



UNIVERSIDAD INTERNACIONAL SEK

FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS,
ADMINISTRATIVAS Y TURISMO

Trabajo de fin de carrera titulado:

**“EVALUACION DE RIESGOS DE CORROSION Y
DESARROLLO DE UN PLAN DE MITIGACION EN
OLEODUCTOS”**

Realizado por:

WILSON RAMIRO CORRALES HERRERA

Director del proyecto:
MGS. JOSE UNDA

Como requisito para la obtención del título

MAGISTER EN ADMINISTRACIÓN DE NEGOCIOS

Quito, Julio del 2013

DECLARACIÓN JURAMENTADA

Yo, WILSON RAMIRO CORRALES HERRERA, con cedula de identidad # 050152297-3, declaro bajo juramento que el trabajo aquí desarrollado es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliografías que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración, cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la UNIVERSIDAD INTERNACIONAL SEK, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la normatividad institucional vigente.

.....

Wilson Ramiro Corrales Herrera

C.C.: 050152297-3

DECLARATORIA

El presente trabajo de investigación titulado

“EVALUACION DE RIESGOS DE CORROSION Y DESARROLLO DE UN PLAN DE MITIGACION EN LINEAS DE OLEODUCTOS”

Realizado por:

WILSON RAMIRO CORRALES HERRERA

Como Requisito para la Obtención del Título de
MAGISTER EN ADMINISTRACIÓN DE NEGOCIOS

Ha sido dirigido por el profesor

ING. JOSE UNDA, MBA

Quien considera que constituye un trabajo original de su autor

.....

ING. JOSE UNDA, MBA

DIRECTOR

LOS PROFESORES INFORMANTES

Los profesores Informantes:

ANGELICA VIÑAN

RODRIGO COBOS

Después de revisar el trabajo escrito presentado,
Lo han calificado como apto para su defensa oral ante el tribunal examinador.

.....
Mgs. Angélica Viñan

.....
Mgs. Rodrigo Cobos

Quito, Julio del 2013

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo de investigación a mi esposa Inés y a mis hijos Michaela e Ismael quienes con su ayuda cariño y comprensión han sido parte fundamental de mi vida. A mis Padres quienes supieron inculcarme valores y principios que guiaron mi vida. Gracias por estar siempre junto a mí.

TABLA DE CONTENIDO

ÍNDICE DE TABLAS	X
ÍNDICE DE FIGURAS	X
RESUMEN EJECUTIVO	XII
ABSTRACT.....	XIII
CAPITULO I INTRODUCCION	1
1.1 EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	1
1.1.1 Planteamiento del problema.....	3
1.1.1.1 Diagnóstico	3
1.1.1.2 Pronóstico.....	4
1.1.1.3 Control pronóstico.....	4
1.1.2 Formulación del problema	5
1.1.3 Sistematización del problema	5
1.1.4 Objetivo general.....	5
1.1.5 Objetivos específicos	5
1.1.6 Justificación	6
Justificación relevancia social.....	9
1.2 MARCO TEÓRICO	9
1.2.1 Estado actual del conocimiento del tema	9
1.2.2 Adopción de una perspectiva teórica	10
1.2.3 Marco conceptual.....	10
1.2.4 Hipótesis.....	23
CAPITULO II METODO	24
2.1 NIVEL DE ESTUDIO.....	24

2.2	MODALIDAD DE LA INVESTIGACIÓN	25
2.3	MÉTODO.....	25
2.4	POBLACIÓN Y MUESTRA	26
2.6	INSTRUMENTOS DE INVESTIGACIÓN.....	27
2.7	VALIDEZ Y CONFIABILIDAD DE INSTRUMENTOS	28
2.8	PROCESAMIENTO DE DATOS	29
CAPITULO III ANALISIS E INTERPRETACION DE RESULTADOS.....		30
3.1	LEVANTAMIENTO DE DATOS ANÁLISIS FODA	30
3.1.1	Fortalezas	32
3.1.2	Debilidades.....	34
3.1.3	Análisis del entorno externo de la empresa	36
3.1.3.1	Oportunidades	36
3.1.3.2	Amenazas	36
3.2	ESTRATEGIAS FODA	38
3.2.1	Estrategia DA	38
3.2.2	Estrategia DO	38
3.2.3	Estrategia FA.....	39
3.2.4	Estrategia FO.....	39
3.2.5	Estrategia FA (maxi- mini) en la compañía	41
3.2.6	Estrategia DA (mini- mini) en la compañía	41
3.3	PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	42
3.3.1	Análisis y evaluación de riesgos de derrames de petróleo.....	42
3.3.1.1	Factor de consecuencia de falla	43
3.3.1.2	Peligrosidad del producto.....	43
3.3.1.3	Volumen de derrame	45
3.3.1.4	Receptores	45
3.3.2	Riesgos de corrosión interna	48
3.3.2.1	Medición de espesores.	49
3.3.2.2	Monitoreo de corrosión.....	49
3.3.2.3	Programa de limpiezas internas	52
3.3.2.4	Tratamientos químicos	53
3.3.3	Riesgos de corrosión externa	55

3.3.3.1	Protección catódica	56
3.3.3.2	Estado del recubrimiento	58
3.3.3.3	Características del suelo	59
3.3.3.4	Interferencias de corriente eléctrica	60
3.3.3.5	Medición de espesores	61
3.3.4	Riesgos de derrames por terceros	63
3.3.4.1	Nivel de actividad	64
3.3.4.2	Facilidades en superficie	65
3.3.4.3	Educación a la comunidad	66
3.3.4.4	Identificación del Derecho De Vía	67
3.3.4.5	Tapada	67
3.3.4.6	Inspección del Derecho De Vía	68
3.4	APLICACIÓN PRACTICA PLANES DE MANEJO DE RIESGOS	70
3.4.1	Plan de manejo de riesgos de corrosión interna	71
3.4.2	Plan de manejo de riesgos de corrosión externa	73
3.4.3	Plan de manejo de riesgos por terceras personas	77
3.5	ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD	80
3.5.1	Análisis técnico y económico	80
3.5.2	Indicador económico	84
CAPITULO IV DISCUSION		87
4.1	CONCLUSIONES	87
4.2	RECOMENDACIONES	88
REFERENCIA BIBLIOGRAFICA		90
ANEXOS		92
ANEXO A		93
ANEXO B		98
ANEXO C		100
ANEXO D		102
ANEXO E		104
ANEXO F		106

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Fallas en la industria petrolera	7
Tabla 2: Probabilidad de corrosión	8
Tabla 3: Métodos de investigación	26
Tabla 4: Clasificación de las variables.....	27
Tabla 5: Valbración del FODA.....	40
Tabla 6: Estrategias del FODA	40
Tabla 7: Rangos de criticidad.....	70
Tabla 8: Factores relevantes de riesgos de corrosión interna.....	71
Tabla 9: Plan de mitigación corrosión interna	72
Tabla 10: Cronograma de actividades de corrosión interna.....	73
Tabla 11: Factor relevante de riesgos de corrosión externa.....	74
Tabla 12: Plan de mitigación de corrosión externa.....	75
Tabla 13: Cronograma de actividades mitigación de riesgos externos	76
Tabla 14: Factores relevantes en los riesgos de corrosión por terceros	77
Tabla 15: Plan de mitigación daños por terceros	78
Tabla 16: Cronograma de ejecución de daños por terceros	79
Tabla 17: Riesgos más relevantes del estudio.....	81
Tabla 18: Tabla de índice económico (valor riesgo/costo reparación)	84
Tabla 19: Determinación del tiempo optimo de inversión.....	85
Tabla 20: Tabla de resultados de factor de consecuencia de falla	98
Tabla 21: Tabla de resultados del factor de riesgo de corrosión interna.....	100
Tabla 22: Tabla de resultados del factor de riesgo de corrosión externa	102
Tabla 23: Tabla de resultados del factor de riesgo de corrosión de daños por terceros	104

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Exportaciones de petróleo Ecuador 2012	2
Figura 2: Diagrama de relación del FODA	31
	X

Figura 3: Visualización del FODA	32
Figura 4: Factor de consecuencia de falla	48
Figura 5: Análisis de riesgo de corrosión interna	54
Figura 6: Distribución de riesgos de corrosión interna	55
Figura 7: Factor de consecuencia de falla externa	61
Figura 8: Distribución de riesgos de corrosión externa	62
Figura 9: Riesgos de corrosión de daños por terceros	69
Figura 10: Distribución de riesgos de corrosión por terceros	70
Figura 11: Modelo de decisión costo riesgo sección 70	82
Figura 12: Modelo de decisión costo riesgo sección 71 y 72	83
Figura 13: Diagrama costo beneficio de reparaciones en el tiempo	86
Figura 14 : Mapa petrolero	95

RESUMEN EJECUTIVO

Hoy en día muchos países, como el Ecuador tienen una economía basada en la producción petrolera y para este propósito las compañías han realizado inversiones en las áreas asignadas por el gobierno. Una vez que el campo petrolero esta en producción, las instalaciones de acero, tienden a desgastarse y corroerse ya sea por efectos del mismo fluido o por el ambiente que lo rodea, esto constituye un riesgo para la operación, si este no es controlado puede ocasionar fugas que afectan la producción petrolera, el medio ambiente y la imagen de la compañía. De estudios se determinaron que las fallas en la industria petrolera en su mayoría están relacionadas a la corrosión obteniendo rangos de hasta el 33% que es la más alta de todas las clasificaciones de fallas existentes en esta tipo de industria, de ahí la intención de la evaluación de riesgos en estos sistemas y proponer alternativas de mitigación.

La investigación se enfocó en el análisis de cómo manejar los riesgos desde el punto de vista de cálculos matemáticos, probabilidad, consecuencia y análisis estadísticos. Para este propósito se realizó un análisis F.O.D.A., se evaluó los riesgos de corrosión y se desarrolló un plan de mitigación que incluyo análisis costo beneficio en relación al tiempo.

Los resultados obtenidos indicaron que se obtuvo una buena aproximación al objetivo trazado de cuantificar el riesgo lo cual es fundamental para programar los planes de mitigación.

De la investigación se concluyó que no existe un método aceptado universalmente para análisis de riesgos pero el modelo planteado es una buena guía para cuantificar el riesgo y realizar planes de control y mitigación en tuberías que transportan petróleo. La aplicación de este modelo aparte de cuantificar el riesgo también influye en la determinación del tiempo óptimo para realizar inversiones económicas de mitigación o eliminación del riesgo.

Es recomendable la aplicación de este modelo matemático en la cuantificación de riesgos para tuberías de oleoductos debido a su simplicidad y practicidad, así como también continuar en estudios adicionales sobre este tema utilizando como fuente una matriz de riesgos, para establecer ventajas y desventajas entre el modelo matemático actual y el modelo en base a matriz de riesgos.

ABSTRACT

Nowadays, Ecuador and other countries have a economy based on oil filed production, and for this purpose the companies started their inversions on the exploration of area assigned by government, Once the oil field is in production, most of the parts are made of steel alloys tend to wear and to be corroded by fluid transported or environment conditions. It is a risk for operation if this is not under control, it could occurs a leak that affect the production, impact in the environment and image of the company. Some studies shown that many failures in oil field industry are related to corrosion, reaching up ranges of 33% this is higher in the classification of this type of industry that is good reason to evaluate this risk in the systems and propose alternatives to mitigate it.

The investigation was focused on how to handle the risk since the mathematical point of view, included probability, consequence and statistical analysis. For this purpose a FODA evaluation was done about risk of corrosion and it was developed a mitigation plan based on cost – benefit and its relation with the time.

The results of the investigation shown a good approximation to the target of quantifying the risk which is fundamental to set the mitigation plans

The investigation concluded that there is not a universal method accepted for risk analysis, but this model is a good guide to quantify the risk that helps to prepare plans for control or mitigation the risk in pipelines that transport oil. Application of this model apart of quantifying the risk also shows the optimal time for economical investments.

It is recommended the application of this method in the quantification of risks from oil pipelines due to simplicity and convenience as well it is recommended to continue in further studies on this subject using as a source a risk matrix in order to establish advantage and disadvantage between the current mathematical model and the model based on risk matrix

CAPITULO I INTRODUCCION

1.1 EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

El petróleo es una fuente de energía no renovable muy importante en el mundo actual, constituyendo un recurso de gran importancia a nivel mundial para el desarrollo de las industrias y de ciertas actividades que desarrolla el ser humano. El petróleo es usado también para la síntesis de muchos productos químicos tanto orgánicos como inorgánicos; tiene en su composición hidrocarburos varios constituidos de cadenas de carbono lineales y cíclicas, además contiene varios elementos metálicos.

Todo proceso productivo de petróleo se inicia en la extracción desde los yacimientos en el subsuelo, líneas de transporte en superficie, lugares de procesamiento y despacho, todas sus instalaciones están construidas casi en su totalidad en base a aleaciones de hierro. El fluido que es procesado en este sistema (crudo agua y gas natural) genera agentes corrosivos que producen un desgaste interno de las aleaciones de hierro lo que produce corrosión interna; también existe desgaste externo en las tuberías tanques y recipientes debido a la interacción del metal con el medio ambiente y sus agentes corrosivos como son el agua, aire, arena, etc. Por lo tanto los riesgos de fugas o fallas en estos sistemas de producción están latentes y requieren sean analizados con el objetivo de prevenir incidentes o accidentes tomando en cuenta el factor económico.

El gobierno ecuatoriano en el año 2010 planteó y negoció un modelo de contrato en el que las compañías privadas pasaron de contratos de participación a contratos de prestación de servicios. Para esta propuesta el Estado como dueño de todo el petróleo pagó a las

compañías privadas por cada barril extraído una tarifa fija, y obtuvo los beneficios extraordinarios de cualquier incremento en el precio del crudo, además el Ecuador mantuvo su soberanía sobre este importante recurso nacional.

La Ley de Hidrocarburos de Ecuador (decreto supremo 2967) consideró como campo marginal a aquellos que registran una producción diaria menor al 1% del promedio nacional, es decir menos de 5.000 barriles, y que están alejados de la infraestructura petrolera principal.

En el mes de noviembre 2010 y tras 119 días de conversaciones, el Gobierno ecuatoriano logró renegociar los contratos con las compañías chinas Andes Petroleum y PetrOoriental, la chilena ENAP, la española Repsol y la italiana Agip. Ese proceso fracasó con la petrolera brasileña Petrobras, la coreana Canadá Grande, la estadounidense EDC y la china CNPC.

El petróleo es el principal producto de exportación de Ecuador, el quinto extractor de crudo en América, y los ingresos que se generan por su venta financian alrededor del 25% del presupuesto del Estado.

Figura 1: Exportaciones de petróleo Ecuador 2012



Fuente: Estadísticas Banco Central del Ecuador

Elaborado por: Wilson Corrales

1.1.1 Planteamiento del problema

Las compañías petroleras cuentan con sistemas de monitoreo de corrosión interna y externa, pero a pesar de contar con estos sistemas existen riesgos de gran impacto que están latentes en el día a día, los mismos que afectan la vida útil de los activos como son las tuberías de los oleoductos, pérdidas de tiempo, pérdidas de producción, así como también constituyen un gran riesgo para el personal que opera en el área, las comunidades la flora y fauna que lo rodea.

En los últimos años han existido fugas de pequeño impacto en el ambiente petrolero pero este panorama puede ser más severo en cualquier momento. La pregunta que se formula es ¿Un sistema de evaluación de riesgo de corrosión en el campo petrolero ayudará a definir planes de mitigación y establecer una relación costo beneficio?

1.1.1.1 Diagnóstico

El no contar con una evaluación de riesgos adecuada, las compañías petroleras están dejando pasar oportunidades de mejora en sus actividades económicas, las mismas que pueden ser corregidas si se efectúa a mediano plazo, una investigación de evaluación de riesgos para delimitar estrategias de mitigación en la explotación y producción petrolera que conllevará a una operación segura disminuyendo las probabilidades de desastres e inconvenientes causados por esta situación.

De acuerdo a Muhlbauer, W. Kent. (2003), las fallas relacionadas a corrosión han constituido sobre el 25% de fallas en la industria petrolera a nivel mundial. Más de la mitad de estas fallas se asocian a corrosión dulce (CO_2) y corrosión agria (H_2S) que son producto de los fluidos de producción. Los análisis de fallas a nivel industrial han demostrado el daño causado por la corrosión y de la degradación de otros materiales.

1.1.1.2 Pronóstico

En estos últimos años en el país se ha incrementado la producción de derivados en refinería mediante los trabajos de rehabilitación en unidades de refinación y producción de gas natural con la siguiente incidencia positiva en la generación de energía para los sectores eléctrico e industrial al dotarles de una energía más limpia y menos costosa; en lo referente a la explotación de petróleo se ha revertido la tendencia a la baja de producción con un incremento sustentable en comparación al año 2011. Toda esta actividad petrolera puede verse disminuida si no existe una adecuada planificación de control de riesgos que afecta el medio ambiente, la comunidad e imagen de las compañías petroleras.

De no existir estas estrategias corporativas de evaluación y mitigación de riesgos puede llevar a tener pérdidas económicas cuantiosas, indemnizaciones por la comunidad y pérdida de imagen corporativa que impactarían en la economía nacional debido a la afectación en las áreas operativas.

El impacto de la corrosión en la industria del petróleo ha visto su efecto sobre gastos capitales y operacionales. Para luchar contra el alto costo y el impacto de la corrosión, una investigación en este tema es requerido que disminuya los efectos de la corrosión, así como que garanticen una normal actividad petrolera.

1.1.1.3 Control pronóstico

Para el control adecuado de los bienes productivos y de los riesgos envueltos en la operación, es necesario el planteamiento de un conjunto de acciones, o mejorar las existentes con el objetivo de mantener una operación más segura y confiable. Entre las acciones que se planteo incluye evaluación de riesgos de corrosión en el área petrolera que permita crear un plan y delimitar estrategias, para la mitigación de estos riesgos, esto conllevará a una explotación petrolera segura para el medio ambiente, personal que labora y ser económicamente rentable.

El poner en práctica estas medidas hoy en día está llegando a ser cada vez más importantes dado el impacto de la corrosión en la economía, seguridad y el ambiente, los mismos que toman papeles más desafiantes cada día.

1.1.2 Formulación del problema

¿Un análisis de evaluación de riesgos de corrosión mediante análisis de modelos de probabilidad de ocurrencia en el área petrolera y de su plan de mitigación influirá en aspectos de impacto económico, social y ambiental sobre el área petrolera?

1.1.3 Sistematización del problema

¿Cuáles es la realidad ambiental, y social del área petrolera?

¿Cuáles es la realidad de su entorno en relación a la agresividad a corrosión en el Oriente Ecuatoriano?

¿Qué herramientas de análisis deben implementarse para recolectar la información necesaria para respaldar las decisiones de mitigación en la administración?

¿Qué plan se puede implementar en función de los resultados obtenidos que se enfoque a mejorar la productividad y recursos de la compañía para aplicar las opciones y sugerencias encontradas?

¿Qué tan factible de ejecución son las opciones de optimización sugeridas basadas en análisis económicos, estadísticas y probabilidades?

1.1.4 Objetivo general

Evaluar los diferentes riesgos del área petrolera para modelar matemáticamente, en base a ello establecer el impacto económico y proponer un plan de mitigación o eliminación del riesgo relacionando costo-beneficio a través de tiempo, enfocados siempre en garantizar una operación petrolera más segura para la organización.

1.1.5 Objetivos específicos

- Evaluar probabilidades de riesgos de corrosión en el área petrolera que incluyen

- Riesgos de corrosión de oleoductos internos
- Riesgos de corrosión de oleoductos externos
- Riesgos de daños a oleoductos por terceros
- Evaluar los impactos económicos de los derrames
- Proponer planes viables para disminuir los riesgos de una operación petrolera y trabajo seguro mediante análisis de probabilidades y consecuencias que incluye:
 - Plan de manejo de riesgos de corrosión de oleoductos internos
 - Plan de manejo de riesgos de corrosión de oleoductos externos
 - Plan de manejo de riesgos de daños por terceros a oleoductos

1.1.6 Justificación

La investigación analizó la realidad de un sector económico importante en la actividad comercial del país como es la producción petrolera, donde se revisaron los impactos de riesgos en la operación que afectan el frágil ecosistema del Oriente Ecuatoriano, la imagen de la compañía y los elevados costos económicos que representan en caso de producirse una falla en una tubería de oleoducto, siendo imperante la necesidad de plantear estrategias para disminuir o mitigar estos efectos.

Justificación metodología

La naturaleza de la investigación implicó un estudio de probabilidades de riesgo para el diseño de un plan estratégico mediante la aplicación de un modelo de probabilidad-consecuencia. Los datos obtenidos permitieron la creación de información, lo que a su vez fue útil para la presentación de la información en cuadros, series, diagramas, tablas y demás herramientas que ayudaron a visualizar los resultados. Al estar la información debidamente cuantificada, se orientó a la adopción de estrategias competitivas para la empresa. Finalmente, se presentan resultados de una forma descriptiva, de manera entendible y sencilla de asimilar para el lector.

Justificación práctica

J.L Crolet (1994) menciona “La corrosión a nivel mundial ha tenido efectos fuertes sobre instalaciones y equipos industriales llegándose a producir anualmente pérdidas que llegan a cifras importantes: en los países industrializados con valores aproximados del 3% del PBI.”

De todas las fallas que ocurren en las operaciones de la industria del gas y el petróleo la más importante es las fallas debido a corrosión con un 33% de los casos como puede verse en las tablas siguientes tabla:

Tabla 1: Fallas en la industria petrolera

Tipos de fallas	% de fallas en la industria petrolera
Corrosión	33
Fatiga	18
Daño mecánico	14
Fractura frágil	9
Defecto de fabricación	9
Defectos de soldadura	7
Otros	10

Fuente: Kermany y Harrop de BP (1995).

Elaborado por: Wilson Corrales

El CO₂ (dióxido de carbono) y el H₂S (sulfuro de hidrogeno) son los gases mas corrosivos que se tiene en la industria petrolera para lo cual es necesario tomar medidas preventivas como son el uso de químicos inhibidores de corrosión, el uso de revestimientos adecuados resistentes a la temperatura, presión y también que tengan resistencia a la abrasión y al impacto. Por efecto del contenido de CO₂ el agua se vuelve ácida, dependiendo de algunos factores como son el pH y de la concentración de sales disueltas.

La corrosión debido al medio puede considerarse aceptable o no aceptable de acuerdo a los niveles según menciona J.L. Crolet de Elf Aquitaine (1994). Para equipos no reemplazables la corrosión no es aceptable si supera en promedio 1 mm/año, y es poco importante si este valor es 1, 10 o 100 mm/año. Para una tubería bajo agua, la cuestión no es si el derrame se producirá en 10 años, 1 año o 1 mes. Lo importante es que no ocurra.

Límites de concentraciones de CO₂ y de H₂S

De acuerdo a las normas NACE MR-0175 (1986) La corrosividad de un lugar se puede predecir basándose en parámetros que deben tenerse en cuenta:

Tabla 2: Probabilidad de corrosión

Presión parcial del CO ₂ (bar)	Probabilidad de corrosión
<0,5bar	Muy poco probable
0,5<Pco ₂ <2	Posible
Pco ₂ >2bar	Segura

Fuente: NACE MR-0175 (1986)

Elaborado por: Wilson Corrales

Los resultados de estos monitoreos predicen la tendencia a la corrosión existente en el campo que sirven para tomar medidas preventivas o correctivas y mantener el campo petrolero en condiciones controladas de corrosión.

A parte de las condiciones internas del fluido como el CO₂, pH, H₂S, velocidades de fluido, sólidos, etc., existen agravantes externas que contribuyen al deterioro de una línea entre las que se menciona el medio ambiente, deslizamientos, ataques por terceros, son necesarios tomar en cuenta para un programa de integridad que asegure una operación segura libre de derrames que mantenga la seguridad del trabajador y el medio ambiente que los rodea.

Justificación relevancia social

La investigación fue en beneficio de la empresa, sus gestores y recurso humano, posteriormente del medio ambiente y la comunidad, al permitir un replanteamiento técnico de su actividad en base a un plan estratégico, que permite ser más eficiente y eficaz en su gestión, lo que trae como consecuencia beneficio social por el fortalecimiento en su operación productiva.

1.2 Marco Teórico

1.2.1 Estado actual del conocimiento del tema

En su texto, NACE (National Association of Corrosion Engineering) curso de corrosión básica (2004) ha definido corrosión como: Proceso de deterioro normal los metales principalmente, los mismos que tratan de llegar a su nivel estable de energía.

Bajo la definición previa se puede observar que en el mundo de hoy, se requiere más que nunca de herramientas que brinden soporte, para sostener los procesos productivos y contrasten dentro de sus herramientas, la realidad interna de la empresa y su análisis situacional, frente al entorno de la misma. En consecuencia, al centrarse en el estudio de la evaluación de probabilidades de riesgo, permite mediante la información circundante y sus análisis técnicos, determinar y recomendar la adopción de estrategias para la consecución de los objetivos de disminuir estos impactos, de los cuales deriva su accionar y a los cuales debe ajustarse, siempre en la búsqueda de mantener la productividad y mantener la armonía con la comunidad y medio ambiente así como maximizar la rentabilidad de la organización de forma eficaz y eficiente.

En el país todavía no existe una norma para evaluación de riesgos referente a integridad de activos petroleros en donde se pueda basar para obtener lineamientos a seguir, a pesar que en la última década se han realizado importantes avances en el desarrollo de nuevas estrategias de mantenimiento de instalaciones para prevenir riesgos.

El progreso en el área de evaluación de riesgos ha sido motivado por el aumento en el número, tamaño, complejidad y variedad de los activos físicos, la conciencia creciente del impacto del mantenimiento en el medio ambiente, la seguridad del personal, la rentabilidad del negocio, y la calidad de los productos.

Las fallas imprevistas suelen tener efectos adversos sobre el medio ambiente y puede resultar en accidentes graves. Los estudios demuestran la estrecha relación entre las prácticas de mantenimiento y la ocurrencia de accidentes graves.

La rentabilidad está estrechamente relacionada con la disponibilidad y fiabilidad de los equipos, mientras que la calidad del producto depende mucho de la condición de los equipos.

1.2.2 Adopción de una perspectiva teórica

Luego de una revisión crítica de lo analizado se decidió adoptar para esta investigación la teoría de análisis de riesgos basados en probabilidades y consecuencias de tal manera que:

- Se maximice la disponibilidad y eficiencia de las tuberías,
- Controle la velocidad de deterioro de tuberías,
- Garantice una operación segura y respetuosa del medio ambiente, y
- Minimice el costo total de la operación.

Esto sólo puede lograrse mediante un enfoque estructurado del mecanismo de falla del equipo y el diseño de una estrategia óptima para la inspección y mantenimiento. El reto aumenta aún más cuando se opera con equipos y tuberías que contienen materiales tóxicos o peligrosos.

1.2.3 Marco conceptual

La investigación tiene como finalidad ampliar los conocimientos teóricos relacionados al tema planteado, mediante la adición de bibliográfica de este tema. Se pretende con ello enfocar varios puntos de vista que es de suma importancia sobre los efectos indeseables que la corrosión deja en equipos, tuberías, maquinarias y estructuras.

Corrosión

En su texto de NACE curso de Corrosión Básica (2004) sostiene que: Corrosión es la interacción de un metal con el medio que lo rodea, produciendo el consiguiente deterioro en sus propiedades tanto físicas como químicas.

Las características fundamentales de este fenómeno, es que sólo ocurre en presencia de un electrólito, ocasionando regiones plenamente identificadas, llamadas estas anódicas y catódicas: una reacción de oxidación es una reacción anódica, en la cual los electrones son liberados dirigiéndose a otras regiones catódicas. En la región anódica se producirá la disolución del metal (corrosión) y, consecuentemente en la región catódica la inmunidad del metal.

Los enlaces metálicos tienden a convertirse en enlaces iónicos, lo favorece que el material pueda en cierto momento transferir y recibir electrones, creando zonas catódicas y zonas anódicas en su estructura. La velocidad a que un material se corroe es lenta y continua todo dependiendo del ambiente donde se encuentre, a medida que pasa el tiempo se va creando una capa fina de material en la superficie, que van formándose inicialmente como manchas hasta que llegan a aparecer imperfecciones en la superficie del metal.

Este mecanismo que es analizado desde un punto de vista termodinámico electroquímico, indica que el metal tiende a retornar al estado primitivo o de mínima energía, siendo la corrosión por lo tanto la causante de grandes perjuicios económicos en instalaciones enterradas. Por esta razón, es necesaria la oportuna utilización de técnicas de protección.

Se designa químicamente corrosión por suelos, a los procesos de degradación que son observados en estructuras enterradas. La intensidad dependerá de varios factores tales como el contenido de humedad, composición química, pH del suelo, etc. En la práctica suele utilizarse comúnmente el valor de la resistividad eléctrica del suelo como índice de su

agresividad; por ejemplo un terreno muy agresivo, caracterizado por presencia de iones tales como cloruros, tendrá resistividades bajas, por la alta facilidad de transportación iónica.

La protección catódica es un método electroquímico cada vez más utilizado hoy en día, el cual aprovecha el mismo principio electroquímico de la corrosión, transportando un gran cátodo a una estructura metálica, ya sea que se encuentre enterrada o sumergida. Para este fin será necesaria la utilización de fuentes de energía externa mediante el empleo de ánodos galvánicos, que difunden la corriente suministrada por un transformador-rectificador de corriente.

El mecanismo, consecuentemente implicará una migración de electrones hacia el metal a proteger, los mismos que viajarán desde ánodos externos que estarán ubicados en sitios plenamente identificados, cumpliendo así su función

A esta protección se debe agregar la ofrecida por los revestimientos, como por ejemplo las pinturas, casi la totalidad de los revestimientos utilizados en instalaciones enterradas, aéreas o sumergidas, son pinturas industriales de origen orgánico, pues el diseño mediante ánodo galvánico requiere del cálculo de algunos parámetros, que son importantes para proteger estos materiales, como son: la corriente eléctrica de protección necesaria, la resistividad eléctrica del medio electrolito, la densidad de corriente, el número de ánodos y la resistencia eléctrica que finalmente ejercen influencia en los resultados.

Tipos de Corrosión

Se clasifican de acuerdo a la apariencia del metal corroído, dentro de las más comunes están de acuerdo al curso básica de corrosión NACE (2004):

1. Corrosión uniforme: Donde la corrosión química o electroquímica actúa uniformemente sobre toda la superficie del metal
2. Corrosión galvánica: Ocurre cuando metales diferentes se encuentran en contacto, ambos metales poseen potenciales eléctricos diferentes lo cual favorece la aparición de un metal

como ánodo y otro como cátodo, a mayor diferencia de potencial el material con más activo será el ánodo.

3. Corrosión por picaduras: Aquí se producen hoyos o agujeros por agentes químicos.
4. Corrosión intergranular: Es la que se encuentra localizada en los límites de grano, esto origina pérdidas en la resistencia que desintegran los bordes de los granos.
5. Corrosión por esfuerzo: Se refiere a las tensiones internas luego de una deformación en frío.

Protección contra la corrosión

Dentro de las medidas utilizadas industrialmente para combatir la corrosión están las siguientes:

1. Uso de materiales de gran pureza.
2. Presencia de elementos de adición en aleaciones, ejemplo aceros inoxidables.
3. Tratamientos térmicos especiales para homogeneizar soluciones sólidas, como el alivio de tensiones.
4. Inhibidores que se adicionan a soluciones corrosivas para disminuir sus efectos, ejemplo los anticongelantes usados en radiadores de los automóviles.
5. Recubrimiento superficial: pinturas, capas de óxido, recubrimientos metálicos
6. Protección catódica.

Probabilidades

En su texto Ley Roberto (2001) sostiene que dos aplicaciones principales de la teoría de la probabilidad en el día a día son: el análisis de riesgo y en el comercio de los mercados de materias primas. Los gobiernos normalmente aplican métodos probabilísticos en regulación ambiental donde se les llama "análisis de vías de dispersión", y a menudo miden el bienestar usando métodos que son estocásticos por naturaleza, y escogen qué proyectos emprender basándose en análisis estadísticos de su probable efecto en la población como un conjunto.

No es correcto decir que la estadística está incluida en el propio modelado, ya que típicamente los análisis de riesgo son para una única vez y por lo tanto requieren más modelos de probabilidad fundamentales.

Un buen ejemplo es el efecto de la probabilidad percibida de cualquier conflicto generalizado sobre los precios del petróleo en Oriente Medio - que producen un efecto dominó en la economía en conjunto. Un cálculo por un mercado de materias primas en que la guerra es más probable en contra de menos probable probablemente envía los precios hacia arriba o hacia abajo e indica a otros comerciantes esa opinión. Por consiguiente, las probabilidades no se calculan independientemente y tampoco son necesariamente muy racionales. La teoría de las finanzas conductuales surgió para describir el efecto de este pensamiento de grupo en el precio, en la política, y en la paz y en los conflictos.

Se puede decir razonablemente que el descubrimiento de métodos rigurosos para calcular y combinar los cálculos de probabilidad ha tenido un profundo efecto en la sociedad moderna. Por consiguiente, puede ser de alguna importancia para la mayoría de los ciudadanos entender cómo se calculan los pronósticos y las probabilidades, y cómo contribuyen a la reputación y a las decisiones, especialmente en una democracia.

Otra aplicación significativa de la teoría de la probabilidad en el día a día es en la fiabilidad. Muchos bienes de consumo, como los automóviles y la electrónica de consumo la utilizan para reducir la probabilidad de avería. La probabilidad de avería también está estrechamente relacionada con la garantía del producto.

Se puede decir que no existe una cosa llamada probabilidad. En su texto Muhlbaier (2003) menciona que la probabilidad es la medida de nuestro grado de incertidumbre, o esto es, el grado de nuestra ignorancia dada una situación. Por consiguiente, puede haber una probabilidad de 1 entre 52 de que la primera carta en una baraja de cartas es la J de diamantes. Sin embargo, si uno mira la primera carta y la reemplaza, entonces la probabilidad

es o bien 100% o 0%, y la elección correcta puede ser hecha con precisión por el que ve la carta. La física moderna proporciona ejemplos importantes de situaciones determinísticas donde sólo la descripción probabilística es factible debido a información incompleta y la complejidad de un sistema así como ejemplos de fenómenos realmente aleatorios.

En un universo determinista, basado en los conceptos newtonianos, no hay probabilidad si se conocen todas las condiciones. En el caso de una ruleta, si la fuerza de la mano y el periodo de esta fuerza es conocida, entonces el número donde la bola parará será seguro. Naturalmente, esto también supone el conocimiento de la inercia y la fricción de la ruleta, el peso, lisura y redondez de la bola, las variaciones en la velocidad de la mano durante el movimiento y así sucesivamente. Una descripción probabilística puede entonces ser más práctica que la mecánica newtoniana para analizar el modelo de las salidas de lanzamientos repetidos de la ruleta.

Análisis de riesgo

Nadie puede predecir con exactitud dónde hay petróleo. Y mucho menos puede prever el tamaño del yacimiento, la calidad del hidrocarburo o el monto de las inversiones que requerirá el proyecto. Esta es quizás la única industria en la que un inversionista decide inyectar millones de dólares en una perforación cuando sabe que sólo tiene entre 15 y 20% de posibilidades de éxito.

Sin embargo, las empresas petroleras han aprendido a manejar las incertidumbres, a medir los riesgos y a cuantificar sus probabilidades. De estos análisis depende, en una economía cada vez más globalizada, la decisión sobre en qué lugar del mundo levantar una torre y cuándo empezar a perforar.

Este documento analiza el riesgo en la industria petrolera desde una perspectiva económica y medio ambientalista. El primer artículo explica las herramientas que utilizan los inversionistas para minimizar los riesgos.

El riesgo económico

El hombre ha utilizado tradicionalmente los conceptos de riesgo e incertidumbre para medir las posibilidades de obtener o de prever un resultado futuro. Sin embargo, los conceptos de riesgo e incertidumbre han tomado diferentes matices a lo largo de la historia, según las situaciones en que han sido abordados y de la percepción de los individuos que los han tratado. Las incertidumbres comienzan con la baja probabilidad de encontrar hidrocarburos en el momento de iniciar una perforación. En términos generales puede decirse que las incertidumbres nacen del hecho de no poder predecir ningún evento futuro con exactitud. Al no poder hacer esto, el hombre ha desarrollado metodologías que le ayudan a administrar las incertidumbres. Con el análisis y manejo de las incertidumbres se identifican los riesgos, los cuales pueden ser interpretados como incertidumbres de muy alto impacto que pueden afectar en forma significativa los resultados futuros.

Un ejemplo de incertidumbre y riesgo en la actividad petrolera lo constituye la perforación de un prospecto exploratorio, el riesgo de liqueos o roturas de líneas, el cual cuenta, en su fase inicial, con muchas incertidumbres relacionadas con la presencia de hidrocarburos, el tipo y calidad de hidrocarburo, los precios de realización, el monto de inversiones y los gastos de operación, el medio ambiente corrosivo, entre otros.

En este caso, el detectar a tiempo posibles fallas de roturas de oleoductos se constituye en la incertidumbre de mayor impacto, hasta tal punto que condiciona a las demás incertidumbres identificadas. Por ello, en la industria petrolera se dice que la incertidumbre respecto de la posibilidad de tener huecos en tuberías es tan alta que se convierte en un riesgo.

El riesgo se entiende como la probabilidad de detectar fallas en las líneas de hidrocarburos y la incertidumbre se define como el rango de posibles valores que pueden tomar las variables del proyecto y que son igualmente impredecibles a futuro.

En cuanto a los riesgos, estos son comúnmente medidos en términos de probabilidades, las cuales pueden ser objetivas o subjetivas, dependiendo del método empleado para su asignación. Cuando la asignación se hace utilizando métodos estadísticos recibe el nombre de probabilidades objetivas, mientras que si la asignación se hace usando el conocimiento de expertos en la materia analizada, recibe el nombre de probabilidades subjetivas.

Para entender el concepto de probabilidad, la literatura especializada recurre a los juegos de azar. El clásico ejemplo del lanzamiento de un dado en el cual se pregunta las posibilidades de sacar el número 1 en un solo lanzamiento ayuda a ilustrar el concepto. Puesto que el dado tiene seis caras, la probabilidad de sacar el número 1 es una posibilidad entre seis, es decir, que la probabilidad es de $1/6$, o sea, 16.67%.

Este mismo concepto, trasladado a la actividad de exploración y producción de hidrocarburos, nos muestra que, de acuerdo con las estadísticas sobre la perforación de pozos en el país, la probabilidad de que al perforar un pozo exploratorio éste sea descubridor se ubica entre 15% y 20%, lo que significa que de cada cinco pozos exploratorios perforados, cuyo propósito es la búsqueda y descubrimiento de nuevos yacimientos, tan sólo uno resulta descubridor.

Aplicación en la industria petrolera

De lo mencionado por Muhlbaue (2003) el manejo del riesgo y la aplicación de probabilidades en la industria petrolera se remontan a los propios albores de la actividad de exploración y producción, en los cuales los recursos energéticos eran considerados como fuentes inagotables de energía.

Debido al elevado riesgo que involucra esta industria y gracias a la ayuda de la informática, las compañías petroleras han desarrollado diferentes metodologías para manejar el riesgo y han creado un grupo de verdaderos especialistas en su análisis. Hoy se puede afirmar que

todas las grandes compañías cuentan con una metodología propia y con un grupo de especialistas altamente calificado encargados de manejar el tema del riesgo.

Sin embargo, a pesar de los importantes avances presentados en las técnicas sobre identificación y medición del riesgo, la verdad es que su manejo y diversificación depende por entero de la actitud de los inversionistas y de las instituciones frente al mismo.

Con el fin de medir la actitud del inversionista frente al riesgo se incorporaron teorías como la aversión al riesgo y la función de utilidad, las cuales han contribuido a enriquecer los análisis realizados y a medir en mejor forma los beneficios que pueden esperar los inversionistas como resultado de la realización de uno u otro proyecto exploratorio.

La teoría sobre el manejo del riesgo identifica dos niveles de análisis: uno, cuando se trata de analizar proyectos individuales sin restricciones ni limitaciones presupuestales y otro, cuando se trata de analizar dos o más proyectos que compiten entre sí por unos recursos limitados.

El análisis de proyectos individuales sin restricciones presupuestales generalmente se hace recurriendo a indicadores tradicionales tales como la Tasa Interna de Retorno Esperada E (TIR) o el Valor Presente Neto Esperado E(VPN), los cuales, a pesar de trabajar con los flujos de caja esperados de los proyectos, en los que se pondera un posible resultado exitoso y un posible resultado fallido con sus respectivas probabilidades de éxito y de fracaso (riesgo), dejan por fuera otras variables no financieras que pueden resultar importantes en un momento determinado en la toma de decisiones.

Dentro de esta concepción, la aversión al riesgo o la preferencia por el riesgo se mide comparando los costos de realizar el proyecto en relación con el premio o beneficio ofrecido.

El cálculo del posible beneficio se hace utilizando el valor esperado del proyecto, en el cual se pondera la posibilidad de éxito y la posibilidad de fracaso de un resultado, multiplicando las posibles ganancias o las posibles pérdidas por sus respectivas probabilidades.

Por ejemplo, cuando un inversionista exige que los beneficios esperados derivados de un proyecto (valor esperado \$25) sean superiores al costo (\$10) que demanda su realización, se dice que el inversionista es adverso al riesgo.

Si por el contrario, el inversionista se conforma con un beneficio esperado (valor esperado \$25) inferior al costo (\$40) de realización de un proyecto específico, se dice que tiene preferencia por el riesgo. Y si éste exige un beneficio esperado igual al costo de desarrollar el proyecto, se dice que este inversionista es neutral al riesgo.

La preferencia por el riesgo se da generalmente en situaciones donde no hay limitación de recursos. Un ejemplo de ello lo constituyen los jugadores que, a pesar de apostar fuertes sumas de dinero, una posible pérdida no afecta significativamente el monto de sus recursos.

La actitud del inversionista frente al riesgo es definitiva en el análisis, así como la interpretación y la definición de alternativas encaminadas a minimizar y diversificar el riesgo inherente a cada uno de los proyectos que puedan ser desarrollados. Esta actitud de los individuos y de las organizaciones frente al riesgo depende del entorno en que se desarrollen sus actividades, de la riqueza que posean los individuos o las organizaciones, y del número de oportunidades de inversión que pueden generar, entre otros.

Con la inclusión de las funciones de utilidad en los análisis de riesgo, la teoría económica ha permitido traducir valores monetarios e incluso beneficios intangibles en unidades de valor, con las cuales puede medirse el grado de utilidad o de satisfacción que un determinado bien o beneficio le representa a un individuo o a una organización.

Con el uso de las funciones de utilidad se busca maximizar la satisfacción que brinda cada uno de los proyectos u opciones de negocio. Esta teoría se deriva del comportamiento del individuo frente al usufructo de un determinado bien. De acuerdo con esta teoría, en la medida en que un individuo tome más y más unidades del mismo bien, el grado de utilidad o

de satisfacción va disminuyendo hasta llegar a un punto en el cual la utilidad que le representa el bien empieza a tener efectos negativos.

Aplicada al análisis económico, esta teoría nos dice que cuando un inversionista no tiene aversión al riesgo, cada unidad adicional de riqueza adquirida le representa una utilidad igual a la anterior, mientras que con aversión al riesgo la utilidad que le representa cada unidad adicional de riqueza no es la misma. En este último caso, el inversionista percibe mayor utilidad con las primeras unidades de riqueza, mientras que unidades adicionales de riqueza van disminuyendo su utilidad de tal manera que las últimas unidades de riqueza tendrán una utilidad marginal. Dentro de la teoría económica relacionada con la evaluación de proyectos y manejo de portafolios, las funciones de utilidad han tenido una gran aceptación, debido a que con ellas puede maximizarse la utilidad o satisfacción de un inversionista frente al costo o esfuerzo que demanda su realización, dada la actitud del inversionista frente al riesgo y su tolerancia al mismo.

Más allá del riesgo existe otra clase de riesgos relacionados con los mismos proyectos que comprometen el bienestar de las compañías. En un mundo cada vez más competido y globalizado, donde la información fluye sin reservas, pueden existir hechos que originados en un proyecto específico afecten la imagen de la compañía en forma negativa. Estos nuevos riesgos son producto de un mundo cada vez más dinámico, cambiante y competido, donde las compañías petroleras empiezan a tener responsabilidades sociales y ambientales cada vez más grandes.

En resumen, el riesgo visto como la falta de certeza en un resultado futuro, siempre ha existido, existe y existirá, y será mucho mayor en el futuro debido a la globalización, el desarrollo de las comunicaciones y al despertar de una conciencia social internacional cada vez más exigente con las empresas que usufructúan los recursos naturales no renovables del planeta. Sin embargo, las empresas petroleras, expertas en este tema, siempre hallarán la

forma de manejar los diferentes riesgos que vayan apareciendo en el desarrollo de sus operaciones en el ámbito internacional.

Términos básicos

Probabilidad.- Es la rama de la matemática que estudia aquellos experimentos cuyos resultados son aleatorios. Por esto entendemos experimentos en los cuales los resultados pueden variar entre una y otra ejecución.

Riesgo.- De lo mencionado por Muhlbauer (2003) se dice que el riesgo es el daño potencial que puede surgir por un proceso presente o suceso futuro, (y esto se puede dar en cualquier ámbito laboral y más en instituciones de seguros, ya que en estos lugares los clientes pueden utilizarla para la comisión de delito y así poder hacer cualquier tipo de fraude). Diariamente en ocasiones se lo utiliza como sinónimo de probabilidad, pero en el asesoramiento profesional de riesgo, el riesgo combina la probabilidad de que ocurra un evento negativo con cuánto daño dicho evento causaría. Es decir, en palabras claras, el riesgo es la posibilidad de que un peligro pueda llegar a materializarse.

También es la probabilidad de que un resultado esperado no ocurra

Ambiente.- Entorno en el cual opera la empresa, incluyendo: aire agua suelo flora fauna, seres humanos y la interrelación entre estos.

Aspecto ambiental.- Elemento de las actividades, productos o servicios de la empresa que interactúa con el ambiente.

Condición insegura del área de trabajo.- Situaciones o circunstancias peligrosas o inseguras presentes en el área de trabajo que podría causar un incidente o enfermedad ocupacional. Esto involucra infraestructuras o procesos que difieren de los procedimientos, guías y normas establecidas.

Evaluación de riesgo.- Proceso integral para estimar la magnitud del riesgo y la toma de decisión si el riesgo es tolerable o no.

Identificación de peligros.- Proceso de reconocimiento de una situación de peligro existente y de descripción de sus características.

Impacto ambiental.- Cualquier cambio en el ambiente, sea adverso o beneficioso, total o parcial, permanente o temporal resultante de las actividades realizadas por la compañía.

Peligro.- Fuente o situación con el potencial de daño en términos de lesiones o enfermedades, daño a la propiedad, daño al ambiente de trabajo a la combinación de ellos.

Seguridad.- Condición libre de riesgo de daño no tolerable.

Riesgo tolerable.- Riesgo que ha sido reducido al nivel que puede ser soportado por la organización, considerando las obligaciones legales y su política de seguridad industrial y salud ocupacional.

Riesgo no tolerable.- Riesgo que no puede ser soportado por la organización, considerando las obligaciones legales y su política de seguridad de Política de seguridad industrial y salud ocupacional, al cual es necesario controlarlo para disminuir su probabilidad de ocurrencia y su consecuencia.

Consecuencia.- Resultado de la materialización de un peligro. La consecuencia generalmente tiene connotación negativa, relacionada al riesgo y se traduce en pérdidas para la organización.

Exposición.- Periodo durante el cual la persona está en contacto con un peligro. Un peligro constituye un riesgo solo si existe un contacto.

Gestión del riesgo.- Proceso conjunto de evaluación y control del riesgo, a través de aplicaciones de acciones preventivas, correctivas y de mitigación.

Eficacia.- Indicador de mayor logro de objetivos o metas por unidad de tiempo, respecto a lo planeado.

Eficiencia.- Indicador de menor costo de un resultado, por unidad de factor empleado y por unidad de tiempo. Se obtiene al relacionar el valor de los resultados respecto al costo de producir esos resultados.

Estrategia.- En un proceso regulable; es el conjunto de las reglas que aseguran una decisión óptima en cada momento. Una estrategia por lo general abarca los objetivos, las metas, los fines, la política y la programación de acciones de un todo organizacional o individual.

J.D. Edwards.- Software con una suite de aplicaciones integradas donde combina el valor comercial con la tecnología basada en estándares y experiencia sectorial, cuenta con una oferta tan amplia de bases de datos, sistemas operativos y hardware.

FODA.- Técnica de valoración de potencialidades y riesgos organizacionales y personales, respecto a la toma de decisiones y al medio que afecta. Significa: Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas.

1.2.4 Hipótesis

Los riesgos de corrosión de una empresa petrolera pueden ser cuantificados y evaluados con la ayuda de cálculos matemáticos, que ayuden a predecir el comportamiento de desgaste de las tuberías, y mediante esta información se puede generar modelos de probabilidad que ayuden a tomar decisiones para elaborar planes que permitan mitigar o eliminar los riesgos de fallas en oleoductos.

CAPITULO II METODO

2.1 NIVEL DE ESTUDIO

El método utilizado es descriptivo, por su naturaleza, ya que busca descubrir debilidades del control de corrosión en primera instancia, para luego potencializar sus oportunidades, a través de la generación de un plan integral que permita mantener las instalaciones petroleras con mínimos riesgos de corrosión que signifiquen una operación segura y confiable desde el punto de vista de seguridad. La elaboración de un plan de mitigación, implica estudios de análisis y diagnóstico de la operación actual. Es necesario también un análisis de la producción prevista y tiempos de contratos con el estado ecuatoriano, a fin de determinar la factibilidad de las opciones planteadas. Estos aspectos se sustentan en estudios de cada cuenta operativa a fin de identificar las variables más importantes y de esta manera enfocar el estudio en los aspectos más relevantes para cubrir necesidades de la información.

El análisis del área operativa y su relación con el medio ambiente y el riesgo de corrosión de instalaciones constituyen variables que deben ser correlacionadas y explicadas.

Los resultados se enfocaron en un conocimiento de tipo explicativo, dado que se expone la situación de la empresa, y su situación dentro de los intereses generales, con la finalidad de emitir criterios para la elaboración de un plan de manejo de riesgos en el área de operación, que permita una explotación segura y confiable desde el punto de vista de seguridad.

2.2 MODALIDAD DE LA INVESTIGACIÓN

La investigación tomó en cuenta, todos los aspectos del entorno de la empresa que pueden en mayor o menor grado, afectar la ejecución del proyecto. Se incluyeron datos históricos de la tubería como son historial de daños, estado interno de la tubería, medio ambiente que lo rodea; se analizaron los riesgos que representan y sus probabilidades para establecer prioridades de mitigación.

2.3 MÉTODO

Debido al tipo de investigación y para su desarrollo se consideró los siguientes puntos:

- La característica del trabajo y objeto de la investigación
- Los objetivos
- Los estudios a realizar y el tiempo

Bajo lo indicado se incluyó los siguientes métodos de investigación:

- La observación que permitió establecer las características actuales de las tuberías petroleras con un esquema conceptual y respondiendo a objetivos previamente definidos
- El analítico-sintético permitió analizar las situaciones de la empresa, está directamente relacionado con el conocimiento de la realidad a través del conocimiento de los diferentes componentes que caracterizan esa realidad, para luego incrementar estos conocimientos hasta transformarlos en un conocimiento más completo y complejo (síntesis).
- El inductivo-deductivo: estos dos métodos de conocimiento complementarios, permitieron establecer un orden investigativo basado en la información que se obtenga.

Los niveles de profundidad se representan en el siguiente cuadro:

Tabla 3: Métodos de investigación

NIVELES	CARÁCTER	TIPO
I EMPÍRICO- EXPERIMENTAL	1.1 Fundamentales	Observación Matemático Estadístico
	1.2 Complementarios	Estudio de documentos
II NIVEL TEÓRICO	2.1 Análisis 2.2 Síntesis 2.3 Inducción 2.4 Deducción 2.5 Modelación	

Fuente: Archivos de tesis

Elaborado por: Wilson Corrales

a) **Método hipotético-deductivo:** se consideró como punto de partida datos proporcionados de las condiciones internas de oleoductos por experiencias obtenidas (conocimiento empírico) el cuales clave para la generación de la hipótesis.

b) **Método inductivo- deductivo:** Se presentó los resultados obtenidos en este caso particular del análisis en una línea de oleoducto y se hace extensivo este conocimiento para todos los oleoductos en forma general.

2.4 POBLACIÓN Y MUESTRA

Población

La población constituye las líneas de oleoducto del Oriente Ecuatoriano que son arterias principales del petróleo para la entrega al OCP (Oleoductos de Crudos Pesados) y SOTE (Sistema de Oleoducto Transecuatoriano) las mismas que son de vital importancia debido a que son imprescindibles para este fin.

Muestra

La muestra constituye una línea de oleoducto principal ubicada en el Oriente Ecuatoriano cuyo destino final es Lago Agrio. La investigación se apoyó además en reportes de

fallas, así como también en la investigación de campo que incluyó inspecciones con el propósito de obtener la información necesaria para la investigación.

2.5 OPERACIONALIZACION DE VARIABLES

Tabla 4: Clasificación de las variables

Tipo de variable	Nombre de la variable	Descripción de la variable
Dependiente	Factores de corrosión interna de tuberías	Son todos los factores que afectan la corrosión interna de una tubería e incluyen los fluidos corrosivos, impurezas, bacterias, etc.
	Factores de corrosión externas de tuberías	Son todos los factores que afectan corrosión externa e incluyen humedad, salinidad, pH, composición del suelo.
	Factores de daños por terceros a tuberías	Son los factores que provocan daños en tuberías e incluyen, actos vandálicos, desastres naturales y accidentes.
Independiente	Riesgos de fuga por corrosión interna	Es la afectación que ocurriría al medio ambiente, pérdidas económicas debido a los factores de corrosión interna.
	Riesgo de fuga por corrosión externa	Es la afectación que ocurriría al medio ambiente, pérdidas económicas debido a los factores de corrosión externa.
	Riesgo de fuga por corrosión de daños por terceros.	Es la afectación que ocurriría al medio ambiente, pérdidas económicas debido a los factores de daños por terceros.

Fuente: Guía de tesis UISEK

Elaborado por: Wilson Corrales

2.6 INSTRUMENTOS DE INVESTIGACIÓN

Fuentes primarias:

- a) Análisis de información disponible en las bases de datos.
- b) Recolección de información en campo

Fuentes secundarias :

- a) Información empresarial
- b) Revistas
- c) Publicaciones de la web

2.7 VALIDEZ Y CONFIABILIDAD DE INSTRUMENTOS

Los datos obtenidos están basados en información del oleoducto en análisis así como información recopilada de la situación petrolera en el país.

Con los datos obtenidos se elaboró información que incluyó:

- Cuadros estadísticos
- Proyecciones futuras
- Gráficos de barras, pie, etc.

En cuanto al informe, esta tomó en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) El informe es descriptivo.
- b) Escribir para explicar.
- c) Separar las cifras del contexto.
- d) Utiliza un lenguaje general y no técnico.
- e) Proporciona antecedentes
- f) Incluye descripción de las principales cuentas
- g) Es objetivo
- h) Metodología utilizada en la recolección de datos
- i) Limitaciones
- j) Hallazgos.

Se analizó los datos en forma de factores de consecuencia de falla de ocurrencia debido al grado de simplificación que se traducen en información bastante comprensible.

2.8 PROCESAMIENTO DE DATOS

Se utilizó criterios del método cuantitativo en base a Microsoft office Excel y el software JD Edwards, que permitieron cuantificar los riesgos de derrames de petróleo, correlacionando aspectos concretos al objeto de investigación, y en base a una información representativa, se delineó planes y estrategias, las mismas que se dejan expresadas para su aplicación.

CAPITULO III ANALISIS E INTERPRETACION DE RESULTADOS

3.1 LEVANTAMIENTO DE DATOS ANÁLISIS FODA

El diagnostico FODA es una herramienta analítica que ayuda a detectar las Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas de una situación o empresa; dicha información es de utilidad para trabajar en planes de mejora en la implantación de acciones, medidas correctivas lo que conllevan a soluciones esperadas por la empresa. El análisis FODA tiene múltiples aplicaciones y puede ser usado por todos los niveles de la corporación y en diferentes unidades de análisis.

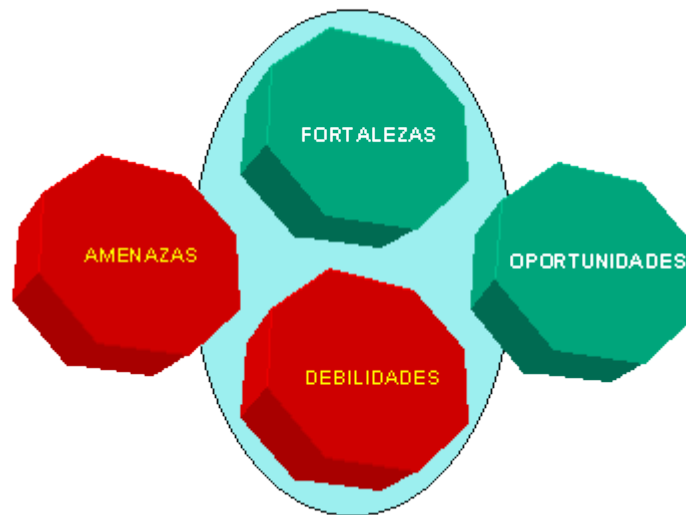
Las fortalezas y debilidades están clasificadas como factores internos de una empresa y se basan en identificar las fortalezas con las que cuenta la empresa y las debilidades que no permiten el cumplimiento de los objetivos, en estos aspectos de cierta manera se tiene algún grado de control.

Las oportunidades y amenazas están clasificadas como factores externos y son agentes que están fuera de la empresa, en este punto es necesario desarrollar toda la capacidad y habilidad para aprovechar esas oportunidades y minimizar o anular esas amenazas. Las oportunidades y amenazas son circunstancias sobre las cuales se tiene poco o ningún control directo.

Realizar este análisis del FODA a conciencia de una idea o negocio permite conocer mejor la situación actual, y qué áreas es requerido reforzar, o dejar de lado por su inviabilidad.

Tanto las amenazas como las debilidades pueden y deberían revertirse, o usarse a favor de la empresa, sobre todo en lo que refiere a las debilidades internas. Las amenazas externas pueden convertirse en oportunidades, si se tiene la suficiente visión y voluntad de cambio

Figura 2: Diagrama de relación del FODA



Fuente: <http://www.deguate.com/infocentros/gerencia/mercadeo/mk17.htm>

Elaborado por: Wilson Corrales

El análisis FODA está enfocada en una investigación de la realidad actual de la compañía, analizar los resultados de los factores internos y externos al entorno y mediante la matriz FODA llegar a establecer todos los lineamientos que ayuden a la compañía a mantener las líneas de oleoducto en una operación segura tanto para los que laboran así como para el medio ambiente que los rodea.

Visualización del FODA (ver página siguiente)

Figura 3: Visualización del FODA



Fuente <http://www.google.com.ec/imgres?imgurl=>

Elaborado por: Wilson Corrales

En el análisis del entorno interno se obtuvieron fortalezas y debilidades que se describen a continuación.

3.1.1 Fortalezas

La compañía es una subsidiaria de corporaciones multinacionales que está conformada por personas de diferente cultura cuya experiencia ha hecho que se cuente con grandes fortalezas para las operaciones diarias que se realizan bajo un ambiente de respeto y armonía, lo que permitió optimizar recursos con el objetivo de maximizar los rendimientos.

Entre las fortalezas de la compañía se puede anotar:

- F-1.- La compañía cuenta con políticas y procedimientos bien definidos para la mayoría de áreas de trabajo, los cuales han sido difundidos a su personal a través del intranet y campañas de difusión. Esta fortaleza es de utilidad para establecer los lineamientos que

deben regir para promover un trabajo seguro, confiable bajo las normas de la legislación ecuatoriana.

Todos los departamentos cuentan con guías, procedimientos, y políticas que están alineadas con los objetivos generales de la compañía. Estos departamentos son:

- Asuntos públicos
 - Administración
 - Contratos y compras
 - Seguridad y medio ambiente
 - Finanzas
 - Sistemas
 - Operaciones
 - Recursos Humanos
 - Seguridad
- F-2.-Los profesionales que laboran actualmente tienen vasta experiencia en cada una de las áreas de trabajo, conocen bien varios aspectos particulares fundamentales en cada área de trabajo los cuales conlleva a optimización de tiempo en sus labores, y las sabias decisiones tomadas permiten obtener productos de buena calidad así como beneficios económicos para la compañía. Esta fortaleza es de utilidad ya que la compañía está enfocada en maximizar la recuperación final del petróleo, así como optimizar la producción y el costo operacional, observando permanentemente las mejores prácticas de ingeniería, ambiente, salud y seguridad industrial para proteger el frágil ecosistema de la Amazonía, respetando a las comunidades y promocionando su desarrollo sustentable.

El Departamento de Operaciones constituye una parte operativa de gran importancia en el desarrollo de las actividades petroleras el mismo que abarca las siguientes actividades:

Exploración, Desarrollo, Producción, Mantenimiento, Seguimiento de Activos y Gestión de Trabajos, Ingeniería de Producción, Ingeniería de Corrosión, todos ellos alineados con los objetivos corporativos de la empresa mas la tecnología de punta utilizada, brindan el soporte necesario en las operaciones.

- F-3.-El respaldo económico y técnico por parte de la casa matriz con el que cuenta la compañía es de utilidad ya que tiene gran capacidad de inversión y posee un gran posicionamiento como empresa a nivel mundial. Adicional es innegable el crecimiento que ha tenido la región extranjera en todos los aspectos. Esta fortaleza es importante debido a que la principal manera de incrementar producción en el campo es mediante la inversión de capital, utilización de nueva tecnología para el desarrollo de proyectos y explotación de nuevas áreas asignadas por el gobierno.
- F-4.-Las políticas para las inversiones extranjeras en el Ecuador son claras lo que permite que las inversionistas extranjeros conozcan las reglas del juego.

Una vez definido las políticas de trabajo con el gobierno nacional tanto económica como legal, el panorama es transparente para la inversión extranjera; esto hace que sea una fortaleza para que la compañía desarrolle planes de inversión a largo plazo comprendida en los años de contrato acordados con el gobierno.
- F-5.- El cumplimiento de las normas ambientales y las establecidas por el gobierno han creado una imagen corporativa de buen posicionamiento a nivel nacional. Esto constituye una fortaleza que empuja a todos quienes laboran se sientan orgullosos de la compañía y a su vez incentivan para que se mantengan laborando en mantener dicha posición.

3.1.2 Debilidades

Debido a la globalización mundial la oferta y demanda de técnicos en el área petrolera se ha incrementado, lo que ha conllevado a perdida de cierto personal de experiencia en el área

petrolera, por lo que la compañía ha perdido parte de esta experiencia que se ha adquirido con el pasar del tiempo.

- D-1.- Algunos de los empleados han tomado la decisión de buscar nuevas oportunidades alrededor del mundo en el área petrolera lo que ha conllevado a una pérdida del conocimiento adquirido con los años de experiencia. Esto constituye una debilidad que afecta al desarrollo de la compañía.
- D-2 Al ser una compañía internacional el idioma oficial en el área de trabajo es el inglés, el cual de cierta manera es una barrera ya que no todo el personal esta en la capacidad de desarrollar la habilidad para expresarse en este lenguaje. Esta debilidad constituye fallas o falta de comunicación en la empresa que a veces influye en la planificación o ejecución de los trabajos.
- D-3 La integración de los equipos de trabajo no siempre han sido muy consolidados. Dentro de la empresa existen varios departamentos pero al no existir una comunicación fluida entre ellos a veces hace que se duplique el trabajo. Esto es una debilidad porque al no existir la integración entre los departamentos, los esfuerzos que se realizan no son bien aprovechados y los proyectos se retrasan o no se tienen los resultados en el tiempo estimado y con costos diferentes a los proyectados.
- D-4.- Dentro del área de corrosión no existe la suficiente información del estatus actual de las condiciones de todas las tuberías existentes, lo que constituye un riesgo e incertidumbre de las probabilidades de fallas que se pueda tener en las líneas. Esta debilidad hace que el riesgo no sea cuantificable en su totalidad.
- D-5 Algunas de las empresas petroleras cuentan con personal dedicado específicamente al cuidado y protección de todas las líneas existentes en sus campos petroleros. La compañía cuenta con una estructura no muy consolidada para este propósito lo que hace sea más vulnerable al riesgo de que pueda existir fallas en las tuberías del campo.

3.1.3 Análisis del entorno externo de la empresa

Una vez que las negociaciones de los campos petroleros concluyeron se abren algunas oportunidades de desarrollo en el campo petrolero para la mayoría de los inversionistas extranjeros en el Ecuador.

3.1.3.1 Oportunidades

El gobierno ecuatoriano ha expresado públicamente la necesidad de reactivar la producción petrolera que es beneficiosa para el pueblo ecuatoriano así como para las empresas petroleras que laboran en el país.

- O-1.- Al concluir las negociaciones con el gobierno la compañía tiene la oportunidad de desarrollar nuevos campos, esto significa crecimiento para la empresa, desarrollo del país y de las personas quienes laboran. Esta oportunidad abrió la posibilidad de beneficios mutuos en una relación ganar-ganar. Ver Anexo A.
- O-2.- El gobierno ecuatoriano ha visto con buenas perspectivas que empresas extranjeras inviertan en el país. Esto constituye una oportunidad para una larga relación entre países.

3.1.3.2 Amenazas

La compañía está situada en el Oriente Ecuatoriano donde desarrolla la actividad de explotación petrolera. Algunas de sus áreas están cerca de reservas ecológicas y parques protegidos. Existe presión por parte de las comunidades exigiendo beneficios y compensaciones, llegando al punto de tener paros con la consecuente pérdida de producción cuyas amenazas son latentes para el desenvolvimiento normal de sus operaciones.

Lamentablemente el hecho de que el país no cuente con un plan adecuado de desarrollo de las comunidades orientales, ha provocado que las comunidades vean en las empresas petroleras las responsables de mejorar su estilo de vida, buscando en ellas, no solo las obras de compensación, que son comunes en determinados proyectos de inversión; sino la

obligatoriedad de contratación de personal, independientemente de los reales requerimientos operativos.

- A-1.- Paradas operacionales ha existido debido a reclamos por parte de las comunidades aledañas a la operación; esto constituye una amenaza las mismas que causan serios incrementos en los costos operativos por movilizaciones e incluso pérdidas de producción en determinadas circunstancias.
- A-2.- La compañía se desenvuelve en entorno social y medio ambiente frágil lo que constituye una amenaza latente de dañar el entorno si no se toman las medidas adecuadas de control de deterioro de la tubería así como la integridad de las mismas.
- A3 Durante estos últimos años la compañía ha realizado exploración para mantener la capacidad de producción actual pero al ser campos viejos, la probabilidad de encontrar nuevas reservas de petróleo se hace cada día más difícil lo que conlleva a ser una amenaza para las futuras inversiones que se puedan realizar si no existe el rendimiento esperado al no encontrarse las reservas correspondientes. Los planes de desarrollo están basados en análisis de los resultados obtenidos con los estudios de yacimientos, los mismos que son probabilísticos. Esto da lugar a que el riesgo asociado a estas actividades sea muy alto.
- A4 El entorno corrosivo como es la humedad y la temperatura en el que se desarrolla la actividad petrolera hace que exista una amenaza latente de deterioro de las instalaciones así como la probabilidad de fallas
- A5.-Al no disponer de la información completa de las condiciones internas y externas de la integridad de todas las instalaciones de superficie hace que la incertidumbre sea una amenaza para el normal desenvolvimiento de las operaciones en el Oriente en lo relacionado a la integridad de las tuberías.

- A6.- El personal que labora en el campo está expuesto a incidentes o accidentes relacionado con la industria y al no tener un control adecuado de todas las variables operacionales desencadena en una amenaza que podría llegar a consecuencias como: perdidas o lesiones humanas, perdidas de producción, daños al medio ambiente, inconveniente con las comunidades, etc.
- A7.- El Oriente ecuatoriano debido a su distribución topográfica tiene predisposición a deslizamientos de tierra que constituyen una amenaza para las tuberías enterradas así como también existe la amenaza de daños o sabotajes por terceros.

3.2 ESTRATEGIAS FODA

Una vez obtenido los resultados del FODA donde se analizaron los principales elementos que son: fortalezas, oportunidades, amenazas y debilidades, el siguiente análisis es un examen donde se ponderó y ordenó en valor de importancia cada uno de los componentes, teniendo como referencia la misión y visión de la compañía, en base a esto se determinó los puntos de mayor importancia que requieren atención.

3.2.1 Estrategia DA

La estrategia DA (Debilidades – vs. - Amenazas), está enfocada en minimizar tanto las debilidades como las amenazas que afectan a una compañía (mini- mini). Si las amenazas y debilidades son fuertes en una compañía corre el riesgo de desaparecer del medio. Es necesario que cualquier compañía no llegue a que sus debilidades y amenazas sean fuertes para que pueda salir adelante.

3.2.2 Estrategia DO

La estrategia DO (Debilidades –vs.- Oportunidades), tiene como objetivo minimizar las debilidades y maximizar las oportunidades (mini – maxi). Una compañía al identificar

oportunidades en el medio ambiente externo puede crecer, pero las debilidades internas podrían impedir tomar ventaja de las mismas.

3.2.3 Estrategia FA

La estrategia FA (Fortalezas –vs.- Amenazas), están basadas en maximizar las fortalezas de una compañía, y con el objetivo de minimizar las amenazas (maxi – mini). Aprovechan las fuerzas de la empresa para evitar o disminuir las repercusiones de las amenazas externas

3.2.4 Estrategia FO

La estrategia FO (Fortalezas vs Oportunidades) usa las fuerzas internas de la empresa para aprovechar la ventaja de las oportunidades externas (maxi – maxi), esta es una situación ideal en que todo compañía le gustaría llegar para maximizar tanto sus fortalezas como sus oportunidades.

Por regla general, las organizaciones siguen a las estrategias de DO, FA o DA para colocarse en una situación donde puedan aplicar estrategias FO. Cuando una empresa tiene debilidades importantes, luchará por superarlas y convertirlas en fuerzas. Cuando una organización enfrenta amenazas importantes, tratará de evitarlas para concentrarse en las oportunidades.

ESTRATEGIA DE LA COMPAÑÍA

Una vez definidas las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas de la empresa, se puede observar que los puntos más relevantes son las amenazas y fortalezas de la compañía en estudio relacionada al área de integridad en estudio. Por otro lado también la compañía tiene debilidades que es necesario sean manejadas para evitar o disminuir riesgos de deterioro en la integridad de los ductos y estructuras que puedan ocasionar daños.

Para cuantificar los resultados del análisis FODA, se desarrollo la tabla 5. Se establecieron rangos de puntaje para su valoración que va desde 1 hasta 5 donde 5 es el de mayor importancia y uno es el de menor importancia.

Tabla 5: Valoración del FODA

ELEMENTO FODA	VALOR	TOTAL
F-1	5	21
F-2	4	
F-3	4	
F-4	5	
F-5	3	
D-1	2	16
D-2	2	
D-3	4	
D-4	5	
D-5	3	
O-1	5	8
O-2	3	
A-1	4	29
A-2	5	
A-3	3	
A-4	4	
A-5	5	
A-6	5	
A-7	3	

Fuente: Análisis del FODA

Elaborado por: Wilson Corrales

En función de la tabla 5, se obtiene las valoraciones de las estrategias del FODA como sigue:

Tabla 6: Estrategias del FODA

ESTRATEGIAS FODA	VALOR
DA	45
DO	24
FA	50
FO	29

Fuente: Análisis FODA

Elaborado por: Wilson Corrales

De la tabla 6 se obtuvieron los de mayor puntaje que son dos estrategias fundamentales que se deben analizar, y estas son: Fortaleza – Amenazas y Debilidades - Amenazas.

Es fundamental que se aproveche de las fortalezas existentes en la compañía para superar las debilidades y amenazas, para en un futuro realizar un nuevo FODA y continuar en un proceso de mejora continua.

3.2.5 Estrategia FA (maxi- mini) en la compañía

El estudio del FODA nos da un indicativo que la compañía cuenta con fortalezas suficientes que incluyen recursos y habilidades. De igual manera las amenazas de riesgos y probabilidad de fallas debido al deterioro de sus instalaciones así como de los agentes externos que están latentes y atentan contra la integridad de la organización.

Entre las estrategias planteadas para este punto se menciona.

- Aprovechar la experiencia técnica de los empleados para consolidar un grupo que se dedique exclusivamente a evaluar a detalle las amenazas que afectan la integridad de las estructuras de la compañía que incluyen corrosión como factores externos asociados al medio ambiente. Se debe emitir un informe de los riesgos y costos asociados para mitigarlos.
- Basado en el informe descrito proponer soluciones para mitigar o eliminar las amenazas enfocándose en la parte técnica-económica y alineándose en la misión y visión de la compañía

3.2.6 Estrategia DA (mini- mini) en la compañía

La estrategia DA (Debilidades – vs. - Amenazas). El estudio revela que existen debilidades principalmente en que la compañía no cuenta con la información completa de las condiciones de las estructuras así como un equipo de personas bien estructurada para que se encarguen de minimizar las amenazas existentes sobre los riesgos latentes en la integridad de las estructuras de la compañía.

Basados en lo mencionado la estrategia analizada para enfrentar estas debilidades y amenazas está enfocada en:

- Obtener toda la información necesaria para evaluar las condiciones de la integridad de las estructuras que brinden el soporte necesario para cuantificar las amenazas y en base a ello desarrollar programas de protección que ayuden a minimizar las amenazas.

El análisis concluye que las 2 estrategias están direccionadas a la planificación y control de riesgos mediante la recolección de la información, organización, cuantificación y evaluación de los riesgos, y por otra parte a la conformación de un equipo de personas que se enfoque en ejecutar los planes de mitigación de riesgos para que la compañía continúe operando de manera segura, y protegiendo el medio ambiente.

3.3 PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En base a las estrategias definidas en el punto anterior se planteó y se ejecutó la evaluación de riesgos basada en un modelo diseñado para las operaciones actuales del campo petrolero. La manera propuesta tomó en cuenta la cuantificación de cada uno de las variables asociadas al riesgo y las consecuencias a las que se puede llegar en caso de fallas.

3.3.1 Análisis y evaluación de riesgos de derrames de petróleo

Esta evaluación tiene por objetivo medir la probabilidad y la consecuencia de un potencial evento que comprometa un riesgo la misma que es útil para realizar y tomar decisiones para controlar estos riesgos.

A lo largo de la tubería las condiciones cambian, por lo tanto sus riesgos también varían, y estos al no ser cantidades estáticas, es necesario también tomar en cuenta que estos análisis de riesgos corresponden a las condiciones de el momento de la evaluación.

La evaluación de los riesgos mencionados envuelven la exanimación de los factores o variables que combinadas podrían crear un riesgo. Por lo tanto una lista de riesgos críticos individuales es seleccionada para proveer señales que permitan manejar y controlar los riesgos asociados.

$$\text{Formula de riesgo} = \text{probabilidad} * \text{consecuencia}$$

3.3.1.1 Factor de consecuencia de falla

De lo mencionado por Muhlbauer (2003) el factor de consecuencia de falla evalúa los peligros que pueden suceder en los diferentes escenarios y esta información relacionada con los índices de cada uno de los riesgos da el valor total del riesgo.

El factor de consecuencia de falla es calculado en base a un análisis de los potenciales productos peligrosos que se transporta a través de la tubería, derrames, o tamaños de liqueos, cantidad que se dispersa y las características de los receptores.

El principal enfoque de las consecuencias de falla está relacionado a consecuencias en la salud pública, y medio ambiente así como las consecuencias de la interrupción de los servicios y costos asociados.

Cuya fórmula viene expresada de la siguiente manera

$$FID = PP * VD * R$$

Donde:

PP = Peligrosidad del producto

VD = Volumen del derrame

R = Receptores

3.3.1.2 Peligrosidad del producto

La peligrosidad del producto está basada en las características que tiene los fluidos para reaccionar ante situación de inflamabilidad o sus consecuencias en caso de reactividad y toxicidad.

La peligrosidad del producto está dada por la ecuación:

$$PP = PA + PC$$

Donde:

PP = peligrosidad del producto

PA = peligros agudos

PC = peligros crónicos

PA que son los peligros agudos esta dado por la sumatoria de los peligros existentes en el fluido, como son inflamabilidad, reactividad y toxicidad cuya ecuación es:

$$PA = Nf + Nr + Nh$$

Donde:

PA = Peligros agudos
Nf = factor de inflamabilidad
Nr = Factor de reactividad
Nh = factor de toxicidad

Para el Nf = factor de inflamabilidad se consideran los siguientes rangos

- No combustible NC se asigna un valor de 4 puntos
- Punto de detonación > 200 °F se asigna un valor de 3 puntos.
- Punto de detonación 100 °F < FP < 200 se asigna un valor de 2 puntos
- Punto de detonación < 100 y Punto de ebullición < 100 se asigna un valor de 1 punto
- Punto de detonación < 73°F y Punto de ebullición < 100 se asigna un valor de 0.1

Para el Nr = factor de reactividad se consideran los siguientes rangos

- Sustancia estable se asigna un valor de 4 puntos
- Reactividad media con calor y presión se asigna un valor de 3 puntos.
- Reactividad significativa sin calor se asigna un valor de 2 puntos
- Posible detonación con confinamiento se asigna un valor de 1 punto
- Posible detonación sin confinamiento se asigna un valor de 0.1

Para el Nh = factor de toxicidad se consideran los siguientes rangos

- No más riesgos que combustible común se asigna un valor de 4 puntos
- Produce daños menores y se asigna un valor de 3 puntos.
- Se requiere atención inmediata para evitar incapacidad se asigna un valor de 2 puntos
- Causa incapacidad temporal o daños permanentes se asigna un valor de 1 punto

- Causa muerte o daños mayores se asigna un valor de 0.1

PC son los peligros crónicos cuya caracterización están basados en la determinación RQ basados en la clasificación de Muhlbauer (2004)

- RQ con valores de 5000 se asigna un valor de 10 puntos
- RQ con valores de 1000 se asigna un valor de 8 puntos
- RQ con valores de 100 se asigna un valor de 6 puntos.
- RQ con valores de 10 se asigna un valor de 4 puntos
- RQ con valores de 1 se asigna un valor de 2 puntos

Nota: para el valor de petróleo se considera un RQ igual a 100

3.3.1.3 Volumen de derrame

El volumen de derrame está cuantificado en base al volumen que se podría derramar en condiciones hidrostáticas y se los clasifica de la siguiente manera:

- 0 barriles derramados se asigna un valor de 6 puntos
- 500 a 2000 barriles derramados se asigna un valor de 5 puntos
- 500 a 2000 barriles derramados se asigna un valor de 4 puntos
- 2000 a 5000 barriles derramados se asigna un valor de 2 puntos
- 5000 a 15000 barriles derramados se asigna un valor de un punto

3.3.1.4 Receptores

De lo mencionado por Muhlbauer (2003) los receptores son de vital importancia debido a los tipos y cantidades de ellos a los que podría estar expuesto una tubería. Para este propósito el término receptor se refiere a una estructura, tierra, área, etc. que podría recibir los daños de una ruptura de una tubería. La intención es capturar la vulnerabilidad relativa de varios receptores como parte de la evaluación de consecuencias.

La formula de receptores está dada de la siguiente manera:

Formula

$$R = p + h + th + ea + ca + an + d$$

Donde:

R = receptores

p = población

h = área de alto valor

th = tierras húmedas

ea = entrada de aguas

ca = cuerpos de agua

an = aguas navegables

d = dispersión

p es una cuantificación de la población y área en donde se está evaluando la tubería cuya clasificación es como sigue:

- Situación extraordinaria donde podría pasar un gran evento se asigna un valor de 1 punto.
- Área de edificios que tienen diferente antigüedad se asigna un valor de 2 puntos.
- Área comercial se asigna un valor de 3 puntos.
- Área residencial urbana se asigna un valor de 4 puntos.
- Área residencial suburbana se asigna un valor de 5 puntos
- Área industrial se asigna un valor de 6 puntos
- Área rural se asigna un valor de 9 puntos
- Área desolada se asigna un valor de 10 puntos.

h = áreas de alto valor que cuantifica puntos sensibles de afectación como son:

- Cruce de carreteras de primer orden se asigna un valor de 1 punto
- Cruce con centros de aglomeración de gente se asigna un valor de 0.1
- Otros se asigna un valor de 5 puntos.

th = tierras húmedas, cuantifica el tipo de suelo según su humedad así:

- Terreno húmedo se asigna un valor de 0.1 puntos
- Terreno seco se asigna un valor de 5 puntos.

- ea = entrada de agua, cuantifica los ingresos de agua que podrían afectar la integridad de la tubería así:
- Entrada de agua se asigna un valor de 0.1 puntos
- No hay entradas de agua se asigna un valor de 5 puntos.

ca = cuerpo de agua, cuantifica la existencia o no de cuerpos de agua que podrían afectar la integridad de la tubería así:

- Cuerpo de agua se asigna un valor de 0.1 puntos
- No zonas con cuerpo de agua se asigna un valor de 5 puntos.

an = Aguas navegables, cuantifica la existencia o no de aguas navegables que podrían afectar la integridad de la tubería así:

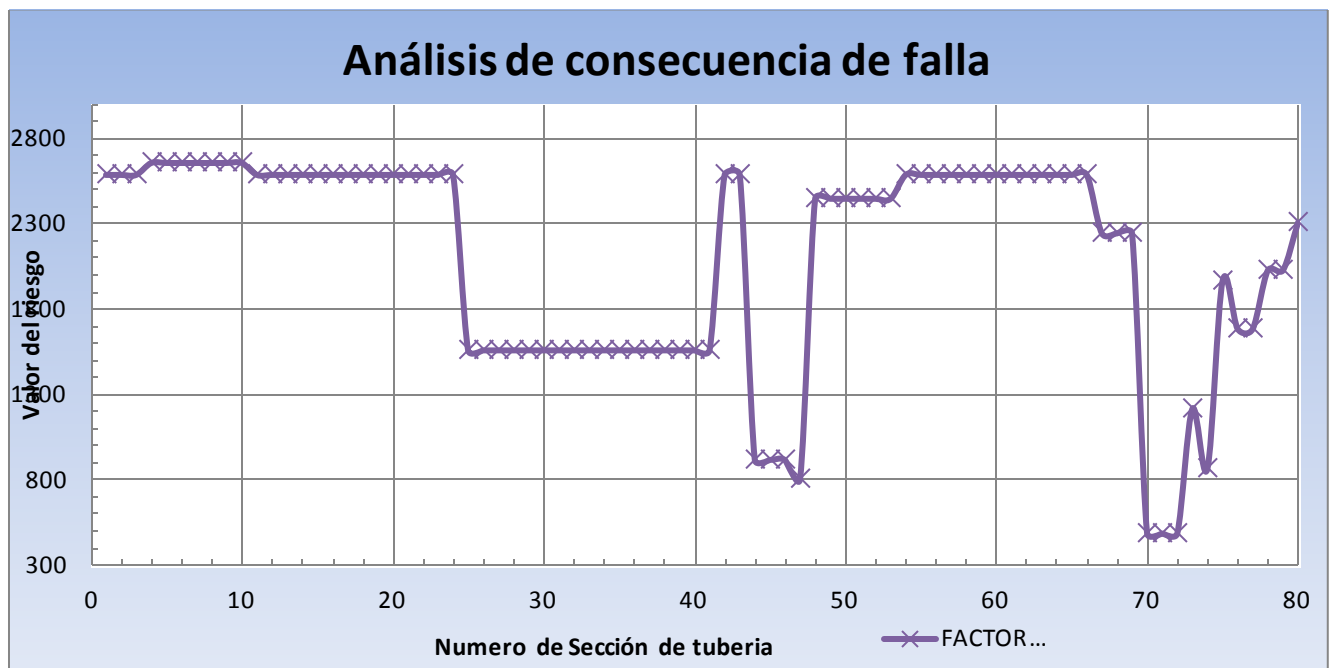
- Aguas navegables se asigna un valor de 0.1 puntos
- No aguas navegables se asigna un valor de 5 puntos.

d = Dispersión, cuantifica si en caso de derrame como se podría propagar el fluido en base al tipo de suelo y se clasifica de la siguiente manera:

- Suelo impermeable se asigna un valor de 5
- Roca arcillosa se asigna un valor de 4 puntos
- Arcilla silícica o sílice se asigna un valor de 2 puntos
- Arena fina se asigna un valor de 2 puntos
- Arena grava, roca se asigna un valor de 1 punto
- No zonas con cuerpo de agua se asigna un valor de 5 puntos.

Gráfico factor de consecuencia de falla (ver página siguiente)

Figura 4: Factor de consecuencia de falla



Fuente: Hoja de cálculo de análisis de riesgos
Elaborado por: Wilson Corrales

Mas detalle ver anexo B

3.3.2 Riesgos de corrosión interna

El propósito de este análisis es identificar y evaluar los riesgos a los que está expuesta una tubería desde el punto de vista de corrosión interna en base a ello proveer ideas que ayuden a manejar el riesgo.

La técnica a aplicarse en esta evaluación de riesgos está basada en índices o también como puntajes técnicos de cada factor. En este sentido los valores son asignados a las condiciones y actividades importantes que afectan a la corrosión interna de la tubería e indican una foto del estado actual de la tubería. El peso relativo de cada uno de ellos refleja la importancia de dicho ítem basado en la experiencia de los ingenieros a cargo del área de estudio.

Después de un análisis e investigación se incluyeron valores de riesgo que nos ayudaran a modelar y darnos información de la criticidad de la línea.

El modelo creado está basado en los conocimientos ingenieriles de la compañía, experiencia e intuición y más allá de la experiencia ingenieril el modelo puede tomar varias formas para aplicación en diferentes áreas.

Las variables que se evalúan dentro de corrosión interna son:

- Medición de espesores
- Monitoreo de corrosión
- Programa de limpiezas internas
- Tratamientos químicos

Cada una de ellas se detallan a continuación así como el peso que se ha considerada a cada una de estas variables.

El índice de corrosión interna tiene la siguiente ecuación

ICI= Medición de espesores + monitoreo de corrosión interna + programa de limpieza interna + tratamientos químicos.

3.3.2.1 Medición de espesores.

La medición de espesores constituye la cuantificación del grosor de la tubería para determinar el porcentaje de desgaste en base al espesor original y se considera un peso del 35% del total de corrosión interna

Para su valoración se considera los siguientes rangos

- Pérdida de pared $\geq 40\%$ valor de 35 puntos
- Pérdida de pared entre 20% y 40% = 10 puntos
- Pérdida de pared $< 20\%$ 0 puntos

3.3.2.2 Monitoreo de corrosión

El monitoreo de corrosión interna está basada en la cuantificación de las variables y condiciones del fluido que pasan por una determinada tubería y se asigna un valor de incidencia sobre el puntaje total de 20%.

De lo mencionado por NACE en su curso de Basic Corrosion (2004) en el monitoreo de corrosión se tienen los siguientes parámetros:

- Contaje de hierro y tiene asignado un valor de 2 puntos cuya categorización es como sigue:
 - Índice de corrosión ≥ 5 mpy valor se asigna un valor de 2 puntos
 - Índice de corrosión >3 y < 5 mpy se asigna un valor de un punto
 - Índice de corrosión ≤ 3 mpy se asigna un valor de 0 puntos
- Análisis de muestras solidas (cuando se tenga muestras superiores a 1 kg de muestra después de envíos de chanchos de limpieza) se asigna un puntaje de 5 puntos cuya distribución es como sigue:
 - Sulfuro de hierro principalmente, se asigna un valor de 4.3 puntos
 - Oxido de hierro principalmente, se asigna un valor de 2.7 puntos
 - Hierro metálico principalmente, se asigna un valor de 1.7 puntos
 - Sulfuro + oxido de hierro, se asigna un valor de 5 puntos
 - Parafina principalmente se asigna un valor de 0.7 puntos.
- Análisis de BS%W que implica el porcentaje de agua que tiene el fluido y se asigna un valor de 4 puntos cuyos rangos de medición son como sigue:
 - BS&W $< 10\%$ se asigna un valor de 0 puntos.
 - BS&W $>10\%$ y $< 40 \%$ se asigna un valor de 2 puntos
 - BS&W $> 40 \%$ se asigna un valor de 4 puntos.
- Análisis de contenido de bacterias SRB que implica el contaje del contenido de bacterias sulfato reductoras en el fluido que transporta la tubería y se asigna un valor de 5 puntos cuyos rangos de medición son como sigue:
 - Contenido de bacterias ≥ 100 colonias por mililitro se asigna un valor de 5 puntos.

- Contenido de bacterias >0 y < 100 colonias por mililitro se asigna un valor de 4 puntos.
 - Contenido de bacterias $= 0$ colonias por mililitro se asigna un valor de 0 puntos.
- Cupones de corrosión que implica la evaluación de las velocidades de corrosión en base a la evaluación de los testigos o cupones instalados a lo largo de la tubería en evaluación y se los cuantifica en valores de mpy que significa milésimas de pulgada por año y se asigna un valor de 2 puntos cuyos rangos de medición son como sigue:
 - Valores de cupones ≥ 5 mpy se asigna un valor de 2 puntos.
 - Valores de cupones >3 y < 5 mpy se asigna un valor de 1.3 puntos.
 - Valores de cupones ≤ 3 mpy se asigna un valor de 0 puntos.
- Contenido de H₂S que implica la medición del contenido de la cantidad de H₂S en el gas presente en la tubería de evaluación expresado en ppm y se asigna un valor de 2 puntos cuyos rangos de medición son como sigue:
 - Contenido de H₂S > 30 ppm se asigna un valor de 2 puntos.
 - Contenido de H₂S > 10 y < 30 ppm se asigna un valor de 1.3 puntos.
 - Contenido de H₂S ≤ 10 ppm se asigna un valor de 0 puntos.
- Programa de limpiezas internas que implica la cuantificación del cumplimiento del cronograma de limpiezas internas con la ayuda de chanchos raspadores y se asigna un valor de 8.8 puntos cuyos rangos de medición son como sigue:
 - Cumplimiento del cronograma $\leq 30\%$ se asigna un valor de 8.8 puntos.
 - Cumplimiento del cronograma $> 30\%$ y $\leq 50\%$ se asigna un valor de 6.7 puntos.
 - Cumplimiento del cronograma $>50\%$ y $\leq 80\%$ se asigna un valor de 5.0 puntos.

- Cumplimiento del cronograma $>80\%$ $\leq 90\%$ se asigna un valor de 2.0 puntos.
- Cumplimiento del cronograma $> 90\%$ se asigna un valor de 0.0 puntos.

3.3.2.3 Programa de limpiezas internas

Programa de limpiezas internas implica la cuantificación del cumplimiento del cronograma de limpiezas internas con la ayuda de chanchos raspadores así como de la cuantificación de la cantidad de sólidos que se recolectan en el envío de chanchos y se asigna un valor de 25 puntos.

- El cumplimiento del cronograma de envío de chanchos implica verificación del registro de envío de chanchos comparado con el propuesto y se le asigna un puntaje de 8.8 puntos.
 - Cumplimiento del cronograma $\leq 30\%$ se asigna un valor de 8.8 puntos.
 - Cumplimiento del cronograma $> 30\%$ y $\leq 50\%$ se asigna un valor de 6.7 puntos.
 - Cumplimiento del cronograma $>50\%$ y $\leq 80\%$ se asigna un valor de 5.0 puntos.
 - Cumplimiento del cronograma $>80\%$ $\leq 90\%$ se asigna un valor de 2.0 puntos.
- Cumplimiento del cronograma $> 90\%$ se asigna un valor de 0.0 puntos.
- Cantidad de sólidos recolectados en Kg, implica un análisis de la cantidad de sólidos que se recolectan después del envío de un chanco de limpieza y se le asigna un puntaje de 16.3 puntos poniendo los rangos de la siguiente manera:
 - Sólidos $> 3\text{kg}$ se asigna un valor de 16.3 puntos.
 - Sólidos $> 1\text{ kg}$ y $\leq 3\text{kg}$ se asigna un valor de 10 puntos.
 - Sólidos $\leq 1\text{kg}$ se asigna un valor de 3.3 puntos.

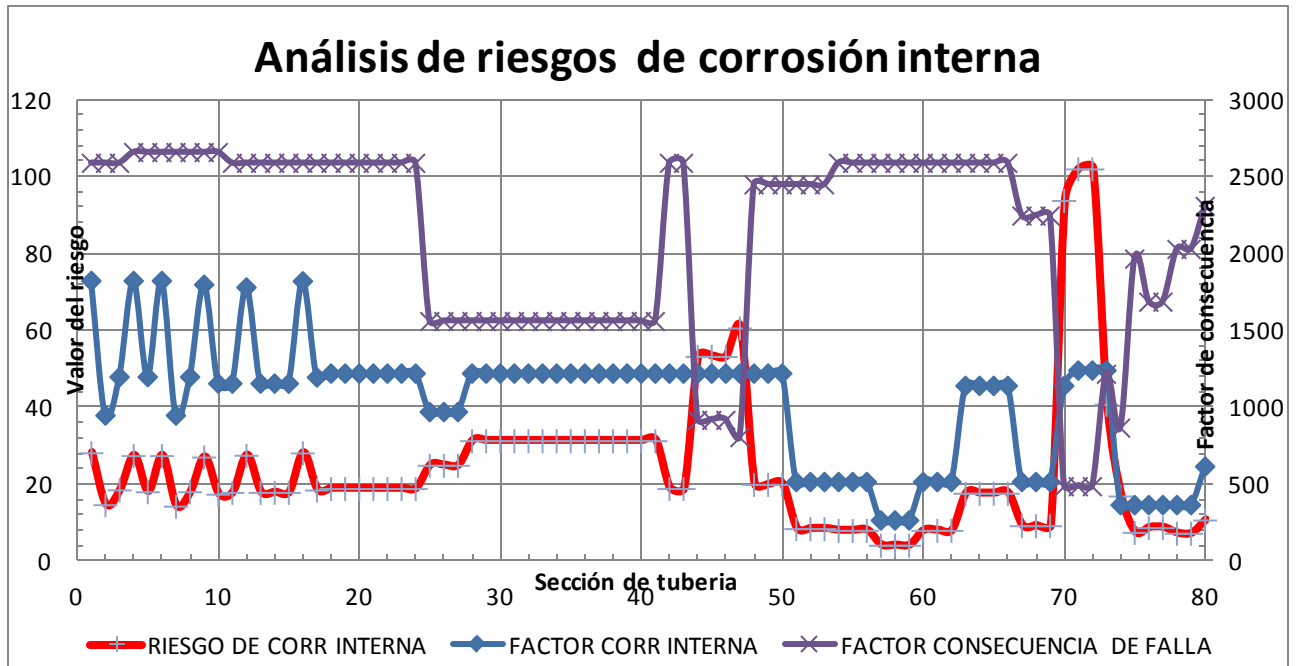
3.3.2.4 Tratamientos químicos

Los tratamientos químicos están basados en la cuantificación de las necesidades de tratamiento químico de cada uno de las tuberías así como los resultados y eficiencias obtenidas con este sistema y se asigna un valor de incidencia sobre el puntaje total de 20%.

Dentro de tratamiento químico se considera los siguientes parámetros:

- Necesidades de tratamiento químico que implica evaluación de los requerimientos de tratamiento químico y tiene asignado un valor de 8 puntos cuya categorización es como sigue:
 - Necesita tratamiento químico y no implementado se asigna un valor de 8 puntos
 - Necesidades de tratamiento químico e implementado se asigna un valor de 4 puntos.
 - No requiere tratamiento químico se asigna un valor de 0 puntos
- Resultados de tratamiento químico que implica evaluación de lo obtenido en base a los tratamientos realizados en las tuberías aplicadas, tiene asignado un valor de 8 puntos cuya categorización es como sigue:
 - Resultados mayores a los aceptables se asigna un valor de 0 puntos
 - Cumple los valores aceptables se asigna un valor de 4 puntos.
 - Resultados menores a los aceptados se asigna un valor de 8 puntos.
- Eficiencia de tratamiento químico implica evaluación de lo obtenido en base al rendimiento final de el tratamiento obtenido, tiene asignado un valor de 4 puntos cuya categorización es como sigue:
 - Tratamiento químico eficiente se asigna un valor de 0 puntos
 - Tratamiento químico eficiente pero irregular se asigna un valor de 2 puntos.
 - Tratamiento químico eficiente se asigna un valor de 4 puntos

Figura 5: Análisis de riesgo de corrosión interna



Fuente: Hoja de cálculo de análisis de riesgos
Elaborado por: Wilson Corrales

Mas detalle de los resultados ver anexo C

De los resultados obtenidos en la inspecciones de 80 secciones se tiene la siguiente clasificación de riesgos debido a corrosión interna

Riesgos de corrosión baja	77 secciones equivale a	96%
Riesgos de corrosión moderada	1 sección equivale a	1 %
Riesgos de corrosión alta	2 secciones equivale al	3 %

Gráfico de distribución de riesgos de corrosión interna (ver página siguiente)

Figura 6: Distribución de riesgos de corrosión interna



Fuente: Hoja de cálculo de análisis de riesgos

Elaborado por: Wilson Corrales

3.3.3 Riesgos de corrosión externa

El propósito de este análisis es identificar y evaluar los riesgos a los que está expuesta una tubería desde el punto de vista de corrosión externa en base a ello proveer ideas que ayuden a manejar el riesgo.

La técnica a aplicarse en esta evaluación de riesgos está basada en índices o también como puntajes técnicos de cada factor. En este sentido los valores son asignados a las condiciones y actividades importantes que afectan a la corrosión externa de la tubería e indican una foto del estado actual de la tubería. El peso relativo de cada uno de ellos refleja la importancia de dicho ítem basado en la experiencia de los ingenieros a cargo del área en estudio.

Después de un exhaustivo análisis e investigación se incluyeron valores de riesgo que nos ayudaran a modelar y darnos información de la criticidad de la línea.

El modelo creado está basado en los conocimientos ingenieriles y de lo mencionado por NACE Protective coating and lining (2005).

Las variables que se evalúan dentro de corrosión externa son:

- Protección catódica
- Estado del recubrimiento
- Características del suelo
- Interferencia de corriente eléctrica.
- Medición de espesores.

Cada una de ellas se detallan a continuación así como el peso que se ha considerada a cada una de estas variables.

El factor de corrosión externa tiene la siguiente ecuación

FCE= Protección catódica + estado del recubrimiento + características del suelo + interferencia de corriente eléctrica + medición de espesores.

3.3.3.1 Protección catódica

De lo mencionado por el estándar NACE SP0169 (2007) la protección catódica constituye la cuantificación de la cantidad de potencial eléctrico que está siendo aplicada a cada una de las tuberías y compararlos con las normas internacional de acuerdo al estándar para ver si el sistema está o no protegido y se asigna un porcentaje de 18% en relación al porcentaje total del índice de corrosión externa el cual se distribuye de la siguiente manera.

Dentro de protección catódica se considera los siguientes parámetros:

- Monitoreos de potenciales poste a poste que implica la evaluación de el potencial existente en cada tubería para verificar si está o no dentro de los rangos aceptados

internacionalmente y tiene asignado un valor de 5.40 puntos cuya categorización es como sigue:

- Potenciales < 700 Mb se asigna un valor de 5.40 puntos
 - Potenciales >700 y < 800 Mb se asigna un valor de 4.59 puntos
 - Potenciales >800 y ≤ 850 Mb se asigna un valor de 1.46 puntos
 - Potenciales > 850 Mb y < 1300 Mb se asigna un valor de 0 puntos
 - Potenciales > 1300 Mb se asigna un valor de 4.59 puntos.
- Monitoreos de potenciales paso a paso que implica la evaluación de el potencial existente paso a paso de la tubería para verificar si existe alguna fuga de corriente a lo largo de la tubería y se asigna un valor de 3.6 puntos cuya categorización es como sigue:
 - Potenciales < 700 Mb se asigna un valor de 3.6 puntos
 - Potenciales >700 y < 800 Mb se asigna un valor de 3.24 puntos
 - Potenciales >800 y ≤ 850 Mb se asigna un valor de 0.72 puntos
 - Potenciales > 850 Mb y < 1300 Mb se asigna un valor de 0.00 puntos
 - Potenciales > 1300 Mb se asigna un valor de 3.24 puntos.
- Tiempo efectivo de servicio de rectificadores que implica la evaluación del tiempo que han estado operando los rectificadores en el tiempo y se asigna un valor de 3.6 puntos cuya categorización es como sigue:
 - 0 a 30 % de tiempo efectivo se asigna un valor de 3.6 puntos
 - 31 a 50 % de tiempo efectivo se asigna un valor de 2.88 puntos
 - 51 a 70 % de tiempo efectivo se asigna un valor de 1.80 puntos
 - 71 a 90 % de tiempo efectivo se asigna un valor de 1.44 puntos
 - 90 a 95 % de tiempo efectivo se asigna un valor de 0.36 puntos
 - 96 a 100 % de tiempo efectivo se asigna un valor de 0.00 puntos

- Tiempo efectivo de servicio de rectificadores que implica la evaluación del tiempo que han estado operando los rectificadores en el tiempo y se asigna un valor de 3.6 puntos cuya categorización es como sigue:
 - 0 a 30 % de tiempo efectivo se asigna un valor de 3.60 puntos
 - 31 a 50 % de tiempo efectivo se asigna un valor de 2.88 puntos
 - 51 a 70 % de tiempo efectivo se asigna un valor de 1.80 puntos
 - 71 a 90 % de tiempo efectivo se asigna un valor de 1.44 puntos
 - 90 a 95 % de tiempo efectivo se asigna un valor de 0.36 puntos
 - 96 a 100 % de tiempo efectivo se asigna un valor de 0.00 puntos
- Eficiencia de los sistemas de protección catódica que implica la evaluación de la eficiencia que ha tenido todo el sistema de protección catódica y se asigna un valor de 5.4 puntos cuya categorización es como sigue:
 - 0.00 a 0.3 de eficiencia se asigna un valor de 5.4 puntos
 - 0.31 a 0.5 de eficiencia se asigna un valor de 4.86 puntos
 - 0.51 a 0.7 de eficiencia se asigna un valor de 2.16 puntos
 - 0.71 a 0.85 de eficiencia se asigna un valor de 1.08 puntos
 - 0.86 a 0.95 de eficiencia se asigna un valor de 0.54 puntos
 - 0.96 a 1.00 de eficiencia se asigna un valor de 0.00 puntos

3.3.3.2 Estado del recubrimiento

El estado de recubrimiento constituye la cuantificación de las inspecciones del recubrimiento y si esta requiere o no una reparación y se considera un peso del 18 puntos del total de corrosión externa.

Dentro del estado del recubrimiento se considera los siguientes parámetros:

- Monitoreo de DCVG que implica la evaluación de si la tubería tiene o no recubrimiento así como indicativos si requieren o no reparación y se asigna un valor de 10.8 puntos cuya categorización es como sigue:
 - Requiere reparación se asigna un valor de 10.80 puntos
 - No requiere reparación se asigna un valor de 0 puntos
- Inspecciones visuales del recubrimiento que implica la inspección directa para clasificar el estado de recubrimiento y se asigna un valor de 7.2 puntos cuya categorización es como sigue:
 - Estado malo se asigna un valor de 7.2 puntos
 - Estado regular se asigna un valor de 1.44 puntos
 - Estado bueno se asigna un valor de 0 puntos.

3.3.3.3 Características del suelo

La caracterización del suelo constituye la cuantificación de la resistividad del suelo y el pH en donde se encuentra instalada la tubería para determinar la agresividad a la corrosión por estos factores y se considera un peso del 18% del total de corrosión externa

Dentro de las características del suelo se considera los siguientes parámetros:

- Resistividad del suelo que implica la evaluación y medición de las resistividades del suelo para clasificarlos y se asigna un valor de 9 puntos cuya categorización es como sigue:
 - ≤ 1000 se asigna un valor de 9 puntos
 - >1000 y ≤ 1500 se asigna un valor de 3.6
 - > 1500 se asigna un valor de 0 puntos
- pH del suelo que implica la medición del pH para clasificaren rangos de severidad de corrosión y se asigna un valor de 9 puntos cuya categorización es como sigue:
 - $\text{pH} < 5.5$ se asigna un valor de 9 puntos

- pH >9 se asigna un valor de 9
- valores de pH entre 5.5 y 6.5 se asigna un valor de 2.7 puntos
- Valores de pH entre 7.5 y 9 se asigna un valor de 2.70 puntos
- Valores de pH entre 6.5 y 7.5 se asigna un valor de 0 puntos.

3.3.3.4 Interferencias de corriente eléctrica

De lo mencionado por NACE en su curso de cathodic protection (2007) la interferencia de corriente eléctrica constituye la valoración si existen interferencias con otras líneas en lo relacionado a sistemas de protección catódica para ver posibles afectaciones de corrosión externa que podrían sufrir las tuberías en evaluación y se considera un peso del 16% del total de corrosión externa.

Dentro de las interferencias de corriente eléctrica se consideran los siguientes parámetros:

- Monitoreo interferencia de corriente continua que implica la evaluación si existe o no interferencia de corriente continua que pueda estar afectando la corrosividad de la tubería en su parte externa y se asigna un valor de 6.4 puntos cuya categorización es como sigue:
 - Si detecta interferencia se asigna un valor de 6.4 puntos
 - No detecta interferencia se asigna un valor de 0 puntos.
- Monitoreo interferencia de corriente alterna que implica la evaluación si existe o no interferencia de corriente alterna que pueda estar afectando la corrosividad de la tubería en su parte externa y se asigna un valor de 6.4 puntos cuya categorización es como sigue:
 - Si detecta interferencia se asigna un valor de 6.4 puntos
 - No detecta interferencia se asigna un valor de 0 puntos
- Monitoreo de continuidad de sistemas de protección catódica que implica la evaluación si existe o no continuidad en el sistema de protección catódica que afecte

al sistema total de protección contra corrosión externa y se asigna un valor de 3.2 puntos cuya categorización es como sigue:

- Si detecta continuidad se asigna un valor de 3.2 puntos
- No detecta continuidad se asigna un valor de 0 puntos

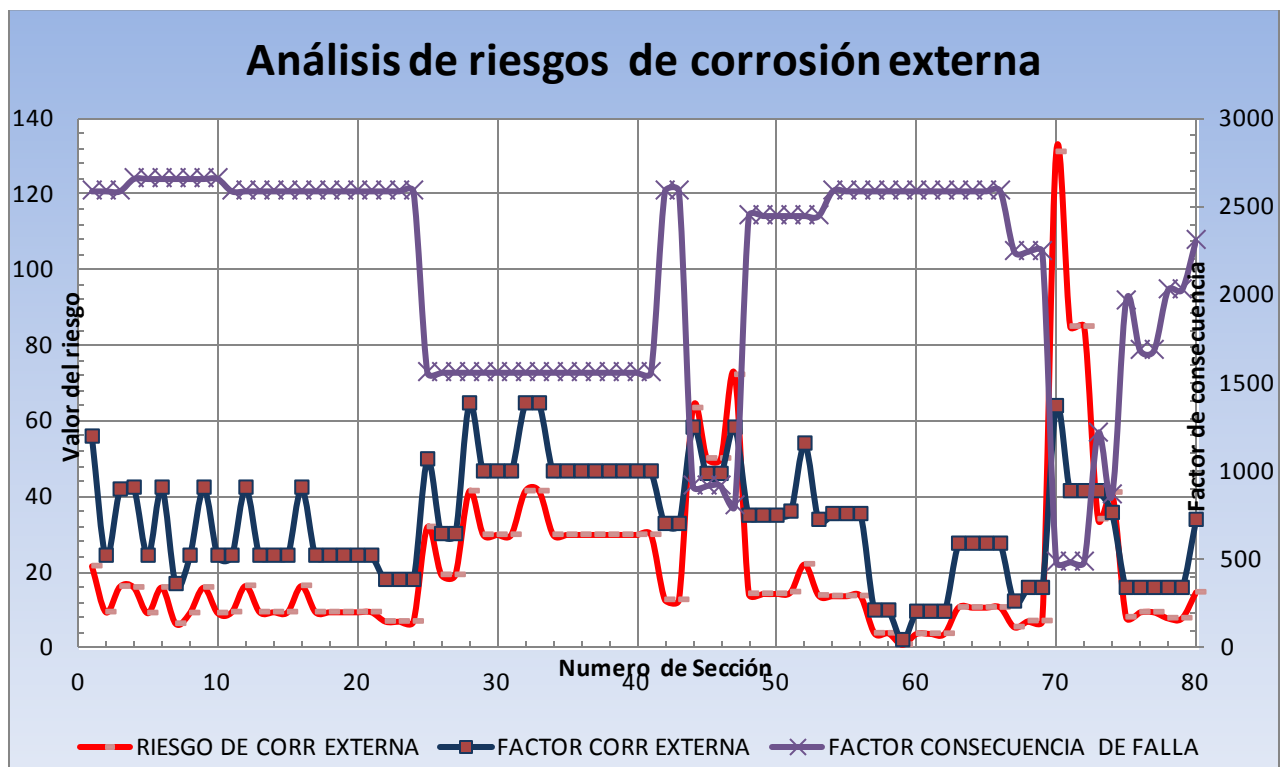
3.3.3.5 Medición de espesores

La medición de espesores constituye la cuantificación del espesor de la tubería para determinar el porcentaje de desgaste en base al espesor original y se considera un peso del 30% del total de corrosión externa.

- Pérdida de pared $\geq 50\%$ valor de 30 puntos
- Pérdida de pared entre 30% y 50 % se asigna un valor de 25.50 puntos
- Pérdida de pared mayor a % y menor al 30 % se asigna un valor de 7.5 puntos
- Pérdidas de pared de 0% se asigna valor de 0 puntos.

Los resultados de corrosión externa son como se detalla en la página siguiente:

Figura 7: Factor de consecuencia de falla externa



Fuente: Hoja de cálculo de análisis de riesgos, Elaborado por: Wilson Corrales

Mas detalle ver anexo D

De los resultados obtenidos en la inspecciones de 80 secciones se tiene la siguiente clasificación de riesgos debido a corrosión externa

Riesgos de corrosión baja	75 secciones equivale a	94%
Riesgos de corrosión moderada	4 secciones equivale a	5 %
Riesgos de corrosión alta	una sección equivale al	1 %

Figura 8: Distribución de riesgos de corrosión externa



Fuente: Hoja de cálculo de análisis de riesgos
Elaborado por: Wilson Corrales

3.3.4 Riesgos de derrames por terceros

El propósito de este análisis es identificar y evaluar los riesgos a los que está expuesto una tubería desde el punto de vista de daños por terceros en base a ello proveer ideas que ayuden a manejar el riesgo.

La técnica a aplicarse en esta evaluación de riesgos está basada en índices o también como puntajes técnicos de cada factor. En este sentido los valores son asignados a las condiciones y actividades importantes que afectan a los daños por terceros e indican una foto del estado actual de la tubería. El peso relativo de cada uno de ellos refleja la importancia de dicho ítem basado en la experiencia de los ingenieros a cargo del área en estudio.

Después de un exhaustivo análisis e investigación se incluyeron valores de riesgo que nos ayudaran a modelar y darnos información de la criticidad de la línea.

El modelo creado está basado en los conocimientos ingenieriles de la compañía, experiencia e intuición y más allá de la experiencia ingenieril el modelo puede tomar varias formas para aplicarse en diferentes áreas

Las variables que se evalúan dentro de daños por terceros son:

- Nivel de actividad
- Facilidades en superficie
- Educación a la comunidad
- Identificación del derecho de vida
- Tapada
- Inspección del derecho de vía

Cada una de ellas se detallan a continuación así como el peso que se ha considerada a cada una de estas variables.

El factor de daños por terceros tiene la siguiente ecuación

FDT= Nivel de actividad + facilidades de superficie + educación a la comunidad + identificación del derecho de vía + tapada + inspección del derecho de vía.

3.3.4.1 Nivel de actividad

La medición de espesores constituye la cuantificación de algunos factores como son la población, servicios públicos, ductos de terceros y el uso que le dan a los suelos en las áreas por donde pasan las tuberías, se considera un peso del 30% del total del índice de daños por terceros

Dentro de daños por terceros se considera los siguientes parámetros:

- Población que implica la cuantificación de la densidad poblacional y tiene asignado un valor de 6 puntos cuya categorización es como sigue:
 - Alta densidad poblacional se asigna un valor de 6 puntos
 - Densidad media poblacional se asigna un valor de 4 puntos
 - Baja densidad poblacional se asigna un valor de 2 puntos
 - Muy baja densidad poblacional se asigna un valor de 0 puntos
- Construcción que implica la cuantificación de la actividad de construcción existente alrededor de la tubería en evaluación y tiene asignado un valor de 6 puntos cuya categorización es como sigue:
 - Frecuente actividad de construcción se asigna un valor de 6 puntos
 - Moderada actividad de construcción se asigna un valor de 4 puntos
 - Baja actividad de construcción se asigna un valor de 2 puntos
 - Nula actividad de construcción se asigna un valor de 0 puntos.
- Servicios públicos que implica la cuantificación de la cantidad de servicios públicos existentes alrededor de la tubería y tiene asignado un valor de 6 puntos cuya categorización es como sigue:
 - Bastantes servicios públicos (zona urbana) se asigna un valor de 6 puntos

- Moderados servicios públicos (zona rural) se asigna un valor de 4 puntos
- Bajo servicio público (cerca urbana) se asigna un valor de 2 puntos
- Nula presencia servicios públicos se asigna un valor de 0 puntos.
- Ductos de terceros que implica la cuantificación de los derechos de vía existentes servicios públicos existentes alrededor de la tubería en evaluación y tiene asignado un valor de 6 puntos cuya categorización es como sigue:
 - Derecho de vía compartido con otros se asigna un valor de 6 puntos
 - Derecho de vía compartido con compañías se asigna un valor de 4 puntos
 - Derecho de vía cercano a acueductos se asigna un valor de 2 puntos
 - Derecho de vía aislado se asigna un valor de 0 puntos.
- Uso del suelo que implica la cuantificación del uso que le dan al suelo y su clasificación de la tubería en donde se encuentra dicho suelo y tiene asignado un valor de 6 puntos cuya categorización es como sigue:
 - Área protegida se asigna un valor de 0 puntos
 - Terreno agrícola se asigna un valor de 2 puntos
 - Terreno agrícola con medios mecanizados se asigna un valor de 4 puntos
 - Zonas rurales urbanizadas se asigna un valor de 6 puntos.

3.3.4.2 Facilidades en superficie

Las facilidades en superficie constituyen la cuantificación o vulnerabilidad del área existente para daños por terceros y se considera un peso del 5% de la evaluación por terceros

- Intrusión / vandalismo que implica la cuantificación de las facilidades y grados de protección existentes contra el vandalismo y tiene asignado un valor de 3.5 puntos cuya categorización es como sigue:
 - Segmentos sin facilidades y protección se asigna un valor de 0 puntos
 - Segmentos con facilidades se asigna un valor de 2 puntos

- Actos terroristas que implica la cuantificación de los riesgos existentes alrededores de la tubería y están sujetos a acciones terroristas y tiene asignado un valor de 1.5 puntos cuya categorización es como sigue:
 - Segmentos sin riesgo y se asigna un valor de 0 puntos
 - Segmentos con riesgo y se asigna un valor de 1.5 puntos

3.3.4.3 Educación a la comunidad

La educación a la comunidad constituye la cuantificación de si es factible o no el contacto con los dueños de los terrenos así como programas de difusión o teléfonos de contacto y se considera un peso de 10 puntos del total de daños por terceros

- Contacto con el propietario que implica la cuantificación de si existe o no información para contactos con los propietarios de los terrenos cercano a la tubería y tiene asignado un valor de 4 puntos cuya categorización es como sigue:
 - Existe información se asigna un valor de 0 puntos
 - No existe información se asigna un valor de 4 puntos
- Comunicación anual autoridades que implica la cuantificación de si existe o no reuniones para tratar temas de las tuberías y su estado y tiene asignado un valor de 2 puntos cuya categorización es como sigue:
 - Si existen reuniones se asigna un valor de 0 puntos
 - No existe reuniones se asigna un valor de 2 puntos
- Programa de difusión de comunidades que implica la cuantificación de si existe o no difusión con las comunidades aledañas a la tubería y tiene asignado un valor de 2 puntos cuya categorización es como sigue:
 - Si existe programas de difusión se asigna un valor de 0 puntos
 - No existe programas de difusión se asigna un valor de 2 puntos

- Teléfono de contacto que implica la cuantificación de si existe o no teléfonos de contacto para emergencias y tiene asignado un valor de 2 puntos cuya categorización es como sigue:
 - Si existe teléfonos de contacto se asigna un valor de 0 puntos
 - No existe teléfonos de contacto se asigna un valor de 2 puntos

3.3.4.4 Identificación del Derecho De Vía

La identificación del derecho de vía constituye la cuantificación de que tanto están identificadas las líneas así como su señalización para casos de emergencias y se considera un peso del 10 % del total de daños por terceros

Para su valoración se considera los siguientes rangos

- No hay información se asigna un valor de 10 puntos
- Las tuberías se encuentran completamente identificadas se asigna un valor de 0 puntos
- Las tuberías se encuentran aceptablemente identificadas se asigna un valor de 3 puntos.
- Las tuberías se encuentran difícilmente identificadas se asigna un valor de 7 puntos.
- Las tuberías se encuentran aceptablemente identificadas se asigna un valor de 10 puntos.

3.3.4.5 Tapada

La tapada constituye la cuantificación del espesor de tierra con el que se encuentra recubierta la tubería para la protección de la misma y se considera un peso del 25% del total de daños por terceros

Para su valoración se considera los siguientes rangos

- Tubería aérea se asigna un valor de 25 puntos
- Tubería enterrada con profundidades ≤ 0.92 metros se asigna un valor de 15 puntos

- Tubería enterrada con profundidades > 0.92 metros y ≤ 1.5 metros se asigna un valor de 15 puntos
- Tubería enterrada con profundidades > 1.5 metros y ≤ 2.5 metros se asigna un valor de 9 puntos
- Tubería enterrada con profundidades > 2.5 metros se asigna un valor de 0 puntos.

3.3.4.6 Inspección del Derecho De Vía

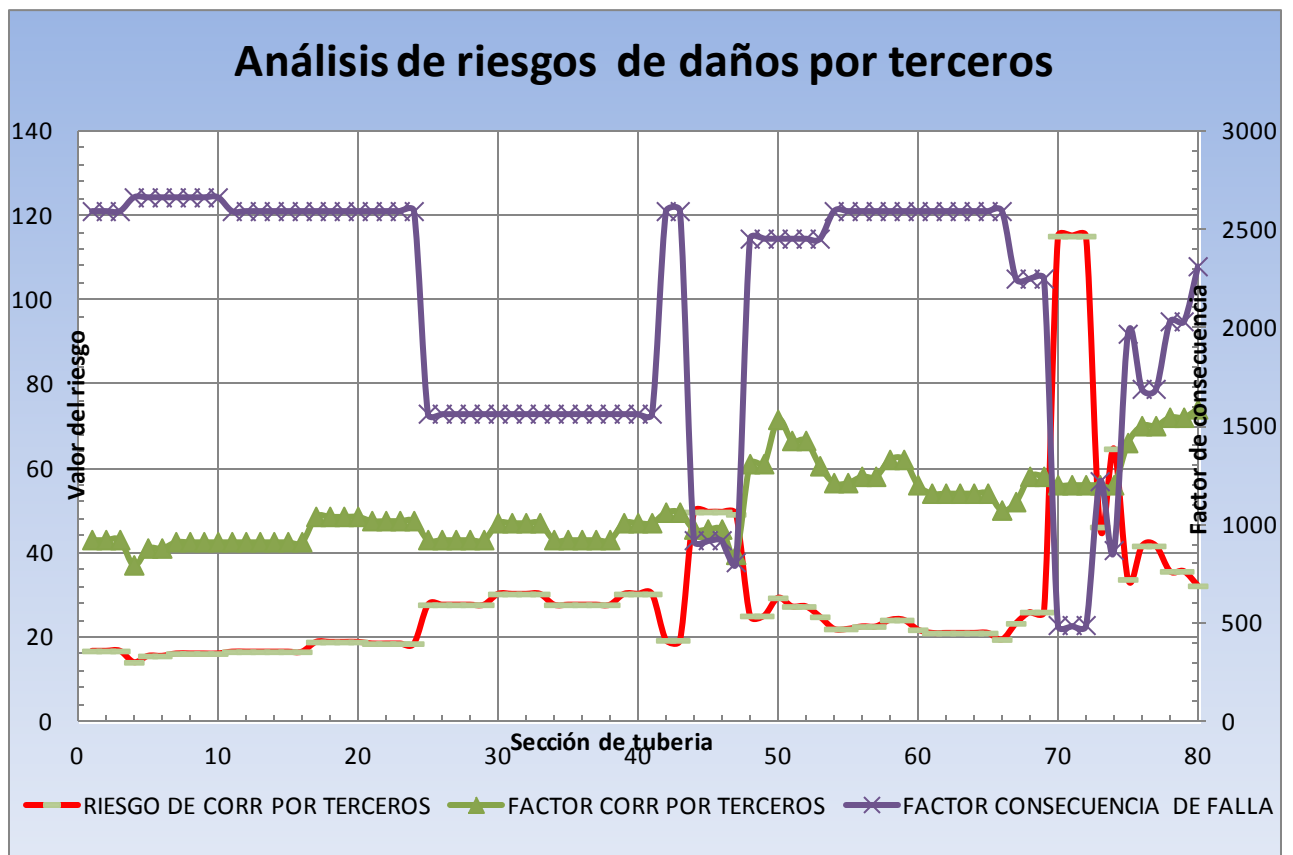
La inspección el derecho de vía constituye la cuantificación de cuantas veces al año el derecho de vía ha sido inspeccionado así como el intervalo entre las inspecciones y se considera un peso del 20% del total de daños por terceros

Para su valoración se considera los siguientes rangos:

- No hay información se asigna un valor de 20 puntos
- Segmento inspeccionado 26 veces al año con frecuencias de 21 días se asigna un valor de 20 puntos.
- Segmento inspeccionado 26 veces al año con frecuencias de 15 días se asigna un valor de 15 puntos.
- Segmento inspeccionado con frecuencias de 7 días se asigna un valor de 10 puntos.
- Segmento visible se asigna un valor de 0 puntos.
- Segmento visible por terceros se asigna un valor de 5 puntos

Gráfico riesgos de corrosión de daños por terceros (ver página siguiente)

Figura 9: Riesgos de corrosión de daños por terceros



Fuente: Hoja de cálculo de análisis de riesgos

Elaborado por: Wilson Corrales

Mas detalle ver anexo E

De los resultados obtenidos en la inspecciones de 80 secciones se tiene la siguiente clasificación de riesgos debido a daños por terceros

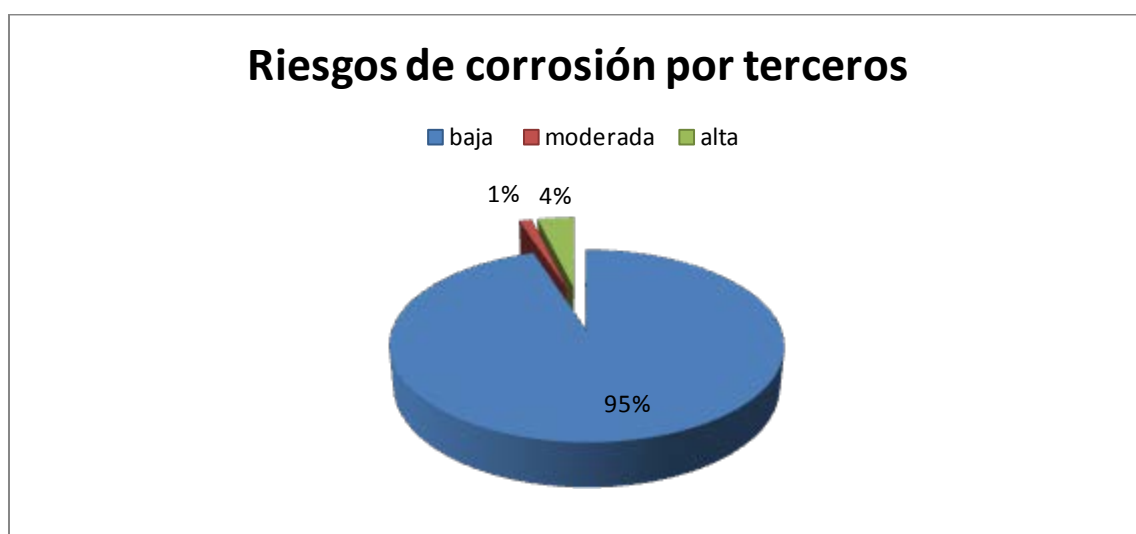
Riesgos de corrosión baja 76 secciones equivale a 94%

Riesgos de corrosión moderada 1 sección equivale a 5 %

Riesgos de corrosión alta 3 secciones equivale al 1 %

Gráfico de distribución de riesgos de corrosión por terceros (ver página siguiente)

Figura 10: Distribución de riesgos de corrosión por terceros



Fuente: Hoja de cálculo de análisis de riesgos

Elaborado por: Wilson Corrales

3.4 APLICACIÓN PRACTICA PLANES DE MANEJO DE RIESGOS

Los riesgos presentados en este documento se los ha dividido en rangos para una mejor interpretación basados en ajustes matemáticos así:

Tabla 7: Rangos de criticidad

Puntaje	Selección de criticidad
0 a 60	Bajo
61 a 100	Moderado
>100	Alto

Fuente: Archivo análisis de riesgos

Elaborado por: Wilson Corrales

En base a los resultados obtenidos el estudio se enfocó en el rango de criticidad alto el mismo que es de mayor interés debido a los riesgos que implican para efectuar los planes de manejo.

3.4.1 Plan de manejo de riesgos de corrosión interna

De acuerdo a los resultados obtenidos de los riesgos de corrosión interna se obtienen dos secciones con rango de criticidad alto y corresponden al 3 por ciento de las secciones evaluadas.

Las secciones que presentan estos rangos de criticidad altos están identificados en la sección 71 y 72 de las tuberías en análisis cuyos factores de corrosión interna se los indica en la siguiente tabla:

Tabla 8: Factores relevantes de riesgos de corrosión interna

Número de sección	Medición de espesores (factor)	Monitoreo de corrosión (factor)	Programa de limpiezas internas (factor)	Tratamiento químicos (factor)	Factor corrosión interna (factor)
71	35	4.7	10	0	49.7
72	35	4.7	10	0	49.7

Fuente: Archivo análisis de riesgos
Elaborado por: Wilson Corrales

El factor de consecuencia de falla tiene los valores más bajos de todas las secciones evaluadas lo que indica a donde debe enfocarse las medidas preventivas para disminuir el riesgo.

De los factores de consecuencia de falla se tiene los siguientes indicadores

Peligrosidad del producto = 14

Volumen de derrame = 2

Receptores = 17.4

De estos resultados se concluye que el que más afecta es el volumen de derrame debido a que en el haya que indican en el caso de producirse una falla existirá una emanación de 2000 a 5000 barriles de petróleo por lo tanto los planes para disminuir el riesgo estarán enfocados a controlar esta situación. Dentro de los planes para mitigar este riesgo se menciona lo siguiente:

Tabla 9: Plan de mitigación corrosión interna

CATEGORIA MITIGACION Riesgo de corrosión interna

ESTRATEGIAS Contratación de compañía especializada en reparación de sección interna mediante acciones a corto y mediano plazo

ACCIONES PROPUESTAS A CORTO PLAZO	ENTIDAD A CARGO	PRIORIDAD	VIABILIDAD
Aplicación de químicos	Departamento de Químicos	Alta	Si
Remoción de impurezas internas	Dep. De Producción	Alta	Si
Monitoreo de espesores de tuberías	Dep. De Construcciones	media	Si

ACCIONES PROPUESTAS A MEDIANO PLAZO	ENTIDAD A CARGO	PRIORIDAD	VIABILIDAD
Reemplazo de sección de tubería	Dep. De Construcciones	Media	Si
Instalación de recubrimiento externo	Dep. De Construcciones	Media	Si

DETERMINACION DE LAS ACCIONES PROPUESTAS

PRESUPUESTO

ACCION	ACTIVIDAD	PRESUPUESTO ANUAL
A corto plazo	Aplicación de químicos	13,140
	Remoción de impurezas	3,600
	Monitoreo de espesores	20,000
A mediano plazo	Reemplazo de sección de tubería	200,000
Total		236,740

Fuente: Archivo de análisis de riesgos

Elaborado por: Wilson Corrales

Tabla 10: Cronograma de actividades de corrosión interna

Actividad	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Aplicación de químicos												
Remoción de impurezas												
Monitoreo de espesores												
Reemplazo de sección												

Fuente: Archivo de análisis de riesgos

Elaborado por: Wilson Corrales

CONCLUSION.- Los trabajos son de vital importancia para mantener la integridad de la tubería.

RECOMENDACION.- Es recomendable cumplir con las guías y procedimientos establecidos por la empresa con el objetivo de evitar incidentes o accidentes.

RECURSO HUMANO.- Para la aplicación de químicos y remoción de impurezas se debe utilizar a personal propio de la compañía calificados, para el monitoreo de espesores se debe utilizar personal calificado en NDT (técnicas no destructivas) y para el remplazo de las secciones se requiere soldadores con calificación API (American Petroleum Insitute).

3.4.2 Plan de manejo de riesgos de corrosión externa

De acuerdo a los resultados obtenidos de los riesgos de corrosión externa se obtiene una sección con rango de criticidad alto y corresponde al 1 por ciento de las secciones evaluadas.

La sección que presenta este rango de criticidad alto está identificada en la sección 70 de la tubería en análisis, cuyos factores de corrosión externa se los indica en la siguiente tabla:

Tabla 11 : Factor relevante de riesgos de corrosión externa

Número de sección	Protección catódica	Estado del recubrimiento	Características del suelo	Interferencias de corriente eléctrica	Medición de espesores	Factor corrosión externa
70	4.16	18	11.7	0	30	63.86

Fuente: Archivo análisis de riesgos

Elaborado por: Wilson Corrales

El factor de consecuencia de falla tiene los valores más bajos de todas las secciones evaluadas lo que indica a donde debe ir enfocada las medidas preventivas para disminuir el riesgo.

De los factores de consecuencia de falla se tiene los siguientes indicadores

- Peligrosidad del producto = 14
- Volumen de derrame = 2
- Receptores = 17.4

De estos resultados se concluye que el que más afecta es el volumen de derrame debido a que en el haya que indican en el caso de producirse una falla existirá una emanación de 2000 a 5000 barriles de petróleo por lo tanto los planes para disminuir el riesgo estarán enfocados a controlar esta situación. Dentro de los planes propuestos para este se pueden mencionar para disminuir el riesgo en esta sección son:

Plan de mitigación de corrosión externa (ver página siguiente)

Tabla 12: Plan de mitigación de corrosión externa

CATEGORIA MITIGACION

Riesgo de corrosión externa

ESTRATEGIAS

Contratación de compañía calificada para reparación de zona afectada y estudios de característica de la zona

ACCIONES PROPUESTAS A CORTO PLAZO	ENTIDAD A CARGO	PRIORIDAD	VIABILIDAD
Excavación e inspección de zona afectada	Dep. De Construcciones	Alta	Si
Reparación de zona con destrucción de recubrimiento	Dep. De Construcciones	Alta	Si
Monitoreo de espesores	Dep. De Construcciones	Alta	Si

ACCIONES PROPUESTAS A MEDIANO PLAZO	ENTIDAD A CARGO	PRIORIDAD	VIABILIDAD
Actualización del sistema de protección catódica	Dep. De Construcciones	Media	Si
Refuerzo en zonas con interferencias aledañas	Dep. De Construcciones	Media	Si

DETERMINACION DE LAS ACCIONES PROPUESTAS

PRESUPUESTO

ACCION	ACTIVIDAD	PRESUPUESTO ANUAL
A corto plazo	Excavación e inspección de zona afectada	50,000
	Reparación de zona con destrucción de recubrimiento	10,000
	Monitoreo de espesores	15,000
A mediano plazo	Actualización del sistema de protección catódica	30,000
	Refuerzo en zonas con interferencias aledañas	15,000

Total

120,000

Fuente: Archivo análisis de riesgos

Elaborado por: Wilson Corrales

Tabla 13: Cronograma de actividades mitigación de riesgos externos

Actividad	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Excavación e inspección de zona afectada												
Reparación de zona con destrucción de recubrimiento												
Monitoreo de espesores												
Actualización del sistema de protección catódica												
Refuerzo en zonas con interferencias aledañas												

Fuente: Archivo análisis de riesgos

Elaborado por: Wilson Corrales

CONCLUSION.- Los trabajos son adecuados para mitigar riesgos de corrosión externa y mantener la integridad de la tubería.

RECOMENDACION.- Es recomendable cumplir con las guías y procedimientos establecidos por la empresa con el objetivo de evitar incidentes o accidentes.

RECURSO HUMANO.- Para la excavación y reparación del área afectada es necesario contar con la presencia de supervisores que garanticen la seguridad en el trabajo, para el monitoreo de espesores se debe utilizar personal calificado en NDT (técnicas no destructivas) y para la actualización del sistema de protección catódica es requerido personal con certificación en protección catódica mínimo nivel 2 NACE (National Association of Corrosion Engineering).

3.4.3 Plan de manejo de riesgos por terceras personas

De acuerdo a los resultados obtenidos de los riesgos de daños por terceros se obtienen 3 secciones con rango de criticidad alto y corresponde al 4 por ciento de las secciones evaluadas.

La sección que presenta este rango de criticidad alto está identificada en la sección 70, 71 y 72 de la tubería en análisis, cuyos factores de riesgos por terceras personas se los indica en la siguiente tabla:

Tabla 14: Factores relevantes en los riesgos de corrosión por terceros

Número de sección	Nivel de actividad	Facilidad en superficie	Educación a la comunidad	Identificación del DDV	Tapada	Inspección del DDV	Factor daños por terceros
70	8	5	8	3	12	20	56
71	8	5	8	3	12	20	56
72	8	5	8	3	12	20	56

Fuente: Archivo análisis de riesgos
Elaborado por: Wilson Corrales

El factor de consecuencia de falla tiene los valores más bajos de todas las secciones evaluadas lo que indica a donde debe ir enfocada las medidas preventivas para disminuir el riesgo.

De los factores de consecuencia de falla se tiene los siguientes indicadores

Peligrosidad del producto = 14

Volumen de derrame = 2

Receptores = 17.4

De estos resultados se concluye que el que más afecta es el volumen de derrame debido a que en el haya que indican en el caso de producirse una falla existirá una emanación de 2000 a 5000 barriles de petróleo por lo tanto los planes para disminuir el riesgo estarán enfocados a

controlar esta situación. Dentro de los planes propuestos para disminuir estos riesgos se pueden mencionar:

Tabla 15: Plan de mitigación daños por terceros

CATEGORIA MITIGACION

Riesgo de corrosión daños por terceros

ESTRATEGIAS

Contratación de compañía calificada para reparación de zona afectada y estudios de característica de la zona

ACCIONES PROPUESTAS A CORTO PLAZO	ENTIDAD A CARGO	PRIORIDAD	VIABILIDAD
Identificación del derecho de vía	Dep. De Construcciones	Media	Si
Educación a la comunidad	Dep. De Relaciones comunitarias	Media	Si
Vigilancia motorizada y programada	Dep. De Seguridad física	Media	Si

ACCIONES PROPUESTAS A MEDIANO PLAZO	ENTIDAD A CARGO	PRIORIDAD	VIABILIDAD
Instalación de sistema de monitoreo remoto	Dep. De Construcciones	Media	Si
Acuerdos con propietarios	Dep. relaciones comunitarias	Media	Si
Reforzamiento de áreas propensas a daños por terceros	Dep. De Construcciones	Media	Si

DETERMINACION DE LAS ACCIONES PROPUESTAS
PRESUPUESTO

ACCION	ACTIVIDAD	PRESUPUESTO ANUAL
A corto plazo	Identificación del derecho de vía	15,000
	Educación a la comunidad	20,000
	Vigilancia motorizada y programada	20,000
A mediano plazo	Instalación de sistema de monitoreo remoto	50,000
	Acuerdos con propietarios	15,000
	Reforzamiento de áreas propensas a daños por terceros	30,000

Total

150,000

Fuente: Archivo análisis de riesgos

Elaborado por: Wilson Corrales

Tabla 16: Cronograma de ejecución de daños por terceros

Actividad	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Identificación del derecho de vía												
Educación a la comunidad												
Vigilancia motorizada y programada												
Instalación de sistema de monitoreo remoto												
Acuerdos con propietarios												
Reforzamiento de áreas propensas a daños por terceros												

Fuente: Archivo análisis de riesgos
Elaborado por: Wilson Corrales

CONCLUSION.- Los trabajos son adecuados para mitigar riesgos de daños por terceros y mantener la integridad de la tubería.

RECOMENDACION.- Es recomendable cumplir con las guías y procedimientos establecidos por la empresa con el objetivo de evitar incidentes o accidentes.

RECURSO HUMANO.- Para la identificación del derecho de vía y vigilancia motorizada personal es requerido personal bachiller, para educación a la comunidad y acuerdo con propietarios se requiere personal de la compañía con conocimientos de relaciones comunitarias, y para reforzar áreas propensas se requiere contratar personal calificado en excavaciones así como sus correspondientes supervisores de obra.

3.5 ANALISIS DE PREFACTIBILIDAD

El análisis de pre factibilidad incluye un enfoque de costos–beneficios, mediante una valoración de lo económico relacionando con los beneficios que se obtendrán en el programa de mitigación propuesto.

Los resultados obtenidos del análisis técnico fueron la base para determinar el análisis económico. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que cuando se analiza un proyecto de inversión bajo la óptica del criterio de valoración VAN se están realizando una serie de supuestos que afectan al resultado obtenido. Los principales son:

1. La tasa de descuento es conocida y constante, dependiendo únicamente de una buena estimación de la situación actual, ya que como se conoce la tasa de descuento varía con el tiempo y, además, en algunos casos podría ser incierta.
2. La necesidad de proyectar los precios esperados a lo largo de todo el horizonte temporal del proyecto es algo imposible o temerario, porque la gran variabilidad de aquéllos obligaría a esbozar todos los posibles caminos seguidos por los precios al contado a lo largo del horizonte de planificación. Como esto es muy difícil de hacer, de cara a la aplicación del VAN, arbitrariamente se eligen unos pocos de los muchos caminos posibles.

Por tanto, la posibilidad de retrasar demasiado un desembolso puede afectar profundamente en el incremento de los riesgos.

Para todos los análisis de este proyecto se utilizó un interés de capital del 20 % anual que se encuentra dentro de los requerimientos de la compañía.

3.5.1 Análisis técnico y económico

De acuerdo a los análisis de riesgos resumimos las secciones más relevantes de riesgos de corrosión interna externa y de daños por terceros evaluados en los capítulos anteriores así:

Tabla 17: Riesgos más relevantes del estudio

Factor de riesgo	Sección 70	Sección 71	Sección 72
Corrosión interna		X	X
Corrosión externa	X		
Daños por terceros	X	X	X
Total Secciones en riesgo	2	2	2

Fuente: Archivo análisis de riesgos

Elaborado por: Wilson Corrales

El análisis técnico económico está enfocado en la cuantificación de costos para mitigar los riesgos existentes y su impacto en relación al tiempo.

Para el caso de las secciones tomaremos los siguientes valores basados en costos estimados del medio donde la compañía se desarrolla.

Costo actual para mitigar el riesgo de corrosión interna	= \$ 200.000
Costo actual para mitigar el riesgo de corrosión externa	= \$ 120.000
Costo actual para mitigar los daños por terceros	= \$ 150.000
Valor actual del riesgo de corrosión interna	= \$ 100.000
Valor actual del riesgo de corrosión externa	= \$ 30.000
Valor actual del riesgo de daños por terceros	= \$ 100.000

(Detalle de los costos y valores ver anexo F)

El valor del dinero en el tiempo se enfocó en las principales amenazas que son daños por terceros, corrosión externa e interna.

Este modelo determinó el nivel óptimo de riesgo para obtener el máximo beneficio o mínimo impacto en el negocio. En el análisis se destacan 3 curvas que varían con el tiempo:

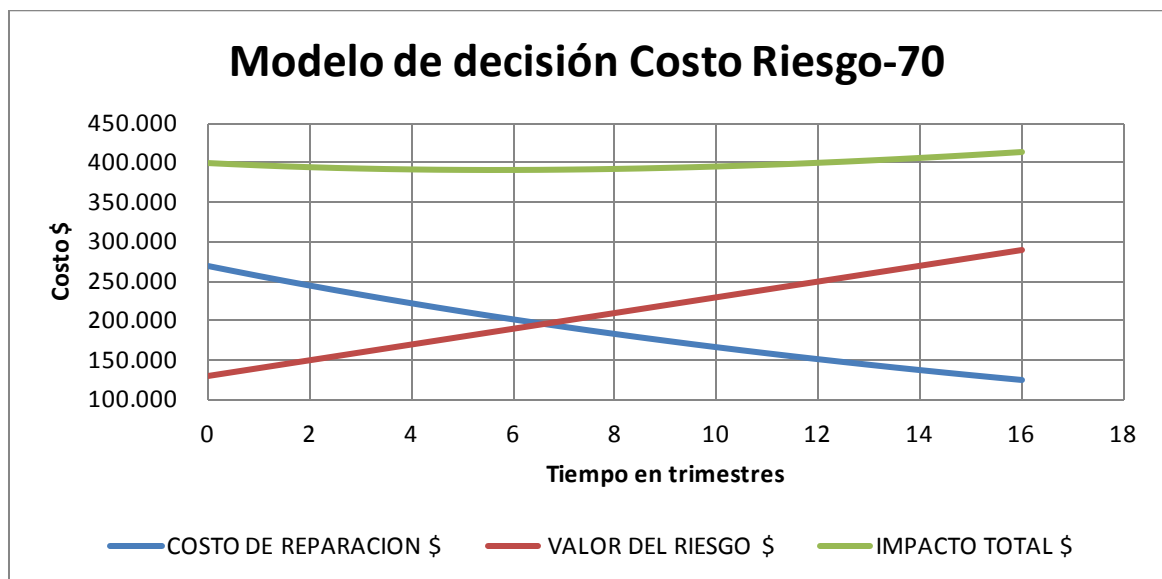
- La curva del nivel del riesgo en el tiempo y su impacto.
- La curva de costos en relación a la acción de mitigación del riesgo en el tiempo.

- La curva de impacto total que resulta de la suma entre la curva de riesgos y la curva de los costos.

La intersección de las curvas representa el punto donde se alcanza el mínimo impacto posible en el negocio e indica el período o frecuencia optima para realizar actividades de mitigación, un desplazamiento hacia la derecha de este punto implicaría asumir mucho riesgo y un desplazamiento hacia la izquierda del mismo implicaría gastar demasiado dinero. Es importante recalcar que cada una de dichas curvas representa distribuciones probabilísticas que parten del nivel de incertidumbre de las variables de entrada.

En base a estos resultados se obtuvo un modelo de decisión costo riesgo para la sección de oleoducto # 70 como se indica a continuación.

Figura 11: Modelo de decisión costo riesgo sección 70



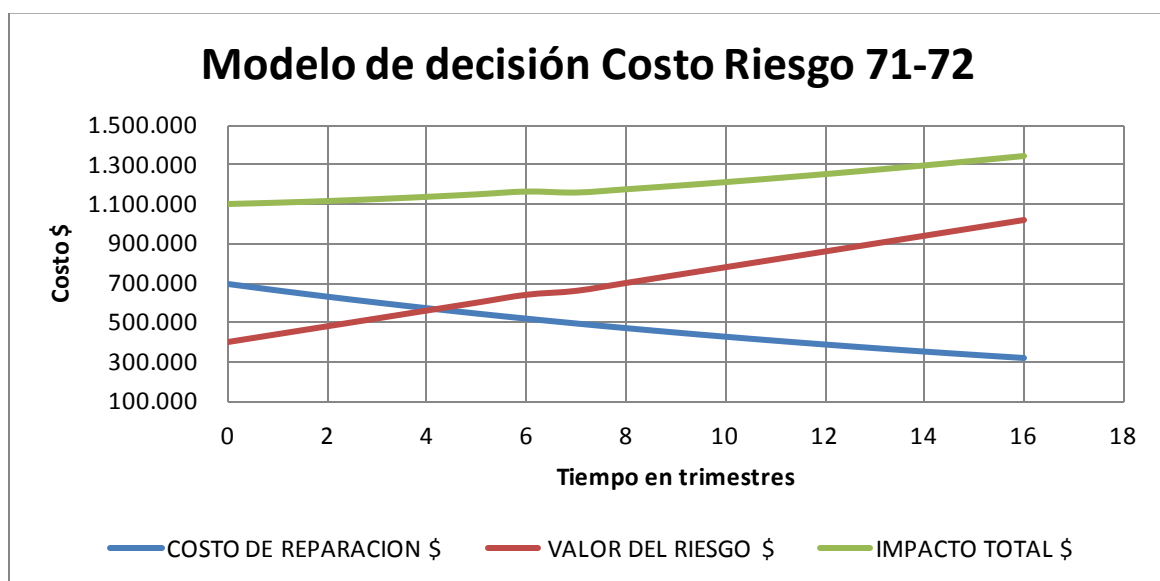
Fuente: Archivo análisis de riesgos
Elaborado por: Wilson Corrales

Del análisis se determinó que entre el sexto y séptimo trimestre es el tiempo de menor impacto económico y es el adecuado para realizar los trabajos de mitigación tomando en cuenta que este tipo de remediaciones se lo tiene que realizar obligatoriamente.

De acuerdo al análisis, el tiempo optimo para la reparación y/o mitigación es en el sexto trimestre donde el valor del dinero equivaldría a \$ 201,000 lo que significa un ahorro del 25% comparado con su costo inicial de reparación.

Para la sección 71 y 72 de la tubería se incluyó en un solo análisis debido a que las 2 secciones presentan riesgos de corrosión interna y daños por terceros. En base a estos resultados se obtuvo un modelo de decisión costo riesgo para estas secciones como se indica a continuación.

Figura 12: Modelo de decisión costo riesgo sección 71 y 72



Fuente: Archivo análisis de riesgos
Elaborado por: Wilson Corrales

De este análisis se determinó que el cuarto trimestre es el tiempo óptimo para realizar la reparación y/o mitigación donde el valor del dinero equivaldría a \$ 575,892 lo que significa un ahorro del 18% comparado con su costo inicial de reparación.

3.5.2 Indicador económico

La implementación del análisis de riesgos con el tiempo es importante en la cuantificación de los costos evitables que son aquellos que no se incurre cuando se hace una inversión de prevención, pero que si existirían en caso de no hacerse dicha inversión debido a los riesgos existentes.

El indicador económico que relaciona el valor del riesgo con el costo de reparación planteado mide la magnitud del riesgo que se puede alcanzar teniéndose como aceptable hasta un valor de uno. Mientras más alto es el valor del índice mayor riesgo existe en la operación.

Indice económico = (valor del riesgo \$)/ (costo de reparación \$)

Tabla 18: Tabla de índice económico (valor riesgo/costo reparación)

TIEMPO en trimestres	Indice en sección 70	Indice en sección 71 y 72
0	0.5	0.6
1	0.5	0.7
2	0.6	0.8
3	0.7	0.9
4	0.8	1.0
5	0.9	1.1
6	0.9	1.2
7	1.0	1.3
8	1.1	1.5
9	1.3	1.6
10	1.4	1.8
11	1.5	2.0
12	1.7	2.2
13	1.8	2.4
14	2.0	2.7
15	2.2	2.9
16	2.3	3.2

Fuente: Archivo análisis de riesgos, Elaborado por: Wilson Corrales

El no contar con una evaluación de riesgos y su cuantificación, la compañía puede perder oportunidades de optimizar costos en el tiempo. En el cuadro siguiente se observa un detalle de los beneficios de este análisis en el tiempo considerando el punto de equilibrio donde es recomendable realizar la inversión, más allá de este punto no se garantiza una integridad en las tuberías debido al deterioro que estos puedan tener, convirtiéndose en una operación insegura dentro del proceso de extracción y procesamiento del petróleo.

Tabla 19: Determinación del tiempo optimo de inversión

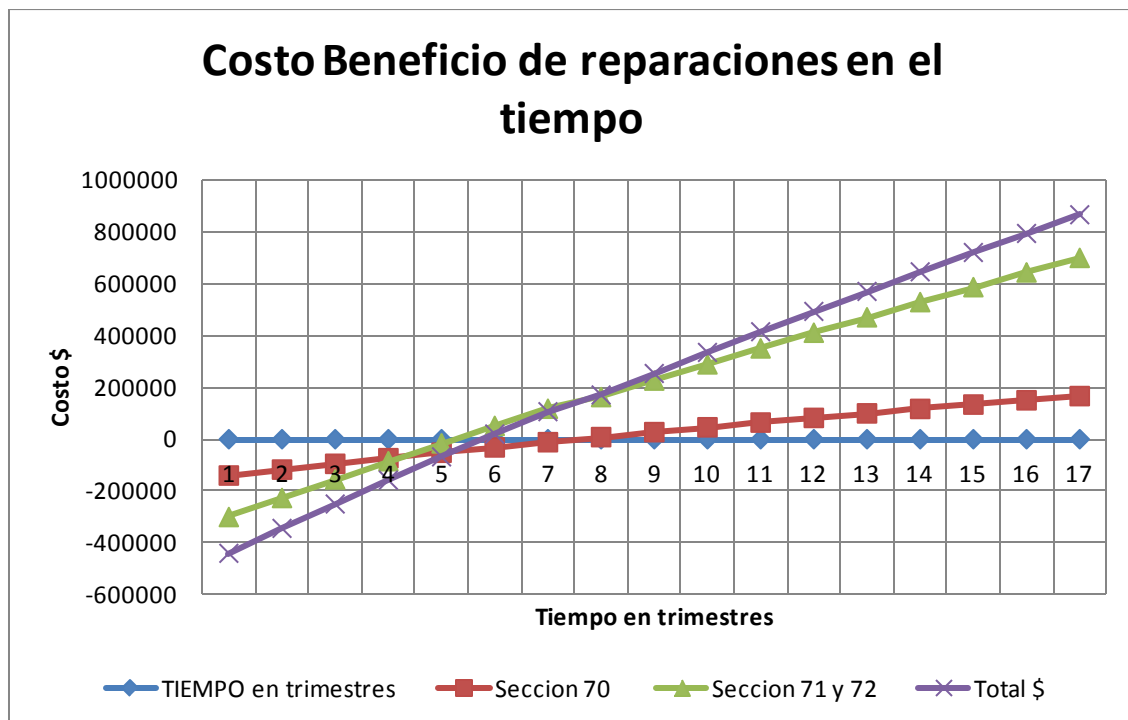
Tiempo en trimestres	Punto de equilibrio \$		Punto de equilibrio \$
	Sección 70	Sección 71 y 72	Total \$
0	(140,000)	(300,000)	(440,000)
1	(117,143)	(226,667)	(343,810)
2	(94,898)	(154,921)	(249,819)
3	(73,236)	(84,686)	(157,922)
4	(52,130)	(15,892)	(68,021)
5	(31,552)	51,532	19,980
6	(11,478)	117,649	106,171
7	8,116	162,523	170,639
8	27,253	226,212	253,466
9	45,956	288,774	334,729
10	64,243	350,261	414,504
11	82,137	410,724	492,861
12	99,654	470,214	569,868
13	116,813	528,775	645,588
14	133,632	586,452	720,084
15	150,125	643,288	793,413
16	166,310	699,322	865,632

Fuente: Archivo análisis de riesgos
Elaborado por: Wilson Corrales

En la siguiente grafica siguiente se muestra el resultado del análisis costo beneficio en el que se puede ver el punto donde el valor se hace positivo que indica el tiempo optimo para realizar las inversiones de reparación y/o mitigación, más allá del punto de equilibrio el costo disminuirá, pero el riesgo se incrementará no garantizando una operación segura.

En la sección 70 de la tubería se observa que el tiempo óptimo para realizar las inversiones de reparación está entre el sexto y séptimo trimestre donde el costo del riesgo es igual al costo de reparación, para la sección 71 y 72 se indica el cuarto trimestre y la suma total nos indica que el trimestre mínimo para iniciar las reparaciones es el quinto trimestre.

Figura 13: Diagrama costo beneficio de reparaciones en el tiempo



Fuente: Archivo análisis de riesgos
Elaborado por: Wilson Corrales

CAPITULO IV DISCUSION

4.1 CONCLUSIONES

- El análisis de FODA constituye una herramienta valiosa que permitió diagnosticar la situación actual de la compañía petrolera en busca de oportunidades de mejora; en el análisis se tomó en cuenta: las fortalezas, las debilidades, las oportunidades existentes en el momento del análisis sobre la integridad de las tuberías y finalmente las amenazas que tienen que afrontar en el medio ambiente donde la compañía opera. De los análisis se concluyó que las 2 estrategias de mayor interés son FA y DA donde se debe enfocar para maximizar los resultados y beneficios.
- De la investigación se concluyó que a nivel mundial las fallas en las operaciones de las industrias de gas y del petróleo, un alto porcentaje de estos corresponden a fallas debido a problemas asociados con corrosión, de ahí el interés de propuesta de mejora en este tema.
- Para evaluar los riesgos se concluyó que no existe un método universal aceptado, sin embargo la habilidad para predecir la fallas en una tubería cuando y donde va a ocurrir no es una ciencia exacta independiente de la metodología que se emplee, pero con la ayuda del modelo definido y las acciones planteadas se contribuirá a disminuir la probabilidad de fallas o accidentes que puedan afectar la operación.
- El peso asignado a cada uno de los factores que influyen en los riesgos de corrosión reflejan la importancia de dicho ítem en cada punto, los mismos que están basados en la

experiencia del personal técnico así como las normas aplicadas a cada sistema, los mismos pueden ser extrapolados a otras operaciones con similares características. De la investigación y los resultados obtenidos se concluyó que el método cumple las expectativas para optimización de costos en el tiempo.

- Parte fundamental del análisis son los costos, que permitieron una reducción entre el 18% y el 25% utilizando el modelo planteado, en el que evaluó hasta donde se puede manejar el riesgo sin afectar la operación. Es necesario acotar que el costo representa un valor de mantenimiento y no se lo debe considerar como un gasto debido a que este requiere necesariamente sea realizado en un determinado tiempo de la vida útil del proyecto.
- La aplicación del modelo aparte de su enfoque sobre los parámetros operacionales seguros, también se enfocó en optimizar costos definiendo el momento adecuado para realizar inversiones en reparación o mitigación de las tuberías, basados en los diagramas de decisión de riesgos.
- El modelo planteado se enfocó en el manejo de riesgos desde el punto de vista de análisis, cálculos matemáticos de probabilidad y consecuencia, con los que se obtiene una buena aproximación al objetivo trazado que es manejar el riesgo hasta llevarlo a niveles tolerables desde un punto de vista técnico - económico.
- La mayor ventaja de este modelo es que aparte de ser útil para esta investigación puede ser fácilmente adaptado en otras operaciones con el fin de plantear planes de manejo en ambientes seguros de trabajo y cuidado del medio ambiente.

4.2 RECOMENDACIONES

- Es recomendable que las compañías se enfoquen en las 2 estrategias de mayor interés investigadas que son FA y DA para maximizar los resultados y beneficios direccionando sus esfuerzos a la planificación y control de riesgos mediante la

recolección de la información, organización, cuantificación, evaluación y su posterior mitigación de los riesgos.

- Es recomendable continuar con estudios adicionales usando como fuente una matriz de riesgos en lugar de las ecuaciones de consecuencia de falla para realizar simulaciones y poder establecer ventajas y desventajas entre el modelo actual y el método de matriz de riesgos.
- En base a los resultados obtenidos es recomendable usar el presente modelo como una guía para disminuir los impactos de los riesgos que afecta al personal de operaciones, el actual frágil ecosistema del Oriente Ecuatoriano, desde un punto de vista técnico y económico de cada compañía.
- Es recomendable que los presupuestos y el control de los costos de cada una de las áreas de la compañía dejen de ser de exclusiva responsabilidad de los gerentes operacionales, líderes de área o gerentes de proyecto. Estos deben ser también parte de las responsabilidades de los supervisores de acuerdo a la jerarquía y responsabilidad. Este involucramiento creará un mayor compromiso hacia los intereses generales de la compañía.

REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

- Andino P.(Septiembre del 2012), “*Guía para elaborar citas y referencias bibliográficas*”
- Andino P.(Septiembre del 2012), “*Desarrollo del proyecto de investigación de fin de carrera Guía teórica metodológica*”
- ASME Code for pressure piping B31, (1986 Ed) *Gas transmission and distribution piping system*, ANSI/ASME B31.8.
- Carrillo De Rojas, (1997) Gladys; *Análisis y Administración Financiera*; Corcas Editores; Santa fe de Bogotá.
- Chase, Richard y Jacobs, Robert. (2006), *Administración de la producción y Operaciones*, decima edición, México, McGraw – Hill, 848 páginas.
- J.L. Crolet, (1994) “*Which CO2 Corrosion Hence*, in Predicting CO2 Corrosion in the oil and gas Industry., The European Federation of Corrosion, N°13, The Institute of Materials,.
- J.L. Crolet and M.R. Bonis, (1983) *pH measurements in CO2 Aqueous solutions under high pressure and Temperature*, *Corrosion*, 39, (2), 39-46.
- Koonts, Harold; (1998) “*Curso de Administración moderna*” Editorial Mc Graw Hill; 5ta edición; México.
- Levin R. Y Rubin D. (3ra edición 1997)”*Estadísticas para administradores*” México: Hispanoamericana.
- Ley Roberto, (2001) “*Análisis de incertidumbre y riesgos para la toma de decisiones*”, México Comunidad Morelos, 340 paginas.
- Ley de hidrocarburos (2010) “ *Decreto supremo N 2967*”

- M.B.Kermany and D. Harrop, BP International, SPE 29784, 1995
- Muhlbauer, W. Kent. (2003), *Pipeline Risk Management Manual*, 3rd edition, British library, 395 págs.
- NACE (2004) “*Curso de Corrosión Básica*”, Manual del Estudiante
- NACE (2005) “*Protective Coating & lining*”, Manual del Estudiante
- NACE (2007) “*Cathodic Protection*”, Manual del Estudiante
- Philippatos, George; (1979) “*Fundamentos de Administración Financiera*”, Editorial McGraw-Hill; México.
- Porter Micael E. (1995) “*Estrategia Competitiva*” Compañía Editorial Continental.
- Sapang Ny Sapag R, (4ta edición, 2000) “*Preparación y evaluación de proyectos*” McGraw-Hill.
- “*Constitución corporativa*” Recuperado de <http://www.andespetro.com/html>
- “*Definiciones de estrategias*”. Recuperado de <http://www.deguate.com/infocentros>
- “*Fundamento de corrosión*” (2013) recuperado de <http://www.nace.org>
- “*La cultura de la confiabilidad*”. Recuperado de <http://confiabilidad.net/articulos/modelo-integral-para-optimizar-la-confiabilidad-en-instalaciones-petroleras/>
- “*Riesgos de procesos*”. Recuperado de <http://riesgosdeprocesos-sicattjl.blogspot.com/>
- “*Situación petrolera*” Recuperado de <http://www.elcomercio.com.ec/>

ANEXOS

ANEXO A

NEGOCIACIONES PETROLERAS ECUADOR

El Gobierno ecuatoriano realizó conversaciones en el año 2010 con las empresas petroleras privadas para cambiar el modelo de contrato y exigirles una aportación mayor a las arcas públicas.

De acuerdo con el nuevo modelo de contrato, las empresas pasarán a ser prestadoras de servicios y a recibir una tarifa fija por ello, mientras que el dueño legal del petróleo y el gas natural producido será el Estado.

En cambio, según los contratos actuales de participación, las compañías poseen los hidrocarburos que salen del subsuelo.

Actualmente, Ecuador recibe el 65% del beneficio por la venta del petróleo extraído en su territorio por las empresas privadas y con el nuevo acuerdo pretende elevar ese porcentaje a entre el 85% y el 90%.

El Gobierno ha presentado a las petroleras un contrato con texto genérico, cuyos detalles negociará esta semana con todas las compañías. Pastor ha dicho que espera que se llegue a un acuerdo al respecto en las próximas semanas.

Más complicadas se prevén las conversaciones sobre las tarifas, que se fijarán de acuerdo con el nivel de la inversión, los costos de producción y el riesgo que asuman las empresas petroleras, según el ministro.

El Gobierno pretende que las compañías acepten una rentabilidad de entre el 18 y el 22 por ciento para los campos nuevos, y de entre el 15 y el 18 por ciento para los campos actualmente en producción, explicó.

En el documento de propuesta ecuatoriana, las disputas relativas al contrato no se dirimirán en el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (Ciadi, en inglés), una entidad del Banco Mundial, con sede en Washington.

En su lugar, se tratarán en la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (Uncitral), con sede en La Haya, aunque Ecuador ha señalado que las posibles discrepancias se ventilarían en la sede subsidiaria de esa entidad en Santiago de Chile.

Otra cláusula innovadora obliga a las empresas a aportar dinero a un fondo para responder a posibles daños medioambientales derivados de sus actividades petroleras.

La fecha límite para la renegociación de los contratos de participación de las empresas grandes es el 23 de noviembre 2010, en tanto que el próximo 23 de enero finaliza el plazo para la renegociación de los contratos pequeños y de campos marginales.

Tras Repsol-YPF y Sipepec, el Gobierno negociará las tarifas con Andes Petroleum, PetroOriental y Canadá Grande.

Luego el turno es con Agip y Petrobras, seguirá con un cuarto grupo de campos marginales y finalizarán con los contratos del consorcio petrolero amazónico y el energético Gran Colombia, entre otros.

El petróleo es el principal producto de exportación de Ecuador, con el que financia alrededor del 25 por ciento de su presupuesto público.

Fuente: <http://actualidad.orange.es/economia/ecuador-abre-una-negociacion-petroleras-para-exigirles-mas-aportaciones.html>

MAPA PETROLERO TRAE CAMBIOS

Nuevas nomenclaturas y nombres se incorporaron al nuevo catastro petrolero del Ecuador

La Secretaría de Hidrocarburos presentó el nuevo mapa petrolero con la reestructuración de algunos bloques.

Este nuevo catastro es el resultado de las últimas licitaciones firmadas con la nueva modalidad de prestación de servicios que se firmaron con las compañías privadas el año pasado. Además, la reestructuración contempla las modificaciones que exige las reformas en la Ley de Hidrocarburos. En el artículo 8 se establece que los campos petroleros en la Amazonía ecuatoriana deben tener 200 000 hectáreas (ha). En el caso de la Costa, deben ser de 400 000 ha.

Por ejemplo, en el caso del bloque 15, operado por Petroamazonas se lo dividió en dos. Ahora existen Edén Yuturí y Pañacocha.

También, en la Costa, el área de operaciones para que opere la chilena Enap que se encuentra en el Golfo de Guayaquil nació de la reestructuración de los Bloques 3 y 6. El sector tiene de 400 mil hectáreas. Además, algunos bloques recibieron nombres. El bloque 14 tiene el nombre de Amantú, el 17 de hormiguero, el bloque 31 se llama Apaika Nenke, el bloque 7 recibió el nombre de Coca Payamino.

95

Ramiro Cazar, titular de la Secretaría de Hidrocarburos, explicó que en los 21 bloques para la Décima Primera Ronda Petrolera el proceso de exploración durará seis años. La fase de explotación iniciará en 7 u 8 años, cuando la infraestructura de los bloques esté lista. La recepción de ofertas de las empresas se espera que se realicen a mediados del próximo año.

Además, informó que por los siete bloques destinados para la oferta de empresas públicas internacionales han mostrado al momento su interés: Enap, Andes Petroleum, Agip, Sinopec, Pdvesa, Turkish Petroleum, Petrovietnam, Corea Nacional Oil Company, Ancap y Ecopetrol. Según Cazar, a estas compañías se les ha exigido que realicen un programa mínimo de exploración que consta de reprocesamiento de sísmica, estudio integral de áreas de geología y geofísica y perforación de dos pozos exploratorios. La empresa Gazprom de Rusia también mostró su interés, pero por temas de logística no pudo llegar.

Se espera que en los tres primeros años de exploración en los 21 bloques de sur oriente, se invierta \$1300 millones en estos campos. Si se tiene éxito en esta fase, se espera que la inversión sea 10 veces más que ese monto. La Secretaría de Hidrocarburos tiene estimado que del total de estos bloques se liciten al menos el 70%.

Para la transportación del crudo en este sector se firmó una carta de intención con Petroperú para la utilización del Oleoducto Norperuano. Los estudios ya se realizaron y es factible su utilización. Por esta vía, existe la posibilidad de transportar 200 mil barriles diarios.

Este oleoducto solo soporta crudos livianos. En el caso de encontrarse crudos pesados se utilizará diluyentes para la facilitar la circulación.

Se espera que en los próximos meses de este año, los Gobiernos del Ecuador y del Perú firmen un convenio definitivo para la utilización del Oleoducto Norperuano.

Al momento, la comisión de estudios de factibilidad del transporte de crudo se encuentra determinando la tasa que se establecerá por cada barril que viaje a través de las tuberías.

Para el cumplimiento de este objetivo, se requiere la construcción de 135 kilómetros de oleoducto hasta Andoas, en territorio peruano. La otra opción que maneja esta Cartera de Estado es la utilización del oleoducto de Agip, en caso de que se encuentre crudo en el sector norte. (SA)

Más datos

Se estima que en los campos del Suroriente existen cerca de 120 millones de barriles en reservas.

Según la planificación del Ministerio de Recursos No Renovables, la décima primera Ronda Petrolera iniciaría el próximo 31 de octubre. Ocho empresas presentaron sus ofertas para participar en la Décima Ronda de licitación de bloques marginales.

Fuente: diario el hoy Octubre, 2011

ANEXO B

Tabla 20: Tabla de resultados de factor de consecuencia de falla

Número de sección	Peligrosidad del producto	Volumen de derrame	Receptores	Factor de consecuencia de falla
1	14	5	37	2590
2	14	5	37	2590
3	14	5	37	2590
4	14	5	38	2660
5	14	5	38	2660
6	14	5	38	2660
7	14	5	38	2660
8	14	5	38	2660
9	14	5	38	2660
10	14	5	38	2660
11	14	5	37	2590
12	14	5	37	2590
13	14	5	37	2590
14	14	5	37	2590
15	14	5	37	2590
16	14	5	37	2590
17	14	5	37	2590
18	14	5	37	2590
19	14	5	37	2590
20	14	5	37	2590
21	14	5	37	2590
22	14	5	37	2590
23	14	5	37	2590
24	14	5	37	2590
25	14	5	22.3	1561
26	14	5	22.3	1561
27	14	5	22.3	1561
28	14	5	22.3	1561
29	14	5	22.3	1561
30	14	5	22.3	1561
31	14	5	22.3	1561
32	14	5	22.3	1561
33	14	5	22.3	1561
34	14	5	22.3	1561
35	14	5	22.3	1561
36	14	5	22.3	1561
37	14	5	22.3	1561

Tabla 20 (continúa)

Número de sección	Peligrosidad del producto	Volumen de derrame	Receptores	Factor de consecuencia de falla
38	14	5	22.3	1561
39	14	5	22.3	1561
40	14	5	22.3	1561
41	14	5	22.3	1561
42	14	5	37	2590
43	14	5	37	2590
44	14	4	16.4	918.4
45	14	4	16.4	918.4
46	14	4	16.4	918.4
47	14	4	14.4	806.4
48	14	5	35	2450
49	14	5	35	2450
50	14	5	35	2450
51	14	5	35	2450
52	14	5	35	2450
53	14	5	35	2450
54	14	5	37	2590
55	14	5	37	2590
56	14	5	37	2590
57	14	5	37	2590
58	14	5	37	2590
59	14	5	37	2590
60	14	5	37	2590
61	14	5	37	2590
62	14	5	37	2590
63	14	5	37	2590
64	14	5	37	2590
65	14	5	37	2590
66	14	5	37	2590
67	14	5	32.1	2247
68	14	5	32.1	2247
69	14	5	32.1	2247
70	14	2	17.4	487.2
71	14	2	17.4	487.2
72	14	2	17.4	487.2
73	14	5	17.4	1218
74	14	5	12.4	868
75	14	5	28.1	1967
76	14	5	24.1	1687
77	14	5	24.1	1687
78	14	5	29	2030
79	14	5	29	2030
80	14	5	33	2310

Fuente: Archivo análisis de riesgos
Elaborado por: Wilson Corrales

ANEXO C

Tabla 21: Tabla de resultados del factor de riesgo de corrosión interna

Número de sección	Medición de espesores	Monitoreo de corrosión	Programa de limpiezas internas	Tratamiento químicos	Factor corrosión	Factor consecuencia	Riesgo corrosión interna
1	35	16	12	10	73	2590	28.2
2	0	16	12	10	38	2590	14.7
3	10	16	12	10	48	2590	18.5
4	35	16	12	10	73	2660	27.4
5	10	16	12	10	48	2660	18.0
6	35	16	12	10	73	2660	27.4
7	0	16	12	10	38	2660	14.3
8	10	16	12	10	48	2660	18.0
9	35	15	12	10	72	2660	27.1
10	10	14.3	12	10	46.3	2660	17.4
11	10	14.3	12	10	46.3	2590	17.9
12	35	14.3	12	10	71.3	2590	27.5
13	10	14.3	12	10	46.3	2590	17.9
14	10	14.3	12	10	46.3	2590	17.9
15	10	14.3	12	10	46.3	2590	17.9
16	35	15.9	12	10	72.9	2590	28.1
17	10	15.9	12	10	47.9	2590	18.5
18	10	16.9	12	10	48.9	2590	18.9
19	10	16.9	12	10	48.9	2590	18.9
20	10	16.9	12	10	48.9	2590	18.9
21	10	16.9	12	10	48.9	2590	18.9
22	10	16.9	12	10	48.9	2590	18.9
23	10	16.9	12	10	48.9	2590	18.9
24	10	16.9	12	10	48.9	2590	18.9
25	0	16.9	12	10	38.9	1561	24.9
26	0	16.9	12	10	38.9	1561	24.9
27	0	16.9	12	10	38.9	1561	24.9
28	10	16.9	12	10	48.9	1561	31.3
29	10	16.9	12	10	48.9	1561	31.3
30	10	16.9	12	10	48.9	1561	31.3
31	10	16.9	12	10	48.9	1561	31.3
32	10	16.9	12	10	48.9	1561	31.3
33	10	16.9	12	10	48.9	1561	31.3
34	10	16.9	12	10	48.9	1561	31.3
35	10	16.9	12	10	48.9	1561	31.3
36	10	16.9	12	10	48.9	1561	31.3
37	10	16.9	12	10	48.9	1561	31.3
38	10	16.9	12	10	48.9	1561	31.3
39	10	16.9	12	10	48.9	1561	31.3
40	10	16.9	12	10	48.9	1561	31.3

Tabla 21 (continúa)

Número de sección	Medición de espesores	Monitoreo de corrosión	Programa de limpiezas internas	Tratamiento químicos	Factor corrosión	Factor consecuencia	Riesgo corrosión interna
41	10	16.9	12	10	48.9	1561	31.3
42	10	16.9	12	10	48.9	2590	18.9
43	10	16.9	12	10	48.9	2590	18.9
44	10	16.9	12	10	48.9	918.4	53.2
45	10	16.9	12	10	48.9	918.4	53.2
46	10	16.9	12	10	48.9	918.4	53.2
47	10	16.9	12	10	48.9	806.4	60.6
48	10	16.9	12	10	48.9	2450	20.0
49	10	16.9	12	10	48.9	2450	20.0
50	10	16.9	12	10	48.9	2450	20.0
51	10	0.7	10	0	20.7	2450	8.4
52	10	0.7	10	0	20.7	2450	8.4
53	10	0.7	10	0	20.7	2450	8.4
54	10	0.7	10	0	20.7	2590	8.0
55	10	0.7	10	0	20.7	2590	8.0
56	10	0.7	10	0	20.7	2590	8.0
57	0	0.7	10	0	10.7	2590	4.1
58	0	0.7	10	0	10.7	2590	4.1
59	0	0.7	10	0	10.7	2590	4.1
60	10	0.7	10	0	20.7	2590	8.0
61	10	0.7	10	0	20.7	2590	8.0
62	10	0.7	10	0	20.7	2590	8.0
63	35	0.7	10	0	45.7	2590	17.6
64	35	0.7	10	0	45.7	2590	17.6
65	35	0.7	10	0	45.7	2590	17.6
66	35	0.7	10	0	45.7	2590	17.6
67	10	0.7	10	0	20.7	2247	9.2
68	10	0.7	10	0	20.7	2247	9.2
69	10	0.7	10	0	20.7	2247	9.2
70	35	0.7	10	0	45.7	487.2	93.8
71	35	4.7	10	0	49.7	487.2	102.0
72	35	4.7	10	0	49.7	487.2	102.0
73	35	4.7	10	0	49.7	1218	40.8
74	0	4.7	10	0	14.7	868	16.9
75	0	4.7	10	0	14.7	1967	7.5
76	0	4.7	10	0	14.7	1687	8.7
77	0	4.7	10	0	14.7	1687	8.7
78	0	4.7	10	0	14.7	2030	7.2
79	0	4.7	10	0	14.7	2030	7.2
80	10	4.7	10	0	24.7	2310	10.7
Promedio	12.6	11.0	11.3	6.3	41.1	2103.7	23.9
Valor alto	35	16.9	12	10	73	2660	102.0
Valor bajo	0	0.7	10	0	10.7	487.2	4.1

Fuente: Archivo análisis de riesgos
Elaborado por: Wilson Corrales

ANEXO D

Tabla 22: Tabla de resultados del factor de riesgo de corrosión externa

Número de sección	Protección catódica	Estado del recubrimiento	Características del suelo	Interferencias de corriente eléctrica	Medición de espesores	Factor corrosión externa	Factor consecuencia de falla	Riesgo de corrosión externa
1	9.9	0	6.3	9.6	30	55.8	2590	21.5
2	0.9	0	6.3	9.6	7.5	24.3	2590	9.4
3	0.9	0	6.3	9.6	25	41.8	2590	16.1
4	0.9	0	6.3	9.6	25.5	42.3	2660	15.9
5	0.9	0	6.3	9.6	7.5	24.3	2660	9.1
6	0.9	0	6.3	9.6	25.5	42.3	2660	15.9
7	0.9	0	6.3	9.6	0	16.8	2660	6.3
8	0.9	0	6.3	9.6	7.5	24.3	2660	9.1
9	0.9	0	6.3	9.6	25.5	42.3	2660	15.9
10	0.9	0	6.3	9.6	7.5	24.3	2660	9.1
11	0.9	0	6.3	9.6	7.5	24.3	2590	9.4
12	0.9	0	6.3	9.6	25.5	42.3	2590	16.3
13	0.9	0	6.3	9.6	7.5	24.3	2590	9.4
14	0.9	0	6.3	9.6	7.5	24.3	2590	9.4
15	0.9	0	6.3	9.6	7.5	24.3	2590	9.4
16	0.9	0	6.3	9.6	25.5	42.3	2590	16.3
17	0.9	0	6.3	9.6	7.5	24.3	2590	9.4
18	0.9	0	6.3	9.6	7.5	24.3	2590	9.4
19	0.9	0	6.3	9.6	7.5	24.3	2590	9.4
20	0.9	0	6.3	9.6	7.5	24.3	2590	9.4
21	0.9	0	6.3	9.6	7.5	24.3	2590	9.4
22	0.9	0	6.3	3.2	7.5	17.9	2590	6.9
23	0.9	0	6.3	3.2	7.5	17.9	2590	6.9
24	0.9	0	6.3	3.2	7.5	17.9	2590	6.9
25	3.08	18	18	3.2	7.5	49.78	1561	31.9
26	3.08	1.44	18	0	7.5	30.02	1561	19.2
27	3.08	1.44	18	0	7.5	30.02	1561	19.2
28	3.08	18	18	0	25.5	64.58	1561	41.4
29	3.08	0	18	0	25.5	46.58	1561	29.8
30	3.08	0	18	0	25.5	46.58	1561	29.8
31	3.08	0	18	0	25.5	46.58	1561	29.8
32	3.08	18	18	0	25.5	64.58	1561	41.4
33	3.08	18	18	0	25.5	64.58	1561	41.4
34	3.08	0	18	0	25.5	46.58	1561	29.8
35	3.08	0	18	0	25.5	46.58	1561	29.8
36	3.08	0	18	0	25.5	46.58	1561	29.8
37	3.08	0	18	0	25.5	46.58	1561	29.8
38	3.08	0	18	0	25.5	46.58	1561	29.8
39	3.08	0	18	0	25.5	46.58	1561	29.8
40	3.08	0	18	0	25.5	46.58	1561	29.8

Tabla 22 (continúa)

Número de sección	Protección catódica	Estado del recubrimiento	Características del suelo	Interferencias de corriente eléctrica	Medición de espesores	Factor corrosión externa	Factor consecuencia de falla	Riesgo de corrosión externa
41	3.08	0	18	0	25.5	46.58	1561	29.8
42	0.9	0	6.3	0	25.5	32.7	2590	12.6
43	0.9	0	6.3	0	25.5	32.7	2590	12.6
44	8.73	12.24	11.7	0	25.5	58.17	918.4	63.3
45	8.73	0	11.7	0	25.5	45.93	918.4	50.0
46	8.73	0	11.7	0	25.5	45.93	918.4	50.0
47	8.73	12.24	11.7	0	25.5	58.17	806.4	72.1
48	3.08	0	6.3	0	25.5	34.88	2450	14.2
49	3.08	0	6.3	0	25.5	34.88	2450	14.2
50	3.08	0	6.3	0	25.5	34.88	2450	14.2
51	4.16	0	6.3	0	25.5	35.96	2450	14.7
52	4.16	18	6.3	0	25.5	53.96	2450	22.0
53	1.98	0	6.3	0	25.5	33.78	2450	13.8
54	9.81	0	0	0	25.5	35.31	2590	13.6
55	9.81	0	0	0	25.5	35.31	2590	13.6
56	9.81	0	0	0	25.5	35.31	2590	13.6
57	9.81	0	0	0	0	9.81	2590	3.8
58	9.81	0	0	0	0	9.81	2590	3.8
59	1.98	0	0	0	0	1.98	2590	0.8
60	1.98	0	0	0	7.5	9.48	2590	3.7
61	1.98	0	0	0	7.5	9.48	2590	3.7
62	1.98	0	0	0	7.5	9.48	2590	3.7
63	1.98	0	0	0	25.5	27.48	2590	10.6
64	1.98	0	0	0	25.5	27.48	2590	10.6
65	1.98	0	0	0	25.5	27.48	2590	10.6
66	1.98	0	0	0	25.5	27.48	2590	10.6
67	1.98	0	2.7	0	7.5	12.18	2247	5.4
68	1.98	0	6.3	0	7.5	15.78	2247	7.0
69	1.98	0	6.3	0	7.5	15.78	2247	7.0
70	4.16	18	11.7	0	30	63.86	487.2	131.1
71	4.16	0	11.7	0	25.5	41.36	487.2	84.9
72	4.16	0	11.7	0	25.5	41.36	487.2	84.9
73	4.16	0	11.7	0	25.5	41.36	1218	34.0
74	4.16	12.24	11.7	0	7.5	35.6	868	41.0
75	1.98	0	6.3	0	7.5	15.78	1967	8.0
76	1.98	0	6.3	0	7.5	15.78	1687	9.4
77	1.98	0	6.3	0	7.5	15.78	1687	9.4
78	1.98	0	6.3	0	7.5	15.78	2030	7.8
79	1.98	0	6.3	0	7.5	15.78	2030	7.8
80	1.98	0	6.3	0	25.5	33.78	2310	14.6
Promedio	3.0	1.8	8.3	2.7	17.4	33.2	2103.7	21.2
Valor alto	9.9	18	18	9.6	30	64.58	2660.0	131.1
Valor bajo	0.9	0	0	0	0	1.98	487.2	0.8

Fuente: Archivo análisis de riesgos
Elaborado por: Wilson Corrales

ANEXO E

Tabla 23: Tabla de resultados del factor de riesgo de corrosión de daños por terceros

Número de sección	Nivel de actividad	Facilidades en superficie	Educación a la comunidad	Identificación del DDV	Tapada	Inspección del DDV	Factor daños por terceros	Factor consecuencia	Riesgo de corrosión por terceros
1	12	0	6	0	25	0	43	2590	16.6
2	12	0	6	0	25	0	43	2590	16.6
3	12	0	6	0	25	0	43	2590	16.6
4	6	0	6	0	25	0	37	2660	13.9
5	6	0	10	0	25	0	41	2660	15.4
6	6	0	10	0	25	0	41	2660	15.4
7	6	1.5	10	0	25	0	42.5	2660	16.0
8	6	1.5	10	0	25	0	42.5	2660	16.0
9	6	1.5	10	0	25	0	42.5	2660	16.0
10	6	1.5	10	0	25	0	42.5	2660	16.0
11	6	1.5	10	0	25	0	42.5	2590	16.4
12	6	1.5	10	0	25	0	42.5	2590	16.4
13	6	1.5	10	0	25	0	42.5	2590	16.4
14	6	1.5	10	0	25	0	42.5	2590	16.4
15	6	1.5	10	0	25	0	42.5	2590	16.4
16	6	1.5	10	0	25	0	42.5	2590	16.4
17	12	1.5	10	0	25	0	48.5	2590	18.7
18	12	1.5	10	0	25	0	48.5	2590	18.7
19	12	1.5	10	0	25	0	48.5	2590	18.7
20	12	1.5	10	0	25	0	48.5	2590	18.7
21	12	1.5	6	3	25	0	47.5	2590	18.3
22	12	1.5	6	3	25	0	47.5	2590	18.3
23	12	1.5	6	3	25	0	47.5	2590	18.3
24	12	1.5	6	3	25	0	47.5	2590	18.3
25	4	5	6	3	25	0	43	1561	27.5
26	4	5	6	3	25	0	43	1561	27.5
27	4	5	6	3	25	0	43	1561	27.5
28	4	5	6	3	25	0	43	1561	27.5
29	4	5	6	3	25	0	43	1561	27.5
30	4	5	10	3	25	0	47	1561	30.1
31	4	5	10	3	25	0	47	1561	30.1
32	4	5	10	3	25	0	47	1561	30.1
33	4	5	10	3	25	0	47	1561	30.1
34	4	5	6	3	25	0	43	1561	27.5
35	4	5	6	3	25	0	43	1561	27.5
36	4	5	6	3	25	0	43	1561	27.5
37	4	5	6	3	25	0	43	1561	27.5
38	4	5	6	3	25	0	43	1561	27.5
39	4	5	10	3	25	0	47	1561	30.1
40	4	5	10	3	25	0	47	1561	30.1

Tabla 23 (continúa)

Número de sección	Nivel de actividad	Facilidades en superficie	Educación a la comunidad	Identificación del DDV	Tapa da	Inspección del DDV	Factor daños por terceros	Factor consecuencia	Riesgo de corrosión por terceros
41	4	5	10	3	25	0	47	1561	30.1
42	10	1.5	10	3	25	0	49.5	2590	19.1
43	10	1.5	10	3	25	0	49.5	2590	19.1
44	6	1.5	10	3	25	0	45.5	918.4	49.5
45	6	1.5	10	3	25	0	45.5	918.4	49.5
46	6	1.5	10	3	25	0	45.5	918.4	49.5
47	6	1.5	4	3	25	0	39.5	806.4	49.0
48	24	5	4	3	25	0	61	2450	24.9
49	24	5	4	3	25	0	61	2450	24.9
50	24	3.5	4	3	37	0	71.5	2450	29.2
51	24	3.5	4	3	12	20	66.5	2450	27.1
52	24	3.5	4	3	12	20	66.5	2450	27.1
53	18	3.5	4	3	12	20	60.5	2450	24.7
54	14	3.5	4	3	12	20	56.5	2590	21.8
55	14	3.5	4	3	12	20	56.5	2590	21.8
56	14	5	4	3	12	20	58	2590	22.4
57	14	5	4	3	12	20	58	2590	22.4
58	14	5	8	3	12	20	62	2590	23.9
59	14	5	8	3	12	20	62	2590	23.9
60	8	5	8	3	12	20	56	2590	21.6
61	6	5	8	3	12	20	54	2590	20.8
62	6	5	8	3	12	20	54	2590	20.8
63	6	5	8	3	12	20	54	2590	20.8
64	6	5	8	3	12	20	54	2590	20.8
65	6	5	8	3	12	20	54	2590	20.8
66	6	5	4	3	12	20	50	2590	19.3
67	8	5	4	3	12	20	52	2247	23.1
68	14	5	4	3	12	20	58	2247	25.8
69	14	5	4	3	12	20	58	2247	25.8
70	8	5	8	3	12	20	56	487.2	114.9
71	8	5	8	3	12	20	56	487.2	114.9
72	8	5	8	3	12	20	56	487.2	114.9
73	8	5	8	3	12	20	56	1218	46.0
74	8	5	8	3	12	20	56	868	64.5
75	22	5	4	3	12	20	66	1967	33.6
76	26	5	4	3	12	20	70	1687	41.5
77	26	5	4	3	12	20	70	1687	41.5
78	28	5	4	3	12	20	72	2030	35.5
79	28	5	4	3	12	20	72	2030	35.5
80	30	5	4	3	12	20	74	2310	32.0
Promedio	10.3	3.5	7.2	2.3	20.3	7.5	51.0	2103.7	29.0
Valor alto	30	5	10	3	37	20	74.0	2660.0	114.9
Valor bajo	4	0	4	0	12	0	37.0	487.2	13.9

Fuente: Archivo análisis de riesgos

Elaborado por: Wilson Corrales

ANEXO F

Costo actual para mitigar el riesgo de corrosión interna = \$ 200.000

Detalle del costo	Valor \$
Limpieza de la línea	8,000
Perdidas de producción	30,000
Mano de obra de reparación (personal, equipos)	42,000
Materiales (tubería, soldas, recubrimiento, aislamiento de secciones)	100,000
Logística	10,000
Imprevistos	10,000
Total	200,000

Costo actual para mitigar el riesgo de corrosión externa = \$ 120.000

Detalle del costo	Valor \$
Excavación y revisión de zonas de reparación	50,000
Actualización del sistema de protección catódica instalado	30,000
Reparación de zonas con destrucción del recubrimiento	10,000
Reforzamiento en zonas con interferencia de corrientes aledañas	15,000
Logística	10,000
Imprevistos	5,000
Total	120,000

Costo actual para mitigar los daños por terceros = \$ 150.000

Detalle del costo	Valor \$
Identificación del derecho de vía	15,000
Educación a la comunidad	20,000
Instalación sistema de monitoreo remoto	50,000
Vigilancia motorizada y programada	20,000
Acuerdos con propietarios	10,000
Reforzamiento de áreas propensas a daños por terceros	30,000
Imprevistos	5,000
Total	150,000

Valor actual del riesgo de corrosión interna = \$ 100.000

Detalle del costo	Valor \$
Perdidas de producción	30,000
Costo de remediación	20,000
Materiales (tubería, soldas, recubrimiento, aislamiento de secciones)	20,000
Costo de indemnización	20,000
Costo de impacto ambiental	10,000
Total	100,000

Valor actual del riesgo de corrosión externa = \$ 30,000

Detalle del costo	Valor \$
Perdidas de producción	5,000
Materiales (cables, soldas, recubrimiento)	10,000
Costo de indemnización	10,000
Costo de impacto ambiental	5,000
Total	30,000

Valor actual del riesgo de daños por terceros = \$ 100,000

Detalle del costo	Valor \$
Perdidas de producción	5,000
Costo de remediación	10,000
Materiales (tubería, soldas, recubrimiento, aislamiento de secciones)	20,000
Costo de indemnización	20,000
Costo de impacto ambiental	10,000
Total	100,000