, activos (económicas) y ambiente dependiendo del diámetro del ducto, producto transportado y tipo de manejo del sistema del ducto. ....	57
Tabla 10. Valoración típica de riesgo dependiendo del segmento significativo evaluado. ....	60
Tabla 11. Ejemplo de definición de intervalos de inspección de acuerdo a la probabilidad y las consecuencias de falla.....	60
Tabla 12. Escala de calificación asignada en la comparación entre factores. ....	68
Tabla 13. Comparación entre pares en la aplicación de la metodología AHP para amenazas. ....	71
Tabla 14. Normalización de la matriz de comparación entre pares en la aplicación de la metodología AHP para amenazas. ....	73

Tabla 15. Cálculo de pesos amenazas a partir de la matriz normalizada de comparación entre pares en la aplicación de la metodología AHP para amenazas. ....73

Tabla 16. Equivalencia entre frecuencias de fallas cuantificables y cualitativas. ...77

Tabla 17. Resumen de los principales parámetros de evaluación de amenazas según su peso específico (nivel 3). ....93

Tabla 18. Ejemplo de frecuencias de inspección basadas en el riesgo valorado. ..96

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Alcance del ducto offshore y sus segmentos. ....	30
Figura 2. Enfoque de integridad en las etapas del ciclo de vida del activo. ....	37
Figura 3. Panorama del riesgo versus costo y versus habilidades del personal. ...	37
Figura 4. Proceso de valoración de riesgos.....	39
Figura 5. Distribución del riesgo en el contorno de una instalación. ....	43
Figura 6. Metodología para el análisis de riesgos.....	58
Figura 7. Ejemplo de matriz de clasificación de riesgo. ....	59
Figura 8. Matriz auxiliar para establecer las zonas de criticidad de riesgo. ....	62
Figura 9: Matriz con clasificación típica de riesgo.....	62
Figura 10. Valoración natural humana y la escala de Saaty. ....	70
Figura 11. Distribución de incidentes en ductos de transporte offshore en el Mar del Norte (a) y Golfo de Méjico (b).....	80
Figura 12. Distribución de incidentes en los que se ha producido fugas por grupo de amenazas. ....	80
Figura 13. Estadística de fallas en ductos en Estados unidos de América desde 1987 a 2006.....	84
Figura 14. Diagrama de tornado de los pesos específicos de sub-clasificación de amenazas en niveles 1 y 2. ....	86
Figura 15. Pesos de los tipos de consecuencias según ubicación, escenario general y comprobaciones.....	89
Figura 16. Esquema típico propuesto de pesos de los tipos de consecuencias. ...	89
Figura 17. Gráfico de desviaciones entre valoración cualitativa por método AHP y valoración cualitativa directa. ....	91

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Estructura del modelo de valoración de Riesgos. ....	115
Anexo B. Configuración del modelo de valoración de riesgos. ....	116
Anexo C. Peso de amenazas en clasificación Nivel 1 y su distribución de Pareto. .....	118
Anexo D. Peso porcentual amenazas en Nivel 3 (parámetros de evaluación) - comparación valoración cualitativa directa versus AHP.....	119
Anexo E. Aplicación metodología AHP para valoración de consecuencias. ....	120
Anexo F. Plan de acción típico - Ductos de transporte de hidrocarburos Offshore. .....	121
Anexo G. Actas modelo, talleres y aplicación AHP.....	123

## GLOSARIO

AHP: siglas en inglés de “Analytic Hierarchy Process” que significa proceso analítico de jerarquía, metodología desarrollada por Thomas Saaty a fin de evaluar decisiones y criterios de selección ante factores, variables o elementos intangibles. A los efectos del presente trabajo este método es empleado para asignar los pesos o nivel de importancia a las amenazas y demás factores que intervienen en la valoración de riesgo.

ALARP: siglas en inglés de “As Low As Reasonable Practicable”, término comúnmente empleado en la valoración del riesgo a fin de considerar que las acciones para reducir el riesgo deben llegar hasta un punto en dónde ya no se justifique más las acciones para reducirlo.

CONFIABILIDAD: capacidad de un elemento bien sea mecanismo, material, producto, servicio de prestar la función en los niveles para el cual fue diseñado durante un tiempo determinado. En gerencia de mantenimiento se mide en razón del tiempo disponible de la función versus el tiempo total del período de producción de referencia.

CIS/CIPS: siglas en inglés de “Close Interval Survey” (Inspección a Intervalos Cortos). Es una inspección realizada principalmente sobre tuberías que poseen o poseerán sistemas de protección catódica a fin de conocer sus potenciales bien sea naturales (sin protección) y/o potenciales adquiridos con la protección. Esta técnica se puede aplicar tanto en ductos enterrados como submarinos.

CLIENTE/OPERADOR: en el presente trabajo se refiere al encargado del ducto de transporte de hidrocarburos, bien sea en su condición de cliente u operador.

**COSTA AFUERA:** o también conocido en inglés como “offshore” y para los efectos del presente trabajo, se refiere a la ubicación en el mar más allá del borde costero.

**CUPONES DE CONTROL DE CORROSIÓN:** son muestras de material previamente pesadas y calibradas que se exponen en el mismo medio operativo y del mismo material del elemento o equipo evaluado, con el objeto de estimar tasas de corrosión, erosión u observar otros efectos sobre el material.

**DEFECTO:** Son aquellas anomalías en la tubería o sus accesorios tales como una grieta, una hendidura, abolladura, o pérdida de metal que reduce su resistencia y su capacidad de contención. En términos generales un defecto es una anomalía en cualquier elemento con la cual no se cumple alguna de sus especificaciones.

**DISPONIBILIDAD:** en mantenimiento se refiere al tiempo útil que tiene un equipo o elemento de producción generalmente medido con respecto al tiempo total en el que permanece en el proceso productivo.

**DNV:** Det Norske Veritas, entidad especializada en ingeniería naval y diversas aplicaciones marítimas, basada en Noruega y fundada en 1864, la cual es la creadora de los principales estándares de referencia empleados en el presente proyecto.

**DOT:** Department of Transportation, entidad que regula lo relacionado con el transporte de cualquier tipo, basada en Estados Unidos de América y fundada en 1966.

**ENSAYO NO DESTRUCTIVO (NDT):** se refiere a métodos para probar, ensayar o inspeccionar un material, elemento o equipo, empleando los sentidos, instrumentos, materiales o herramientas sin llegar a destruir el material, elemento o equipo ensayado.

ETA: siglas de “Event Tree Analysis”, o árbol de análisis de eventos, método con el cual se analiza los eventos generados a raíz de una falla.

FALLA: condición en la que un equipo no es capaz de prestar la función para la cual fue diseñado. En el contexto de ductos las fallas pueden ser la pérdida de contención, bloqueo de flujo, entre otras.

FMEA: siglas de Failure Mode and Effects Analysis, metodología por medio de la cual se analiza sistemáticamente los mecanismos de falla de un equipo y los efectos de la falla a fin de determinar las acciones de mantenimiento. También puede ser incluido el análisis de la criticidad de las fallas (FMECA).

FTA: siglas de “Failure Tree Analysis”, o árbol de análisis de fallas, método con el que analizan los posibles estados de falla.

FLUJO MULTIFÁSICO: flujo que se caracteriza por tener fluido en estados líquido y gaseoso en forma simultánea.

FRECUENCIA GENÉRICA DE FALLA: Es la frecuencia de falla adoptada de información de la industria, bases de datos o de la operación particular. Es una forma de estimar la frecuencia de falla de un elemento o equipo cuando no se cuenta con valores específicos de frecuencia de falla.

FREE SPAN: (Extensión Libre), es la sección del ducto submarino que queda expuesta sin apoyo en el terreno de fondo, luego de que el mismo ha sido socavado, hundido o removido o el ducto se ha desplazado. Este término en español ha sido adoptado por primera vez por el autor.

GIS: siglas en inglés de “Geographical Information System” (Sistema Geográfico de Información). Sistema comúnmente empleado para representar en planos cartográficos información relevante levantada en el sistema productivo en estudio.

HAZID: siglas de “Hazard Identification”, o identificación de peligros que puede ser realizado por distintos métodos.

HAZOP: siglas de “Hazards of Operability” (Peligros de Operación). Corresponde a estudios realizados para determinar el nivel de peligro de determinada operación y las medidas a tener en cuenta.

HIDROCARBURO: Son compuestos básicos de hidrógeno y carbono empleados para la producción de energía, generalmente en forma de calor.

ILI: siglas de “In Line Inspection”, inspección en línea o inspección realizada por herramientas que viajan por el interior de un sistema de ductos con el objeto de verificar si existen anomalías o defectos en el metal que los componen tales como pérdidas de espesor y otras características que varían de herramienta en herramienta.

INTEGRIDAD: para los efectos de la valoración de riesgos en un ducto, es la capacidad del sistema de transporte de fluidos de contener efectivamente los mismos sin producir derrames o fugas que puedan perjudicar a personas o al ambiente.

INTERFERENCIA DE PROTECCIÓN CATÓDICA: Es un fenómeno muy crítico para ductos de transporte en el que la protección catódica de un ducto puede causar corrosión localizada y acelerada en otro ducto y/o estructura o incluso sobre el mismo ducto.

**LASTRE:** en ductos offshore consiste en recubrimiento o estructura colocada alrededor o sobre el ducto a fin de contrarrestar su flotabilidad y darle estabilidad sobre el lecho marino.

**MANTENIBILIDAD:** habilidad de mantener un sistema y que generalmente involucra empleo de la experiencia y mejora continua.

**MANTENIMIENTO:** acciones que tienen como objetivo llevar al estado de funcionamiento un sistema, equipo o elemento durante su vida útil.

**MODELAMIENTO:** Es un proceso mediante el cual empleando métodos científicos se representan de forma aproximada sucesos del mundo real.

**NACE:** siglas en inglés de “National Association of Corrosion Engineers”, (Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión), también conocida como NACE International. Es una organización internacional que normaliza, capacita y trata temas relacionados con el control de corrosión e integridad de estructuras.

**NTC:** siglas de “Norma Técnica Colombiana”, que otorga ICONTEC a las normas técnicas publicadas.

**OFFSHORE:** palabra en inglés que significa “costa afuera” que a los efectos del presente trabajo se refiere a aquellas estructuras o facilidades que se encuentran instaladas en el mar, más allá de la línea costera.

**ONSHORE:** del inglés “costa dentro” que a los efectos del presente trabajo se refiere a aquellas estructuras o facilidades que se encuentran instaladas en tierra firme, más allá de la línea costera.

PANDEO: conocido en inglés como “buckling”, es el desplazamiento lateral de un elemento esbelto cuando se ejerce presión en sus extremos. En el caso de ductos, estos desplazamientos laterales su pueden dar a lugar en sentido horizontal o vertical con respecto al eje de gravedad.

PARETO: a los efectos del presente trabajo se refiere al empleo de la regla 80-20 establecida por Vilfredo Pareto.

PARLOC: Siglas en inglés de “Pipeline and Riser Loss of Containment” reporte estadístico de incidentes en ductos offshore. Ver referencias bibliográficas.

PESO (S): a los efectos del presente trabajo se refiere a la ponderación o nivel de importancia asignado a un factor dentro de un grupo.

PIDT: siglas en inglés de “Pipeline Integrity Data Tool” (Herramienta Informática para Integridad de Tuberías). Desarrollo de software propio de Tecna ICE con registro de Superintendencia de Industria y Comercio N° 16-095781-00000-0000 empleado para gestión de información relacionada con la integridad de ductos, plantas de producción, proceso o almacenamiento. Actualmente se encuentra desarrollado en su versión 3.0.

PIG: nombre con el que se conoce las herramientas de limpieza e inspección interna de ductos.

PIERNA MUERTA: Se le denomina así a una sección de ducto o tubería en la que no hay circulación de fluido, el cual puede encontrarse estancado junto a residuos y humedad, haciéndolo susceptible a corrosión interna.

**PROTECCIÓN CATÓDICA:** método empleado para dar protección a un metal a expensas de la corrosión del otro, inmersos en un medio común y en contacto eléctrico entre sí.

**PUESTA A TIERRA:** se refiere a los efectos del presente trabajo a las instalaciones de seguridad y protección del personal, equipo eléctrico u electrónico e instalaciones contra descargas eléctricas indeseadas mediante la conexión eléctrica al terreno natural de las estructuras que los soportan.

**PUNTO BAJO:** en términos de integridad, es una zona en la cual se encuentra el ducto es su posición más bajo con respecto a la vertical, en el cual es posible la acumulación de agua y residuos que lo hacen susceptible de corrosión.

**RBI:** siglas en inglés de “Risk Based Inspection” (Inspección Basada en Riesgo). Metodología estandarizada por el American Petroleum Institute (API), Instituto Americano del Petróleo, por medio de sus documentos API 580 y API 581. En términos generales se basa en evaluar los elementos de un sistema que representan mayor riesgo para la operación y así plantear planes de inspección enfocados a estos elementos, contribuyendo a tener una optimización de costos de inspección y mantenimiento.

**RIESGO:** Es una medida que mide la importancia de los daños en razón de la probabilidad de ocurrencia de las condiciones o situaciones peligrosas que los generan. Para los efectos de presente trabajo, el riesgo se expresa matemáticamente como el producto de la probabilidad de falla por las consecuencias.

**TASA DE FALLA:** Razón en el tiempo a la cual falla en un equipo o elemento.

ZONA DE SALPIQUE: o “zona splash”, es la zona de interfase del ducto agua-aire, en la que por fenómenos de oleaje y corrientes marinas que rompen sobre la superficie del ducto, generan una humedad constante en su superficie, sin posibilidades recibir protección catódica debido a la discontinuidad del electrolito (agua), sujeta además a procesos de erosión y corrosión localizada de difícil control.

## RESUMEN

**TÍTULO:** MODELO CUALITATIVO DE EVALUACIÓN DE RIESGOS EN DUCTOS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS COSTA AFUERA (OFFSHORE) APLICANDO EL PROCESO DE ANÁLISIS DE JERARQUÍAS (AHP)\*.

**AUTOR:** DIEGO JOSÉ MENDOZA RAMOS\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Riesgos, Valoración, Ductos, Offshore, Modelo, Cualitativo, Jerarquía.

**DESCRIPCIÓN:** El riesgo es intangible pero en contraste muy importante para la toma de decisiones y acciones de mantenimiento a lo largo del ciclo de vida de los activos. Se plantea un modelo de valoración de riesgo cualitativo, típico, homogéneo y estructurado empleando el método de proceso analítico de jerarquías, AHP, aplicado sobre las amenazas y consecuencias, que permite medir el nivel de consistencia de las apreciaciones de especialistas. El nuevo método de valoración cualitativa de riesgo es matemáticamente justificado y también validado empleando información estadística, el principio de Pareto y el juicio experto. Adicionalmente para la valoración de los tipos de consecuencias se implementó una nueva metodología de asignación de pesos por AHP, en reemplazo al método tradicional de asignación de valoración cualitativa directa según el peor tipo de consecuencia en el segmento evaluado, permitiendo obtener valores de riesgos más representativos de la realidad. Se han adoptado las mejores prácticas de estándares industriales, referencias especializadas reconocidas, recursos académicos y juicio experto, tomando en consideración las recomendaciones de aplicación de la metodología AHP. Por otra parte, se estableció un plan de acción típico recomendado, enfocado a atacar las principales amenazas de acuerdo a su criticidad valorada en el modelo. La metodología AHP probó ser efectiva logrando determinar de forma preliminar qué amenazas y consecuencias son las que más afectan en la valoración de riesgo, antes de realizar cualquier evaluación para el cliente u operador específico del ducto. Por otra parte, se descubrió que debido a factores humanos pueden tenerse desviaciones considerables en valoraciones cuando se comparan la metodología cualitativa directa tradicional y AHP. Finalmente, se visualizan grandes oportunidades de mejora aplicando la metodología AHP en otros campos relacionados con el riesgo, la gerencia de mantenimiento y la ingeniería en general.

---

\* Trabajo de grado.

\*\* Facultad de Ingeniería Física – Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Director: Mg. Pedro José Díaz Guerrero

## ABSTRACT

**TITLE:** QUALITATIVE RISK ASSESSMENT MODEL FOR OFFSHORE HYDROCARBONS TRANSPORTATION PIPELINES APPLYING THE ANALYTIC HIERARCHY PROCESS (AHP) P.\*

**AUTHOR:** DIEGO JOSÉ MENDOZA RAMOS \*\*

**KEYWORDS:** Risks, Assessment, Pipeline, Offshore, Model, Qualitative, Hierarchy.

**DESCRIPTION:** Risk is intangible but in contrast is very important for decision-making and maintenance actions throughout assets life cycle. A qualitative, typical, homogeneous and structured risk assessment model is proposed, using the analytical hierarchy process, AHP, applied to threats and consequences, which allows measure the level of consistency of the expert appreciations. The new method of qualitative risk assessment is mathematically justified and also validated using statistical information, the Pareto principle and expert judgment. Additionally, a new methodology for the allocation of consequences type's weights by AHP was implemented to replace the traditional method of allocation of direct qualitative valuation according to the worst type of consequence in the evaluated segment, allowing obtain risk values more representative of reality. The best practices of industry standards, recognized specialist references, academic resources and expert judgment have been adopted, taking into account the recommendations of application of the AHP methodology. On the other hand, it was established a typical recommended action plan, focused on to fight the main threats according to their criticality valued in the model. The AHP methodology proved to be effective in determining in a preliminary manner, which are the threats and consequences that most affect the risk assessment, prior to any evaluation for the client or specific operator of the pipeline. Additionally, it was found that due to human factors, considerable deviations in assessments can be observed when comparing the traditional direct qualitative and AHP methodologies. Finally, great opportunities for improvement were visualized applying the AHP methodology to other fields related to risk, maintenance management and engineering in general.

---

\* Grade Project

\*\*Facultad de Ingeniería Física – Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Director: Mg. Pedro José Díaz Guerrero

## INTRODUCCIÓN

A menudo se encuentran situaciones en las que es muy difícil valorar o cuantificar variables y sopesar satisfactoriamente los parámetros que influyen sobre su valor. Sin embargo existe una metodología que fue desarrollada por el profesor Thomas Saaty en los años 70 llamada “Analytic Hierarchy Process (AHP)” o Proceso Analítico de Jerarquías la cual ha sido ampliamente usada y documentada en aplicaciones donde se ha requerido la toma de decisiones gubernamentales, militares y de carácter urbano. La metodología logra dar un valor a los “intangibles” a partir de la aplicación de operaciones algebraicas matriciales y vectoriales, llevando al plano matemático la gran capacidad de percepción del cerebro humano.

El riesgo es por naturaleza intangible y el nivel en que se percibe es muy variable dependiendo del rol de los evaluadores, experiencia específica y la cantidad y calidad de información relativa al riesgo. También es intangible el nivel de tolerancia al riesgo ya que varía enormemente de persona a persona, de rol a rol respecto al riesgo, siendo difícil medir “cuánto” es tolerable.

La ocurrencia de accidentes en la industria siempre ha generado grandes pérdidas, entre ellas de vidas, económicas, daños al ambiente y han creado en la sociedad grandes exigencias para evitar repetición de accidentes. Los propietarios de los activos industriales ante esto se ven en la gran necesidad de valorar el riesgo de su operación haciéndolo en conjunto con los riesgos financieros y comerciales. Una vez aceptado el riesgo de operación se debe tener una gran conciencia de responsabilidad con la sociedad y el medioambiente. Por otra parte, se debe siempre considerar que si bien toda operación de producción, transporte y distribución de hidrocarburos tiene asociado un apreciable nivel de riesgo, su razón de ser en sí produce una serie de beneficios como lo es la energía y un sin número de productos que nos proporcionan calidad y menor riesgo de vida.

La aplicación de la metodología AHP facilita y precisa la valoración de riesgo en ductos de transporte de hidrocarburos offshore, especialmente para realizar la ponderación adecuada de amenazas en sus distintos niveles, así como también para las consecuencias, componentes del riesgo. Para cada ducto en particular se podrá establecer una valoración ajustada a su realidad mediante talleres en los que participen expertos de distintas disciplinas empleando la metodología planteada y tomando el modelo típico como punto de partida para los debates.

## 1. GENERALIDADES DEL PROYECTO

### 1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

**1.1.1. Contexto.** Tecna Integrity and Corrosion Engineering S.A. (Tecna ICE S.A.) es una empresa Colombiana y perteneciente al Grupo Tecna, conformado por las compañías Tecna S.A., Tecnoweld S.A. y Tecna ICE S.A., con presencia en la región andina y con oficinas en Colombia, Ecuador, Perú, y Venezuela. Brinda soluciones en el diseño, implementación, ejecución de proyectos de ingeniería en control de corrosión, gerencia de integridad, confiabilidad, gestión de activos y tecnología.

En años recientes se ha presentado demanda de servicios para facilidades de producción y transporte instaladas costa afuera (offshore), que han comprendido terminales, ductos, plataformas y muelles principalmente. La gerencia ha solicitado incorporar nuevos desarrollos y entre ellos se ha planteado el desarrollo de un modelo de valoración de riesgos para ductos de transporte de hidrocarburos costa afuera (offshore).

La compañía posee modelos previos para la valoración de riesgos en ductos de transporte de hidrocarburos, estaciones y otras facilidades instalados en tierra firme (onshore), realizando a la fecha más de 100 estudios de riesgos en ductos y plantas de hidrocarburos en la región andina. Con el presente proyecto se plantea desarrollar el primer modelo para ductos offshore aplicando una metodología que permita valorar el nivel de jerarquía o importancia de las amenazas contra la integridad de los ductos.

**1.1.2. Problema.** Se requiere desarrollar en la empresa un modelo de valoración cualitativo de riesgos aplicable a ductos de transporte de hidrocarburos offshore

aplicando una metodología científica de valoración que determine las jerarquías de las amenazas y consecuencias que afectan la integridad de los ductos y que permita alcanzar los siguientes resultados:

- Ofrecer un nuevo producto especializado basado en criterios justificados y relacionado tanto con las líneas de negocio de la empresa como con su misión, visión y objetivos.
- Aportar a la comunidad profesional y científica con un modelo diseñado a las necesidades que se tienen en la región y aplicando una metodología científicamente probada para establecer los niveles de importancia de las amenazas sobre los ductos.
- Disponer de un modelo típico para ser empleado de manera expedita en los futuros proyectos y que sirva además de base comparativa.
- Incorporar el modelo como otro módulo del software especializado en integridad de ductos desarrollado por Tecna ICE S.A, PIDT (Pipeline Integrity Data Tool).
- Contribuir a preservar la vida y el ambiente alrededor de instalaciones de hidrocarburos instaladas costa afuera.

## **1.2. HIPÓTESIS**

Con el planteamiento del problema y necesidades del modelo de valoración de riesgos para ductos offshore, se propuso emplear un método que fuera capaz de mejorar la valoración cualitativa del nivel de importancia de las amenazas y consecuencias que afectan a la integridad del ducto y que lo mantienen bajo riesgo. Entre las metodologías evaluadas se observó que el proceso analítico de jerarquías (Analytic Hierarchy Process), o AHP, desarrollado por Thomas Saaty y colaboradores, es de gran aplicación a los fines del proyecto, ya que ha sido empleado y probado para la valoración de alternativas en procesos de toma de decisiones, en las cuales se evalúan variables intangibles al igual que los riesgos.

En el desarrollo del presente trabajo, tal como se muestra, se logró la satisfactoria implementación de la metodología AHP, de manera estructurada, aplicada a la valoración cualitativa de riesgos en ductos de transporte de hidrocarburos offshore.

### **1.3. OBJETIVOS**

**1.3.1. Objetivo General.** Desarrollar un modelo cualitativo de evaluación de riesgos en ductos de transporte de hidrocarburos costa afuera (offshore) aplicando el proceso de análisis de jerarquías (AHP).

#### **1.3.2. Objetivos Específicos**

- Determinar las amenazas que se considerarán en el modelo para ductos costa afuera.
- Determinar las consecuencias que se considerarán en el modelo para ductos costa afuera.
- Aplicar la metodología de valoración del modelo de riesgos propuesta.
- Establecer los criterios de validación del modelo.
- Generar el modelo y la clasificación de riesgo típica recomendada.
- Realizar el inventario de las acciones típicas recomendadas para la prevención, mitigación y/o control del riesgo.

#### 1.4. ALCANCE DEL PROYECTO

- **Tipo de facilidad objeto de estudio:** Ductos Submarinos.
- **Tipo de localización:** Offshore, cobertura desde la costa hasta el punto de entrega o recepción de producto mar adentro.
- **Ubicación geográfica:** Mar Caribe y Océano Pacífico colombiano.
- **Producto transportado:** Hidrocarburos (gas, petróleo, combustibles y derivados).

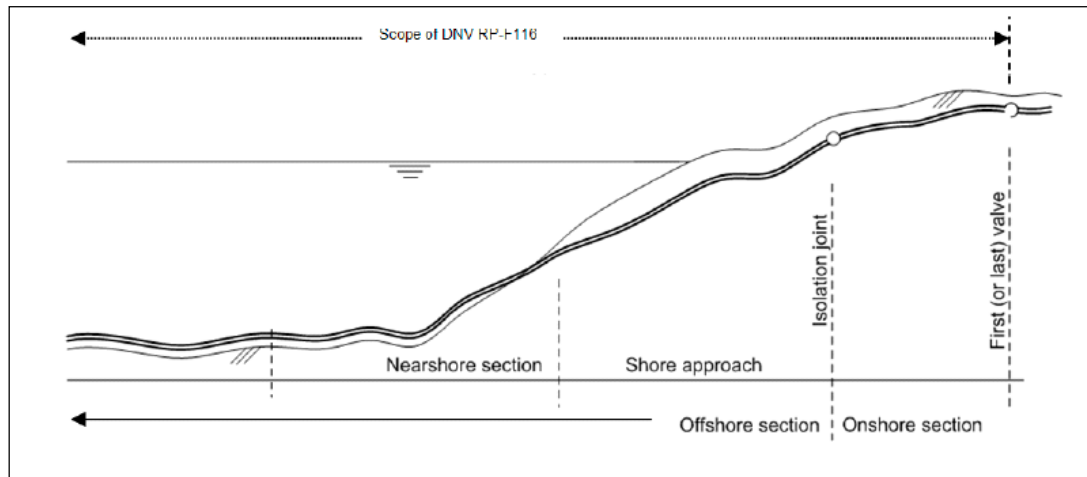
El presente trabajo es aplicable para riesgos que cumplen con las siguientes características:

- a. Son riesgos técnicos asociados a capacidad de contención de productos por parte de los ductos de transporte y que son afectados por amenazas que a su vez producen fallas. Las fallas consideradas son aquellas que producen pérdida de contención de fluidos (fuga) o que interrumpen la operación de transporte de fluidos o que atentan directa o indirectamente contra la integridad del ducto llegando a detener su operación.
- b. Pueden ser calificados a partir de información de referencia, estadísticas y parámetros técnicos.
- c. Son medidos y evaluados para evitar la pérdida de contención con daños a las personas o ambiente así como evitar las pérdidas a la propiedad e imagen de los operadores y propietarios de instalaciones.

De acuerdo al estándar DNV-RP-116 y tal como se ilustra en la figura 1, se considera el inicio del ducto offshore a la sección del ducto comprendida desde la última junta de aislamiento en la costa hacia la estructura offshore. El final del ducto en el extremo mar es muy variable dependiendo del tipo de infraestructura, bien sea un tipo de plataforma o un terminal de cargue que pueden tener diversas configuraciones, sin embargo se puede considerar que existe ducto hasta su

conexión hasta la primera junta. Los límites de la sección offshore del ducto pueden depender también de las regulaciones locales.

Figura 1. Alcance del ducto offshore y sus segmentos.



**Fuente:** DET NORSKE VERITAS. Integrity Management of Submarine Pipeline Systems. DNV-RP-F116. Octubre 2009. Página 7.

## 1.5. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Con el crecimiento de la industria petrolera costa afuera, a fin de asegurar la integridad del personal, ambiente y las instalaciones, así como la alta reputación de clientes, resulta de gran importancia contar con un modelo de valoración de riesgos para ductos que transportan hidrocarburos, adaptado a las condiciones de operación en el mar caribe y costa pacífica colombiana.

El modelo de riesgo permitirá conocer las áreas de atención inmediatas y las acciones recomendadas de mantenimiento, de una forma técnicamente justificada y empleando metodología científica para la valoración cualitativa de riesgos.

La operación de Tecna Integrity and Corrosion Engineering requiere que sea desarrollado el modelo e incorporado al software PIDT (Pipeline Integrity Data Tool),

lo cual representará un importante módulo para abarcar un nuevo espectro de clientes de producción y transporte de hidrocarburos costa afuera, complementando los modelos ya existentes para facilidades en tierra firme. En este sentido contribuirá directamente a la generación de empleo, al abarcar un nuevo renglón de servicios especializados. Con la implementación de la metodología AHP, en éste y demás modelos de valoración de riesgos de Tecna ICE, se buscó mejorar el proceso de asignación de pesos porcentuales a las amenazas que afectan al riesgo. Adicionalmente el proyecto propiciará el crecimiento del sector profesional de mantenimiento, específicamente en lo que se refiere a la valoración de riesgos en ductos de transporte y en facilidades más allá de los límites de tierra firme. El proyecto contribuirá con los objetivos del milenio establecidos por el programa de las Naciones Unidas para el desarrollo, mencionados a continuación:

- **Objetivo 6:** Agua limpia y saneamiento. Los planes de acción que se establecerán en el proyecto contribuirán a la toma de decisiones a fin de evitar la contaminación del agua de mar e impacto ambiental en general.
- **Objetivo 14:** Vida submarina. De igual manera se contribuirá a la preservación de la vida submarina cuando se evitan los escapes no deseados de hidrocarburos.

Por otra parte, entre las prioridades de investigación de Ecopetrol en Colombia, se tiene para el área de exploración y producción de sistemas offshore, relacionados directamente con el presente proyecto que; Ecopetrol en sus áreas de innovación para sistemas petrolíferos offshore debe ser “Responsable de la generación de nuevo conocimiento geológico para la definición de modelos exploratorios costa afuera e incorporación de tecnologías que **disminuyan la incertidumbre** en las áreas del Grupo Empresarial”. Así el presente proyecto de grado está alineado indirectamente con los planes de la principal empresa del sector de hidrocarburos de Colombia.

## **2. MODELO DE VALORACIÓN DE RIESGOS**

### **2.1. OBJETIVO DE UN DUCTO DE TRANSPORTE**

Para comprender el contexto del proyecto, es importante tener en cuenta que según DNV-OS-F101<sup>1</sup>, los ductos son diseñados para cumplir los siguientes objetivos:

- Es asegurada una capacidad de transporte y flujo.
- Cumple con los objetivos de seguridad y resistencia contra las cargas durante la operación.
- Poseen márgenes de seguridad suficientes para resistir cargas o condiciones no planeadas.
- El proceso y sus elementos en su totalidad operan de acuerdo a los requerimientos (ducto y sus accesorios, sistemas, instrumentos, etc.).

### **2.2. EL RIESGO EN INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS**

Tal como lo indican consistentemente todas las referencias técnicas aplicadas a la ingeniería y la industria en general, el riesgo se mide como el producto de la frecuencia o probabilidad de ocurrencia de un evento accidental por la (s) consecuencia (s) resultantes. Los eventos accidentales considerados en el riesgo son generados por amenazas de las cuales se tiene un suficiente nivel certidumbre. Según IChemE (1985)<sup>2</sup> define al riesgo como “La probabilidad de que un evento específico indeseable ocurra dentro de un período específico y en determinadas

---

<sup>1</sup> DET NORSE VERITAS. Submarine Pipeline Systems. DNV-RP-F101. Octubre 2013.

<sup>2</sup> ICHEME. Hazards VIII, IChemE Symposium series no. 93. Abril 22-24 1985.

circunstancias”. Este concepto hace considerar que la evaluación de riesgo ha de tener en cuenta la variable tiempo.

La evaluación del riesgo que se desarrolló en el presente trabajo tiene un enfoque técnico y operativo, siendo los motivos por los cuales se mide el riesgo en la industria los siguientes:

- Asegurar y controlar la integridad de las instalaciones.
- Garantizar la seguridad del personal directo, de segundas y terceras personas.
- Proteger a las comunidades aledañas.
- Proteger el medio ambiente.
- Proteger los activos.
- Mantener un comportamiento moral y ético.
- Asegurar la producción (disponibilidad del ducto).
- Asegurar el buen desempeño.
- Reducir los costos de operación y mantenimiento.
- Reducir los gastos administrativos.
- Reducir los gastos de amparos por seguros.
- Mantener una buena reputación e imagen.
- Cumplir los compromisos ante los clientes y comunidad en general.
- Cumplir requerimientos legales.
- Cumplir con requerimientos comerciales.

El presente trabajo trata específicamente los riesgos que se tienen en el transporte de hidrocarburos a través de ductos instalados en ambientes marinos.

Adicionalmente, en el caso de que en la organización objeto de aplicación del modelo no existan objetivos o políticas de seguridad, una valoración inicial mediante el presente modelo permitirá hacer un sondeo para poder establecer acciones enfocadas en los riesgos más importantes que afectan al proyecto.

### **2.3. RIESGO VERSUS CONFIABILIDAD**

MULHBAUER <sup>3</sup> indica que los conceptos de riesgo y confiabilidad son idénticos en muchos aspectos. La única diferencia son los escenarios de interés, donde el riesgo se enfoca en los escenarios dónde se presentan fatalidades, lesiones, daños a la propiedad, al ambiente y otros daños. La confiabilidad se enfoca en escenarios donde se evalúa la disponibilidad, los costos de mantenimiento entre otros. El análisis de riesgos permite hacer un diagnóstico más amplio del sistema mientras que los estudios de confiabilidad son aplicados de forma puntual al desempeño de sus componentes.

Tanto en los estudios de confiabilidad como de riesgo se utilizan metodologías y herramientas comunes tales como HAZID, HAZOP, FMEA, RCA, FTA, entre otras para tratar con los factores que afectan la integridad u operación.

### **2.4. VALORACIÓN DE RIESGO**

La valoración de riesgo consiste de determinar dentro de una escala de medida el nivel que se puede asignar al riesgo. Esta valoración es clasificada de acuerdo a los siguientes tipos:

**a.** Valoración cualitativa: se realiza considerando el juicio y experiencia de profesionales que determinan el riesgo por medio de una categorización subjetiva de los niveles de probabilidad de ocurrencia de amenazas y valoración de posibles consecuencias. Se habla aquí en términos de baja, media o alta probabilidad de falla, consecuencias y riesgos.

---

<sup>3</sup> MULHBAUER Kent. Pipeline Risk Management Manual: Ideas, Techniques, and Resources.2004.

**b.** Valoración cuantitativa: En esta valoración se conocen las tasas de fallas de las diferentes tipos de amenazas y es posible cuantificar las consecuencias. Se habla en términos de riesgos de pérdidas por daños a personas, ambiente en cierta cantidad de dinero en cierto período de tiempo.

Es común encontrar en la industria que se hace una primera valoración cualitativa del riesgo y así, en los aspectos de mayor nivel de riesgo, se procede a hacer una evaluación cuantitativa más rigurosa.

## **2.5 CONSIDERACIONES EN LA VALORACIÓN DE RIESGO**

El análisis y valoración de riesgo puede convertirse en una materia tanto amplia como profunda cuando se quieren tomar todas las consideraciones para medirlo y evitarlo. No obstante, es importante tener en cuenta las siguientes consideraciones prácticas de acuerdo a la experiencia obtenida en la industria:

- a.** La estimación de riesgo debe ser conservativa.
- b.** La valoración de riesgo debe reevaluarse tantas veces como se implementen alternativas de protección. Una alternativa de protección puede tener sus propios riesgos.
- c.** El riesgo cambia a lo largo del tiempo y ciclo de vida de los ductos, y las valoraciones que se hacen son una fotografía de la situación actual del riesgo. Los avances tecnológicos propiciarán modelos dinámicos que midan el riesgo a tiempo real. En el diseño y la construcción se debe hacer todas las previsiones de ingeniería que permitan establecer un razonable grado de integridad y durante la construcción se debe “mantener este grado de integridad” en el mayor nivel razonablemente posible. En la figura 2, se esquematiza cada una de las etapas a lo largo del ciclo de vida del activo y el enfoque de integridad.

- d.** Los criterios económicos son decisivos en la valoración. En la figura 3 se muestra como típicamente la alta reducción del riesgo implica generalmente un aumento de costos.
- e.** El riesgo debe ser manejado bajo el criterio “tan bajo como sea razonablemente práctico”, o por sus siglas de origen en inglés “ALARP” (As low as reasonable practicable).
- f.** En una serie de elementos que contribuyen al riesgo se debe tener en cuenta el panorama de riesgo total. El riesgo en una determinada locación de un ducto está influenciado por una serie de amenazas particulares que contribuyen cada una al riesgo total y que no se deben ver de manera aislada.
- g.** El riesgo puede tener diferente significancia o valor de acuerdo a los criterios y posición del grupo de personas que conformen su estudio.
- h.** Dependiendo de las habilidades del personal de la organización se contribuirá a la disminución de riesgos y costos para lo organización. Ver figura 3.
- i.** Aunque es común pensar que las amenazas y sus consecuencias generalmente no se dan a lugar al mismo tiempo o instante. Sin embargo, puede darse a lugar un peligroso efecto llamado “dominó” en el cual un evento activa otros eventos sucesivos, lo cual si se mide con anticipación puede elevar considerablemente el valor estimado del riesgo.

## **2.6 PELIGROS**

Los peligros son condiciones en las que son inminentes los daños y afectaciones de la instalación u operación del ducto. El objetivo de la valoración de riesgos es precisamente anticiparse a los peligros evitando que se den a lugar y/o creando las protecciones, medidas o contingencias cuando éstos se presenten.

Entre las condiciones peligrosas más frecuentes que se tienen en la operación de hidrocarburos se tiene:

- Fugas de producto.
- Incendios.
- Explosiones.
- Colapso estructural.
- Contaminación.

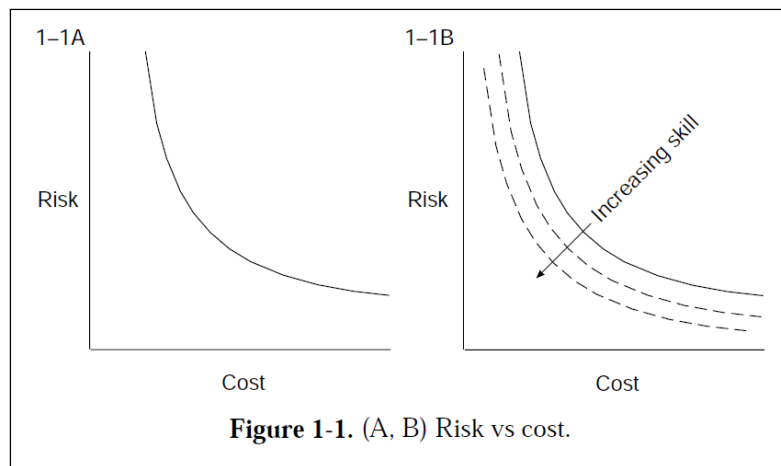
Figura 2. Enfoque de integridad en las etapas del ciclo de vida del activo.

Concept		Design		Construction						Operation				Abandonment
Business development	Concept development	Basic design	Detail design	Linepipe	Components and assemblies	Corrosion protection and weight coating	Pre-intervention	Installation	Post-intervention	Pre-commissioning	Commissioning	Integrity management	Inspection and repair	
2* & 3		4, 5 & 6		7	8	9	10			11				
Establish Integrity										Maintain Integrity				

\* indicates Section in this Standard.

**Fuente:** DET NORSKE VERITAS. Submarine Pipeline Systems. DNV-RP-F101. Octubre 2013, página 41.

Figura 3. Panorama del riesgo versus costo y versus habilidades del personal.



Fuente: TWEEDDALE, Mark. Managing Risk and Reliability Process Plants. Página 6.

## 2.7 PROCESO DE VALORACIÓN DE RIESGOS Y BENEFICIOS

El proceso de valoración de riesgos comprende generalmente los pasos indicados en la figura 4. Este proceso es iterativo y puede ser muy laborioso dependiendo de la experticia y madurez de la organización y evaluadores.

Del proceso se obtienen entre otros los siguientes beneficios:

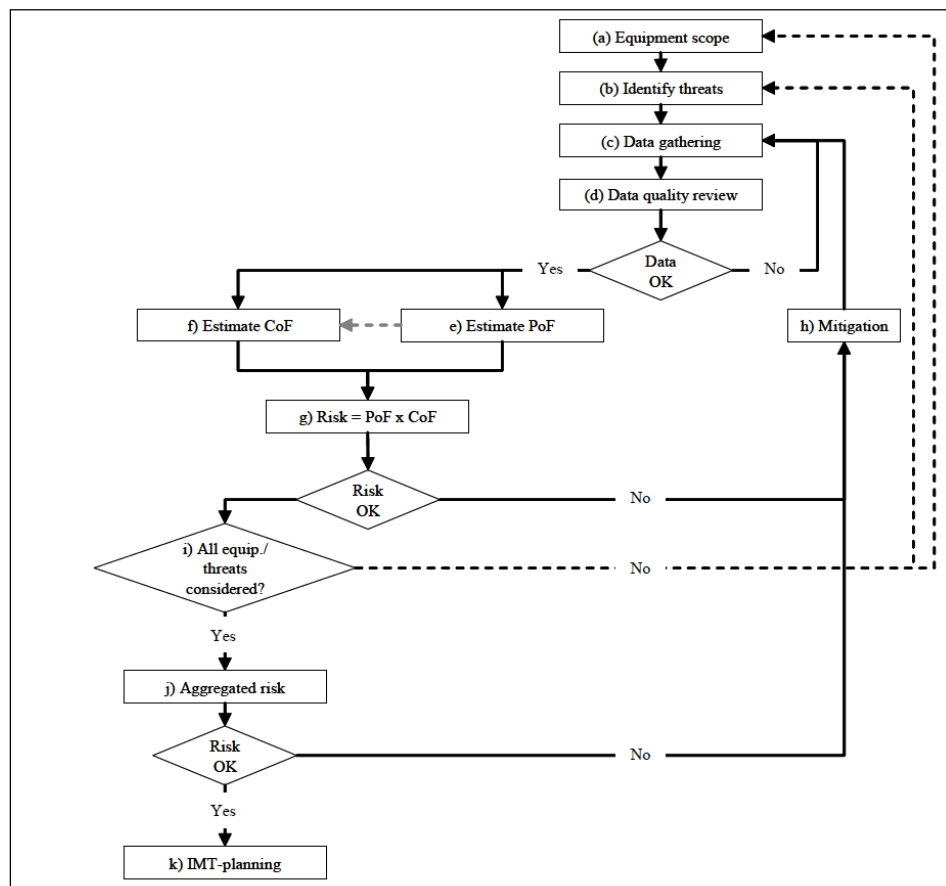
- El ejercicio permite a la organización identificar y discutir sobre los peligros al personal, medioambiente, comunidad e instalaciones y consolidarlos en la valoración.
- Permite validar el nivel de acierto de las apreciaciones sobre riesgo que tienen los integrantes de la organización y así establecer un criterio común.
- Contribuye a considerar los distintos puntos de vista de diversas disciplinas y especialidades durante los talleres de valoración.
- Permite identificar las oportunidades de disminuir el riesgo a través del tratamiento de las amenazas, probabilidad de ocurrencia o consecuencias y así seleccionar adecuadas medidas de protección.
- Aporta mejoras a los procedimientos existentes para las facilidades.
- Contribuye a los planes de gestión de calidad, ambiente, seguridad y gestión de activos de la organización.
- Motiva al personal una cultura de atención a la seguridad y confiabilidad de sus instalaciones.

Cuando se compara las valoraciones de riesgos entre instalaciones similares de un mismo operador se facilita la identificación de brechas y así mejorar la gestión de riesgos.

## 2.8 PRINCIPIO DE PARETO EN LA VALORACIÓN DEL RIESGO

El ampliamente conocido principio de PARETO descubierto para la economía también se aplica para la valoración de riesgos, donde se puede establecer que la mayoría de los efectos se deben a unas pocas causas. El principio se resume en que el 80% de los problemas se debe al 20% de las causas. Esto podrá ser observado por la organización en el proceso de valoración de riesgos, dónde unas pocas amenazas contribuyen a la gran parte del riesgo.

Figura 4. Proceso de valoración de riesgos



**Fuente:** DET NORSKE VERITAS. Integrity Management of Submarine Pipeline Systems. DNV-RP-F116. Octubre 2009. Página 61.

## 2.9 SEGMENTACIÓN EN LA VALORACIÓN DE RIESGO

En el caso de ductos de transporte de hidrocarburos es fácilmente identificable que hay sectores con mayor o menor riesgo en el recorrido y por ende el riesgo a lo largo del ducto no es constante, bien sea por cambios en la probabilidad de falla, las amenazas presentes como las consecuencias. Yong <sup>4</sup> establece los siguientes segmentos típicos aplicables a ductos de transporte de hidrocarburos Offshore:

- a.** Segmento Onshore: Esta sección va desde lo que se puede definir la orilla del mar en la playa hasta la soldadura de la primera válvula ubicada en tierra firme.
- b.** Segmento de Pesca: En una sección sumergida en la cual se realiza actividad de pesca de arrastre y que puede causar daños sobre la tubería.
- c.** Segmento de Paso Áreas Sensibles: Como el paso cercano a ciudades, parques y en general establecimientos con presencia frecuente de público.
- d.** Segmento Ubicado Más Allá de locación Clase 1 (más de 500m)
- e.** Segmento Ubicado Dentro de locación Clase 2 (menos de 500m)
- f.** Segmento “Zona Splash”: Interface aire agua en la emerge o se sumerge el ducto.
- g.** Segmento Aéreo: Cualquier segmento en el que la tubería se encuentra expuesta al aire.

Hay segmentos identificables a partir de la experiencia y múltiples referencias que pueden ser:

- h.** Segmentos de Muelle: En la cercanía de muelles, pilotes y zonas de atraque de embarcaciones.
- i.** Segmentos de Tráfico Marítimo: Cuando el ducto atraviesa o está instalado en la cercanía de canales, plataformas y cualquier zona con apreciable tráfico marítimo.

---

<sup>4</sup> YONG, Bai y QIANG Bai. Subsea Pipeline Integrity and Risk Management. Primera Edición. San Diego USA. Elsevier. 2014.

**j. Segmentos de Rompiente:** Cuando el ducto se encuentra en zonas de fuerte oleaje y rompimiento en la costa o accidentes geográficos en el mar.

Otros segmentos pueden ser determinados de acuerdo a las condiciones particulares de la instalación del ducto y su contexto operacional, los cuales afectan la forma en que se comporta la valoración del riesgo y exige a la organización encargada estar atenta.

## **2.10 CRITERIOS DE ACEPTACIÓN DEL RIESGO**

El riesgo de transportar hidrocarburos es aceptado porque hay un beneficio de por medio y que consiste en la disposición del producto para producir energía y obtener materias que aportan a la calidad de vida y seguridad a la sociedad. Por otra parte, en términos relativos se puede además considerar que es menos riesgoso transportar hidrocarburos a través de una tubería que empleando barcos o camiones cargueros. Hay criterios comúnmente empleados en la industria para establecer si el operador posee un nivel de riesgo tolerable y entre ellos se tienen:

- a.** Mantener frecuencias de falla igual o por debajo de otros operadores similares.
- b.** Seguir las prácticas de operación y mantenimiento industriales recomendadas y exigidas por los entes regulatorios.

Sin embargo, tales criterios representan un sesgo que puede desviar la atención de la aceptabilidad real al riesgo que tiene determinada instalación. Tweeddale<sup>5</sup> indica que es mejor tratar la aceptabilidad del riesgo en términos del “riesgo aceptado” y “riesgo aprobado”. El “riesgo aceptado” es el riesgo que la persona ha aceptado indistintamente si es bajo o alto. El “riesgo aprobado” es el riesgo que ha sido

---

<sup>5</sup> TWEEDDALE, Mark. *Managing Risk and Reliability of Process Plants*. Burlington, USA, 2003.

aceptado y aprobado por un ente regulador en nombre de la comunidad o afectada por el riesgo, sin tener necesariamente el consentimiento de los mismos. En estos casos se ha determinado que el riesgo es aceptable porque se justifican los beneficios de la actividad evaluada en comparación con los riesgos valorados.

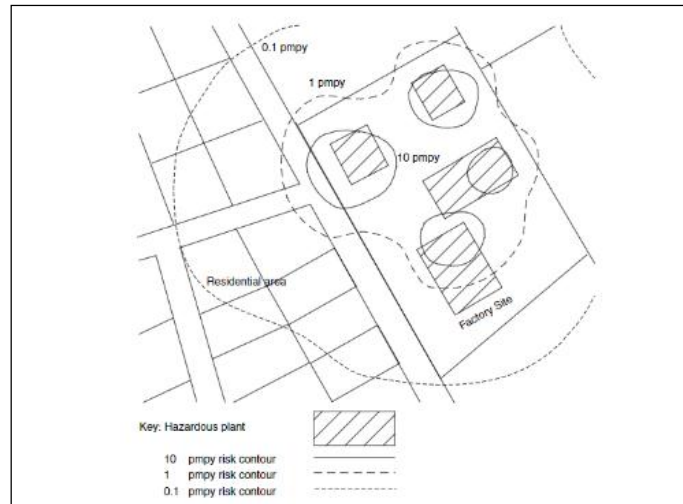
## **2.11 RIESGO INDIVIDUAL Y RIESGO GRUPAL**

Desde el punto de vista de la cantidad de individuos afectados por un evento que comprometa su seguridad, se debe tener en cuenta que para una persona ejecutando una actividad específica se puede tolerar por ejemplo un riesgo de fatalidad de una en un millón al año. Sin embargo, cuando el mismo evento afecta a un mayor número de personas, la tasa de fatalidad se puede ver sensiblemente incrementada, por lo que hay que vigilar durante la valoración ambos componentes, la afectación individual y grupal.

## **2.12 CONTORNOS DEL RIESGO**

Al analizar el riesgo se encontrará que el mismo tiene una distribución locativa y su magnitud es diferente dependiendo del contorno donde se encuentre los elementos afectados. En la figura 5 se muestra un ejemplo de la distribución del riesgo en los distintos contornos de la instalación.

Figura 5. Distribución del riesgo en el contorno de una instalación.



**Fuente:** TWEEDDALE, Mark. Managing Risk and Reliability Process Plants. Página 85.

## 2.13 ESTRATEGIAS PARA LA GESTIÓN DE RIESGO

Quienes tienen bajo su responsabilidad el ducto de transporte y la gestión de su riesgo encontrarán en la industria diferentes estrategias para su manejo como lo son:

- Evitar el Riesgo.
- Reducir el Riesgo.
- Mitigar el Riesgo.
- Transferir el Riesgo.
- Aceptar el Riesgo.

Cualesquiera que sean las estrategias para la gestión del riesgo, éstas probablemente estarán combinadas o circunscritas a las aquí explicadas.

## 2.14 TOLERANCIA AL RIESGO

La tolerancia al riesgo varía ampliamente dependiendo de una gran cantidad de factores entre los cuales cabe mencionar los siguientes:

- El individuo, su educación, valores y experiencia propia.
- Cultura de la comunidad, organización o sociedad.
- Experiencias recientes tanto a nivel individual como colectivo.
- Las regulaciones existentes y las penalidades asociadas.
- Las necesidades propias del individuo o la colectividad.
- El apetito al riesgo o deseo de arriesgarse.
- El nivel de beneficio esperado.

Entre los criterios más comunes a considerar cuando se evalúa la tolerancia al riesgo se tiene:

- La tolerancia al riesgo es muy distinta para quienes están expuestos directamente al riesgo, comparado con los responsables que gestionan o evalúan sin ser los afectados o que están a cargo de los afectados.
- La tolerancia al riesgo varía notablemente de individuo en individuo y de grupo en grupo.
- La tolerancia al riesgo varía con el tiempo a medida que los individuos se familiarizan con los factores de riesgo y al observar las experiencias de otros.

Se debe tener en cuenta estos factores y criterios asociados al riesgo y su tolerancia para su adecuada valoración. Es importante la socialización de la evaluación y valoración del riesgo y su tolerancia por medio de reuniones, talleres y medios de comunicación idóneos que permitan un análisis y toma de decisiones lo más objetivamente posible.

Se debe tener en cuenta los hallazgos de incidentes y accidentes en industrias similares, comenzando por las industrias y operadores vecinos en la localidad del proyecto y continuando por aquellos de la región, continente y/o a nivel mundial.

Se debe tener especial atención a las áreas de aproximación del ducto a la costa ya que puede existir población importante y actividades en la costa cercanas al ducto, que mal pueden causar fallas sobre el ducto pero pueden a su vez estar sometidas a sus consecuencias. También son de especial importancia las áreas de paralelismos y cruces con otros ductos, cables o estructuras dónde se pueden presentar procesos de interferencia mecánica y/o eléctrica, incluidas las interferencias de protección catódica. Se debe cuidar también el cumplir con los reglamentos locales y nacionales. En algunos países la valoración de riesgos en un requisito de ley y si no probablemente en el futuro lo será. Esta valoración puede estar asociada al requisito de realización de estudios específicos como HAZOP, FMEA entre otros.

Luego de evaluación y valoración de la tolerancia al riesgo se debe:

- Determinar las acciones y prioridades para evitar incidentes y accidentes.
- Determinar las acciones razonables y viables para reducir el riesgo.
- Reevaluar el riesgo en intervalos seguros.

En los siguientes capítulos se abordan los elementos específicos que están relacionados con el riesgo de ductos de transporte de hidrocarburos offshore y para lo cual se debe tener en cuenta las bases presentadas hasta aquí sobre el riesgo y sus características.

## 2.15 AMENAZAS

En el contexto de la operación de ductos de transporte de hidrocarburos offshore se define amenaza de acuerdo a lo establecido en DNV<sup>6</sup> como “Una indicación de un peligro inminente o daño al sistema, que puede tener una influencia adversa en la integridad del sistema”

Las amenazas son consideradas como la causa raíz de las fallas de los ductos offshore y sobre las cuales se debe ejercer control para evitar accidentes.

En el sector específico de la industria offshore ya se encuentran identificadas y agrupadas una gran cantidad de amenazas basado en las experiencias del sector. No obstante durante la aplicación del modelo de valoración de riesgos es importante que se identifiquen y evalúen amenazas específicas de acuerdo al contexto operativo y condiciones particulares de la instalación.

Para los efectos del presente trabajo, se ha considerado como base principal en el modelo las amenazas indicadas por DET NORSKE VERITAS en su estándar DNV-RP-F116, y en el anexo A se muestra el esquema de los distintos niveles amenazas consideradas. Las amenazas fueron clasificadas por niveles en razón a las siguientes ventajas:

- Simplificar el análisis.
- Hacer factible la aplicación de la metodología AHP.
- Facilitar el análisis comparativo entre la valoración actual y las estadísticas.
- Seleccionar planes de inspección y mitigación comunes.

---

<sup>6</sup> DET NORSKE VERITAS. Integrity Management of Submarine Pipeline Systems. DNV-RP-F116. Noruega. El Instituto. Octubre 2009.

- Seleccionar los especialistas del equipo de trabajo y establecer actores principales.
- Evaluar los efectos de la combinación de grupos de amenazas.
- Facilitar la comprensión del equipo de trabajo.

## 2.16 CONSECUENCIAS

Mulhbauer<sup>7</sup> para el contexto de la operación de ductos de transporte de hidrocarburos define como consecuencia a la “pérdida de algún tipo”. Las consecuencias en contraste con las amenazas son consideradas como los efectos indeseados cuya causa se encuentra en las amenazas. Las pérdidas pueden ser directas o indirectas.

De acuerdo a indicado en el standard DNV-RP-116<sup>8</sup>, “generalmente el público prefiere considerar eventos más creíbles, que han ocurrido previamente, sin embargo los eventos menos creíbles, cuando se dan a lugar, suelen tener las consecuencias más catastróficas”.

Las pérdidas directas generalmente consideradas son las siguientes:

- Daños a la propiedad o daños materiales (propia y la de terceros).
- Pérdida de producto.
- Interrupción del Servicio.
- Costos de limpieza, descontaminación y recuperación.
- Pérdida de la reputación e imagen.

---

<sup>7</sup> MULHBAUER Kent. Pipeline Risk Management Manual: Ideas, Techniques, and Resources. 2004.

<sup>8</sup> DET NORSKE VERITAS. Integrity Management of Submarine Pipeline Systems. DNV-RP-F116. Noruega. El Instituto. Octubre 2009.

- Daños a las personas sean partes del personal, contratistas, otros operadores o comunidades aledañas.
- Daños al medio ambiente.
- Incumplimiento de compromisos de entrega de producto a clientes.
- Pérdida del empleo.

Durante la valoración de consecuencias se debe tener muy en cuenta el entorno del negocio, por lo que se deben considerar aspectos relacionados con el público, el ambiente, el negocio y la imagen. En la tabla 1 se muestra un resumen de los aspectos a tener en cuenta.

Las pérdidas directas están generalmente asociadas a las personas, ambiente y negocio. Las consecuencias son de más fácil expresión en cantidades de dinero. Sin embargo, los daños a personas, entre ellas las fatalidades, incapacidad permanente y lesiones son obviamente un tipo de pérdida incuantificable. Por otra parte algunas pérdidas relacionadas con el medio ambiente son inconmensurables y en algunos casos los daños indirectos superan ampliamente los directos hasta el punto de que pueden afectar vidas y al ambiente en el futuro.

Tabla 1. Consideraciones sobre el entorno al momento de valorar las consecuencias.

Public safety	Population density and potential for human exposure, potential for ignition and fire, product toxicity
Environmental impact	Land use, product type, production flow rate, volume of release, topography, beach impact, high-consequence areas, and ultrasensitive areas
Business loss	Cost of repair, loss throughput, production loss, impact to remaining life of asset
Corporate reputation	Compilation of all consequence factors, extent of punitive actions by the regulatory agencies, and media exposure

**Fuente:** YONG, Bai y QIANG Bai. Subsea Pipeline Integrity and Risk Management. 2014. Página 314.

Las pérdidas indirectas pueden ser:

- Penalizaciones contractuales.
- Insatisfacción de clientes.
- Reacciones políticas.
- Pérdida de mercado.
- Gastos legales, multas e indemnizaciones de ley.

La estimación del valor en dinero de las consecuencias es el principal indicador de la inversión en las medidas para disminuir el riesgo.

Los planes de acción sobre las consecuencias permiten aminorar éstas disminuyendo sus efectos. Estos planes pueden ser de emergencia, contingencia y protección.

Existe la posibilidad de aplicar modelos específicos para simular las consecuencias. Si bien estos modelos generalmente resultan dispendiosos y en algunos casos imprecisos, la ventaja de su aplicación radica en que logrará tener un mejor entendimiento de las consecuencias por el equipo evaluador y facilitará además las acciones a tomar.

## **2.17 TIPOS DE CONSECUENCIAS**

En ductos offshore de transportes de hidrocarburos, se consideran los siguientes tipos de consecuencias:

- Sobre las Personas (seguridad industrial) y daños a terceros (transeúntes).
- Sobre el Ambiente (medio ambiente en general).

- Pérdidas Económicas.
- Insatisfacción de Clientes.
- Reputación (imagen).

Los daños a personas y ambiente son muy difíciles de cuantificar. En el caso de las personas tienen un infinito valor. En el caso del ambiente, los daños son más difíciles de cuantificar dependiendo de qué tan prolongado sea el plazo de afectación. Sin embargo sólo para el objeto de tener alguna medida del riesgo y tomar decisiones, durante la valoración de riesgo se optará por asignar un valor representativo a los daños a las personas y ambiente. En los numerales a continuación se describen los aspectos que atañen a cada uno de estos tipos de consecuencias.

**2.17.1 Consecuencias Sobre las Personas.** Estas consecuencias afectan a:

- Personal directo del operador del ducto así como sus contratistas y subcontratistas.
- Transeúntes alrededor del ducto bien sea operadores de otras empresas, viajeros en embarcaciones, pescadores, personas que ejecutan actividades marinas recreativas entre otros.

Cuando las fallas del ducto se dan dentro de la zona de seguridad cercana a la plataforma o estructura terminal, se considera que serán afectadas todas las personas que se encuentran en la plataforma o estructura. Fuera de la zona de seguridad se tendrán en cuenta las personas que se encuentran navegando o inmersos en los alrededores del ducto. La valoración cualitativa generalmente adoptada se basa en determinar:

- Si el incidente o accidente no involucra heridos (baja consecuencia) pero estuvieron expuestos o hubo pérdidas de tiempo destinados a la ejecución de las actividades.

- Si hubo heridos (mediana consecuencia)
- Si hubo una o más fatalidades (Alta consecuencia)

En la tabla 2 se muestra la escala de valoración cualitativa desde la “A” hasta la “E”, que para efectos del modelo propuesto A=1, B=2, C=3, D=4 y E=5.

Tabla 2. Valoración cualitativa de las consecuencias sobre la seguridad de las personas.

CoF	Identification	Description
A	Very low	No person(s) are injured.
B	Low	(not used)
C	Medium	Serious injury, one fatality (working accident)
D	High	(not used).
E	Very high	More than one fatality (gas cloud ignition)

CoF, consequence of failure.

**Fuente:** YONG, Bai y QIANG Bai. Subsea Pipeline Integrity and Risk Management. 2014. Página 349.

**2.17.2 Consecuencias sobre el ambiente.** Este tipo de consecuencias afectan a:

- La vida de los animales y flora circundante al ducto.
- El mar, lecho marino y suelo así como el tránsito por éstos y su explotación.

En estas consecuencias se incluyen las pérdidas económicas por los costos de limpieza, recuperación y saneamiento, así como las multas y costos legales, contractuales o reglamentarios asociados.

Estas consecuencias generalmente se valoran cualitativamente teniendo en cuenta el tiempo de duración del impacto sobre el ambiente. En la tabla 3 se muestra las escalas de valoración cualitativa de las consecuencias sobre el ambiente. Para los efectos del presente modelo A=1, B=2, C=3, D=4 y E=5.

Tabla 3. Valoración cualitativa de consecuencias al ambiente.

CoF factor	CoF Identification	Description
A	Very low	None or small impact on the environment; either no release of product or only insignificant release of low toxic or nonpolluting product
B	Low	Minor release of polluting or toxic product; released product will decompose or neutralize rapidly in seawater or air; recovery period <1 year
C	Medium	Minor release of polluting or toxic product or large release of low-polluting or toxic product; released product might take some time to disperse or neutralize or can easily be removed; recovery period <3 years
D	High	Large releases of polluting and toxic product; after some time, product will disperse, decompose; or neutralize, can also be removed; recovery period <10 years
E	Very high	Large releases of high-polluting and toxic product; cannot be removed and takes a long time to disperse or decompose; recovery period >10 years

Fuente: YONG, Bai y QIANG Bai. Subsea Pipeline Integrity and Risk Management. 2014. Página 350.

**2.17.3 Consecuencias de pérdidas económicas.** Este tipo de consecuencias se relacionan con:

- Las pérdidas de producción, por su paralización y/o pérdidas de productos lanzados al ambiente.
- Daños materiales directos o indirectos sobre el ductos y sus instalaciones asociadas. Entre estos se tienen los costos de reemplazo, reparación y afectación a otros activos.
- Gastos operativos y de mantenimiento durante la atención de las pérdidas.
- Sobrecostos para el cumplimiento de compromisos previamente adquiridos.
- Sobrecostos por deducibles de seguros y por el incremento de futuras primas por accidentalidad.

Este tipo de consecuencias son influidas principalmente por:

- Composición del fluido fugado.
- Configuración de la población y lugar de trabajo u acomodación del personal alrededor del ducto.
- Cotización del precio del producto.
- Perfil de producción al momento de la falla.
- Exacerbación de la falla una vez ocurrida.
- Condiciones ambientales existentes desde el momento de la fuga.
- Nivel de rompimiento de las diferentes barreras de protección y recuperación.
- Inmediatez de detección de la falla y de las medidas de mitigación.
- Nivel de aislamiento de la falla.
- Las posibilidades de ignición, conflagración y/o explosión.
- Nivel de respuesta de emergencia.

Estas consecuencias generalmente se valoran cualitativamente teniendo en cuenta la cantidad de pérdidas en dinero. En la tabla 4 se muestra las escalas de valoración cualitativa de las consecuencias económicas. Para los efectos del presente modelo A=1, B=2, C=3, D=4 y E=5.

Tabla 4. Valoración cualitativa de las consecuencias económicas.

CoF Factor	CoF Identification	Costs Relating to Production Loss Relative to Overall Field Production (%)	
A	Very low	<2	Minor flowlines
B	Low	2–5	Small flowlines
C	Medium	5–10	Medium flowlines
D	High	10–20	Important flowlines
E	Very high	≥20	Trunk lines

**Fuente:** YONG, Bai y QIANG Bai. Subsea Pipeline Integrity and Risk Management. 2014. Página 350.

**2.17.4 Consecuencias sobre los clientes.** Cuando se detiene la producción establecida de acuerdo a los requerimientos del cliente a causa de fallas en el ducto o requerimientos de mantenimiento, paradas no programadas, sabotaje, contingencias, condiciones operativas, entre otras causas, se ve comprometida la relación con el cliente y la continuidad del negocio. En este caso se trata de los compromisos con clientes externos donde la valoración cualitativa se podrá basar en los criterios indicados en la tabla 5.

Tabla 5. Calificación de incumplimiento en entrega de producción al cliente.

Valoración Qualitativa	Tiempo
A=1	menos de 1 día
B=2	1 a 7 días
C=3	8 a 90 días
D=4	90 a 365 días
E=5	más de 365 días

Fuente: Yong, Bai. Marine Structural Design. 2003. Página 522.

**2.17.5 Consecuencias sobre la reputación.** Las consecuencias sobre la reputación son las que afectan la imagen de la organización encargada del transporte de hidrocarburos a través del ducto. Pone en riesgo principalmente las oportunidades para futuros negocios e incluso produce problemas al interior de la organización. Las consecuencias sobre la reputación son tales que pueden llegar a afectar al negocio en su totalidad, esto es que sin importar el nombre de la organización que realiza el transporte de hidrocarburos por el ducto. El público en general puede considerar a cualquiera de las empresas operadoras o dueñas del negocio una amenaza para la comunidad.

Las consecuencias sobre la reputación son muy difíciles de evaluar, sin embargo existe varias escalas generalmente adoptadas para calificar los consecuencias a la reputación. En la tabla 6 se muestra una escala de valoración cualitativa establecida por DET NORSKE VERITAS en su estándar DNV-RP-F116, acompañada de consecuencias al personal, activos y ambiente que sirven de punto de comparación y que complementan el análisis de su valoración.

Tabla 6. Homologación de escalas valoración cualitativa de consecuencias a la seguridad, activos (económicas), ambiente y reputación.

Table 4-6 CoF Qualitative Ranking Scales				
<i>Rank</i>	<i>Safety</i>	<i>Assets</i>	<i>Environment</i>	<i>Reputation</i>
1/A	Insignificant	Insignificant	Insignificant	Insignificant
2/B	Slight/Minor Injury	Slight/Minor damage	Slight/Minor effect	Slight/Minor impact
3/C	Major injury	Local damage	Local effect	Considerable effect
4/D	Single fatality	Major damage	Major effect	Major national impact
5/E	Multiple fatalities	Extensive damage	Massive effect	Major international impact

**Fuente:** DET NORSKE VERITAS. Integrity Management of Submarine Pipeline Systems. DNV-RP-F116. Octubre 2009. Página 25.

**2.17.6 Consecuencias según tipo de productos transportados.** La peligrosidad y las consecuencias dependen mucho del producto transportado. En la tabla 7 se muestra el esquema elaborado por DET NORSKE VERITAS del nivel de peligrosidad según el producto que es transportado. Nuevamente las equivalencias numéricas para efectos de cálculo en el modelo propuesto son A=1, B=2, C=3, D=4 y E=5.

En la tabla de la tabla 8 se muestra la clasificación de consecuencias al ambiente de acuerdo al producto transportado y diámetro del ducto. Así para mejorar la clasificación de consecuencias al ambiente, se puede combinar los criterios indicados en la tabla 8 así como los de las tablas 2 a la 7 anteriores.

Tabla 7. Clasificación de consecuencias dependiendo del tipo de fluido transportado por el ducto.

<i>Category</i>	<i>Description</i>
A	Typical non-flammable water-based fluids.
B	Flammable and/or toxic fluids which are liquids at ambient temperature and atmospheric pressure conditions. Typical examples are oil and petroleum products. Methanol is an example of a flammable and toxic fluid.
C	Non-flammable fluids which are non-toxic gases at ambient temperature and atmospheric pressure conditions. Typical examples are nitrogen, carbon dioxide, argon and air.
D	Non-toxic, single-phase natural gas.
E	Flammable and/or toxic fluids which are gases at ambient temperature and atmospheric pressure conditions and which are conveyed as gases and/or liquids. Typical examples would be hydrogen, natural gas (not otherwise covered under category D), ethane, ethylene, liquefied petroleum gas (such as propane and butane), natural gas liquids, ammonia, and chlorine.

**Fuente:** DET NORSKE VERITAS. Submarine Pipeline Systems. DNV-RP-F101. Octubre 2013. Página 25.

Tabla 8. Clasificación de consecuencias al ambiente de acuerdo al producto transportado y diámetro del ducto.

<b>Product</b>	<b>Environment</b>			
	<i>D</i> < 8-in.	<i>D</i> > 8-in.	<i>D</i> > 16-in.	<i>D</i> > 32-in.
Pipe size				
Gas, well fluid	B	B	B	C
Gas, semi-processed	A	A	A	B
Gas, dry	A	A	A	B
Oil, well fluid	B	C	D	E
Oil, semi-processed	B	C	D	E
Oil, dry	B	C	D	E
Condensate, well fluid	B	B	C	D
Condensate, semi-processed	B	B	C	D
Condensate, dry	B	B	C	D
Treated seawater	A	A	A	A
Raw seawater	A	A	A	A
Product water	B	B	B	C

**Fuente:** YONG, Bai y QIANG Bai. Subsea Pipeline Integrity and Risk Management. 2014. Página 281.

De la misma manera, el estándar de DET NORSKE VERITAS, DNV-RP-F116 homologa los criterios de valoración de consecuencias dependiendo del producto

transportado, diámetro de ducto y tipo de sistema de acuerdo a lo indicado en la tabla 9.

Tabla 9. Homologación de escalas valoración cualitativa de consecuencias a la seguridad, activos (económicas) y ambiente dependiendo del diámetro del ducto, producto transportado y tipo de manejo del sistema del ducto.

Table 4-4 Product model (example)											
PRODUCT	SAFETY			ENVIRONMENT				ECONOMY			
	Manned	0 cc	Un-man	D ≤ 8"	D > 8"	D > 16"	D > 32"	D ≤ 8"	D > 8"	D > 16"	D > 32"
Gas, Well Fluid	E	D	B	B	B	B	C	B	C	D	E
Gas, Semi-Processed	E	C	A	A	A	A	B	B	C	D	E
Gas, Dry	E	C	A	A	A	A	B	B	C	D	E
Oil, Well Fluid	D	C	B	B	C	D	E	B	C	D	E
Oil, Semi-Processed	C	B	A	B	C	D	E	B	C	D	E
Oil, Dry	C	B	A	B	C	D	E	B	C	D	E
Condensate, Well Fluid	E	D	B	B	B	C	D	C	D	E	E
Condensate, Semi-Processed	E	C	A	B	B	C	D	C	D	E	E
Condensate, Dry	E	C	A	B	B	C	D	C	D	E	E
Treated Seawater	B	A	A	A	A	A	A	A	B	C	D
Raw Seawater	B	A	A	A	A	A	A	A	B	C	D
Produced Water	B	A	A	B	B	B	C	A	B	C	D

Fuente: DET NORSE VERITAS. Submarine Pipeline Systems. DNV-RP-F101. Octubre 2013. Página 24.

**2.17.7 Escalas de valoración de consecuencias.** Adicional a las escalas de valoración cualitativa establecidas, las consecuencias también pueden ser traducidas a su valor económico. Por ejemplo se puede establecer para un determinado cliente/operador que una consecuencia a la seguridad se considera insignificante si su costo es inferior a USD 10.000, o un impacto mayor a la reputación de escala internacional sucede cuando representa un costo estimado mayor a USD 10.000.000.

Los montos que se empleen como referencia para la valoración cualitativa de consecuencias dependerán de la operación particular, especialmente de sus niveles de producción, no queriendo decir que una muy alta capacidad de producción tendrá de manera proporcional mayor tolerancia a las pérdidas económicas, las cuales

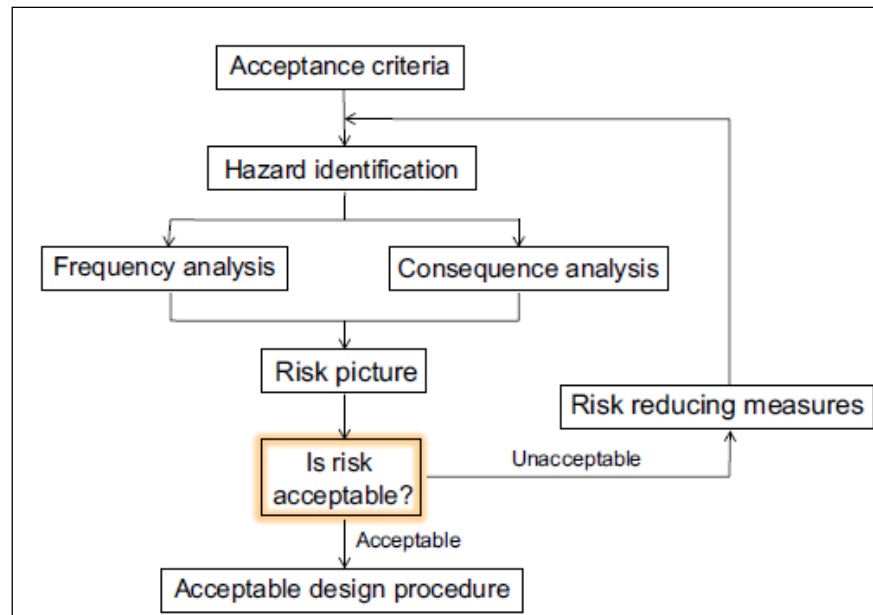
deben tener un límite acorde a las consecuencias sobre la seguridad a las personas, ambiente, compromisos con clientes y regulaciones gubernamentales.

## 2.18 CLASIFICACIÓN DE RIESGO TÍPICA

**2.18.1 Criterios generales.** De acuerdo a los niveles de tolerancia al riesgo de cada operador en particular, teniendo en cuenta las recomendaciones del equipo consultor y la experiencia adquirida en el tipo de instalación, se debe establecer la clasificación de riesgo. En la figura 6 se muestra un diagrama de los pasos mínimos recomendados a fin de evaluar la aceptabilidad del riesgo.

En la figura 7 se muestra un ejemplo clasificación de riesgo representada en forma de matriz. En las filas se muestra probabilidad de falla de las amenazas y en las columnas se muestra el nivel de valoración de las consecuencias.

Figura 6. Metodología para el análisis de riesgos.



Fuente: YONG, Bai y QIANG Bai. Subsea Pipeline Integrity and Risk Management. 2014. Página 347.

Figura 7. Ejemplo de matriz de clasificación de riesgo.

5	Very high	M	H	H	VH	VH
4	High	L	M	H	H	VH
3	Medium	L	L	M	H	H
2	Low	VL	L	L	M	H
1	Very low	VL	VL	L	L	M
POF / COF		A	B	C	D	E

Fuente: YONG, Bai y QIANG Bai. Subsea Pipeline Integrity and Risk Management. 2014. Página 226.

No obstante, Yong<sup>9</sup>, de acuerdo a su experiencia ofrece una clasificación de riesgo típica dependiendo del segmento evaluado. En la tabla 10 se muestra la calificación de las amenazas más importantes para cada segmento significativo del ducto donde se tienen valoraciones de riesgo desde M=Medio, H=Alto, VH= Muy alto, L= Bajo y VL= Muy Bajo. Esto sólo debe tomarse como referencia o ejemplo en el proceso de validación de la valoración de riesgos ya que la evaluación particular puede cambiar de facilidad en facilidad. De la misma manera, debe establecerse con el operador las implicaciones de los intervalos de inspección, mantenimiento y otras acciones de acuerdo al nivel de riesgo. En la tabla 11 se muestra un ejemplo de aplicación tomando en cuenta la probabilidad de falla causada por amenazas y el nivel de severidad de las consecuencias.

**2.18.2 Clasificación de riesgo típica desarrollada.** Al construir la matriz de riesgos, se determinó que la criticidad del valor de riesgo más que depender del valor numérico de probabilidad de fallas multiplicado por el valor numérico de consecuencias, depende de:

<sup>9</sup> YONG, Bai y QIANG Bai. Subsea Pipeline Integrity and Risk Management. Primera Edición. San Diego USA. Elsevier. 2014.

Tabla 10. Valoración típica de riesgo dependiendo del segmento significativo evaluado.

Segmentation, Risk	Cause	Safety	Environmental	Economy
Riser	Anchor	M	M	M
	Trawler	M	M	M
	Dropped object	M	M	M
	Wreck	M	M	M
	Internal	M	M	M
	External corrosion	VH	VH	VH
	Material defect	VH	VH	VH
Safety zone	Anchor	VH	VH	VH
	Trawler	M	M	M
	Dropped object	M	M	M
	Wreck	M	M	M
	Internal	H	H	H
	External	H	H	H
	Material defect	VH	VH	VH
Midline, no concrete coating	Anchor	M	M	M
	Trawler	H	H	H
	Dropped object	M	M	M
	Wreck	H	H	H
	Internal	H	H	H
	External	H	H	H
	Material defect	H	H	H
Midline, concrete coating	Anchor	M	M	M
	Trawler	M	M	M
	Dropped object	M	M	M
	Wreck	M	M	M
	Internal	H	H	H
	External	H	H	H
	Material defect	H	H	H

Fuente: YONG, Bai y QIANG Bai. Subsea Pipeline Integrity and Risk Management. 2014. Página 286.

Tabla 11. Ejemplo de definición de intervalos de inspección de acuerdo a la probabilidad y las consecuencias de falla.

PoF:	Inspection Intervals, Event-based (example)				
5	NO	4	2	1	1
4	NO	6	4	2	1
3	NO	10	6	4	2
2	NO	10	10	6	4
1	NO	NO	NO	NO	NO
CoF:	A	B	C	D	E

PoF, probability of failure; CoF, consequence of failure

Fuente: YONG, Bai y QIANG Bai. Subsea Pipeline Integrity and Risk Management. 2014. Página 232.

- a.** Que tan altas son las consecuencias. Se puede tener una muy baja probabilidad de falla, pero una muy alta consecuencia implica que con pequeños aumentos de la probabilidad de falla se incrementa apreciablemente el riesgo.
- b.** Que tan alta es la probabilidad de falla. Se puede tener muy bajas consecuencias pero con una muy alta probabilidad de falla, se hace inminente la misma. Con pequeños incrementos de las consecuencias, los riesgos se hacen aún mayores.
- c.** Si al mismo tiempo se tiene, alta o muy alta probabilidad de falla, y altas o muy altas consecuencias, el riesgo será alto o muy alto.

Por estas razones, las zonas de criticidad en la matriz de riesgo se construyeron a partir de la suma del valor de la probabilidad de falla y del valor de las consecuencias. La matriz obtenida así es la indicada en la figura 8. De esta manera, en la figura 9 se muestra la matriz de riesgo propuesta que contiene los valores obtenidos de multiplicar el valor asignado a la probabilidad de falla por el valor asignado a las consecuencias, en consistencia al cálculo del valor de riesgo. Las zonas de criticidad de esta última matriz han sido determinadas de acuerdo a lo explicado para la construcción de la figura 8, pero los valores de clasificación de riesgo deben corresponder a la medida de riesgo, es decir probabilidad multiplicada por consecuencias.

Los criterios bajo los cuales se ha establecido la matriz de clasificación de riesgo típica fueron los siguientes:

- Valoraciones en experiencias previas del personal en ductos offshore.
- Valoraciones desarrolladas por empresas para ductos onshore.
- Ejemplos de distribución recomendada en estándares.
- Criterio especial para determinar la criticidad del valor del riesgo tal como el explicado anteriormente.

Figura 8. Matriz auxiliar para establecer las zonas de criticidad de riesgo.

Matriz de Determinación de Zonas de Criticidad de Riesgo (Suma Valor Probabilidad y Consecuencias)				VALORACIÓN CUALITATIVA CONSECUENCIAS				
				Muy Bajas	Bajas	Medias	Altas	Muy Altas
				A	B	C	D	E
				1	2	3	4	5
VALORACIÓN CUALITATIVA PROBABILIDAD DE FALLA	Muy Alta	E	5	6	7	8	9	10
	Alta	D	4	5	6	7	8	9
	Media	C	3	4	5	6	7	8
	Baja	B	2	3	4	5	6	7
	Muy Baja	A	1	2	3	4	5	6
Criticidad del Riesgo				Muy Bajo	Bajo	Medio	Alto	Muy Alto

Figura 9: Matriz con clasificación típica de riesgo.

Matriz de Riesgo ( Probabilidad x Consecuencias)				VALORACIÓN CUALITATIVA CONSECUENCIAS				
				Muy Bajas	Bajas	Medias	Altas	Muy Altas
				A	B	C	D	E
				1	2	3	4	5
VALORACIÓN CUALITATIVA PROBABILIDAD DE FALLA	Muy Alta	E	5	5	10	15	20	25
	Alta	D	4	4	8	12	16	20
	Media	C	3	3	6	9	12	15
	Baja	B	2	2	4	6	8	10
	Muy Baja	A	1	1	2	3	4	5
Criticidad del Riesgo				Muy Bajo	Bajo	Medio	Alto	Muy Alto

Para realizar la clasificación de riesgo en la aplicación del modelo para futuros clientes se recomienda:

- Hacer talleres aplicando técnica nominal de grupo a fin de evaluar por separado los niveles de tolerancia al riesgo de cada uno de los involucrados que son actores claves.
- Tomar como referencia clasificaciones de riesgos anteriores o para facilidades cercanas o similares.
- Tener en consideración los ejemplos mostrados en estándares de referencia, manuales corporativos y fuentes bibliográficas.
- Tener en cuenta los requerimientos legales gubernamentales y normativos de la organización.

### **3. APLICACIÓN DE METODOLOGÍA AHP AL MODELO DE VALORACIÓN DE RIESGOS**

#### **3.1. PROCESO DE VALORACIÓN DE RIESGOS**

El modelo de valoración de riesgos planteado, es un modelo típico y homogéneo el cual combina aspectos de evaluación tanto prescriptivos como determinísticos. Como la importancia o peso de cada una de las amenazas y consecuencias es difícil de calcular antes de la falla, se debe hacer una determinación de las mismas basadas en la experiencia y juicio experto, y los pesos deben ser ajustados de forma particular para cada ducto y/o segmento específico en el momento de la evaluación con el objeto de tener una valoración de riesgo adecuada.

El proceso para dar un peso aproximado a cada tipo de amenaza y valoración de consecuencias se basa generalmente en el juicio experto aplicado en talleres de valoración en el que participan especialistas en varias disciplinas y conocedores de la instalación a evaluar. Los especialistas debaten sobre la importancia de las amenazas y consecuencias, así como la probabilidad de falla durante la evaluación del riesgo, teniendo en cuenta lo recomendado en estándares industriales, manuales del cliente/operador, fuentes bibliográficas, entre otras fuentes de información. Además del juicio experto, es posible que ya se tengan previamente medidas tasas de falla de uno o varios tipos de amenazas, las cuales pueden valorarse en su equivalente cualitativo tal como se muestra en la tabla 16 del numeral 3.3, lo cual enriquece la valoración cualitativa de todas las amenazas y eleva el nivel de exactitud de toda la valoración.

El modelo típico presentado ha sido sometido previamente a la evaluación de varios especialistas de Tecna ICE el cual facilitará las nuevas evaluaciones de riesgo y servirá además de punto de comparación.

A medida que se vayan realizando nuevas evaluaciones, las anteriores serán de gran utilidad para la comparación de resultados enriqueciendo el modelo y conocimiento del equipo de especialistas y clientes.

Ante todo se deberá tener en cuenta cuáles son los distintos niveles de amenazas que afectan el valor del riesgo en el segmento del ducto evaluado, para las cuales se ha construido el modelo típico que servirá de guía. Se deberá pensar además en qué otros factores o elementos particulares afectan la integridad del ducto que está siendo evaluado, basado en las experiencias y reportes de fallas tanto históricos como los más recientes incluyendo la de otros ductos a cargo de la operación, otros operadores cercanos, de la región e incluso los eventos de alto impacto a nivel internacional. También se deberán establecer quiénes son los participantes asociados con la identificación de los problemas y valoración de los riesgos así como los afectados y demás partes involucradas con la integridad del ducto.

### **3.2. PROCESO ANALÍTICO DE JERARQUÍAS APLICADO A LA VALORACIÓN DE RIESGOS**

Como se observa en la figura 11 en el numeral 3.4.1 siguiente, las estadísticas de incidentes en el Golfo de Méjico y Mar del Norte muestran grandes diferencias en la distribución de amenazas. Por ello, para la región en la que se desea establecer un modelo típico, es necesario hacer los ajustes en los pesos porcentuales en los diferentes niveles de amenazas, parámetros de evaluación y consecuencias, empleando el juicio experto de especialistas que conocen las condiciones generales de este tipo de instalaciones, y para lo cual se planteó como punto de partida la metodología “Proceso Analítico de Jerarquización” (*The Analytic Hierarchy Process*) o AHP.

Thomas Saaty es un inventor, arquitecto y académico y junto a varios colaboradores desarrolló la metodología AHP en los años 70 y ha trabajado en proyectos para la toma de decisiones del gobierno de los Estados Unidos de América, el Pentágono, la Oficina de Investigación Naval, además de desempeñarse como académico en la Universidad de Pensilvania y en otras instituciones. Saaty y colaboradores ha aplicado la metodología directamente en toma de decisiones de defensa, de asignación de recursos, políticas y de carácter urbano, lo que ha hecho a la metodología AHP de gran aplicación en el campo de la toma de decisiones haciendo más precisa la valoración de parámetros intangibles.

La metodología AHP consiste en un proceso de análisis de la posición jerárquica de factores, elementos o variables para determinar sus niveles de importancia así como para evaluar alternativas durante la toma de decisiones. Para el presente trabajo se empleó la metodología AHP para estimar la importancia tanto los distintos niveles de amenazas, parámetros de evaluación y consecuencias a la integridad de ductos de transporte de hidrocarburos submarinos.

Así el peso porcentual asignado a cada nivel de amenaza, parámetros de evaluación y grupo de consecuencias son equivalentes a los elementos de decisión valorados en la metodología AHP. En la medida que se considere práctico y válido por el cliente/operador particular se puede extender la metodología AHP a la valoración de planes de acción y otros elementos que intervienen en la reducción y mitigación del riesgo.

La metodología AHP busca principalmente dar valoración matemática a lo que resulta intangible. Es una evaluación (arriba-abajo) que va desde el más alto nivel (problema, solución, objetivo, etc.) hasta los elementos que la componen. En el caso de los riesgos, éstos son totalmente intangibles y su percepción cambia dependiendo del rol del evaluador siendo natural encontrar que un alto riesgo para una persona quizás no lo sea para otra. Incluso de persona a persona en

determinado momento, puede cambiar radicalmente su percepción del riesgo dependiendo de las experiencias recién observadas o analizadas. Sin embargo mediante el consenso y juicio experto será posible establecer una valoración adecuada de las amenazas, consecuencias y riesgos resultantes. Por otra parte hay que tener en cuenta que las percepciones y opiniones de las personas a pesar de ser sumamente intangibles, se debe reconocer que el cerebro humano posee una gran cantidad de recursos para dar fundamento a sus valoraciones. El método en sí valida matemáticamente lo que en general se percibe mentalmente, salvo los casos en los que ya se tiene valores cuantificables de partida que han sido validados y dónde no hay lugar a mayor discusión.

La metodología AHP <sup>10</sup> se basa en principios de racionalidad que son:

- Enfoque en la meta que resuelve el problema. En el presente proyecto el problema es evaluar y valorar adecuadamente los riesgos y en particular determina el peso relativo de tanto de los distintos tipos y niveles amenazas, como de consecuencias.
- Conocer bien el problema y conocer los aspectos que influyen en éste. Para ello se analizó diversas fuentes de información sobre las amenazas y consecuencias que intervienen en la valoración de riesgos en ductos de transporte de hidrocarburos offshore y se cuenta con la experiencia acumulada de más de 10 años de Tecna ICE en la gestión de integridad.
- Tener experiencia propia y conocer la experiencia de otros. Para ello se estructuraron los talleres con los especialistas en la compañía y se analizó la información estadística proveniente de distintas fuentes.
- Evaluar las distintas opiniones y lograr una evaluación sopesando criterios. Para ello se realizaron los talleres indicados en el **anexo G** y los cuales se deben formar parte para cada valoración de riesgos que se realice en el futuro para cada

---

<sup>10</sup> SAATY, Thomas. Decision making with the analytic hierarchy process. University of Pittsburgh. Katz Graduate School of Business. Pittsburgh, PA 15260, USA. 2008.

instalación específica. También se realizaron consultas aisladas con especialistas para ajustar detalles en el modelo.

En el método AHP se realiza primeramente una comparación entre pares, término muy conocido en inglés como “**pairwise comparison**”, que consiste en la comparación entre varios factores que afectan un sistema, proceso o una decisión. La comparación se realiza estableciendo previamente una escala numérica a la calificación dada, la cual se muestra en la tabla 12.

Tabla 12. Escala de calificación asignada en la comparación entre factores.

<i>Intensity of Importance</i>	<i>Definition</i>	<i>Explanation</i>
1	Equal Importance	Two activities contribute equally to the objective
2	Weak or slight	
3	Moderate importance	Experience and judgement slightly favour one activity over another
4	Moderate plus	
5	Strong importance	Experience and judgement strongly favour one activity over another
6	Strong plus	
7	Very strong or demonstrated importance	An activity is favoured very strongly over another; its dominance demonstrated in practice
8	Very, very strong	
9	Extreme importance	The evidence favouring one activity over another is of the highest possible order of affirmation
Reciprocals of above	If activity $i$ has one of the above non-zero numbers assigned to it when compared with activity $j$ , then $j$ has the reciprocal value when compared with $i$	A reasonable assumption
1.1–1.9	If the activities are very close	May be difficult to assign the best value but when compared with other contrasting activities the size of the small numbers would not be too noticeable, yet they can still indicate the relative importance of the activities.

**Fuente:** SAATY, Thomas. Decision Making with the Analytic Hierarchy Process. University of Pittsburgh. Katz Graduate School of Business. Pittsburgh, PA 15260, USA. 2008. Página 86.

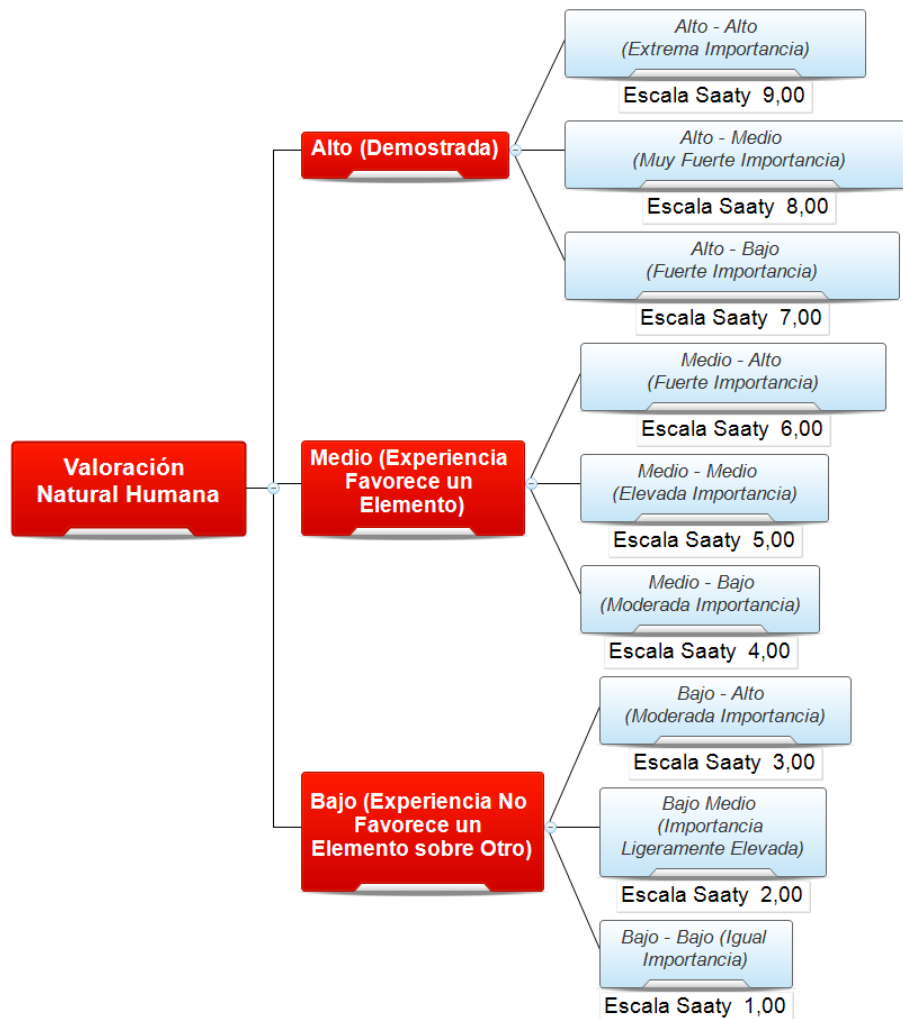
Es importante que exista homogeneidad entre los elementos a comparar, esto es, por ejemplo como se indica en la tabla 13, asegurar que se comparan amenazas con amenazas. No podríamos comparar la amenaza de corrosión con consecuencias de la corrosión ya que estos dos elementos intervienen en diferentes escenarios del análisis de riesgos. Por otra parte los factores a evaluar deben afectar al problema evaluado en el mismo sentido, bien sea positivo o negativo. Por ejemplo no se puede comparar el nivel de afectación de la amenaza de corrosión con respecto a las amenazas estructurales y luego comparar los niveles de beneficio la protección catódica con respecto a la amenaza de interferencia de terceros.

La escala de 1-9 recomendada por Saaty y colaboradores obedece a que el ser humano generalmente tiene tres niveles de calificación, estas son bajo, medio y alto. Si a su vez, se construye subniveles de calificación para cada uno de estos niveles entonces se tiene por ejemplo para la escala baja; bajo-bajo, bajo medio y bajo alto, y así sucesivamente para los niveles medio y alto. De esta manera se obtiene  $3 \times 3 = 9$  niveles de evaluación. Si se intenta usar más niveles de evaluación, se presentarán más inconsistencias debido a que nuestra mente maneja una cantidad baja de elementos a la vez. En la figura 10 se muestra un mapa mental descriptivo del mecanismo de evaluación que propone la metodología AHP.

Tomando como ejemplo el modelo de valoración desarrollado, se construye una matriz de comparación entre pares como la mostrada en la tabla 13. En esta comparación por ejemplo, se determinó que la amenaza de corrosión tiene un valor de (6) que de acuerdo a la escala de la tabla 12 se valora como un poco más de fuerte importancia frente a la amenaza por problemas de diseño, fabricación y construcción (DFI). Esta misma amenaza por corrosión se le otorgó el valor de dos (2) comparada con interferencia por terceros, siendo ligeramente más importante. Así sucesivamente se realiza una evaluación para el resto de las amenazas de la primera fila. Por otra parte, al evaluar la cuarta fila que corresponde a amenazas de la naturaleza, se asignó un valor de cuatro (4) de esta amenaza respecto a las

amenazas estructurales, lo que quiere decir que las amenazas estructurales tienen un valor de un cuarto ( $1/4$ ), siendo así las amenazas de la naturaleza valoradas entre moderadas a algo más importantes que las amenazas estructurales.

Figura 10. Valoración natural humana y la escala de Saaty.



Luego el resto de los datos de la matriz de valoración se obtiene automáticamente mediante el inverso de la relación ya dada. Por ejemplo si se ha evaluado que la corrosión tiene un valor de 4 con respecto a las amenazas de la naturaleza entonces las amenazas de la naturaleza tiene un valor de  $1/4$  con respecto a la

amenaza de corrosión. Para el caso de la comparación de la amenaza con esta misma, se debe otorgar obviamente el valor de 1. Debe tenerse en cuenta también que para aquellas amenazas que se estiman de igual importancia se debe asignar el valor de uno (1), de acuerdo a la escala recomendada por Saaty de la tabla 12.

Tabla 13. Comparación entre pares en la aplicación de la metodología AHP para amenazas.

<b>VALORACIÓN AMENAZAS</b>	Corrosión	DFI	Terceros	Estructurales	Naturaleza	Operaciones Incorrectas
Corrosión	1	6	2	4	3	8
DFI	1/6	1	1/4	1	1/5	1/3
Terceros	1/2	4	1	3	2	4
Estructurales	1/4	1	1/3	1	1/4	1
Naturaleza	1/3	5	1/2	4	1	3
Operaciones Incorrectas	1/8	3	1/4	1	1/3	1

La metodología AHP permite cierto nivel de inconsistencia la cual puede ser mejorada por el equipo evaluador en la medida que sea necesario. Por ejemplo, el nivel de inconsistencia de la matriz de la tabla 14 es 4,52%, el equipo evaluador puede revisar la evaluación para recudir más la inconsistencia si desea. Si se quiere mejorar el nivel de consistencia en ciertos parámetros en particular, se puede reevaluar nuevamente la matriz o emplear herramientas computacionales como la mostrada en la bibliografía [GOEPEL, Klauss, página 99], con las que es posible detectar dónde se presentan las mayores inconsistencias de la matriz. La inconsistencia puede medirse tanto de forma general (entre todos los elementos) como para cada una de los factores evaluados (cada amenaza particular en el ejemplo trabajado). De hecho aunque parezca paradójico, se presume de una mejor evaluación cuando se tiene cierto nivel de inconsistencia, pudiéndose desconfiar en una matriz muy o perfectamente consistente que fuera obtenida de valores pre calculados caprichosa o forzosamente. Se considera generalmente que un nivel de inconsistencia menor al 10% otorga validez a la evaluación. Para el ejemplo de la

tabla 13, el nivel de inconsistencia obtenido es **4,52%**, el cual se consideró adecuado.

Adicionalmente, la evaluación realizada en el modelo de valoración de riesgos, contempla la combinación de distintas formas de medición en la evaluación. Al asignar puntuación de acuerdo a la escala establecida de 1 a 9, se está midiendo de manera absoluta. Por ejemplo cuando se realizó las operaciones matriciales para determinar los pesos de cada grupo de amenazas y subgrupos, se están haciendo mediciones de forma relativa. Finalmente se logra calcular la inconsistencia de la matriz de evaluación, que pasa a ser una medición del nivel de error, útil observar para establecer si hay oportunidades de disminuir la inconsistencia de la matriz de valoración si el equipo de trabajo la considera muy alta, u observar si se está forzando la evaluación como explicado anteriormente cuando se tiene una inconsistencia muy baja.

Luego de la valoración de acuerdo a las escalas recomendadas por Saaty en la tabla 12, se puede normalizar la matriz para tener una primera aproximación de los pesos porcentuales de los factores evaluados. La normalización consiste en tomar el valor asignado a cada elemento y dividirlo por la suma de la columna. Así, para el ejemplo mostrado, la matriz normalizada es la indicada en la tabla 14. En este proceso matemático de normalización de la matriz se comprueba que la suma de sus columnas sea exactamente la unidad (1,0000) y se obtiene el promedio de cada fila. El promedio de cada fila es el peso porcentual (%) que tiene el factor evaluado. Luego de la construcción de la tabla de la tabla 14, se procede a evaluar la matriz generada, a fin de hallar los pesos de cada amenaza y el nivel de inconsistencia de la matriz. Para el ejemplo mostrado los pesos de cada una de las amenazas son los indicados en la tabla 15.

Tabla 14. Normalización de la matriz de comparación entre pares en la aplicación de la metodología AHP para amenazas.

<b>VALORACIÓN AMENAZAS</b>	Corrosión	DFI	Terceros	Estructurales	Naturaleza	Operaciones Incorrectas
Corrosión	0,4211	0,3000	0,4615	0,2857	0,4423	0,4615
DFI	0,0702	0,0500	0,0577	0,0714	0,0295	0,0192
Terceros	0,2105	0,2000	0,2308	0,2143	0,2948	0,2308
Estructurales	0,1053	0,0500	0,0769	0,0714	0,0369	0,0577
Naturaleza	0,1404	0,2500	0,1154	0,2857	0,1474	0,1731
Operaciones Incorrectas	0,0526	0,1500	0,0577	0,0714	0,0491	0,0577
<b>Totales</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>

Tabla 15. Cálculo de pesos amenazas a partir de la matriz normalizada de comparación entre pares en la aplicación de la metodología AHP para amenazas.

<b>VALORACIÓN AMENAZAS</b>	Corrosión	DFI	Terceros	Estructurales	Naturaleza	Operaciones Incorrectas	Promedios Filas = Peso	Peso (%)
Corrosión	0,4211	0,3000	0,4615	0,2857	0,4423	0,4615	0,3954	39,5351
DFI	0,0702	0,0500	0,0577	0,0714	0,0295	0,0192	0,0497	4,9669
Terceros	0,2105	0,2000	0,2308	0,2143	0,2948	0,2308	0,2302	23,0198
Estructurales	0,1053	0,0500	0,0769	0,0714	0,0369	0,0577	0,0664	6,6360
Naturaleza	0,1404	0,2500	0,1154	0,2857	0,1474	0,1731	0,1853	18,5324
Operaciones Incorrectas	0,0526	0,1500	0,0577	0,0714	0,0491	0,0577	0,0731	7,3097
<b>Totales</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>100,0000</b>

De acuerdo al marco teórico desarrollado por Saaty para la aplicación de la metodología AHP, encontró que de todos los métodos para medir los pesos porcentuales entre factores evaluados, el método de potenciación de matriz es el más exacto. En este método se elevan al cuadrado sucesivamente los valores de la matriz, lo que contribuye a combinar todos los caminos de comparación entre todos los pares de factores evaluados, para luego calcular los pesos en la matriz mediante su normalización en cada una de las elevaciones o potenciaciones. Estas operaciones de potenciación de la matriz se hacen hasta que es posible comprobar que no se tengan más cambios en el valor de los pesos, o dicho de otra manera

hasta que la diferencia entre resultados de pesos del factor con mayores desviaciones sea nula, luego de potencias de la matriz sucesivas. Este tipo de cálculo puede ser asistido por computadora por programas como el mostrado en bibliografía [49]. Sin embargo como todo método, la medición de pesos a partir de la potenciación de la matriz tiene los siguientes inconvenientes:

**a.** Se asume que la comparación relativa entre factores tiene muy baja inconsistencia. Si la inconsistencia llegara a tener niveles inaceptables, la potenciación de la matriz arrastrará errores que se transmitirán a los pesos valorados de todos los factores.

**b.** No permite ajustar los pesos de los factores de manera independiente y siempre se estará sujeto a los errores que se generen por comparación.

**c.** Siempre se mantiene el ranking entre factores a medida que se potencia la matriz de evaluación. Esto implica que si el equipo evaluador determina que la valoración es inadecuada en razón a los niveles obtenidos en la importancia entre factores, se deberá hacer los ajustes desde el inicio de la comparación entre pares. Por ejemplo si en la tabla 15 no se considerara más relevante las amenazas de corrosión con respecto a las amenazas de la naturaleza, es recomendable hacer la evaluación desde un principio nuevamente ya que ajustando la inconsistencia, el dominio de las amenazas de corrosión sobre las de la naturaleza no cambiará.

Es por esto que resulta de vital importancia apoyarse en el juicio experto, la información estadística y fuentes de información de la valoración que sirva de comparación y validación de la metodología AHP.

### **3.3. APLICACIÓN DEL MÉTODO AHP AL MODELO**

A fin de construir el modelo típico para ductos de transporte de hidrocarburos offshore que operan y operarán en la costa colombiana, se aplicó el método AHP descrito anteriormente mediante dos (2) talleres llevados a cabo entre especialistas

de Tecna ICE S.A, más una serie de consultas aisladas con estos especialistas. Los talleres y desarrollo del presente trabajo dieron como resultado la asignación de los pesos típicos de importancia de los distintos niveles de amenazas y consecuencias que determinan la valoración de riesgo y que se muestran parcialmente en el anexo B. Con esto ya se cuenta con una asignación de pesos porcentuales que sirve de punto de partida y de comparación para los posteriores proyectos de evaluación y valoración de riesgos. En este anexo B se muestra la configuración y pesos valorados en el modelo típico obtenido (ver columnas de pesos). En el anexo G se muestran las actas de los talleres desarrollados con los puntos tratados.

Durante la ejecución de los talleres se encontró que cuando se hace la comparación entre ocho (8) o más elementos en los distintos niveles de amenazas, es muy difícil para los evaluadores precisar las valoraciones comparativas entre pares de factores, tomando más tiempo y requiriendo muchos ajustes para obtener una consistencia suficiente y resultados confiables. Por ejemplo, cuando se hace la comparación entre pares entre ocho (8) elementos, se deben hacer un total de veintiocho (28) comparaciones, lo cual es difícil de trabajar en talleres integrados de dos (2) o más personas, y además la distinción entre valoraciones comparativas de unos y otros factores en gran cantidad se hace confusa. Para evitar estos inconvenientes y tener una mayor exactitud en la evaluación, en acuerdo con el equipo de especialistas se crearon diferentes niveles de clasificación de amenazas donde se llegó a un máximo de siete (7) elementos en cada nivel de evaluación (máximo de 21 comparaciones), aplicando la metodología sobre un mínimo requerido de tres (3) elementos a evaluar. En el caso de valoración de consecuencias el máximo nivel de elementos está restringido a cinco (5) que son las consecuencias sobre la seguridad de las personas, el ambiente, el cliente, los activos (económicas) y la reputación (imagen). En el anexo A se muestra un resumen de la estructura de clasificación de amenazas, en el anexo B la configuración del modelo y en el anexo E, la valoración de consecuencias que se

obtuvo en la aplicación de la de los criterios explicados, basados en la metodología AHP.

Desde el punto de vista de aplicación del modelo para el cliente/operador, si las condiciones particulares del entorno en el que opera u operará el futuro cliente son atípicas, durante los talleres de valoración se podrán hacer los ajustes a los pesos porcentuales de las variables en el modelo de acuerdo a la realidad a ser valorada conjuntamente con el cliente y equipo de especialistas. Será indispensable que cada vez que se realice la evaluación de peso porcentual de grupos de amenazas, subgrupos y demás parámetros de evaluación, se verifique que el nivel de inconsistencia de la matriz de evaluación AHP, buscando en lo posible sea menor al 10%. En los casos en los que el nivel de inconsistencia sea superior al 10%, el equipo de trabajo deberá decidir y argumentar las razones para mantener un nivel superior de inconsistencia, teniendo en cuenta que a medida que aumenta el nivel de inconsistencia, disminuye la validez del modelo a ser aplicado.

A pesar de que la metodología se apoya en recursos matemáticos para estimar las proporciones de los factores, elementos o variables evaluadas, quedan aún sujetas a la subjetividad de los evaluadores ya que estos pueden tener un concepto equivocado en las escalas de importancia asignadas. Sin embargo según lo recomendado por Saaty en su metodología, si en una instalación específica ha sido cuantificada con gran certeza la relación de importancia entre dos o más grupos de amenazas, esto en conjunto con la aplicación de la metodología AHP permitirá aumentar la exactitud de los pesos asignados a todo el grupo de amenazas evaluado. Por ejemplo, un cliente/operador puede tener previamente medida la relación entre las tasas de fallas por corrosión interna, externa y erosión, relación que va directa a la matriz de valoración en la metodología AHP.

Tabla 16. Equivalencia entre frecuencias de fallas cuantificables y cualitativas.

<b>Table 4-3 Example of PoF description</b>		
<i>Rank or Category</i>	<i>Failure probability <sup>1)</sup></i>	
	<i>Quantitative</i>	<i>Qualitative term</i>
5	$> 10^{-2}$	Very High Significant Failure expected Frequent Failure has occurred several times a year in location
4	$10^{-3}$ to $10^{-2}$	High Failure is likely Failure has occurred several times a year in operating company
3	$10^{-4}$ to $10^{-3}$	Medium Normal Rare Failure has occurred in operating company
2	$10^{-5}$ to $10^{-4}$	Low Remote Failure has occurred in the industry
1	$< 10^{-5}$	Very Low Negligible Insignificant Unrealistic Failure has not occurred in industry
1) The quantitative values are normally related to $PoF_{technical}$ whereas the qualitative values represent qualified engineering judgement that will more or less represent $PoF_{total}$		

**Fuente:** DET NORSKE VERITAS. Submarine Pipeline Systems. DNV-RP-F101. Octubre 2013. Página 23.

Por otra parte, si además del juicio experto, aplicando la metodología AHP se cuenta con tasas de fallas para ciertas amenazas, pueden valorarse en el modelo con su equivalente cualitativo tal como se muestra en la tabla 16.

En el futuro, el equipo evaluador puede además decidir qué partes del modelo requieren ajuste y seleccionar las partes que sí ameritan ser evaluadas a fin de no tener parámetros de evaluación que puedan causar distorsiones sobre la valoración de riesgos. Por ejemplo, si hay seguridad de que no hay actividad de pesca alguna en la zona de instalación del ducto, el cliente/operador puede determinar con el equipo de especialistas no aplicar la evaluación de los factores relacionados con pesca. Del mismo modo se debe prestar gran atención a las amenazas específicas

no incluidas en el modelo que pueden ser requeridas evaluar por el cliente/operador particular.

### **3.4. VALIDACIÓN CON INFORMACIÓN ESTADÍSTICA**

A fin de poder validar los pesos asignados durante la aplicación de la metodología AHP, además del juicio experto y los modelos de valoración típicos y otros similares previamente elaborados, se podrá comparar los resultados con la información estadística representativa existente de casos similares al que se encuentre en evaluación.

A continuación se muestran las fuentes de información estadística más relevantes para valoración de riesgos de ductos de transporte de hidrocarburos tanto offshore como onshore que se analizó y se tomó como base para el presente trabajo.

**3.4.1. Estadística Ductos Offshore.** Para los ductos de transporte de hidrocarburos offshore, Det Norske Veritas en su estándar DNV-RP-F116 ha extraído de las siguientes fuentes, la estadística de incidentes que ha sido clasificada por grupo de amenazas:

**a. PARLOC 2001:** “The update of loss of containment data for offshore pipelines”, 5th edition, Mott MacDonald Ltd (2003):

Esta estadística corresponde a ductos de transporte de hidrocarburos en el mar del norte en Europa y comprende información de 24.837 Km de ductos tanto flexibles como de acero y un total de experiencia operativa de 328.858 Kilómetros-años. En este estudio se concluyó que los principales factores que contribuyen a la pérdida de contención del ducto son:

- Causa del incidente.

- Localización del ducto (en riser/splash, zona de seguridad, zona intermedia, aproximación costa).
- Diámetro del ducto.
- Largo del ducto.

Se determinó mediante el análisis de la información estadística que las causas de los incidentes y la localización del ducto son los dos factores de mayor influencia en las fallas mientras que la significancia de los demás factores dependen de estos dos primeros.

**b. DNV Technical Report: “A Guideline Framework for the Integrity Assessment of Offshore Pipelines”.** Report no. 448811520, Revision No. 2, dated 20th December 2006. Det Norske Veritas:

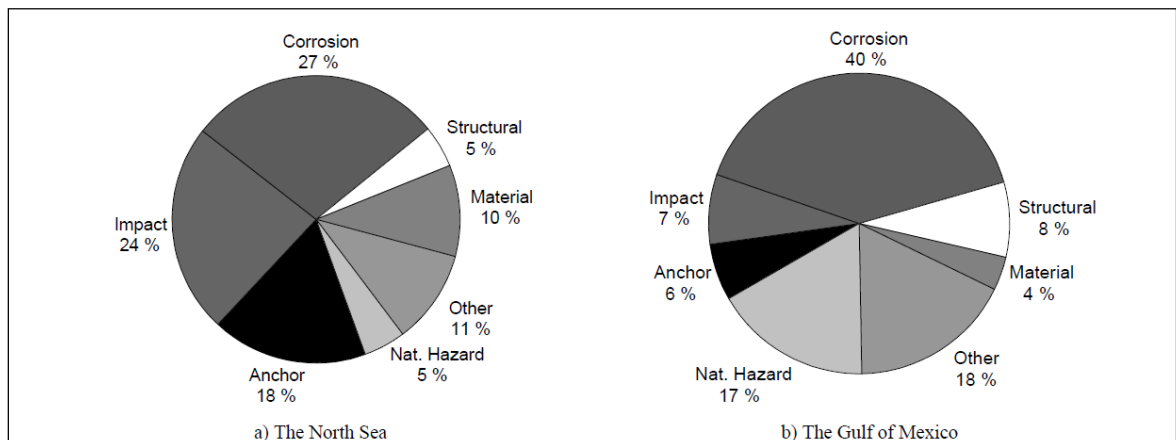
Este reporte contiene la estadística de incidentes para ductos de transporte de hidrocarburos en el Golfo de Méjico que comprende información de 40 años de experiencia anterior a su emisión del 2006. En este reporte tuvo un enfoque de análisis de información diferente al PARLOC y se determinó principalmente que:

- Sólo el 5% de los ductos del Golfo de Méjico poseen capacidad y facilidades para la inspección con herramienta interna (ILI).
- La primera causa de daños es la corrosión (40%) y el número de las fugas que se atribuyeron por corrosión interna es cuatro (4) veces las que se atribuyeron por corrosión externa.

En la figura 11 se muestra la distribución de incidentes por grupo de amenazas tanto para ductos de transporte de hidrocarburos en el Mar del Norte (a) como para ductos en el Golfo de Méjico (b). Esta distribución no comprende los incidentes en uniones de accesorios de ductos ya que a pesar de que se ha podido contabilizar los incidentes, no ha sido posible contabilizar la población de accesorios durante la elaboración de estas estadísticas. Sin embargo sólo el 7% de los incidentes corresponden a uniones y el 93% restante a los ductos en sí. Esta estadística

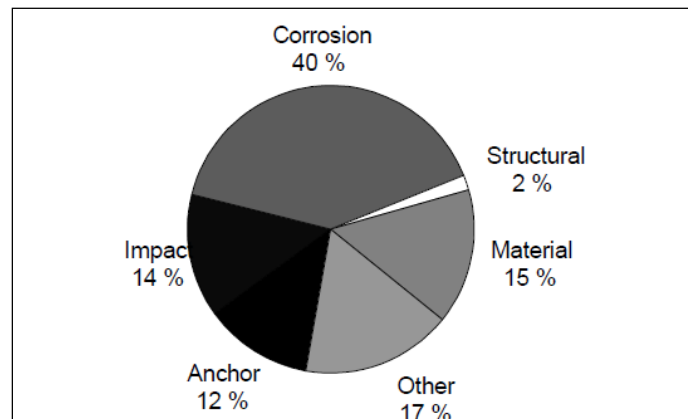
contempla los incidentes que han amenazado la integridad del ducto, entre estos los que han producido la fuga o paralización de la operación.

Figura 11. Distribución de incidentes en ductos de transporte offshore en el Mar del Norte (a) y Golfo de Méjico (b).



**Fuente:** DET NORSKE VERITAS. Integrity Management of Submarine Pipeline Systems. DNV-RP-F116. Figura A-3, página 37.

Figura 12. Distribución de incidentes en los que se ha producido fugas por grupo de amenazas.



**Fuente:** DET NORSKE VERITAS. Integrity Management of Submarine Pipeline Systems. DNV-RP-F116. Octubre 2009. Página 36.

En la figura 12, de acuerdo al resumen estadístico indicado en DNV-RP-F116, se muestra la distribución de incidentes en ductos de transporte de hidrocarburos que

han producido fuga en el mar del norte, estando igualmente excluidas las fugas producidas en uniones de accesorios del ducto por no tenerse conteo de la cantidad total de accesorios. Por otra parte, no se cuenta con información estadística sobre incidentes en los que se produjeron fugas para el Golfo de Méjico.

Es de notar que en ninguno de los reportes estadísticos pudo ser medido los efectos de la existencia o la efectividad de los sistemas de control de corrosión que están principalmente representados por sistemas de protección catódica, razón por la cual no se pudo obtener una relación entre incidentes y estos sistemas.

**3.4.2. Criterios para validación del modelo.** Para efectos de validar la distribución de los pesos porcentuales de grupos de amenazas para la valoración de riesgos, se ha considerado emplear la distribución general de incidentes de acuerdo a lo mostrado en la figura 11 (b) correspondientes a ductos en el Golfo de Méjico, teniendo en cuenta los siguientes criterios:

**a. Cercanía Geográfica:** las estadísticas de incidentes de ductos offshore en el Golfo de Méjico es la más cercana a la región alcance del trabajo, compartiendo además culturas organizacionales y generales más similares que las del Mar del Norte.

**b. Normas y Estándares:** los estándares de referencia para la región Colombiana son generalmente los mismos empleados en el Golfo de Méjico (estándares estadounidenses) y se hay empleado muy poco en el pasado los estándares europeos usados en el Mar del Norte.

**c. Diseño, Fabricación y Construcción:** los métodos de diseño, fabricación, construcción así como los métodos para el control de calidad para la región Colombiana tienen más similitud con los empleados en ductos en el Golfo de Méjico.

**d. Fecha de Emisión:** las estadísticas del Golfo de Méjico son las que tienen fecha de emisión más reciente de las dos estadísticas presentadas (2006 versus 2003).

No obstante, durante el proceso de validación, se observó también los datos estadísticos de los ductos en el Mar del Norte a fin de comparar y evaluar las diferencias obtenidas en el modelo.

Al momento de emplear el modelo a nuevos clientes será importante seguir la metodología aquí indicada para hacer la adecuada validación, empleando la mejor información estadística disponible del momento.

**3.4.3. Comparación con estadística en ductos onshore.** A fin de validar que no hay sesgo o prejuicios en la estimación de los niveles de jerarquías establecidos en el modelo de valoración de riesgos Offshore, es importante comparar y verificar los resultados estadísticos para ductos de transporte de hidrocarburos en tierra firme, ductos en los cuales el equipo de especialistas de Tecna ICE y el mercado colombiano en general acumula la mayor experiencia a la fecha.

Cuando se contrasta la estadística de incidentes de ductos offshore explicada anteriormente con la estadística de fallas mostrada en la figura 13 aplicable al sistema de ductos supervisado por el DOT (Department of Transportation), para ductos en los que se produjo fugas, se observa que la amenaza de corrosión ocupa el segundo lugar (18%), siendo los daños causados por excavaciones (daños por terceros) los que ocupan el primer lugar (27%), es decir que las amenazas de daños por terceros son 1,5 veces más importantes que las amenazas por corrosión . En el caso de ductos offshore si se suma el porcentaje de incidentes que resultaron en fuga mostrados en la figura 11 parte b, Golfo de Méjico, producidos por impactos y anclajes (equivalente a daños por terceros), resulta en 13% contra 40% por daños de corrosión, por lo que en el caso de ductos offshore en comparación con ductos onshore, la amenaza de corrosión es poco más de 3 veces más importante que los daños por terceros.

De esta manera, la comparación de la información estadística de los demás tipos de amenazas es de gran importancia para el análisis y contraste contra las estadísticas disponibles para ductos offshore. También se pueden analizar los puntos de coincidencia de estadísticas tanto para ductos de transporte de hidrocarburos onshore como offshore. Para ductos onshore se dispone de mayor cantidad de estadísticas específicas que pueden ser analizadas durante la aplicación del modelo a nuevos clientes.

### **3.5. COMPROBACIÓN MATEMÁTICA DEL MODELO**

Con el objeto de asegurar que el modelo es calculado y opera correctamente, en cada aplicación con el cliente/operador se debe validar matemáticamente mediante protocolos de prueba que pueden incluir:

- Pruebas de cálculo, pruebas exploratorias y de regresión.
- Pruebas de casos hipotéticos.
- Pruebas a partir de condiciones conocidas.
- Pruebas de sensibilidad.

En el anexo B se muestran parte de las comprobaciones de cálculo que se hicieron en el modelo.

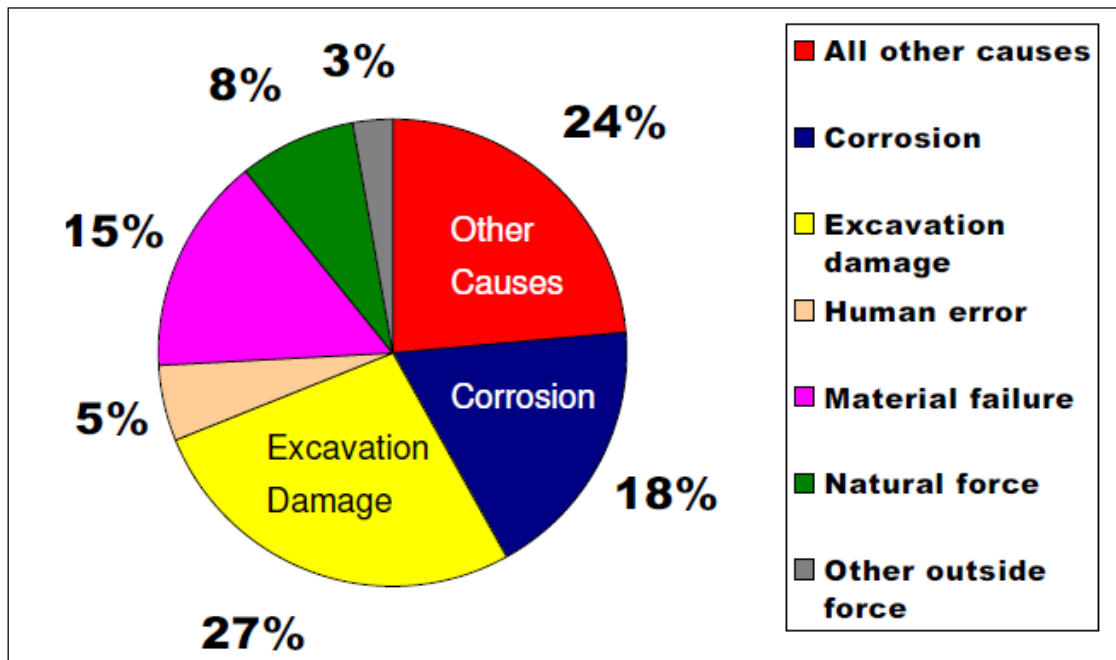
### **3.6. VALIDACIÓN TÉCNICA DEL MODELO**

A fin de poder comprobar el ajuste del modelo a la realidad operativa de la instalación, primeramente se procedió a calcular el peso porcentual de las categorías intermedias de amenazas (niveles 1 y 2 del anexo B) que permitió ver

los tipos de amenazas más significativas, dentro de una cantidad discreta que posee este nivel para efectos de análisis.

En la figura 14 se muestra el gráfico de tornado generado que muestra los pesos específicos de este subgrupo de amenazas. En rojo se tienen las amenazas que ocupan el 50% del peso porcentual, y en amarillo las amenazas que complementan las anteriores hasta obtener el 80% del peso porcentual, con el objeto de evaluar la aplicación del principio de Pareto.

Figura 13. Estadística de fallas en ductos en Estados Unidos de América desde 1987 a 2006.



**Fuente:** HOPKINS, P. Learning From Pipeline Failures. WTIA/APIA Welded Pipeline Symposium. PENSPEN. Perth, Australia Marzo 2008. p. 6-8. Basado en estadísticas del departamento de transporte DOT de los Estados Unidos de América.

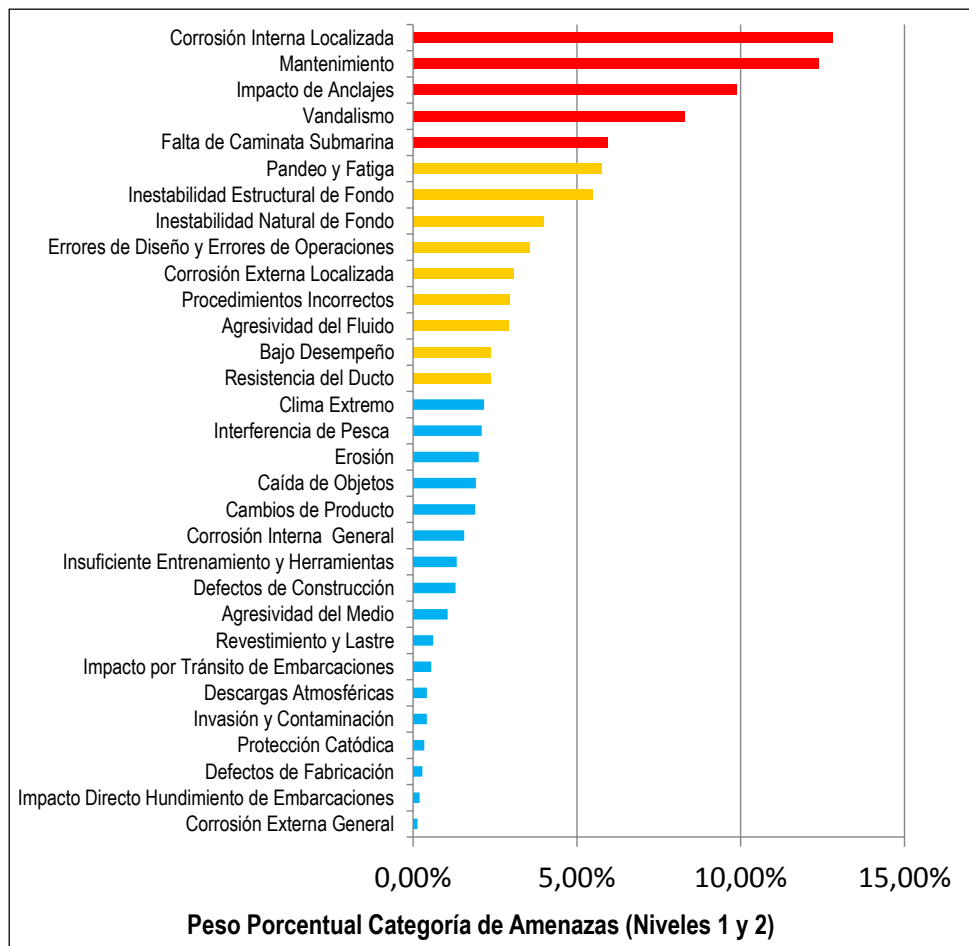
Con esto, se pudo comprobar de acuerdo a la experiencia, cuáles son los grupos de amenazas que más contribuyen al modelo y si se encuentran en las posiciones relativas que generalmente por juicio experto le corresponden. En el anexo C se muestra el mismo análisis pero en nivel 1 de agrupación de amenazas, el cual es

de gran utilidad para las decisiones de alta gerencia. En el anexo D se muestra resultados similares obtenidos sobre los parámetros de evaluación que corresponden al último nivel de desagregación de amenazas (nivel 3), en el cual se pudo igualmente comprobar cuáles con los parámetros de evaluación de amenazas que más contribuyen en el total de amenazas y además se puede observar las diferencias entre la valoración cualitativa directa y la realizada con la metodología AHP. En la tabla 17 se muestran las 15 amenazas más importantes (13% de la cantidad total) que acumulan con su peso específico 51,14% de total de amenazas. Analizando el comportamiento de las amenazas de acuerdo principio de Pareto, se encontró que del total de 119 tipos de amenazas en el último nivel de clasificación (nivel 3), el 35% de ellas acumula el 80% del peso de valoración del total de amenazas.

Para las consecuencias se hizo validación mediante valoraciones y comprobaciones aplicando la metodología AHP en distintos escenarios y empleando el juicio experto tal como se trata en el numeral 3.7 siguiente.

De esta manera mediante la comparación con información estadística, comprobaciones de cálculo, análisis de pesos porcentuales obtenidos mediante la metodología AHP y el juicio experto, se logró verificar la validez del modelo típico planteado.

Figura 14. Diagrama de tornado de los pesos específicos de sub-clasificación de amenazas en niveles 1 y 2.



### 3.7. APLICACIÓN DE METODOLOGÍA AHP PARA CONSECUENCIAS

Así como se aplicó la metodología AHP para valoración de amenazas, se encontró que es también muy relevante su aplicación para la valoración de consecuencias.

En la industria, tradicionalmente los equipos de trabajo cuando evalúan y valoran consecuencias para un segmento dado del ducto, evalúan cada tipo de consecuencia y luego asignan el valor de la peor consecuencia encontrada para calcular finalmente el riesgo. Sin embargo si se define el peso porcentual de cada tipo de consecuencia sean estas sobre la seguridad, ambiente, económicas, clientes

y reputación para un segmento dado, y se hace la evaluación de cada una de éstas, puede asignarse un valor más ajustado a la realidad dejando de “castigar” el segmento asignando un valor del riesgo resultado de la peor consecuencia. En el anexo E se muestran los resultados obtenidos de la aplicación. Luego de realizar ensayos para cada segmento típico de ducto, los mismos fueron validados y comprobados mediante la aplicación de AHP en distintos escenarios; por tipos de consecuencias, tipos de segmentos, de manera general y empleando el juicio experto de especialistas.

En la figura 15 se muestra un gráfico de barras que resume los resultados obtenidos y que a partir de los cuales se tienen los siguientes análisis:

a. Sobre los segmentos:

- **Consecuencias Sobre la Seguridad de las Personas:** Estas tienen mayor peso en los extremos del ducto. Son las de cuarto nivel de importancia y con mayor variación dependiendo los escenarios. Estos resultados se deben a que en los extremos del ducto es donde se tienen se tiene la mayor cantidad de personas. En la futura aplicación del modelo es de esperarse una gran variabilidad dependiendo de las particularidades de la distribución de personas alrededor de la instalación.
- **Consecuencias Sobre el Ambiente:** Son las de primera importancia en cualquier caso y no se encontraron diferencias notables entre escenarios. La sección intermedia tiene un grado ligeramente mayor de importancia con 53% de peso, con un (1) punto porcentual por encima del promedio. Su clara dominancia se debe a los notables efectos de expansión de productos derramados en ambientes marinos.
- **Consecuencias Económicas:** Son más grandes en la sección intermedia y las de tercera importancia en el grupo. Tienen una importancia similar a las consecuencias sobre las personas. Presentan cierto grado de variabilidad, no tan alto como el caso de consecuencia a las personas, dependiendo del escenario evaluado la cual se debe el cambio en los impactos de costos dependiendo de la facilidad de acceso al ducto para su mantenimiento y atención de derrames.

▪ **Consecuencias Sobre los Clientes:** Son las de menor dominancia de todas las consecuencias y además su valor es el de menor variación entre escenarios, el cual está siempre alrededor del 4%. Las diferentes alternativas de solución, planes de contingencia y posibilidades de corto tiempo de atención de fugas hace que este tipo de consecuencias sean de poco peso entre las demás.

▪ **Consecuencias sobre la Reputación:** Son las de segunda importancia en el grupo. A medida que el ducto se aleja de la costa, la amenaza a la reputación disminuye, lo cual se debe principalmente a la separación del ducto con respecto a la población y a las dificultades de acceso de los medios de información pública.

**b.** Sobre la generalidad del ducto (*Extremo Offshore a Extremo Onshore*): los escenarios generales de consecuencias fueron construidos con el objeto de plantear un esquema típico de aplicación y para validar los resultados. Se puede observar en la figura 15 los pesos de las consecuencias del escenario general obtenido aplicando directamente la metodología AHP, el cual fue elaborado teniendo en cuenta todo el ducto offshore de extremo a extremo. Se realizó la validación y comprobación mediante el cálculo de los pesos obtenidos segmento por segmento ponderados por la importancia de cada segmento que fue también determinada por AHP (ver anexo E – cuadro 6). Las desviaciones entre ambos resultados no superan el 3,15 %, habiendo una gran consistencia entre estas valoraciones generales por AHP.

Finalmente, estos resultados fueron comparados con los obtenidos en la evaluación general AHP realizado por la especialista en riesgos, detectándose desviaciones de hasta 40%. Debido a esto, se plantea un esquema típico de consecuencias como el mostrado en la figura 16, que corresponde al promedio de los análisis AHP realizados (ver también cuadro 7 del anexo E).

Figura 15. Pesos de los tipos de consecuencias según ubicación, escenario general y comprobaciones.

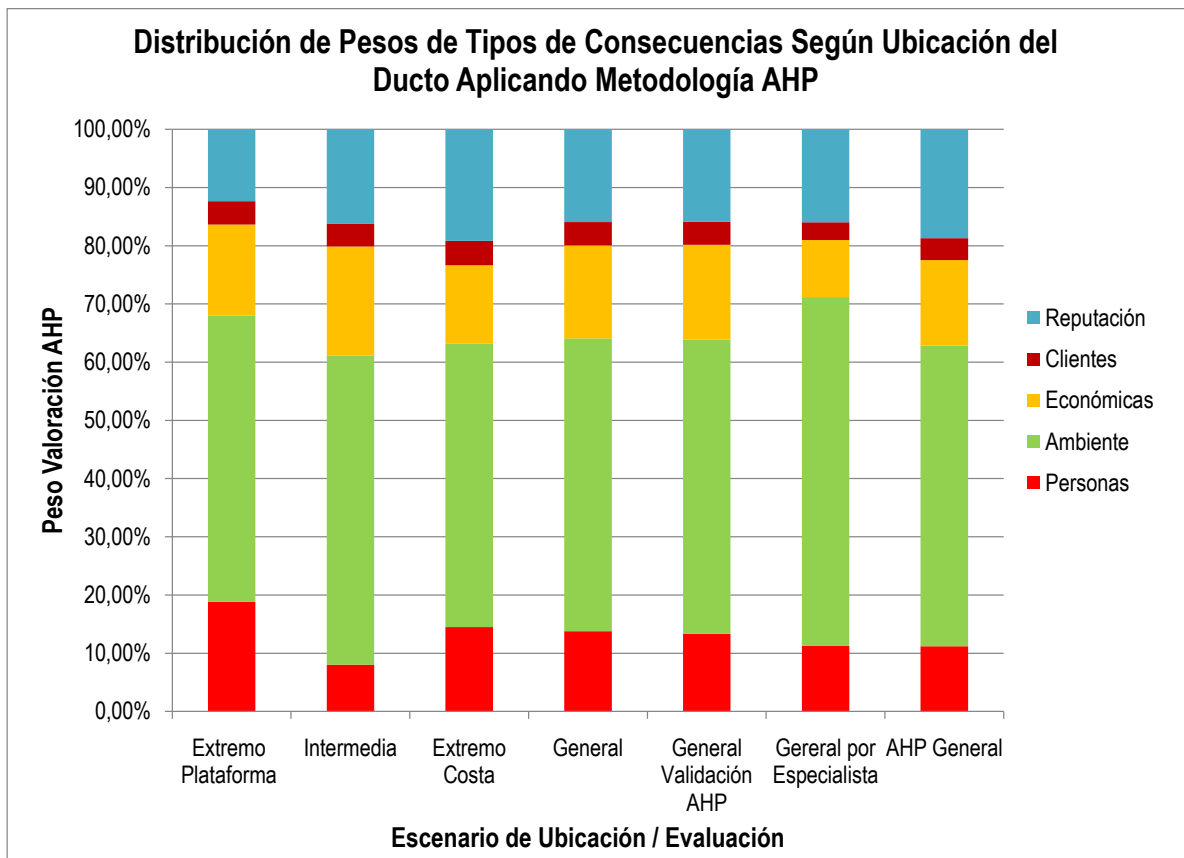


Figura 16. Esquema típico propuesto de pesos de los tipos de consecuencias.

Tipo de Consecuencias	Personas	Ambiente	Económicas	Clientes	Reputación
Peso	11,25%	55,76%	12,25%	3,40%	17,34%
Mini Gráfico					

### 3.8. VALORACIÓN CUALITATIVA DIRECTA VERSUS VALORACIÓN AHP

Uno de los resultados más importantes que se obtuvo fue observar la diferencia entre el cálculo de los pesos porcentuales de los parámetros de evaluación de las amenazas obtenidos por valoración cualitativa aplicando metodología AHP y los obtenidos de la manera tradicional por asignación de peso cualitativamente de manera directa. En la figura 17 se muestra un gráfico de las desviaciones que se presentan al comparar ambos métodos de valoración.

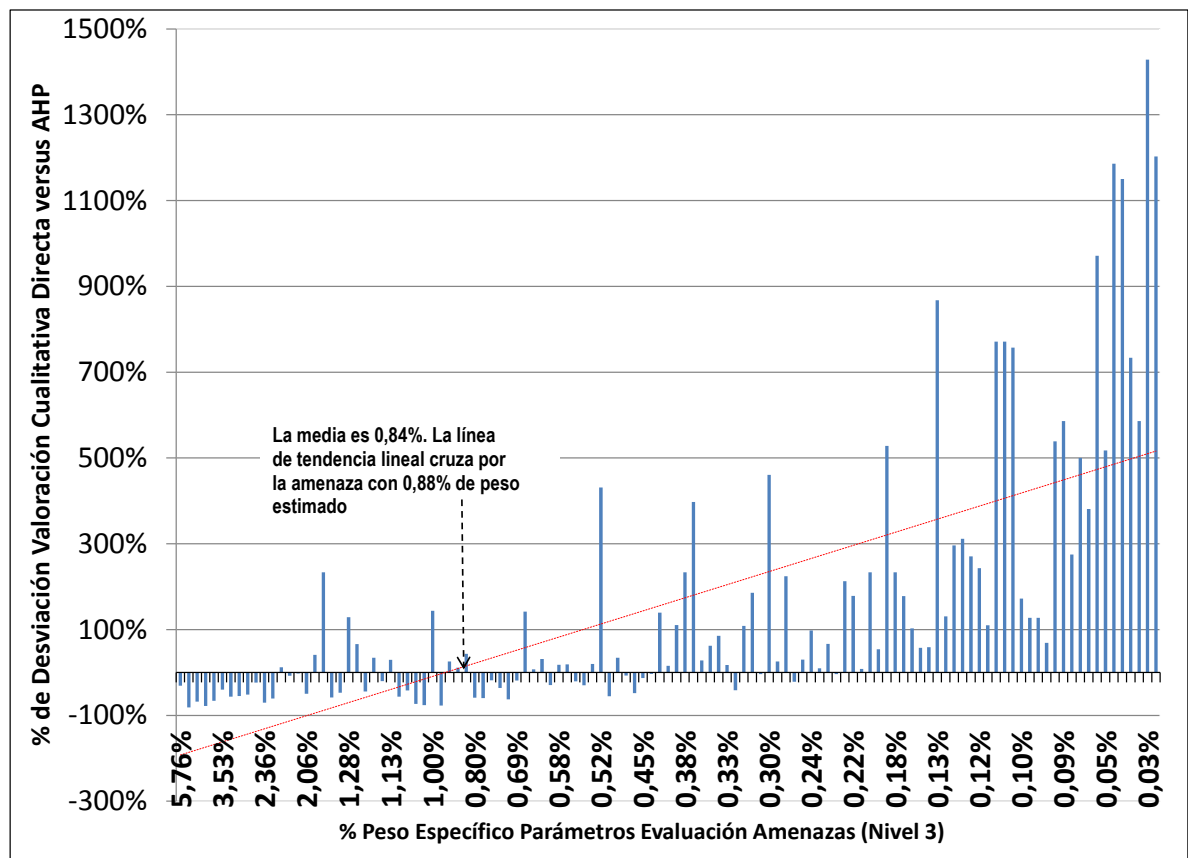
Cuando las amenazas son de un peso porcentual muy importante (lado izquierdo del gráfico), las desviaciones son relativamente pequeñas y negativas, es decir que el método AHP otorga un peso mayor que la valoración cualitativa directa. Cuando las amenazas son de un peso porcentual poco importante (lado derecho del gráfico), las desviaciones son relativamente grandes y positivas, es decir que el método AHP otorga un peso menor que la valoración cualitativa directa. Estas diferencias se explican por la tendencia de los evaluadores de asignar a un parámetro de evaluación de reducida importancia valores numéricos en el orden 10%. En elementos que realmente poseen valores en el orden del 2% es muy difícil que por apreciación directa una persona asigne tal valor. De la misma manera cuando en un grupo de varios elementos (de 4 a 7), donde hay uno de gran dominancia se observó que es muy difícil que los evaluadores asignen a priori un peso considerablemente alto a éste, por ejemplo de un orden de más del 70% o más, ya que este valor está muy alejado de una razón proporcional a la cantidad de elementos como lo es  $100\% / 4 = 25\%$  cada elemento y más aún de  $100\% / 7 = 14,28\%$  cada elemento. También contribuye a las desviaciones y de manera muy importante los errores que se producen por trabajar números enteros de 5 en 5% o 10 en 10% al asignar porcentajes de pesos por valoración cualitativa directa.

También se debe observar que la línea de tendencia lineal del gráfico de desviaciones cruza muy cercana a la media de los parámetros de amenazas (media = 0,84% y punto de cruce = 0,88%), dividiendo casi perfectamente los resultados en

dos grandes grupos en los que se tienen diferentes comportamientos de las desviaciones como ya explicado, confirmando la tendencia de las desviaciones entre los métodos de valoración cualitativa.

De esta manera, se hace evidente que la metodología AHP contribuye a una mejor calificación de elementos evaluados que poseen dominancia extremas, sean muy bajas o muy altas, incrementando la exactitud de toda la evaluación.

Figura 17. Gráfico de desviaciones entre valoración cualitativa por método AHP y valoración cualitativa directa.



Un análisis similar puede realizarse para la valoración de consecuencias, sin embargo como ya se observó en el numeral 3.7 anterior, la cantidad de tipos de

consecuencias a evaluar es relativamente baja, de seis (6), no permitiendo trazar la tendencia en las desviaciones entre la valoración cualitativa directa y la llevada a cabo aplicando la metodología AHP, de una forma tan evidente como se demostró en el caso de las amenazas.

Finalmente, se realizó pruebas al modelo valorando el riesgo asignando de manera aleatoria puntuación entre 1 y 5 unidades en parámetros de evaluación de amenazas, considerando las consecuencias constantes. Esto arrojó como resultado que la desviación típica entre el riesgo valorado cualitativamente por AHP y el valorado de forma cualitativa directa es de +/- 15%. Sin embargo empleando las herramientas de búsqueda de máximos y mínimos de Microsoft Excel®, variando la calificación de los parámetros de evaluación de amenazas entre 1 y 5, considerando las consecuencias constantes, arrojó como resultado desviaciones entre los valores de riesgo obtenidos por las metodologías de valoración cualitativa directa y por AHP pueden llegar hasta el rango ubicado entre +86 % y -43%.

De esta manera se hacen muy evidentes las diferencias entre la valoración de riesgo cualitativa directa y por metodología AHP.

Tabla 17. Resumen de los principales parámetros de evaluación de amenazas según su peso específico (nivel 3).

N°	Código	Parámetro de Evaluación (Nivel 3 de Amenazas)	Sub Clasificación Nivel 2	Sub Clasificación Nivel 1	Grupo Amenazas	Peso Específico AHP (%)	Comentarios
1	CI-1-1	¿Cuál es la historia de fallas por corrosión interna?	Corrosión Interna Localizada	Corrosión Interna	CORROSIÓN Y EROSIÓN	5,76%	La corrosión interna es la amenaza tradicional encontrada en clientes/operadores. Una alta tasa de falla hará evidente las necesidades de acciones de mantenimiento que siguen en los numerales siguientes.
2	AES-4-1	¿Ha fallado caminata submarina después de un gran tormenta, o sismo de considerable magnitud, u oleaje severo, o deslizamiento del terreno o luego de un cambio en el tipo de producto a ser transportado?	Sin sub clasificación nivel 2	Falta de Caminata Submarina	AMENAZAS ESTRUCTURALES	5,35%	La caminata submarina es equivalente a la inspección del derecho de vía de ductos onshore y la misma no es tan fácil de hacer como los recorridos en tierra. Es de suma importancia cuando está comprometida la estabilidad del ducto.
3	AES-2-1	¿Se ha perdido el lastre o el relleno en la ruta del ducto, o se ha salido este de sus soportes o anclajes en el fondo marino?	Sin nivel 2	Inestabilidad Estructural de Fondo	AMENAZAS ESTRUCTURALES	4,59%	Es otra de las actividades comúnmente contratadas para ductos offshore.
4	CI-3-4	¿Cuál es el nivel de cumplimiento de inspecciones y reparaciones?	Mantenimiento	Corrosión Interna	CORROSIÓN Y EROSIÓN	4,27%	En los sistema de gestión de instalaciones productivas el mantenimiento es de relevancia.
5	DPT-5-1	¿Se conoce de la intención de un ataque?	Sin nivel 2	Vandalismo	DAÑOS POR TERCEROS	4,06%	Para el contexto de Colombia esta amenaza es de significancia.
6	DPT-2-1	¿Es posible el impacto de anclas? ¿Falta la señalización de las áreas de seguridad del ducto? ¿En que zona se encuentra el segmento? ¿Zona de Seguridad, intermedia, Costa? ¿Hay Actividad de Dragado en la ruta del ducto?	Sin nivel 2	Impacto de Anclajes	DAÑOS POR TERCEROS	3,53%	La información estadística muestra la importancia de esta amenaza. La gran cantidad de servicios de navegación alrededor de plataformas y muelles incrementan la probabilidad de ocurrencia de esta amenaza.
7	DPT-2-2	¿Se encuentra el segmento expuesto por encima del lecho marino o sin relleno de protección?	Sin nivel 2	Impacto de Anclajes	DAÑOS POR TERCEROS	3,33%	La protección del ducto es de significativa importancia.
8	CI-3-2	¿Qué nivel se tiene de cumplimiento de programa inhibidores?	Mantenimiento	Corrosión Interna	CORROSIÓN Y EROSIÓN	3,14%	Cuando aplica, los inhibidores son indispensables. Hay gran cantidad de contratación en el mercado de esta actividad
9	CI-3-1	¿Qué nivel se tiene de cumplimiento de programa de limpieza?	Mantenimiento	Corrosión Interna	CORROSIÓN Y EROSIÓN	2,92%	La limpieza es fundamental para el mantenimiento.
10	DFI-1-3	Suma de Errores Humanos debido a Diseño u Operación Incorrecta	Sin nivel 2	Errores de Diseño	DISEÑO, FABRICACIÓN Y CONSTRUCCIÓN	2,69%	Los errores humanos en cualquier sistema intervienen significativamente en los incidentes y accidentes.
11	AES-1-1	¿Existen áreas de pandeo dónde se tienen problemas o condiciones tales como corrosión, pérdidas de espesor, vibraciones, impactos por terceros, alto tráfico marítimo?	Sin nivel 2	Pandeo y Fatiga	AMENAZAS ESTRUCTURALES	2,36%	Es una condición crítica dónde se suman en un solo lugar muchas amenazas.
12	CI-4-1	¿Cuál es el nivel de agresividad del fluido?	Agresividad del Fluido	Corrosión Interna	CORROSIÓN Y EROSIÓN	2,36%	El fluido transportado tiene su acción constante en el ducto afectándolo mediante fenómenos químicos, erosivos y mecánicos
13	NAT-1-2	¿Hay posibilidades o se han presentado deslizamientos de terreno en el segmento evaluado?	Sin nivel 2	Inestabilidad Natural de Fondo	AMENAZAS DE LA NATURALEZA	2,31%	Es una amenaza de la cual se conoce de su importante afectación en sistemas de ductos onshore y offshore.
14	CI-1-4	¿Cuál es el mayor % de pérdida de espesor por corrosión interna?	Corrosión Interna Localizada	Corrosión Interna	CORROSIÓN Y EROSIÓN	2,30%	Es una de las pocas medidas precisas que se pueden hacer sobre la integridad a lo largo del ducto.
15	CI-1-3	¿Cuál es la mayor velocidad de corrosión localizada?	Corrosión Interna Localizada	Corrosión Interna	CORROSIÓN Y EROSIÓN	2,17%	Es una de las medidas más importantes para predecir la pérdida de contención.
<b>Total Peso Porcentual</b>						<b>51,14%</b>	

#### 4. PLAN DE ACCIÓN TÍPICO

A continuación se indican las acciones típicas generalmente recomendadas para los planes de acción:

- Inspección.
- Monitoreo.
- Mantenimiento ( en cualquiera de sus tipos)
- Pruebas
- Reacondicionamiento
- Desincorporación.

Se debe prestar especial atención a aquellos sistemas de ductos que han sido diseñados para cambiar su operación en el transcurrir el tiempo, para los cuales será importante hacer inspección de una manera exhaustiva y recalificar el ducto de acuerdo a lo recomendado en los manuales de operación, diseño, regulaciones y estándares aplicables.

El plan de acción a largo plazo, debe ser emanado desde el diseño del ducto, implementado antes de su puesta en marcha y actualizado durante la operación. Por otra parte, de acuerdo a lo establecido por DNV-RP-F116, el plan de inspección establecido en el diseño debe comprender un plazo de ocho (8) años y debe ser actualizado anualmente. De la misma forma se establece que el programa de inspección debe ser revalorado en detalle en intervalos entre 5 a 7 años.

La actualización de los planes de inspección o de acción en general, deben ser adelantados dependiendo de:

- Cambios en los requerimientos legales.
- Ocurrencia de accidentes en otros operadores a nivel local o mundial.
- Los resultados de las inspecciones, ensayos, pruebas y monitoreo.
- Incrementos anormales o no esperados en las tasas de falla en el ducto.

- Los hallazgos de situaciones anormales y/o críticas durante las reparaciones o rehabilitaciones.
- Cambios en los parámetros y las condiciones en torno de la operación, incluidos los cambios ambientales, cambios organizacionales y demás cambios en los que se sospeche son incrementadas las amenazas y consecuencias.
- Cambios que afecten las premisas o asunciones que se hicieron durante el diseño o actualizaciones previas del plan.

Igualmente se debe tener muy en cuenta la etapa en la que se estará realizando el plan de acción específico dependiendo de si el ducto es nuevo o tiene cierto tiempo de operación previa. Se debe tener en cuenta que los ductos que estén fueran de servicio deberán ser inspeccionados igualmente de forma periódica, cuidando de manera especial de los mecanismos de daños relacionados causados por la estanqueidad del producto y falta de flujo (piernas muertas).

#### **4.1. FRECUENCIA DE LAS ACCIONES**

Cualesquiera que sean las acciones que se requieran de inspección, monitoreo, pruebas o reparaciones, la frecuencia con la que se ejecutan ante la falla a prevenir dependerá de:

- Nivel de riesgo de la amenaza de falla y tasa de falla.
- Confianza sobre la valoración de riesgos hecha.
- Confianza en el estado de integridad del ducto.
- Medidas de precaución o prevención ante la posible materialización del riesgo.
- Requerimientos legales.
- Experiencia de operadores similares, locales o mundiales.
- Resultados y hallazgos en acciones previas.

## 4.2. MATRIZ DE ASIGNACIÓN DE FRECUENCIAS

Como ejemplo de la estimación de las frecuencias de las acciones de mantenimiento, en la tabla 18 se muestra una posible clasificación de tipos de frecuencia de inspección, dependiendo del nivel de riesgo valorado.

Tabla 18. Ejemplo de frecuencias de inspección basadas en el riesgo valorado.

**Table 4-7 Example of work selection matrix - external inspection frequency (years)**

Increasing consequences ↑	Severity	Consequence Categories			Increasing probability				
		Safety	Environment	Cost (million Euro)	1	2	3	4	5
					Failure is not expected < 10 <sup>5</sup>	Never heard of in the industry 10 <sup>5</sup> - 10 <sup>4</sup>	An accident has occurred in the industry 10 <sup>4</sup> - 10 <sup>3</sup>	Has been experienced by most operators 10 <sup>3</sup> - 10 <sup>2</sup>	Occurs several times per year 10 <sup>2</sup> - 10 <sup>1</sup>
E	Multiple fatalities	Massive effect Large damage area, > 100 BBL	> 10	3	1	N/A	N/A	N/A	
D	Single fatality or permanent disability	Major effect Significant spill response, < 100 BBL	1 - 10	5	3	1	N/A	N/A	
C	Major injury, long term absence	Localized effect Spill response < 50 BBL	0.1 - 1	8	5	3	1	N/A	
B	Slightly injury, a few lost work days	Minor effect Non-compliance, < 5 BBL	0.01- 0.1	8	8	5	3	1	
A	No or superficial injuries	Slightly effect on the environment, < 1BBL	< 0.01	8	8	8	5	3	

**Fuente:** DET NORSKE VERITAS. Integrity Management of Submarine Pipeline Systems. DNV-RP-F116. Octubre 2009. Página 25.

En el anexo F se muestra el plan de acción típico recomendado que se elaboró teniendo en cuenta las amenazas de mayor peso según los análisis realizados en el presente proyecto y teniendo en cuenta tanto las prácticas y estándares recomendados como las referencias bibliográficas.

## 5. CONCLUSIONES

La metodología AHP es aplicable y de gran relevancia para la valoración de riesgos, la cual ofrece la posibilidad de hacer un análisis más profundo y permitiendo la medición de su consistencia a diferencia de la tradicional metodología de calificación cualitativa directa. Se determinó que pueden producirse desviaciones típicas de +/- 15% con respecto a la valoración por AHP de riesgo al aplicar la metodología tradicional de valoración cualitativa directa, por lo que será muy importante considerar la metodología AHP para valoración cualitativa en el modelo.

Para el modelo típico desarrollado se pueden tener desviaciones extremas entre +86% y -43% cuando se comparan los cálculos del valor de riesgo por método cualitativo directo y por AHP, lo cual muestra las grandes diferencias entre ambos métodos de valoración.

La metodología AHP permitió de una manera fácil, sistemática y justificada cuantificar las variables que afectan al riesgo. La metodología AHP planteada para ductos offshore, es aplicable también para ductos onshore y sobre los cuales Tecna ICE también posee modelos ya desarrollados. La metodología AHP es además recomendable para los ajustes a modelos específicos a ser aplicados a clientes y futuros desarrollos.

La aplicación de la metodología AHP facilita y contribuye a precisar la valoración cualitativa en la evaluación de riesgos. Se aplicó la metodología AHP de manera tal que en los diferentes niveles de amenazas se pueden realizar sucesivas comparaciones entre pares de una cantidad relativamente reducida de elementos que guardan una relación común. Por ejemplo en el análisis para las amenazas de corrosión que son cuantiosas, se detectó la importancia crear distintas clasificaciones que permiten comparar factores que influyen a un determinado

tipo de amenaza de corrosión y en una cantidad discreta (sin exceder de 7 elementos), lo cual facilita, hace más objetiva y menos confusa la evaluación. Por otra parte es importante anotar que no se determinó que exista relación entre la cantidad de elementos evaluados por AHP y los niveles de inconsistencia obtenidos.

Hay una diferencia considerable entre el juicio experto cualitativo de pesos porcentuales asignados de forma directa con respecto a los obtenidos por medio de la aplicación de la metodología AHP. Las grandes diferencias se tienen en los elementos que en principio se valoran con el menor peso porcentual. Se observó que hay una tendencia por parte de los evaluadores de no asignar a priori pesos porcentuales muy bajos a los elementos que se conocen de menor influencia ni pesos muy altos a elementos de extremada influencia. No obstante, la metodología AHP permitió dar una valoración más representativa a los elementos que se ubican en los extremos de influencia sea ésta muy alta o muy baja.

Los resultados obtenidos en el modelo típico se validaron haciendo comparaciones con la información estadística disponible, las experiencias previas, juicio experto y principalmente haciendo un análisis de Pareto en todos los niveles de valoración de amenazas. Se pudo comprobar el orden de importancia de cada uno de los parámetros de evaluación de amenazas y ajustar el modelo dónde se detectaron diferencias e inconsistencias.

De acuerdo a los resultados preliminares obtenidos en el modelo típico, las siete tipos de amenazas más importantes y en este orden son la corrosión interna localizada, las acciones de mantenimiento, el impacto de anclajes, el vandalismo, las relacionadas con las acciones de inspección por caminata submarina, el pandeo y fatiga, y la inestabilidad de fondo. De la misma manera las tres amenazas menos importantes y en ese orden son la corrosión externa general, el impacto por hundimiento de embarcaciones y los defectos de fabricación. Sin embargo se debe

tener en cuenta que cada instalación específica puede arrojar resultados particulares de acuerdo a las condiciones propias de la instalación.

Igualmente, de acuerdo a los resultados preliminares obtenidos, en el grupo de consecuencias se determinó que las más importantes son las consecuencias ambientales y la menos importantes las consecuencias sobre clientes. Sin embargo, se debe tener en cuenta que cada instalación específica puede arrojar resultados particulares de acuerdo a las condiciones propias de la instalación.

La valoración de riesgos aplicando la metodología AHP demostró tener las siguientes ventajas:

- a.** Permite calcular la percepción del juicio experto y medir su consistencia.
- b.** Mejora la estimación de la valoración cualitativa.
- c.** Se pueden ver representados matemáticamente los juicios de los especialistas, facilitando la discusión de los argumentos de valoración.
- d.** Dinamiza el proceso de valoración cualitativa, motivando a los equipos de especialistas a compararse entre sí.
- e.** Se evitan las valoraciones cualitativas rápidas, superficiales y el método conduce a un análisis no tan superficial por parte del equipo.

Las desventajas de la aplicación de la metodología AHP que se encontraron son:

- a.** Puede tomar una mayor cantidad de tiempo al inicio de su empleo con respecto a las metodologías de valoración cualitativa tradicionales, mientras que el equipo se acopla a la metodología AHP. Sin embargo este tiempo puede ser recuperado considerablemente mediante la sucesiva aplicación de la metodología AHP.
- b.** Se puede generar resistencia inicial por parte de evaluadores expertos que han empleado métodos tradicionales.
- c.** La valoración puede ser forzada por parte de uno o más miembros del equipo de especialistas cuando buscan que su juicio experto tenga la menor inconsistencia posible.

**d.** Cuando los elementos a valorar son iguales o mayores a ocho (8), las comparaciones entre pares se hacen cuantiosas (28 o más comparaciones) y confusas ya que a las personas les cuesta discernir entre muchos elementos de evaluación.

**e.** Siempre se corre el riesgo de tener sesgo o prejuicios en la evaluación. Si uno de los elementos de evaluación es de preferencia de uno o más evaluadores, este tenderá a tener el mayor peso en la evaluación.

La creación de niveles de evaluación permite aplicar el modelo de manera flexible. Si hay clientes que no desean profundizar en la valoración cualitativa, se puede hacer una valoración cualitativa rápida en los primeros niveles de clasificación de amenazas.

En lo que se refiere a los cálculos, se pueden emplear herramientas de cómputo para facilitar el análisis. Se disponen en el mercado muchas herramientas ya elaboradas. También se puede emplear con mucha facilidad herramientas de cálculo como Microsoft Excel®. Por otra parte la escala de valoración planteada por Saaty (ver tabla 12 del numeral 3.2), fue aceptada por el equipo de especialistas y fue considerada suficiente para hacer la valoración cualitativa.

Se determinó también que aplicando la metodología AHP a la valoración de consecuencias, es posible evaluar las mismas de una manera equilibrada y más aproximada a la realidad ya que no se estaría castigando el riesgo calculado dando solamente el mayor valor de cualquiera de las consecuencias evaluadas. El equipo de trabajo ahora puede estimar cuánto pesa en su instalación cada grupo de consecuencias y valorar de una manera ajustada a la realidad el riesgo.

Durante la realización de talleres de aplicación de la metodología AHP se tuvieron los siguientes aprendizajes:

**a.** Se comprobó la capacidad de análisis que se obtiene con la metodología.

**b.** Se detectaron las desviaciones las cuales fueron corregidas de manera inmediata comparando los resultados obtenidos mediante la metodología AHP con la información estadística, análisis de Pareto, juicio experto e incluso la valoración cualitativa directa.

En general se obtuvo grandes niveles de consistencia en pocos ensayos. Se realizaron alrededor de 50 ensayos iniciales y se repitieron desde cero sólo 7 de ellos. La inconsistencia entre grupos y subgrupos de amenazas se ubicó en un promedio de 5,65%. Durante el proceso de validación, se detectó la necesidad de reevaluar las amenazas con mayor nivel de especialización como Pandeo y Fatiga, así como Corrosión y Erosión. También se determinó que cuando el equipo evaluador trabaja en reducir la inconsistencia de los resultados, sólo se deben hacer pocos ajustes entre 1 y 2. Cuando se hacen más ajustes a los resultados a fin de aumentar la consistencia, el equipo evaluador estaba forzando los resultados por lo que fue mejor hacer una nueva evaluación desde el inicio, lo cual es una práctica recomendable para futuros trabajos.

## 6. RECOMENDACIONES

- Ante todo, a la luz de los resultados y conclusiones del presente trabajo, se debe preferir una valoración cualitativa aplicando la metodología AHP antes de una valoración cualitativa directa, debido a las considerables desviaciones encontradas. La metodología AHP podrá ser aplicada satisfactoriamente tanto para la valoración de grupos y sub clasificaciones de amenazas, así como para tipos de consecuencias.
  
- Para una óptima aplicación de la metodología AHP para la valoración de riesgos es importante considerar los siguientes aspectos:
  - a. Se debe contar con el juicio experto y derivado de diferentes actores y disciplinas con aportes de distintos puntos de vista. Esto enriquece la valoración y facilita encontrar los puntos débiles en el sistema de ductos.
  - b. En la medida de lo posible, los resultados obtenidos en la construcción del modelo deben ser comparados y validados con la información estadística disponible tanto de la industria como de la instalación, análisis de Pareto de parámetros específicos de evaluación en distintos niveles del modelo y juicio experto.
  - c. Durante las evaluaciones se deben tener en cuenta factores humanos que introducen desviaciones a la valoración del riesgo como lo son el sesgo, prejuicios, forzado de resultados, falta de exactitud en valores extremos y errores humanos, sean estos de cálculo, comunicación, interpretación entre otros.
  - d. En la medida que se vayan realizando más valoraciones, se irá incrementando la exactitud de construcción de nuevos modelos. Será importante recopilar la información de modelos anteriores a fin de comparar y validar los nuevos modelos obtenidos por nuevos equipos expertos. Esto resultará en

contribuciones incrementadas. Se debe analizar si se pueden o no considerar aplicable información de los antiguos modelos sobre los nuevos.

- Otras aplicaciones relacionadas con la metodología AHP que son útiles para los operadores de ductos de hidrocarburos son:

- a. Medición relativa de riesgo entre distintos segmentos de ducto para establecer prioridades.

- b. Establecer prioridades y relación costo beneficio de las acciones de mantenimiento.

- c. Toma de decisiones de alto nivel sobre la integridad, gestión del activo y financieras relacionadas con la operación del ducto.

- Durante el proceso de valoración de riesgos se recomienda:

- a. Tener como punto de comparación el modelo típico de valoración de riesgos. Se debe tener muy en cuenta que el modelo trabajado es una representación general de lo que puede ser la valoración de riesgo en la región Andina y del Caribe, centrada alrededor de Colombia. El modelo requerirá de muchos ajustes dependiendo de las características y especificaciones de la instalación particular.

- b. Con la maduración del presente modelo cualitativo AHP y dependiendo de los requerimientos de mercado, se podrá emplear como base para obtener un modelo cuantitativo.

- c. Los modelos típicos que sean desarrollados deberán siempre ser ajustados de acuerdo a las condiciones particulares de cada cliente y sólo deberán ser empleados como referencia o punto de partida.

- La metodología AHP puede ser extendida para la validación de los planes de acción a fin de determinar cuáles son las acciones que se consideran contribuyen de manera más efectiva a la disminución del riesgo y producen una mejor relación

costo- beneficio (reducción de riesgo). Se debe considerar que para el plan de acción se puede contar la valoración de riesgos previa la cual determina las prioridades de acción.

- Los resultados preliminares obtenidos en el modelo típico pueden emplearse para la planificación y toma de decisiones a nivel gerencial en la organización en razón a las amenazas y consecuencias de mayor y menor peso de acuerdo a lo calculado en el modelo típico.

- Finalmente, luego de los resultados y conclusiones del presente trabajo, se recomienda ampliamente considerar la metodología AHP dónde se pueda requerir en la valoración cualitativa de factores o elementos de decisión. Se pueden tener importantes oportunidades de aplicación en otras áreas del mantenimiento e ingeniería, así como en áreas de administración, economía, gerencia de proyectos entre otras.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

ACEVEDO PÉREZ Jorge Orlando, QUINTERO CASTILLO Andy Fabián. Diseño de un Software Para el Análisis y Evaluación del Riesgo de Forma Sistematizada, Basado En Las Normas API RP580 Y 581 Risk Based Inspection (RBI). PREGRADO INGENIERÍA METALÚRGICA. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2013.

AMERICAN BUREAU OF SHIPPING .Risk Assessment Applications for the Marine and Offshore Oil and Gas Industries. El Instituto. Houston USA. 2000.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines (Limit State Design).Fifth Edition. API-RP-1111. El Instituto. Washington USA. Septiembre 2015.p 10-24.

----- . Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. Second Edition.API-RP-1160. El Instituto. Washington USA. Marzo 2013.

----- . Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms - Working Stress Design.API-RP-2A-WSD. El Instituto. Washington USA. Diciembre 2000.

----- . Recommended Practice for Analysis of Oilfield Waters. Third Edition. API-RP-45. El Instituto. Washington USA. Agosto 1998.

----- . Risk-Based Inspection. Third Edition. API-RP-580. El Instituto. Washington USA. Enero 2016.

----- . Risk-Based Inspection Methodology. Third Edition. API-RP-581. El Instituto. Washington USA. Abril 2016.

----- . Recommended Practice Subsea Production System Reliability, Technical Risk and Integrity Management. . API-RP-17N. El Instituto. Washington USA. Marzo 2009.

ARÉVALO PINTO Carlos Mauricio, RAMOS BETTÍN Robinson Rafael. Plan de Mantenimiento para las Tuberías de los Oleoductos de los Departamentos Putumayo y Nariño de Ecopetrol S.A. Basado en Información Producida Bajo la Técnica RBI (Risk Based Inspection). ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO. Universidad Industrial De Santander. Bucaramanga. 2012

BEA, ROBERT G. The Role of Human Error in Design, Construction, and Reliability of Marine Structures. CALIFORNIA UNIV BERKELEY DEPT OF CIVIL ENGINEERING. Estados Unidos de América. Octubre 1994.

BOYUN Guo y SHANHONG Song. Offshore Pipelines, Design, Installation and Maintenance. Primera Edición. Waltham USA. Elsevier. 2014.

CHOR YEW, Chia y VENAS Asie. SLIPIPE: A new concept to deal with pipeline expansion. Det Norske Veritas, Hovik, Norway. 2013.

COLOMBIA. EL CONGRESO DE COLOMBIA. LEY 55 DE 1989 (7 de Noviembre de 1989).

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Decreto 1616 del 28 de agosto de 2014.

----- . Resolución 0048 del 16 de enero de 2015.

CRAWLEY FK, GRANT MM , GREEN MD . A Methodology for Concept Risk Assessment of Offshore Developments. The Institution of Chemical Engineers. Published by Elsevier Inc. ICHIME SYMPOSIUM SERIES NO. 139. 1997.

DAWOTOLA Alex. W., VAN GELDER P.H.A.J.M, VRIJLING J.K. Risk Assessment of Petroleum Pipelines using a combined Analytical Hierarchy Process - Fault Tree Analysis (AHP-FTA). Faculty of Civil Engineering and Geosciences, Delft University of Technology, Stevinweg. Netherlands. 2009.

DET NORSKE VERITAS. A Guideline Framework for the Integrity Assessment of Offshore Pipelines. Reporte N° 44811520 Revisión N°2. Noruega. El Instituto. Octubre 2010.

----- . Cathodic Protection Design. DNV-RP-B401. Noruega. El Instituto. Octubre 2010.

----- . Cathodic Protection of Submarine Pipelines by Galvanic Anodes. DNV-RP-F103. Noruega. El Instituto. Octubre 2010.

----- . Design of Duplex Stainless Steel Subsea Equipment Exposed to Cathodic Protection. DNV-RP-F112. Noruega. El Instituto. Octubre 2008.

----- . Electrical Installations. DNV-OS-D201. Noruega. El Instituto. Abril 2011.

----- . Environmental Conditions and Environmental Loads. DNV-RP-C205. Noruega. El Instituto. Abril 2014.

----- . Free Spanning Pipelines. DNV-RP-F105. Noruega. El Instituto. Febrero 2006

----- . Global Buckling of Submarine Pipelines Structural Design Due to High Temperature/High Pressure. DNV-RP-F110. Noruega. El Instituto. Octubre 2007.

----- . Integrity Management of Submarine Pipeline Systems. DNV-RP-F116. Noruega. El Instituto. Octubre 2009.

-----, Interference between Trawl Gear and Pipelines. DNV-RP-F111. Noruega. El Instituto. Septiembre 2014.

-----, On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines. DNV-RP-F109. Noruega. El Instituto. Octubre 2010.

-----, Pipeline Subsea Repair. DNV-RP-F113. Noruega. El Instituto. Octubre 2007.

-----, Riser Integrity Management. DNV-RP-F206. Noruega. El Instituto. Abril 2008.

-----, Risk Assessment of Pipeline Protection. DNV-RP-F107. Noruega. El Instituto. Octubre 2010.

-----, Risk Based Corrosion Management. DNV-RP-C302. Noruega. El Instituto. Abril 2012.

-----, Submarine Pipeline Systems. DNV-RP-F101. Noruega. El Instituto. Octubre 2013.

ECOPETROL. Uso de la Matriz de Valoración de Riesgos – RAM. Colombia. El Instituto. Marzo 2008.

GALVAN, Arturo. A Technical Basis for Guidance of Lighting Protection for Offshore Oil Installations. Journal of Lighting Research. Volume 3. Instituto de Investigaciones Eléctricas. Méjico. 2007.

GERHARDUS H. Koch, MICHIEL P.H., BRONGERS AND NEIL G, THOMPSON Y. Paul, VIRMANI, J.H. Payer. Cost of Corrosion Study Unveiled. Federal Highway Administration. FHWA. FHWA-RD-01-156. Virginia, 2002. 12p

GIBSON Norbert. Major Hazards Onshore and Offshore II. Instituto de Ingenieros Químicos. Warwickshire, UK, 1995.

GUTIÉRREZ LEIVA Víctor Hugo. Diseño Modelo Plan de Gestión de Integridad de Juntas Bridadas Para el Oleoducto Central S.A. Universidad Industrial De Santander. Bucaramanga. 2011.

HERAZO AGUAS Mauricio Manuel. Programa de Inspección Basada En El Riesgo (RBI), del Sistema de Tubería de la Unidad de Generación de Hidrógeno de la Planta de Parafinas de la GRB - Ecopetrol S.A. PREGRADO INGENIERÍA MECÁNICA. Universidad Industrial De Santander. Bucaramanga. 2009.

HOPKINS, P. Learning from Pipeline Failures. WTIA/APIA Welded Pipeline Symposium. PENSPEN. Perth, Australia Marzo 2008. p. 6-8.

ICHEME. Hazards VIII, IChemE Symposium series no. 93. El Instituto. Rugby – UK. Abril 22-24 1985.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. Documentación, Presentación de Tesis, Trabajos de Grado y Otros Trabajos de Investigación. NTC1486. Bogotá. ICONTEC. 2008.

----- . Gestión de Integridad de Gasoductos - Resumen. NTC 5747. Bogotá: ICONTEC, 2009.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. Gestión de Integridad de Sistemas de Tubería para Transporte de Líquidos Peligrosos. NTC 5901. Bogotá. El Instituto. Febrero 2012.

----- . Guía Técnica Colombiana de Buenas Prácticas Sociales para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos. GTC 250. Bogotá. El Instituto. Septiembre 2014.

INTERNATIONAL ORGANIZATION OF STANDARIZATION. Corrosion of metals and Alloys - Corrosivity of Atmospheres - Classification, Determination and Estimation. Second Edition. ISO 9223:2012. El Instituto. Enero 2012.

GOEPEL, Klaus D. Implementing the Analytic Hierarchy Process as a Standard Method for Multi-Criteria Decision Making In Corporate Enterprises – A New AHP Excel Template with Multiple Inputs. Proceedings of the International Symposium on the Analytic Hierarchy Process. 2013.

KUJALA P., HÄNNINEN M., AROLA T., YLITALO J. Analysis of the marine traffic safety in the Gulf of Finland, Reliability Engineering & System Safety, Volume 94, Issue 8, August 2009, p 1349-1357.

KYRIAKIDES, S, & CORONA. Mechanics of Offshore Pipelines: Volume 1 Buckling and Collapse. Elsevier Science. Ámsterdam. 2007

MAYORGA SIERRA Gonzalo Felipe Humberto, MANTILLA HERNÁNDEZ Javier Reinaldo. Diseño Conceptual de la Estrategia de Aseguramiento de Flujo para un Sistema de Producción Costa Afuera. PREGRADO INGENIERÍA DE PETRÓLEOS. Universidad Industrial De Santander. Bucaramanga. 2010.

MOTT MACDONALD LTD. The Update of Loss of Containment Data for Offshore Pipelines. The Health and Safety Executive, The UK Offshore Operators Association and The Institute of Petroleum. Croydon UK. 12 June 2003.

MOUBRAY, John. Reliability Centered Maintenance RCM II. Second Edition. Industrial Press Inc. New York, Estados Unidos de América. 1997. p. 335-347.

MULHBAUER Kent. Pipeline Risk Management Manual: Ideas, Techniques, and Resources. Tercera Edición. Gulf Professional Publishing. 2004.

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS - NACE International. Corrosion Control of Submerged Areas of Permanently Installed Steel Offshore Structures Associated with Petroleum Production. NACE SP0176-2007. Houston: NACE International. Marzo 2007. p. 3-8, 24-30.

----- Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines Carrying Normally Dry Natural Gas (DG-ICDA). NACE SP0206-2006. Houston: NACE International. 2006. 24p.

----- Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Liquid Petroleum Pipelines. NACE SP0208-2008. Houston: NACE International. 2006. 35p.

----- Mitigation of Alternating Current and Lightning Effects on Metallic Structures and Corrosion Control Systems. SP0177-2014 (formerly RP0177). El Instituto. Houston, Texas, Estados Unidos de América. Marzo 2014.

----- Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology. ANSI/NACE SP0502-2010. Houston: NACE International. 2010. 57p.

----- Pipeline Integrity Method Selection. NACE SP0113-2013. Houston: NACE International. 2013. 24p.

----- Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations. NACE SP0775-2013. Houston: NACE International. Septiembre 2015. p. 16-18.

----- Stress Corrosion Cracking (SCC) Direct Assessment Methodology. SP0204-2008. Houston: NACE International. 2008. 29p.

----- Wet Gas Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines. NACE SP0110-2010. Houston: NACE International. 2010. 59p.

PEDERSON, I; et al. Enbridge Northern Pipeline: 25 Years of Operations, Successes and Challenges. Journal of Pipeline Engineering. Edmonton. Canada. Marzo 2012.

PRASANTA Kuma, DEY Stephen, OGUNLANA O. SITTICHAJ Naksuksakul. Risk-based Maintenance Model for Offshore Oil and Gas Pipelines: A Case Study. Emerald Group Publishing Limited Journal of Quality in Maintenance Engineering Volume 10 · Number 3 · 2004.

PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE. Practice Standard for Project Risk Management. The Institute. Pennsylvania, United States of America. 2009. P 100-104.

R.E. Melchers, The Effects of Water Pollution on the Immersion Corrosion of Mild and low alloy steels. Corrosion Science. Volume 49. Issue 8. August 2007. p. 3149-3167

RUIZ RUBIO Alejandro. Implementación de un Sistema de Información que Permita Desarrollar un Programa Estratégico de Gestión para la Mitigación de los Riesgos en el Área de Integridad y Control de la Corrosión En El Gasoducto Cusiana La Belleza Propiedad De TGI S.A. E.S.P. PREGRADO INGENIERÍA DE PETRÓLEOS. Universidad Industrial De Santander. Bucaramanga. 2009.

SAATY, Thomas. Decision making with the analytic hierarchy process. University of Pittsburgh. Pittsburgh, PA 15260, USA. 2008.

----- . Hierarchon Vol II. Volume II. RWS Publications. Pennsylvania USA. 2015.

----- . Relative Measurement and Its Generalization in Decision Making Why Pairwise Comparisons are Central in Mathematics for the Measurement of Intangible Factors The Analytic Hierarchy/Network Process. Academia de Ciencias. España. El Instituto. 2008.

SAATY Thomas L, JOYCE M Alexander. Mathematical Models in the Physical, Biological, and Social Sciences. Segunda Edición. Pittsburg USA. 2012.

SAATY Thomas L, VARGAS Luis G. Models, Methods, Concepts and Applications of Analytic Hierarchy Process. Segunda Edición. Pittsburg USA. 2012.

SARMIENTO CISNEROS Elquier, CORREA MEJÍA Jair. Sistema de Gerenciamiento de Integridad para el Gasoducto Ballena Barrancabermeja, Enfocado en la Optimización de los Planes de Operación y Mantenimiento. ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO. Universidad Industrial De Santander. Bucaramanga. 2006.

STAMATELATOS Michael, VESELY William. Failure Tree Handbook with Aerospace Applications. NASA Office of Safety and Mission Assurance. NASA Headquarters. Washington, DC, USA. Agosto 2002.

SWAIN, A.D. GUTTMANN, H.E. Handbook of human-reliability analysis with emphasis on nuclear power plant applications. Sandia National Labs. Albuquerque, Estados Unidos de América. Agosto de 1983.

TAYLOR, J.R. Risk Analysis for Process Plant, Pipelines and Transport. E&FN SPON, Londres, 1994.

Tuler, S., et al. "Human Reliability and Risk Management in the Transportation of Spent Nuclear Fuel," in Reliability on the Move: Safety and Reliability in Transportation (G. B. Guy, Ed.), London: Elsevier Applied Science, 1989, pp. 167-193.

TWEEDDALE, Mark. Managing Risk and Reliability of Process Plants. Burlington, USA, 2003.

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES. "Introducción a la Ingeniería Offshore de Petróleos". Facultad de Ingeniería. El Instituto. Bogotá. Agosto de 2013.

VAN GELDER Pieter, PROSKE Dirk, VRIJLING Han .7th International Probabilistic Workshop. Delft Netherlands 25 al 26 de Noviembre 2009.

VANEGAS, Ilvar José. Estudio Técnico Económico para la Implementación de un Programa de Evaluación de Integridad y Confiabilidad de Instalaciones Petroleras. ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS. Universidad Industrial De Santander. Bucaramanga. 2013.

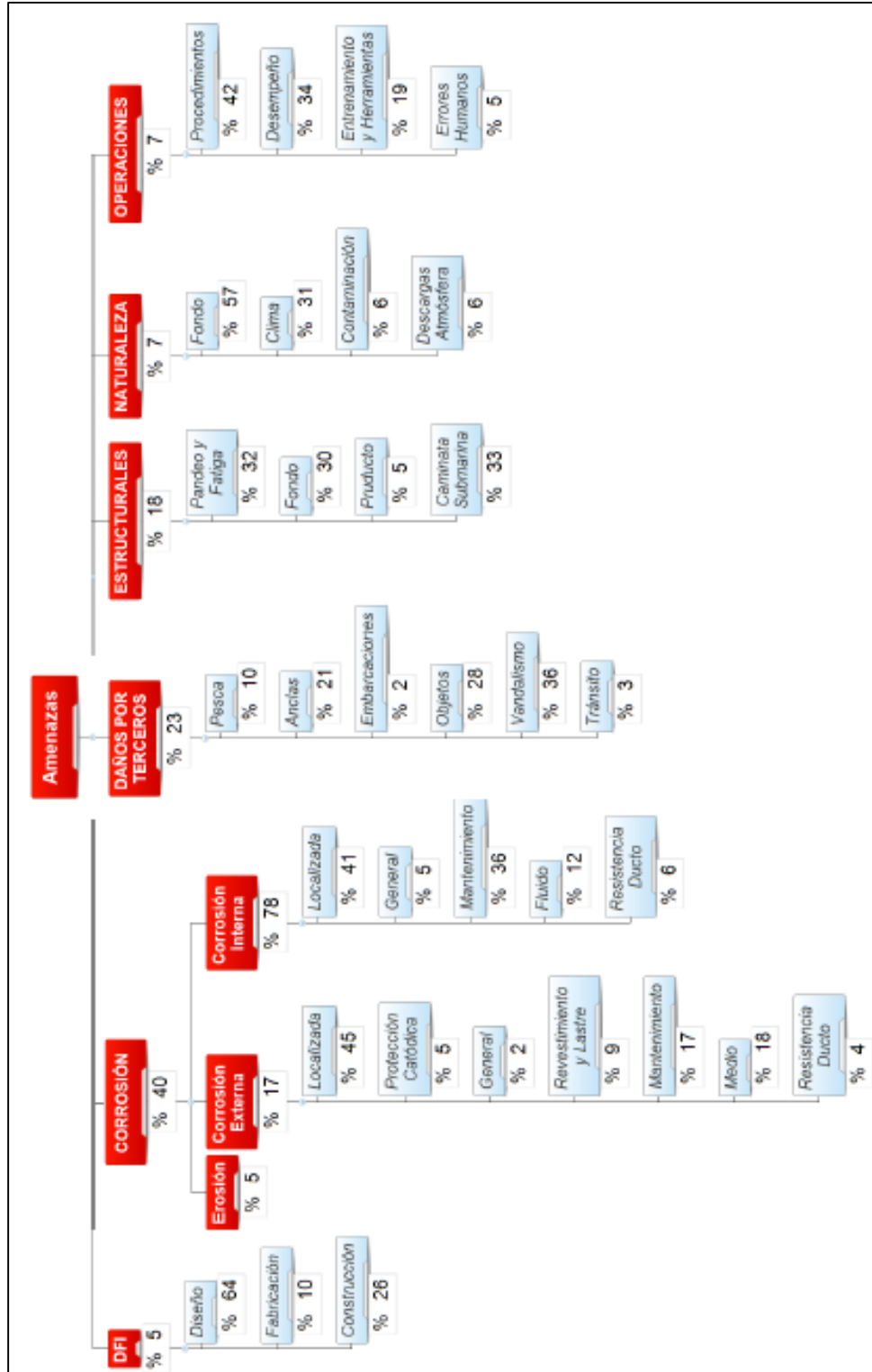
VERGARA GUTIÉRREZ Carlos Antonio. Gerenciamiento de Programas de Gestión de Integridad en Terminales Marítimos Petroleros. ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS. Universidad Industrial De Santander. Bucaramanga. 2013.

YONG, Bai. Marine Structural Design. Elsevier. Oxford UK. 2003. p. 522.

YONG, Bai y QIANG Bai. Subsea Pipeline Integrity and Risk Management. Primera Edición. San Diego USA. Elsevier. 2014.

## ANEXOS

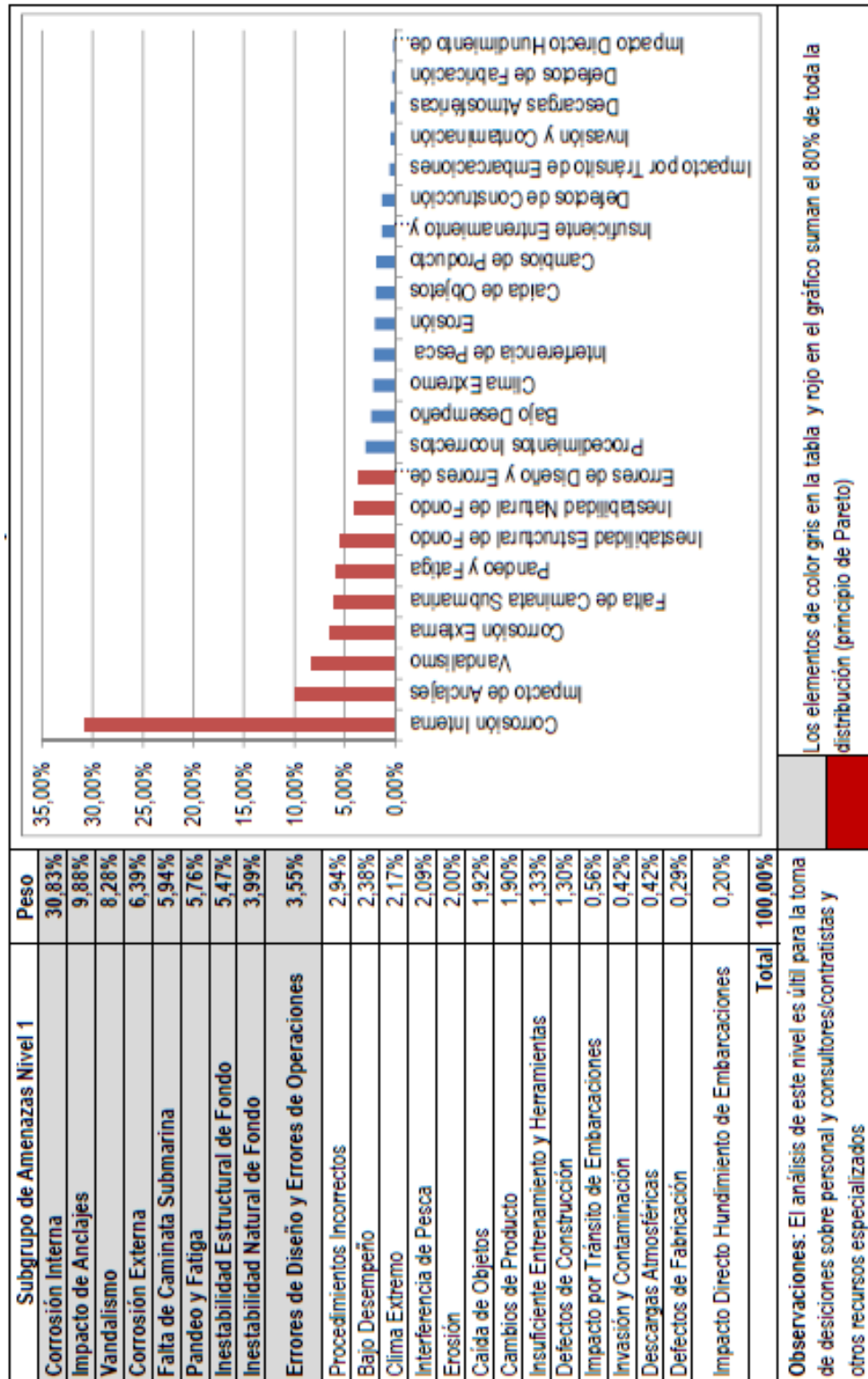
Anexo A. Estructura del modelo de valoración de Riesgos.





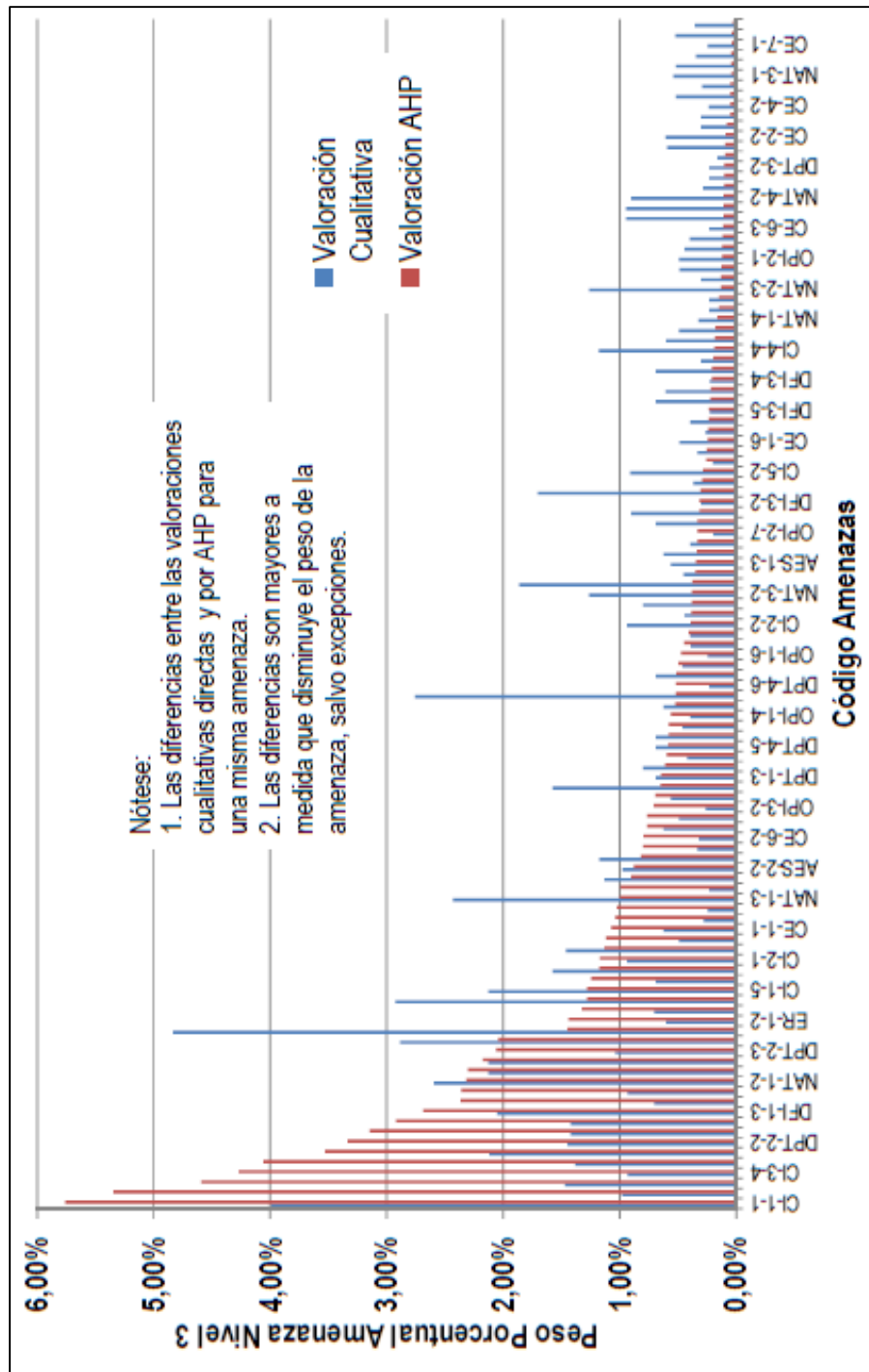
Grupo	VALORACIÓN AFINANZAJE								COMERCIALIZACIÓN								TOTAL			
	Pres. Proyecto Cualitativa	Pres. Proyecto AEP	Pres. Total Cualitativa	Pres. Total AEP	Probabilidad Incertidumbre (I/S)	Probabilidad Incertidumbre Cualitativa	Probabilidad Incertidumbre AEP	Probabilidad Incertidumbre Cualitativa	Probabilidad C1 (Presupuesto)	% Pasa C1	Probabilidad C2 (Presupuesto)	% Pasa C2	Probabilidad C3 (Presupuesto)	% Pasa C3	Probabilidad C4 (Cualitativa)	% Pasa C4		Probabilidad C5 (Presupuesto)	% Pasa C5	Pres. Proyecto Comercialización (I/S)
DEBIDO, FABRICACIÓN Y CONSTRUCCIÓN	10%	4%	0.000%	0.200%	0	0.2100000000	0.2100000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.000000	
	40%	16%	0.000%	0.800%	0	0.3400000000	0.3400000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.100000	
	60%	24%	0.000%	1.200%	0	0.3500000000	0.3500000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.200000	
	30%	12%	0.000%	0.600%	0	0.2200000000	0.2200000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.050000	
	20%	8%	0.000%	0.400%	0	0.1500000000	0.1500000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.030000	
	10%	4%	0.000%	0.200%	0	0.1000000000	0.1000000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.020000	
	20%	8%	0.000%	0.400%	0	0.1500000000	0.1500000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.030000	
	30%	12%	0.000%	0.600%	0	0.2200000000	0.2200000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.050000	
	40%	16%	0.000%	0.800%	0	0.3000000000	0.3000000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.070000	
	50%	20%	0.000%	1.000%	0	0.3500000000	0.3500000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.090000	
	60%	24%	0.000%	1.200%	0	0.3800000000	0.3800000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.110000	
	70%	28%	0.000%	1.400%	0	0.4000000000	0.4000000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.130000	
	80%	32%	0.000%	1.600%	0	0.4200000000	0.4200000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.150000	
	90%	36%	0.000%	1.800%	0	0.4400000000	0.4400000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.170000	
	100%	40%	0.000%	2.000%	0	0.4600000000	0.4600000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.190000	
	10%	4%	0.000%	0.200%	0	0.1000000000	0.1000000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.020000	
	20%	8%	0.000%	0.400%	0	0.1500000000	0.1500000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.030000	
	30%	12%	0.000%	0.600%	0	0.2200000000	0.2200000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.050000	
	40%	16%	0.000%	0.800%	0	0.3000000000	0.3000000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.070000	
	50%	20%	0.000%	1.000%	0	0.3500000000	0.3500000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.090000	
60%	24%	0.000%	1.200%	0	0.3800000000	0.3800000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.110000		
70%	28%	0.000%	1.400%	0	0.4000000000	0.4000000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.130000		
80%	32%	0.000%	1.600%	0	0.4200000000	0.4200000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.150000		
90%	36%	0.000%	1.800%	0	0.4400000000	0.4400000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.170000		
100%	40%	0.000%	2.000%	0	0.4600000000	0.4600000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.190000		
10%	4%	0.000%	0.200%	0	0.1000000000	0.1000000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.020000		
20%	8%	0.000%	0.400%	0	0.1500000000	0.1500000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.030000		
30%	12%	0.000%	0.600%	0	0.2200000000	0.2200000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.050000		
40%	16%	0.000%	0.800%	0	0.3000000000	0.3000000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.070000		
50%	20%	0.000%	1.000%	0	0.3500000000	0.3500000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.090000		
60%	24%	0.000%	1.200%	0	0.3800000000	0.3800000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.110000		
70%	28%	0.000%	1.400%	0	0.4000000000	0.4000000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.130000		
80%	32%	0.000%	1.600%	0	0.4200000000	0.4200000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.150000		
90%	36%	0.000%	1.800%	0	0.4400000000	0.4400000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.170000		
100%	40%	0.000%	2.000%	0	0.4600000000	0.4600000000	0	11%	5	30%	5	12%	5	4%	5	17%	0	0.190000		
Totales	340,00%	340,00%	100,00%	100,00%		5,2000000000	5,2000000000												TOTAL RIESGO	25,00000000
COMPRADACIÓN				COMPRADACIÓN				COMPRADACIÓN												

Anexo C. Peso de amenazas en clasificación Nivel 1 y su distribución de Pareto.



**Observaciones:** El análisis de este nivel es útil para la toma de decisiones sobre personal y consultores/contratistas y otros recursos especializados

Anexo D. Peso porcentual amenazas en Nivel 3 (parámetros de evaluación) - comparación valoración cualitativa directa versus AHP.



Anexo E. Aplicación metodología AHP para valoración de consecuencias.

Cuadros Resumen Aplicación AHP según Consecuencias, Zonas, General e Importancia de Zonas

a) AHP por Segmentos

**Cuadro 1. Valoración de Peso de Consecuencias Aplicando AHP Zona Plataforma\***

Valoración Consecuencias	Personas	Ambiente	Económicas	Clientes	Reputación
Personas	1	1/3	2	5	1
Ambiente	3	1	4	7	5
Económicas	1/2	1/4	1	5	2
Clientes	1/5	1/7	1/5	1	1/4
Reputación	1	1/5	1/2	4	1

Mini Gráfico

Pesos	19%	48%	16%	4%	12%
Incoherencia	8%				

**Cuadro 2. Valoración de Peso de Consecuencias Aplicando AHP Zona Intermedia**

Valoración Consecuencias	Personas	Ambiente	Económicas	Clientes	Reputación
Personas	1	1/7	1/5	2	1
Ambiente	7	1	5	9	3
Económicas	5	1/5	1	4	1
Clientes	1/2	1/9	1/4	1	1/7
Reputación	1	1/3	1	7	1

Mini Gráfico

Pesos	8%	53%	19%	4%	16%
Incoherencia	3%				

**Cuadro 3. Valoración de Peso de Consecuencias Aplicando AHP Zona Costa**

Valoración Consecuencias	Personas	Ambiente	Económicas	Clientes	Reputación
Personas	1	1/3	1	5	1/2
Ambiente	3	1	5	8	3
Económicas	1	1/5	1	3	1
Clientes	1/5	1/8	1/3	1	1/5
Reputación	2	1/3	1	5	1

Mini Gráfico

Pesos	18%	49%	13%	4%	16%
Incoherencia	3%				

\*: Se ha asumido que el extremo offshore es una plataforma de producción donde se debe contemplar que hay personal operativo en ella

b) AHP General y Validación

**Cuadro 4. Valoración de Peso de Consecuencias Aplicando AHP General - Especialista**

Valoración Consecuencias	Personas	Ambiente	Económico	Clientes	Reputación
Personas	5	1	7	9	7
Ambiente	1/7	1	1	6	1/3
Económicas	1	1/5	1	4	1
Clientes	1	1/7	3	7	1
Reputación	1/4	1/9	1/8	1	1/7

Mini Gráfico

Pesos	11%	63%	10%	8%	18%
Incoherencia	6%				

**Cuadro 5. Valoración de Peso de Consecuencias Aplicando AHP General**

Valoración Consecuencias	Personas	Ambiente	Económicas	Clientes	Reputación
Personas	1	1/4	1/2	5	1/2
Ambiente	4	1	4	7	5
Económicas	2	1/4	1	5	1/2
Clientes	1/5	1/7	1/5	2	1/5
Reputación	2	1/5	2	5	1

Mini Gráfico

Pesos	11%	52%	15%	4%	18%
Incoherencia	7%				

**Cuadro 6. Importancia de Zonas de Ubicación Aplicando AHP**

Valoración Consecuencias	Personas	Intermedio	Costa
Personas	1	1	1
Intermedio	1/9	1	1/2
Costa	1	2/3	1

Mini Gráfico

Pesos	32%	38%	29%
Incoherencia	1%		

**Cuadro 7. Esquema Típico Propuesto de Pesos de los Tipos de Consecuencias (Promedio Cuadro 4 y 5)**

Tipo de Consecuencias	Personas	Ambiente	Económico	Clientes	Reputación
Peso	11.25%	55.76%	12.25%	3.40%	17.34%

Mini Gráfico

Observaciones:

- Los pesos porcentuales indicados se han estimado solo para el modelo típico. Estos pesos varían de manera considerable dependiendo del contexto operativo, ruta particular y condiciones específicas de la instalación y por lo tanto se debe hacer un análisis específico para cada nuevo caso.
- El contexto típico planteado es dúo offshore con extremo costero sin muelle (con extremo en estación con abastecimiento), sección intermedia de 50 kilómetros y extremo offshore con plataforma de producción. Para cada nuevo caso se debe analizar con detalle el contexto ambiental, comunidades aledañas, personal, clientes y condiciones socio económicas de la instalación.

Anexo F. Plan de acción típico - Ductos de transporte de hidrocarburos Offshore.

Item	Amenaza que Alisca	Tipo de Componente / Condición	Tipo de Acción	Cobertura Feasible	Frecuencia	Referencia	Consideraciones
1	Corrosión, Erosión.	Ducto	Inspección LUUT-AMFL.	100% de la Superficie Interna y Externa	Basada en Riesgo y Regulatorias	NACE RP0102-NACE RP0002 NACE TR 35100 DOT CFR 195 DNV-OP-F101 DNV-OP-SB01 DNV-OS-F101	De acuerdo a las regulaciones aplicables, recomendaciones emitidas en el diseño o manuales de mantenimiento así como la valoración de riesgo del ducto, se establecerá la frecuencia de inspección. Por otra parte se deben considerar los resultados de inspecciones LU anteriores y establecer una frecuencia adecuada según el deterioro que está presentando la línea. NACE RP0102 recomienda que los intervalos de inspección sean tales que se realice una nueva inspección LU al menos a la mitad de la vida restante calculada en la totalidad del ducto. Se deben buscar medidas de validación y aplicación de técnicas de inspección adicionales en secciones que se hayan deteriorado o previsto o fallas en el ducto. DOT CFR 195 recomienda que la inspección LU debe realizarse después de las 5 años del inicio de operación del mismo. De acuerdo a los costos de mantenimiento, excavaciones, reparaciones y demás intervenciones se puede definir la frecuencia de inspección para prevenir y planear mantenimiento.
2	Todas a excepción de Corrosión Interna	Todos los componentes por encima del nivel del agua.	Inspección Visual	100% de la Superficie	Anual	DNV-OP-F208 DNV-OP-SB01 DNV-OS-F101	Las zonas de riesgo pueden requerir frecuencia de inspección superior al 100%. Se debe prestar atención a las zonas del ducto en la costa en las cuales la erosión ha creado nuevas intersecciones al aire agua y líneas soportadas a la erosión de la arena y el oleaje. Se deben tener en cuenta los puntos donde se hayan realizado reparaciones o adiciones especiales durante la construcción tales como instalación de refuerzos mecánicos, cambios, soportes, entre otros. Se deben mantener con detalle las zonas que históricamente han estado sometidas a vibración o se encuentran en tal condición. Se ha actualizado esta tabla, actualizar DNV-OP-F208
3	Todas	Áreas de Puntos Duros	La requerida por Judo experto / Normas / Legislación	100% de la superficie expuesta al daño	Inmediatamente	DNV-OP-F208	Se deben seleccionar las técnicas de inspección adecuadas al daño y se deben evaluar las medidas de seguridad y confiabilidad.
4	Todas a excepción de Corrosión Interna	Ductos Componentes Sumergidos	Visual/ROV/OTV	La que permita la Inspección	Cada 2 Años o Inmediatamente después de eventos sísmicos y climáticos importantes y otros eventos anormales.	DNV-OP-F208	1. Son de importancia evaluar los accesorios, líneas flexibles agua-efluente-agua, cruces y paralelismo con otros ductos cercanos, puntos de soporte y refuerzo adicionales, líneas con sacos de relleno o soporte, líneas con presencia de escorbidos, puntos de soportes de adiciones libres puntos de instalación de cámaras endoscópicas, líneas con películas o daños en líneas, líneas con películas de lodo y/o insecticidas, soportaciones, puntas con anclajes, líneas con protectores, recubrimientos de lino sobre o cercanos a la ruta del ducto, puntas de cruces o paralelismo con otras estructuras, puntas con reparo previas de anomalías o fallas, líneas con formación de organismos adosados al ducto, líneas de paso de corrientes marítimas. 2. También se deben inspeccionar las líneas desde un aspecto o reparo impactos de anclas, redes de pesca, caída de objetos, hundimiento de embarcaciones y otros eventos anormales. 3. Se deben tener en cuenta los puntos donde se hayan realizado reparaciones o adiciones especiales durante la construcción tales como instalación de refuerzos mecánicos, cambios, soportes, entre otros. Se deben examinar con detalle las zonas que históricamente han estado sometidas a vibración o se encuentran en tal condición.
5	Todas	Todos los componentes	NOT Aplicables	Spot	Como sea requerido	DNV-OP-F208 DNV-OS-F101	Se debe inspeccionar por las técnicas de ensayo no destructivas los componentes de acuerdo a lo establecido en el diseño, manuales de fabricación y últimas prácticas recomendadas.
6	Corrosión Exterior	Ducto y Accesorios	Evaluación de Protección Catódica por Trailing Wire / ROV	100% de la longitud	Cada 3 a 5 Años	DNV-OS-F208 DNV-OP-F101 ISO 15586-2	Debido a la facilidad de aplicación de la técnica Trailing Wire para la medición de potenciales de protección catódica, se pueden implementar frecuencias menores de inspección hasta de una (1) inspección por año.
7	Todas	Componentes Válvulas a superficie	Inspección recomendada por el fabricante	Según el tipo de componente a ensayar	Después de fallas a superficie	DNV-OP-SB01 DNV-OP-F208	Se debe aprovechar la oportunidad de aprovechar cualquier componente sumergido incluyendo secciones de ducto que sean fáciles a acceder.
8	Estructuras	Cambio de Producto	Recalificación recomendada por diseño	La recomendada en diseño	Cada vez que cambie el producto	DNV-OS-F101	Se deben tener en cuenta los desplazamientos tanto verticales como horizontales incluyendo las zonas el ducto se soporte o soportado más allá de lo previsto. Los cambios de producto pueden afectar otra armadura tales como corrosión (por modo de restricción de riesgo).
9	Estructuras	Desplazamiento del Ducto	Recalificación recomendada por diseño	La recomendada en diseño	Al producirse desplazamiento	DNV-OS-F101	Se debe tener en cuenta lo establecido en el diseño. Se recomienda emplear personal y consultores especializados.
10	Corrosión y Estrucuras	Cambio de Condiciones Operacionales	Recalificación recomendada por diseño	La recomendada en diseño	Cada vez que cambie el producto	DNV-OP-F101 DNV-OS-F101	Se debe tener en cuenta lo establecido en el diseño. Se recomienda emplear personal y consultores especializados.
11	Corrosión Interna	Todo el ducto	Monitoreo por Cupones Oximétrico	Puntos O-flores	De acuerdo a condiciones de la instalación	NACE 3T100-2012	Se recomienda emplear personal y consultores especializados. Se debe tener muy en cuenta la información histórica de fallas.

Item	Amenazas que Ataca	Tipo de Componente / Condición	Tipo de Acción	Cobertura Factible	Frecuencia	Referencia	Consideraciones
12	Corrosión interna	Todo el ducto	Limpieza interna	Todo el interior del ducto	De acuerdo a condiciones de la instalación	NACE PCIM COURSE	Se recomienda emplear personal y consultores especializados. Se debe tener muy en cuenta la información histórica de fallas.
13	Corrosión interna	Todo el ducto	Tratamiento químico	Todo el interior del ducto	De acuerdo a las recomendaciones del diseño y fabricante.	NACE PCIM COURSE	Se recomienda emplear personal y consultores especializados. Se debe tener muy en cuenta la información histórica de fallas.
14	Corrosión Externa	Todos los componentes asegurados	Mantenimiento de Acabos de Protección Catódica	Todos los ámbitos de protección catódica	De acuerdo a los resultados de inspecciones	DNV-OS-F101 ISO 15588-2 DNV-SP-5481	Se recomienda emplear personal y consultores especializados. Se debe tener muy en cuenta la información histórica de fallas.
15	Todas	Cuando no se prohibe el monitoreo de corrosión interna, o LI, o NDT/Metodologías Alternativas	Pruebas de Presión	100% del segmento que lo requiere	De acuerdo al diseño o regulaciones	DNV-OS-F101 DNV-RP-F101	Se deben establecer estas pruebas dependiendo de las condiciones, historia de fallas y antigüedad del ducto.
16	Todas	Cualquier condición o componente	Revisión del Plan de Pruebas	100% del ducto	Actual	DNV-RP-F101 y Normas/Regulaciones específicas	El plan e pruebas debe ser revisado de forma anual y adaptado de acuerdo a los nuevos hallazgos, resultados de inspecciones, monitoreo, pruebas, reparaciones y condiciones de operación del ducto.

**Observaciones Generales**

\* El nivel de prioridad de las acciones dependerá de la valoración de riesgo y lo establecido en las manuales de mantenimiento de la instalación.

\* El presente plan de acción es un plan físico recomendado y lo indicado en él no debe ser tomado al pie de la letra ya que cambian de acuerdo a las condiciones particulares en su momento para cada ducto o segmento donde será implementado.

\* Ver el plan de acción físico presente en el documento principal.

\* El plan presentado aquí es un ítem y requiere la cobertura en diferentes referencias.

\* A pesar que ante la aparición de un defecto o condición anormal el operador puede tomar como medida disminuir los parámetros de operación mientras se da una solución a la falla, se debe tener cuidado en documentar tal condición provisional para evitar que el mismo u otro operador que desconoce a la condición, aumente los parámetros de operación y se produzca un accidente. Se debe asegurar que el defecto o condición anormal no conduzca a la brevedad posible.



\* A pesar que ante la aparición de un defecto el operador puede tomar como medida disminuir los parámetros de operación mientras se da una solución a la falla, se debe tener cuidado en documentar y divulgar apropiadamente tal condición provisional y asegurar que el defecto es corregido a la brevedad posible.

\* Los ductos que se encuentran fuera de servicio deberán ser considerados según el presente plan y se deberán tomar las acciones especiales que ameritan condición de estancamiento de producción y plenas mueras.

\* Sea cual fuera la frecuencia de inspección adecuada, el área responsable de mantenimiento deberá fijar frecuencias de inspección a otras acciones de mantenimiento de manera tal que se estime que no es probable que ocurra la falla entre dos intervalos consecutivos de inspección y que además si son detectadas fallas se pueda programar con suficiente antelación las acciones de mantenimiento.

\* Luego de realizadas intervenciones al ducto se deben establecer acciones y frecuencias especiales a fin de evitar que la intervención no ha tenido efectos subsesados. Todas las anomalías y daños detectados durante la inspección deberán ser reportados y total inmediatamente.

Anexo G. Actas modelo, talleres y aplicación AHP.

 SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRADO		TI-01-040 Revisión No. 002 Pág. 1 de 2
ACTA DE REUNIÓN		
TIPO DE REUNIÓN	Administrativa <input type="checkbox"/>	Técnica <input checked="" type="checkbox"/>
	HSE <input type="checkbox"/>	Capacitación <input type="checkbox"/>
Fecha:	11/03/2017	Hora: 16:00
Reunión No.:	M030-02	
País / Lugar:	Sala de Conferencias Técnica ICE Bogotá	
Tema:	Taller I - Aplicación Metodología AHP (Analytic Hierarchy Process) y Método de Valoración de Riesgos Cuantitativos	
Información Utilizada:	Presentación Modelo en Excel Programa de Cálculo AHP	
Abrador:	Diego Martínez	Moderador: Paula López
<b>Temas Desarrollados:</b> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Se hizo un repaso de los desarrollados en taller I</li> <li>2. Se hizo una descripción detallada de la estructura del Modelo</li> <li>3. Se explicó la necesidad de nuevas áreas especializadas para tratar temas de fondo y folios</li> <li>4. Se revisó los pesos porcentuales de las alternativas que son aplicables para ductos offshore</li> <li>5. Se solicitó apoyo de pesos potenciales de la alternativa de referencia de pesca para el modelo típico aplicado en Colombia</li> <li>6. Se describió y discutió la estructura del plan de acción técnico y se desarrolló su propuesta</li> <li>7. Se confirmó que partes del modelo offshore se pueden aplicar y estandarizar para el modelo offshore</li> </ol>		
Asistentes: NOMBRE	FIRMA	
Paula Andrea López Zora Alejandro Pachilla ✓ Yessid Pezart Zúñiga Diego Nombase Roman Jorge A. Janet Jaime		



INSTITUTO VENEZOLANO DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS

SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRADO

TI-R-048  
Revisión No. 002  
Pag. 1 de 2

ACTA DE REUNIÓN

TIPO DE REUNIÓN: Administrativa  Técnica  HSE  Capacitación

Fecha: 25/03/2017 Hora: 16:30 Reunión No. MC86-01  
País / Lugar: Sala de Conferencias Tectra ICE Bogotá  
Tema: Taller I - Aplicación Metodología AHP (Analytic Hierarchy Process) y Modelo de Iteraciones de Riesgos Ductos Offshore  
Información Utilizada: Presentación, Modelo en Excel, Programa de Cálculo AHP  
Anfitrión: Diego Mendocça Moderador: Paulo López

Temas Desarrollados:

1. Se presentó los avances del modelo cualitativo de valoración de riesgos en ductos offshore.
2. Se explicó en que consiste la metodología AHP y se hizo un ejercicio simple de áreas de figuras geométricas.
3. Se explicó la aplicación de AHP sobre el modelo.
4. Se recibió resultados preliminares de asignación de pesos de grupos principales de amenazas.
5. Se recibió las posibilidades de aplicar AHP a grupos, subgrupos y preguntas del modelo.
6. Se recibió partes de las preguntas y ejercicio de cálculo de riesgo.
7. Se explicó que se definen guías para valoración de consecuencias.
8. Se explicó los avances en plan de inspección tipo.
9. Se planteó el aprovechamiento del modelo de valoración para ductos onshore y estandarización con el modelo offshore.

Asistentes:

NOMBRE

Paulo Anderson Lopez Peña  
Daniel Pasquaziello  
Juan EDUARDO  
Alejandro Padilla V  
Diego Mendocça

FIRMA

*(Handwritten signatures)*