



Universidad Nacional Mayor de San Marcos

Universidad del Perú. Decana de América

Dirección General de Estudios de Posgrado

Facultad de Ingeniería Industrial

Unidad de Posgrado

**Modelo de gestión para el control de riesgo en
oleoductos, poliductos y gasoductos**

TESIS

Para optar el Grado Académico de Doctor en Ingeniería Industrial

AUTOR

Alfonso Eduardo RIVAS TUFÍÑO

ASESOR

Alfonso Ramón CHUNG PINZÁS

Lima, Perú

2019



Reconocimiento - No Comercial - Compartir Igual - Sin restricciones adicionales

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

Usted puede distribuir, remezclar, retocar, y crear a partir del documento original de modo no comercial, siempre y cuando se dé crédito al autor del documento y se licencien las nuevas creaciones bajo las mismas condiciones. No se permite aplicar términos legales o medidas tecnológicas que restrinjan legalmente a otros a hacer cualquier cosa que permita esta licencia.

Referencia bibliográfica

Rivas, A. (2019). *Modelo de gestión para el control de riesgo en oleoductos, poliductos y gasoductos*. Tesis para optar el grado de Doctor en Ingeniería Industrial. Unidad de Posgrado, Facultad de Ingeniería Industrial, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Lima, Perú.

INFORMACIÓN

Código ORCID del autor: <https://orcid.org/0000-0001-8188-268X>



Código ORCID del asesor: <https://orcid.org/0000-0002-8073-2396>

Grupo de Investigación: Grupo de investigación y desarrollo de gestión riesgo industrial (GIDGRI)

Institución financiada parcial o totalmente la investigación: Empresa Pública Petroecuador parcial.

Ubicación geográfica donde se desarrolló la investigación: Poliducto Esmeraldas-Santo Domingo (Ecuador) con 164 kilómetros de longitud de tubería y derecho de vía con el (SOTE)

Años o rango de años que la investigación abarcó: 4 años

DNI: 0801619487



UNIVERSIDAD NACIONAL
MAYOR DE SAN MARCOS
Universidad del Perú, DECANA DE AMÉRICA



UNIDAD DE POSGRADO

ACTA DE SUSTENTACIÓN Nº 23-UPG-FII-2019

SUSTENTACIÓN DE TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO
DE DOCTOR EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

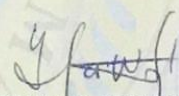
En la ciudad de Lima, del día diecinueve del mes de diciembre del dos mil diecinueve, siendo las once horas, en acto público se instaló el Jurado Examinador para la Sustentación de la Tesis titulada: **"MODELO DE GESTIÓN PARA EL CONTROL DE RIESGO EN OLEODUCTOS, POLIDUCTOS Y GASODUCTOS"**, para optar el Grado Académico de Doctor en Ingeniería Industrial.


Luego de la exposición y absueltas las preguntas del Jurado Examinador se procedió a la calificación individual y secreta, habiendo sido APROBADO con la calificación de DIECISIETE (17) (MUY BUENO)

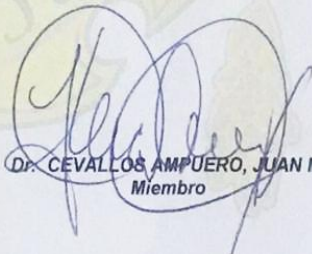
El Jurado recomienda que la Facultad acuerde el otorgamiento del Grado Académico de Doctor en Ingeniería Industrial, al **Mg. RIVAS TUFÍÑO, ALFONSO EDUARDO**.

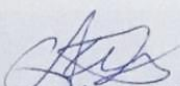
En señal de conformidad, siendo las 12:30 horas se suscribe la presente acta en cuatro ejemplares, dándose por concluido el acto.


Dr. INCHE MITMA, JORGE LUIS
Presidente


Dr. WONG CABANILLAS, FRANCISCO JAVIER
Miembro


Dr. TINOCO GÓMEZ, OSCAR RAFAEL
Miembro


Dr. CEVALLOS AMPUERO, JUAN MANUEL
Miembro


Dr. CHUNG PINZÁS, ALFONSO RAMÓN
Asesor

Agradecimiento

A la finalización de esta importante investigación que por cierto fue difícil con incertidumbre al presentar las unidades de análisis en aporte a la investigación en curso, es una distinción ser deferente de manera muy especial y sincera a la (+)Dra. Ilse Janine Villavicencio Ramírez; Dra. Teonila García Zapara; Dr. Jorge Inche Mitma; Dr. Oscar Tinoco; como asesores de investigación por su predisposición a la colaboración de manera directa y poder desarrollo el presente trabajo al Dr. Alfonso Chung por sus importantes aportes finales como asesor para alcanzar con éxito el presente encargo esperado.

De igual forma extendiendo mi especial gratitud a mis docentes por sus significativos aportes de investigación con pertenencia a la prestigiosa Universidad Nacional Mayor de San Marcos, los cuales lograron impartir el alto nivel académico, sostenido en el conocimiento científico y ético recibido para solventar soluciones a posibles problemas en el tiempo y espacio que demandó la investigación ante las condiciones y acciones subestándar del origen al riesgo.

Dedicatoria

El presente trabajo de investigación está dedicado a mi esposa, madre, hermanos, y en especial a mis hijos Valentina Stefanía Rivas Villacis, Eduardo Rivas Basilio pertenecientes al núcleo de familia; razón de ser de siempre, forjador infatigable de este presente como prioridad de vida.

El mérito alcanzado en este nuevo objetivo; es en gran parte gracias a ustedes, he captado con éxito un proyecto que en sus inicios podría apreciarse fácil, pero a medida que la investigación fue avanzando en sus finales surgieron muchas tareas interminables de trabajo de 16 horas/días en las últimas etapas de este logro. Dedico mi tesis a ustedes integrante de familia que con férrea unidad ofrecieron apoyo de amor al sueño esperado y comprensión en ausencia entendida en sinónimos de razón de ser junto a ustedes, reflexionando que con dedicación se llega al encuentro hacia la respuesta que la naturaleza responde como un destello de luz frente lo esperado.

Índice general

Agradecimiento	II
Dedicatoria.....	III
Índice General.....	IV
Indice de Cuadros	VII
Indice de Figuras	IX
Indice de Fotos	XI
Indice de Anexos	XI
Resumen.....	¡E
rror! Marcador no definido.	
CAPÍTULO I.....	1
INTODUCCIÓN	1
1 Situación Problemática	1
1.1 Formulación del Problema.....	6
1.1.1 Formulación del Problema General.....	6
1.1.2 Problemas específicos	7
1.2 Justificación de la investigación.....	7
1.3 Conveniencia de la Investigación	7
1.3.1 Relevancia Social.....	8
1.3.2 Relevancia Económica.....	9
1.3.3 Valor Teórico.....	10
1.3.4 Utilidad Metodológica	11
1.4 Objetivos.....	13
1.4.1 Objetivo General.....	13
1.4.2 Objetivos Específicos.....	13
CAPÍTULO II	14
MARCO TEÓRICO.....	14
2.1 Marco Filosófico o epistemológico de la investigación.....	14.
2.2 Antecedente de la investigación.....	18
2.3 Bases teóricas	21
2.3.1 Estructura teórica del modelo de gestión en campo.....	23
2.3.2 Análisis del riesgo en la organización.....	25
2.3.3 Principios del Control de Riesgo.....	27
2.3.4 Perspectivas del modelo de gestión del transporte de hidrocarburos ..	32
2.3.5 UGO. Mantenimiento de Línea (ILIE) y Nuevas Investigaciones	33
2.3.6 Integridad y monitoreo para el cambio del tramo-ducto.....	34

2.3.7 UGO. Operacionalización I.- Control de los riesgos incubados en “Micro”.....	35
2.3.8 Operaciones II del transporte de hidrocarburos.....	36
2.3.9 Operaciones II y riesgo fundamentado en “Macro”.....	38
2.3.10 Integridad y Confiabilidad del Control de Riesgo.....	40
2.3.11 Referencia para el instrumento de medición	43
2.4 Control Operacional y sus determinantes de riesgo “derecho de vía y ducto” .	48
2.4.1 Geomática y el derecho de vía-ductos.....	49
2.4.2 Laboratorio, ensayos de pruebas físicas químicas.....	52
2.4.3 Laboratorio y ensayos experimentales.....	53
2.4.4 Mantenimiento Electromecánico de Bombeo	54
2.4.5 Marcos Conceptuales.....	55
2.4.6 Marco Legal.....	61
2.4.7 Estándares procedimiento de gestión en ductos de acero API 5L X5270	
2.4.8 Puesta en marcha del Modelo de Gestión “Control de Riesgo”	72
2.4.9 Enfoques de autores	83
2.4.10 Enfoque del modelo de gestión	83
CAPÍTULO III	85
METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN.	85
3.1 Hipótesis General.....	85
3.2 Hipótesis Específica.....	85
3.3 Variables de la hipótesis general.	85
3.3.1 Variable independiente.....	85
3.3.2 Variable dependiente.....	86
3.4 Variable de hipótesis específica entre “ x_1 / y_1 ”	86
3.4.1 Variable dependiente = y_1	86
3.4.2 Variable Independiente Nivel de gestión riesgo = X_1	86
3.5 Variable de hipótesis específica entre “ x_1 / y_2 ”	86
3.5.1 Variable dependiente.....	86
3.5.2 Variable Independiente.....	86
3.6 Variable de hipótesis específica entre “ x_1 / y_3 ”	87
3.6.1 Variable dependiente.....	87
3.6.2 Variable independiente.....	87
3.7 Operacionalización de variables.	87
3.8 Matriz de consistencia.....	87
3.9 Tipo y diseño de la investigación	91
3.9.1 Tipos de Investigación.....	91

3.9.2 Diseño de Investigación.....	92
3.10 Unidad de Análisis	97
3.10.1 Instrumento de metodología técnica.....	98
3.10.2 Población de la muestra.	106
CAPÍTULO IV.....	107
RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	107
4.1 Caracterización preliminar	107
4.1.1 Unidades de gestión técnica del control de riesgo.	110
4.1.1.1 Control del riesgo operacional.....	121
4.1.2 Gestión operativa y proyección de la demanda.....	134
4.1.3 Proyección de la demanda.	135
4.2 Tamaño de muestra	138
4.2.1 Número Anomalías por corrosión.	138
4.2.2 Selección de la muestra	140
4.2.3 Teoría de errores.....	140
4.3 Prueba de hipótesis.	142
4.3.1 Correlaciones Parciales.....	143
4.3.2 Hipótesis específica.....	143
4.3.3 Hipótesis estadísticas	143
4.3.4 Nivel de significación.	144
4.3.5 Modelo estadístico.	144
4.4 Presentación de resultados y toma de decisión.	145
4.4.2 Pruebas de homogeneidad de varianzas Levene.....	146
4.4.3 Pruebas robustas de igual de medias WJ-BF.....	147
4.4.4 Pruebas de comparaciones múltiples de Tamhane	150
Conclusiones	157
Recomendaciones	158
Referencias bibliográficas.....	159
Anexos.....	169

INDICE DE CUADROS

Cuadro 1.1. Referencia en pérdidas económicas.....	9
Cuadro 1.2. Relevancia económica propuesta; vinculada al modelo de gestión....	10
Cuadro 2.2. Los fundamentos de la estadística de Savage.....	16
Cuadro 2.2.1. Indicadores comparativos para acciones y condiciones subestándares.....	16
Cuadro 2.2.2. Muestra de unidades de análisis para acciones subestándar.....	31
Cuadro 2.2.3 Unidades de Gestión de integridad y Confiabilidad de Ductos.....	31
Cuadro 2.3. Investigación de 22 sitios inestables.....	50
Cuadro 2.4. Código y estándares internacionales de la industria petrolera.....	69
Cuadro 3.2. Operacionalización de la variable Independiente.....	89
Cuadro 3.3. Matriz de consistencia lógica.....	90
Cuadro 3.4. Investigación y enfoques Riesgo-Falla-Ducto.....	92
Cuadro 3.5. Niveles de gestión del riesgo en sostenibilidad operativa ductos de hidrocarburos y Ambiente.....	95
Cuadro 3.6. Modelo de Gestión de Control del Riesgo en Oleoducto Poliductos y Gasoductos.....	98
Cuadro 3.7. Unidades de análisis.....	105
Cuadro 4.1 Nivel del riesgo en unidades de gestión “Encargo” periodo 2014 al 2017 119	
Cuadro 4.2. Población de estudio. Unidades del Sistema Operativas con riesgo incubado al corte del año 2014 al 2017	122
Cuadro 4.3. Estado de los niveles del riesgo en Poliducto Esmeraldas Santo Domingo	123
Cuadro 4.4 Suma de cuadrados. Estados del riesgo de instalaciones	124
Cuadro 4.15. Población de estudio: Anomalías por corrosión en ducto.	126
Cuadro 4.6 Anomalías reportadas y verificadas como determinantes de falla.	127
Cuadro 4.7 Cuadros comparativos para procesamientos de datos: Diagnostico de población de anomalías para el tamaño de muestra	133
Cuadro 4.8 Proyección de la demanda nacional hidrocarburíferos 2015 al 2032	135

Cuadro 4.9 Transporte Poliducto Esmeraldas Santo Domingo.	137
Cuadro 4.2.1. Prueba de normalidad.....	145
Cuadro 4.2.2. Pruebas de homogeneidad de varianzas con con puntaje del porcentaje de conformidad.	146
Cuadro 4.2.3. Pruebas Robustas de igualdad de medidas	148
Cuadro 4.2.4. Prueba de Comparaciones múltiples para el porcentaje de conformidades según la gestión.	150
Cuadro 4.2.5. Pruebas de normalidad.....	151
Cuadro 4.2.6. Pruebas de homogeneidad de varianzas para el índice de corrosión.....	151
Cuadro 4.2.7. Pruebas Robustas de igualdad de medidas	152

INDICE DE FIGURAS

Figura	2.1.	Condiciones técnicas del sistema de transporte de hidrocarburos.....	21
Figura	2.2.	Perfil altimétrico del Oleoductos y Poliducto.....	23
Figura	2.3.	Sincronización de estructuras para el control de riesgo frente a los hallazgos de prevención de desastre.....	24
Figura	2.3.1	Estructura del modelo de gestión para la integridad de Poliductos, Oleoductos y Gasoductos.....	26
Figura	2.4	Muestra Probeta.....	35
Figura	2.5.	Lodos y sedimentos de hidrocarburos.....	36
Figura	2.5.1.	Lodos y sedimentos de hidrocarburos.....	37
Figura	2.6.	Monitoreo del control de integridad de ductos.....	41
Figura	2.7.	Derecho de vía y rectificador de corriente impresa para ductos.....	42
Figura	2.8	La línea de escaneo LEIS.....	43
Figura	2.8.1	Perfil de pérdida de metal para criterios de interacción.....	43
Figura	2.8.2.	Captura de pantalla de la característica de pérdida de metal	44
Figura	2.8.3.	Determinantes de riesgo por corrosión interna con grado X 52, espesor nominal (9,525 mm) con presión de diseño 1755.....	45
Figura	2.8.4.	Determinantes de riesgo en ductos de hidrocarburos por corrosión externa con grado X 52 espesor nominal (9,525 mm) con presión de diseño 1755.....	46
Figura	2.9.	Referencia asistida al Sistema de Gestión del Control de Riesgo por Ductos”	73
Figura	2.9.1.	Operaciones I. Ingreso al sistema del modelo de gestión control del riesgo.....	74
Figura	2.9.2.	Operaciones II. Aplicación e ingreso al sistema de gestión del control riesgo.....	76
Figura	2.9.3.	Integridad y confiabilidad del sistema del transporte de hidrocarburos por ductos.....	77
Figura	2.9.4.	Acciones correctivas y condiciones del mantenimiento de línea y control riesgo	78
Figura	2.9.5.	Laboratorio.....	79
Figura	2.9.6	Discriminación por competencia y control del riesgo técnico “Geomántica”.....	80

Figura 2.9.7 Lineamientos, mantenimiento electromecánico del sistema de gestión control del riesgo.....	81
Figura 2.9.8 Unidad operativa, seguridad física, sistema de gestión del control riesgo.....	82
Figura 4.1. Diagrama computo de los determinantes de riesgos.....	108
Figura 4.2. Gestión control del riesgo de conformidad funcional al Poliducto...	113
Figura 4.3. Gestión del control de riesgo conformidad fucional Poliducto Esmeraldas Santo Domingo.....	114
Figura 4.4. Gestión del control de riesgo en Poliducto Esmeraldas Santo Domingo	119
Figura 4.5. Estado del riesgo sistemas operativos del transporte de hidrocarburos.....	124
Figura 4.6. Estado de pérdida del metal por pittings corrosión en ductos de acero.....	126
Figura 4.7. Diagnóstico riesgo corrosión y probabilidad fuga de hidrocarburo del PK 000 al PK 90 en P.E.SD.....	129
Figura 4.8. Diagnóstico riesgos estado de corrosión ducto 2014.....	130
Figura 4.8.1. Diagnóstico de mejora del estado del riesgo por corrosión 2017.....	131
Figura 4.9. Diagnóstico riesgos estado de corrosión ducto 2017.....	132
Figura 4.10. Proyección promedio año abastecido por el Poliducto E.SD.Q.....	136
Figura 4.10.1. Rendimiento barriles transportado del periodo 2014 al 2017.....	137
Figura 4.11. Gráfico de medias del porcentaje de conformidad según la gestión...	149
Figura 4.12. Gráfico de medias del indice de corrosión según la gestión.....	152
Figura 4.13. Gráfico de media de la demanda (BlS/Hs) según la gestión.....	155

INDICE DE FOTOS

Foto 2.1.	Sincronizando de estructuras del gobierno para afrontar el control de riesgo frente a los hallazgo de prevención de desastre ambiental..	24
Foto 2.2	Muestra Probeta de rotura y fuga de hidrocarburos.....	35
Foto 2.3.	Lodos y sedimentos de hidrocarburos.....	36
Foto 2.4	Monitoreo del control de integridad de ductos.....	41
Foto 2.8.	Deslizamiento y pérdida del derecho de vía.....	51
Foto 2.9.	Mapa de epicentro de movimiento telúrico en derecho de vía de los ductos.....	51
Foto 2.10.	Vibración.....	54

INDICE DE ANEXOS

Anexo 1.	Anomalía de reparación por corrosión internas inspeccionada el 2014. .	169
Anexo 2.	Conformidades de gestión en las unidades operativas del sistema de transporte de hidrocarburos.....	170
Anexo 3.	Procesamientos de data. Estimación del nivel de riesgo incubado por cada año.....	181
Anexo 4.	Fallas en los ductos por corrosión externa	195
Anexo 5.	Población de estudio: Anomalías de corrosión internas y externas Poliducto Esmeraldas-Santo Domingo 2014	198

Resumen

La investigación permitió explorar el control de los riesgos incubados en Oleoducto, Poliducto y Gasoductos del transporte de hidrocarburos a través del ducto Esmeraldas-Santo Domingo-Quito se basó al origen de causas y efectos que dan lugar a fracturas mecánicas y fugas de hidrocarburos; En esta investigación se estableció la línea base de inspecciones interna y externa de los ductos en referencia, utilizando la herramienta de flujo magnético en línea "FML" y herramientas de ultra sonido que revela la profundidad y la amplitud de anomalías en deterioro al espesor tubería de diseño, teniendo en cuenta el análisis de riesgo con probabilidad de fuga por el coeficiente <1 se utilizando el método de investigación exploratoria, el modelo de gestión del control de riesgos se diseñó en tres ejes de desarrollo transversales:

- ✓ Examina el nivel de gestión departamental aplicado a la operativa, prevención y control de dominios del riesgos en el eje del "**medio**" por acciones subestándar.
- ✓ Identifica el nivel de riesgo en las instalaciones y su entorno con bases de confiabilidad y la proporción de indicadores de espesor de tubería restantes, la integridad se verifica como una "fuente" deductiva de fallas no controladas.
- ✓ Evalúa la demanda proyectada y la relación del control de eventos, como eje del "**receptor**" al descenso de objetivos del transporte de los hidrocarburos.

El Modelo de Gestión para el Control del Riesgo, precisa a observar hallazgos expuestos a eventos probados de fallas en flujo ducto; tiene identificado y evaluado el nivel de riesgo del derecho de vía, estaciones de bombeo y determinantes de corrosión, atentados, tomas clandestinas en tuberías que impactan contra la integridad y confiabilidad del manejo de objetivos industriales.

En Observación. Se confirmó que las hipótesis alternativas evidenciadas, tienen relación de influencias significativas en el cumplimiento técnico por especialidades de encargo corporativo hacia la sostenibilidad con registros de faces y actividades en el software que respaldan el soporte de evidencias cumplidas.

Palabras clave: Gestión, control, riesgo, integridad y confiabilidad, fuente, medio y receptor

Abstracto

The investigation allowed to explore the control of the risks incubated in the pipelines, polyducts and gas pipelines of the transport of hydrocarbons through the Esmeraldas-Santo Domingo-Quito pipeline, it was based on the origin of causes and effects that give rise to mechanical fractures and hydrocarbon leaks; In this investigation, the baseline of internal and external inspections of the pipelines in reference was established, using the in-line magnetic flow tool "FML" and ultra-sound tools that reveals the depth and amplitude of deteriorating anomalies to the pipe thickness of design taking into account the risk analysis with a likelihood of leakage by the coefficient <1 using the exploratory research method, the risk control management model was designed in three transversal development axes:

- ✓ Examines the level of departmental management applied to the operation, prevention and control of risk domains on the "medium" axis through substandard actions.
- ✓ Identify the level of risk in the facilities and their environment with reliability bases to the line flow and the proportion of remaining pipe thickness indicators, integrity is verified as a deductive "source" of uncontrolled failures.
- ✓ Evaluate the projected demand and the relationship of the control of events, as the axis of the "**receiver**" to the fall in the objectives of hydrocarbon transport.

The risk control management model must observe the findings exposed to proven pipe failure events, identify and assess the level of risk of the right of way, pumping stations and corrosion determinants, pumping stations and corrosion determinants, attacks, clandestine shots in pipes that impact integrity and reliability of the industrial objective.

In observation It was confirmed that the alternative hypotheses evidenced are related to significant influences on technical compliance by specialties of a corporate order towards sustainability with records of faces and activities in the software that support the backing of evidence fulfilled.

Keywords: Management, control, risk, integrity and reliability, source, medium and receiver

CAPÍTULO I INTODUCCIÓN

1 Situación Problemática

El Oleoducto de Petroperú intervenidos en febrero del año 2016, la Entidad Supervisor de Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) castigó a Petroperú con tres millones de dólares más compensaciones sociales, por no proporcionado en las instalaciones la integridad y confiabilidad del control de riesgo en los Oleoducto Norperuano. El arbitraje causó un proceso dependiente y antepuesto a las sanciones, por el derramamiento que perturbó a la colectividad Cumínico en Loreto, El organismo ordenador en ese tiempo a la gubernamental empresa ordeno que paralizara las operaciones de bombeo y flujo de petróleo hasta afirmar que no poseía más fracasos en los 40 años de operación, sin apropiación, no cumplió las medidas dispuestas. (EL PAÍS, JACQUELINE FOWKS, 2016).

En la supervisión especial llevadas a cabo del 27 al 29 de enero del 2016 y la del 6 al 11 de febrero del 2016, se verificó que en la progresiva o PK 440+781 del Tramo II, así como en la progresiva del Punto Kilométrico 206+031 de la bifurcación Norte, el uno Oleoducto Norperuano maniobrado por la compañía Petroperú, se originaron contaminación al ambiente producto de con fugas del petróleo, ocasionando detrimento al conducto debido a una causa corrosiva externa, perturbando las condiciones físicas y químicas del suelo al raza de la tubería; también a modo del cuerpos hídricos (escabrosas y ríos) “Se confirmó que el desbordamiento de petróleo crudo se produjo a través de una apertura de 56 cm de longitud por 1.0 cm ancho aproximadamente en posición 12 horas, en la tubería de 16” diámetro, ubicado en el KM 206+031 del Ramal Norte del ONP (Oleoducto Norperuano); la falla en la tubería se habría producido por efectos de corrosión externa. Por tanto, se configura un alto riesgo de impacto negativo no solo al suelo y a las quebradas Inayo, Cashacaño, así como a los ríos Chiriaco y Morona, sino también a la vida y salud de las personas que habitan en la zona cercanas a los derrames ("OEFA", 2016)

En el hemisferio occidental con el hemisferio oriental y el hemisferio continental, existen ramales de ductos que transportan la producción petrolera de los continentes, las empresas responsables del transporte de crudo y sus derivados; han adquirido eventos de fuga de hidrocarburos por ductos con explosión e incendio, causante de conmoción nacional con pérdidas de vidas humanas frente a estos siniestros; (Diario el País de Colombia, 2011)

El país del norte; Colombia sufrió un accidente el oleoducto operado por Ecopetro con 14 personas implicaron caídas en fatalidad y 8 personas lesionadas en el eje oeste del país con una explosión significativa en los ductos de hidrocarburos, como origen se fracturo el ducto al enfrentar un deslave de tierra, a resultado de las intensas lluvias. La Cruz Roja comunicó que existió 23 niños afectados con quemaduras, 15 de los cuales se encuentran gravemente en estado críticos con cuidados intensivos, y 7 personas se encuentran lesionadas con quemaduras de tercer grado generado el 90 % de afectación en todo el cuerpo. Existiendo vulnerabilidad en los Derecho de Vía de los ductos, son generados por fallas geológicas que atentan contra la transportación de los hidrocarburos, produciendo fracturas mecánicas en los Oleoductos, Gasoductos y/o Poliductos; los cuales están intrínsecamente relacionados con el esfuerzo mecánico y fractura que incluyen en la rotura de enlaces atómicos a través de la propagación de fisuras o grietas. Estas grietas generan deformación del diámetro que inciden en la fuga de los hidrocarburos del transporte, generando impactos contra la biodiversidad y el medio ambiente. Como en mucho de los casos donde hay un ramal de ductos existe la probabilidad de presentarse un accidente importante con dependencia geográfica y la caracterización del terreno, por el cual pasan los ductos (Infobae, 2011)

En Estados Unidos las instalaciones de tuberías del transporte de hidrocarburos tienen incidencia en el impacto del deterioro por corrosión internas/externas; con accidentes ocasionados por terceras personas, incidiendo en las principales causas de accidentes de rotura y fuga de los hidrocarburos, resultando un total 3.358 sucesos de fuga y contaminación entre el año 1982 y 2004 representando deterioros económicos por un valor considerado de 859'000.000 millones de dólares. México con la empresa más grande de ese país Pemex cuenta 55.000 kilómetros de tubería que circulan hidrocarburos derivados del petróleo

enfrentando fallas constantes por causa de la corrosión sumando otros determinantes como las tomas clandestinas y fallas por golpes mecánicos, estos sucesos impresionan a la sociedad, afectan al medio ambiente e impactan en perjuicios económicos al país. (Velázquez, 2013)

1976 fue el año con más derrames en la primera década petrolera. Veinticuatro fugas de petróleo ocurrieron en 1976, un promedio de uno cada quince días. La mayoría fue por corrosión de la tubería. En la primera década de explotación de crudo, de 1972 a 1982, se dieron sesenta y un derrames; (Aumala, 2014).

En febrero 26, 1998, otra ruptura significativa de catástrofe se generó en Ecuador-Esmeraldas, el oleoducto-poliducto sufren simultáneamente la rotura del metal-ducto fugando el producto con generación de emanaciones al ambiente más el cuas del vertido en el suelo dando origen con alguna fuente de ignición al incendio y explosión causando 33 personas fallecidas, 18 con erosiones graves de tercer grado, 15 sofocados y aumentando a 100 lesionados, se quemaron aproximadamente 1800 casas. Escuchando primero el estruendo cuando inició la combustión existió una incalculable explosión de impacto muy cerca de la ciudadela de Petroecuador, Personas que presenciaron el hecho tienen el recuento que el petróleo y los productos limpios de hidrocarburos regados ingresaban por las tuberías de la alcantarillas de aguas servidas, concebían elevarse las tapas de las alcantarillas por el aire, los repientes de gas por las altas temperaturas explotaban, se vivía de un evento casi de guerra con estallidos y personas lesionadas por todas partes. Después la explosión e incendio circulaba producto encendido fuertemente hasta el río Teaone, colmar todo de impresionantes llamas que se desplazaban río abajo uniéndose con el río Esmeraldas. El fuego siguió avanzando cubriendo con las dos orillas, devastando a su paso con lo que encuentra, humildes viviendas de caña, árboles frutales con animales domésticos y sobre todo las vidas de moradores del sector La Propicia que se constituyó como el más afectado de los cuales no lograron escapar del incendio. (INREDH: Rebelión, 2007)

En abril 8, 2013, otra ruptura en el Oleoducto de Crudos Pesados "OCP" enfrento un derrame de crudo causando terrible daño ambiental. -Más de cinco mil

quinientos barriles de petróleo contaminaron 3,2 km del estero Winchele, en Esmeraldas., (Diario, La Hora, 2013)

En el contexto particular; los oleoductos, poliductos y gasoductos en el Ecuador, según estudios realizados desde el inicio de la extracción petrolera, en 1972, hasta finales del año 2010, el Ministerio del Ambiente registró 1103 derrames. La población más afectada ha sido la Joya de los Sachas, con 238 siniestros, se debe a la falta de gestión para la identificación de los hallazgos los cuales han provocado una alta incidencia de siniestros incalculables en pérdidas de ecosistemas, vidas humanas y económicas, el mismo que al momento funcionan toda la organización en lo reactivo y no en lo preventivo, en interno de las empresas y estratégico cuando el derrame toma cuerpo y forma de emigración hasta alcanzar su magnitud de afectaciones a terceros, provocando la gestión del valor de compensación social-indemnizaciones, formación-desarrollo y pérdidas de imagen corporativas (Aumala, 2014).

Novedad

“El 17 de julio de 2016 ya culminaron las actividades de contención, confinando el producto derramado mediante barreras y muros de contención, habiéndose recuperado una total de 896 barriles de crudo emulsionado. Asimismo, a la fecha se han recolectado 1,303 sacos de tierra y 139 sacos de vegetación impregnados con hidrocarburo” (Perú21.pe, 2016)

Se establece la cronología de los desbordamientos conocidos a través de influencias oficiales de la prensa. De los datos oficiales, hasta el 2001 el Sistema de Oleoductos Transecuatoriano “SOTE” se rompió más de cuarenta veces. El año 2009 al año 2013, existió fisuras en el “OCP”; Oleoducto de Crudos Pesados, causaron dos grandes fugas de petróleo. En el año en curso del 2014, se han generado 14 desbordamientos de fuga por fractura mecánicas de tubería, en zonas operadas por Petroamazonas. En 42 años de extracción, han sucedido incalculables pérdidas de afectación a los ecosistemas, formulando compensaciones sociales con millonarios desembolsos por indemnizaciones ante los desastres generados por el petróleo. (Aumala, 2014)

En el entorno desde sus inicios; cuatro días después de que se inaugurara el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), 32 mil barriles de petróleo se

regaron en la región de Esmeraldas. Esta tubería conduce el crudo a lo largo de 503 kilómetros, a partir de Lago Agrio (en la Amazonía) hasta Esmeraldas de costa del pacífico, y pasa por siete estaciones de bombeo. El oleoducto se construyó de un consorcio entre la empresa estatal CEPE y la norteamericana Texaco. Ahora, es administrado por Petroecuador (Aumala, 2014).

Julio 7, 1974, agosto 15, 1974 Baeza: tres rupturas en mes y medio, más de sesenta mil barriles de petróleo se derramaron entre los kilómetros 162 y 163 del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano, cerca de Baeza, en la provincia de Napo. Este sector se caracteriza por ser sensible a los deslaves por las lluvias y la presión por la ascensión de la cordillera. Los derrames afectaron los ríos Coca y Aguarico (Aumala, 2014), (Aumala, 2014)

Interés

Michigan: 800.000 galones de derrame de petróleo después de romper los tubos. Las autoridades de Battle Creek y Emmett Township advirtieron a los residentes sobre el fuerte olor del aceite, que se filtró el lunes de un oleoducto que transporta cerca de ocho millones de galones de petróleo al día desde Griffith, Indiana, a Sarnia, Ontario. El representante Mark Schauer, demócrata de Michigan, calificó el derrame de “crisis de salud pública” y *dijo que planeaba celebrar audiencias para examinar las respuestas frente al evento*. La causa del derrame está siendo investigada (The New York Times, 2010)

Enero 1, 1982, diciembre 31, 2009. 27 años de contaminación en Pacayacu.- Las aguas contaminadas de la parroquia Pacayacu, en Lago Agrio, produjeron el fallecimiento de algunos pobladores. Los testimonios del documental Así Vivimos, de Acción Ecológica, muestran las consecuencias nocivas de los derrames en esta zona (Aumala, 2014). Solventaref

Vialidad.

Julio 1, 2014, Derrame en Cuyabeno.- Un deslave provocó una fisura en el SOTE. Dos mil barriles de petróleo cayeron cerca del río Parahuaico, en Lago Agrio.

La contaminación se extendió hasta el río Aguarico. Aproximadamente cien comunidades que usan el agua del río a diario fueron afectadas. (Aumala, 2014)

Perú. El segundo derrame ocurrió el sábado 2 noviembre del 2016, en el Km. 15,3 del oleoducto, de la comunidad de Maypuco, del municipio de Urarinas, se encuentra en la región Amazónica de LORETO, ubicado en el noreste del territorio peruano. El producto del crudo derramado rodeado por barreras instaladas que evita la continuidad que siga esparciendo, según lo evidenciaron peritos de la coordinación de supervisión “Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental” OEFA desplazados al lugar. (Redacción: EL TIEMPO, 2016)

1.1 Formulación del Problema

En los actuales momentos las empresas petroleras están confirmando en sus instalación, el instalar nuevas tecnología de última generación de innovación y control; con avances importantes para la seguridad del transporte de hidrocarburos por ductos, ratificando los eventos continuos en las operaciones de carga hidrocarburo, que han demostrado que los desarrollos tecnológicos son importantes en línea del flujo y el control de transferencias de producto; pero la tecnología de innovación no interviene en el examen del conjunto del universo de riesgo (acciones y condiciones” del “antes, durante y después” de fallas materializadas). La tecnología instala y los procesos no determina de alerta temprana de un riesgo incubado “micros y macros” y su evolución del origen a la probabilidad indeterminada en el tiempo y espacio que requiere una consecuencia para ser materializada. En este contexto la gestión del control de riesgo por fuga y derrames de hidrocarburos en los Poliductos y Gasoductos, *se desconoce el nivel de riesgos compartidos entre las unidades de gestión técnica y las unidades de sistemas operativos del transporte.*

1.1.1. Formulación del Problema General.

¿Cuáles son los niveles de gestión del riesgo corporativo para el estado de conformidad en las instalaciones del transporte de hidrocarburos con influencia en el determinante (corrosión) de la integridad de tubería en suelo y flujo continuo de línea (BIs/horas del año 2014 al 2017)?

1.1.2. Problemas específicos

- a) ¿Cuáles son los niveles de gestión del riesgo corporativo para el estado de conformidad en las instalaciones del transporte de hidrocarburos con influencia en el determinante (corrosión) de integridad en tubería, suelo y flujo continuo de línea (Bls/horas del año 2014 al 2017)?
- b) ¿De qué manera se determinan los niveles de gestión del riesgo (Puntaje de Unidades de Gestión Operativa UGO) que incidan significativa de deterioro en el diseño del Poliducto expuesto en el suelo (Índice de Corrosión Interno y Externo)??
- c) ¿Cuáles serán los niveles de gestión del riesgo en ductos de hidrocarburos (Puntajes Unidades Gestión Operativa UGO) que influyan en y flujo continuo de línea (Bls/Hs aprovechados transportados aprovechadas) Poliductos Esmeraldas-Santo Domingo del año 2014 al 2017?

1.2. Justificación de la investigación

La investigación se debe a tres ejes importantes de funcionalidad del transporte de hidrocarburos por medio del origen con flujo empaquetado y fuga de productos por tubería tendida en el derecho de vía. a). Fuente-Producto; b)- Medio-tubería; c) Receptor-Suelo-Ambiente, evolucionados en el tiempo para su materialización, estos tres ejes, se estructuran en estados de reacciones físicos y químicos generándose nichos incubados para ser caracterizados en los diferentes determinantes, ver figura 4.2 y constituirse con la materialización al daño y fuga con contaminación ambiental, repercutiendo en su capacidad instalada de bombeo. El modelo de gestión se constituyó en un objetivo técnico corporativo para reducir siniestros no deseados ante las comunidades aledañas con el ambiente por el cual cruzan los ductos en el derecho de vía.

1.3. Conveniencia de la Investigación

La Implementación del modelo de gestión atribuye la importancia que tiene la gestión técnica con sistemas instalados por transferencias de hidrocarburos; se mantendrá con la funcionalidad de condiciones seguras guardando sus operaciones con responsabilidad social compartida al operar el flujo de las tuberías de aceros y el uso del suelo; nos permite mejorar, controlar, medir nuestros desempeños en

seguridad para las instalaciones y el ambiente que la rodea, involucrando activamente al personal técnico con responsabilidad corporativa de la industria petrolera mediante el fin de prevenir fallas que generan grandes contaminaciones ambiental, lesiones y enfermedades a las comunidades aledañas, cuando se materializa el daño, los ductos del sistema de transporte de crudo, productos limpios y gas licuado de petróleo ocasionan incalculables afectaciones a los ecosistemas.

1.3.1. Relevancia Social.

Tiende a tener relevancia en el cumplimiento de estándares del diseño de sus parte y sistemas operacionales instalados, el control de riesgo permite conservar la sostenibilidad operativa del negocio y la preservación de la imagen corporativa que vincula a la sostenibilidad y los ecosistemas del medio ambientales regulados bajo un entorno social. Las fugas de los ductos cusan grandes desastres a la biodiversidad existentes de significancia al impacto ambiental propio del sistema de las unidades operativas. El impacto que se tiene sobre la sociedad si no se da la puesta en marcha el modelo de gestión ante los embates de colapso de los ductos, podrían ser gravemente afectados los sectores agrícolas, daños a los ecosistemas, contaminación de fuentes hídricas con pérdidas de vidas, dejando a centenares de familias sin el sustento de su calidad de vida.

Si sucede lo contrario, es decir, si existen poliductos con oleoductos en un mismo derecho de vía y desarrollando integridad en la infraestructura con proximidades de los diferentes ductos del transporte hidrocarburos, se impulsaría el desarrollo de la comunidad como uno de los ejes de custodias, controlando el cumplimiento de los hallazgos en condiciones incubados y acciones subestándares controladas.

Los hallazgos de las anomalías permiten anticiparse ante la alerta temprana en todas sus dimensiones del impacto de fracturas mecánica que repercuten en la pérdida de la sostenibilidad del proceso del transporte del hidrocarburo, más en lo social y ambiental que involucran a los objetivos corporativos con el marco legal en los principales ejes de control de gestión del riesgo. La investigación responde a sociedades, que hoy demanda que las empresas de transportan hidrocarburos por ducto concentren todas sus operaciones en el concepto de seguridad, confiabilidad y

pulcro del medio ambiente; cuando el evento se materializa el derrame y la consecuencia se constituye una tarea difícil de revertir en diversas órdenes que la propia empresa no se abastece en cumplirlas de inmediato, más predomina la imposiciones legales con las resoluciones de juzgamiento en todos los niveles de la sociedad.

1.3.2. Relevancia Económica.

La gestión del control de riesgo anticipa a las unidades del sistema operativas su cumplimiento de conformidad a los estándares de integridad y confiabilidad del transporte de hidrocarburos; permitiéndoles la funcionalidad de la línea base del control de actividades en la fuente, en el medio y el receptor; ejerciendo eficazmente el requerimiento del examen de identificación de los riesgos incubados con relevancia en lo “Micro” y riesgos en “Macro” sin dejarlo materializar; su costo es irrelevante frente a los costos generados cuando se pierde el bombeo declarado en emergencia por fuga de hidrocarburos y contaminación al medio ambiente deteriorando los ecosistemas.

Los Oleoductos, Poliductos y Gasoductos tiene su influencia en controlar y reducir los impactos de rotura del ducto, minimizando la materialización del daño y fuga del petróleo del sistema en origen del transporte; como se observa en a la cuadro 1.1 y la cuadro 1.2 establece la relevancia económica influyente ante los siniestros ambientales, sociales no controlados.

Cuadro 1.1. Relevancia en pérdidas económicas

Reparación de línea	45.000
Descontaminación ambiental	950.000
Pérdida de la imagen corporativa	65.000
Escenarios y contingencias del control de evento	180.000
Parada de bombeo y reanudación del transporte	816.480
Compensación social de afectados	440.000
Demandas judiciales por daños y perjuicio	450.000
TOTAL	\$ 2'946.480

Fuente: Investigador

Cuadro 1.2. Relevancia económica propuesta; vinculada al modelo de gestión

Inspección interna y externas de línea	850.000
Contrastación de data	48.000
Software holístico del modelo de gestión	85.000
Reparación de línea	63.000

Mantenimiento derecho de vía	60.000
Investigación microbiológica	45.000
Geomántica (análisis de suelo)	100.000
TOTAL	1'251.000

Fuente: Investigador

El medio (suelo-flujo y terceros) son los más importante en la línea de la integridad de control del transporte de los derivados, en general; son en aquellos que se activan los determinantes de riesgo producto de la fuente generadora de indeterminadas consecuencias, ante las pérdidas de imagen corporativas por contaminación ambiental; para luego ser proyectado a la falta de rentabilidad del negocio, sin inversión no hay seguridad y sin seguridad no hay rentabilidad del cual si no hay rentabilidad la proyección no se efectúa en la sostenibilidad en el tiempo y espacio que se determinan las operaciones.

1.3.3. Valor Teórico

La gestión del control de riesgo es vinculante con inspecciones internas y externas de las tuberías como objetivo del valorar al estado de pérdida del espesor de pared de la tubería de acero en servicio del transporte de hidrocarburos, tendidas en el derecho de vía, la investigación con formulación técnica debe permanecer en el análisis de los hallazgos envolventes en el espacio tiempo de los riesgos incubados de ellos se representa la probabilidad de riesgos macros con escenarios reales del del valor residual de ducto-siniestro, acompañado con la microbiología, geología, resistencia de materiales, operación de flujo, seguridad física con exámenes del valor técnicos de criticidad holística de rotura, se caracteriza en:

- Plan de Manejo de los Riesgos direcciona a establecer el control de escenario en las condiciones y acciones subestándar para alcanzar la eficiencia del transporte de hidrocarburos del ecuador.
- Identificar los hallazgos en desmedro del valor técnico de la confiabilidad de los ductos con los incumplimientos de los parámetros operacionales con los estándares internacionales que guían los modelos de gestión del control de los riesgos en los Oleoductos, Poliducto y Gasoducto; esta herramienta se contribuye en un aporta a la conservación de la biodiversidad del entorno del medio ambiental y la sostenibilidad de la empresa.

- Proponer la metodología de control y el cumplimiento de la línea base de inspecciones y monitoreo en sus ocho faces; validando la sostenibilidad del bombeo y el transporte de hidrocarburos.

1.3.4. Utilidad Metodológica

Los ductos prestan facilidades para el desarrollo de recolección de datos específicos del derecho de vía y espesores remanentes internos y externos de la tubería en aplicación al desarrollo de integridad y confiabilidad operativa del transporte de los hidrocarburos, identificando hallazgo de conformidad a la probabilidad de riesgos potenciales, de los cuales se desarrollan nuevos conceptos sobre la vinculación entre el monitoreo permanente y el desarrollando sustentable del modelo de gestión como utilidad de pertinencia en sus tres ejes de generación de conocimiento;

- Flujo del producto bombeado,
- Momentos de cambios del estado de integridad (corrosión interna y externa)
- Estado del suelo del derecho de vía (escarpes y resistividad);

El control y la prevención de eventos no planificados en los tendidos de tuberías de los “Oleoductos y Poliductos” se alinean a la responsabilidad del cumplimiento corporativo, entregadas a las unidades operativas para la prevención de vinculando a los estándares de normativas internacionales, se desarrolló aplicación del registro de cumplimiento en la plataforma de Intranet para mayores facilidades de extraer en tiempo real el estado y condiciones de las ocho unidades operativas; como segunda fase, dando lugar a cumplir con la metodología del controlar de condiciones de seguridad del transporte de hidrocarburos.

Capacidad de dimensionar el alcance de las inspecciones en los ductos y el derecho de vía se comprobarán con las auditorías internas de gestión del control del riesgo, permitiendo realizar la cruzada información con ello se asegura en doble vía la comprobación de la información en referencia a los estándares de confiabilidad del transporte de hidrocarburos.

El cumplimiento de las especificaciones del rendimiento de los ductos indica claramente el tamaño de la capacidad de identificar las características de los riesgos que no estén cubiertas, pero están incluidos en la especificación del cumplimiento a seguir. Donde sea apropiada la identificación de la corrosión el dimensionamiento de los hallazgos incluirá una tolerancia (por ejemplo, $\pm 0,4\%$ en el informes ubicación) en atención al número de anomalías en el informe con relación al número de hallazgo de campo, una certeza (por ejemplo, 80% del tiempo en relación al horómetro) y una confianza nivel (por ejemplo, 96%). La especificación de rendimiento deberá indicar una precisión de ubicación desde una ubicación fija y una orientación de exactitud. Cuando corresponda, la especificación de rendimiento debe indicar la capacidad del sistema para comparar los lanzamientos repetidos con las mismas herramientas u otras herramientas inteligentes como Ultra Sonido y FML (Flujo Magnético en Línea) de proveedores. Esto puede ser declarado como una especificación de precisión.

Limitaciones de los factores o condiciones físicas y operativas que limitan los umbrales de detección de la Presión Operativa de Diseño con la Presión Operativa Idónea "POI" en la especificación de rendimiento. Los factores físicos y operacionales que pueden limitar la confiabilidad de la demanda esperada con las precisiones de tamaño de las partidas de combustibles y su incidencia incluye en una tubería con anomalías se estudian en el Poliducto Esmeraldas Santo el resultado para una inspección (o porción de una inspección) que están fuera del rango de condiciones aceptables debe ser considerado asesor, (API Standar 1163, 2005).

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General.

El nivel de gestión del riesgo corporativo controlado, genera estado de conformidad al transporte de hidrocarburo, identificando los determinantes de falla (corrosión) de integridad al suelo y flujo continuo de línea (BIs/horas del año 2014 al 2017)

1.4.2. Objetivos Específicos.

- a) Los niveles de gestión del riesgo corporativo (Puntaje Unidades de Gestión Operativa UGO) identificados influyen directamente en el control del deterioro del estado de conformidad (Porcentaje de conformidades USO) de las instalaciones operativas del transporte de hidrocarburos.

- b) El nivel de gestión del riesgo corporativo (Puntaje de Unidades Gestión Operativa UGO) determinado establece la influencia en la integridad del diseño Poliducto expuesto al suelo (Índice Corrosión Interno y Externo)

- c) El nivel de gestión del control de riesgo en ductos de hidrocarburos (Puntajes de las UGO) incide directamente en el flujo continuo de línea (BIs/horas del año 2014 al 2017) por el Poliductos Esmeraldas-Santo Domingo del año 2014 al 2017.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Marco Filosófico o epistemológico de la investigación.

Val Dusek, filosofo de la tecnología; analiza críticamente los enfoques de gestión del riesgo tecnocrático. La idea que se resurge en gran parte de la actual gestión del riesgo en las sociedades occidentales es la comprensión supuestamente superior del riesgo por parte de expertos.

Estas tendencias tecnocráticas en la forma en que manejamos el riesgo se pueden ver en la gran cantidad de comités gubernamentales, comisiones y departamentos corporativos que emiten evaluaciones de riesgo e intentan gestionarlos. Si bien varias contribuciones al manual cuestionan el enfoque cuantitativo a la probabilidad-bayesiano en la evaluación de riesgo (hipótesis que permiten razonar a priori, que por continuidad absoluta se actualizan en pruebas), se examina críticamente la actitud mental general que se encuentran en este enfoque. Dusek remonta la gestión del riesgo tecnocrático al ideal de la superioridad defendida por Platón, el racionalista del siglo XVII, así como Francis Bacon y los empiristas británicos. Explica y desafía el ideal de una regla experta, siguiendo la crítica de la teoría; Dusek no rechaza el análisis de riesgos ni la gestión de riesgos, pero cree que la tendencia tecnocrática en la gestión de riesgos se basa a la objetividad, la universalidad y la publicidad de la ciencia y no a las propias realidades de la experiencia.

En los periodos normales de la ciencia venia la narración de la investigación con la experiencia para entender el comportamiento de los eventos experimentados en el tiempo y espacio de una determinada investigación, la practicas de los cambios en los modelos de la industria petrolera han tenido crisis y revolución. Bajo el concepto de Kuhn de un cambio de paradigma, la tecnología funciona como un recolector de datos que produce nuevos hechos, que luego requieren nuevas explicaciones. La tecnología también muestra otros roles, igualmente importantes, en la historia del pensamiento científico. Un conjunto de problemas definidos, juntos con un conjunto de principio que sostienen los métodos considerados adecuados como paradigmas

en la práctica de adquirir los objetivos establecidos, Kuhn reconoce que los paradigmas siempre encontrarán dificultades a lo largo de su andadura siempre que presenten anomalías; pero extraigo con énfasis en esta investigación la combinación filosófica de la experiencia en Bacon (1561-1626).

En *Novum Organum*, propuso un gran esquema epistemológico en el que las personas instruidas serían aquellas capacitadas en el medio de la producción de los conocimientos en lugar del estudio de los clásicos eventos. Bacon animó a los practicantes de su nuevo método a ser como las abejas, a salir al mundo en busca de cosas nuevas y luego hacer cosas útiles a partir de los descubrimientos (ChrisEdwards, 2014) .

Es importante resaltar al filósofo Bacon (1561-1626) por que presenta las famosas tablas donde establece la presencia de los hechos como la ausencia de ciertas circunstancias en toma de acciones que dirigen a un objeto de investigación para encontrar las diferentes condiciones subestándares de las acciones y se puede inducir a la naturaleza del fenómeno, que permite excluir o rechazar hechos y circunstancias para obtener una respuesta verdadera en el espacio del sujeto al tiempo que ejerce la función de los procesos operativos y la gestión admirativa

Encuadrado en la filosofía de Kuhn y Bacon, el modelo de gestión para el control de riesgos en oleoductos poliductos y gasoductos presenta como fuertes fundamentos y facilidades al desarrollo de la investigación.

En la discusión, se asumió que una teoría satisfactoria debe asignar números a todos los eventos. Savage hace una declaración aún más fuerte, al definir una relación entre los eventos de condiciones, como una “probabilidad cualitativa” entre otros requisitos, es un “orden simple” (es decir, conectado y transitivo) sobre todos los eventos con tales relaciones como objetivo, construyen axiomas de comportamiento “razonable” que implican la existencia de una función de probabilidad numérica sobre todos en los eventos considerados de mayor relevancia, ver cuadro 2.2. vinculando al cuadro 2.2.1 de relación comparativo en correlación de condiciones y acciones subestándar

Cuadro 2.2 Los fundamentos de la estadística de Savage

	A	B	C
I	\$10	\$ 0	\$ 0
II	\$ 0	\$10	\$ 0
III	\$ 0	\$ 0	\$10
IV	\$10	\$ 0	\$10
V	\$ 0	\$10	\$10
VI	\$10	\$10	\$ 0

Fuente: Savage (1954) Los fundamentos de la estadística.

Savage; La aplicación directa del postulado, dada su supuesta indiferencia entre I, II y III. Además, debe ser cierto, como lo es aquí, eso para cada evento; prob. (A) + prob. (A) = 0.1, 1, 10 o 100 A menudo se discute académicamente que ninguna ciencia consigue ser más segura que sus fundamentos, y que, si hay controversia sobre los fundamentos, debe haber una controversia aún mayor sobre las partes más importantes de la ciencia (Savage, 1972).

Es decir que estos números representan una medida de probabilidad que concuerda con sus probabilidades cualitativas; debe decir que se considera todos los eventos asignado por implicación y el número I, II, III, como igualmente probable; es decir, debe ser indiferente entre las acciones IV, V y VI expresado en la tabla de continuidad; se contrasta con la teoría científica el cuadro 2.2.1.

Cuadro 2.2.1. Indicadores comparativos para acciones y condiciones subestándar

Nivel: Severidad de riesgos incubado "macro"								
Escala: Severidad potencial de riesgo	A	> 10 % Importante				Importante	Criticidad que se necesita Mitigación ; Planes de acciones correctivas	
	B	5 % AL 10 % Significativ o					Criticidad que necesitan Investigación : Pina de intervención preventivo	
	C	1 % al 5 % Moderado		Relevante				
	D	1 % al 0,1% Bajo						
	E	< 0,1 % Insignifican e	Tolerable					Criticidad que necesitan Monitorearlas : Planes de acción y seguimiento
	Nivel daño incubado micro;			1	2	3	4	5
Impacto de consecuencia								

La criticidad como un riesgo sistémico: la vulnerabilidad de un sistema causada por los riesgos en el suministro de materia prima

Fuente: Adaptado de: Savage (1954) Los fundamentos de la estadística.

Analizar críticamente los enfoques de gestión del riesgo tecnocrático (gobierno de los técnicos). La idea que subyace en gran parte de la actual gestión del riesgo en las sociedades occidentales es la comprensión supuestamente superior del riesgo por parte de expertos.

Estas tendencias tecnocráticas en la forma que manejamos el riesgo se pueden ver en gran cantidad de comités y subcomité gubernamentales, comisiones y departamentos corporativos que emiten evaluaciones de riesgo e intentan gestionarlos. Si bien varias contribuciones al manual cuestionan el enfoque cuantitativo y bayesiano de la evaluación de riesgos. remonta la gestión del riesgo tecnocrático al ideal de la superioridad de la racionalidad tecnocrática defendida por

Platón, el racionalista del siglo XVII, así como Francis Bacon y los empiristas británicos. Explica y desafía el ideal de una regla experta, siguiendo la crítica tecnológica de la teoría crítica de Frankfurter Schule y la filosofía existencial, Dusek no rechaza el análisis de riesgos y la gestión de riesgos, pero cree que la tendencia tecnocrática en la gestión de riesgos que se basa a la objetividad, la universalidad y la relevancia de la ciencia; deben complementarse con otros enfoques, como el trabajo reciente de Gerd Gigerenzer (la percepción en la toma de decisión en nuestras vidas).

En resumen, “una sociedad en riesgo” necesita una “sociedad con conocimientos de riesgo”. Personalmente, pienso que los riesgos tratado por la mente con la experiencia, es como una caja de equipos adaptable con muchos instrumentos en el tiempo y espacio que se encuentre para ejecutar una misión tomando inclusive las reglas generales y la regla de Thomas Bayes (expresa la probabilidad de un evento aleatorio y dado con la probabilidad condicional en el evento aleatorio, Bacon estableció, que cada una tienen interacciones para su propio propósito. Aunque llego a pensar, en que cada problema viene con una probabilidad de riesgo a atender o descuidar, es como usar solo un martillo para todas las reparaciones del hogar.

El Empirismo. Mantiene una tendencia filosófica, se ampara en el discernimiento del saber y reitera su aplicación en varios escenarios con

determinantes de incidencia en el tiempo que dure el evento, como la misma caracterización usual que demandan los **conocimientos**, es decir el conocimiento proviene de la **experiencia** relativa por área en mención y tiempo que predomina su deterioro o su conservación. Para los empiristas en nuestro conocimiento inicia con la práctica o el discernimiento de realidades con escenas vividas que determina la experiencia alcanzada con un objetivo en común.

El conocimiento influye en el nivel de riesgo de las unidades del sistema operativo para obtener o no la integridad y confiabilidad de la sostenibilidad del transporte de hidrocarburos.

2.2 Antecedente de la investigación.

Se calculan que existen para consumir en el mundo 65 millones bls. petróleo diario con 23´810.000 mil millones de bls/año, generando derrames por diversas circunstancias magnitudes, durante la producción, el transporte, refinación de crudo que contienen más de 1000 sustancias químicas diferentes. (OilWatch, 2002)

En algún momento, casi todos los sistemas de tuberías experimentarán un lanzamiento imprevisto de producto caracterizada en fuga. Si la fuga es pequeña y gradual o grande y de repente, las consecuencias pueden ser graves o menores según las características del fluido, la ubicación y las circunstancias que rodean el evento de fuga. Aunque la industria del gasoducto proporciona un transporte muy seguro, los eventos significativos continúan ocurriendo, como se informó en los USA del departamento de transporte (DOT) inciden en las tuberías y Materiales Peligrosos con la Administración de Seguridad, como se muestra. La investigación ha identificado que los eventos de fugas son causados principalmente por:

- Interferencia externa y actividades de terceros.
- La corrosión.
- Defectos de construcción y fallo mecánico o material.
- Movimiento de tierra o peligros naturales en general
- Error operacional o hot-tap (grifo sellado) por error en la intervención de reparación. (Henrie, 2016)

Ha habido derrames muchísimas veces. En los últimos 30 años por las operaciones petroleras en la Amazonía se han derramado algo así como 20 millones de galones de petróleo”, Rotura del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano. El último suceso que originó fuga y desbordamiento de las fuentes acuíferas fue aparente caso accidental, es difícil pronosticar un movimiento de tierra por efecto natural con el 1,5% hubieron zona entre el año 2000 al 2010 enfrentaron eventos que estuvieron por “desastre natural”, como indican los datos del MAE Ministerio del Ambiente; la “corrosión” produjo ascendentos en daños de los ductos con el 28% de sumatoria total de eventos sucedidos en sucesos de destrucción de instalaciones y daños a terceros, continuando con las intenciones de terceros en “atentados” en el 26%; fracturas mecánicas de ductos con el 17%. (www.eluniverso.com, 2013)

El evaluar los riesgos cuantitativos y confiabilidad del objetivo de la sostenibilidad en los Oleoductos, Poliductos, teniendo en cuenta la seguridad de la tubería, las consecuencias ambientales y económicas. La evaluación de riesgos involucra la segmentación de la tubería, las probabilidades de falla y el modelado del control del riesgo para minimizar las consecuencias (fugas, dispersión, incendio y explosión, etc.).

El evaluador de riesgos. Debe de decidir una estrategia para crear estas secciones más cortas y obtener una imagen precisa de la topografía del riesgo. Cada sección tiene sus propios resultados de evaluación de riesgos. El método más apropiado para seccionar la tubería es insertar un punto de ruptura siempre que ocurran cambios de riesgo significativos.

Operacionalización del Auditor: El evaluador debe determinar un cambio de condición significativo teniendo en cuenta la *gestión acompañada de los datos* y la *precisión deseada*. La idea es que cada sección de hallazgo sea única, desde una perspectiva para el control de riesgo. Como sabemos, las secciones de las tuberías adyacentes pueden diferir en al menos de una condición de riesgo. Un ejemplo de una breve lista de condiciones priorizadas es el siguiente:

- Especificación actual de la tubería (como el espesor o diámetro de la pared).

- Condiciones del suelo (tales como pH o humedad).
- Densidad de población.
- Condición de recubrimiento.
- Edad del oleoducto.
- Sensibilidad ambiental (parque marino, reserva natural).

Cada segmento de tubería tiene su propio riesgo como la producción de probabilidad de falla y consecuencia de falla. (Bai, 2014)

La empresa estatal EP PETROECUADOR, instituida el 26 de septiembre de 1989, desarrolla sus actividades como industrias hidrocarburífera en sus cuatro ejes de unidades de negocio con las operaciones de explotación, transporte y refinación de los derivados para ejercer la comercialización de hidrocarburos por transacciones de vinculación de terceros asume la investigación y aprovechamiento de los depósitos naturales petroleros bajo el suelo del espacio nacional y océano continental.

Desde sus inicio operativos la empresa se institucionalizo como la empresa más grande del país por sus operaciones vincula al transporte de petróleo con ramales de tuberías de acero y en otro ducto con hidrocarburos; gasolina súper, extra, diésel 2, diésel Premium, jet; compartiendo el derecho de vía con tramos aéreo y en su mayorías se encuentran enterradas a 1,20 a 1,30 metros por seguridad la prestación del servicio del transporte de hidrocarburos desde Lago Agrio hasta Esmeraldas cuenta con un monitoreo de Supervisión Control y Datos Adquiridos "SCADA" entre Unidades de Terminales Remotas "UTR" con Programas Lógicos de Control "PLC" actúan entre si a las constantes del cambios industriales que demandan los combustible de fuentes derivadas del petróleos, el incremento del consumo de los combustibles han llegado al nivel examinador de criticidad, que obliga a la empresa a producir más y a transportar más teniendo como resultado cumplir con mayor demanda hasta la presente fecha.

Desde el año 1972 hasta el 2010 se contaba con 1103 derrames (Aumala, 2014) trabajando con planes emergencia estimando el riesgos en la medida que los eventos se materializan en fuga con detección en los sistema de bombeo en línea de caudal y presión hasta la estación final; el cual daba muchos problemas para

evidenciar, la alerta temprana, contando con sistema de vinculación a nuevos esquemas de gestión para control del riesgos de ductos y derecho de vía, con la fuente "hidrocarburos", en medio "tubería expuesta", en el receptor "derecho de vía" no son suficientes pero si se han disminuido; por lo cual se propone la evaluación del nuevo modelo de gestión del control de los riesgos para saber en qué está fallando las unidades responsables que vinculan a la gestión con la nueva presentación del control de riesgo del cual se desprende la investigación que si es posible corregir desviaciones que generen dificultades en las etapas del transporte de hidrocarburos y sostenibilidad operativa del envío de partidas de hidrocarburos, garantizando la sostenibilidad de proyección de la demanda esperada.

2.3 Bases teóricas



Poliducto	Longitud Km	Diámetro Tubería Plg.	Capacidad Bombeo Bls/día	Caudal Máximo Bls/hr
Esmeraldas – Santo Domingo	146,6	16	60.504	2.521
Santo Domingo – Quito	88,3	12	46.752	1.948
Santo Domingo – Pascuales	276,5	10	36.480	1.600
Quito – Ambato	110,4	6	11.700	488
Ambato – Riobamba	40,7	6	12.480	520
Shushufindi – Quito	304,8	6-4	10.800	450
Libertad – Pascuales	126,7	10	21.600	900
Libertad – Manta	170,6,	6	8.400	350
Tres Bocas – Pascuales	20,6	12	108.000	4.500
Tres Bocas – Fuel Oil	5,6	14	48.000	2.000
Monteverde – Chorrillo	124,2	12	81.000	3.375
Pascuales – La Troncal	103,0	10	46.500	1.938
La Troncal - Cuenca	112,0	8	30.800	1.283

Figura 2.1 Condiciones técnicas y capacidad instalada de los poliductos
Fuente: Informe Estadístico enero 2016 Petroecuador.

En concordancia con la industria petrolera (gasoductos) y (oleoductos) y los estándares técnicos con de la Norma ASME B31G para Inspección de tuberías de procesos y demás normativas internacionales son de gran ayuda para girar la investigación del entorno de la integridad y confiabilidad de los procesos operativos del flujo, ducto, suelo, a lo largo de 234.9 kilómetros de longitud, con Estación Esmeraldas-Santo Domingo de 146.6 km, Santo Domingo-Quito 88.3 km de longitud; con un diámetro de 16" y una capacidad de bombeo de 60.504 bls/día. Ver figura 2.1.

En referencia a las datas de corrosión. Estado de integridad de las unidades operativas y la gestión operativa que recibe, son la línea base para el análisis de riesgo y el estado actual de la integridad del transporte; se ejecutó el envío en el interior de la tubería el equipo inteligente para detectar la corrosión a una velocidad de 3 km/h se activan los sensores para que actúen eficientemente en la detección de anomalías con ancho y profundidades llamados pitting; obteniendo los primeros resultados comparativos por sonda y la reconfirmación con el informe presentado se desarrolla la investigación de campo por corrosión interna y externa, al llegar al final del recorrido ver figura 2.2 del perfil altimétrico y 2.3 llegada de los equipos técnicos.

La inspección interna de línea. Se ejecuta cada 5 años con hitos de longitudes para obtener datos importantes que permitan identificar los hallazgos de corrosión en la fuente del estado al nivel del daño generado por el tiempo de uso "**tuberías**", activación de anomalías por el medio del "**flujo**" continuo, el receptor se convierte en el "**suelo**" con origen preparatorio del protocolo que debe tener el equipo de sonda inteligente "Flujo Magnético en Línea MFL", rendimiento, análisis y verificación de resultados obtenidos en la toma de muestras internas y externas sujas de ser verificado y comprobación puntal del estado total en los tramos operativos de inspeccionado.

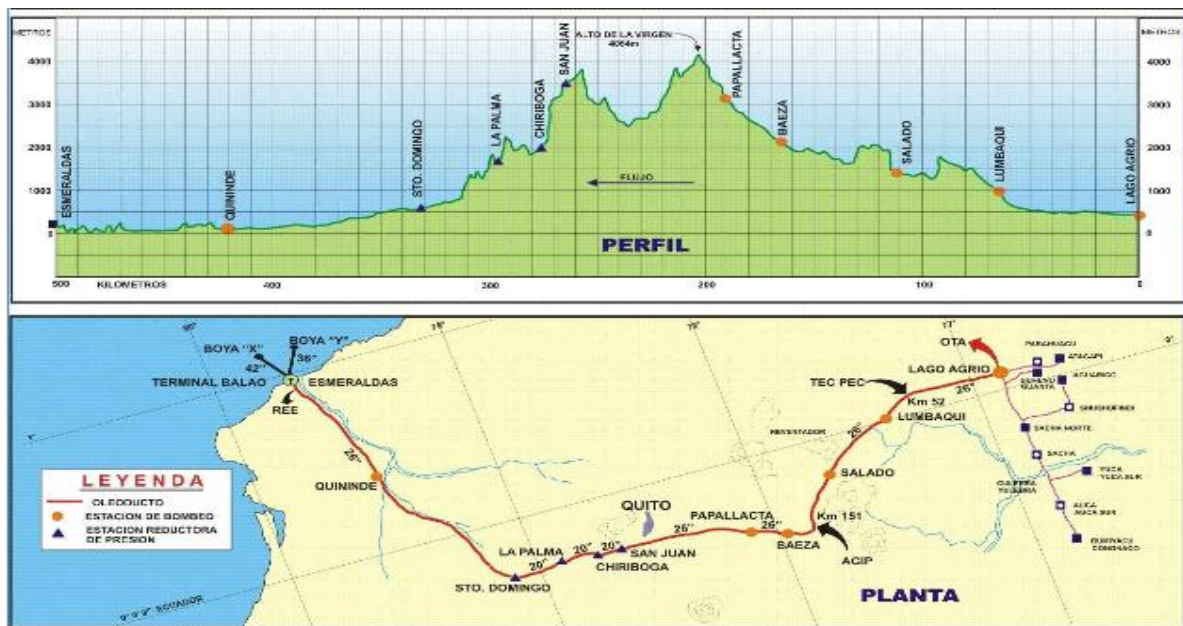


Figura 2.2. Perfil altimétrico de los Oleoductos y Poliducto con el mismo derecho de vía

Fuente: Petroecuador

La tubería principal de uso continuo del transporte de hidrocarburos al ser inspeccionada internamente, el operador del conducto (cliente) llena un cuestionario de una lista de datos determinados a partir del diseño, construcción y documentación de las condiciones operativas; la preparación de control de eventos contra riesgos requiere en detalle de organización técnicas para posibilitar el lanzamiento y recepción de la herramientas flujo magnético en línea, garantizando su paso seguro y obtener resultados óptimos para el control de los riesgos por corrosión (Timamashev & Bushinskaya., 2016)

2.3.1 Estructura teórica del modelo de gestión en campo.

Se ejecuta el diagnóstico de conformidad a la vinculación interna y externa de las tuberías para la detección de fallas o amenazas que atenten contra los ductos empacados puesto en línea con, presión, caudal y temperatura, estas variable establecen condiciones de operación en cumplimiento a los procesos de calidad del producto, tiempo de parada del flujo y residencia del almacenamiento de los derivados para luego ser bombeados los cuales se desplazan internamente dependiendo las condiciones operativas e instalaciones y capacidad instalad de bombeo-ductos; cuando se pierde la continuidad del bombeo se analiza el perfil altimétrico en reunión

de enlace para encontrar puntos de corte del control de la fuga; ver foto 2.1 y figura 2.2 considera la probabilidad de falla ducto (desconfianza) sujeto a la inseguridad de los sistemas de tuberías por no mantener las conformidades programadas y formalidades técnicas de integridad y confiabilidad, estimando alcanzar la seguridad de los ductos de acuerdo al grado de libertad y compromiso corporativo.



Foto 2.1 Sincronizando de estructuras de gobierno para afrontar el control de riesgo frente a los hallazgo de prevención de desastre ambiental.

Fuente: **Investigador.**

- Evaluación de riesgo y falla de integridad en ductos
- Formulas estandarizadas de integridad operativa
- Proyección de la integridad del transporte.

En concordancia con la metodología de gestión del control de riesgo en el axioma de la Figura 2.3.1 La Metodología del Control y Prevención de Riesgo, se ejecuta con pruebas y medidas identificando la desviaciones por la estructura de gobierno del modelo de gestión ya que caracteriza las formalidades técnicas con las múltiples partes interesadas (Operaciones I “antes del transporte”, Operaciones II “durante el transporte”; Integridad y confiabilidad “en todo el proceso; Geomática, Laboratorio, Mantenimiento de Estaciones, Mantenimiento de Línea) se constituyen en prestadores de servicio de control de riesgo, evidenciando la economía del comportamiento humano, de ellos se sostiene el control de los eventos no deseado

en las estructuras funcional del modelo propuesto y funcionando en la industria petrolera del transporte del Ecuador. Ver Figura 2.3

2.3.2 Análisis del riesgo dentro de la organización

La Gestión Operativa están integradas por los representantes de la alta dirección y personal técnico con responsabilidad corporativa y están conformadas por ocho unidades de gestión y control del riesgo. Ver figura 2.1 y 2.3.1 Estructura funcional para el estado de integridad de Poliductos, Oleoductos y Gasoductos.

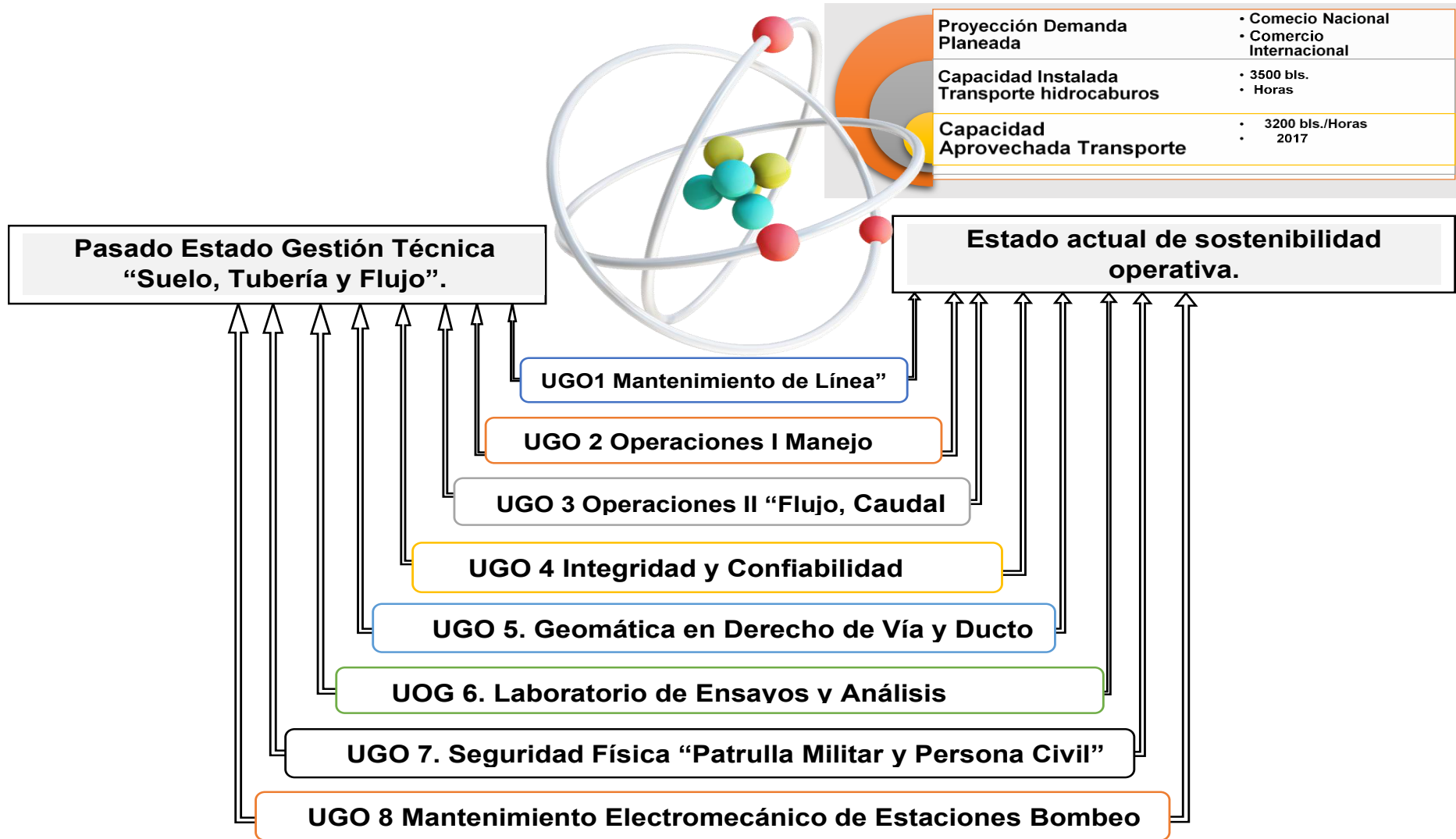


Figura 2.3.1 Estructura del modelo de gestión para la integridad del Poliductos, Oleoductos y Gasoductos
 Fuente: Investigador

El inicio de gestión del riesgo en las tuberías para el transporte de hidrocarburos es una práctica compleja y fascinante, que reúne aspectos de la ciencia (incluidos física, química, biología, geología y más), ingeniería, historia, teoría de la probabilidad, psicología humana e incluso filosofía. Comienza con la evaluación de los riesgos.

Este es el desafío típico: hace décadas, alguien diseñó una estructura de ingeniería de múltiples componentes utilizando tuberías presurizadas, válvulas, accesorios, compresores, bombas, tanques, etc. Se instaló en un entorno natural / artificial altamente variable en desiertos, selvas, ríos, lagos, montañas, centros urbanos, a menudo con suelos cambiantes, temperaturas extremas, actividad de microorganismos, efectos de campos magnéticos, etc. Ahora, años y años más tarde, estamos tratando de determinar dónde están las debilidades y las ubicaciones de fallos más consecuentes y existen. (Muhlbauer K. W., 2015) .

2.3.3 Principios del Control de Riesgo.

Con eficaz gestión para el control de riesgo se debe a que la organización responda y cumpla con las inspecciones y monitoreo de forma rigurosa y mandatorio para el control de falla, las mismas deben ser desarrollados con innovación en cada uno de los ocho niveles de la organización.

- ✓ El riesgo demostrable siempre va a impactar en la alerta temprana, cuando se identifica las condiciones inseguras incubado, la gestión correctiva incide en los tres niveles de capacidad instalada del bombeo, productos-densidad, presión-caudal y revoluciones a la descarga; estableciendo las condiciones operativas de diseño y la generación de **anomalías-incubadas** en progresiva; dependiendo siempre del tiempo y espacio que dan resultado a la sucesiva de su materialización.
- ✓ El control de los niveles de riesgo en oleoductos, poliductos y gasoductos se debe al desarrollo de la metodología para identificar hallazgos y formular intervenciones de **oportunidad de mejoras** continua frente al daño en progresiva de interacciones con probabilidad como hallazgo con pérdidas de imagen corporativo

- ✓ La incidencia del modelo de gestión, asiste al logro demostrable que los objetivos que persigue la organización se convierten en una armadura la prevención del control de los riesgos para dar lugar a la conformidad de coexistente entre la gestión de **empresa y procesos** operativos amigables con el medio ambiente.
- ✓ La gestión del Riesgo; no es una actividad independiente que se separa de las actividades de los procesos principales de la organización. La gestión del control de riesgo es parte de las responsabilidades corporativas en todos los niveles de la dirección; constituye en un **fragmento integral** dentro de cada empresa.
- ✓ La pertinencia de la gestión para el control de la inseguridad en los ductos, constituye un fragmento hacia la toma de medidas con **acciones correctivas**.
- ✓ Implica controlar los riesgos que producen los ductos; favorece a quienes toman decisiones antes durante y después de presentarse las no conformidades caracterizadas como determinantes de **riesgos incubados**
- ✓ El control de riesgos en Oleoductos, Poliductos y Gasoductos, desarrolla la interpretación explícitamente con la incertidumbre del incumplimiento al debe de las especialidades técnicas de la organización para dar lugar a la **sostenibilidad operativa**.
- ✓ Ocupa la atención claramente en la incertidumbre de la población en estudio de especialidad técnica entre su nivel y entorno específico con el análisis de la forma que genere **intervenciones frente a los hallazgos**.
- ✓ Instalaciones de Oleoductos, Poliductos y Gasoductos, se encuentran estructuradas y acertado el riesgo a la pérdida de sostenibilidad del transporte de hidrocarburos a efecto de causar daños al ambiente, personas y a todos los niveles de la organización con la pérdida de la **imagen corporativa**.

- ✓ El enfoque de una estructura metódico en cumplir las recomendaciones de estándares de integridad de ductos dentro de la organización, es oportuna y vincula a la alta dirección de la organización a alcanzar la eficiencia esperadas en los niveles de las unidades operativas que estén **bajo la dirección**.
- ✓ Fundamenta la mejor de la **información útil y actualizada**.
- ✓ La gestión para el control de riesgos en Oleoductos, Poliductos y Gasoductos, ejerce su influencia en las operaciones del transporte de hidrocarburos con las actividades hasta ajustar la integridad y **confiabilidad corporativas**.
- ✓ La prevención del riesgo se alinea al alcance, a lo interno con la sostenibilidad corporativa y externo la integridad del medio ambiente dentro del perfil de riesgo del sistema del transporte de hidrocarburos (**Perfil altimétrico**)
- ✓ Los Oleoductos, Poliductos y Gasoductos, ocupa en crear en los elementos de individuos y cultura en el medio que rodea a las instalaciones. (**Relaciones Comunitarias**)
- ✓ El control del riesgo de los ductos y derecho de vía direcciona al monitorea de seguridad física con el resultado de estado del ducto en integridad del suelo” con la capacidad de gestión, mediante discretos escenarios e intenciones de individuos externos e internos, los cuales pueden facilitar o dificultar la sostenibilidad al logro de los **objetivos de la organización**.
- ✓ Incide en el cumplimiento de la actividad de forma técnica ejecutoriada y depositaria para ser reconfirmada en la auditoria que evidencia al cumplimiento de **gestión de la organización** ver cuadro 2.2.3.
- ✓ La adecuada y oportuna intervención de prevención de riesgos en los niveles de la organización involucra en particular a aquellos que toman las decisiones por la organización en representación a la alta gerencia y se esfuerzan para garantizar que el control de riesgo siga teniendo pertinencia en los procesos actualizándose en tiempo y espacio que demanda las interacciones del

comportamiento del riesgo “en micros determinantes” sin que tenga espacio la materialización de los “macros determinantes” *frente a materialización de consecuencia impredecibles.*

- ✓ Mientras que las unidades de respuestas estén involucradas con el cambio y correctamente alineadas al modelo de qué gestión con sus **actualizaciones de interacciones** siempre estén en puntos de vista técnicos o criterios que se basan puntualmente a los objetivos de la organización del transporte hidrocarburos se manejara con el principio de ser eficiente y seguro.
- ✓ Se constituye en una tarea técnica de iniciar las acciones de prevención por las condiciones operativas seguras y receptiva al cambio del control de escenarios diversos.
- ✓ La gestión del control de los riesgos, evidencian resultados esperados que responden a una continua sostenibilidad del negocio (Ambiente y comunidades) y (unidades operativas, unidades transportando) en resumen se ensaya el monitoreo del **cumplimiento de estándares y proyecciones observadas** para ser controladas; en algunos casos cambian y se materializa para ser eficientes y otros desaparecen con la consecuencia de generar daños.
- ✓ Se facilita la mejora In; controlando los riesgos en el tiempo y el espacio que determine la aplicación de sus **tres ejes transversales.**

Desarrollar la investigación, identificando las características del origen del riesgo, utilizando la metodología de la investigación científica para establecer realidades con el fin de identificar y conocer mejor las condiciones y acciones subestándar que permiten hallazgos de riesgos incubado “en micro”; dan lugar a la apertura de fallas por corrosión interna-externa de los ductos de acero en estudio y demás fallas dinámicas de incidencia al deterioro de las instalaciones operativas.

Inspeccionar y monitorear la evolución de la incubación del riesgo con la fuente que lo genera, el medio que lo recepto; revelando comportamiento de evolución al origen “macro” que **demanda de códigos para formular la aplicación del**

control.

Implementar la entrada holística del cumplimiento de estándares de gestión para la integridad y confiabilidad de los Oleoductos y Poliductos, utilizando el seguimiento de la planificación estratégica con la aplicación y desarrollo del software para registrar y formular informe consolidado al corte de la fecha actual en cumplimiento con las actividades reflejada y evidencia para luego ser auditadas.

El desarrollar el modelo, establece una cota de control y prevención de riesgo en los Oleoductos y Poliductos; ver cuadro 2.2.3, gestión de integridad e integridad de ductos establece actividades vinculan a desplegar e implementar estrategias en conjunto técnicos que demande la organización corporativa. El modelo de gestión del control de riesgos acciona responsabilidades cumplidas directamente como autonomía funcional por especialidades técnicas que mantienen interrelación entre las partes de competencia y el objeto del negocio del transporte de hidrocarburos a lo largo del derecho de vía, ducto, flujo, que como principio garantiza la integridad del sistema operativo.

Cuadro 2.2.3 Unidades de Gestión de integridad y Confiabilidad de Ductos

UNIDADES DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD DEL SISTEMA OPERATIVO: OLEODUCTOS, POLIDUCTOS Y GASODUCTOS	Plan: Actividades
UGO1: MANTENIMIENTO DE LÍNEA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS	34
UGO2: OPERACIONES I.	13
UGO3: OPERACIONES II.	6
UGO 4: INTEGRIDAD Y CONFIABILIDAD DEL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.	42
UGO 5: GEOMÁTICA PARA EL DERECHO DE VÍA Y DUCTOS DEL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.	24
UGO6: LABORATORIO	11
UGO 7: SEGURIDAD FISICA "PATRULLAS MILITARES Y PERSONAL CIVIL"	8
UGO8. MANTENIMIENTO ELECTROMECÁNICO DE ESTACIONES DE BOMBEO	8
TOTAL, MUESTRAS PARA ANÁLISIS	146

Fuente: Investigador

Las ocho unidades se constituyen por valores compartidos del cual cumplen funciones notables para la alta dirección. En los puntos a los que se deben aplicarse las técnicas del control y minimización de impactos al riesgo.

La mayoría de las anomalías evolucionan con normalidad, es decir, conservador con significancia, si los integrantes en su totalidad de una comunidad respondieran a cada desviación en la fuente como criticidad, la ciencia cesaría, sí; por otro lado, nadie reacciona a anomalías de alto riesgo [es decir, innovadoras], habría pocas o ninguna revolución. En asuntos como estos, el recurso a los valores compartidos de los riesgos en lugar de reglas compartidas que rigen la elección individual puede ser la forma de la comunidad de distribuir las respetabilidades de los riesgos y asegurar el éxito a largo plazo de su empresa (Agostino, 2010).

2.3.4. Perspectivas del modelo de gestión del transporte de hidrocarburos

Los tipos de datos recopilados sostienen una perspectiva en las excavaciones de verificación para anomalías de pérdida de metal. Se debe preparar un registro de datos para cada anomalía de verificación. El registro de datos puede incluir, pero no se limita a:

- Identifica los agentes determinantes de corrosión del sistema de tuberías
- Número de derecho de paso.
- Número de empleo del Punto Kilométrico.
- Número de artículo de anomalía (del informe de inspección).
- Fecha de excavación
- Persona que midió (evaluó) la característica / anomalía objetivo.
- Nominal Pipeline O.D.
- Grado de tubería
- Método de fabricación de tuberías
- Espesor nominal de la pared del tubo.
- Espesor real de la pared de la tubería (tubería limpia cerca de la anomalía).
- Posición del reloj (circunferencial) de la soldadura longitudinal (fac-ing downstream (río abajo): top (parte superiores) = 12, bottom (fondo) = 6).
- Dirección del flujo / recorrido de la herramienta.
- Distancia a las soldaduras circunferenciales aguas arriba y aguas abajo.
- Distancia a los puntos de referencia sobre la superficie corriente arriba y corriente abajo.

- Perfil de pérdida de metal (incluidos los incrementos de espaciado y las mediciones de profundidad); alternativamente, un grabado de la anomalía y/o un diagrama con la profundidad máxima indicada.
- Interacción de pérdida de metal (Figura 2.4): Si varias anomalías de pérdida de metal medidas interactúan o no para formar una anomalía única más grande; los criterios que rigen la relación entre las distancias X1 con Y1 y Y2 se especifica para cada inspección (longitud X1 y ancho X2, profundidad Y1 y ancho Y2).

Información sobre la precisión de las mediciones de campo.

- Fotografías: etiqueta cada fotografía con la siguiente información, como mínimo.
- Fecha de la foto.
- Identificación de tubería, es decir, nombre de línea, estación, sección de válvula, etc.
- Número de artículo de anomalía.
- Profundidad real, longitud, ancho y orientación del reloj.
- Dirección del flujo / recorrido de la herramienta.
- Distancia a la soldadura de circunferencia más cercana.

2.3.5. UGO. Mantenimiento de Línea (ILIE) y Nuevas Investigaciones

Dado que los códigos, normas, políticas y procedimientos desempeñan un papel importante en la seguridad y la eficacia de las tuberías, también se describen con los cambios globales que se producen en la economía actual, es cada vez más importante que las compañías de tuberías consideren el papel y el impacto del mantenimiento. Sistemas de información de mantenimiento La mayoría de las compañías ahora usan sistemas de información computarizados para ayudar con las actividades de mantenimiento. Estos se conocen comúnmente como sistemas de administración de mantenimiento computarizados (CMMS) o sistemas de administración de activos empresariales (EAM). Una gran variedad de software está disponible para su compra. Algunos sistemas están diseñados para aplicaciones pequeñas y se pueden ejecutar en una PC de escritorio. En el otro extremo de la escala están los sistemas para grandes corporaciones con muchos activos que se basan en el servidor y se puede acceder a ellos desde cualquier lugar de la red. Las tuberías normalmente tienen un sistema común que es usado por todos los grupos.

La mayoría de los sistemas de control tienen esencialmente la misma funcionalidad, que generalmente incluye estos componentes principales: Información de instalaciones y equipos gestión del trabajo (solicitudes de trabajo y órdenes de trabajo) Planificación y programación mantenimiento preventivo repuestos y materiales seguimiento de equipos análisis e informes organización de operación y mantenimiento. La estructura de la información contenida en un CMMS está definida por las instalaciones y los equipos, que están organizados de una lista con jerarquía, lo que facilita la búsqueda de equipos. (Mohitpour Thomas, 2010)

2.3.6. Integridad y monitoreo para el cambio del tramo-ducto

La gestión de prevención de riesgo del mantenimiento de línea se desarrolla con el monitoreo, identificación de falla, análisis y evaluación de eventos encubados que permiten evidenciar la caracterización en micro y macro del origen de los riesgos en desarrollo de determinantes de falla de línea.

Mantenimiento de Línea y derecho de vía, debe actualizar el procedimiento de comunicación de hallazgo de los riesgos incubados en el derecho de vía a las partes involucradas con el procedimiento de datos para informes y exámenes recomendado por la Geomática mejorando las respuestas de intervención de forma técnica y eficiente. Se desarrollan los informes y estados de cruces de ductos con la implementación del plan de inspección y reconfirmación de ILI con el acompañamiento de las unidades de control al dar respuesta al programa de las intervenciones del corte y mantenimiento correctivo como se especifica en la foto 2.2.

Las inspecciones internas y externas de líneas en estado corroídas con numerosos hallazgos están dirigidas y obligadas a ser atendidas por los agentes de control de eventos inseguros para ir más allá de las principales expectativas, los nuevos sucesos de investigación están cambiando los dogmas más primordiales adosa el sostenimiento, Inspección de Línea Interna y Externas (ILIE) para terminar en acciones correctivas de línea.



Foto 2.2 Muestra Probeta de rotura y fuga de hidrocarburos
Fuente: Investigador

La nueva tendencia del control del riesgo aparente y con formación técnicas no incluyen un procedimiento fundamentado de la formación de procesos que evolucionan en riesgos incubados por formación de cambios de estados por átomos y moléculas que reaccionan ante efectos ionizantes de diferentes propiedades naturales de los cuales los induce de dimensiones de daño requieren un espacio y tiempo de semejanza al contacto de un producto de formación de estados progresivos al deterioro.

2.3.7. UGO. Operacionalización I.- Control de los riesgos incubados en "Micro".

Las técnicas de gestión de riesgos son fundamentalmente métodos de soporte de decisiones. Debemos pasar por una cierta complejidad para lograr una "simplificación inteligente". En la mayoría de los casos, estamos más interesados en identificar donde un mecanismo de falla potencial es más agresivo de otro, en lugar de predecir la cantidad de tiempo que el mecanismo debe estar activo antes de que ocurra el fallo. Muchas variables tienen un impacto en el riesgo de la tubería. Entre todas las variables posibles, se requieren elecciones para encontrar un equilibrio entre un modelo integral (que cubra todas las cosas importantes) y un modelo difícil de manejar (uno con demasiados detalles relativamente poco importantes. La asignación de recursos (o reasignación) hacia la reducción de la probabilidad de falla es normalmente la forma más efectiva de practicar la gestión de riesgos. (Muhlbauer K. , 2004)

La implementación de programas de operación con procedimientos actualizados del perfil de presiones y reportes de paradas con reinicio de operaciones se sincronizando la comunicación de respaldo de fallas y el tiempo de detención con reporte de emergencia Ver Tabla 7 Literal B; implementa informe de temperaturas de descarga de línea del hidrocarburos con reporte mensual de los registros continuos de presión-comparación MOP del cual se sostiene el plan de emergencia con entrenamientos y toma de conciencia, valorando las operaciones trimestrales, evidenciando la mejora del programa de cumplimiento pasos de equipos de inspección y herramientas de limpieza. Ver Foto 2.3.



Foto 2.3 Lodos y sedimentos de hidrocarburos
Fuente: Investigador

Llegada de las herramientas de limpiezas con material de lodo, agua residual industrial, hidrocarburos, material ferroso listo para tomar la muestra y ser enviado a laboratorio para los ensayos experimentales de control de corrosión interna.

2.3.8 Operaciones II del transporte de hidrocarburos.

Desarrolla el plan de operaciones y mantenimiento de grajas de tanques; con el acompañamiento de aforos del depósito y reporte de niveles de agua de fondeo de tanque se da cumplimiento al programa de drenaje de agua del fondo del tanque con facilidades de retiro de sedimentos arrastrados por equipos de limpiezas Ver foto 2.3 y 2.3.1.



Foto 2.3.1. **Lodos y sedimentos de hidrocarburos**
Fuente: Investigador

Los sistemas dinámicos cambian constantemente con el tiempo y la velocidad, por lo tanto, cambian los tipos de corrosión y las ubicaciones. A menudo nos preguntamos por qué cambian los sistemas y por qué no estabilizamos las variables del sistema, controlando así la corrosión y por lo tanto, también controlando las fallas de corrosión interna e externas.

Las respuestas simples se remontan a los productos de entrada que se usan y al hecho de que se deben usar diferentes materias primas que tienen diferentes características. Además, el flujo de los pozos de petróleo y gas originales cambia con el tiempo a medida que se producen cambios en el corte de agua, la química, la presión y la temperatura durante el agotamiento de los depósitos que contienen estos fluidos y gases. De igual importancia es el hecho de que para operar de manera rentable en la actualidad, se deben colocar diferentes productos en los ductos para justificar económicamente el uso de las instalaciones existentes y la construcción de otras nuevas (Singh., 2014)

En la progresiva de la corrosión representa desafíos cada vez mayores para el funcionamiento de las tuberías submarinas. La corrosión puede definirse como un deterioro de un metal debido a reacciones químicas o electroquímicas entre el metal y su medio ambiente. La tendencia de un metal a corroerse depende de un ambiente determinado y del tipo de metal. La presencia de dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de hidrógeno (H_2S) y agua libre en el fluido de producción puede causar graves problemas de corrosión. (Yong Bai, 2014)

Típicamente, las herramientas de inspección se ejecutaron inmediatamente después de la etapa de limpieza química, comenzando con la herramienta para determinar la presencia de cualquier deformación o condiciones fuera de la circunferencia que podrían considerarse perjudiciales para las tuberías o perjudiciales para el paso seguro de otras herramientas de inspección como además de tener un mapeo inercial a bordo para la localización de defectos.

Después de eso, se ejecuta una herramienta de fuga de flujo magnético de alta resolución (MFL) en cada sección de tuberías para determinar la presencia de cualquier pérdida de metal, corrosión u otro tipo de anomalía y / o irregularidad metalúrgica. La detección ultrasónica de grietas (UTCD, por sus siglas en inglés) suele ser la última herramienta de ILI (Inspección en línea)) que se debe ejecutar. Es un dispositivo extremadamente sofisticado, capaz de detectar y medir grietas longitudinales finas, el UTSD se ha utilizado ampliamente para identificar SCC crítico, e incluso en gran medida, suscritico. (Frank Cheng., 2013)

2.3.9 Operaciones II y riesgo fundamentado en “Macro”.

Tenemos que tener cuidado, por qué en nuestras operaciones estamos fallando con varias razones (incompetencia debido a desajuste de habilidades, desconocimiento de la dinámica y complejidad de las instalaciones como sistema, actitud de codicia que es una desviación social, etc.). Frente al fenómeno de emergencia y auto organización, la sostenibilidad requiere una fuerte reconsideración de nuestros paradigmas y prácticas de gestión. Aquí, sólo mostraremos, para información. Que un nuevo paradigma puede cambiar muchos hábitos, cultura y prácticas es una cosa útil a tener en cuenta. Varias propiedades ocultas aparecen comparando una aproximación clásica, un nuevo paradigma de gestión. (Pierre & Corsí, 2015)

La condición técnica de los oleoductos durante la vida operativa es controlada con el uso de instrumentos electrónicos altamente sensibles. La reducción de presión en la tubería se considera como signo de fuga de petróleo o gas, mientras que estos dispositivos responden inmediatamente a la caída de presión. Ante la evidencia de fugas, la válvula de corte se cierra automáticamente y la transferencia del producto a través de la tubería se detiene.

Las tuberías terrestres se colocan bajo el suelo. Con el diámetro de la tubería inferior a 1.000 mm, la distancia entre la superficie del suelo y la parte superior del tubo no debe ser inferior a 0,8 m, con un diámetro de la tubería de 1.000 a 1.400 mm - no menos de 1 m. Cuando sea necesario, en los cruces de obstáculos naturales y artificiales, se permite colocar la tubería sobre la superficie del suelo dentro del terraplén y sobre los soportes. (Sergey & Zonn, 2016)

La criticidad técnica es un valor objetivo y es el componente principal en la orientación. Un objetivo se considera criticidad técnica cuando su magnitud de destrucción tiene un efecto potencial en las operaciones de los transportes de hidrocarburos, políticos o económicos, o en cualquier operación de seguridad y defensa. El valor de un objetivo cambiará dependiendo de la condición, lo que requiere el uso de métodos sensibles al tiempo para responder a las condiciones cambiantes. La criticidad depende de varios factores.

El tiempo, que es crucial para evaluar la rapidez del impacto de la destrucción de un objetivo que afecta las operaciones. La magnitud del resultado debido a la destrucción del blanco. Perspectiva o relatividad, que es importante para determinar el número de objetivos y generalizarlo aplicar y evaluar sus condiciones (Doro, 2014)

El diseñar un sistema y su operador / gestor de riesgos, usualmente quieren tomar decisiones para que el sistema funcione según lo planificado, dada la ingeniería y las restricciones de costos y el ambiente incierto. Por supuesto, las decisiones y compensaciones a las que se enfrenta el operador / gestor de riesgos suelen reflejar las decisiones tomadas por el diseñador del sistema. El Programador de Control de Riesgo, ayudar a cuantificar los equilibrios entre costo y seguridad en la etapa de diseño y ayudar a identificar las políticas y horarios para inspecciones con pruebas rentables, mantenimiento preventivo, provisión de repuestos, asignación de redundancia y reemplazo de partes de trabajo para mantener los sistemas complejos operando según lo previsto a lo largo de su vida de diseño (Louis, 2009)

La consecuencia es inherente en cualquier evaluación de riesgo es un juicio de los posibles daños. Esta es la última de las tres preguntas de definición de riesgo: Si

algo sale mal, ¿cuáles son las consecuencias? Consecuencia implica una pérdida de algún tipo. Muchos de los aspectos de las pérdidas potenciales son fácilmente cuantificables. En el caso de un accidente importante en el oleoducto de hidrocarburos (escape de producto, tal vez causando una explosión y un incendio), podríamos cuantificar pérdidas tales como todo sistema de transporte de hidrocarburos; costos de interrupción del servicio; costo del producto perdido; costo de la limpieza; y así. Consecuencias a veces se agrupan en categorías directas e indirectas, donde los costos directos son incluyentes (Muhlbauer W. K., 2004)

Un segundo tipo técnico de información operacional son los registros de integridad. A medida que envejece un oleoducto, las fuerzas naturales decaen y corroen los materiales. Para determinar el impacto de factores degradantes, los operadores realizan encuestas de integridad de tuberías. Si bien hay muchos tipos de encuestas: inspección externa, evaluación directa o en línea inspecciones usando fuga de flujo magnético (MFL) o equipo ultrasónico: todas ellas generar información detallada sobre la condición de una tubería y el alcance de anomalías y corrosión. Esta información guía el funcionamiento de una tubería o define las actividades de mantenimiento (Adam & Davis, 2009)

2.3.10 Integridad y Confiabilidad del Control de Riesgo.

La presencia de varios defectos metalúrgicos, como las inclusiones y los límites del grano, introduce no solo inestabilidad estructural sino también una mayor actividad de corrosión local. Se ha confirmado que existe una diferencia en la actividad de corrosión electroquímica entre las inclusiones y el sustrato de acero adyacente [Vignal et al., 2007; Muto et al., 2009].

En particular, las inclusiones no metálicas sirven como sitios catódicos y la matriz de acero circundante como sitios anódicos. En consecuencia, los hoyos se detectan en la matriz de acero, mientras que las reacciones catódicas tienen lugar en las inclusiones y la matriz está lejos de estos defectos. Para aceros de tubería de alta resistencia como el acero X100, al menos cuatro tipos de inclusión están contenidos en el acero [Jin et al., 2010].

Con certeza de validez de las muestras de inspección interna y externa con herramienta FML a 3 km/hora inspeccionando, los hallazgos con herramientas

manuales de ultra sonido se reconfirma comprobando las pérdidas de corrosión al ser comprobadas ver foto 2.4.



Foto 2.4 Monitoreo del control de integridad de ductos
Fuente: Investigador

Con los informe técnicos preliminar de la corrida de herramienta de inspección interna de ultra sonido de FML (flujo magnético de línea) para diferentes diámetros y espesores que establecen los resultados de anomalías internas y externas (ILI); estas inspecciones permiten mejorar la comunicación entre las partes interesadas del riesgo con probabilidad de fallas, de las cuales se implementa la contingencia estableciendo el plan acción de integridad y confiabilidad de ductos con evidencias de coordenadas de hitos y velocidad de bombeo se comprueba el estado del reporte conforme a estándares internaciones Ver foto 2.4.

Integridad y confiabilidad en derecho de vía. Requiere del principio de la administración de la gestión del riesgo interrelacionada a los determinantes encubados que inciden en la falla de los ductos desarrollando el monitoreo de los puntos críticos de suelo y ductos externo en relación al informe de la inspección interna; esto permite investigar la relación de los riesgos encubados externos y la protección catódica ducto-derecho de vía implementando el plan de acción de control de eventos con encuestas periódicas el estado de las corrientes impresas CP y elementos relacionados con el revestimiento de los ductos.

La investigación se desarrolló con el levantamiento de las encuestas del estado de la conductividad eléctrica de los 164 kilómetros; evidenciando el estado de los ánodos galvánicos implementando procedimiento de campo para puntas de pruebas que emiten señal y distorsionando la funcionalidad de los rectificadores Ver foto 2.5



Foto 2.5 Derecho de vía y rectificador de corriente impresa para ductos
Fuente: **Petroecuador**

En particular, las inclusiones no metálicas sirven como sitios catódicos y la matriz de acero circundante como sitios anódicos. En consecuencia, los hoyos se detectan en la matriz de acero, mientras que las reacciones catódicas tienen lugar en las inclusiones y la matriz está lejos de estos defectos. Para aceros de tubería de alta resistencia como el acero X100, al menos cuatro tipos de inclusión están contenidos en el acero [Jin et al., 2010].

Las consideraciones económicas y ambientales en última instancia, en la vida útil, implican como un asunto de control técnico en integridad estructural y seguridad. Las características explosivas de los hidrocarburos proporcionan una alta vigilia sobre la integridad estructural. Por lo tanto, la fiabilidad de la integridad estructural y la seguridad de los oleoductos y gasoductos en diversas condiciones de servicio, incluida la presencia de defectos, debe evaluarse con cautela. Los defectos externos, por ejemplo, defectos de corrosión, gubias, rasguños de objetos extraños y actividades de montaje de tuberías son razones principales de fallo de las tuberías (Guy & Mohamed, 2007) ver figura 2.8 y 2.8.1 para análisis de ensayos en laboratorio.

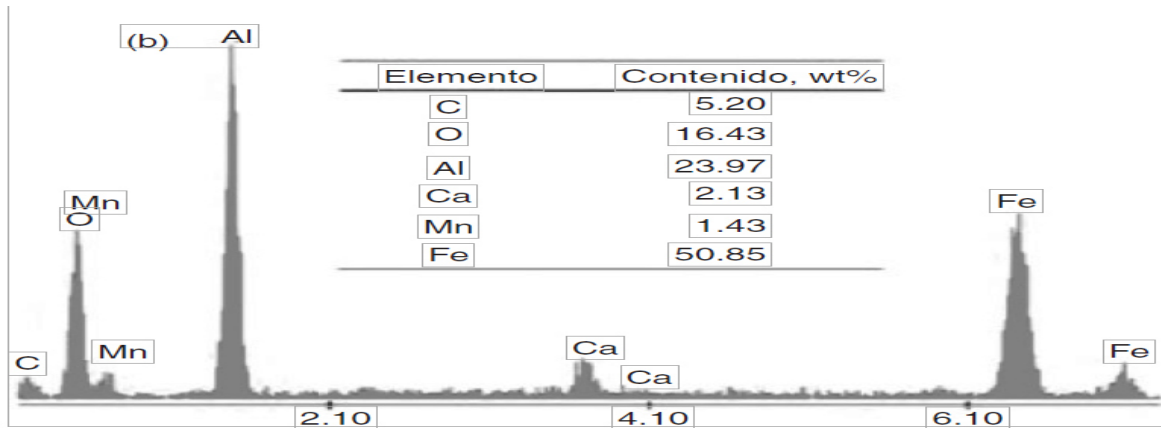


Figura 2.8. La línea de escaneo LEIS en una superficie de electrodo de acero X100 a) y el espectro EDX (b) obtenido el defecto, marcado por un cuadrado en (a).

Fuente: Jin y Cheng [2011]).

Se evidencia el riesgo a excepción de la coherencia mutua, la coherencia probada está evacuada; sin la coherencia científica, la coherencia social se alucina. . (Ulrich Beck, 1998)

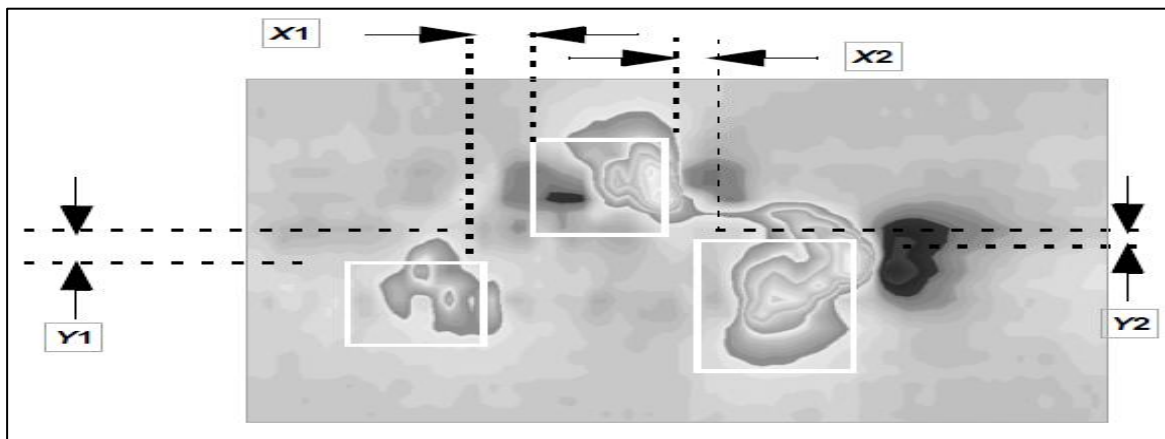


Figura 2.8.1 Perfil de pérdida de metal para criterios de interacción
Fuente: (Patrick Royston, 2008)

2.3.11 Referencia para el instrumento de medición

La relación a la corrosión interna y externa de los ductos de hidrocarburos y el análisis provisional planificado con los instrumentos y herramientas de medición de inspección internas y externas se estableció la práctica del lanzamiento con el método

de sonda inteligente (MFL), ver figura 2.8.2 de referencia el perfil de pérdidas de metal y figura 2.8.1 de la misma característica

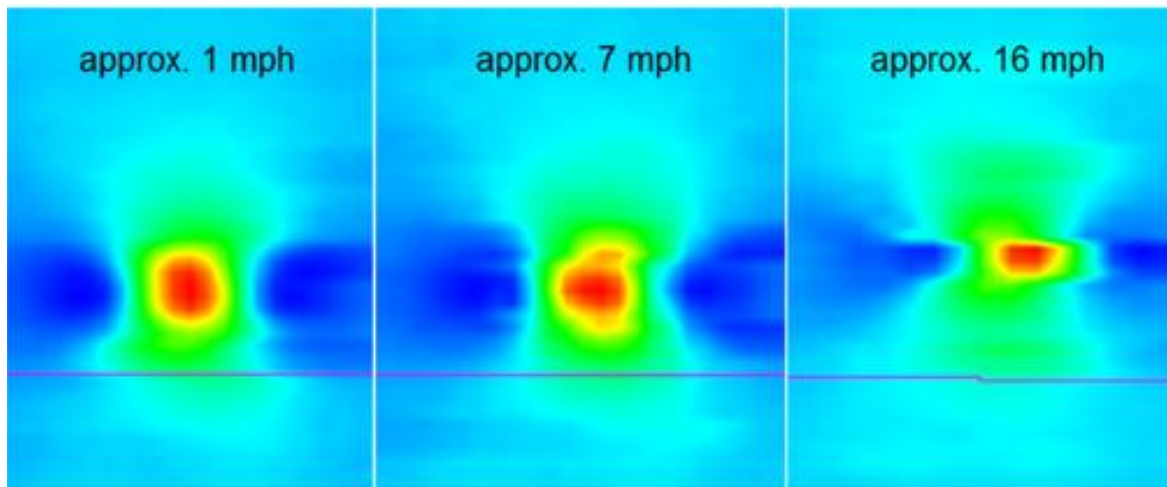


Figura 2.8.2. Captura de pantalla de la misma característica de pérdida de metal registrada a diferentes velocidades durante la prueba de tracción en ductos.

Fuente: (Journal, 2018)

La tubería del diseño de fábrica “5L X52” con espesor nominal de pared de acero en 9,525 mm. y diámetro 16” de acero de alta presión, experimenta una extensa y amplia gama de fallas que pueden degradar su integridad y conducir a un mayor esfuerzo de mantenimiento para la vida útil residual o incluso con fugas y roturas.

Las anomalías en tuberías más importantes se pueden considerar en, incidencia de equipos de limpiezas, imperfección geométrica con pérdida de metal, agrietamiento. Por medio de los métodos de evaluación de riesgos se experimenta el análisis de amenaza para su materialización del daño y su control operativo a ejecutar por corrosión interna, ver figura 2.8.3 y la tendencia referencia externa en los análisis comparativos de prioridades ver figura 2.8.4 anomalías externas e intervención por especialidades técnicas.

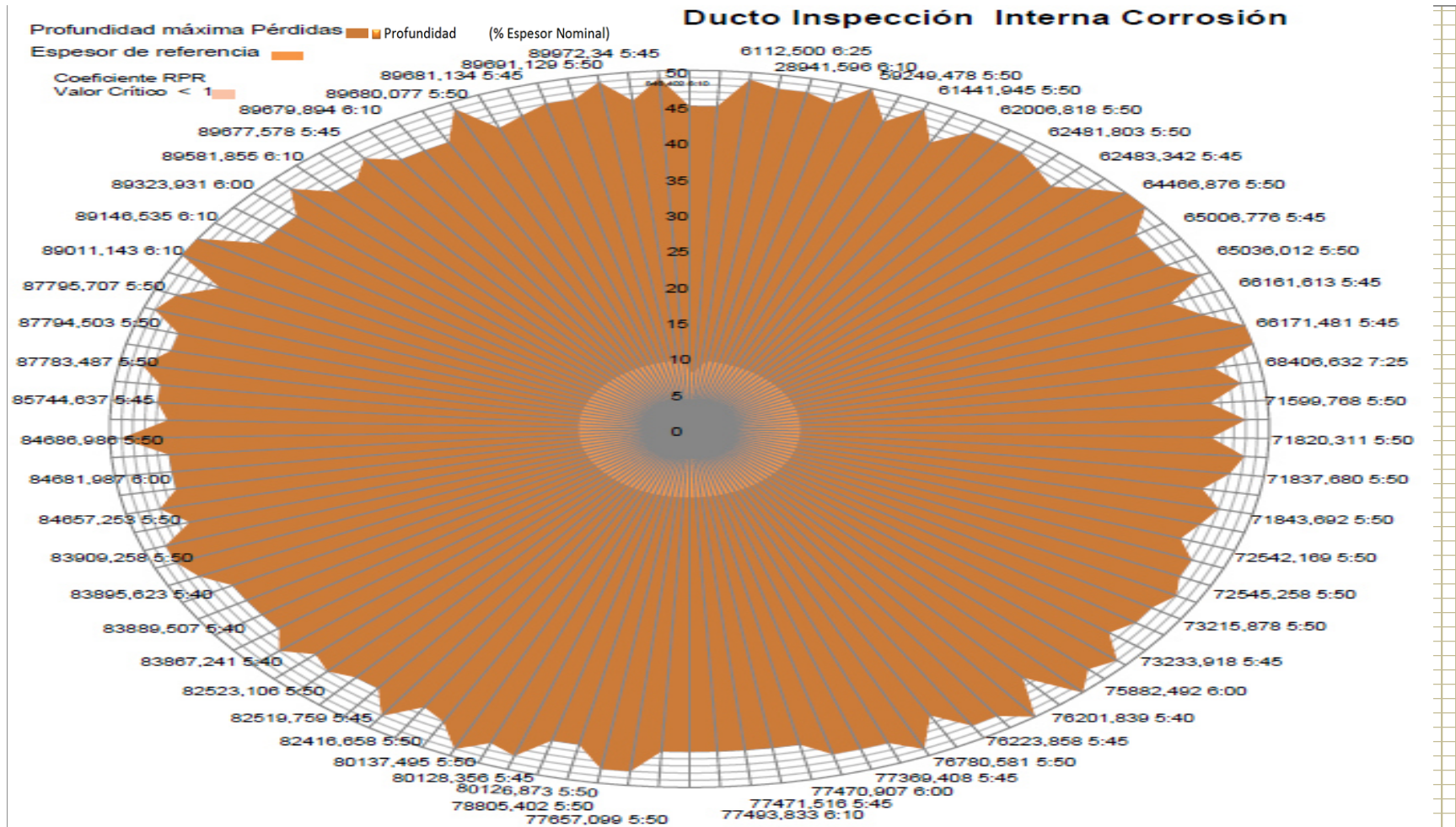


Figura 2.8.3. Determinantes de riesgo en ductos de hidrocarburos por corrosión interna con grado X 52, espesor nominal (9,525 mm) con presión de diseño 1755.

Fuente: Investigador

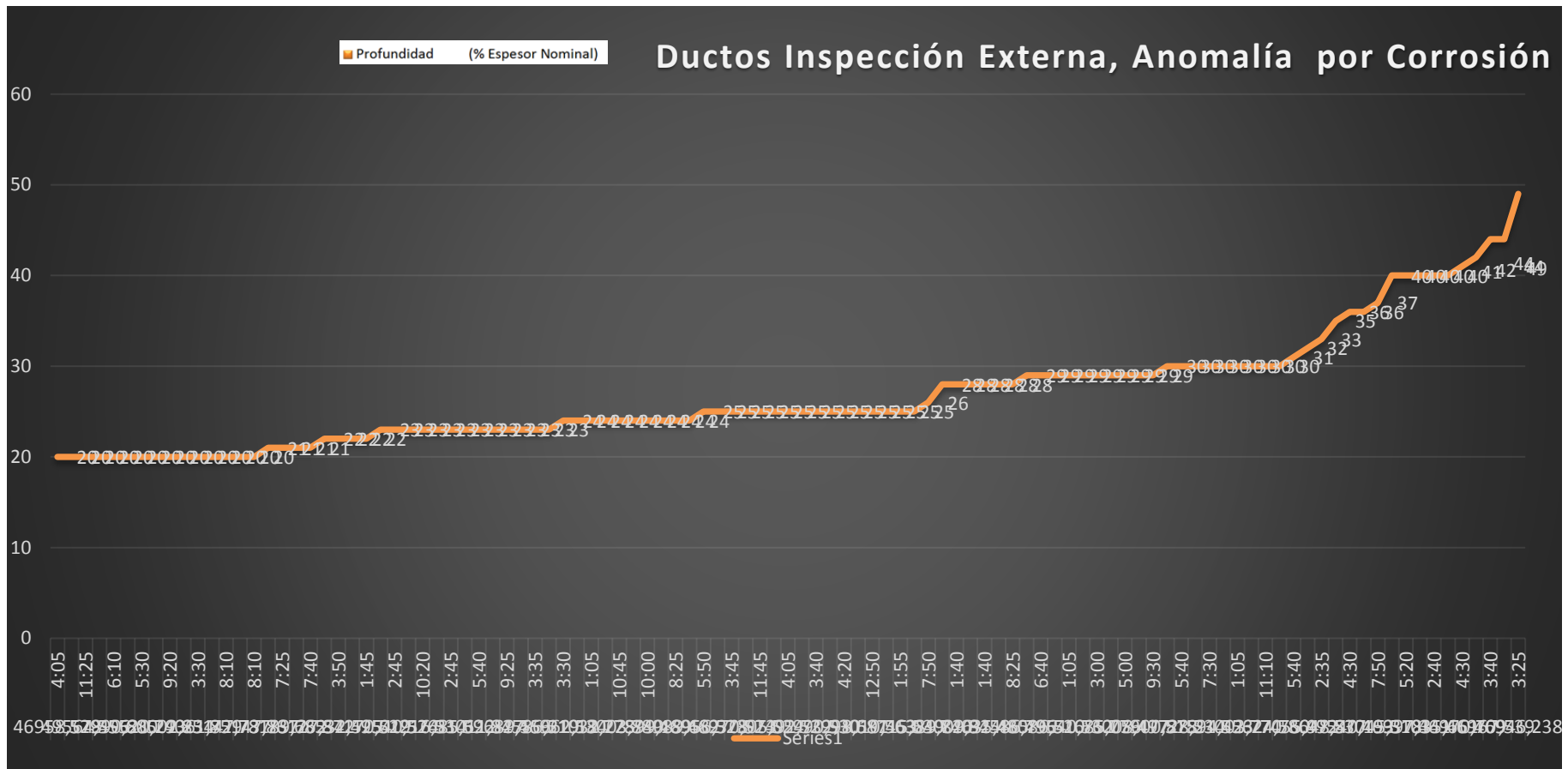


Figura 2.8.4 Determinantes de riesgo en ductos de hidrocarburos por corrosión externa con grado X 52 espesor nominal (9,525 mm) con presión de diseño 1755.
 Fuente: Investigador

Cuando el monitoreo, o un estudio de potencial de tubería a tierra, indica una protección inadecuada, el primer lugar para mirar es a la unidad de protección catódica.

La salida actual del rectificador debe ser revisada; si es normal, el problema está en la línea de ducto, si es alto y está acompañado de baja tensión, el problema está ciertamente en la línea y es causado por una mayor demanda de corriente o por un cortocircuito a un metal parásito.

Si la salida de corriente es baja, con tensión normal o alta, el problema está en la cama de tierra o en los cables de conexión. Un potencial de tubería a tierra sobre el lecho de tierra mostrará un pico sobre cada ánodo que está funcionando; un ánodo desconectado no se mostrará en absoluto.

Esta prueba es particularmente útil si se puede comparar con una prueba similar realizada en el momento de la instalación original. Cuando se encuentran ánodos inactivos, solo la excavación descubrirá la causa.

Si el rectificador y su cama de ánodo parecen estar funcionando satisfactoriamente, la fuente de los potenciales bajos debe buscarse en la línea misma. Cualquier área en la que el trabajo se haya realizado recientemente debe ser investigada; por ejemplo, si se ha conectado un nuevo lateral, ciertamente se debe verificar el aislamiento. Si la investigación de dichas fuentes sospechosas no revela nada, debe realizarse una búsqueda más detallada.

En primer lugar, se deben estudiar los potenciales de la tubería al suelo, para ver si la falla parece estar localizada. Un enfoque más completo, pero más lento, es el de hacer una encuesta de línea detallada; averiguar dónde está llegando la corriente drenada a la línea.

Esto será mucho más fácil de interpretar si se registra una encuesta similar, realizada cuando la línea estaba en condiciones satisfactorias; una comparación a menudo localizará muy rápidamente el parásito infractor. Por otro lado, si la corriente recogida en cada sección es mayor que en la encuesta anterior, sin diferencias

pronunciadas, entonces el problema es simplemente el aumento de la necesidad general actual, probablemente debido al deterioro de la capa. (Marshall Parker, 199)

Es de suma importancia controlar la corrosión antes y después de cualquier cambio en las condiciones del servicio y / o medidas de mitigación. El conocimiento obtenido de un sistema de monitoreo efectivo permite la caracterización de la corrosividad del fluido y la realización de acciones de mitigación. Las actividades continuas o periódicas de monitoreo de ductos se pueden dividir en varias categorías, que incluyen fluidos y monitoreo de procesos; monitoreo de la corrosión (por ejemplo, mediciones de corrosión local) Fluidos y monitoreo de procesos.

La monitorización de fluidos y procesos proporciona información sobre los parámetros que pueden causar, afectar o remediar la corrosión interna. Dichos parámetros deben identificarse para cada gasoducto y deben incluir el monitoreo de los métodos de mitigación química y físicos (Kermani & Chevrot, 2012)

2.4 Control Operacional y sus determinantes de riesgo “derecho de vía y ducto”

La geomática de tuberías puede desempeñar un papel crucial en la determinación de la ubicación óptima para la estación. Por óptimo queremos decir que el acceso para la construcción y el mantenimiento debe ser apropiado y rentable y el terreno debe tenerse en cuenta para evitar futuras inundaciones y la exposición a los elementos. Al mismo tiempo, la ubicación debe considerar la mitigación de posibles fallas catastróficas como resultado de fugas, en el caso de tuberías de líquidos o explosiones, en el caso de tuberías de gas.

En última instancia, todas estas consideraciones deben pasar también por consultas públicas y escrutinio regulatorio. La ubicación de las instalaciones es un problema en el que los ingenieros hidráulicos y el experto en geomática necesitan trabajar juntos por la alternativa más rentable en aras de una construcción y operación sin problemas de la estación. (Steve Adam, 2009)

2.4.1 Geomática y el derecho de vía-ductos.

Investiga la geodinámica del suelo para la geotécnica e hidrología de la causa y efecto de los riesgos, adaptando esta especialidad técnica de control a los requerimientos que demandan la sostenibilidad del derecho de vía de los ductos.

Desarrollando el plan de prevención de riesgos con variantes y propuestas que están incorporadas en el plan de acción del modelo de gestión con análisis de sísmicos y análisis de la carga sostenible no sísmicas.

Eje de desarrollo sostenible No. 3. La evaluación geológica de los sitios de inestabilidad del terreno del derecho de vía con probabilidad de riesgos de fracturas mecánicas de los ductos al alterarse y perturbar el método operante del conducto del Poliducto en estudio, los rasgos físicos más reveladores más reconocidos en todos los 164 Km de longitud del derecho de vía de los ductos son:

- Movimientos y/o oscilaciones de tierra ligeras en gradientes.
- Movimientos y/o oscilaciones de tierra profundos.
- Subsistencia o siniestro lento de terreno.
- Siniestro superficial y diaclasamiento en el substrato rocoso.
- Rebajamiento en los niveles fluviales con estratos blandos cambiando la geometría y morfología de los depósitos subida la cota fluvial en los márgenes del derecho de vía y desplome de capas más duros
- Zonas con deterioro activado en los declives induciendo a colapsos de los soportes de pantallas para la contención de los deslaves.

Recopilando con la investigación física de la geología en detalle se han cubierto en su totalidad todo la distancia largo y ancho del derecho de vía de los ductos del transporte de hidrocarburos, considerando de igual sentido las gestiones del mantenimiento aéreas de los ductos con cierto determinante de riesgo, se estima establecer los controles más exigentes en aquellos pasos áreas densamente pobladas y secciones industriales en progreso. Ver cuadro 2.3.

Cuadro 2.3. Investigación de 22 sitios inestables según se evidencia en la PKs,.

Id.	PK's	X (mE)	Y (mN)	Amenaza geológica
1	6+920	649337	10097985	Deslizamiento y subsidencia del terreno
2	12+700	652839	10094541	Erosión fluvial y desprendimiento de estratos
3	13+850	653114	10093449	Deslizamiento y desmoronamiento de estratos
4	15+400	653237	10091998	Subsidencia y desmoronamiento de estratos
5	25+000	656321	10083438	Diaclasamiento en substrato rocoso
6	28+700	658338	10080734	Deslizamiento lento - profundo
7	30+100	659007	10079440	Deslizamiento lento - profundo
8	47+300	659298	10064761	Represamiento - Subsidencia rápida
9	56+150	660860	10056449	Deslizamiento
10	56+335	660933	10056294	Deslizamiento
11	56+615	661051	10056051	Deslizamiento
12	56+770	661128	10055953	Deslizamiento
13	57+330	661415	10055524	Deslizamiento
14	57+810	661467	10055073	Deslizamiento
15	57+977	661509	10054898	Deslizamiento
16	61+755	662336	10051687	Deslizamiento
17	78+360	668657	10037262	Incisión fluvial - rápida erosión
18	80+150	669887	10035377	Sedimentación
19	83+350	670947	10033035	Deslizamiento y Subsidencia
20	85+580	671130	10030801	Represamiento y Subsidencia
21	87+270	671540	10029242	Deslizamiento
22	108+875	675947	10008402	Deslizamiento

Fuente: Investigador

La geomática monitorea la topografía del derecho de vía en estudio de su incidencia y determinantes de riesgos; se involucra en la investigación para el estudio de las dimensiones del derecho de vía y su campo de las variaciones temporales,

desarrollando informes del estado del medio ambiente y los hallazgos con fotografía digital del cual, se permite implementar el plan de acción del monitoreo de incidencia de amenazas en tuberías y suelos inestables ver foto 2.8 y las incisiones fluviales, más la sismicidad se implementa el levantamiento de la información de la deformación del terreno por expansión (humedad con materiales arcilloso) ver foto 2.9.



Foto 2.8. Deslizamiento y pérdida del derecho de vía

Fuente: Investigador

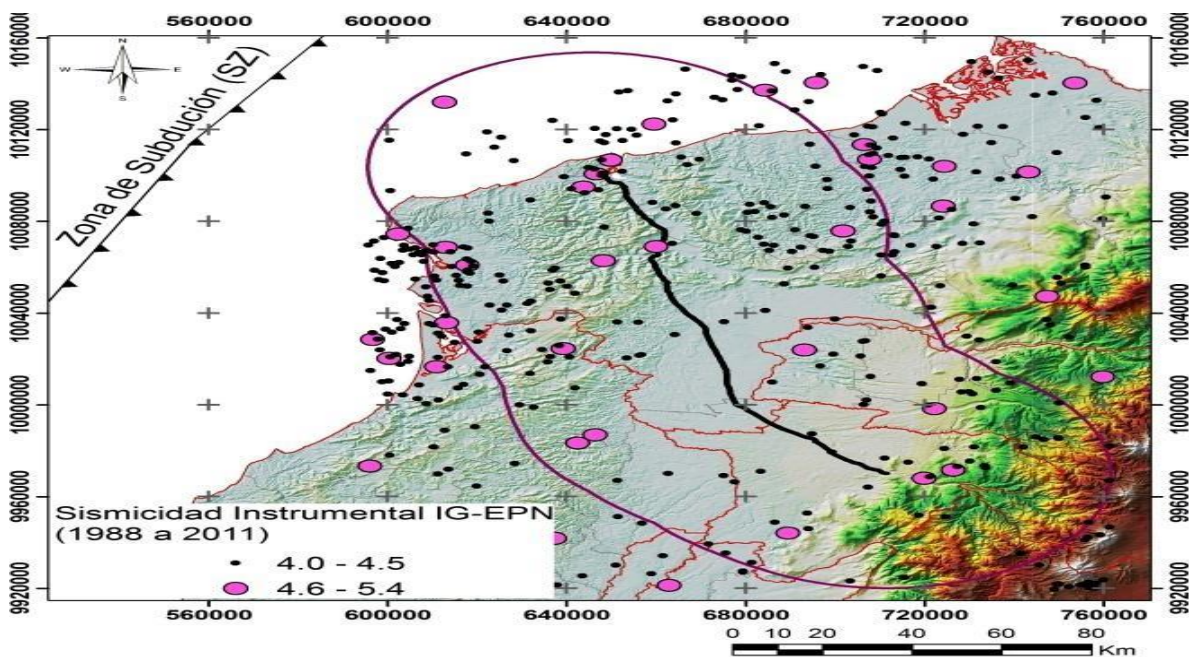


Foto2.9. Mapa de epicentro de movimiento telúrico en derecho de vía de los ductos

Fuente: Instituto Geográfico de la Escuela Politécnica Nacional del Ecuador

Estándares de geomática por tuberías. El tema de los estándares de geomática para la comunidad de tuberías es nebuloso. La industria geomática en sí misma tiene

muchos estándares. Un grupo de estándares se relaciona con la presentación, la interoperabilidad y la codificación de los datos. Ejemplos de estos son los estándares creados por Open Geoespacial Consortium. También se están desarrollando estándares globales para la información geoespacial, como los 45 estándares publicados por el Comité Técnico 211 sobre Información Geográfica de la Organización Internacional de Normalización. Además, muchos países han establecido estándares nacionales para datos geográficos. La industria de tuberías tiene sus propios estándares, como los establecidos por la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos B31.8 para tuberías de gas o integridad de tuberías de gas B31.8S.

También existen los estándares de prevención y control de corrosión promovidos por la Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión, y los estándares de base de datos promovidos por el Estándar de Datos Abiertos de Oleoductos. Cada uno de estos tiene cierta relación con los datos que se crean, los atributos que se mantienen y cómo un operador de canalización almacena y transfiere datos espaciales. Pero, de suma importancia son los estándares que los operadores de tuberías crean para sí mismos (Steve Adam, 2009, pág. 23).

2.4.2 Laboratorio, ensayos de pruebas físicas químicas.

La corrosión de acero en el suelo y la teoría electrolítica muestra una explicación de la corrosión del acero en el agua. Las pruebas de laboratorio con acero en agua aireada, muestran un aumento en la velocidad de corrosión con el aumento de oxígeno, hasta un máximo de alrededor de 13 ml de oxígeno por litro de agua. Después, se supone que el exceso de oxígeno pasiva la superficie, y con 20 ml de oxígeno por litro, la tasa de corrosión es de hasta 2 mil por año. Al igual que cualquier reacción química, la velocidad de corrosión del acero en el agua aireada se duplica por cada aumento de 55 ° F en la temperatura de la atmósfera en la que está confinado. Si la solución se deja hervir en un recipiente abierto, el oxígeno se evapora y la velocidad de reacción disminuye. (Parke & Peatti, 1999)

2.4.3 Laboratorio y ensayos experimentales.

Estable la toma de muestra de agua de fondeo de tanques de estación de bombeo y ensayos con monitoreo de resultados que arrojan las pruebas físicas y químicas de las aguas residuales de origen de la industrial de refinación del crudo.

Más aun ensayos de análisis químicos de la composición del dióxido de carbono y su existencia en el fondo del tanque, experimentando en los análisis químicos la existencia de bacterias aeróbicas con la tasa de difusión de oxígeno y le producción de sulfato reductoras, bacterias dependientes de la tasa de respiración y el ph del agua, se analiza la valoración y concentración del hidrogeno, se desarrolla el procedimiento de análisis de uso de trampa de oxígeno y nitrógeno. Se analiza la frecuencia de carga cíclica al final de la partida de bombeo de hidrocarburos.

Desarrolla análisis y recomendaciones de resultados de la muestra de sedimentos físicos, químicos del C, H,S,N; composición del dióxido de carbono y su existencia en los fondos de los tanques corrida de herramientas de limpieza de los ductos, implementando el plan de acciones correctivas y las recomendaciones de los análisis físicos químicos del C,H,S,N. Átomos, moléculas y iones. Aquí presento solo un poco de química moderna, lo suficiente para explicar el agua y cómo interactúa con otras sustancias.

La parte más importante es entender cómo se distribuye la carga eléctrica dentro de las moléculas. Benjamín Franklin fue uno de los primeros en comprender que “el fuego eléctrico es un elemento común” de toda la materia, y asumió que era particulado. Michael Faraday, en 1834, fue el primero en comprender que podrían existir partículas eléctricas de carga positiva y negativa en la solución de agua para hacer que dicha solución sea eléctricamente conductora.

Llamó a estas partículas “iones”, después de la palabra griega para “ir”. Pero fue solo después del descubrimiento de electrones y otras subunidades dentro del átomo (a partir de la década de 1890) de que las partículas cargadas eléctricamente podrían recibir una explicación simple y fácil de entender dentro del mismo marco que se usa (ahora) para describir toda la materia. Ahora sabemos que los átomos no son esferas

duras sin estructura, como las bolas de billar que utilizaron los teóricos ingleses del siglo XIX como modelos de átomos o moléculas en colisión. Los átomos se asemejan a las bolas de billar porque son eléctricamente neutrales y esféricamente simétricos, pero la carga eléctrica dentro de ellos está organizada específicamente. (Atoms, Molecules, and Ions, 2004)

2.4.4 Mantenimiento Electromecánico de Bombeo

La electromecánica se la implica con la implementación de la política del mantenimiento, desarrollando en ella el mantenimiento preventivo, programado, predictivo con la implementación de procedimientos y la ejecución del mantenimiento oportuno con la actualización de los elementos de mayor proyección de parda con el conocimiento técnico del conocer, detectar, monitorear, reducir, mejorar, evaluar, evitar, con el pronóstico de utilidad mediante la validación del método del diagnóstico de elementos de vibración desarrollando la guía de medición de evolución del control del riesgo con las interacciones de fallas en la operación del transporte; implementando el plan de valores admisibles a la vibración ver figura 2.10.

Principio básico de la vibración

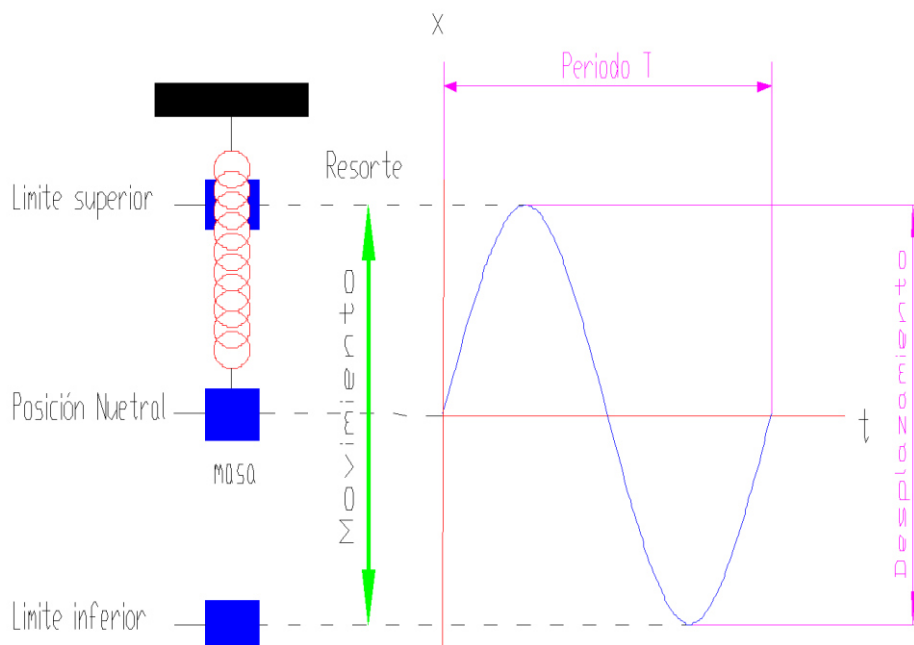


Foto 10 **Vibración**

Fuente: (Moscos, 2016)

Se debe mantener el diagnóstico de falla y el manejo de los registros históricos con la finalidad del análisis de la muestra en el proceso o finalización de la parada del transporte del hidrocarburo, implementando en la respuesta acústica y la relación del monitoreo termográficos de los equipos.

2.4.5 Marcos Conceptuales.

Accidente Mayor. Desencadenamiento de un evento, en este caso, producido por la ocurrencia de incendios, explosiones o escapes de sustancias inflamables o combustibles que deriva consecuencias fatales a personas, daños irreversibles al medio ambiente o impacto a terceros.

API 5L. Requisitos de especificación que sirven de base para todos controles de la composición química, las dimensiones y pruebas mecánicas

Consecuencia. La falla del resultado de un evento que ocurre en términos de pérdida o lesión

Control de Riesgos. Coexistencia de recursos para el control, incorporando información sobre la precisión de las estimaciones para las características de orden superior de la incertidumbre del cálculo al rendimiento en las estrategias de disposición anticipada al riesgo. Los resultados proporcionan mayor parte del tiempo en forma de afirmaciones, cruces y consecuencias.

Afectación ambiental. Los hidrocarburos presentes ante un evento no planificado con objeto de fuga o descarga de material que afecta la biodiversidad de la naturaleza del entorno ambiental.

Confiability de ductos. Se constituye en la capacidad de desarrollar el monitoreo y control de los eventos que atenten contra el diseño y la capacidad instalada con el desempeño de gestión funcional de reducir las amenazas, en condiciones establecidas durante un período de tiempo determinado”. Es decir, que habremos logrado la Confiability requerida cuando los “ductos del sistema de transporte de hidrocarburos” alcancen las metas de transportar barriles a su lugar de destino en el momento que queremos que lo haga.

Consecuencia fuga hidrocarburo. Los resultados de una falla en la tubería cerca de áreas de alta densidad poblacional o cerca de una escuela, hospital u otros sitios públicos puede causar una explosión e incendio con pérdida considerable de vidas y propiedades.

Control de la corrosión. Involucra varias etapas que comienzan con un posible estudio de corrosión y luego abordan los métodos de protección. Todos los siguientes deben ser considerados y tratados, selección del material, parámetros del proceso, temperatura, velocidad de flujo, el tipo de flujo, la química del ambiente.

Corrosión del material. Es el resulta de interacciones químicas que, combinada su relación con la formulación de particular, reaccionan entre sí, a que implica el resultado de reacciones de cesión de cargas electroquímicas (electrones) a través de partidas llamadas interfaz de solución residual hidrocarburíferas combinados con partícula y metal poroso, resultando el proceso de conversión de mineral en metal.

Cuerpo de agua. Es todo río, lago, laguna, aguas subterráneas, cauce, depósito de agua, corriente, zona marina, estuario.

Derrame de Sustancial. Aporte instantáneo de sustancia al ambiente de trabajo generalmente producida por la pérdida de la contención de reservorio o sistema que permite la presencia incontrolada de dicha sustancia.

Defectos de la tubería. Las tuberías de acero de alta presión experimentan una amplia gama de fallas que pueden degradar su integridad y conducir a un mayor esfuerzo de mantenimiento, vida útil reducida o incluso a fugas y roturas. Las tuberías echas de oleoductos más importantes se pueden considerar en tres grupos.

Estimación del Riesgo. Se evidencia en el análisis que determina la frecuencia con probabilidad de materialización del daño.

Evaluación del Riesgo. La evaluación de riesgos es un proceso de medición y un modelo de riesgos es una herramienta de medición “Riesgo = Probabilidad x Consecuencias”

Evaluación de la corrosión. La mayoría de las veces el margen de corrosión está en el interior de la tubería. Sin embargo, la corrosión puede atacar la parte exterior de una tubería, aunque posiblemente a un ritmo más lento que la del fluido, pero el desgaste puede provenir desde el exterior en lugar de desde adentro hacia afuera.

Factores Riesgo. Causantes alcanza en provocar un riesgo al causar impacto a la tubería de ducto y fuga de hidrocarburos con contacto de pobladores aledaños.

Fenómeno Natural. Se conoce sobre el origen, la naturaleza y el método racional de la deformación natural conocido como fuerza y fallas de interacciones que se degeneran en un factor indeterminado.

Fuga de hidrocarburos. Fuente del resultado de fractura mecánica en tuberías de acero, que dan origen al impacto ambiental por contaminación de manto freático, lagunas, ríos, con peligro de explosión e incendio.

Gestión de riesgo. Actividades coordinadas para dirigir y controlar una organización con respecto al riesgo.

Gestión del control de riesgo. Es la acción que se lleva a cabo para identificar, desarrollar y mantener el control de evento con la reducción de la probabilidad de causar daños.

Gestión del riesgo de la tubería. es una práctica compleja y fascinante, que reúne aspectos de la ciencia (incluidos física, química, biología, geología y más), ingeniería, historia, teoría de la probabilidad, psicología humana e incluso filosofía.

Gasoductos. Consiste en una conducción de tuberías de acero, por las que el gas circula a alta presión, desde el lugar de origen. Se construyen enterrados en zanjas a una profundidad habitual de 1 metro.

Inspección basada en riesgos. Un proceso de evaluación y gestión de riesgos que se centra en la pérdida de contención de equipos presurizados en las instalaciones del transporte de hidrocarburos por tubería, debido al deterioro del material. Estos riesgos se gestionan principalmente a través de la inspección del equipo.

ILIE. Inspección de línea interna y externas para tuberías de acero de usos del transporte de hidrocarburos de la industria petrolera

Integridad. Son interacciones seguras de estándar en origen y diseño que reflexiona con la importancia del tratamiento ante una desviación de un fenómeno natural o un elemento que tiene todas sus partes a dar cuentas.

Impacto ambiental. Son interacciones de descarga con efectos peligrosos al ambiente; afectación al perjuicio ecológico de la biodiversidad existente, forjadas por intereses con diligencias económicas,

Inspección tuberías. Las tecnologías para inspección interna en línea evolucionan con el flujo y no son estáticas. Esta evolución está conduciendo a equipos inteligentes con capacidades ampliadas y mejoradas las cuales miden defectos de pérdidas de espesores internas y externas y cualquier tipo de abolladura sometida la tubería.

Metodología. En el campo de la modelización, nada excluye la idea de que las reglas aplicables a los sistemas sostenibles, en nuestro universo, provienen de un concepto más amplio. De hecho, si nos enfocamos en un sistema de producción, ignorando sus aspectos logísticos, esto equivale a considerar inicialmente un sistema global de valor agregado, descrito en una amplia dimensión “N”, y luego extraído de él (como una proyección en un hiperplano de n, con “ $n < N$ ”) un modelo de “n” dimensiones, con el fin de obtener un mundo comprensible y viable, y manejarlo en nuestro nivel de conocimiento, dentro del significado de teorías más convencionales.

Medida reparadora. Toda acción o conjunto de acciones, incluidas las de carácter provisional, que tengan por objeto reparar, restaurar o reemplazar los recursos naturales y/o servicios ambientales negativamente impactados o dañados.

Métodos de Evaluación de Riesgos. Son herramientas de la Gestión Técnica que nos permite comparar los resultados obtenidos en la medición del riesgo, con estándares nacionales e internacionales.

Modelo. Proporciona ventajas de interés y sostenibles en el tiempo: ayuda a comprender y revisar algunos avances teóricos, al presentar interpretaciones en el campo de “eventos sincronizados”, y dando una posible explicación a dichos fenómenos. Por ejemplo, se argumenta que la cultura, o un efecto similar a la telepatía, está conectando a dos seres humanos: pueden tener las mismas reacciones y los mismos reflejos cuando se enfrentan a un evento incierto, independientemente de la distancia que los separa.

Monitoreo versus inspección. La inspección le dará datos sobre el deterioro del metal entre dos o más puntos. Además, lo más importante es el hecho de que todos los datos que se recopilan provienen del pasado. El monitoreo, por otro lado, casi en tiempo real, le dará datos sobre lo que está sucediendo ahora.

Oleoducto. Ductos de diferentes diámetros que mantiene una longitud determinada con empaquetamiento de crudo que sirve para transportar partidas de petróleo de un punto determinado a otro.

Peligro. Fuente o situación con capacidad de daño en términos de lesiones, daños a la propiedad, daños al medio ambiente o una combinación de ambos.

Pérdida de metal. El debilitamiento de la pared de la tubería debido a la pérdida de metal puede representar un serio riesgo para la integridad de la tubería. Las causas de la pérdida de metal se pueden clasificar de la siguiente manera, corrosión,

erosión y abrasión, ranurado. Oxidación clásica de metales ferrosos en contacto con el aire y el agua

Poliductos. Ductos de tubería de diferentes dimensiones, provisto de estaciones de bombas situadas de trecho en trecho, que sirve para transportar productos refinados del petróleo “gasolina, diesel, jet, lubricantes (aceite para maquinarias y para motor), asfalto, y productos petroquímicos” desde las instalaciones de refinación hasta los polos de consumo y distribución.

Potencial protección. La corrosión de tuberías frente a los electrolitos, en el que la rapidez de desgaste es **mínima a 0,01 mm por año**, es el potencial de protección, está relacionado con la velocidad de corrosión y es suficientemente baja y puede considerarse una tasa de corrosión aceptable para la vida útil del diseño.

Prevención. Evitar o minimiza las consecuencias de los fenómenos naturales deslaves, inundaciones, incidencia de terceros, corrosión interna y externa de ductos entre otros. Las unidades de control de ductos y suelen llevarse a cabo a través de sistemas de prevención y predicción de catástrofes.

Probabilidad. ¿Cuán probable es que el riesgo ocurra? (¿Cuáles son las posibilidades de fracaso?); Los ejemplos incluyen el grado de creencia de que un evento ocurrirá en base a la evaluación del riesgo de falla. Cruzar una zona de falla aumenta la probabilidad de falla.

Probabilidad de falla. Es la probabilidad de que un evento ocurra dentro de un marco de tiempo específico.

Resiliencia. Destreza de un estado frente a un sistema y sus mecanismos para anticiparse a absorber, acomodar o recobrar los instrumentos ante un impacto nocivo o perjuicio ante una emergencia (natural o antrópico), de representación pertinente y eficaz, ejecutando en el lapso del tiempo los hechos progresivos para ser recobrado su estado natural de forma y valor del objeto para conservar el equilibrio natural del entorno ecológico, el patrimonio natural de la biodiversidad existente en áreas protegidas.

Riesgo. Es la interacción de las acciones y condiciones subestándar que determina la acumulación de niveles de riesgos con probabilidad y consecuencias constituidas en materialización del daño.

Riesgo Aceptable o Tolerable. Riesgo que ha sido reducido a un nivel que la organización puede tolerar con respecto a sus obligaciones legales y su propia política en SSO.

Riesgo Intolerable. Riesgo que no ha sido reducido a un nivel que la organización puede tolerar con respecto a sus obligaciones legales y su propia política en SSO.

Riesgo Importante. Que por su condición exige que no deba abordar el encargo de labores, incluso después de haber pasado la amenaza o haya reducido el riesgo.

Riesgo Moderado. Que por su condición precisa acciones posteriores para establecer, con más precisión, la probabilidad de daño como base para determinar la necesidad de mejora de las medidas de control.

Riesgo Trivial. Riesgo que por su nivel no requiere acción específica.

Riesgo Residual. Remanente después del tratamiento del riesgo.

Seguridad. Condiciones subestándares en cumplimiento de normas y procedimiento aplicados a las operaciones y control de eventos no planificados y admisible para la organización.

Sostenibilidad operativa. Se basa en un conjunto de elementos de una línea de montaje distintas con operaciones independientes, realizando en secuencia la producción con capacidad de la línea instaladas, es un sistema de dimensiones en red, compuesto por operaciones interdependientes sujetas a leyes de poder e incertidumbre aparente, etc.

Terraplén. A la tierra con que se rellena un terreno para levantar su nivel y formar un plano de apoyo adecuado para hacer una obra de ingeniería civil.

Tolerabilidad del Riesgo. Que no se necesita mejorar la acción preventiva por considerarse controlado el riesgo.

Transporte hidrocarburos. Se constituye en el desplazamiento de un lugar a otro por procesos del flujo caudal presión de un determinado producto que fluye y se inducen a través de conducciones de bombeo por estaciones y compresión. Dependiendo las irregularidades del terreno se establece el cálculo de la carga y descarga del flujo transportado.

2.4.6. Marco Legal

Constitución de la Republica del Ecuador:

La Constitución de la Republica publicada en el Registro Oficial No. 449 de 20 de octubre del 2008, en su Art. 313 establece que el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia. Se consideran sectores estratégicos la energía en todas sus formas, los recursos naturales no renovables, el transporte y la Refinación de hidrocarburos.

En el Art. 315 se dispone que el Estado constituya empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y el desarrollo de otras actividades económicas. Las empresas públicas estarán bajo la regulación y el control específico de los organismos pertinentes, de acuerdo con la ley; funcionarán como sociedades de derecho público, con personalidad jurídica, autónoma financiera, económica, administrativa y de gestión, con altos parámetros de calidad y criterios empresariales, económicos, sociales y ambientales.

El Art. 317 Determina que los recursos naturales no renovables pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado. En su gestión, el Estado priorizará la responsabilidad intergeneracional, la conservación de la naturaleza, el cobro de regalías u otras contribuciones no tributarias y de participaciones empresariales; y minimizar los impactos negativos de carácter ambiental, cultural, social y económico.

Art. 397. En caso de daños ambientales el Estado actuara de manera inmediata y subsidiaria para garantizar la salud y la restauración de los ecosistemas. Además de la sanción correspondiente, el Estado repetirá contra el operador de la actividad que produjera el daño las obligaciones que conlleve la reparación integral, en las condiciones y con los procedimientos que la ley establezca. La responsabilidad también recaerá sobre las servidoras o servidores responsables de realizar el control

ambiental. Para garantizar el derecho individual y colectivo a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, el Estado se compromete a:

- a) Permitir a cualquier persona natural o jurídica, colectividad o grupo humano, ejercer las acciones legales y acudir a los órganos judiciales y administrativos, sin perjuicio de su interés directo, para obtener de ellos la tutela efectiva en materia ambiental, incluyendo la posibilidad de solicitar medidas cautelares que permitan cesar la amenaza o el daño ambiental materia de litigio. La carga de la prueba sobre la inexistencia de daño potencial o real recaerá sobre el gestor de la actividad o el demandado.
- b) Establece un sistema nacional de gestión de la sostenibilidad operativa del transporte y prevención de desastres naturales, basado en los principios de inmediatez, eficiencia, precaución, responsabilidad y solidaridad.

Constitución Política del Ecuador (RO. 449. 2008/10/20).

Cuerpo Legal No. 3; Entre emisor o del control, Elementos Constitucional del Estado.

- **Literal 1.** Garantizar el efectivo goce en particular de la salud, alimentación, seguridad social y el agua para sus habitantes.
- **Literal 7.** Proteger el patrimonio natural y cultural del país
- **Cuerpo Legal No.15,** reservación del Medio Ambiente entre emisor o del control, Preservación del medio ambiente.
- **Cuerpo Legal 397;** Distribución de materiales tóxicos. En caso de daños ambientales el Estado actuará de manera inmediata y subsidiará para garantizar la salud y la restauración de los ecosistemas.
- **Cuerpo Legal No. 411;** Suelo. Es de interés público y prioridad nacional la conservación del suelo, en especial su capa fértil. Se establecerá un marco normativo para su protección y uso sustentable que prevenga su degradación, en particular la provocada por la contaminación, la desertificación y la erosión.
- **Cuerpo Legal No.413;** Agua. El Estado garantizará la conservación, recuperación y manejo integral de los recursos hídricos, cuencas hidrográficas y caudales ecológicos asociados al ciclo hidrológico. Se regulará toda actividad

que pueda afectar la calidad y cantidad de agua, y el equilibrio de los ecosistemas, en especial en las fuentes y zonas de recarga de agua.

Cuerpo Legal No. 292. Medidas de prevención y reparación integral de los daños ambientales. Ante la amenaza inminente de daños ambientales, el operador de proyectos, obras o actividades deberá adoptar de forma inmediata las medidas que prevengan y eviten la ocurrencia de dichos daños. Cuando los daños ambientales hayan ocurrido, el operador responsable deberá adoptar sin demora y sin necesidad de advertencia, requerimiento o de acto administrativo previo, las siguientes medidas en este orden:

- Contingencia, mitigación y corrección
- Remediación y restauración
- Compensación e indemnización; y
- seguimiento con evaluación.

Los operadores estarán obligados a cumplir con la reparación, en atención a la presente jerarquía, con el fin de garantizar la eliminación de riesgos para la salud humana y la protección de los derechos de la naturaleza.

Cuerpo Legal No. 295, Del incumplimiento de las obligaciones de reparación e implementación de medidas.

La Autoridad Ambiental Competente realizará el monitoreo y seguimiento de los planes de reparación integral. Para el efecto, velará que el operador aplique las medidas de reparación de los daños ambientales y las que garanticen la no ocurrencia de nuevos daños. La persona o las personas a quienes se les haya atribuido la responsabilidad por los daños ambientales, deberán cubrir los costos de las medidas implementadas. El incumplimiento del pago por parte del responsable será susceptible de ejecución forzosa.

Cuerpo Legal No. 304; Defensa de los derechos de la naturaleza. Toda persona natural o jurídica, comuna, comunidad, pueblo o nacionalidad, de manera individual o colectiva, podrá solicitar a la Autoridad Ambiental Competente, el cumplimiento y tutela de los derechos de la naturaleza. Asimismo, podrán denunciar

las violaciones a las disposiciones establecidas en la Constitución, este Código y la normativa ambiental.

Cualquier persona natural o jurídica podrá adoptar las acciones legales ante las instancias judiciales y administrativas correspondientes y solicitar medidas cautelares que permitan cesar la amenaza o el daño ambiental. Adicionalmente, el juez condenará al responsable al pago de 10 a 50 salarios básicos unificados, de conformidad con la gravedad del daño que se logró reparar, a favor del accionante.

Cuerpo Legal No. 307 fuerza mayor o caso fortuito.

Cuando el daño ambiental fuere causado por un evento de fuerza mayor o caso fortuito, el operador de la actividad, obra o proyecto estará exonerado únicamente de las sanciones administrativas, solo si demuestra que dichos daños no pudieron haber sido prevenidos razonablemente o que, aun cuando puedan ser previstos, son inevitables. Sin embargo, el operador tendrá la obligación de adoptar medidas o acciones inmediatas, a fin de contener el daño y evitar que se propague. Las medidas a implementar serán de contingencia, mitigación, corrección, remediación, restauración, seguimiento, evaluación u otras que administrativamente fueren necesarias; (Informe final de limpieza/Programa de remediación)

Cuerpo Legal No. 308. Intervención de terceros o culpa de la víctima.

En casos de daños ambientales generados por la intervención de un tercero ajeno al ámbito de la organización del operador, la persona natural o jurídica estará exonerada únicamente de las sanciones administrativas si se cumplen las siguientes condiciones:

El operador y el tercero no tienen ninguna relación contractual.

El operador demuestra que no provocó o participó en la ocurrencia de tales daños.

El operador demuestra que adoptó todas las precauciones necesarias para evitar la intervención de un tercero. Sin embargo, el operador no quedará exonerado si se demuestra que tenía conocimiento de los daños ambientales y no actuó o adoptó las medidas oportunas y necesarias.

El operador tendrá la obligación de adoptar medidas o acciones inmediatas, a fin de contener el daño y evitar que se propague. Las medidas a implementar serán de contingencia, mitigación, corrección, remediación, restauración, seguimiento, evaluación u otras que administrativamente fueren necesarias.

El operador podrá interponer en contra del tercero responsable las acciones legales que considere, con el fin de recuperar los costos implementados.

Ley de gestión Ambiental (RO. SUP.418. 2004/09/10)

Cuerpo Legal No. 21.

Reglamento de operaciones hidrocarburíferas, Acuerdo Ministerial, No. MH-MH-2018-001-AM, 02/02/2018

Cuerpo Legal No. 10. **Planes de contingencias.** Los Sujetos de Control deben contar con planes de contingencia y respuesta inmediata aprobados por los órganos competentes; y, equipos adecuados en buenas condiciones operacionales (Plan de contingencia aprobado)

Cuerpo Legal No. 14. Sistemas de gestión integral.

Los Sujetos de Control, deben realizar las operaciones hidrocarburíferas observando las disposiciones y regulaciones que la Ley, contratos y demás normativa vigente señalen sobre los sistemas de gestión integral de calidad, seguridad, salud ocupacional y ambiente, eficiencia energética, responsabilidad social y medidas de control vigentes en el Ecuador. Si estas faltaran, deberán aplicar los procedimientos y las mejores prácticas de la industria hidrocarburífera internacional. (Informe de implementación del SIGSSA/Procedimientos aprobados de SSA y RSC)

Cuerpo Legal No. 90. Informes de integridad.

Los Sujetos de Control deben presentar a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ARCH, hasta el treinta y uno (31) de enero de cada año:

- a) Informe anual de confiabilidad de equipos rotativos y estáticos críticos, en el cual conste: mantenimiento (preventivo, predictivo, correctivo), control de

corrosión, análisis de vibraciones, termografía, frecuencias de falla, comprobación de conexión a tierra y calidad de energía eléctrica

b) Informe anual de integridad de líneas de flujo e infraestructura conexas.

Los Sujetos de Control deben garantizar el buen estado y funcionamiento de los equipos y facilidades de producción en cumplimiento de la normativa técnica aplicable. (Informe de confiabilidad de equipos críticos e integridad de líneas de flujo).

Cuerpo Legal No. 111. Disponibilidad de información de operación.

Durante el desarrollo de sus operaciones y en cada una de las fases de la cadena hidrocarburífera; deben disponer para el acceso de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero la siguiente información operativa actualizada y vigente: manuales de operación, planos de implantación (AS-BUILT), diagramas de tubería e Instrumentación (P&ID), diagramas de procesos, y demás información requerida por la Agencia (Información entregada/reportada)

Cuerpo Legal No. 115.

Manejo de la información. Los Sujetos de Control deben tener actualizados y vigentes los manuales de operación y mantenimiento de los sistemas de transporte y almacenamiento (ductos principales, secundarios, tanques de almacenamiento, centros de fiscalización y entrega) de hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas, que operan en el país. (Manuales de operación y mantenimiento actualizados)

Cuerpo Legal No. 118. Control de corrosión.

Los Sujetos de Control que tengan a su cargo la operación y mantenimiento de tanques de almacenamiento, recipientes a presión, ductos principales y secundarios, deberán implementar sistemas de control de corrosión adecuados y realizar inspecciones de manera periódica, conforme las mejores prácticas de la industria. El informe de resultados debe ser remitido anualmente a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador ((D.E. 1215) RO.265,2001/02/13)

Cuerpo Legal No. 27. Operación y mantenimiento de equipos e instalaciones. Durante la operación y mantenimiento se dispondrá, para respuesta inmediata ante cualquier contingencia, del equipo y materiales necesarios, así como personal capacitado especificados en el Plan de Contingencias del Plan de Manejo Ambiental, y se realizarán periódicamente los respectivos entrenamientos y simulacros (Registro de simulacros)

Acuerdo Interministerial 001 - MAE-MRNNR,

Lineamientos para la Aplicación de la Compensación por Afectación socioambiental dentro del Marco de la Política Pública (24/08/2012)

Cuerpo Legal No. 2. Compensación social. La aplicación de los lineamientos para la compensación por afectaciones socioambientales es de carácter nacional y en relación a todas las actividades económicas estratégicas (Plan de compensación)

Acuerdo Ministerial 061 -MAE, Reforma Al Libro VI Del Texto Unificado De Legislación Secundaria, CAP VIII, Calidad de los Componentes bióticos y abióticos- (R.O. 316, 04/05/2015)

Acuerdo Ministerial 061 -MAE,

Reforma Al Libro VI Del Texto Unificado De Legislación Secundaria "TULA", de la Calidad Ambiental: Cap X (R.O. 316, 04/05/2015)

Cuerpo Legal No. 256. Análisis y evaluación de datos de monitoreo.

Los Sujetos de Control deberán llevar registros de los resultados del monitoreo, de forma permanente mientras dure la actividad, ejecutar análisis estadísticos apropiados y crear bases de datos que sirvan para el control y seguimiento por un lapso mínimo de siete (7) años. Adicionalmente, se deberá brindar todas las facilidades correspondientes para que el control y seguimiento se lo ejecute de forma digitalizada, de ser posible en línea y en tiempo real.

Cuerpo Legal No. 261. Del Plan de Acción.

Es el vínculo de ejercicios a ser implementadas por el Sujeto de Control para corregir los incumplimientos al Plan de Manejo Ambiental y/o normativa ambiental vigente.

Los planes de acción deben contener:

- a) Hallazgos.
- b) Medidas correctivas.
- c) Cronograma de las medidas correctivas a implementarse con responsables y costos.
- d) Indicadores y medios de verificación.

Códigos, Políticas y Procedimientos.

El transporte de hidrocarburos se sostiene las operaciones en relación de dependencia por el mantenimiento; las empresas se rigen mediante por un conjunto de códigos, políticas y estándares de normativas internacionales aplicados a los procedimientos internos de gestión de la organización, entre las cuales son obligatorio su cumplimiento en las operaciones y mantenimiento de la industria petrolera, existen organizaciones de agencias de regulación y control de hidrocarburos que asumen en sus sistemas como un medio de control a la gestión del cumplimiento y otros como políticas que rigen los procedimientos operativos interno de la compañía en ciencia de las mejores prácticas a la eficiencia e internaciones entre países e incluso dentro de un país, estos son lo suficientemente significativo como para ser discutidos aquí. Las principales compañías del transporte de hidrocarburos por tuberías también tienen extensas políticas y procedimientos internos que son importantes para garantizar la seguridad, la eficiencia operativa y el mantenimiento.

Sostenibilidad Operativa, basada en diferentes paradigmas, como elementos en una línea de montaje distintos, operaciones independientes realizadas en secuencia, etc. Y donde la producción media de la línea, es un sistema de dimensiones en red, compuesto por operaciones interdependientes sujetas a leyes de poder e incertidumbre aparente, etc. la clave es la observación del caos colectivo en el nivel macroscópico, es solo la amplificación de los fenómenos temporales a nivel microscópico. Esta noción de emergencia desde el nivel "micro" al "macro" es un punto

clave en términos de sostenibilidad y para contar con la solución de una parte del caos hemos estudiado las investigaciones realizadas por diferentes organizaciones del manejo de los estándares para operar las industrias petroleras en exploración, extracción, almacenamiento y transporte, refinación y comercialización.

Los códigos internacionales son referentes del desarrollo de prácticas operativas probadas y seguras para el manejo de la industria petrolera en el transporte de los hidrocarburos. cuadro 2.4, del cual se proyectó las estructuras bases del modelo de gestión del control del riesgo con fundamentos de intervenir, minimizar escenarios de condiciones y acciones subestándar que tengan potenciales causas de eventos no deseados que atenten contra la integridad, confiabilidad y seguridad del transporte de hidrocarburos y deterioro de la biodiversidad de la fauna y flora, cuando se materializa las fugas y los derrames en suelo y fuentes acuíferas.

Cuador 2.4 Código, estándares internacionales para la industria petrolera

No.	Acrónimo	Organización/Tópicos	No.	Acrónimo	Organización/Tópicos
1	AGA	American Gas Association	9	CSA	Canadian Standards Association
2	API	American Petroleum Institute	10	DNV	Det Niorsk Veritas
3	ASME	American Society of Mechanical Engineers	11	IP	Institute of Petroleum
4	ASTM	American Society for Testing and Materials	12	ISA	Instrument Society of America
5	BS	British Standard	13	ISO	International Standards Organization
6	CAPP	Canadian Association of Petroleum Producers	14	NACE	National Association of Corrosion Engineers
7	CCME	Canadian Council of Ministers of Environment	15	NEB	National Energy Board (Canada)
8	CGA	Canadian Gas Association	16	PRCI	Pipeline Research Council International

Fuente: Investigador

2.4.7. Estándares procedimiento de gestión en ductos de acero API 5L X52

- **API 510.** Código de inspección de recipientes a presión: inspección de mantenimiento, calificación, reparación y alteración.
- **API 521.** Guía para sistemas de alivio de presión y despresurización.
- **API 574.** Prácticas de inspección de los componentes del sistema de tuberías.
- **API 570.** Inspección, reparación, modificación y recalificación de sistemas de tuberías en servicio.
- **API 572.** Inspección de recipientes a presión.
- **API 1104.** Soldadura de tuberías e instalaciones relacionadas.
- **API 1107.** Prácticas de soldadura de mantenimiento de ductos.
- **API 1111.** Diseño, construcción, operación y mantenimiento de hidrocarburos mar adentro “Tuberías”
- **API 2015.** Requisito para entrada segura y limpieza de almacenamiento de petróleo “Tanques”.
- **API 2200.** Operación de petróleo crudo, gas licuado de petróleo y tuberías de productos”.
- **ASME / ANSI B31.4,** “Sistemas de transporte de líquidos para hidrocarburos, líquidos Gas de petróleo, amoníaco anhidro y alcoholes”
- **ASME / ANSI B31.8,** “Sistemas de tuberías de transporte y distribución de gas”
- **ASME B31G.** “Manual para determinar la resistencia restante de la corrosión Tuberías”
- **CSA Standard Z662.** “Sistemas de oleoductos y gasoductos”
- **AWS 2-92.** “Especificación para varillas de acero al carbono y baja aleación para gas combustible soldadura”
- **BS 7910.** “Guías para métodos de evaluar la aceptabilidad de defectos en metal estructuras”
- **BS-PD 6493.** “Orientación sobre métodos para evaluar la aceptabilidad de defectos en Estructura Soldada Fusión
- **Publicación CAPP 0018.** “Práctica recomendada para las calificaciones de los técnicos” para el examen no destructivo de la tubería de montaje completo que rodea soldaduras de filete para identificar grietas.

- **Publicación CAPP 0013.** “Práctica recomendada para la mitigación de la corrosión interna”
- **CGA OCC-1.** “Práctica recomendada para el control de la corrosión externa en Sistemas de tuberías metálicas enterradas o sumergidas
- **CGA OCC-2.** “Práctica recomendada para el control de la corrosión interna de Sistemas de tuberías que transportan gas ácido”
- **DNV OS-F101.** “tubería corroída”
- **IP Parte 1.** “Código modelo de prácticas seguras, Código de seguridad eléctrica”
- **ISA.** “Estándares y prácticas para la instrumentación”
- **ISO 1027.** “Indicadores de calidad de imagen radiográfica para pruebas no destructivas-Principios e identificación”
- **ISO 5579.** “Sin pruebas destructivas: examen radiográfico de materiales metálicos” por Rayos X y Rayos Gamma-Reglas Básicas”
- **NACE RP 05-72,** “Diseño, instalación, operación y mantenimiento de impreso de cama de tierra profunda actual”
- **NACE RP-0169,** “Práctica recomendada: control de la corrosión externa en sistemas subterráneos o sumergidos de tuberías metálicas”
- **NEB MH-2-95,** Agrietamiento por corrosión por estrés en oleoductos y gasoductos canadienses”
- **PRCI PR-03-805.** Criterio modificado para evaluar la fuerza restante de Tubería corroída. (RSTRENG)

2.4.8 Puesta en marcha del Modelo de Gestión “Control de Riesgo”

En referencia a sucesos expresado y a investigaciones determinadas, surge como producto final, la aplicación del diseño y desarrollo del software para el control del riesgo por encargo operativo-corporativo Figura 2.8. Modelo de Gestión del Control de Riesgo en Ductos”.

Se convierte en el nuevo modelo para la producción y gestión del control de eventos no deseados en ejecución de ser incorporado a las leyes del examen de proceso antes durante y después del cumplimiento de los objetivos trazados, frente al diseños de las infraestructuras operativas y la organización corporativa en referencia que describa la evolución del cumplimiento de los planes del control de eventos no deseado, el estado de vigilancia de los programas y el cumplimiento hasta la fecha.

Revela una estructura de desarrollo que redefine la naturaleza y el propósito de la integridad y confiabilidad de los procesos en las empresas de servicio y productos terminados, instalaciones y personas; redefinida como la moderna economía del conocimiento; el modelo de gestión con el software desarrollado no es un producto en sentido clásico si no es un medio moderno de procesamiento de datos de conformidad a los lineamientos de administración, operación y seguridad del transporte y almacenamiento de información cumplida.

En el propósito del proceso de los objetivos se tienden los métodos de conformidad técnica con un análisis de gestión de cumplimiento y la gestión de calidad posterior a la auditoria de integridad, confiabilidad y seguridad; con la perspectiva descrita en las 8 unidades de gestión como se describe a continuación.

En la Industria se tiene un concepto importante ganado en la alta dirección, la gestión del riesgo en las operaciones de inspección campo es fundamentales para sostenibilidad operativa. A nivel empresarial, la distribución técnica de la organización establece y lleva a cabo muchas actividades que marcan la pauta para la resiliencia operativa, como la gobernanza en la gestión de riesgos y la responsabilidad financiera (Caralli & Allen, Model View, 2011).

Sistema operacional y aplicación del control de riesgo por encargo corporativa.



Figura 2.9 Pantallazo Asistencia al Sistema de Gestión del Control de Riesgo por Ductos”.

Fuente: **Software, Modelo de Gestión del Control de Riesgo.**
Desarrollador: **Alfonso Eduardo Rivas Tufiño.**

El Modelo de Gestión del Control del Riesgos operando desde la plataforma virtual que permite ejecutar aplicaciones bajo un mismo entorno dando a los usuario de gestión del control de riesgo del transporte de hidrocarburos la posibilidad de acceder de internet mediante el protocolo de aplicaciones basado a transferencia en referencia al <https://petroleosdelecuador.milaulas.com/login/index.php>. Ver figura 2.9.

- ✓ Primera funcionalidad; ejecútese el Ingreso al sistema desde cualquier lugar que tenga internet, basado a las competencias de especialidades técnica corporativa de la empresa, con asignación de usuario de usuarios y una clave más el número de actividades de gestión, monitoreo y control de riesgos incubados de competencias de responsabilidad corporativas (Pantallazo de gestión y seguimiento para el jefe de la Unidad Operativa) existiendo ocho jefes de unidades tienen foros de hallazgos en bases de aplicaciones.
- ✓ Segunda; establece una base de referencia para cada disciplina en mantener los procesos de gestión en relación a los planes de trabajo como inspección, análisis y valoración de los hallazgos y su intervención de conformidad a la

integridad de las instalaciones en referencia a las interacciones progresivas del riesgo como el control y minimización de la progresiva de resiliencia operacional de los entornos complejos en particular cambian rápidamente.

- ✓ Tercera, se detalla las 146 unidades de análisis a ser intervenidas, con 8 unidades técnicas especializadas para controlar el cumplimiento de los objetivos, planes y procedimientos de las buenas prácticas del control de la integridad y confiabilidad hasta la resolución de vulnerabilidades, para cada de las unidades técnicas se presenta una descripción incorporada en el software en base a las condiciones y acciones inseguras, ver figura 2.9 en referencia a la figura 2.9.1

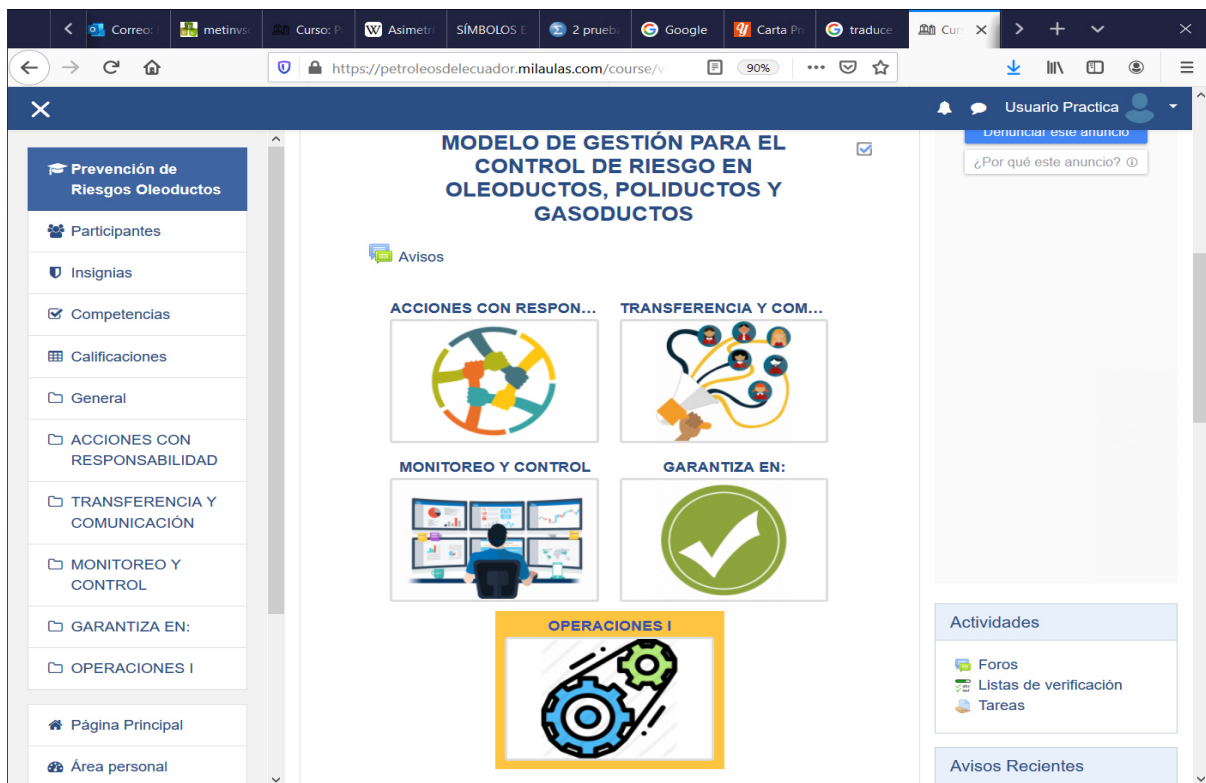


Figura 2.9.1 Operaciones I. Aplicación e ingreso al sistema del modelo de gestión para el control del riesgo.

Fuente: **Software, Modelo de Gestión del Control de Riesgo.**

El desarrollo y puesta en marcha del plan con experiencia en la integridad y confiabilidad de sus unidades operativas, dan origen a proporcionar un aparejo en el proceso del trabajo operativo de campo y la incorporación del desarrollo tecnológico.

Muchos entornos actuales pueden hacer fácil de la transición del proceso actual con acciones del trabajo operativo informal dando origen al riesgo (Smith & Mobley, 2007)

Smith & Mobley indica que el trabajo operativo informal puede ser la transición del riesgo del cual dan origen a la falta de comunicación entre las partes, regulado y registrado; en respuesta a la continuidad de teoría se incorpora el desarrollo tecnológico y se ha demostrado que existe una relación positiva de mejorar la capacidad de innovación y generarle a la organización metodología que incremente el valor de lo existente permitiendo para alcanzar el desarrollo sustentable del uso sistemático del conocimiento y los sistemas operativos con base tecnológica comprometido con los registros y sus cumplimiento al reporte final.

Aplicando el objeto del monitoreo de escenarios con dependencia de mantener la integridad de los ductos, se ejecuta el monitoreo de condiciones operativas del flujo de los hidrocarburos (caudal, presión, densidad, temperatura) preparadas para identificar desviación del control en flujo, toda la información que se reporta en las operaciones de transporte, se suben a la plataforma de la intranet de base al modelo de gestión del control con reportes operativos en relación a las jornadas de trabajo cumplida; ver aplicación de continuidad del proceso, ver figurar 2.9.2

La identificación de registros vitales y el ingreso a las bases de datos para la continuidad del servicio, se aborda en el área de proceso operacional, la gestión del conocimiento y la información que reporte de forma permanente las condiciones del bombeo del transporte de derivados de hidrocarburos en ductos, fluido y densidad, tiempo de partidas, presión, caudal con temperatura; todas las condiciones del sistema deben reportarse en resumen durante las jornadas de turno correspondiente en la detección si fuera el caso.

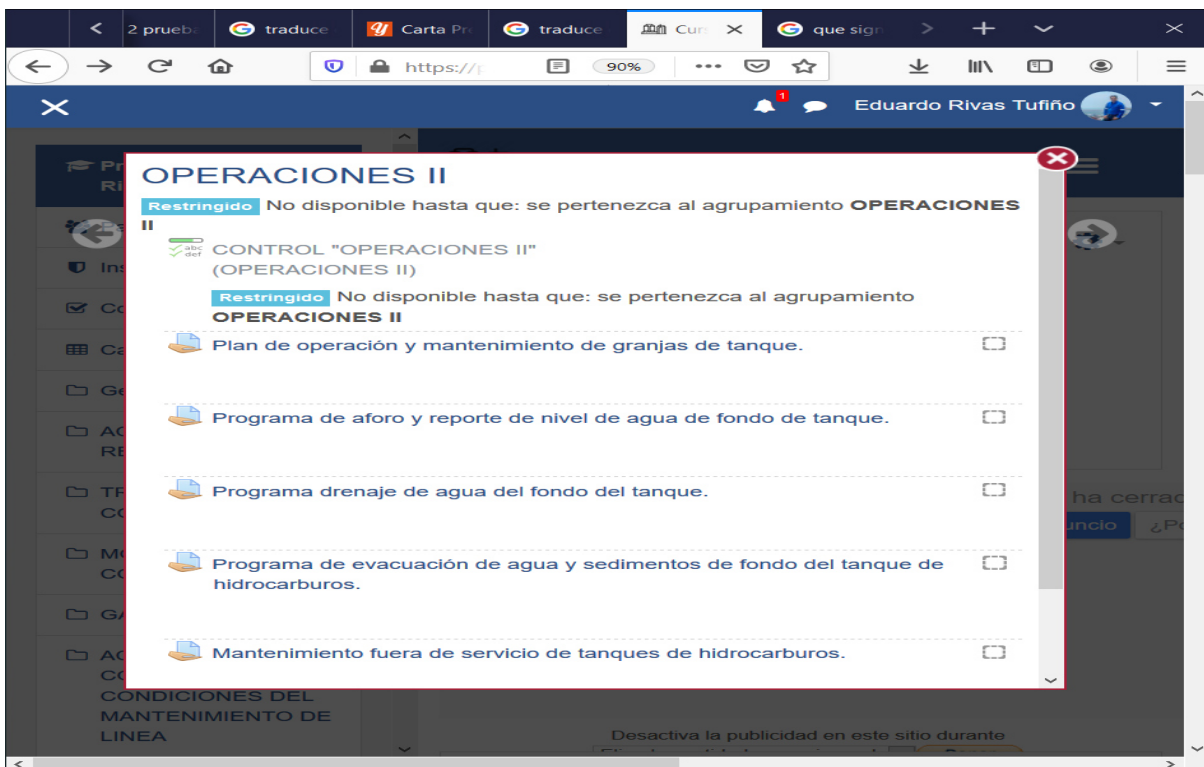
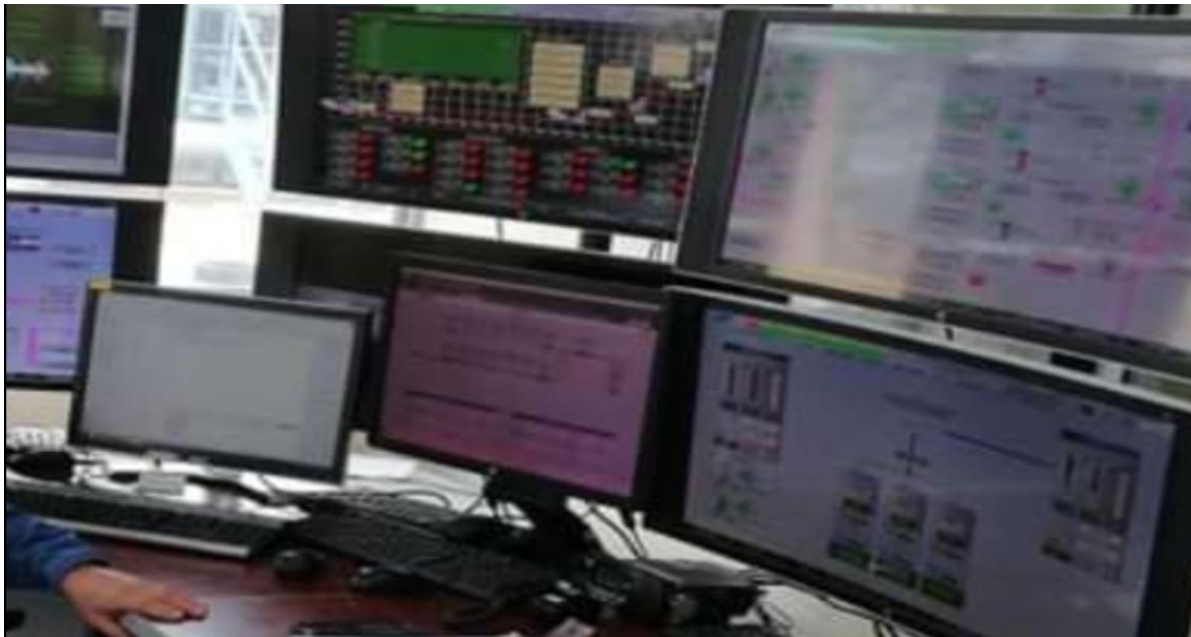


Figura 2.9.2 Operaciones II. Aplicación e ingreso al sistema de gestión Del control del riesgo.
Fuente: Software, Modelo de Gestión para el Control de Riesgo.

Con certeza se explica que el conocimiento técnico nos permite llegar a los hallazgos de los riesgos incubados en los ductos de acero para ser intervenido en la fuente, el medio y en el receptor, de los cuales responden a la proyección de la sostenibilidad del negocio y la eficiencia del transporte de hidrocarburos; instrumentando el mecanismo de inspección, medición y análisis de la información

de forma oportuna ante la transformación del conocimiento tácito en explícito para dar lugar al control de eventos no deseados de la industria petrolera; alineadas y sustentados por unidades operativas (Mantenimiento de Línea, Integridad y Confiabilidad ver figura 2.9. y figura 2.9.3 Geomántica, Laboratorio de Microbiología, Seguridad Física, Operaciones I, Operaciones II, Mantenimiento Electromecánica)



Figura 2.9.3 Integridad y confiabilidad del sistema del transporte de hidrocarburos por ductos
Fuente: **Software, Modelo de Gestión para el Control de Riesgo**

La implementación del modelo de gestión simplificado, caracteriza los procesos de la organización y su seguimiento en relación a las conformidades técnicas operativas cumplidas, en concordancia al plan de manejo del control de los riesgos basado en la integridad y confiabilidad de los ductos teniendo relación de dependencia corporativa a la subida de registros evidencias a la plataforma de la intranet corporativa. Ver figura 2.9.3 de relación con el 2.9 ingreso a la tabulación de datos de operativos cumplidos de conformidad a los operativos dando forma al objetivo corporativos arquitectura fundamental del modelo.

Al implementar los métodos para la validación de datos y la comprobación de integridad se manejan las fichas que se acumulan y compilan en el repositorio de información están precisamente ingresada y listos para su estudio o disposición de

acciones correctivas ante **No Conformidades Mayor, No Conformidad Menor y Conformidad** Ver figura 2.9.4.

La organización debe desarrollar procesos para la validación de datos y la verificación de la integridad para garantizar que los datos de cumplimiento sean precisos, completos y oportunos en función a los planes de desarrollo por múltiples disciplinas. Los procesos deben establecer a criterios de la calidad de datos y rastrear la calidad de la documentación en cumplimiento de la gestión para el control de riesgo en líneas



Figura 2.9.4 Acciones correctivas y condiciones del mantenimiento de línea y control riesgo.
Fuente: **Software, Modelo de Gestión para el Control de Riesgo**

Las unidades operativas del mantenimiento de línea tienden a incorporar procesos y funciones organizativa, línea de negocio del transporte de los hidrocarburos alargan a intervenir del ejecútese del mantenimiento por los gerentes de proyecto responsables de garantizar que las definiciones de proceso estándar y los activos de proceso se implementen y mejoren en relación a los hallazgos de laboratorio ver figura 2.9.4 del cual se sube la información al repositorio del sistema corporativo.

El aprendizaje en evaluación de riesgos para seguridad de las instalaciones puede proporcionar conocimientos fundamentales sobre los requisitos de implementados en el cumplimiento de los procesos, como la confidencialidad y la integridad. Un conocimiento activo de las técnicas de análisis de impacto empresarial puede proporcionar un conocimiento fundamental sobre los requisitos de disponibilidad aplicado en el tiempo y el espacio que demande una anomalía generadora de riesgos. También puede ser necesaria la capacitación para que el personal use herramientas, técnicas y métodos de gestión de los requisitos, particularmente para el seguimiento de requisitos y el control de cambios, que se puede realizar mediante el uso de sistemas de aplicaciones y bases de datos especializadas (Caralli & Allen., Description, 2011) incorporar técnicas y métodos ver figura 2.9.5.



Figura 2.9.5 **Laboratorio**
Fuente: **Software, Modelo de Gestión para el Control de Riesgo**

La geomática y el control de los riesgos. Los desastres naturales y antropogénicos (influencia del impacto humano sobre el medio ambiente) han causado grandes cantidades de víctimas y pérdidas sociales significativas en las tres últimas décadas. No hay duda que la prevención de riesgo y gestión del control de desastres necesita de atención de medidas y mejoras drásticas; la utilización del posicionamiento satelital, la teledetección y el GPS, estandarización de datos y hallazgos, aspectos organizativos y legales; en la supervisión se atribuye el cometido

del control de desastres, requiriendo investigación y desarrollo sostenible del control de las inseguridades incubadas ver figura 2.9.6.

Figura 2.9.6 Discriminación por competencia y control del riesgo técnico “Geomática”.
Fuente: **Software, Modelo de Gestión del Control de Riesgo.**

La unidad operativa de geomática alinea la gestión del control del riesgo; implicando a ejercer la integridad del derecho de vía y fuentes acuíferas “Plan de Control del Manejo de los Riesgos “PCMR” contrastando la información de campo ejercida en la identificación de impactos a ser intervenidos y evaluados en todas sus dimensiones técnicas y resumiendo el informe para la diligencia de subir la información programada. El progreso de vínculos de procesamiento para mapeo expedito con identificaciones satelitales; generación automática de mosaicos de imágenes de teledetección para mapear grandes áreas de riesgos naturales, mapeo de procesos de pendientes peligrosas utilizando datos digitales; Monitoreo de la evolución del hundimiento de la tierra, por interferometría diferencial SAR; toma de imágenes digitales para respuesta a emergencias se ingresa a la base de datos para su análisis.

La Unidad de Mantenimiento Electromecánico. Debe proporcionar toda la información fehaciente necesaria del inventario por mantenimiento electromecánico

con la administración de la integridad de los activos fijos; garantizando la función del control de materiales en su totalidad utilizados y en existencia de bodega.



Figura 2.9.7 Lineamientos, mantenimiento electromecánico del sistema de gestión control riesgo.

Fuente: **Software, Modelo de Gestión para el Control de Riesgo**

En cumplimiento con el cronograma del plan de acción, Figura 2.9.7, dirigido al inventario físico de hechos operativos registrados, se deben subir la información contrastada del mes en curso que fueron incorporados al sistema operativo, incluidos los artículos reparados reconstruidos. Subir el reporte ejecutivo de todos los ajustes para mantener errores mínimos frente a los eventos no deseados. Se debe ingresar toda la respuesta a solicitudes de información de mantenimientos ejecutados, se debe subir al sistema todos los gráficos según lo asignado de conformidad al modelo de gestión, ver figura 2.9.7 de los lineamientos a subir para luego el informe a la gerencia.

La evaluación de vulnerabilidad. Una vez que se identifican las posibles amenazas, se debe realizar una evaluación de vulnerabilidad de integridad de ductos entre derecho de vía y las poblaciones aledañas con amenazas externas dirigidas. ¿Quién puede ser vulnerable? ¿Qué es vulnerable? ¿Dónde se encuentra localizado?

Al determinar la vulnerabilidad de una población aledaña a las instalaciones de ductos, se deben establecer indicadores para identificar áreas con múltiples criterios para evaluar la vulnerabilidad, lo que se requiere consideraciones específicas para la población e instalaciones petroleras en riesgo de sabotaje (Perdikaris, 2014)

La unidad de seguridad física desarrolla el inventario de líneas de ductos enterradas y aéreas del derecho de vía en estos dos escenarios expuestos los agentes tienen planes de trabajo de monitorear las zonas con código rojo, amarillo, y verde de los cuales informan y suben al sistema del modelo de gestión todo lo planificado hasta la fecha y lo reportado para continuidad de mejorar continuamente la integridad del derecho de vía-ducto de acuerdo al programado, figura 2.9.8.



Figura 2.9.8 **Unidad operativa, seguridad física, sistema de gestión del control riesgo.**
Fuente: **Software, Modelo de Gestión para el Control de Riesgo**

Este panel de actividades ayuda tanto a los prevencionistas como a los operadores del transporte de hidrocarburos a cumplir actividades objetivas de entereza confianza con escenarios probabilísticos que requiere la sostenibilidad en el flujo de los hidrocarburos y sostenibilidad operativa amigable con el ambiente.

2.4.9 Enfoques de autores

¿Qué es la gestión de riesgos? Se define como la reacción al riesgo percibido del hecho probabilístico para la materialización del daño. Ejemplo: una estrategia que mitiga el riesgo para un área específica. Si el revestimiento de la tubería ha fallado, fíjelo; 1. Organiza los datos y prioriza el plan de acción. 2. Decide el calendario y la selección del plan de prevención o mitigación del método de inspección. El modelo se desarrolla en base a una evaluación relativa o un enfoque basado en escenarios o probabilístico. Cualquier enfoque que se use en la construcción de un modelo se debe verificar, volver a verificar y validar, (Romesh, 2017).

La reducción de probabilidad de accidente (RPA) se debe a la implementación de medidas del cual es uno de los parámetros más difíciles de evaluar. En realidad, es un problema separado que debe resolverse antes de intentar resolver el problema de minimización general (Anna Bushinskaya, 2015).

Los expertos del manejo de operaciones del transporte de hidrocarburos y la gestión de prevención de riesgo, identifica a la integridad de tuberías y las instalaciones mediante la dependencia de inspecciones y mantenimiento con objetivos trazado y ejecutados en el tiempo sobre normativas de estándares establecidas;

La evolucionan de la degradación de resistencia y la pérdida de ductilidad de las tuberías, el no cumplimiento con los objetos de fiabilidad de las instalaciones, dando origen a los riesgos con pérdida de continuidad de los sistemas. Sin embargo, en la práctica de los eventos no deseados, a menudo se necesitan de referencia para respaldar la decisión de mantener las tuberías e instalaciones seguras y eficientes, apuntalando el plan de acción que permite controlar la evaluación de minimizar el riesgo mediante el control operativo de integridad de los ductos.

2.4.10 Enfoque del modelo de gestión

- **El análisis y síntesis del enfoque** en los procesos operativos, flujo, cauda, presión y temperatura, ducto, derecho de vía e instalaciones de bombeo, dan la base de la creación de nuevo enfoques de gestión del conocimiento

inductivo o deductivo del control de eventos no deseados, evidenciando su cumplimiento en registros e incorporándolos al uso de tecnología en la plataforma de intranet para luego activar el ingreso de usuario y tomar la aplicación de pertinencia con responsabilidad para la subida de información relacionada al cumplimiento de los objetivos corporativos .

- **Análisis operacional**, definen las acciones operativas como mejor se ajusten entre varias alternativas, de acuerdo a sus consecuencias. Se basa principalmente en enfoques deductivos o de investigación del riesgo en las operaciones, heurística (métodos para desarrollar los conocimientos), etc.
- **Análisis de decisión**, para comprender el propósito de una misión y las implicaciones agregadas con acciones y políticas operacionales que permiten evaluar el riesgo y sus consecuencias.

Síntesis del enfoque. La toma de decisiones de los seres humanos, basada en la evaluación global de la situación actual de las tuberías al servicio del transporte hidrocarburos, se experimentó desde el punto de vista objetivo que las tecnologías y la informática demandan del cumplimiento de estándares conforme a normativas del cual se desprende la siguiente interrogante:

¿Qué tan seguro es suficientemente seguro? Lo hemos experimentado en modelo de gestión de prevención de riesgos para tuberías al servicio del transporte de hidrocarburos, basado en el cumplimiento de las especialidades técnicas con el fin de revelar el estado de los riesgos incubados para el control de ellos con la implementación del (Plan de Manejo del Riesgo en Ductos "PMRT").

Cuanto más nos acercamos a la solución, más alto es el nivel de conocimiento desarrollado para el proceso de decisión y se vuelve en resumen práctico el control de riesgos en todos los escenarios en una existencia progresiva de la mejora continua del transporte de hidrocarburos.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN.

3.1 Hipótesis General

El nivel de gestión del riesgo corporativo controlado, genera estado de conformidad al transporte de hidrocarburo, identificando los determinantes de falla (corrosión) de integridad al suelo y flujo continuo de línea (Bls/horas del año 2014 al 2017)

3.2 Hipótesis Específica

- a. Los niveles de gestión del riesgo corporativo (Puntaje Unidades de Gestión Operativa UGO) identificados influyen directamente en el control del deterioro del estado de conformidad (Porcentaje de conformidades USO) de las instalaciones operativas del transporte de hidrocarburos.
- b. El nivel de gestión del riesgo corporativo (Puntaje de Unidades Gestión Operativa UGO) determinado establece influencia en la integridad del diseño Poliducto expuesto al suelo (Índice Corrosión Interno y Externo)
- c. El nivel de gestión del control de riesgo en ductos de hidrocarburos (Puntajes de las UGO) incide directamente en el flujo continuo de línea (Bls/horas del año 2014 al 2017) por el Poliductos Esmeraldas-Santo Domingo del año 2014 al 2017

3.3 Variables de la hipótesis general.

El nivel de gestión del riesgo corporativo controlado, genera estado de conformidad al transporte de hidrocarburo, identificando los determinantes de falla (corrosión) de integridad al suelo y flujo continuo en línea (Bls/horas del año 2014 al 2017)

3.3.1 Variable independiente.

- Estado de conformidad instalaciones
- Estado de corrosión ducto
- Bls/Horas transportado

3.3.2 Variable dependiente.

- Nivel de gestión riesgo.

3.4 Variable de hipótesis específica entre “ x_1 / y_1 ”

a) Los niveles de gestión del riesgo corporativo (Puntaje Unidades de Gestión Operativa UGO) identificados influyen directamente en el control del estado de conformidad y deterioro (Porcentaje de conformidades de Unidades del Sistemas Operativo USO) de las instalaciones operativas del transporte de hidrocarburos.

3.4.1 Variable dependiente

- Estado de conformidad = Y_1

3.4.2 Variable Independiente Nivel de gestión riesgo = X_1

3.5 Variable de hipótesis específica entre “ x_1 / y_2 ”

b) El nivel de gestión del riesgo corporativo (Puntaje de Unidades Gestión Operativa UGO) determinado establece la influencia en la integridad del diseño Poliducto expuesto al suelo (Índice Corrosión Interno y Externo)

3.5.1 Variable dependiente

- Ducto corrosión (interna y externa) = Y_2

3.5.2 Variable Independiente

- Nivel de Gestión riesgo UGO = X_1

3.6 Variable de hipótesis específica entre “x₁ /y₃”

c) El nivel de gestión del control de riesgo en ductos de hidrocarburos (Puntajes de las UGO) incide directamente en el flujo continuo de línea (Bls/horas del año 2014 al 2017) por el Poliductos Esmeraldas-Santo Domingo del año 2014 al 2017. Variable independiente.

3.6.1 Variable dependiente

- Barriles horas transportado = Y3

3.6.2 Variable Independiente

- Nivel de gestión del riesgo = X1

3.7 Operacionalización de variables.

En la matriz de operacionalización de variables se presentan la definición conceptual operacional más ampliada en los cuadros 3.1, 3.2, 3.3, que establece para cada variable en estudio de investigación de relación al objetivo general y específicos.




3.8 Matriz de consistencia

Ver cuadro 3.3 Se presenta la matriz de consistencia lógica con los problemas que justifican la presente investigación conjuntamente con los objetivos y las hipótesis admitidas

Cuadro 3.1: Operacionalización de Variable Independiente: Gestión del Control de Riesgo

DEFINICIÓN CONCEPTUAL: El nivel de gestión del control del riesgo de las unidades técnicas con las instalaciones deben presentar incidencia del estado de confiabilidad y confiabilidad del transporte de los hidrocarburos por Oleductos, Poliducto, y Gaosudctos.

DEFINICIÓN OPERACIONAL: Las unidades operativas por encargo corporativo "UGO" deben presentar incidencia de conformidad a la integridad y confiabilidad que demandan los ductos y el ambiente.



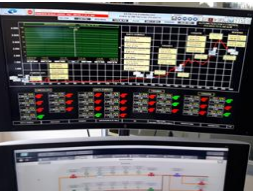
DIMENSIONES	DEFINICIONE	INDICADO	MAGNITUD	INSTRUMENTO SIMULADOR	SIMULADOR DE MEDICIÓN
	CONCEPTO.				
	<p>Mantenimiento Electromecánico: Unidad de gestión operativas "UGO" controla el sistema de riesgos y proceso del transporte de hidrocarburos.</p> <p>OPERACIÓN. Equipo técnico interventor del control del riesgo previa detección de análisis de anomalías en riesgo de falla.</p>	Nivel gestión riesgo.	% Puntaje de gestión	<p>1 R1 = Probabilidad * Consecuencia* Exposicion</p> <p>1.1 Riesgo = Acciones* Condiciones* Daño</p>	<p>. La gestión de riesgo en estación, ducto y suelo es = 0 el riesgo es significativo "alto";</p> <p>. La gestión de riesgo en estación, ducto y suelo es < 0 el riesgo no es significativo "bajo"</p>
Unidad de gestión operativa "UGO"	CONCEPTUAL.				
	<p>Mantenimiento de Línea: Identifica las fallas de corrosión en ductos (interna y externa); es la propiedad que combina los enfoques técnicos con indicadores de fallas y corrosión incidentes en la sostenibilidad operativa de ductos-ambiente.</p> <p>OPERACIONAL. Equipo técnico interventor para el control del riesgo previa detección del determinante de riesgo falla-ducto-ambiente.</p>	Nivel del estado y control.	lbf/in ² (psr)li bras x pulgadas cuadradas y (Bls) barriles- cuadas	Programa y reporte del control ante cociente del riesgo con probabilidad referenciado presión < 1	Control del sistema presión y caudal a la descarga del bombeo
Unidad Gestión Opearativa "UGO"	CONCEPTO.				
	<p>Integridad y Confiabilidad: Unidad del sistema de operativo "UGO" del control del proceso del transporte de hidrocarburos y desviación en riesgo.</p> <p>OPERACIÓN. Oleoducto y Poliducto Esmeraldas-Santo Domingo-Quito "P.E.SD.Q." Unidad del sistema gestión "UGO" fuera de línea en succión y descarga proyección de demanda del transporte en riesgo y ambiente afectado.</p>	Bls./años P.E.SD. proyección n demanda bombeo	% # de fallas 2000-2013; % # de falla 2014 al 2017	Instrumento técnico de Inspección de línea interna y externa "ILIE" del Magnético en Línea.	Cociente riesgo probabilidad referenciado; RPR Valor Crítico < 1
Unidad Gestión Operativa "UGO"					

Fuente: Investigador

Cuadro 3.2: Operacionalización de Variable Dependiente: Riesgo de Instalaciones (Conformidad de Instalaciones)

DEFINICIÓN CONCEPTUAL: El control de riesgo por las unidades operativas se basada en diferentes paradigmas que practica una misma línea de empresa; está compuesta por operaciones con interdependientes sujetas a leyes de poder con incertidumbre aparente.

DEFINICIÓN OPERACIONAL. A través del diseño del poliducto se: Identifica, cumple y mantiene en base a los requisitos mínimos de operación, inspección y mantenimiento del que deben generar las unidades de gestión, Este proceso es mandatorio para el desarrollo de la sostenibilidad operativa y la mejora continua de prevención de riesgos. Norma Técnica (NTC) de Gestión del Riesgo, Principios y Directrices. Normativas de factor de diseño apropiado de ASME B31.4-2018, ASME B31.8t-2014 o ASME, B31.1 2016; API1163, 2005.

DIMENSIONES	DEFINICIONES	INDICADOR	MAGNITUD	INSTRUMENTO SIMULADOR	SIMULADOR DE MEDICIÓN
 Evaluación de integridad y confiabilidad	<p>CONCEPTUAL. Determina el estado de progresiva de seguridad e integridad del transporte de hidrocarburos por ductos con 2,73 de espesor remanente disperso</p> <p>OPERACIONAL. Equipo técnico interventor para el control del riesgo previo diagnóstico de los determinantes de fallas-ducto-ambiente.</p>	Nivel de Seguridad Instalaciones (Conformidad de Integridad)	Integridad ducto	Matriz de validación del estado de nivel del riesgo en la integridad y confiabilidad del sistema de transporte de hidrocarburos	Métodología del Nivel Riesgo (Intervención de Instalaciones)
 Estado corrosión (interno y externa)	<p>CONCEPTUAL. Identifica las fallas de corrosión en ductos (interna y externa); es la propiedad que combina los enfoques técnicos con indicadores de fallas y corrosión incidentes en la sostenibilidad operativa de ductos-ambiente.</p> <p>OPERACIONAL. Equipo técnico de integridad y confiabilidad suelo-ducto-flujo-ambiente.</p>	Nivel corrosión riesgo ducto	Sostenibilidad ambiental	Herramienta de inspección de línea interna "ILI"/ "ILE" detectar anomalías de corrosión-fallas; con base nominal de espesor ducto 9.525 y 7.137 (mm) de diseño instalado.	Cociente Riesgo Probabilidad Residuo "RPR" Valor Crítico < 1 con el MOP máxima operación permisible.
 Gestión identifica, interviene mejora y mantiene.	<p>CONCEPTO. Unidad del sistema de operativo "USO" del control del proceso del transporte de hidrocarburos y desviación del riesgo.</p> <p>OPERACIÓN. Oleoducto y Poliducto Esmeraldas-Santo Domingo-Quito "P.E.SD.Q." Unidad del sistema operativo "USO" fuera de línea en succión y descarga proyección de demanda del transporte en riesgo y ambiente afectado.</p>	Proyección demanda año 2014 al 2017	Confiabilidad transporte (Bls./hrs) / sostenibilidad ambiental	Instrumento técnico de Inspección de línea interna y externa "ILIE" del ducto, con la herramienta FML Flujo Magnético en Línea.	Cociente riesgo probabilidad referenciado; corrosión; RPR Valor Crítico < 1

Fuente: Investigador

Cuadro 3.3 Matriz de Consistencia Lógica

Título: Modelo de Gestión para el Control de Riesgo en Oleoductos Poliducto y Gasoductos.

PROBLEMA	OBJETIVO	HIPÓTESIS	VARIABLES	TEORIA APLICADA	INDICADOR	TÉCNICA DE RECOLECCIÓN DATOS	ANÁLISIS DE DATOS
GENERAL	GENERAL	GENERAL					
¿Cuáles son los niveles de gestión del riesgo corporativo para el estado de conformidad en las instalaciones del transporte de hidrocarburos con influencia en el determinante (corrosión) de la integridad de tubería en suelo y flujo continuo de línea (Bls/horas del año 2014 al 2017)?	Identificar los niveles de gestión del riesgo corporativo que generen estado de y no conformidad en las instalaciones del transporte con influencia al determinante del estado (corrosión) de integridad de tubería por suelo y flujo continuo de línea (Bls/horas del año 2014 al 2017)	El nivel de gestión del riesgo corporativo controlado, genera estado de conformidad al transporte de hidrocarburo, identificando los determinantes de falla (corrosión) de integridad al suelo y flujo continuo de línea (Bls/horas del año 2014 al 2017)	VD: Estado de conformidad instalaciones : Estado de corrosión ducto : Bls/Horas transportado VI: Nivel de gestión riesgo	. Estado de conormformidad de instalaciones "USO" . Estado de corrosión del ductos .Sostenibilidad Bls/horas año 2014 al 2017 .Estado de gestión "UGO"	.Porcentaje de Conformidades . Nivel de seguridad en % de corrosión .Capacidad instalada aprovechada . Puntaje de niveles gestión	Se obtiene de la base de datos de estándares técnicos internacionales para el cumplimiento de la gestión y operación del sistema "ducto, flujo y suelo.	Se analiza el nivel de control de riesgo con el instrumento de medición de gestión.
ESPECIFICACIÓN	ESPECIFICACIÓN	ESPECIFICACIÓN					
a) ¿Cuales serán los niveles del gestión de riesgo corporativo (Puntaje de Unidades de Gestión Operativa UGO) que influya significativamente desde el inicio hasta el final del límite de la conformidad (Porcentaje de Conformidades USO) de las instalaciones operativas del transporte de hidrocarburos?	a)Identificar los niveles de gestión del riesgo corporativo (Puntaje de Unidades de Gestión Operativa UGO) que influyan al deterioro del control del estado de conformidad (Porcentaje de Conformidades USO) en la infraestructura de las instalaciones operativas del transporte de hidrocarburos.	a)Los niveles de gestión del riesgo corporativo (Puntaje Unidades de Gestión Operativa UGO) identificados influyen directamente en el control del deterioro del estado de conformidad (Porcentaje de conformidades USO) de las instalaciones operativas del transporte de hidrocarburos.	VD: Estado de conformidad VI: Nivel de gestión riesgo	. Estado de conormformidad de instalaciones "USO" .Estado de gestión "UGO"	. Porcentaje de Conformidades . Puntaje Niveles Gestión	Los datos técnicos del instrumento de medición revela el estado de seguridad en el sistema del transporte (% de conformidad y el puntajes gestión), suelo, ducto y flujo; con cobertura de ocho unidades de gestión técnica se sostiene el control del transporte.	Establecer el análisis estadístico robusto para determinar si los % del riesgo de UGO y USO, muestran diferencia significativa con el análisis de spss.
b) ¿De qué manera se determinan los niveles de gestión del riesgo (Puntaje de Unidades de Gestión Operativa UGO) que incidan significativa de deterioro en el diseño del Poliducto expuesto en el suelo (índice de Corrosión Interno y Externo)?	b) Determinar los niveles de gestión del riesgo corporativo (Puntaje de Unidades de Gestión Operativa UGO) que establezcan influencias al deterioro en el diseño del Poliducto expuesto al suelo (índice de Corrosión interno y Externa)	b) El nivel de gestión del riesgo corporativo (Puntaje de Unidades de Gestión Operativa UGO) determinado establece la influencias en la integridad del diseño Poliducto expuesto al suelo (Índice Corrosión Interno y Externo)	VD: Ducto corrosión (interna y externa) VI: Nivel de gestión riesgo	.Anomalías de corrosión en ductos .Estado de gestión "UGO"	. Nivel de Seguridad en % de Corrosión . Puntaje de los Niveles Gestión	Se obtiene con herramienta de flujo magnético en línea "FML" para luego ser procesados y analizada la máxima operación permisible estimada de referencia a la inspección de línea interna y externa "ILI y ILE" (presión y caudal)	Se analizan los datos de anomalías en corrosión interna y externa de mayor criticidad al riesgo de fuga del hidrocarburo de operaciones continua y finalizando con el análisis del coeficiente de seguridad del
c) ¿Cuáles serán los niveles de gestión de riesgo en ductos de hidrocarburos (Puntajes Unidades Gestión Operativa UGO) que influyan en el flujo continuo línea (Bls/Hs aprovechados transportados aprovechadas) Poliductos Esmeraldas-Santo Domingo año 2014 al 2017?	c) Identificar el nivel de gestión del control de riesgo en ductos de hidrocarburos (Puntajes de las UGO) que incide directamente en el flujo continuo de línea (Bls/horas del año 2014 al 2017) por el Poliductos Esmeraldas-Santo Domingo del año 2014 al 2017.	c) El nivel de gestión del control de riesgo en ductos de hidrocarburos (Puntajes de las UGO) incide directamente en el flujo continuo de línea (Bls/horas del año 2014 al 2017) por el Poliductos Esmeraldas-Santo Domingo del año 2014 al 2017.	VD: Barriles horas transportado VI: Nivel de gestión riesgo	. Sostenibilidad Bls/horas del año 2014 al 2017 . Estado de gestión "UGC"	. Proyección Demanda año 2014 al 2017 . Nivel de Estado del Riesgo año 2014 al 2017	Se obtiene por gestión condicionada y condiciona el sistema operativo; alineando al proceso funcional fuente, medio y receptor del diseño instalado con la capacidad instalada del transporte de hidrocarburos.	Determinar el análisis estadístico para sostener si existe influencia de presión con el coeficiente de seguridad <1 y la gestión en el cumplimiento de proyección de la demanda con el análisis spss.

UGO; Unidades de Gestión Operativa; USO Unidades del Sistema Operativo

Fuente: Investigador

3.9. Tipo y diseño de la investigación

3.9.1. Tipos de Investigación.

Los Oleoductos, Gasoductos y Poliductos, tienen diferentes tipos de gestión operativa en concordancia con la literatura revisada ninguno de ellos ha desarrollado la vinculación del cruce de información que determina el nivel de gestión representado en relación con la seguridad operativa en los niveles de confiabilidad e integridad esperados; permite realizar monitoreo especializado para efecto de materializarse el deterioro ducto, fuga, derrame y pérdida de sostenibilidad ambiental. En las unidades del sistema operativo del poliducto Esmeraldas- Santo Domingo, el diseño operacional que plantea con el tipo de investigación cuantitativa por el uso de toma de datos recolectados propiamente generados se lleva a cabo el operativo de gestión y control como amenazas de riesgo y fallas del cual se levanta información para enfrentar las no conformidades en ducto, flujo, suelo y ambiente.

La investigación en inicios tuvo su predominio de exploratoria por origen de las fallas y fuga con contaminación al ambiente y suelo a falta de monitoreo; por consiguiente; fue importante mantener la primera observación que revela los posibles determinantes a la fuga; evaluando desde el año 2000 al 2013 el número de eventos registrados de 3.5 eventos por año con impactos significativos al ambiente.

Se utilizó el diagrama de Vilfredo Pareto, la ley de la distribución del 80/20 de los pocos vitales, se describió los estados de eventos como unidad de estudio. - ver figura 4.1. Diagrama computo de determinantes de riesgos. De forma técnica fue importante obtener la primera información sobre materialización de fallas que provocan fuga de hidrocarburos con pérdida de sostenibilidad operativa con alojamiento de riesgo incubado en ducto-flujo-ambiente. Posteriormente se llegó a un alcance descriptivo donde se especificó los tipos de evento que dan lugar a riesgos irreversibles. El avance de investigación se realizó utilizando el análisis del estudio correlacional donde se vincula al flujo, ducto, suelo y seguridad, riesgo con probabilidad y consecuencia por unidades en proceso asociados a variable independiente, gestión a conformidad del sistema operativo. Para concluir se aplicó el análisis estadístico de pruebas de normalidad para el porcentaje de conformidad;

pruebas homogeneidad de varianza con conformidad, pruebas robustas de análisis de varianza, pruebas robustas distribuida de forma asimétrica se observa los cambios en la deformación horizontal de las distribuciones de frecuencia.

El nivel de investigación indica el grado de profundidad con que se interviene la desviación del objeto de estudio. Además, se toman consideraciones funcionales de niveles de investigación para identificar los lineamientos de metodología como se expresa a continuación en el cuadro 3.4. el sinóptico del tipo de investigación ejecutada y los alcances realizados.

Cuadro 3.4. Investigación y enfoques Riesgo-Falla-Ducto

<p>INVESTIGACIÓN DE ENFOQUES:</p> <p>CUANTITATIVO</p> <p>Análisis de datos: Estado de corrosión de tubería "Anomalías" del Kilómetro 40 al 90</p> <p>DE TIPO: APLICATIVO Generación de conocimientos aplicado a reducir los riesgos internos del transporte de los hidrocarburos en beneficio al medio ambiente y la imagen corporativa.</p> <p>CON DISEÑO: EXPERIMENTAL</p> <p>Manipulación de Variables Independiente. Observar los efectos que producen en la variable dependiente</p>	<p>ALCANCES:</p> <p>1) EXPLORATORIO</p> <p>Identificar los niveles de fallas existente y entender los fenomenos de la probabilidad del riesgo incubado.</p> <p>2) DESCRIPTIVO</p> <p>Especificaciones de los determinates en las diferentes características del riesgo</p> <p>3) CORRELACIONAL</p> <p>Asocia las variables:</p> <ul style="list-style-type: none"> * Estado de conformidad * Ducto corrosión (interna y externa) * Barriles horas transportado
---	---

Fuente: Investigador

3.9.2. Diseño de Investigación.

En el diseño de investigación se realizó el diagnóstico del estado de tuberías y se determinó las condiciones de corrosión expuesta a agentes corrosivos, detectando el cambio de la integridad por inspección interna con equipos de ultra sonido año 2013

y flujo magnético año 2009; se estableció el protocolo experimental para la gestión operativa de no conformidades; el cumplimiento de demanda programadas del consumo de hidrocarburos. La figura 3.5.1 indica el diseño de investigación con el diagrama funcional del modelo de gestión del control del riesgo en la operación del transporte de derivados figura 3.2 dan el objeto parcial del estudio.

Metodología Hipotética-Deductiva. Fue utilizada para representar varios pasos de significancia. Mantener en estudio el monitoreo y observación a cambios físicos como fenómeno hallazgo, mediante la generación de **hipótesis explicativa** a la desviación de eventos no deseados como consecuencia o proposiciones más elementales de evidencia sujeta a la adecuada **hipótesis comprobada**, del cual se demuestra por la propia naturaleza en eventos expresados para el cotejo técnico y derivados a ser comparados con los hechos o eventos ya ocurridos en otros tiempos del sistemas operativos del transporte de hidrocarburos.

Es importante resaltar que la formación de hipótesis y la deducción racional mediante la observación de realidades o momento empírico de observación y verificación por medio del monitoreo, ver figura 3.2, dan lugar al manejo de momentos de materialización del riesgo y pérdida de sostenibilidad al sistema operativo.

Algunas aplicaciones de variables en origen de causas y efectos-riesgo y presuponen un tipo de esquema clasificado que determinan el trance con probabilidad de daño diverso, ambiente, objeto operativo, pérdida de imagen corporativa etc..

Los tipos de causas y defectos de un problema determinado recibe considerable atención en esta investigación, nos entramos principalmente en aquellos determinantes continuos al origen y defectos "Micro" y anomalías potencialmente establecidas en "Macro", extraídas por inspecciones, utilizando una base de salida clasificada en determinantes de riesgos-consecuencia.

Diagrama funcional del diseño de la investigación de campo.

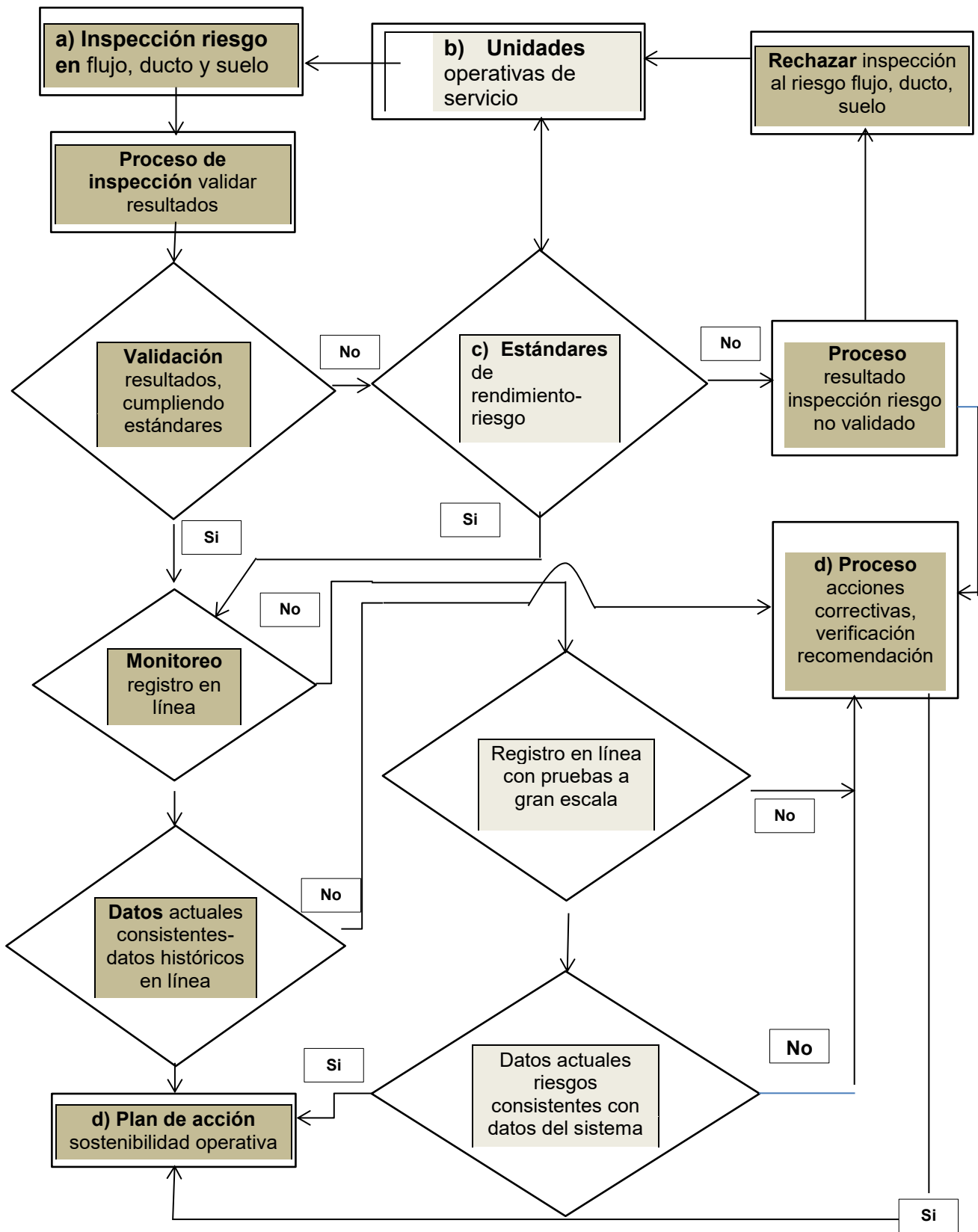
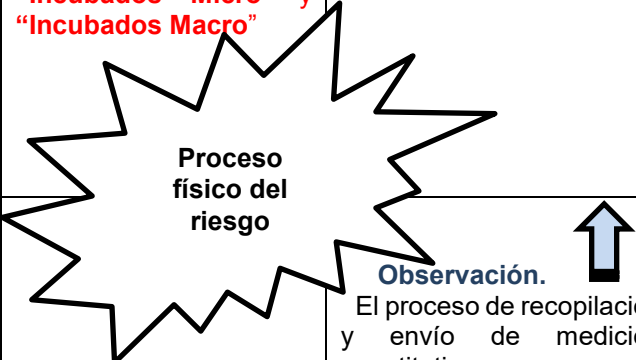


Figura 3.2 Metodología Operativa (Inspección y Monitoreo en Línea de ductos)
 Fuente: Investigador

Mientras que Brunswik usó estadísticas para estudiar ciertos juicios, a saber, de frecuencias, no aplicó el término “intuitivo” a ellos ni a otros procesos. Estos puntos, a los que podrían agregarse otros, revelan que él aceptó una clara distinción entre percepción y pensamiento, intuición e intelecto y además, que el “estadístico intuitivo” también podría haber sido llamado el “estadístico perceptual” (Lisa Osbeck, 2014)

Cuadro 3.5 Niveles de gestión del riesgo en sostenibilidad operativa ductos de hidrocarburos y Ambiente

Nivele del riesgo	Flujo control riesgo.	Procesos explícitos eventos	Proceso implícitos eventos
Ciencia Identifica las fallas de ductos en la fuente, el medio o en receptor	Aplicación. Cumplir con la gestión de control de eventos no planificados implantando los planes de acción y seguimiento con fines de sostener las operaciones y el medio ambiente.	Liderazgo. Meta. Hacer del conocimiento del control de riesgo de conformidades en instalaciones. Juicio. Toma de decisiones del control de riesgo.	
Implementa		Estados del control: Sistema Operativo	
El control del riesgo con estándares de gestión para la integridad y confiabilidad de ductos de acero en la fuente, medio y los receptores.	Comprensión del riesgo. El proceso de comprender las relaciones estáticas y las dinámicas con los conjuntos de investigación en el proceso exploratorio de gestión de prevención de inseguridades.	Razonamiento Formulación de la probabilidad del riesgo. Inferencia. Acción y efecto del origen por consecuencia. Inducción. Toma de conciencia de eventos críticos del comportamiento de riesgo incubados. Deducción. Control de acciones subestandar y efecto del riesgo incubado. Retención. Puesta en marcha el control del riesgo en ductos.	Gestión Riesgo Incubado: Determinantes e incidencia por condiciones y acciones subestandares Creación del sentido de la gestión del riesgo. Valoración de la gestión de acciones correctivas del control de riesgo.
		Alineación. Resultados para el control de riesgo de acción y efectos. Correlación y Asociación del conjunto de dos series de fenómenos “acción-del control y efectos del riesgo” Extrapolación y revisión de controles del riesgo con las conclusiones técnicas de fallas irreversibles de otros eventos.	Desconfianza Envoltente del riesgo. Es la acción de comprobar el cumplimiento alineado que interactúa en el quebrantamiento de una obligación de sostenibilidad. Ideas. Control del riesgo en base al conocimiento puro de los eventos, debido a la naturaleza de condiciones y acciones del entendimiento del riesgo.
Desarrolla	Organización corporativa. Es proceso de alinear, transformar, filtrar, clasificar, indexar y almacenar elementos de datos en relacional a la evolución y su control del riesgo en eventos no planificado para la operación del transporte de hidrocarburos		

<p>Conformidad Ducto Suelo</p>	<p>Observación. El proceso de recopilación y tratamiento de medición cuantitativa al procesamiento propio del control de riesgo de ductos de hidrocarburos.</p>	<p>Procesamientos. Datos monitoreo revelador del riesgo. Calibración. Equipos de medición para el aseguramiento del monitoreo. Filtración. Datos de significación de los riesgos. Evidencia. Hallazgo que revela el riesgo para su control. Indexación.</p>	<p>Creación. Metáforas control de eventos y la traslación del sentido de falla a nivel de gestión a otro elemento accionado Experiencia. Coincidencia estar en concordancia con el control de riesgos aplicado en eventos de otros pares. Orientación de la organización en dirección al control eventos no deseado. Clasificación de los niveles de control de los riesgos en ductos</p>
<p>Flujo</p>		<p>Gestión de Unidades Operativas (UGO)</p>	
<p>Evidencias. Datos del estado de los riesgos, medición y observación de hallazgos en “Incubados Micro” y “Incubados Macro”</p>	<p>Observación. El proceso de recopilación y envío de medición cuantitativa al procesamiento propio del control de riesgo en ductos de hidrocarburos.</p>	<p>Procesamiento de datos monitoreo revelador del riesgo. Calibración de equipos de medición para el aseguramiento del monitoreo. Filtración de datos de significación de los riesgos. Evidenciados del hallazgo que revela el riesgo para su control.</p>	<p>Orientación de la organización direcciona el control eventos no deseados. Clasificación de los niveles de control de los riesgos para ductos</p>
<p>Proceso físico del riesgo</p> 	<p>Observación. El proceso de recopilación y envío de medición cuantitativa al procesamiento propio del control de riesgo en ductos de hidrocarburos.</p>	<p>Percepción. Eventos incubados al riesgo. Recopilación. Medición de eventos inactivos del riesgo. Análisis Énfasis de evolución de los riesgos encubado riesgo. Adquisición. Datos para toma de decisiones del control de riesgo.</p>	

Fuente: Investigador

La metodología operacional para el control del riesgo y los parámetros de los indicadores de integridad y confiabilidad del modelo de gestión, se deben cumplir de manera definida como necesaria para lograr las especificaciones de desempeño como se describe en el cuadro 3.5 Se demuestran cuatros variables como requisitos de generar niveles del riesgo: ciencia a), implementa b), desarrollo c), evidencia d)

- a) Variables del plan de gestión (flujo, ducto y suelo).
- b) Variables previas a la inspección (integración de unidades operativas).

- c) Variables en la fuente durante la inspección (validación de estándares).
- d) Variables posteriores a la inspección (Plan de acción y sostenibilidad operativa)

Para la investigación se utilizó un equipo de emisión de flujo magnético de línea, para la medición de espesores internos y externos en una partida de diésel premio con velocidad de envío 3 km/hora lanzado desde Estación Esmeraldas hasta Estación Santo Domingo.

Se levantó la información con dos instrumentos técnicos de cotejo, alineados en cumplimiento a los estándares de la gestión operativa para ocho unidades que conforman las respuesta de los planes de acciones de diferentes disciplinas técnicas y condiciones del estado de la integridad de las instalaciones, minimizando en la medida que la gestión del control de los riesgos se cumpla; la otra variable fue desarrollada para determinar los riesgos de conformidades al sistema operativo alineado con los aspectos técnicos del diseño y operación, no conformidades menores NC_ y no conformidades mayores NC+ y Conformidad operativas C

3.10 Unidad de Análisis

Entendida como individuos, organizaciones, periodo, comunidad, situación, programas, actividades, etc. En la presente investigación se establece como unidad de análisis, a los eventos que generan riesgos con materialización a daños en relación de incidencia-accidentes que dan origen a la pérdida de la conformidad técnica operativa del sistema en línea funcional del transporte de Oleoducto Poliductos y Gasoductos del Ecuador.

Expresa Rada (2007), sobre la unidad de análisis representa la entidad mayor representatividad, de lo que va a ser objeto específico de estudio en una medición y se refiere al qué o quién es objeto de interés en una investigación. En este contexto, la unidad de análisis de estudio y de mayor relevancia se la implica para determinar la influencia del modelo de gestión en el control de la materialización de los eventos no deseados. Ver cuadro 3.1 Con ocho unidades técnicas operativas se define las unidades de análisis representadas en 146 interacciones de fallas con 384 unidades

de análisis de influencia a la pérdida y la materialización de los hechos no deseado que influyen en la sostenibilidad operativa para alcanzar los objetivos corporativos.

3.10.1 Instrumento de metodología técnica (requisitos).

La estructura del modelo de gestión y sus requisitos, cuadro 3.6, establece los lineamiento de cumplimiento conforme a la metodología operativas que giran el diseño de especificaciones técnicas y capacidad instalada (operaciones) estableciendo las condiciones de los niveles de estados de instalaciones y hallazgos en relación al daño creado por la evolución del tiempo de la vida útil de instalaciones y monitoreo, las cuales transfieren comunicación, monitoreo y control del estado para la mejora continua.

Cuadro 3.6 Modelo de Gestión de Control del Riesgo en Oleoducto Poliductos y Gasoductos

Acciones de responsabilidad 4.2	Diseño del marco de referencia para la gestión del riesgo (4.3)	Transferencia de comunicación (5.3)	Valoración del riesgo (5.4)	Monitoreo y control (5.6)
	Implementa la gestión del riesgo (4.4)		Identificación del riesgo (5.4.2)	
	Monitoreo y revisión del alcance (4.5)		Análisis del riesgo (5.4.3)	
	Mejora continua del estándar de referencia (4.6)		Evaluación del riesgo (5.4.4)	
			Tratamiento del riesgo (5.5)	
La gestión del modelo aplicado al transporte de hidrocarburos por ductos				
a) DESARROLLO	(Estrategia)			
	(Políticas)			
	(Valores y cultura de la organización)			
b) IMPLEMENTA	(Estrategia)			
	(Políticas)			
	(Valores y cultura de la organización)			
c) MEJORA	(Estrategia)			
	(Políticas)			
	(Valores y cultura de la organización)			
GARANTIZA				
1	Desarrollar la contingencia para lograr los objetivos corporativos			
2	Mantener la gestión proactiva;			
3	Estar consciente en la escasez de identificar y tratar los riesgos en toda la organización			
4	Cumple con los obligaciones legales y reglamentarios pertinentes y con las normas internacionales;			
5	Optimiza la exposición de informes necesarios y discrecionales;			

6	Optimar a la dirección; de recursos
7	Optimar la confianza y honestidad de las partes involucradas,
8	Establecer una base confiable para la toma de decisiones y la planificación;
9	Optimizar los controles de inspección y monitoreo;
10	Determinar y utilizar eficientemente los dineros para el método y control del riesgo;
12	Mejorar la eficacia y la eficiencia operativa;
13	Incrementar el desempeño de la salud y la seguridad, así como la protección circunstancial del entorno operacional
14	Mejorar la prevención de pérdidas y la gestión de incidentes;
15	Minimizar las pérdidas;
16	Mejorar el aprendizaje organizacional de las estructuras funcional
17	Optimar la flexibilidad de las unidades operativas
Secuencia A.	Mantenimiento de Línea (ILIE)
1	Monitoreo y control de riesgos, evidencias
2	Mantenimiento de equipos para monitoreo evidencia
3	Presentación de informes del estado de línea, evidencias.
4	Plan de monitoreo; identificación, análisis y evaluación de los riesgos para el control, evidencias.
5	Desarrolla el monitoreo; identificación, análisis y evaluación de los riesgos para el control.
6	Documentación de comunicación de hallazgos en riesgo a las partes involucradas, evidencias.
7	Documentos de intervención en tuberías con probabilidad de falla, evidencias.
8	Reporte de inspección del derecho de vía de 163 km +913, en atenciones a prioridad, evidencias.
9	Mejora los programas para inspección y mantenimiento el derecho de vía de 163 km + 913.
10	Mejora el cumplimiento de los programas de inspecciones y valoración de hallazgos con probabilidad de riesgo en los 163 km + 913.
11	Mejora la gestión de prevención de riesgo en el mantenimiento del derecho de vía y pasos especiales.
12	Mejora la técnica de excavación y verificación de campo por Integridad y Confiabilidad.
13	Implementa la inspección mensual y/o anual de ductos en tramos aéreos.
14	Implementa el procedimiento para determinar la corrosión exterior de los tramos aéreos por falla de pintura (Informe).
15	Desarrolla el procedimiento del mantenimiento del derecho de vía por escarpes (Informe de seguridad).
16	Implementa obras de drenaje, mantenimiento puentes en derecho de vía.
17	Implementa el plan de mantenimiento de señalización del transporte de hidrocarburos por ductos en derecho de vía.
18	Desarrollo el plan de mantenimiento de señalización de ingresos y derecho de vía.
19	Implementa el procedimiento normalizado para informar y analizar la probabilidad de falla del ducto.
20	Implementa el procedimiento de remplazos (ductos-reparaciones).
21	Mejora la base historial de los registros de operación y mantenimiento de ductos.
22	Desarrolla la lectura de los cuadros estadísticos de inspección y mantenimiento (Ducto, derecho de vía y pasos especiales).
23	Implementa matrices de acciones correctivas de hallazgos que generan probabilidad de riesgos.

24	Mejora la información del seguimiento del monitoreo de acciones correctivas de prevención riesgos.
25	Implementa el informe anual del estado de las líneas del transporte de hidrocarburos.
26	Mejora los planes de acciones correctivas frente a los hallazgos en los estados de los ductos.
27	Implementa el plan de mantenimiento (Maquinaria y Equipos).
28	Mejora el estado y seguimiento de gestión de maquinarias fuera de servicio.
29	Desarrolla inspecciones e informe de los estados de cruces especiales en línea.
30	Implementa la inspección y mantenimiento de respiraderos de pasos, Válvulas de alivio.
31	Implementa el requisito de certificación del personal de soldadura y tratamiento Térmico.
32	Implementa el examen de soldadores certificado API.
33	Mejora los procedimientos de soldadura de línea "actualización por estándares".
34	Desarrolla el programa de inspección y reconfirmación de ILI .
35	Mejora el Informe de intervención de mantenimiento de ILI.
36	Mejora los registros del historial, identificado por geomántica para operaciones y mantenimiento.
37	Implementa el plan de acción de recomendaciones por la Unidad de Geomántica a mantenimiento de línea.
38	Mejora la comunicación del mantenimiento de línea y respuesta a la Unidad de Geomántica.
B.	OPERACIONES I
39	Implementa la actualización de procedimiento de operación del transporte de hidrocarburos.
40	Mejora los programas al cumplimiento, pasos de equipos y herramientas de limpiezas.
41	Mejora periódicamente el paso de equipos de limpieza periódico.
42	Implementa la comunicación y reporte de parada y reinicio de operaciones.
43	Mejora la comunicación y respaldo de fallas en tiempo de parada de emergencia.
44	Mejora la información de presión de línea-caudal de servicio (petróleo crudo, gasolinas, jet, gas, diésel).
45	Implementa el informe del perfil de presión mensual.
46	Implementa los Informe de temperaturas a la descarga en línea.
47	Mejora los registros continuos de presiones-comparación MOP.
48	Mejora el plan de respuesta de emergencia.
49	Implementa el plan de entrenamiento y toma de conciencia.
50	Mejora la actualización de procedimiento de comunicación.
51	Implementa el plan de inducción y toma de conciencia; calificación de operadores trimestral.
C.	OPERACIONES II
52	Desarrolla el plan de operación y mantenimiento de granjas de tanque.
53	Mejora el programa de aforo y reporte de nivel de agua de fondo de tanque.
54	Implementa el programa drenaje de agua del fondo del tanque.
55	Programa de evacuación de agua y sedimentos de fondo del tanque de hidrocarburos.
56	Programa de mantenimiento fuera de servicio de tanques de hidrocarburos.
57	Mejora los archivos respectivos de las unidades operativas.
D.	INTEGRIDAD Y CONFIABILIDAD
58	Mejora el procedimiento de Integridad y Confiabilidad en ductos para inspección internas y/o externas con herramienta de ultra sonido y FML.
59	Mejora continua del plan de Integridad y Confiabilidad de Ductos.

60	Mejora la comunicación del Plan de Integridad y Confiabilidad de Ducto entre las partes de interés.
61	Implementa la evidencia con coordenada de hitos y velocidades de bombeo con herramientas de inspección interna.
62	Mejora los informes de resultados de inspección instrumentada en línea (ILI) verificando-comparando.
63	Desarrolla la comunicación entre las partes de los resultados de anomalías internas y externas (ILI).
64	Desarrolla los resultados de evaluación de anomalías externas con mantenimiento de línea y operaciones (ILI).
65	Desarrolla la información específica de rendimiento entre inspección interna y verificación de campo.
67	Desarrolla el programa de control de corrosión por inhibidores en ductos de transporte de hidrocarburos.
68	Implementa el plan de inspección del derecho de vía de 163 km +913, en atenciones a prioridad de corrosión interna y externas.
69	Desarrolla el monitoreo e informe de puntos críticos de espesores remanentes.
70	Implementa el plan de protección catódica ducto-derecho de vía.
71	Desarrolla el programa de control de protección catódica de ducto-derecho de vía.
72	Mejora el Informe del programa de control de protección catódica ducto-derecho de vía.
73	Desarrolla las encuestas periódicas para determinar el estado de CP y elementos relacionados.
74	Desarrolla los procedimientos de mantenimiento de revestimiento.
75	Desarrolla los procedimientos de mantenimiento para fuentes de corriente y lechos de tierra en corriente impresa Instalaciones CP.
76	Desarrolla los procedimientos de mantenimiento para instalaciones CP de ánodo galvánico.
77	Implementa los procedimientos de mantenimiento para puntos de prueba.
78	Implementa los procedimientos de mantenimiento para cruces en caja.
79	Desarrolla procedimientos de mantenimiento en cruces de línea extranjeros.
80	Mejora el informe de resistividad de cada cama de tierra impresa actual.
81	Mejora la información de salida de corriente y resistencia de cada instalación de ánodo galvánico.
82	Mejora la información de potenciales de línea inspeccionada y de la línea extranjera en cruces. Dónde existen enlaces entre sistemas, miden la corriente de enlace y la dirección del flujo.
83	Mejora la Inspección de áreas con corrientes parásitas variables, verificación que une, interruptores de electrólisis u otras las medidas correctivas están funcionando correctamente y están proporcionando el grado requerido protección.
84	Desarrolla el monitoreo y control de corrosión (PK 000 al PK50, del Pk 50 al PK 90)
85	Implementa el plan del monitoreo y control de corrosión (PK 00 al PK 50) (PK 90 al PK163) (PK 90 al PK163)
86	Informe de dosificación de inhibidores en estaciones.
87	Implementa los Informes del monitoreo a las partes interesadas por análisis de regresión y control de la corrosión "inhibidores".
88	Mejora el desarrolla el plan de acciones correctivas de equipos de protección catódica.
89	Informe del estado de los equipos de protección catódica a lo largo del ducto.
90	Implementa el programa de encuestas y protección catódica Y la resistividad del suelo-ductos.
91	Mejora los Informes de encuesta de funcionalidad de la protección catódica en suelo-ductos (resistividad del suelo)

92	Mejora el monitoreo de las características de suelo del derecho de vía y potenciales de resistividad (arena, roca, arcilla, etc.)
93	Implementa los Informes de interferencia de protección catódica y electromagnética en ductos-suelo.
94	Implementa los Informes de condiciones atmosféricas con análisis de gestión de control en ducto-suelo.
95	Implementa los Informes del estado de equilibrios de potenciales ductos-suelo.
96	Informe de identificación de hallazgo de porosidad de conjunto límites.
97	Implementa el plan de acción del equilibrio de potenciales ductos-suelo.
98	Desarrolla la matriz de acciones correctivas de gestión de hallazgos.
99	Mejora las encuestas a lo largo de la tubería protegida (puntos de pruebas, rectificador eficiencia, corriente y voltaje, fuente de energía de resistencia de ánodo galvánico)
100	Implementa matriz de agrupamiento de defectos con técnica de identificación de interferencia electromagnética (campo magnético)
E.	GEOMÁTICA
101	Implementa el plan de estudio de geodinámica del suelo geotécnico e hidrología del derecho de vía de 163+900.
102	Implementa la topografía del derecho de vía en estudio y su incidencia.
103	Mejora identificación de los determinantes de riesgos del derecho de vía.
104	Mejora el informe del perfil geográfico y reporte de amenazas.
105	Mejora el informe de los estudio de las dimensiones del derecho de vía y su campo de gravedad de las variaciones temporales.
106	Desarrolla el Informe del medio ambiente del derecho de vía.
107	Implementar el informe de hallazgo con fotografías digital.
108	Implementar el plan de acción del monitoreo de incidencia de amenazas en tuberías y suelos inestables.
109	Mejora del Informe del monitoreo de incidencia de amenazas.
110	Desarrolla el plan para el levantamiento de información del derecho de vía y las incisiones fluviales.
111	Mejor la información de la incisión fluvial del derecho de vía.
112	Implementa el levantamiento de información en la deformación del terreno por expansión (humedad con material arcilloso).
113	Desarrolla el plan control de prevención de riesgo.
114	Desarrolla el Informe de variantes y propuesta para los ductos del transporte.
115	Desarrolla el análisis sísmicos y análisis de la carga sostenible no sísmica.
F.	LABORATORIO
116	Implementa el programa de toma de muestra de agua de fondo de tanque de estaciones de bombeo (Monitoreo físicos y químicos).
117	Mejora el Informe de toma de muestras de agua de fondo de tanque.
118	Desarrolla los análisis químicos de la composición del dióxido de carbono y su existencia en el fondo de tanque.
119	Desarrolla el análisis de bacteria anaeróbico con la tasa de difusión de oxígeno con producción del sulfato reductoras bacterias dependen de la tasa de respiración y el ph del agua.
120	Desarrolla el procedimiento del análisis y valoración de concentración de hidrogeno como determinantes de las muestras de agua de fondo de tanque.
121	Desarrolla el procedimiento del análisis del uso de trampas de óxido y nitrógeno.
122	Implementa el uso de trampas de partículas

123	Desarrolla el análisis de la frecuencia de carga cíclica del hidrogeno al final de la partida del bombeo.
124	Mejora la toma de la muestra de sedimentos al final del recorrido de herramienta de limpieza.
125	Desarrolla el análisis y recomendaciones de resultados de muestra de sedimentos físicos, químicos del C, H, S, N; composición del dióxido del carbono y su existencia en el fondo de tanque Y/O corrida de herramientas de limpiezas por ductos.
126	Implementa el plan de acción correctivas a las recomendaciones de los análisis físicos, químicos del C,H,S,N.
G.	SEGURIDAD FÍSICA
127	Implementa la línea de sobre suelo del derecho de vía.
128	Mejora el plan de operación de seguridad y procedimiento de informe de caminatas del derecho de vía.
129	Mejor el Informe de revisión de invasiones y mitigación.
130	Implementa el listo de descripción legal y propietarios.
131	Desarrolla la descripción del uso de tierra-rural, agrícola, industrial del paso de los ductos.
132	Implementa el Informe de cruces de ríos, arroyos y lagos en invierno y verano.
133	Implementa el Informe de cruces de ferrocarriles, autopistas entubadas o no embaulamiento.
134	Mejora el reporte de tubería y otros cruces de utilidad, compartiendo el corredor del derecho de vía.
H	MANTENIMIENTO ELECTROMECAÁNICO DE ESTACIONES DE BOMBEO
135	Implementar política de mantenimiento.
136	Desarrollar procedimiento y ejecución del mantenimiento preventivo.
137	Desarrollar procedimientos y ejecución del mantenimiento programado:
138	Desarrollar procedimiento y ejecución de mantenimiento predictivo:
139	Implementar el procedimiento y la ejecución del mantenimiento de oportunidad.
140	Implementar el mantenimiento de actualización y elementos proyectados.
141	Mantenimiento correctivo de elementos proyectados.
142	Implementa la evaluación del conocimiento técnicos del conocer, detectar, monitorear, reducir, mejorar, evaluar, evitar, con el pronóstico de utilidad.
143	Implementar procedimiento de validación del método del diagnóstico del elemento.
144	Desarrollar técnicas de mantenimiento predictivo.
145	Desarrollar procedimiento para análisis de vibración.
146	Desarrollar la guía para la medición y Evaluación de control de riesgo.
147	Desarrollar la verificación del mantenimiento de las interacciones de fallas con el operador del transporte.
148	Implementar y desarrolla el plan de valores admisibles a la vibración
149	Desarrollar y mantener el diagnóstico de fallas y manejo de registros historiales.
150	Mantener el análisis de muestras en el proceso o finalizada la parada del transporte.
151	Implementar procedimientos de monitoreo en la termografía de equipos.

152	Implementa el análisis de las respuestas acústicas.
153	Desarrollar la Planificación del orden y la seguridad del trabajo.
154	Implementar el plan de mejora de continua de formación técnica del talento humano
155	Implementa el procedimiento desarrollando reunión y análisis de gestión de rendimiento.
156	Implementar y desarrollar el mantenimiento proactivo.
157	Desarrollar el programa de gestión del mantenimiento
158	Desarrollar y aplicar el procedimiento de logística e intervenciones de la prestación de servicio.
159	Implementar el control de tiempos y movimiento en intervenciones
160	Implementar y desarrollar el control de acciones correctivas antes del mantenimiento.

Fuente: Investigador

Con las 160 observaciones tomadas de diferentes estándares de normativas para operar ductos en la transportación de petróleo y sus derivados, dentro de su cumplimiento como política de gestión de la integridad, confiabilidad y seguridad de los ductos en sus operaciones se trazaron los objetivos de la investigación como instrumento de cotejo técnico para observar los niveles de gestión y su incidencia en la pérdida de la continuidad del bombeo producto.

Implicando fuga, derrame, contaminación ambiental y en varios incidentes se registran fatalidades cuando el siniestro toma control del evento productos de las condiciones y acciones subestándar que generan los funcionarios de encargo técnico operativo, su estructura funcional se observa en el cuadro 3.7. establecida 8 unidades de análisis de gestión relacionada con el estado de conformidad de las instalaciones y la generación de determinantes de riesgos incubados.

Cuadro 3.7 Unidades de análisis

Tratamientos de datos. Estados de Gestión del Riesgo en las Instalaciones							
No. Instalaciones	Unidades de Gestión Operativas	Instalaciones. Estado de conformidad	C	NC_neg	NC_pos	% C	Periodo.
1	Mantenimiento de ductos en línea	Ducto	34	0	0		Mes/ Año
2	Operaciones I	Rectificadores	13	0	0		
3	Operaciones II	Derecho de Vía	6	0	0		
4	Integridad del Transporte de los oleoductos poliductos y gasoductos		42	0	0		
5	Geomática para el derecho de vida y ductos	Estaciones de Bombeo	24	0	0		
6	Laboratorio	Granjas de tanques	11	0	0		
7	Seguridad Física "Patrullas militares y personal civil"	Mnaifold de Lanzadores	8	0	0		
8	Mantenimiento Electromecánico de Estación de Bombeo.	Válvulas de control en línea	8	0	0		
Muestras de hacer análisis. Total			146				
Análisis de cumplimiento / C = Conformidad; NC_ = No Conformidad Menor N+ = No Conformidad Mayor							

Fuente: Investigador

Pregunta de investigación.

Unidad de análisis.

¿Qué controla el modelo de gestión del riesgo en los oleoductos y poliductos?

Flujo, Ducto.

En que incide la gestión del control de riesgo con la proyección de la demanda estimada por los Poliducto Oleoductos y la sostenibilidad ambiental.

Unidad operativa de gestión.

Unidades muestras (Gestión Procedimientos)	Valides nula (1)	Valides (2)	Valida (3)	Muy Valida (4)	Excelente valides (5)	Valides perfecta (6)	Periodo
34							Mes/ Año
13							
6							
42							
24							
11							
8							
8							

Muestras totales 146/ periodo

Fuente: Investigador.

3.10.2 Población de la muestra.

Son las inspecciones que se realizan cada 5 años con sonda en flujo magnético para detectar riesgos incubados por pérdidas de espesor nominal “corrosión” en referencia se obtienen 21.679 anomalías del 20 al 80 % pérdidas. La población de estudio para extraer el tamaño de la muestra, N es infinita (cuando se desconoce el total de unidades de observación que la integran o la población es mayor a 10,000)

El instrumento de cotejo técnico tiene 180 muestras de conformidad operativa de las cuales se trabajaron con 146 al corte del año 2014 al 2017 para obtener 584 muestras de gestión.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1 Caracterización preliminar

Para determinar los riesgos significativos en ducto flujo se utiliza la regla del principio Wilfredo Pareto; implementando norma de la metodología como una herramienta contadora de eventos categorizados en la escala de mayor frecuencia de accidentes con los niveles por cada código alto hasta-bajo de recuento materializados en siniestros. Ver Cuadro 4.1.

El principio proporciona aproximaciones y reconoce que el esfuerzo y la recompensa no están relacionados linealmente con la categorización de las condiciones subestándar del riesgo para ejercer el control de los accidentes; si no en el conocimiento operativa y la gestión que inciden en los sistemas para reducir los impactos de pérdida de continuidad de flujo de hidrocarburo con la sostenibilidad en la biodiversidad del ambiente que cruzan los oleoductos por ellos.

Cuadro 4.1 Población de estudio. Los determinantes de riesgos

<i>Accidentes ocurridos en Oleoducto, Poliductos durante el año 2000-2013.</i>			
Recuento por categoría	Frecuencia	Acumulada %	Relativa
<i>Rotura por deslave</i>	18	40	40,00
<i>Rotura por creciente de río</i>	6	53	13,33
<i>Fisura de Línea</i>	6	67	13,33
<i>Rotura por corrosión</i>	5	78	11,11
<i>No determinado</i>	3	84	6,67
<i>Movimiento Telúrico</i>	2	89	4,44
<i>Golpe de ariete</i>	2	93	4,44
<i>Accidente de transito</i>	1	96	2,22
<i>Atentados de Integridad</i>	1	98	2,22
<i>Fallas de operaciones</i>	1	100	2,22
Frec. 3.5 eventos año	45		

Fuente: Investigador

El Oleoducto Transecuatoriano y el Poliducto Esmeraldas-Quito del Punto kilométrico 000+000 al Punto kilométrico 164 comparten el mismo derecho de vía pero

no los mismo productos, debiendo explorar las condiciones de la tubería del Poliducto Esmeraldas-Santo Domingo y se representó como unidad de análisis, la información del informe consolidado de anomalías, se verificó contrastando la información reportada con las mediciones puntales del programada de verificación de siniestros por corrosión interna externa, ver cuadro 4.2 y figura 4.1.

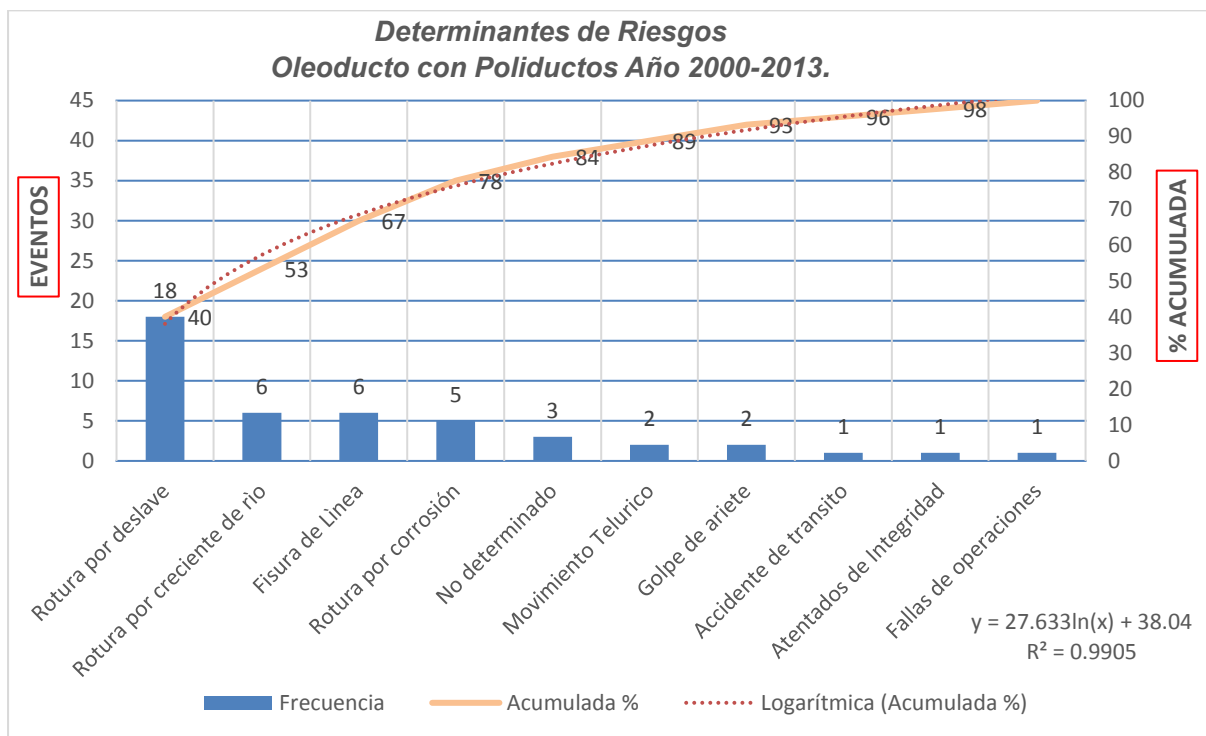


Figura 4.1 Diagrama computo de determinantes de riesgos
Fuente: Investigador

La regla de Vilfredo Pareto nos indica la tendencia a seguir dentro de las prioridades requeridas para ser intervenida con la técnica de gestión de control del riesgo en Oleoductos y Poliducto de los cuales se menciona la intervención del control de las unidades operativas y el sistema operacional como unidad de análisis de corrosión del tramo del punto kilómetro 000 al punto kilométrico 90; se presentaron anomalías de mayor significación generados desde los años de 1980 al año 1994 se cambió la tubería de 70 % del estado malogrado de la integridad por corrosión de un recorrido de 164 km con 25 años de funcionalidad de transporte de hidrocarburos.

Los Oleoductos, Gasoductos y Poliductos, tienen diferentes tipos de gestión operativa en concordancia con la literatura revisada ninguno de ellos ha desarrollado

la vinculación del cruce de información que determina el nivel de gestión representado en concordancia con la seguridad operativa aplicada en los niveles de confiabilidad e integridad esperados; permite realizar monitoreo especializado para el efecto del controlado antes de materializarse el daño ducto, fuga, derrame y pérdida de sostenibilidad ambiental, al corte del año 2014 al año 2017 se han producidos derrame provocado por la empresa GEINCO al realizar el mantenimiento del oleoducto, rompen el poliducto al hacer uso de maquinaria pesada, que represente 1 derrame (evento) en 4 años al implementar el modelo de gestión aplicación.

La investigación en sus inicios tuvo su predominio a ser exploratoria por el origen de las fallas y fuga que ocasionaron contaminación al ambiente; cuando la fuga se materializa contaminando diferentes caracterizaciones de suelo a falta de monitoreo; por consiguiente; fue importante mantener la primera observación que revelaron los posibles determinantes de riesgos a la fuga; evaluando desde el año 2000 al 2013 el número de eventos registrados de 3.5 eventos por año con impactos significativos al ambiente, se utilizó el diagrama de Vilfredo Pareto la ley de la distribución del 80/20 de los pocos vitales se describe el fenómeno de la gestión empresarial del ducto en estudio.- ver figura 4.1.

Diagrama computo de los determinantes de riesgos. De tal forma técnica fue importante obtener la primera información sobre la materialización de fallas que provocan fuga de hidrocarburos con pérdida de la sostenibilidad operativa, en tiempos de mayor importancia de descuido se suman registra de los accidentes con alojamiento de riesgo incubado en ducto-flujo-ambiente. Posteriormente se llegó a un alcance descriptivo donde se especificó los tipos de evento que dan lugar a los riesgos irreversibles. El avance de la investigación se realizó utilizando el análisis del estudio correlacional donde se vincula al flujo, ducto, suelo y seguridad, riesgo con probabilidad y consecuencia por unidades en proceso asociados a la variable independiente, gestión a la conformidad del sistema operativo. Para concluir se aplicó el análisis estadístico de pruebas de normalidad, pruebas homogeneidad de varianza en el puntaje de conformidad con las pruebas robustas; pruebas de análisis de varianza para el porcentaje, pruebas robustas distribuida de forma asintomáticas, pruebas de comparaciones múltiples para observar el análisis de la influencia del modelo de gestión.

4.1.1 Unidades de gestión técnica de control del riesgo.

Se constituyen en 8 unidades operativas y están representadas por la alta dirección con personal técnico con responsabilidad para el control del riesgo en la gestión operativo “UGO” del ‘Poliducto Esmeraldas Santo Domingo

La gestión del riesgo en las tuberías es una práctica compleja y fascinante, que reúne aspectos de la ciencia (incluidos física, química, biología, geología y más), ingeniería, historia, teoría de la probabilidad, psicología humana e incluso filosofía. Comienza con la evaluación de los riesgos.

Este es el desafío típico: hace décadas, alguien diseñó una estructura de ingeniería de múltiples componentes utilizando tuberías presurizadas, válvulas, accesorios, compresores, bombas, tanques, etc. Se instaló en un entorno natural / artificial altamente variable en desiertos, selvas, ríos, lagos, montañas, centros urbanos, a menudo con suelos cambiantes, temperaturas extremas, actividad de microorganismos, efectos de campos magnéticos, etc. Ahora, años y años más tarde, estamos tratando de determinar dónde están las debilidades y las ubicaciones de fallos más consecuentes existen. (Kent M. W., 2015) .

Una gran cantidad de fenómenos para el estudio científicos se han revela durante la historio entre el hombre y la naturaleza, están interactuando para complicar nuestra capacidad de entender y crear un rompecabezas con miles de piezas para encajar.

Unidades operativas ¡Qué interesante agrupación de ingeniería coexistente con la madre naturaleza!

Luego vienen las aplicaciones prácticas de haber “resuelto” este rompecabezas: armados con una comprensión de los riesgos, ¿qué se puede hacer y se debe hacer ahora? Aquí es donde debemos abandonar el ámbito de la ciencia y la ingeniería puras y entrar en aspectos de las ciencias del comportamiento humano Ver Cuadro 4.3 como uunidad y muestras tomadas para su debido análisis, control de

riesgos gestión operativo "UGO" del Poliducto Esmeraldas Santo Domingo conformado por ocho unidades.

Cuadro 4.2 Población de estudio: Porcentaje de conformidad instalaciones.

SUJETO	AÑO	GESTIÓN	X_Punt. U.O.G. /10	(Y1)_Porc_de _conformidad es	C	NC_neg	NC_pos	# de Unidad de Análisis
MANTENIMIENTO DE LÍNEA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE	2014	UGO1	3,29	14,71	5	14	15	34
OPERACIONES I.	2014	UGO2	3,88	23,08	3	5	5	13
OPERACIONES II.	2014	UGO3	1,53	0,00	0	2	4	6
INTEGRIDAD Y CONFIABILIDAD DEL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.	2014	UGO4	3,17	14,29	6	6	30	42
GEOMÁTICA PARA EL DERECHO DE VÍA Y DUCTOS DEL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.	2014	UGO5	1,67	4,17	1	5	18	24
LABORATORIO	2014	UGO6	1,00	0,00	0	0	11	11
SEGURIDAD FÍSICA "PATRULLAS MILITARES Y PERSONAL CIVIL"	2014	UGO7	3,75	12,50	1	3	4	8
MANTENIMIENTO ELECTROMECÁNICO DE ESTACIONES DE BOMBEO	2014	UGO8	1,80	7,00	0	6	2	8
UG1: MANTENIMIENTO DE LÍNEA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS	2015	UGO1	4,14	26,47	9	12	13	34
UG2: OPERACIONES I.	2015	UGO2	4,10	53,85	7	4	2	13
UG3: OPERACIONES II.	2015	UGO3	2,50	16,67	1	0	5	6
UG 4: INTEGRIDAD Y CONFIABILIDAD DEL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.	2015	UGO4	3,33	23,81	10	6	26	42
UG 5: GEOMÁTICA PARA EL DERECHO DE VÍA Y DUCTOS DEL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.	2015	UGO5	2,75	20,83	5	3	16	24
UG 6: LABORATORIO	2015	UGO6	1,82	9,09	1	0	10	11
UG 7: SEGURIDAD FÍSICA "PATRULLAS MILITARES Y PERSONAL CIVIL"	2015	UGO7	4,17	75,00	6	1	1	8
UG8. MANTENIMIENTO ELECTROMECÁNICO DE ESTACIONES DE BOMBEO	2015	UGO8	2,76	13,00	1	3	4	8
MANTENIMIENTO DE LÍNEA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE	2016	UGO1	4,82	52,94	18	10	6	34
OPERACIONES I.	2016	UGO2	4,74	46,15	6	2	5	13
OPERACIONES II.	2016	UGO3	3,06	50,00	3	2	1	6
INTEGRIDAD Y CONFIABILIDAD DEL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.	2016	UGO4	4,68	40,48	17	14	11	42
GEOMÁTICA PARA EL DERECHO DE VÍA Y DUCTOS DEL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.	2016	UGO5	3,44	45,83	11	5	8	24
LABORATORIO	2016	UG6	3,48	27,27	3	2	6	11
SEGURIDAD FÍSICA "PATRULLAS MILITARES Y PERSONAL CIVIL"	2016	UGO7	6,80	75,00	6	1	1	8
MANTENIMIENTO ELECTROMECÁNICO DE ESTACIONES DE BOMBEO	2016	UGO8	2,85	17,00	1	1	6	8
UG1: MANTENIMIENTO DE LÍNEA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS	2017	UGO1	6,35	76,47	26	6	2	34
UG2: OPERACIONES I.	2017	UGO2	7,50	92,31	12	0	1	13
UG3: OPERACIONES II.	2017	UGO3	8,00	83,33	5	1	0	6
UG 4: INTEGRIDAD Y CONFIABILIDAD DEL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.	2017	UGO4	6,27	69,05	29	12	1	42
UG 5: GEOMÁTICA PARA EL DERECHO DE VÍA Y DUCTOS DEL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.	2017	UGO5	5,11	62,50	15	2	7	24
UG 6: LABORATORIO	2017	UGO6	3,64	63,64	7	1	3	11
UG 7: SEGURIDAD FÍSICA "PATRULLAS MILITARES Y PERSONAL CIVIL"	2017	UGO7	8,00	87,50	7	0	1	8
UG8. MANTENIMIENTO ELECTROMECÁNICO DE ESTACIONES DE BOMBEO	2017	UG8	3,78	19,00	2	4	2	8
Unidad de análisis Muestra de 384 para el modelo estadístico								584

Fuente: Investigador

Cuadro 4.3 Población de estudio: Puntaje Unidades de Gestión y % Conformidad.

Año	Números de Medición	Gestión	UOG	Puntaje UOG	% Conformidad USO
2014	1	1	1	3,29	14,71
	2	1	2	3,88	23,08
	3	1	3	1,53	0
	4	1	4	3,17	14,29
	5	1	5	1,67	4,17
	6	1	6	1	0
	7	1	7	3,75	12,5
	8	1	8	1,8	7
2015	97	2	1	4,14	26,47
	98	2	2	4,1	53,85
	99	2	3	2,5	16,67
	100	2	4	3,33	23,81
	101	2	5	2,75	20,83
	102	2	6	1,82	9,09
	103	2	7	4,17	75
	104	2	8	2,76	13
2016	105	3	1	4,82	52,94
	194	3	2	4,74	46,15
	195	3	3	3,06	50
	196	3	4	4,68	40,48
	197	3	5	3,44	45,83
	198	3	6	3,48	27,27
	199	3	7	6,8	75
	200	3	8	2,85	17
2017	201	4	1	6,35	76,47
	378	4	2	7,5	92,31
	379	4	3	8	83,33
	380	4	4	6,27	69,05
	381	4	5	5,11	62,5
	382	4	6	3,64	63,64
	383	4	7	8	87,5
	384	4	8	3,78	19

Fuente: Investigador.

La interacción de formaciones de malas prácticas en los procesos y fallas en la industria petrolera se forman sin el debido ajuste de cumplimientos técnicos para los sistemas de diseño y construcción en los sistemas funcionales operativos del Poliducto Esmeraldas Santo Domingo al corte del año 2014 nos permite fomentar de forma temprana la alfabetización contra los riesgos que contribuirá en gran medida a ayudar a una nueva generación con las unidades de gestión operativa “UGO” tomar acciones en las incertidumbres de los eventos y a ver de ellos por unidades el control de riesgos incubados al entender de conformidades que se requiera hasta el año 2017. Ver cuadro 4.5 de relación a la figura 4.2 de proyección del control de eventos no planificados y minimizada de relación al corte del año 2014

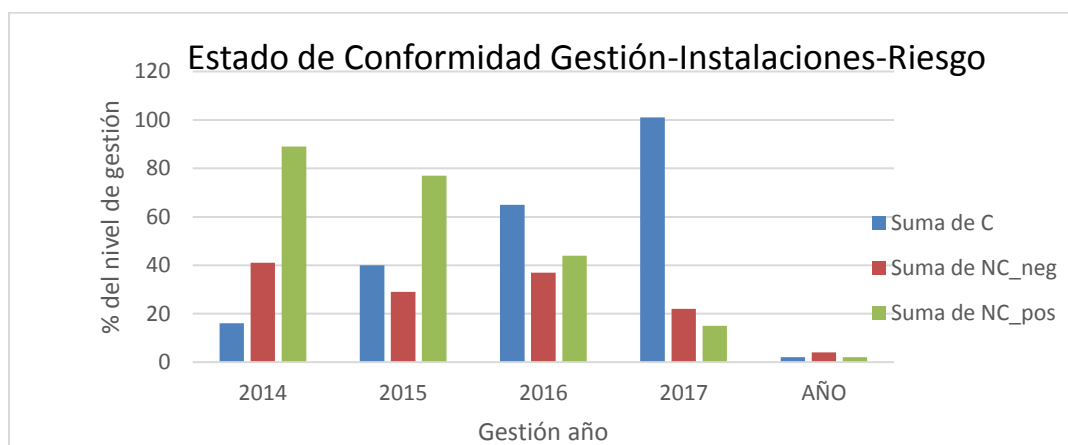


Figura 4.2 Gestión del control de riesgo de conformidad funcional del Poliducto Esmeraldas Santo Domingo

Fuente: Investigador

Cuadro 4.5 Análisis del estado de conformidad en instalaciones del transporte de hidrocarburos.

Etiquetas de fila	Suma de C	Suma de NC_neg	Suma de NC_pos
2014	16	41	89
2015	40	29	77
2016	65	37	44
2017	101	22	15
AÑO	2	4	2
Total, general	224	133	227

Fuente: Investigador

El cuadro dinámico de sumatorias de conformidades y la secuencia del incumplimiento al cumplimiento ante la gestión generada en sus tres ejes (C, NC- y NC+), dos de sus tres ejes condicionan la criticidad de la probabilidad de instalaciones a falla y fuga de hidrocarburos. Ver cuadro 4.5. Análisis del estado del estado de conformidad del control de riesgo en instalaciones del transporte de hidrocarburos.

Los indicadores de gestión por departamentos operativos y el estado de conformidad de las instalaciones establecen condiciones vinculantes para formar riesgos incubado con su debida gestión del control por gestión operativa.

Los estados cambiantes del riesgo en la gestión aplicada con la gráfica dinámica y la reprocesamiento de los datos en las instalaciones del año 2017; Ver figura 4.3. presentan relación significativa de control de eventos ante los siniestros del Transporte de Hidrocarburos del Poliducto Esmeraldas Santo Domingo.

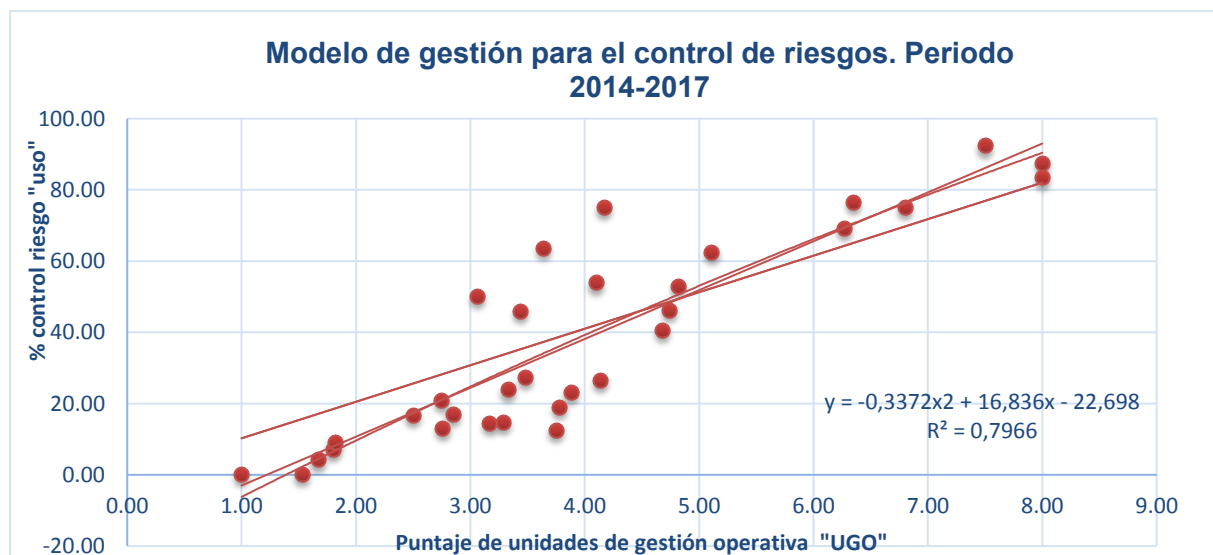


Figura 4.3. Gestión del control de riesgo en Poliducto Esmeraldas Santo Domingo

Fuente: Investigador

La cultura de error negativo que tiene "UGO" en los poliductos y/o oleoductos conduce a más errores y menos seguridad en los primeros años al corte del 2014, ver figura 4.2 y 4.3 de relación al cuadro 4.5, y poco interés en medidas de seguridad

efectivas; las listas de cotejo técnico de verificación para mejorar la seguridad, nos reflejó como instrumentos de medición-gestión del cual se derivan por análisis y diagnósticos del estado del riesgo con probabilidad de fallas.

El año 2017 fue el resultado de todas las unidades autónomas, saliendo del diagnóstico crítico del año 2014 y con la tendencia de incrementar la confiabilidad en la gestione esperada, como se presenta en el año 2017, una proyección significativa del riesgo proyectado en unidades gestión operativo ver cuadro 4.6 Análisis del estado riesgo en unidades de gestión operativa.

Cuadro 4.6 Unidades de Gestión por Encargo. Población de Estudio

Unidades de Gestión	2014	2015	2016	2017
	X_Puto U.G.O. /10	X_Punto U.G.O. /10	X_Punto U.G.O. /10	X_Punto U.G.O. /10
UGO1	3,29	4,14	4,82	6,35
UGO2	3,88	4,10	4,74	7,50
UGO3	1,53	2,50	3,06	8,00
UGO4	3,17	3,33	4,68	6,27
UGO5	1,67	2,75	3,44	5,11
UGO6	1,00	1,82	3,48	3,64
UGO7	3,75	4,17	6,80	8,00
UGO8	1,80	2,76	2,85	3,78
Total, Riesgo "UG"	2,51	3,20	4,23	6,08

Fuente: Investigador

El año 2014 representa el estado de las unidades de gestión reflejando el alto nivel de riesgo no aceptable con 2,51 puntos sobre la base de 10 puntos del nivel aceptable 10 en referencia nominal , por el cual fue el inicio de la implementación del modelo de gestión generadas por especialidades técnica operativas, tomando en cuenta como referencia el cuadro 4.6 que permite obtener nivel de control real de las unidades de gestión operativas; se incorporó el instrumento de cotejo del modelo por actividades hasta el año 2017 la integridad se ubicó con *6.08 puntos de muy válido sobre la base de 10 puntos del umbral de la media del 50 %* del estado de falla previa a la rotura en relación al cuadro 4.6.1 Instrumento de medición: Unidades Gestión del

riesgo Sistema de Transporte por Poliducto: 2014-2017, nivel muy válido de 6 con acciones subestándar por mejorar en comunicar la pertinencia del 35 % entre las partes de las unidades operativas las acciones de control a seguir.

Cuadro 4.6.1 Instrumento técnico de medición: Unidades Gestión por encargo Sistema de Transporte por Poliducto: 2014-2017

Probabilidad		Nudos del control de Riesgo		Severidad	Consecuencia
Acciones subestándares	Indicador puntos	Enlaces de unidades gestión "UGO"			Nivel
1	Reunión de enlaces Identificar y evalúa riesgo.	30	Conocimiento y Competencia /Normativas de factor de diseño apropiado: ASME B31.4-2018, ASME B31.8t-2014 o ASME, B31.1 2016; API1163, 2005.	Valido Nula (Rojo críptico)	0,05
2	Diseñar acciones del control.			Valido Baja (Rojo probable).	2
3	Planifica control de riesgo.			Validez (Amarillo en mejora)	4
4	Comunica la pertinencia.	35	Entre las partes de las Unidades Operativas las acciones de control de riesgo.	Muy válida (Amarillo tendencia mejora)	6
5	Controla y seguimiento	20	Combina acciones de conocimiento/Normativas y estándares aplicado.	Excelente mente Valida (Azul controlable)	8
6	Monitorea acciones.	15	Mantener pertinencia con los objetivos y metas hacia el control de riesgo.	Validez Perfecta (Verde amigable ambiente)	10
Condición de estado del riesgo					
Fuente		Variable	Riesgo		
Unidades de Gestión		0 = alto	Niveles		
		10= bajo			
Unidades Operativas		10= alto	Niveles		
		0 = bajo			

Fuente. Investigador

Como se indica en el cuadro 4.6. del año 2014 en referencia de extraer los datos del cuadro 4.6.1 se presenta el indicador de la muestra para su respectivo análisis y se procesa a la inspección interna del ducto a investigar del cual se tiene un primer informe iniciales de los hallazgos significativos de los riesgos incubados macros con predominio de consecuencias en la sostenibilidad operativa de relación de dependencia con el ambiente y la biodiversidad existente a lo largo del ducto flujo de hidrocarburos; se las categoriza los hallazgos, se evalúa en referencia a la población de estudio por corrosión interna y externa.

El Instrumento de medición con la Formula del riesgo; $R=P* C*E$ establece la relación de medición del estado de gestión e instalaciones; las unidades de gestión en el año 2014 presentaron criticidad significativa de gestión operativa con 2.51 puntos de gestión. Ver Cuadro 4.6 a la gestión Operativa del año 2017 con 6.08 puntos, con relación de metodología al límite máximo de severidad determinado como criticidad en relación al máximo de 3005 puntos indeterminado en la tabla nominal del modelo. Ver cuadro 4.7 y 4.8 Nivel de gestión del riesgo 2017 y su tendencia

Cuadro 4.7 Nivel de gestión del riesgo por unidades de encargo

Balace del Instrumento. Nivel del Riesgo en la Gestión Und.

Riesgo = Probabilidad * Exposición * Consecuencia (R= 0 o > 1)	Escala del Nivel Probabilidad %	Nivele de Consecuencia de 1 a 10 puntos	Nivel del Riesgo
6	15	10	150
5	20	8	630
	15	10	
	35	18	
4	35	6	1680
	20	8	
	15	10	
	70	24	
3	10	4	2240
	35	6	
	20	8	
	15	10	
	80	28	
2	10	2	2700
	10	4	
	35	6	
	20	8	
	15	10	
	90	30	
1	10	0,05	3005
	10	2	
	10	4	
	35	6	
	20	8	
	15	10	
	100	30,05	

Gestión Riesgo = Probabilidad * Exposición * Consecuencia

Procesamientos de data	
Estado del riesgo Operatividad 2017	Nivel de Referencia
1,92	6,08
8	8
10	10
19,92	24,1
Estado del riesgo Operatividad 2016	Nivel de Referencia
1,77	4
6	6
8	8
19	10
25,77	28,0
Estado del riesgo Operatividad 2015	Nivel de Referencia
0,8	3,2
4	4
6	6
8	8
10	10
28,8	31,2
Estado del riesgo Operatividad 2014	Nivel de Referencia
1,49	2,51
4	4
6	6
8	8
10	10
29,49	30,51

R = 70 * 19,92 = 1.394,4 puntos * 05 eventos año / (eventos) = 697.2 puntos año

R = 80 * 25,77 = 2.061,6 puntos

R = 90 * 28,8 = 2.592 puntos


R = 90 * 29,4 = 2.646 puntos * 3,5 eventos (año) / (eventos) = 9.261 puntos año

Al corte del año 2000-2013 se presentaron 3.5 eventos desde año 2014-2017 se han presentado 0.5 * por eventos en referencnia al control de los riesgos

Fuente: Investigador

Debo indicar que el instrumento de cálculo de medición del nivel de riesgo es diferente el “UGO” por contrastar los dos principios operativos diferentes, el uno administrativo con gestión directa ver cuadro 4.8 para identificar el estado del nivel del riesgo común

Cuadro 4.1 Nivel del riesgo en unidades de gestión “Encargo” periodo 2014 al 2017

Estado del Riesgo en Unidades de Gestión para el Sistema de Transporte de Hidrocarburos.			
Riesgo = Probabilidad * Consecuencia* Exposición “R *C*E “	4 años	Medición real estado	Indeterminado = 
		Límite determinado (puntos)	(Escala de puntos) 3005
	2014	2654	2700
	2015	2367	
	2016	2061	2240
	2017	1394	1680
	2018		630
2019		1	

Fuente: Investigador

El año 2016-2017 fue significativo el indicador de gestión para el control de riesgo en relación al año 2014-2015 del cual fue el periodo de implementación del nuevo sistema de control con un nivel de alerta de semaforización en rojo reflejando la criticidad del riesgos por la alta exigencia del modelo de gestión en sus instrumentos de medición los cuales fueron determinantes para extraer las línea base de implementación, frente a los elementos de gestión e integridad recuperada de instalaciones diseñadas, la tendencia de tomar el control se observa en la figura 4.4 Gestión del control de riesgo en Poliducto Esmeraldas Santo Domingo.

Las unidades operativas alinearon sus procesos de gestión en atención al plan de intervención y control de eventos incubados macros y micros, teniendo la progresiva positiva en reducción de fuga y derrame de hidrocarburos por cada año de implementación del modelo de gestión se reflejó un promedio de 0.5 por año desde el 2014-2017 en relación a 3.5 ventos de siniestros por año desde el 2000-2013.

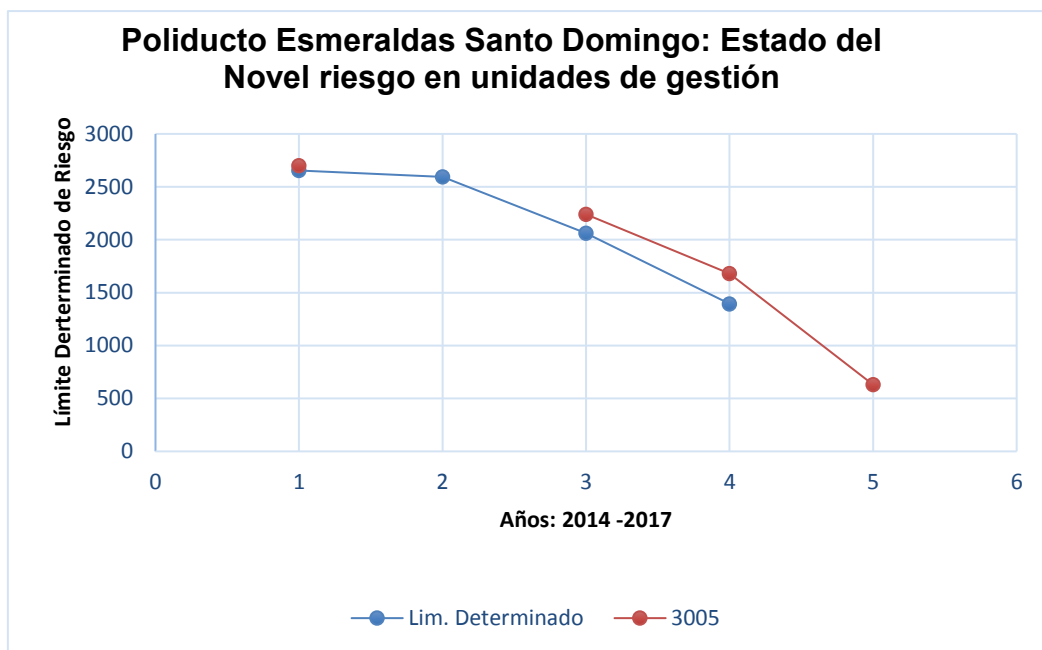


Figura 4.4 Gestión del control de riesgo en Poliducto Esmeraldas Santo Domingo
Fuente: Investigador

Formula nivel gestión/ riesgo operativo.

$$Ng = VUG1+VUG2+VUG3.....VUG8 = (\# C / Ue * Vn)$$

VUG = valor total de acciones correctivas operativas "C"/ Ue *(100)
 $= 5 \text{ "C"} / 34 \text{ u.} * 100 = 0.147 * 100 = \mathbf{14.71 \text{ Puntos UGO 1}}$ (ver cuadro 3.1.15 en relación al anexo 2)

Ver Anexo 2, No. De actividades por unidades de estudios que ejercen los departamentos.

= C de conformidades

Ue=Unidad de estudio operativas (1 de 8 departamentos)

Ng= Nivel de gestión del riesgo por departamentos

Los sistemas operativos del transporte de hidrocarburos están conformados por unidades de bombeo, ducto, suelo y flujo del cual se sostiene el diseño por la seguridad con la implementación de medidas de control en la fuente, medio y receptor; estos sistemas fueron evaluados para determinar el estado de integridad y confiabilidad presentándose como niveles alta criticidad al corte del 2014 y controlando los riesgo con eventos de derrame de 2 derrame por cada 4 años al final del corte del año 2017. Ver cuadro 4.8

Estado del nivel de riesgo del Poliducto Esmeraldas Santo Domingo entraron al sistema del control del riesgo en relación al corte del año 2017 con la confiabilidad y la integridad de sus procesos operativos basados en la gestión de las 8 unidades con la incidencia de las intervenciones operativas en relación a los hallazgos de campo del cual se midió con base de cotejo técnico diferente a la gestión documental.

La gestión del control del riesgo es una acción bajo una condición esperado y recalcando que las condiciones son el estado de funcionalidad de un sistema operativo funcional del cual deben de ser medidas en todas sus interacciones funcionales.

La gestión operativa de campo cumplidas en todas sus dimensiones genera identificaciones importantes como hallazgos para dar lugar a la alerta temprana; minimizando los riesgos incubados.

La gestión documental de los procedimientos e informes de cumplimientos, tienden a dar continuidad a la gestión operativa y entre las dos el riesgo ya tiene tendencia funcional de control como podemos observar en el cuadro 4.8. Estados de niveles del riesgo del año 2014 al corte 2017.

4.1.1.1. Control del riesgo operacional.

Al inicio del año 2014 el riesgo operativo se presentó en las estadísticas 3.5 derrames por cada año sobre la base de 13 años de referencia y con un nivel riesgo indeterminado; como se indica en la figura 4.1 diagrama de los computo de determinantes de riesgos al final del corte del año 2017.

El indicador operativo de integridad y confiabilidad en relación al balance de riesgos se puntuó en 174.39 del año 2017, sobre la base de 331,95 del año 2014 de tendencia a la rotura de línea, ver cuadro 4.10

Cuando el riesgo se materializa en pérdida de línea, fuga y derrame el problema no es simplemente la aversión al riesgo, sino la falta de una cultura de error positivo, en no conformidades mayores N+, N_ no conformidad menor y conformidad de procesos C; ver anexo 3. Se debe alentar a las personas a hablar sobre los errores y asumir la responsabilidad para aprender y lograr un mejor rendimiento general dentro de la sostenibilidad esperadas en doble vía para alcanzar los objetivos corporativos y cumplir con la demanda proyectada.

Cuadro 4.2. Población de estudio. Unidades del Sistema Operativas con riesgo incubado al corte del año 2014 al 2017

Unidades de Gestión	2014	2015	2016	2017
	Punt. USO *100	Punt. USO *100	Punt. USO *100	Punt. USO *100
UGO1	14,71	26,47	52,94	76,47
UGO2	23,08	53,85	46,15	92,31
UGO3	0	16,67	50	83,33
UGO4	14,29	23,81	40,48	69,05
UGO5	4,17	20,83	45,83	62,50
UGO6	0	9,09	27,27	63,64
UGO7	12,5	75	75	87,50
UGO8	7	13	17	19,00
Total "USO"	9,47	29,84	44,33	69,23
Deficiencia +_ riesgo progresivo	30,18	23,39	18,56	10,26
	69,82	76,61	81,44	89,74

Fuente: Investigador

El procesamiento de la data, ver cuadro 4.9 nos permite identificar y evaluar el riesgo en los sistemas operativos del transporte de hidrocarburos sobre la referencia al nivel de tratamiento del riesgo causa-efecto y posición del estado de seguridad en determinados periodos ejercidos 2014-2017 previa a auditoria técnica de cumplimiento.

La investigación realizada nos permitió delinear el estado de gestión de las unidades operativas y unidades del sistema instalado en el transporte de hidrocarburos, el operador solo puede aplicar procesos de sistemas o retirar e incidir en la naturaleza de un proceso ver cuadro 4.10.

Cuadro 4.3. Estado de los niveles del riesgo en Poliducto Esmeraldas Santo Domingo

Metodología para Análisis de riesgo	Identifica y Evalúa	Comunica pertinencia	Monitorea	Riesgo relativo	Balance del Riesgo	2014	2015	2016	2017	
1	Sitios con erosión activa: Taludes de contención (colapsos), muros de contención, deslizamiento y/o movimiento de tierra profundos, Subsistencia o Hundimiento paulatino del terreno.	Rotura por deslave.		Siempre	17	513,01	394,57	315,44	174,39	
2	Incisión fluvial en estratos blandos en márgenes del DdV; Desmoronamiento de estratos más resistente.	Rotura por creciente de río.		Muy a menudo	15	452,66	350,8	278,33	153,88	
3	Activación de bacterias aeróbicas y anaeróbicas, sólidos en suspensión, aguas industriales, protección catódica, activación de electrolitos.	Corrosión Interna Externa.		Mayormente	13	392,3	304,03	241,22	133,36	
4	Desplazamiento de tuberías y activación de espacios de la mecánica de la fractura.	Fisura de Línea	Establece Control Riesgo	Previene y monitorea	Bastante Frecuencia	12	362,13	280,64	222,67	123,1
5	Desforestación y deslizamiento con movimiento de tierra superficial.	Movimiento Telúrico, suelo frágil		Con Frecuencia	11	331,95	257,25	204,11	112,84	
6	Combinación de efectos fuerza y resistencia.	No determinado		Bastante a menudo	10	301,77	233,87	204,11	102,58	
7	Estado de señalética ducto- vía y su alcance en la prevención de riesgo	Accidentes de tránsito		Moderadamente	9	271,59	210,48	167	92,33	
8	Caída del transporte y pérdida de demanda en mercados nacionales e internacionales	Capacidad Instalada vs. Producción		A veces	7	211,24	163,71	129,89	71,81	
9	Compensación social, Plan de acción desarrollo continuo de relaciones comunitarias	Atentado de Integridad		Ocasionalmente	5	150,89	116,93	92,78	51,29	
10	Falla Operacional, presión en válvulas, Falla de presión calculada (psi)	Fallas de operaciones		Esporádicamente	1	31,18	24,39	19,56	11,26	
11	Pérdida de atención, regulación y control de escenarios antes durante y después de cada evento	Concentración y facilidades		Reamente	0,09	30,18	26,39	18,56	10,26	
12	Falla Operacional de válvulas en flujo presión y caudal	Golpe de Ariete		Casos aislados esporádicamente	0	0,03	0,02	0,02	0,01	

Fuente: Investigador

La activación del ambiente internamente se transforman la materia accionando en los procesos operativos que incide en modificar el diseño instalado de los componentes funcionales que lo conforman; la amenaza de afectación y falla colateralmente con fuga y afectación al ambientales. se deriva dentro del procesos de diseño de la interacción del riesgo micro y/o macro procedente de formaciones incubada en el sistema funcional del transporte de hidrocarburo. Ver figura 4.5. en relación al cuadro 4.10 y sumada de cuadrados del cuadro 4.11

Cuadro 4.4 **Suma de cuadrados. Estados del riesgo de instalaciones**

Estado de nivel del control Poliducto Esmeraldas Santo Domingo				
Etiquetas de fila	Suma de 2017	Suma de 2016	Suma de 2015	Suma de 2014
(en blanco)	677,07	1243,24	1543,55	1991,72
5%-10%, significativo	112,84	204,11	257,25	331,95
1%-5%, moderado	51,29	92,78	116,93	150,89
0,1 % -1 %, ba	11,26	19,56	24,39	31,18
> 10%, importante	174,39	315,44	397,57	513,01
< 0,1%, insignificante	10,26	18,56	23,39	30,18
Total general	1037,11	1893,69	2363,08	3048,93

Fuente: Investigador

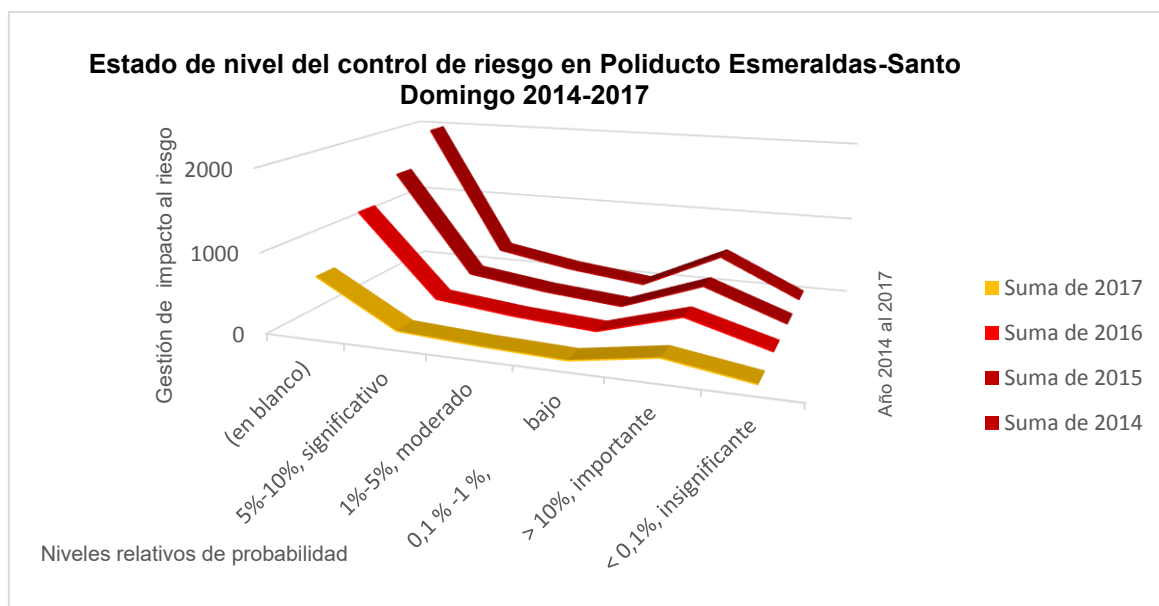


Figura 4.5 Estado del riesgo sistemas operativos del transporte de hidrocarburos Poliducto

Fuente: Investigador

La mayoría de las anomalías se resuelven con normalidad, es decir si los inherentes de las comunidades respondieran a repetición de determinantes como fuente de crisis, la ciencia cesaría en sí; por otro lado, si alguien reaccionaría a los hallazgos determinantes de alto riesgo, es decir innovador descubrimiento, habría pocas o ninguna revolución por crisis ambientales. En asuntos como estos, el recurso a los valores compartidos de los riesgos en lugar de reglas compartidas que rigen la elección individual puede ser la forma de la comunidad de distribuir las respetabilidades de los riesgos y asegurar el éxito a largo plazo de su empresa (Agostino, 2010).

Población de estudio para corrosión. El factor de frecuencia de seguridad (FFS) bajo la Norma API-579 aplica la evaluación de problemas de corrosión, es el que consta en la parte 6 “evaluación de problemas por picadura en corrosión; este método del cual se referencia las condiciones aceptables por concentración de pittings (picaduras), lo cual no es posibles realizar con otros métodos como el ASME B31G. Ver Cuadro 4.12 y figura 4.6 Población de estudio y su relación de a la muestra de deterioro: Anomalías por corrosión en ducto.

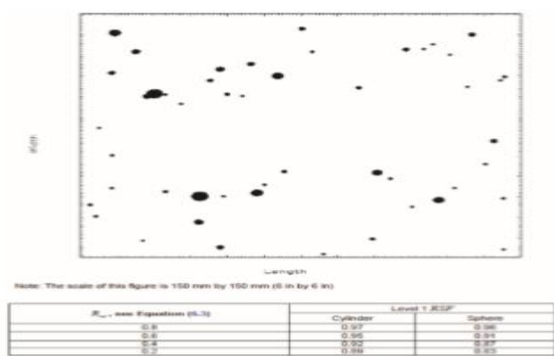


Figura 5.6. Grado 1, API-579

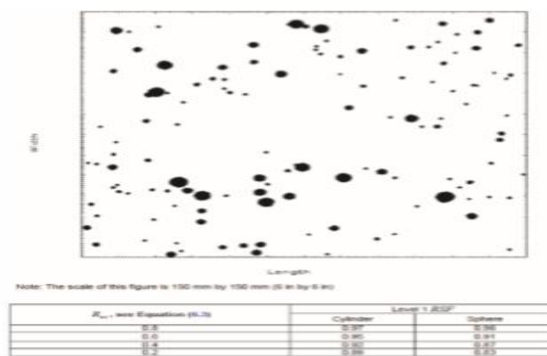


Figura 5.7. Grado 2, API-579

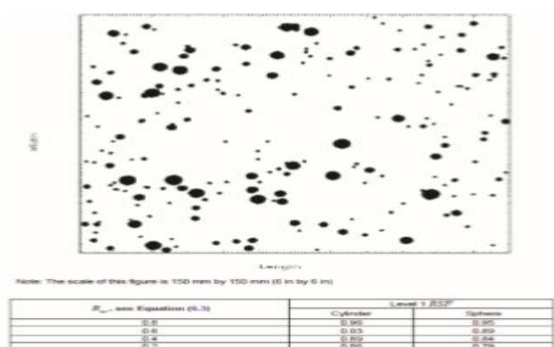


Figura 5.8. Grado 3, API-579

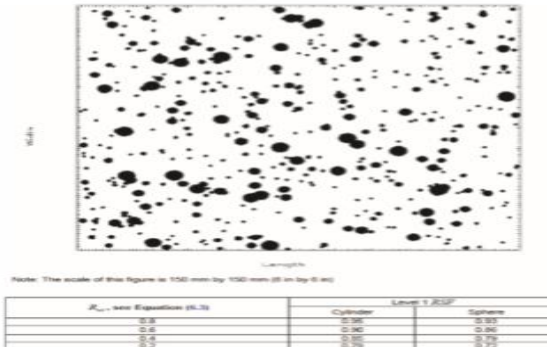


Figura 5.9. Grado 4, API-579

Figura 4.6 continua a la página siguiente

Viene de la página 124.

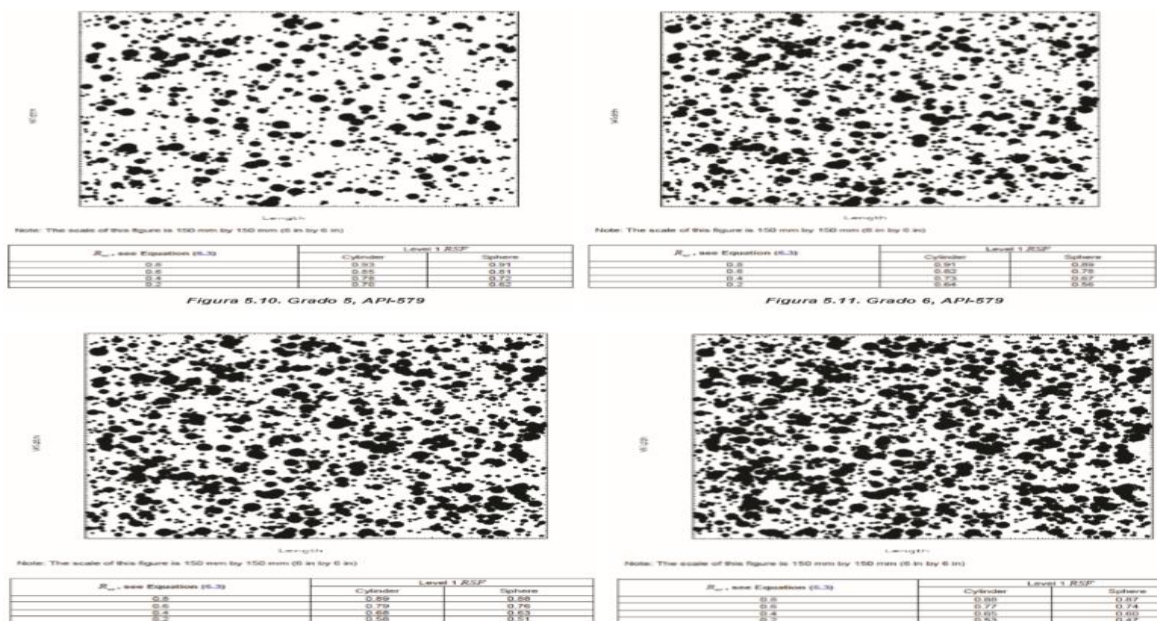


Figura 4.6. Estado de pérdida del metal por pittings corrosión en ductos de acero
Fuente: **American Petroleum Institute**

Este tipo de problemas por corrosión representa uno de los escenarios más críticos, se presenta una ampliación práctica en la Norma API-579; problema corrosión pittings ver figura 4.6 caracterizado por regiones localizadas de pérdidas de espesores por medio de pit en el orden de espesores de placas menores y una profundidad de espesores menores a la placa, Ver cuadro 3.12 Inspecciones realizadas a las anomalías reportadas inspección MFL pendientes por cambio de tuberías Tramo Esmeraldas-Santo Esmeraldas.

Cuadro 4.15. Población de estudio: Anomalías por corrosión en ducto.

Anomalías de corrosión del punto kilométrico 000+000 al 90+000 del Poliducto Esmeraldas Santo Domingo:						
	20 a 29 %	30 a 39 %	40 a 49 %	50 a 59 %	60 a 69 %	70 a 80 %
Internas Corrosión	18.029	2.551	455	74	29	0
Externas Corrosión	288	99	144	3	5	1
Total, anomalías	18.317	2.650	599	77	34	2

Fuente: Petroecuador año 2009 2013

Se observó las anomalías de corrosión internas i externas, que son mayores que las externas, más hay un predominio de riesgo alto significativo de anomalías

incubadas menores al coeficiente <1. Ver cuadro 4.12 en relación 4.13 donde existe la desviación a los accidentes

Cuadro 4.6 Anomalías reportadas y verificadas como determinantes de falla.

Muest	Plan de acción y control riesgo incubado macro inicio 2014				Plan de acción y control riesgo incubado macro 2017			
No.	Distancia (m)	Cociente RPR Valor Crítico < 1	Profundidad (% Espesor Nominal)/100	Máxima Presión Segura (psi)	Distancia (m)	Cociente RPR Valor Crítico < 1	Profundidad (% Espesor Nominal)/100	Máxima Presión Segura (psi)
1	87786,383	0,75	0,6	1310	87786,383	1,19	0	1310
2	89144,848	0,75	0,62	1310	89144,848	1,19	0	1310
3	89691,789	0,76	0,64	1337	89691,789	1,19	0	1337
4	89959,945	0,76	0,65	1337	89959,945	1,19	0	1337
5	59225,624	0,81	0,65	1413	59225,624	1,19	0	1413
6	89679,894	0,81	0,66	1184	89679,894	1,19	0	1184
7	89690,512	0,81	0,66	1413	89690,512	1,19	0	1413
8	82523,106	0,87	0,66	1527	82523,106	1,19	0	1527
9	66169,395	0,88	0,66	1553	66169,395	1,19	0	1553
10	84664,756	0,88	0,68	1537	84664,756	1,19	0	1537
11	87795,707	0,88	0,68	1553	87795,707	1,19	0	1553
12	88784,290	0,88	0,7	1539	88784,290	1,19	0	1539
13	88785,601	0,88	0,5	1553	88785,601	1,19	0	1553
14	89144,361	0,88	0,5	1539	89144,361	1,19	0	1539
15	89177,361	0,88	0,5	1553	89177,361	1,19	0	1553
16	89661,159	0,88	0,51	1540	89661,159	1,19	0	1540
17	83885,006	0,89	0,51	1570	83885,006	1,19	0	1570
18	85743,504	0,89	0,51	1566	85743,504	1,19	0	1566
19	85747,791	0,89	0,52	1567	85747,791	1,19	0	1567
20	77932,031	0,90	0,52	1584	77932,031	0,90	0,52	1584
21	82407,204	0,90	0,52	1580	82407,204	0,90	0,52	1580
22	87783,487	0,90	0,53	1577	87783,487	0,90	0,53	1577
23	64127,677	0,91	0,55	1590	64127,677	0,91	0,55	1590
24	85749,092	0,91	0,55	1590	85749,092	0,91	0,55	1590
25	89959,945	0,91	0,55	1590	89959,945	0,91	0,55	1590
26	89978,558	0,91	0,56	1468	89978,558	0,91	0,56	1468
27	76201,151	0,92	0,58	1622	76201,151	0,92	0,58	1622
28	76733,778	0,92	0,59	1621	76733,778	0,92	0,59	1621
29	77928,714	0,92	0,59	1481	77928,714	0,92	0,59	1481
30	82423,320	0,92	0,59	1621	82423,320	0,92	0,59	1621
31	76203,386	0,93	0,4	1639	76203,386	0,93	0,4	1639
32	82523,495	0,93	0,41	1631	82523,495	0,93	0,41	1631
33	85737,995	0,93	0,41	1632	85737,995	0,93	0,41	1632
34	85740,441	0,93	0,41	1637	85740,441	0,93	0,41	1637
35	89681,134	0,93	0,41	1631	89681,134	0,93	0,41	1631

36	140,236	0,94	0,41	1236	140,236	0,94	0,41	1236
37	4748,654	0,94	0,41	1652	4748,654	0,94	0,41	1652
38	72557,328	0,94	0,42	1657	72557,328	0,94	0,42	1657
39	82416,724	0,94	0,43	1614	82416,724	0,94	0,43	1614
40	83896,131	0,94	0,43	1653	83896,131	0,94	0,43	1653
41	85731,822	0,94	0,44	1508	85731,822	0,94	0,44	1508
42	89144,752	0,94	0,44	1657	89144,752	0,94	0,44	1657
43	89665,896	0,94	0,44	1655	89665,896	0,94	0,44	1655
44	6462,083	0,95	0,44	1672	6462,083	0,95	0,44	1672
45	78803,919	0,95	0,45	1674	78803,919	0,95	0,45	1674
46	85707,334	0,95	0,45	1671	85707,334	0,95	0,45	1671
47	89662,622	0,95	0,45	1660	89662,622	0,95	0,45	1660
48	6099,988	0,96	0,45	1690	6099,988	0,96	0,45	1690
49	6472,817	0,96	0,45	1678	6472,817	0,96	0,45	1678
50	77366,645	0,96	0,45	1693	77366,645	0,96	0,45	1693
51	82431,385	0,96	0,45	1689	82431,385	0,96	0,45	1689
52	83870,998	0,96	0,45	1677	83870,998	0,96	0,45	1677
53	83896,314	0,96	0,45	1680	83896,314	0,96	0,45	1680
54	86661,159	0,96	0,45	1689	86661,159	0,96	0,45	1689
55	72542,169	0,97	0,45	1701	72542,169	0,97	0,45	1701
56	82418,624	0,97	0,46	1705	82418,624	0,97	0,46	1705
57	83850,876	0,97	0,46	1694	83850,876	0,97	0,46	1694
58	83884,204	0,97	0,46	1694	83884,204	0,97	0,46	1694
59	89661,931	0,97	0,46	1701	89661,931	0,97	0,46	1701
60	290013,02 3	0,97	0,46	1694	290013,02 3	0,97	0,46	1694
61	30,889	0,98	0,46	1578	30,889	0,98	0,46	1578
62	6462,425	0,98	0,47	1714	6462,425	0,98	0,47	1714
63	76735,493	0,98	0,48	1720	76735,493	0,98	0,48	1720
64	76780,581	0,98	0,48	1717	76780,581	0,98	0,48	1717
65	77368,067	0,98	0,48	1717	77368,067	0,98	0,48	1717
66	77369,408	0,98	0,48	1725	77369,408	0,98	0,48	1725
67	83867,241	0,98	0,48	1721	83867,241	0,98	0,48	1721
68	83911,412	0,98	0,49	1720	83911,412	0,98	0,49	1720
69	85744,637	0,98	0,49	1721	85744,637	0,98	0,49	1721
70	89144,752	0,98	0,3	1721	89144,752	0,98	0,3	1721
71	89661,931	0,98	0,33	1729	89661,931	0,98	0,33	1729
72	5246,797	0,99	0,35	1744	5246,797	0,99	0,35	1744
73	6353,508	0,99	0,35	1743	6353,508	0,99	0,35	1743
74	76205,093	0,99	0,35	1731	76205,093	0,99	0,35	1731
382	80171,661	0,99	0,35	1732	80171,661	0,99	0,35	1732
383	82416,988	0,99	0,35	1742	82416,988	0,99	0,35	1742
384	82523,495	0,99	0,36	1741	82523,495	0,99	0,36	1741

Fuente: Investigador

La data presentada nos permite desarrollar el plan de acción tomado como referencia el diagnóstico del riesgo en las unidades de análisis del tramo en punto kilométrico 000+000 al punto kilómetro 90 existiendo criticidad significativa en el kilómetro 82.523+495 al 89,690+512 en relación a las anomalías de origen de falla; ver figura 4.7 el estado latente de criticidad para tomar origen de falla-fuga-contaminación ambiental como se presenta en análisis del diagnóstico a continuación.

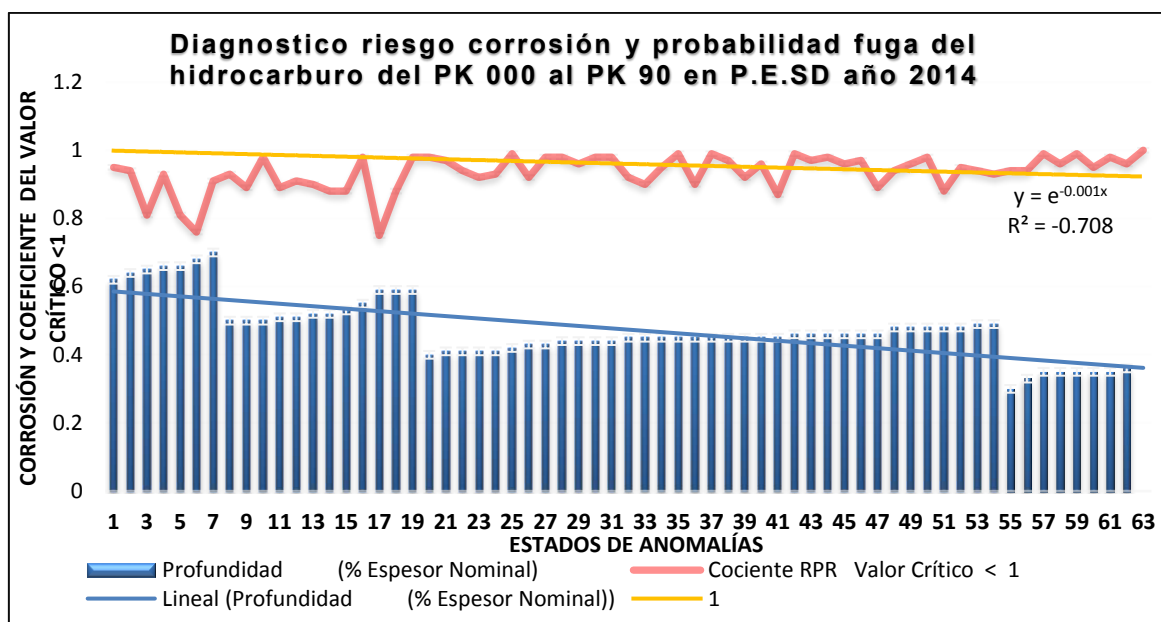


Figura 4.7 Diagnostico riesgo corrosión y probabilidad fuga de hidrocarburo del PK 000 al PK 90 en P.E.SD

Fuente: Investigador

En Poliducto Esmeraldas Santo Domingo “P.E.SD” refleja el diagnóstico del estado funcional con los determinantes de riesgos en corrosión interna y externa de mayor significación de peligro en el corte del año 2014; con los puntos kilométricos 89+662,622 hasta el punto de la accisa 89+978,558 como se mencionados en el Anexo 5 y figura 4.7. Población de estudio: Anomalías de corrosión internas y externas; con probabilidad de fallas importantes por corrosión; nos rebela que existe el 62% al 70 % de profundidad de anomalías encontradas sobrepasan al coeficiente <1 del valor crítico como riesgo incubado macro.

En diagnóstico indica que existe criticidad por corrosión del “0.91 <1 hasta 0.81 <1” del coeficiente del valor crítico en riesgos, como se expresa en probabilidad de falla, por la máxima presión segura de 1.184 pis y 1645 psi de presión de falla calculada en flujo caudal que demandan las partidas de hidrocarburos en línea con materialización de fuga y daño ambiental.

Al tener valores críticos del estado del riesgo en el ducto de los puntos kilométrico 000 al punto kilométrico 90 como se observa en el comportamiento de la figura 4.8; datos de alto riesgo ante presiones en líneas y corrosión interna por anomalías reportadas e inspección por MFL pendientes al cambio de tuberías Tramo Esmeraldas-Santo Esmeralderas.

El Valores de la integridad ducto año 2014 (Punto Km. 000 al Punto Km. 90)

Suma de Cociente RPR Valor Crítico < 1	71,28
Suma de Profundidad (% Espesor Nominal) / 100	37,74

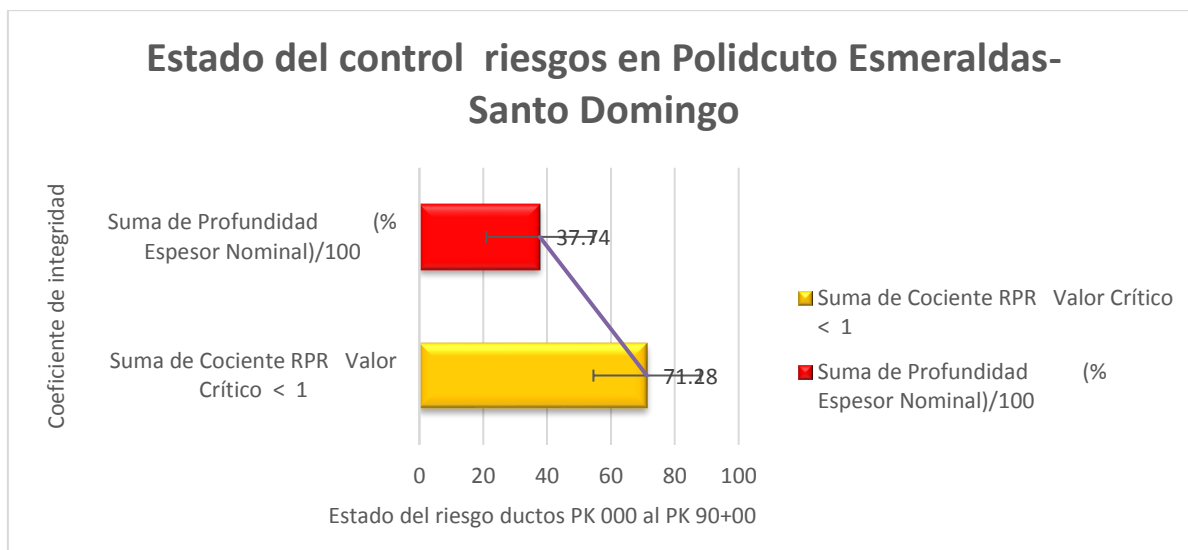


Figura 4.8 Diagnostico riesgos estado de corrosión ducto 2017
Fuente: Investigador

El Cociente Riesgo Probable Rotura “RPR” expresado en el Valor Crítico < 1 se mantiene la criticidad en la sumatoria de nivel negativo menor a una <1 del año 2014 atentando contra la integridad y confiabilidad expresado con el 71,28 %

en relación de pérdida del espesor nominal del 9.525 del diseño con 77 unidades de análisis.

Con los indicadores reportados de criticidad, las presiones fluctúan entre 1050 a 1100 de psi presión limitada a la presión nominal de 1500 psi con máximo presión segura de operación

Como se observa en el cuadro 4.12 las Inspecciones realizadas por la sonda inteligente con técnica de flujo magnético en línea MFL se verificó las anomalías en línea Tramo Esmeraldas-Santo Esmeralderas del año 2013 revelando la tendencia poblacional en algunos kilómetros con probabilidad a la fuga de hidrocarburos; se considera la corrosión en progresiva para ser intervenida por anomalías activadas y propuesta al cambio de tuberías del Tramo Esmeraldas-Santo Esmeralderas previa reconfirmación de data y evaluación de campo en los puntos kilométrico del 82+416,724 hasta el kilómetro 89+978,558 de criticidad que se necesita mitigación.

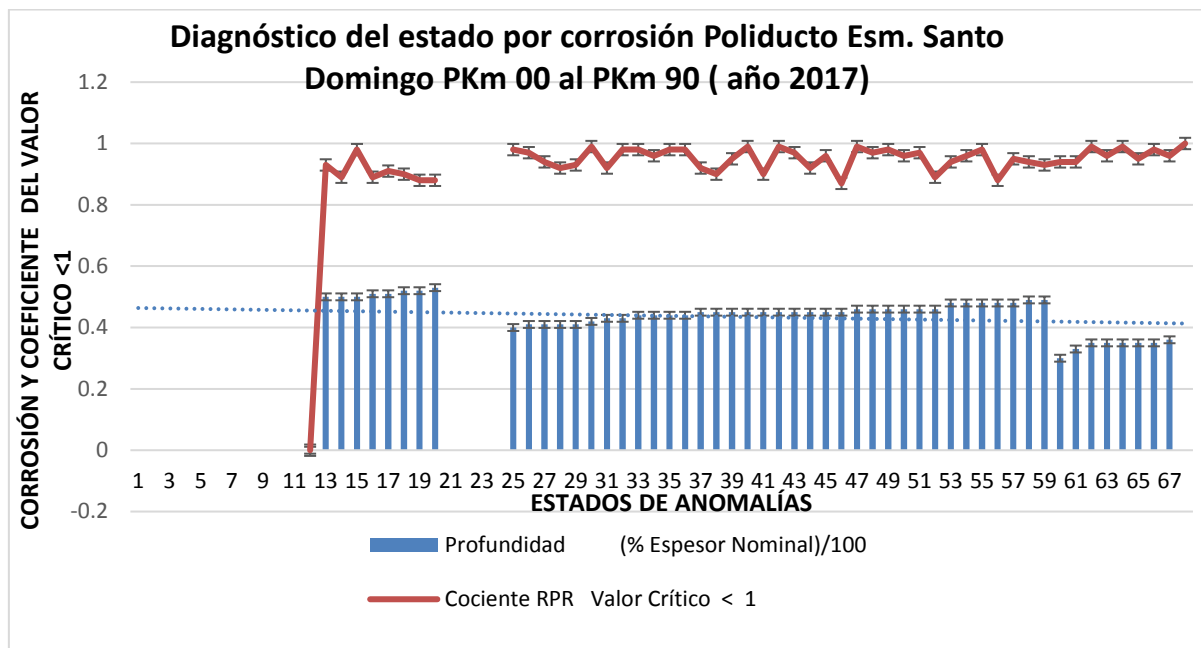


Figura 4.8.1 Diagnóstico del estado del riesgo por corrosión 2017.

Fuente: Investigado

Planes de acciones correctivas, finalizando las medidas de control de condiciones subestándar podemos incrementar las revoluciones en los sistema de bombeo para obtener descargas con presiones de 1290 psi y un caudal 3300

bls./hora a relación del año 2014 se mantenía en 1100 psi y caudal de 2500 bls/horas con una integridad de la tubería. Ver figura 4.9

Valores de integridad ducto año 2014 (Punto Km. 000 al Punto Km. 90)

Suma de Cociente RPR Valor Crítico < 1	77,86
Suma de Profundidad (% Espesor Nominal) /100	26,33

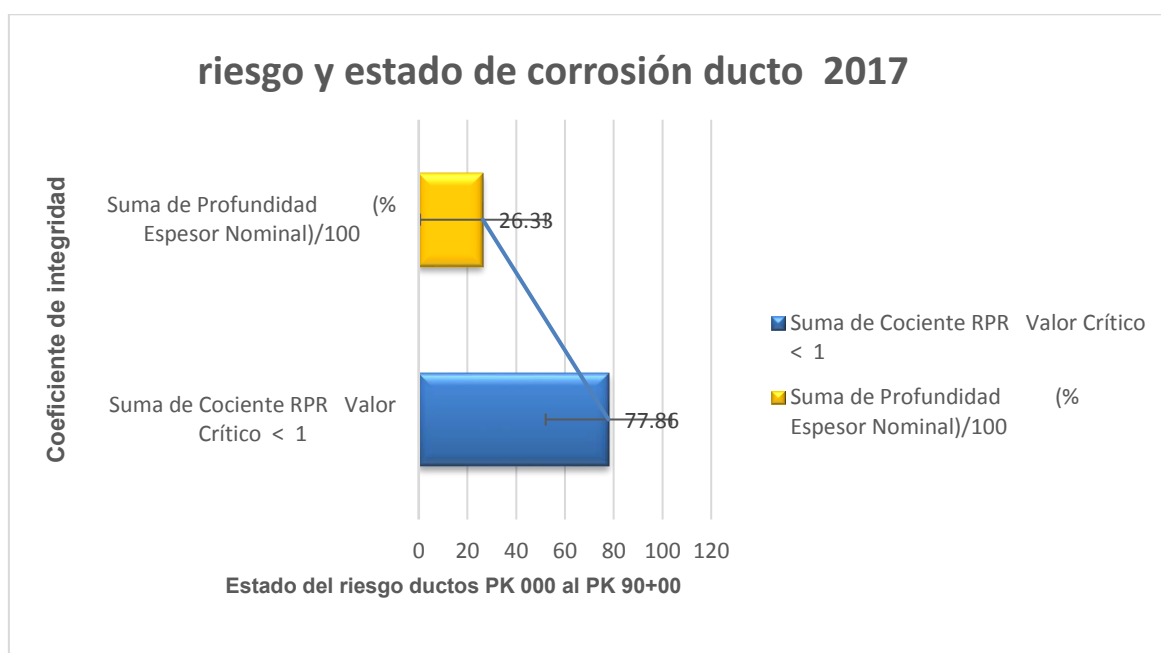


Figura 4.9 Diagnostico riesgos estado de corrosión ducto 2017

Fuente: Investigado

El Cociente Riesgo Probable Rotura “RPR” expresado en el Valor Crítico <1 no se mantiene está en progresiva positiva de criticidad en la sumatoria de nivel negativo a <1 del año 2014 atentando contra la integridad y confiabilidad expresado en 77,28 % de relación pérdida del espesor nominal del 9.525 con integridad de criticidad 26.33 % del diseño con 77 unidades consideradas de alto riesgo para la materialización del evento a fuga-hidrocarburos.

Con estos indicadores reportados de criticidad, las presiones fluctúan entre 1050 a 1100 de psi presión limitada a la presión nominal de 1500 psi con máximo presión segura de operación. Con los indicadores de criticidad las presiones

fluctúan entre 1050 a 1100 de psi presión limitada a la presión nominal de 1500 psi con máximo presión segura de operación

En año 2014 la presión máxima de operación MOP llegó a tener 1100 psi en concordancia con el factor de seguridad del riesgo por rotura, en el año 2017 se recuperó el bombeo a 1250 desde cabecera esmeraldas; obteniendo resultados importantes en base a las reparaciones programada se debe mencionar que cuando los porcentajes suben en pérdidas de espesores la integridad del coeficiente baja <1 señalando el plan de acción y las medidas de gestión oportunas de intervención en base al 26.33 % de anomalías como hallazgo crítico se utilizó, ver cuadro 4.12 y Anexo 5. Se interviene con urgencia en los puntos de mayor criticada remplazándola tubería malograda por tubería nueva del cual se intervinieron en algunos puntos Kilométrico de relación de vulnerabilidad y riesgo, ver cuadro 4.14.

Cuadro 4.7 Cuadros comparativos para procesamientos de datos: Diagnostico de población de anomalías para el tamaño de muestra

Puntos kilométricos		Periodo de control del riesgo se2014-2017	Puntaje de gestión	Índice de corrosión
1	82423,32	1	2,51	49
2	82522,738	1	2,51	49
3	83299,953	1	2,51	49
4	83871,798	1	2,51	49
5	83896,131	1	2,51	49
6	83896,314	1	2,51	49
7	85744,637	1	2,51	49
8	82422,017	1	2,51	49
97	82423,32	2	3,2	49
98	82522,738	2	3,2	49
99	83299,953	2	3,2	49
100	83871,798	2	3,2	49
101	83896,131	2	3,2	49
102	83896,314	2	3,2	49
103	85744,637	2	3,2	49
104	82422,017	2	3,2	49
193	82423,32	3	4,23	49
194	82522,738	3	4,23	49
195	83299,953	3	4,23	49
196	83871,798	3	4,23	49

197	83896,131	3	4,23	49
198	83896,314	3	4,23	49
199	85744,637	3	4,23	49
200	82422,017	3	4,23	49
377	83881,841	4	6,08	0
378	87782,55	4	6,08	0
379	88785,088	4	6,08	0
380	71856,425	4	6,08	0
381	82416,724	4	6,08	0
382	83911,412	4	6,08	0
383	77932,031	4	6,08	0
384	59225,574	4	6,08	0

Fuente: Investigador

¿Qué es la gestión de riesgos? Se define como la reacción al riesgo percibido del hecho probabilístico para la materialización del daño. Ejemplo: una estrategia que mitiga el riesgo para un área específica. Si el revestimiento de la tubería ha fallado, fijelo;

1. Organiza los datos y prioriza el plan de acción.
2. Decide el calendario y la selección del plan de prevención o mitigación del método de inspección.

El modelo se desarrolla en base a una evaluación relativa o un enfoque basado en escenarios o probabilístico. Cualquier enfoque que se use en la construcción de un modelo se debe verificar, volver a verificar y validar, (Romesh, 2017)

4.1.2 Gestión operativa y proyección de la demanda.

El crecimiento significativos de la demanda hasta el año 2032 del cual la capacidad instalada es de 3500 bales/hora que representan 147.000 galos hora trabajando a una presión de 1250 se tiene un caudal de la tubería y su influencia del 80 % el restante se atribuye a los determinantes de pérdidas de tiempo y reducción seguridad de ductos por corrosión interna y externa (parada por mantenimiento mecánico, electrotécnico, mantenimiento de línea) la capacidad instalada reduce su alcance al cumplimiento de los objetivos corporativos representada en el flujo de 2800 bles/horas continuo de la misma proyección, se estima cumplir con la demanda de consumo nacional (ver figura 14); intervenido con un factor de seguridad de falla de conformidad del 10 % a las presiones

establecidas del proyecto original, presión de trabajo monitoreada al caudal de producción de 1125-1.150 de presión a la descarga para 164 kilómetro.

4.1.3 Proyección de la demanda.

La investigación realizada se tomó como línea base los determinantes de riesgos en relación de incidencia-accidentes por pérdidas de la eficiencia de los ductos con corrosión interna y externa del cual se facilita la probabilidad de fuga de los hidrocarburos en ductos, amenazando la proyección de la demanda nacional del año 2015 hasta el 2032 del transporte de hidrocarburos; tomando como referencia del cuadro 4.15 de referencia de la unidad de análisis a la población de estudio se basó a los ductos flujo con volumen de bombeo del diseño y rendimiento de producción del transporte generado con el proyectado corporativo.

Cuadro 4.8 **Proyección de la demanda nacional hidrocarburíferos 2015 al 2032**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
■ AÑO 2015 AL 2032																		
■ PROYECCIÓN	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
■ MILLONES BLS	63.074	63.013	64.944	66.996	69.000	71.346	73.788	75.790	78.423	81.165	84.012	86.968	90.040	93.234	96.553	100.00	103.587	107.314

Fuente: **Elaboración propia.**

La presente investigación caracteriza las muestras tomadas de las poblaciones de estudio que dan origen al modelo de gestión para el control de riesgo dinamizado en la sostenibilidad de cuatro ejes de desarrollo para el servicio del transporte de hidrocarburos por ductos.

Se caracteriza su desarrollo en el flujo del transporte de hidrocarburos con la correlación a los tiempos improductivos de paradas de bombeo (hora/barriles) y su nivel de eficiencia de producción proyectada al abastecimiento del Poliducto E.SD.Q.P. del año 2015 al 2032 como se indica en la figura 4.10

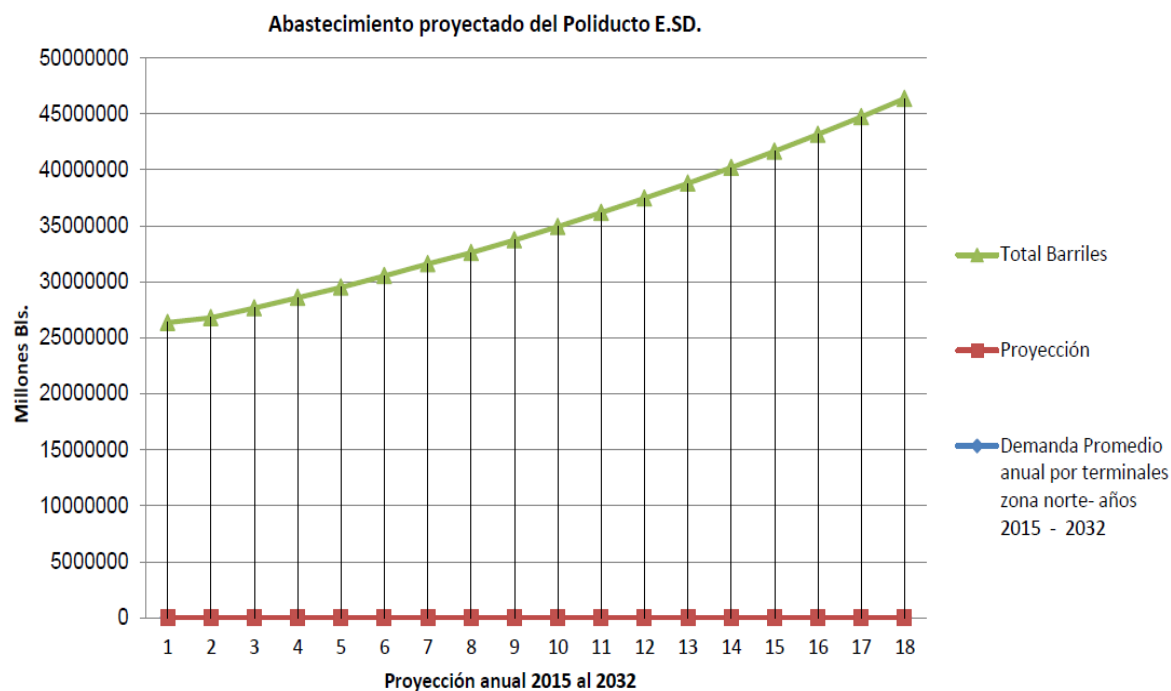


Figura 4.10 Proyección promedio año abastecido por el Poliducto E.S.D.Q.
Fuente: Investigador

El servicio de transporte de hidrocarburos esperado con la proyección de la demanda requerida estará siendo monitoreada su progresiva en la operativa de gestión y riesgo operaciones I, Operaciones II, mantenimiento de línea, integridad y confiabilidad, laboratorio de investigación, geomática, seguridad física, con el sistema operativo de sus unidades ducto, flujo, presión, caudal y temperatura serán los condicionantes para alcanzar la sostenibilidad ambiental y corporativa. Proyectando y cumpliendo los objetivos; se presenta el estado actual del poliducto y su eficiencia operativa esperada y cumplida. Ver cuadro 4.15 y su tendencia hasta el año 2015 hasta el año 2032 y figura de relación a lo expresado en la figura 4.10.

Cuadro 4.9 Transporte Poliducto Esmeraldas Santo Domingo.

Año	Barriles Transportados Poliducto Esmeraldas Santo Domingo			Incremento %		
	Producción transporte real bls./ año	bls/año "diseño máximo Instalado"	% del Rendimiento Poliducto Esmeraldas. Santo Domingo Quito			
			Eficiencia % anual			
2013-2014	22.505.273	30.660.000	73,403	0,882	11,824	
2014-2015	22.505.273	23.430.538	30.660.000	76,421	0,918	8,198
2015-2016	23.430.265	23.400.265	30.660.000	76,322	0,917	8,317
2016-2017	23.400.265	24.077.474	30.660.000	78,531	0,943	5,664
2017-2018	24.077.474	25.523.034	30.660.000	83,245	1	0,000

Fuente: Investigador

Como observamos en el cuadro de barriles transportados el sistema en el año 2014 fue ejercido el control de los riesgos macros y micros incubados del cual al final del año 2017 y con tendencia de cubrir el incremento del transporte se asumieron ajustes de competencia y resultados de objetivos de control de riesgos.

En el cuadro 4.16, se observa la tendencia significativa de colinealidad a cubrir la demanda esperada, los datos fueron del corte al año 2017 del cual representa como unidad de análisis el corte del año 2014 al 2017; se presentó el año siguiente observado que la tendencia al corte del año siguiente es significativa para sostenibilidad ambiental y corporativa. Ver Figura 4.10.1



Figura 4.10.1 Rendimiento barriles transportado del periodo 2014 al 2017 discriminando el año 2018 en relación al corte del 2014 al 2017

Fuente: Investigador

La demanda de los hidrocarburos presenta un crecimiento significativo hasta el año 2032 del cual la capacidad instalada es de 3500 bales/hora que representan 147.000 galos hora trabajando a una presión de 1250 psi; se tiene un caudal de la tubería y su influencia hasta el 80 % a la capacidad de poder cumplir con lo proyectado; el 20 % restante se atribuye a los determinantes de pérdidas de tiempo y reducción de integridad y confiabilidad de ductos por corrosión interna y externa (parada por mantenimiento mecánico, electrotécnico, mantenimiento de línea) la capacidad instalada reducida al cumplimiento de los objetivos corporativos representada el flujo de 2800 barriles/horas, se estima cumplir con la demanda de consumo nacional hasta el cuarto año del 2014 al 2018 (ver figura 4.10.1) interviniendo el factor de seguridad de falla con el 10 % a las presiones establecidas del proyecto original, presión de trabajo monitoreada al caudal de producción de 1125-1.150 psi de presión a la descarga para 164 kilómetro con 130 psi.

4.2 Tamaño de muestra

4.2.1 Número Anomalías por corrosión.

Para identificar el tamaño de la muestra de anomalías por corrosión y la gestión de las unidades operativas sean representativas durante el año 2014 y el año 2017 se obtienen representativa de la población de estudio con la mínima probabilidad del resultado de error y con un nivel alto de confianza, así como de probabilidad. Sampieri y colaboradores (2010); plantea implementar condiciones específicas en concordancia por cada investigación consiguiente:

El error de falla en la toma de la muestra o el número de anomalías por corrosión utilizados en el experimento no sea representativo para la totalidad de los pitting de corrosión de la población de estudio sea de un 5%.

La certeza de la probabilidad del éxito (p); de que las anomalías detectadas de criticidad influyan en el nivel de la pérdida de la sostenibilidad del transporte y ambiente sea de un 50%, por no tener experimentaciones ni un marco teórico referencial previo. Estableciendo las primeras consideraciones de éxito la

probabilidad de fracaso (q); a que las anomalías representen la falta de gestión a ser controlada, su progresiva no influye en pérdida de la sostenibilidad del transporte con el ambiente es también, donde:

q = proporción de la población de referencia que no presenta el fenómeno en estudio ($1 - p$); la suma de la p y la q siempre debe dar 1. Por ejemplo, si $p=0.8$ $q= 0.2$.- El nivel de significación deseado es el complemento de la estimación del error máxima aceptable del 5 % entonces el nivel de confianza será del 95 % de acertar y tener muestras representativas, En resumen.

Tamaño de la población, indeterminada anomalías/corrosión

Error máximo aceptable 5 %

Probabilidad de varianza del 50 %

Nivel de confianza 95 %

Ecuación del tamaño de la muestra, N es infinita (cuando se desconoce el total de unidades de observación que la integran o la población es mayor a 10,000)

Indeterminado.

$$n = \frac{Z^2 * p (1-p)}{e^2}$$

Donde:

N = Población total (número de muestra que salen indeterminada en anomalías de mayor significancia y la gestión operativa de conformidad.

$Z \alpha = 1.96$ si el nivel de confianza es del 95% (por tabla)

p = probabilidad de éxito 0.5

q = probabilidad de fracaso 0.5

e = error de la muestra 0.05

Remplazando los valores en la fórmula:

$$n = \frac{1.96^2 \times 0.50 (1-0.50)}{0.05^2}$$

n = 384 muestras

4.2.2 Selección de la muestra

La muestra seleccionada de anomalías de corrosión, se consideró un corte (cohorte de inspección) (2014) de los 164 kilómetros de tubería instalada del Poliducto Esmeraldas Santo Domingo en los 90 primeros kilómetros; estableciendo el tratamiento del Número de anomalías en 21.679 unidades de certeza por corrosión interna y externa con niveles de riesgo en pérdida del 20 al 80 % del espesor referencial al diseño de 9.52 mm con un diámetro de 16”.

En realidad, la corrosión, es un problema separado que debe resolverse antes de intentar resolver el problema de minimización general (Anna Bushinskaya, 2015).

4.2.3 Teoría de errores

La investigación experimental formada, se considera necesario establecer con claridad algunos conceptos de la teoría del errores que trata de identificar las diversas fuentes que reaccionan frente a un error de una establecida medición de profundidad del daño que producen las anomalías al incrustarse sedimentos en la rugosidad interna de la tubería y durante el recorrido del equipo de flujo magnético en línea MFL recolecta las anomalías a una velocidad constante de 2.5 a 3 kilómetros por hora (errores); las muestras son cortadas en la dimensión de mayor criticad de riesgo del punto km. 000+000 al km. 090+000 de tubería que representa al total de 164 kilómetro instalado como medio de transporte; este argumento tiene una premisa descriptiva y una conclusión normativa.

La teoría del error direcciona a todos las reflexiones normativas del entorno al cambio de estado en valores de reacciones que podrían tener perdida y logro, que la teoría implica que todos los juicios normativos son falsos al logro, y que puede ser cierto que todos los juicios normativos son falsos a la pérdida, pero que usted puede inclinarse fuertemente a rechazar la teoría del error. Yo también.

Una teoría del error sobre todos los juicios normativos. Se expresa en la dimensión que el realismo no reductivo es falso; esto significa que, si hay

propiedades normativas, estas propiedades son idénticas a las propiedades descriptivas; Tales creencias también implican conceptualmente que hay un mundo posible en el que algo tiene una propiedad normativa, lo que significa que solo pueden ser verdaderas si esta propiedad existe.

Por lo tanto, la teoría del error también se aplica a estas creencias. Puede pensar que la teoría del error no se aplica a los juicios normativos instrumentales porque (Gestión y Corrosión) pueden no parecer cierto para estos juicios. Puede parecer, por ejemplo, que, si las personas hicieran ciertos juicios normativos instrumentales después de considerar toda la información descriptiva relevante, se garantiza que estos juicios serán correctos;

En términos más generales, muestra que los juicios normativos instrumentales no son equivalentes a las creencias descriptivas sobre los medios necesarios o eficientes. Por lo tanto, concluyo que la teoría del error se aplica a los juicios normativos instrumentales (Streumer, 2017)

Sin embargo, no se debe olvidarse que la medida del error característico es la incertidumbre del resultado de una medición y la propagación con la no reproducibilidad de la medición. Por esta razón, la estimación del error no puede ser precisa, y no se requiere que sea precisa.

Pero su incertidumbre, si se puede decir eso, debe ser ponderada hacia la sobreestimación y no a la subestimación. De acuerdo con este principio, aún diremos que es mejor sobrestimar que subestimar un error: en el primer caso, la calidad de la medición se reduce, mientras que, en el segundo caso, toda la medición puede ser inútil. Por supuesto, la sobreestimación debe mantenerse al mínimo (Rabinovich, 2010)

Debido a que los errores, por definición, son resultados que no cumplen con las expectativas, pueden considerarse un ejemplo prototípico de una anomalía. Por lo tanto, ellos también pueden ser vistos como un estímulo natural para la reflexión y la exploración y como un medio para apoyar la investigación.

La interpretación de Kuhn (1970) del desarrollo de la ciencia respalda aún más esta visión de los errores, o anomalías en general, como un elemento clave para desencadenar “revoluciones científicas”: confrontados con rarezas o dificultad, los científicos adoptan una actitud diferente hacia los paradigmas existentes. y la naturaleza de su investigación cambia en consecuencia. Las revoluciones científicas son inauguradas por un sentido creciente

De hecho, algunos de los ejemplos históricos que Kuhn (1970) identificó como catalizadores de “revoluciones científicas” consistieron en resultados inaceptables o problemas irresolubles que podrían haber sido interpretados por los científicos de la época, o ahora en retrospectiva, como una especie de “error”. Por lo tanto, el trabajo de Kuhn sugiere que el análisis de errores por parte de los científicos puede conducir a resultados distintos a la eliminación del error como se percibió originalmente. De hecho, hay ejemplos significativos a este respecto en la historia de las matemáticas (Borasi, 1996)

4.3 Prueba de hipótesis.

En la investigación del modelo de gestión del control de riesgo del cual pretende determinar si existe influencia del riesgo en los ductos de hidrocarburos y si existe una correlación entre la gestión operativa y el riesgo de la sostenibilidad del transporte de hidrocarburos-ambiente.

Prueba no paramétrica. Para comprobar o contrastar la hipótesis nula de que la distribución de una variable se ajusta a una determinada distribución; se planteó la prueba Kolmogorov-Smirnov el hecho es que, si la distribución de la variable se ajusta a la distribución normal, exponencial en la teoría de la probabilidad.

En las categorizaciones de las pruebas no paramétricas sucede cuando una está a falta de consenso de la otra en la etapa de agruparlas.

Las hipótesis que se plantean son:

H0: No existe diferencia entre los grupos siguiendo una distribución normal.

H1: Existe diferencia entre los grupos no siguiendo una distribución normal.

La teoría de las pruebas óptimas está relacionada con la búsqueda de estimadores paramétricos y no paramétricos óptimos que alcanzan el límite de información más bajo. Cuando la hipótesis se refiere a la función de distribución completa de las variables observadas, el estadístico de prueba óptimo es un estadístico de Kolmogorov-Smirnov basado en estimadores empíricos de funciones de distribución, o sus funciones, que definen la hipótesis H_0 (Pons, 2014)

4.3.1 Correlaciones Parciales.

Es aquel en el que se relacionan con eventos y sujetos en periodos evolutivos, variables cognitivas y variables físicas, como las acciones y condiciones subestándar.

El coeficiente de correlación parcial, evalúa el grado de asociación que existe entre dos variables una vez que se extrae el efecto o la variabilidad explicada por el resto de variables que conforman el modelo. En este caso, la correlación parcial constituye un procedimiento estadísticamente equivalente al diseño experimental con control de variables, tanto para la variable dependiente como para el predictor de interés, lo que queda son la gestión operativa del riesgo de dichas variables. En este punto se busca correlacionar de la gestión operativa del riesgo, y en el caso de que éstos se correlacionen efectivamente, se interpreta que las variables están asociadas incluso si las demás variables del modelo se mantienen constantes

4.3.2 Hipótesis específica

Los niveles de conformidad del modelo de gestión-control riesgo ductos de hidrocarburos mantienen influencia significativa en la sostenibilidad del transporte y ambiente.

4.3.3 Hipótesis estadísticas

Hipótesis

Ho: El modelo de gestión del control riesgo en ductos de hidrocarburos (Puntaje de las UOG) NO influye significativamente en los Oleoductos Poliductos y Gasoductos (Porcentaje de Conformidades)

H1: El modelo de gestión del control de riesgo en los ductos de hidrocarburos (Puntaje de las UOG) influye significativamente en los Oleoductos Poliductos y Gasoductos (Porcentaje de Conformidades)

4.3.4 Nivel de significación.

Se considera de importancia en una investigación indicar el índice de significación dado que no existe fórmula para realizar el calcularlo el cual depende de que tan se encuentre controlada la experimentación y la existan los mínimos fallas en cada etapa de los procesos y generar la definición de los resultados obtenidos del cual se debe a la probabilidad del efecto de variable independiente, “para este caso investigado se adopta el porcentaje más usado del nivel de significación expresado en: $\alpha = 0.05$ (5%). Teniendo una implicancia para dar lugar a rechazar la hipótesis nula y aceptar la hipótesis alternativa si este fuera el caso, es importante que los eventos ocurran con el 95 % de casos esperado y el 5 % se estimara al azar.

4.3.5 Modelo estadístico.

Se analizaron diferentes modelos, con la intención de obtener la interacción estimada de parámetros en resultados que permitan obtener adecuados modelos estadísticos; , que indica es decir resistentes a la ausencia de normalidad, por ello se puede concluir con un nivel de significación del 5%, se cuenta que existe certeza suficiente para afirmar que el modelo de gestión del control de riesgo en los ductos de hidrocarburos (**Puntaje de las UOG**) **influye** significativamente en el porcentaje de conformidades de las instalaciones de los Oleoductos Poliductos y Gasoductos.

El software estadístico SPSS se lo utilizó para determinar si existe, la intención de obtener resultados del cual se les da tratamiento a la data para presentar los siguientes resultados:

4.4 Presentación de resultados y toma de decisión.

4.4.1 Puntaje del porcentaje de conformidades, prueba de normalidad de Kolmogorov - Smirnov

Análisis de la influencia del modelo de gestión (UOG: Unidades Operativas de Gestión) sobre el **Porcentaje de Conformidades** del control de riesgo en los Oleoductos Poliductos y Gaseoductos, ver cuadro 4.2.1.

Cuadro 4.2.1 Prueba de normalidad

Variables	Kolmogorov - Smirnov		
	Estadístico constaste	gl	P valor (Sig.)
Y1: Porcentaje de Conformidades	0,183	384	0,000

Fuente: Software SPSS

El estudio descriptivo a partir del Cuadró 4.2.1. Se concluye en el Porcentaje Conformidades no muestra una distribución normal con un p valor de 0.00 siendo menor al nivel de significación de 0.05 (5%).

Normalidad.

Ho: Hay normalidad

H1: No hay normalidad

Ver cuadro 4.2.2. Se anclar esta discusión al estudio estadístico de potencia en la distribución F está impulsada principalmente por la universalidad de las pruebas estadísticas basadas en la distribución de normalidad. El estadístico F se puede usar para probar prácticamente cualquier hipótesis que se encuentre bajo el amplio paraguas del modelo lineal general; Una segunda familia de estadísticas que no se puede acomodar fácilmente usando el modelo desarrollado aquí son aquellas estadísticas que se denominan no paramétricas. En general, las estadísticas no paramétricas no hacen suposiciones a priori sobre las formas de distribución, y tienden a usar poca información sobre la distribución observada de datos al construir pruebas estadísticas; Los métodos desarrollados aquí proporcionan solo aproximaciones cuando se usan para evaluar el poder de

equivalentes robustos o no paramétricos de las pruebas estadísticas estándar (Murphy & Myors, 2004).

4.4.2 Pruebas de homogeneidad de varianzas Levene

Homogeneidad.

Ho: Hay Homogeneidad

H1 No hay homogeneidad

Asume que ambos grupos son iguales, si no son homogénea se rechaza la hipótesis nula y se acepta la hipótesis alternativa.

Cuadro 4.2.2 Pruebas de homogeneidad de varianzas con puntaje del porcentaje de conformidades.

Prueba de homogeneidad de varianzas

Porcentaje de Conformidades

Estadístico de Levene	gl1	gl2	Sig.
16,692	3	380	,000

Fuente: Software SPSS

Se puede concluir que las varianzas no son homogéneas para el porcentaje de conformidades en cada una de los cometidos. con un Estadístico de 16.692 y un p valor de 0.000 existiendo diferencias significativas entre los puntajes promedio de conformidad sobre el porcentaje de gestión del cual tiene de un efecto positivo sobre el porcentaje de conformidades.

Como no cumple con la normalidad ni con la igualdad de varianza no se puede aplicar ANOVA; por lo tanto, se procede con la prueba de Welch (Ver cuadro 4.2.3).

En existencia a la dificultad de diferencia entre el exploratorio verdadero (que se desconoce) del proceso y el guía subyacente determinado en la selección de incidencia en particular. La capacidad de formular un modelo preciso en gran medida determina la precisión y robustez de un método particular de ajuste; el test

de Welch en R para confrontar dos muestras normales con varianza desemejante (Boiko, 2013)

4.4.3 Pruebas robustas de igual de medias WJ-BF

En existencia a la dificultad de diferencia entre el exploratorio verdadero (que se desconoce) del proceso y el guía subyacente determinado en la selección de incidencia en particular. La capacidad de formular un modelo preciso en gran medida determina la precisión y robustez de un método particular de ajuste (Boiko, 2013)

En lugar de la media, se pueden usar otros estimadores más robustos de la ubicación central en la transformación de Levene, por ejemplo, medias o medianas recortadas. Según Brown y Forsythe (1974), las desviaciones absolutas de las medianas de muestra son preferibles, en particular si las distribuciones subyacentes son asimétricas (Neuhäuser, 2012)

Cuando los tamaños de los grupos son desiguales, las violaciones del supuesto de homogeneidad de la varianza pueden tener consecuencias bastante graves. SPSS incorpora opciones para dos relaciones F alternativas, que se han derivado para ser robustas cuando se ha violado la homogeneidad de la varianza.

Cuando los tamaños de los grupos son desiguales y los grupos grandes tienen la mayor varianza, entonces esta estadística se evalúa utilizando grados de libertad para el modelo y los términos de error.

La corrección es la F de Welch (1951): sesga la relación F para que sea conservadora la muestra. la relación F es proporcional a la suma de cuadrados, lo que podemos explicar (SSM) / (SSR) lo que no podemos explicar, por lo que, si SSR es grande, entonces la relación F se vuelve más pequeña por lo que sería más conservador: ¡su valor se está reduciendo demasiado!). Brown y Forsythe resuelven este problema al ponderar las variaciones del grupo, no por su tamaño de muestra, sino por el inverso de sus tamaños de muestra (en realidad usan n / N , por lo que es el tamaño de la muestra como una proporción del tamaño total de la

muestra). Esto significa que el impacto de los tamaños de muestra grandes con gran varianza se reduce, Se concluye que ambas técnicas controlan el error Tipo I califican bien (es decir, cuando no hay ningún efecto en la población realmente obtienes una F no significativa). Sin embargo, en términos de potencia (es decir, qué prueba es la mejor para detectar un efecto cuando existe), la prueba de Welch es la mejor, excepto cuando hay una media extrema que tiene una gran variación, (FIELD, 2009).

Cabe mencionar que, si bien no cumple con la normalidad, la prueba funciona adecuadamente con muestras grandes de (384 unidades de análisis) por consiguiente como se encuentra expresado el análisis estadístico.

Cuadro 4.2.3 Pruebas Robustas de igualdad de medidas

Porcentaje de Conformidades				
	Estadístico	gl1	gl2	Sig.
Welch	300,695	3	189,930	0,000
Brown-Forsythe	193,770	3	294,941	0,000

a. F distribuida de forma asintótica

Fuente: Software SPSS

Se deben conocer las funciones de densidad para las dos poblaciones, $f(y | G1)$ y $f(y | G2)$. Entonces, la regla de clasificación óptima (Welch 1939) que minimiza la probabilidad de clasificación errónea, (Rencher, 2002) Ver cuadro 4.2.3

A partir del Cuadro 4.2.2 y Cuadro 4.2.3 se encontró que existe diferencia entre los porcentajes promedios de las conformidades en al menos una de las gestiones. Con un $F_{cal} = 193.770$ (Ver Cuadro N° 4.20) y un $p \text{ valor} = 0.000 < 0.05$, comprobándose esto último con pruebas robustas, es decir robusta a la ausencia de normalidad, por ello se puede concluir con un nivel de significación del 5%, que existe evidencia estadística suficiente para afirmar que el modelo de gestión del control de riesgo en los ductos de hidrocarburos (Puntaje de las UOG) influye significativamente en el porcentaje de conformidades de los Oleoductos Poliductos y Gasoductos.

Puntaje de las Unidades Operativas de Gestión

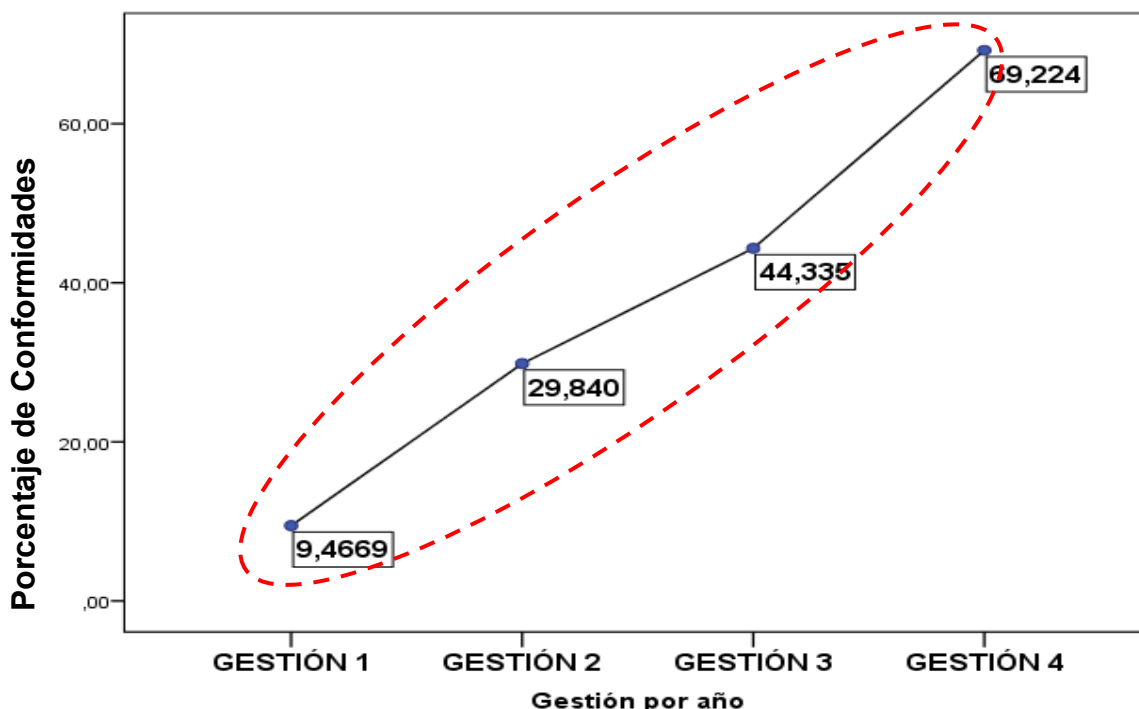


Figura 4.2.1 Gráfico de medias del porcentaje de conformidad según la gestión
Fuente: Software SPSS

A partir de la figura 4.2.1, se puede observar que el porcentaje de conformidades se incrementa a través de cada una de las gestiones de manera progresiva. Esto último confirma de manera gráfica lo encontrado en los cuadros 4.2.2 y 4.2.3.

Si se detecta una diferencia significativa dentro de la proporción correlacionada, el $(1 - \alpha)$ se puede obtener un intervalo simultáneo de nivel para todas las comparaciones por pares en las proporciones correlacionadas, por ejemplo, Hochberg y Tamhane 1987, p. 278: (Bi, 2015).

Se utiliza la prueba de comparaciones múltiples en concordancia al porcentaje de conformidades de la gestión ver cuadro 4.2.4.

4.2.4 Pruebas de comparaciones múltiples de Tamhane

Cuadro 4.2.4 Prueba de Comparaciones múltiples para el porcentaje de conformidades según la gestión.

Tamhane						
(I) Gestión por año	(J) Gestión por año	Diferencia de medias (I-J)	Error estándar	P valor (Sig.)	Intervalo de confianza al 95%	
					Límite inferior	Límite superior
GESTIÓN 1	GESTIÓN 2	-0,3728*	2,32003	0,000	-6,5804	-14,1651
	GESTIÓN 3	-4,8678*	1,83668	0,000	-9,7723	-29,9632
	GESTIÓN 4	-9,7576*	2,34406	0,000	-6,0299	-53,4852
GESTIÓN 2	GESTIÓN 1	20,3728*	2,32003	0,000	14,1651	26,5804
	GESTIÓN 3	-4,4950*	2,74760	0,000	-1,8056	-7,1844
	GESTIÓN 4	-9,3848*	3,10974	0,000	-7,6528	-31,1168
GESTIÓN 3	GESTIÓN 1	34,8678*	1,83668	0,000	29,9632	39,7723
	GESTIÓN 2	14,4950*	2,74760	0,000	7,1844	21,8056
	GESTIÓN 4	-4,8898*	2,76792	0,000	-2,2549	-17,5247
GESTIÓN 4	GESTIÓN 1	59,7576*	2,34406	0,000	53,4852	66,0299
	GESTIÓN 2	39,3848*	3,10974	0,000	31,1168	47,6528
	GESTIÓN 3	24,8898*	2,76792	0,000	17,5247	32,2549

*. La diferencia de medias es significativa en el nivel 0.05.

Fuente: Software SPSS

A partir del Cuadro 4.2.4 se encontró que existe diferencia significativa entre los puntajes promedio del índice de porcentaje de conformidad según la gestión aplicada, en particular cuando las gestiones no son adyacentes entre ellas, es decir cuando están separadas en un plazo mínimo de dos años.

Análisis de la influencia del modelo de gestión (UOG: Unidades Operativas de Gestión) sobre el **Índice de Corrosión** del control de riesgo en los Oleoductos Poliductos y Gaseoductos

Cuadro 4.2.5 Pruebas de normalidad

Variables	Kolmogorov-Smirnov ^a		
	Estadístico	Gl	Sig.
Y2: Índice de Corrosión (0-100)	0,431	384	0,000

Fuente: Software SPSS

A partir del Cuadró 4.2.5 se puede concluir que el Índice de Corrosión no tiene una distribución normal con un p valor de 0.000 menor al nivel de significación de 0.05, también se analizó el comportamiento de la normalidad en cada una de las gestiones con lo cual se encontraron resultados similares.

Cuadro 4.2.6 Pruebas de homogeneidad de varianzas para el índice de corrosión.

Estadístico de Levene	gl1	gl2	Sig.
21,060	3	380	0,000

Fuente: Software SPSS

A partir del Cuadro 4.2.6 se puede concluir que las varianzas no son homogéneas para el Índice de Corrosión en cada una de las gestiones. Con un Estadístico de 21.060 y un p valor de 0.000.

Cuadro 4.2.7 Pruebas Robustas de igualdad de medidas

	Estadístico	gl1	gl2	P valor Sig.
Welch	14,917	3	182,168	0,000
Brown-Forsythe	10,026	3	267,884	0,000
a. F distribuida de forma asintótica				

Fuente: Software SPSS

Se encontró que existe diferencia entre los puntajes promedios del índice de corrosión en al menos una de las gestiones. Con un $F_{cal} = 10.026$ (Ver Cuadro 4.2.7) y un $p \text{ valor} = 0.000 < 0.05$, (Ver Cuadro 4.2.6 y 4.2.7), por ello se puede concluir con un nivel de significación del 5%, que existe evidencia estadística suficiente para afirmar que el modelo de gestión del control de riesgo en los ductos de hidrocarburos (Puntaje de las UOG) influye significativamente en los Oleoductos Poliductos y Gasoductos (Índice de Corrosión).

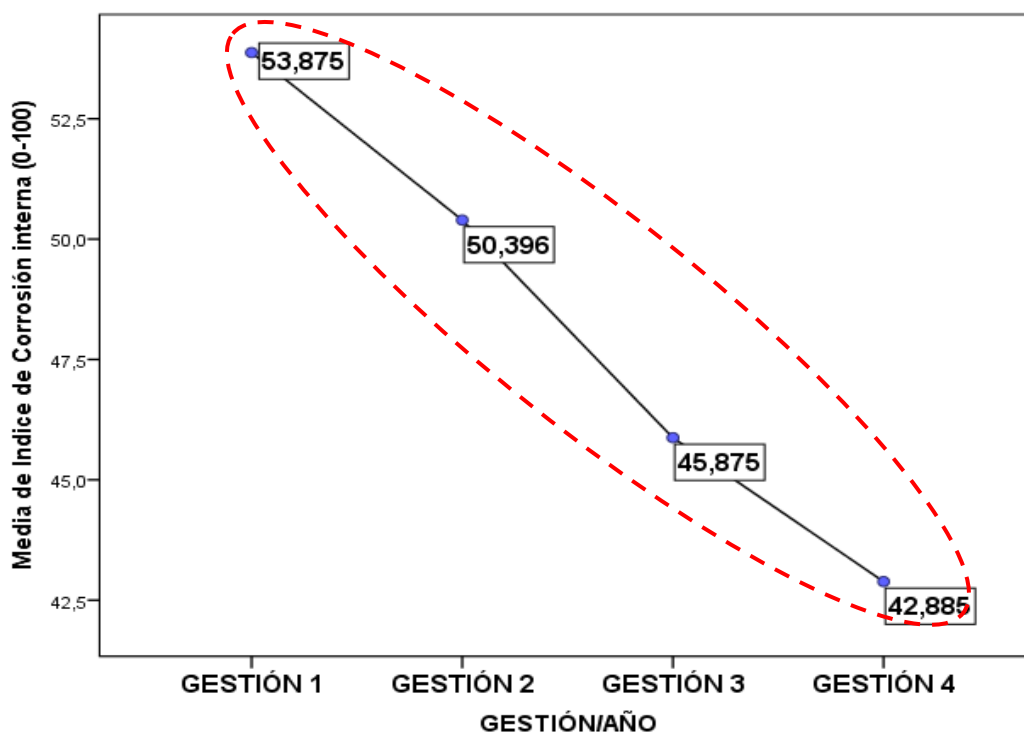


Figura 4.2.2 Gráfico de medias del índice de Corrosión según la Gestión

A partir de la figura 4.2.2, se puede observar que el índice de Corrosión disminuye a través de cada una de las gestiones de manera progresiva. Esto último confirma de manera gráfica lo encontrado en los Cuadros 4.2.6 y 4.2.7.

Cuadro 4.2.8 Prueba de Comparaciones múltiples para el índice de corrosión según la gestión

Tamhane						
(I) Gestión AÑO	(J) Gestión /AÑO	Diferencia de medias (I-J)	Error estándar	P valor (Sig)	Intervalo de confianza al 95%	
					Límite inferior	Límite superior
Gestión 1	Gestión 2	3,479	1,379	0,075	-,21	7,17
	Gestión 3	8,000*	1,876	0,000	2,97	13,03
	Gestión 4	10,990*	2,122	0,000	5,03	16,68
Gestión 2	Gestión 1	-3,479	1,379	,075	-7,17	0,21
	Gestión 3	4,521	2,212	0,229	-1,37	10,41
	Gestión 4	7,510*	2,424	0,014	1,05	13,97
Gestión 3	Gestión 1	-8,000*	1,876	0,000	-13,03	-2,97
	Gestión 2	-4,521	2,212	0,229	-10,41	1,37
	GESTIÓN 4	2,990	2,738	0,856	-4,29	10,27
Gestión 4	Gestión 1	-10,990*	2,122	,000	-16,68	-5,30
	Gestión 2	-7,510*	2,424	,014	-13,97	-1,05
	Gestión 3	-2,990	2,738	,856	-10,27	4,29
La diferencia de medias es significativa en el nivel 0.05.						

Fuente: Software SPSS

A partir del Cuadro 4.2.8 se encontró que existe diferencia significativa entre los puntajes promedio del índice de corrosión y las gestiones aplicadas, en particular cuando las gestiones no son adyacentes entre ellas, es decir cuando están separadas en un plazo mínimo de dos años.

Análisis de influencia del modelo de gestión (UOG: Unidades Operativas de Gestión) sobre la **Demanda (BIs/Hs aprovechadas en transporte)** del control de riesgo en los Oleoductos Poliductos y Gaseoductos.

Cuadro 4.2.9 Pruebas de normalidad

Variables	Kolmogorov-Smirnov ^a		
	Estadístico	Gl	Sig.
Y2: Índice de Corrosión (0-100)	0,102	48	0,200

Fuente: Software SPSS

A partir del Cuadro 4.2.9 se puede concluir que la demanda tiene una distribución normal con un p valor de 0.200 superior al nivel de significación de 0.05 (5%), también se analizó el comportamiento de la normalidad en cada una de las gestiones con lo cual se encontraron resultados similares.

Cuadro 4.2.10 Pruebas de homogeneidad de varianzas para el índice de corrosión.

Demanda (Bls/Hs)			
Estadístico de Levene	de gl1	gl2	P valor (Sig.)
0,146	3	44	0,932

Fuente: Software SPSS

A inicar del Cuadró 4.2.10 se puede concluir que las varianzas son homogéneas para el Índice de Corrosión en cada una de las gestiones. Con un Estadístico de 0.146 y un p valor de 0.932.

Cuadro 4.2.11 Pruebas Robusta de igualdad de medias

Demanda (Bls/Hs)				
	Estadístico	gl1	gl2	Sig.
Welch	4,595	3	24,416	0,011
Brown-Forsythe	4,650	3	43,582	0,007

a. F distribuida de forma asintótica

Fuente: Software SPSS

El enfoque **Brown-Forsythe** puede implicarse en algunos casos ineficaz cuando la distribución de la matriz de dispersión solicite apreciar un número pequeño de parámetros (Vallejo & Livacec, 2006).

A partir del Cuadro 4.2.10 y Cuadro 4.2.11 se encontró que existe diferencia entre los puntajes promedios de la demanda en al menos una de las gestiones. Con

un $F_{cal} = 4.650$ (Ver Cuadro 4.29) y un $p \text{ valor} = 0.007 < 0.05$, por ello se puede concluir con un nivel de significación del 5%, que existe evidencia estadística suficiente para afirmar que el modelo de gestión del control de riesgo en los ductos de hidrocarburos (Puntaje de las UOG) influye significativamente en la demanda (Bls/Hs aprovechadas en transporte) de los Oleoductos Poliductos y Gasoductos.

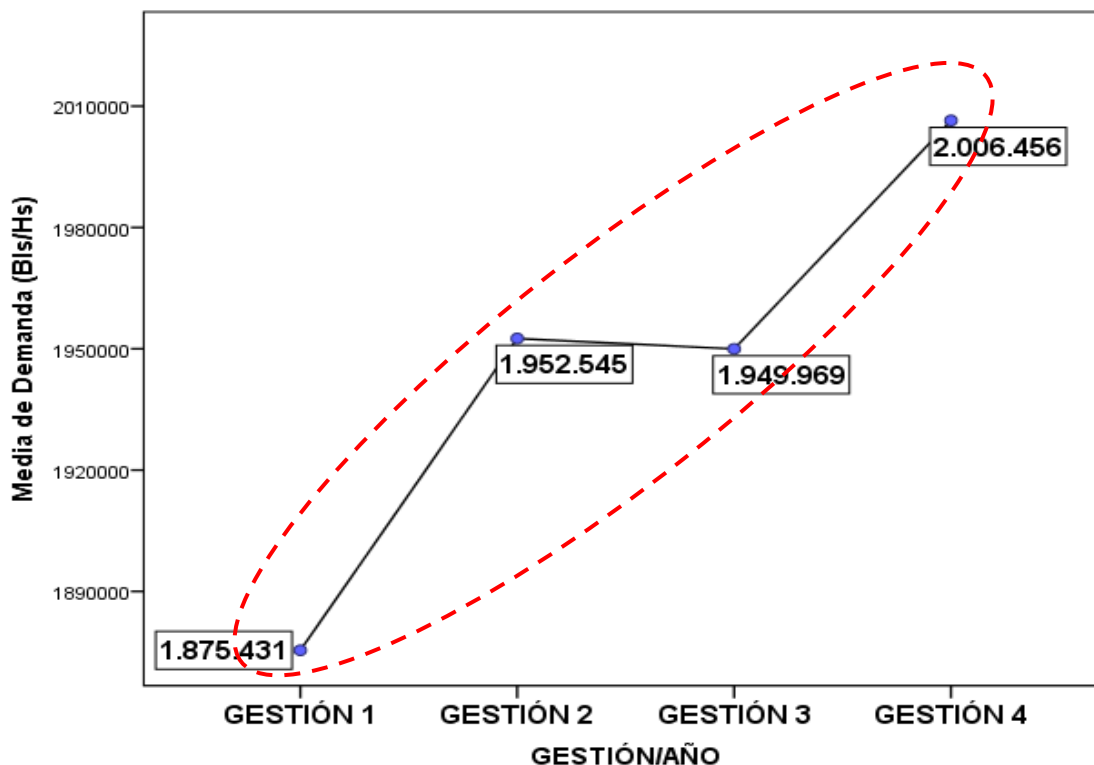


Figura 4.2.3 Gráfico de media de la Demanda (Bls/Hs) según la gestión

Fuente: Software SPSS

A partir del Gráfico 4.2.3, se puede observar que la demanda (Bls/Hs aprovechadas en transporte) se incrementa a través de cada una de las gestiones de manera progresiva. Esto último confirma de manera gráfica lo encontrado en los cuadros 4.2.10 y cuadro 4.2.11.

Cuadro 4.2.12 Prueba de Comparaciones múltiples para la demanda (Bls/Hs) según la gestión

HSD Tukey					
(I) G./año	(J) G./año	Diferencia de medias (I-J)	Error estándar	P valor (Sig.)	Intervalo de confianza al 95%

					Límite inferior	Límite superior
Gestión 1	Gestión 2	-77113,92	35305,4	0,144	-171379,4	17151,6
	Gestión 3	-74538,42	35305,4	0,165	-168803,9	19727,1
	Gestión 4	-131025,17*	35305,4	0,003	-225290,7	-36759,7
Gestión 2	Gestión 1	77113,917	35305,4	0,144	-17151,57	171379,4
	Gestión 3	2575,500	35305,4	1,000	-91689,98	96840,9
	Gestión 4	-53911,250	35305,4	0,430	-148176,7	40354,2
Gestión 3	Gestión 1	74538,417	35305,4	165	-19727,07	168803,9
	Gestión 2	-2575,500	35305,4	1,000	-96840,98	91689,9
	Gestión 4	-56486,750	35305,4	0,389	-150752,2	37778,7
Gestión 4	Gestión 1	131025,167*	35305,4	0,003	36759,68	225290,7
	Gestión 2	53911,250	35305,4	0,430	-40354,2	148176,7
	Gestión 3	56486,750	35305,4	0,389	-37778,7	150752,2
*. La diferencia de medias es significativa en el nivel 0.05.						

Fuente: Software SPSS

A partir del Cuadro 4.1.12, se encontró que existe diferencia significativa entre los puntajes promedio de la demanda (BIs/Hs aprovechadas en transporte) entre las gestiones, en particular cuando las gestiones no son adyacentes entre ellas, es decir cuando están separadas en un plazo mínimo de 3 años.

Conclusiones

1. Se determinó que existe evidencia estadística suficiente para afirmar que el modelo de gestión del control de riesgo corporativos en los ductos de hidrocarburos (Puntaje de las UOG) influye significativamente en los (Porcentaje de Conformidades) estableciendo de la misma forma para las anomalías de corrosión y los barriles transportados por el flujo continuo en línea.
2. Existe evidencia suficiente para afirmar que el modelo de gestión del control de riesgo en los ductos de hidrocarburos (Puntaje de las UOG) influye significativamente con la sostenibilidad del transporte y ambiente (Porcentaje de Conformidades) comprobándose de la misma forma con el modelo estadísticos la prueba de normalidad y prueba de homogeneidad de varianza para la conformidad
3. Se encontró, a partir de la diferencia significativa entre los puntajes promedio del índice de corrosión y las gestiones del (Puntaje de las UGO) repercute en el riesgo al daño de Poliductos y Gasoductos (Índice de Corrosión)
4. Por ello se puede concluir con un nivel de significación del 5%, que existe evidencia estadística suficiente para afirmar que el modelo de gestión del control de riesgo en los ductos de hidrocarburos (Puntaje de las UGO) influye significativamente en la demanda (Bls/Horas aprovechadas en transporte) del Poliductos Esmeraldas-Santo Domingo del año 2014 al 2017 (Oleoductos Poliductos y Gasoductos). Se encontró que existe diferencia significativa entre los puntajes promedio de la demanda (**Bls/Horas aprovechadas en transporte**) entre las gestiones, en particular cuando las gestiones no son adyacentes entre ellas, es decir cuando están separadas en un plazo mínimo de 3 años presentas niveles satisfactorios.

Recomendaciones

1. Mantener las investigaciones por especialidades técnicas de la organización detallada en el presente modelo de gestión del control de riesgos; este permite tener una asistencia de envío de productos por tubería de acero minimizando los riesgos con diferentes parámetros de cumplimiento de estándares técnicos, normativas internacionales, en el cual se debe mantener en detalle la mejora continua de la gestión del control de riesgo en tuberías, producto, presión, flujo y caudal, suelo.
2. Desarrollar la investigación del modelo de gestión del medio ambiente que rodea a las tuberías externas de los ductos con influencia de agentes corrosivos y de sabotaje que dan origen a la probabilidad de la materialización de los riesgos que inciden en las fallas del transporte de hidrocarburos.
3. Sustentar y mantener el programa de cumplimiento que demande la guía del cometido del control riesgo, determinando la dimensión humana de la integridad con la seguridad operativa del servicio del transporta hidrocarburos por tuberías.
4. Mantener la información globalizada del control del riesgo que generan los ductos utilizando permanente las disciplinas tecnologías con estándares de cumplimiento en la investigación de la ciencia física y química que demanda los ductos de acero y su irregular topografía.
5. Implementar el Plan de manejo de riesgo con un servidor de tecnología en redes para incorporar el software del diseño del modelo de de gestión como se expresa a continuación.
6. Operación del PCMR (Plan del Control Manejo de Riesgo) al servicio del transporte de hidrocarburos.

Referencias bibliográficas

(s.f.).

"OEFA". (2016). *Informe No.307-2016-OEFA/DS-HID*, , Dirección de Supervisión del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental. Bagua-Distrito de Imaza: Resolución Directoral No.12-2016-oefa7ds.

Adam, S., & Davis, K. (2009). *Pipeline Geomatics*. NY: ASME Order No. 802984.

Agostino, F. (2010). *Naturalizing Epistemology, Thomas Kuhn and the 'Essential Tension*. New York,, USA: Pal Grave Macmillan.

Anderson, E. (2014). *Business Risk Managemen, Models and Analysis*. Chennai, India: John Wiley & Sons,.

Anna Bushinskaya, S. (2015). *Diagnostics and Reliability of Pipeline Systems* (30 ed.). Yekaterinburg , Russia: Springer.

Anthony, L. (2009). Análisis de riesgos del sistema complejo e incierto. En S. I. Gestión, *Visión general del análisis de riesgos para sistemas de ingeniería* (pág. 37). Nueva York, EE.UU: Springer.

API 1163. (2005). *In-line Inspection Systems Qualification Standard*. Washington, U.S.A: API.

API Standar 1163. (2005). *In-line Inspection Systems*. Washington, D.C.: Copyright © 2005 American Petroleum Institute.

API, I. A. (2005). *In-line Inspection Systems Qualification Standard* (FIRST, Augut 2005 ed.). Washington, U.S.A: API.

API1163. (2005). *In-line Inspection Systems, API STANDARD 1163*. NY: American Petroleum.

ASME. (2016). *Power Piping, ASME Code for Pressure Piping, B31*. New York: ASME.

ASME, B. (2016). *ASME Code for Pressure Piping, B31*. New York, U.S.A.: The American Society of Mechanical Engineers.

Aumala. (29 de Septiembre de 2014). *GKILLCITY.com, EL MIRADOR POLÍTICO*. Obtenido de <http://gkillcity.com/articulos/el-mirador-politico/la-tierra-sangra-hace-cuatro-decadas-el-ecuador>

Ayala, H. (2010). *EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO DEL CÓDIGO ASME B31 API 579*. 1. Bucaramanga, Colombia: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.

- Bai. (2014). *SUBSEA PIPELINE INTEGRITY AND RISK MANAGEMENT*. Waltham: Elsevier.
- Bai, Y. &. (2014). *Subsea Pipeline integrity and risk management* (First edition 2014 ed.). Boston: ELSEVIER.
- Beck, U. (1998). *La sociedad del riesgo*. Barcelona: Paidós, SAICF.
- Ben Franklin Stilled the Waves. (2004). En U. o. Oxford. NY: Oxford University Press Inc.
- Bi, J. (2015). *Sensory Discrimination Tests and Measurements, Sensometrics in Sensory Evaluation* (Second Edition ed.). Richmond, Virginia, USA: WILEY Blackell.
- Bijan, K., & Thierry., C. (2017). *Recommended practice for corrosion management of pipelines in oil and gas production and transportation* (65 ed.). New York: CRC Press.
- Bird, A. (2007). *Nature's Metaphysics Laws and Properties*. New York: Clarendon Pres-Oxford.
- Boiko, I. (2013). *Advances in Industrial Control; Non-parametric Tuning of PID Controllers; (Proportional-integral-derivative (PID)*. Londres, Inglaterra: Springer .
- Bolzon, G. (2010). *Integrity of Pipelines Transporting Hydrocarbons*. Milano, Italy: Springer.
- Bolzon, G., & Boukharouba, T. (2010). *Integrity of of Pipelines Transprting Hydrocarbuns*. Biskra, Algeria: Springer.
- Bontis, N. (1998). Intellectual capital: an exploratory study that develops measures and models. *National Centre for Management Research and Development, Richard Ivey School of Business, University of Western Ontario, London, Ontario, Canada, 64*.
- Borasi, R. (1996). *Reconceiving Mathematics Instruction: A Focus on Errors*. New Jersey: ABLEX PUBLISHING CORPORATION V-V NORWOOD.
- Boukharouba, T. (2009). *Damage and Fracture Mechanics*. Bab Ezzouar, Algeria: Springer.
- Bushinskaya, V. T. (2015). *Diagnóstico y confiabilidad de los sistemas de tuberías* (30 ed.). Russia: Springer.
- Calderón, J. (Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey de Mayo de 2012). Impacto Ambiental Generado por los derrames de petroleo en el

- SOTE en el tramo comprendido entre Lago Agrio y Baeza. *Impacto Ambiental Generado por los derrames de petróleo en el SOTE en el tramo comprendido entre Lago Agrio y Baeza*. Ibarra, Ecuador, Ecuador: Trabajo de investigación previo a la obtención del grado de Magíster en Manejo de Recursos Naturales Renovables.
- Caralli, & Allen, W. (2011). *CERT® Resilience Management Model; A Maturity Model for Managing Operational Resilience*. Boston, USA: Addison-Wesley.
- Caralli, & Allen. (2011). *Resilience Management Model; A Maturity Model for Managing Operational Resilience*. Boston: Addison-Wesley.
- Carlson, C. S. (2012). *Effective FMEAs Achieving Safe, Reliable, and Economical Products and Processes Using*. New Jersey, U.S.A: Wiley.
- ChrisEdwards. (2014). *NovumOrganumII GoingbeyondtheScientific ResearchModel*. Maryland, United Statesof America: Library.
- CONFERENCE, E. S. (2009). *Safety, Reliability and risk analysis; Theory, methods and Aplications* (Vol. 1). (S. Martorell, Ed.) CRC Press.
- D'Agostino, F. (2010). Naturalización Epistemológica de Thomas Kuhn y la "Escencial Tensión". En A. Fred, & F. p. 2010 (Ed.), *Comunicación* (pág. 152). Queensland,, Australia: PALGRAVE MACMILLAN.
- Dean, S. W., & Hernandez, G. (2000). *MARINE CORROSION in TROPICAL ENVIRONMENTS*. Orlando, Florida, U.S.A.: ASTM.
- Diario el País de Colombia. (23 de 12 de 2011). Triste navidad vivirán los habitantes de Dosquebradas. *Explosión del 23 de diciembre del 2011*.
- Díario, La Hora. (8 de Abril de 2013). Derrame de crudo causó terrible daño ambiental. *Fenomeno del Niño*, pág. B2.
- Diario: La Hora. (8 de Abril de 2013). *Alrededor de 5.500 barriles de crudo se derramaron en Esmeraldas, según OCP*. Obtenido de <http://lahora.com.ec/index.php/noticias/show/1101489692/-1/home/goRegional/Cotopaxi#.WMxhqJJUU2X>: <http://lahora.com.ec/>
- Doro, A. (2014). *Risk Assessment and Security for Pipelines, Tunnels, and Underground Rail and Transit Operations*. (T. & Group, Ed.) New York, USA: CRC Press.
- EL PAÍS, JACQUELINE FOWKS. (11 de Agosto de 2016). https://elpais.com/internacional/2016/08/11/america/1470940960_145700.h

tml. Obtenido de El quinto derrame de petróleo del año tiñe de negro la Amazonía peruana.

EL UNIVERSO. (31 de Marzo de 2005). (M. Toro, Editor) Recuperado el 25 de 06 de 2017, de <http://www.eluniverso.com/2005/03/31/0001/12/7E071C9F932C42368138BE448DD128BC.html>:
<http://www.eluniverso.com/2005/03/31/0001/12/7E071C9F932C42368138BE448DD128BC.html>

Ellenberger, J. P. (2014). *Piping and Pipeline Calculations Manual, Construction, Design Fabrication and Examination*. Waltham, U.S.A: Eseevier.

EM La Suma de Todos. (2016). *Gestión del Riesgos / Análisis y Cuantificación*. Comunidad de Madrid: EM.

Engineers, B. t., & ASME. (2015). *Repair of Pressure Equipment and Piping*. New York, NY 10016-5990: ASME.

FIELD, A. (2009). *DISCOVERING STATISTICS USING SPSS (THIRD ed.)*. Thousand Oaks, California , USA: SAGE.

FINK, J. (2016). *GUIDE TO THE PRACTICAL USE OF CHEMICALS IN REFINERIES AND PIPELINES*. Leoben, Austria: Elsevier.

Frank Cheng. (2013). *Stress Corrosion Cracking of Pipelines*. New Jersey.: Wiley.

Frank Cheng. (2013). *Stress Corrosion Cracking of Pipelines*. New Jersey: Wiley.

Gabetta, G. (2011). *Integritl of Pipelines Transporting Hldrocarboms*. (G. Bolzon, Ed.) Biskra: Springer.

Gonzalo Castro. (2009). *Impacto Ambiental Genrados por los derrames de Petroleo en el SOT*. Ibarra: Universidad Técnica del Norte.

Guy, P., & Mohamed, H. (2007). *Safety, Reliability and Risks Associated with Water, Oil and Gas Pipelines*. (G. Pluinage, Trad.) Alexandría, Egypt: Published by Springer,.

Hartt, W. H., & Lysogorski, D. (2001). *RETROFIT CATHODIC PROTECTION OF MARINE PIPELINES ASSOCIATED WITH PETROLEUM PRODUCTION*. Virginia: Department of Ocean Engineering.

Henrie, M. (2016). *Pipeline Leak Detection Handbook*. Cambridge, USA: Elsevier.

imt. (2014). *Gestión de terraplenes y riesgos ante la inestabilidad;*. Sanfandila: imt.

Infobae. (24 de Diciembre de 2011). *Son 14 los muertos por la explosión de un poliducto en Colombia*. Obtenido de

- <http://www.infobae.com/2011/12/24/1040711-son-14-los-muertos-la-explosion-un-poliducto-colombia/>
- INREDH: Rebelión. (23 de 08 de 2007). *fEl incendio de la Refinería de Esmeraldas, una lucha que no termina*. Obtenido de <http://www.rebelion.org/noticias/2007/8/55140.pd>: <http://www.rebelion.org>
- ISO.31000. (2009). *GESTIÓN DEL RIESGO. PRINCIPIOS Y DIRECTRICES*. Colombia: NTC.
- Jorge González. (2013). IMPLEMENTACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DE INTEGRIDAD DE DUCTOS EN MÉXICO. *IMPLEMENTACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DE INTEGRIDAD DE DUCTOS EN MÉXICO* (pág. 27). México, Distrito Federal: ai Mexico.
- Journal. (1 de Enero de 2018). *www.pipeline-journal.net*. Recuperado el 15/07/2018 de Julio de 2018, de <https://www.pipeline-journal.net/news/pipeline-vandalism-theft-plaguing-mexico>.
- Kent, M. (2004). *Pipeline Management Manual ideas techniques, and Resources*. Amsterdam: Elsevier.
- Kent, M. W. (2015). *PIPELINE RISK ASSESSMENT The Definitive Approach and Its Role in Risk Management*. LLC in Austin, TX: Expert Publishing.
- Kermani Bijan, T. C. (2017). *Recommended practice for corrosion management of pipelines in oil and gas production and transportation* (64 ed.). New York: CRC Press.
- Kermani, B., & Chevrot, T. (2012). *Recommended practice for corrosion management of pipelines in oil and gas production and transportation* (European Federation of Corrosion Publications, number 64 ed.). New York: CRC Pres.
- Lisa Osbeck. (2014). *Rational Intuition philosophical roots, scientific investigations*. New York,: Cambridge Univesity Press.
- Livingston, B. L., & Pridmore, A. (2016). *Pipelines 2016, Out of Sight, Out of Mind, Not Out of Risk*. Kansas City, Missouri: ASCE.
- Louis, A. (2009). Análisis de riesgos del sistema complejo e incierto. En S. I. Gestión, *Visión general del análisis de riesgos para sistemas de ingeniería* (pág. 37). Nueva York, EE.UU: Springer.
- Marshall Parke, E. P. (1999). *Pipeline Corrosion and Cathodic Protection*. Houston, T, U.S.A: Elsevier.

- Marshall Parker, E. P. (199). *Pipeline Corrosio and Cathodic Protection*. Houston, TX. , U.S.A.: Elsevier.
- Menon, E. S. (2011). *Pipeline Planning and Construction Field Manual*. Waltham: ELSEVIER.
- Miguel, C. (2009). *Clima Organizacional y su relación del desempeño*. Lima-Perú: Dirección de Instrucción y Doctrinas Policial.
- Mohamed Haddar, M. S. (2015). *Multiphysics Modelling and Simulation for Systems Design and* (Vol. Volume 2). New York , U.S.A: Springer International Publishing Switzerland .
- Mohitpour Thomas, V. H. (2010). *PIPELINE OPERATION & MAINTENANCE 2nd Edition* (2 nd ed ed.). New York, NY , USA : ASME PRESS.
- Moscós, R. (2016). *Programa de mantenimiento proactivo y preventivo en equipos mecánicos del transporte de hidrocarburos en el ecuador*. Riobamba: Referencia propia.
- Moscoso, R. (2016). *Programa de Control del Mantenimiento Proactivo y Correctivo en Equipos Mecánicos del Transporte de hidrocarburos en el Ecuador*. Lima: FII.
- Muhlbauer, K. (2004). *Pipeline Risk Mangement, Manual Ideas, Techniques, and Resources*. (T. Edition, Ed.) Amsterdam: Elsevier.
- Muhlbauer, K. W. (2015). *PIPELINE RISK ASSESSMENT The Definitive Approach and Its Role in Risk Management*. LLC in Austin, TX: Expert Publishing.
- Muhlbauer, W. K. (2004). *Pipeline Risk Management Manual* (Third Edition ed.). Ansterdan: Elsevier.
- Murphy, K., & Myers. (2004). *Statistical Power Analysis, A Simple and General Model for Traditional and Modern Hypothesis Tests* (2da. ed., Vol. 2). Mahwah, New Jersey, USA: LEA. Recuperado el 19-11-2019 de Noviembre de 2019
- Neuhäuser, M. (2012). *Nonparametric Statistical Tests, A Computational Approach*. Boca Raton, FL 33487-2742 , USA: CRC Press Taylor & Francis Group .
- OEFA, Dirección de Supervisión del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental. (2016). *Informe No.307-2016-OEFA/DS-HID*. Bagua-Distrito de Imaza: Resolución Directoral No.12-2016-oefa7ds.

- OilWatch. (12 de Diciembre de 2002). *www.biodiversidadla.go/Noticia/Derrame_de_petroleo_y_contaminación*.
Obtenido de BIO DIVERSIDAD LA: <http://www.biodiversidadla.or>
- Orazem, M. E. (214). *Underground pipeline corrosion Detection, analysis and prevention*. Oxfors, Inglaterra: ELSEVIER.
- Parke, M. E., & Peatti, E. G. (1999). *Pipeline Corrosion AND CathodiC Protection*. Houston, , U.S.A.: Elsevi.
- Parke, M., & Peatti, E. (1999). *Pipeline corrosion and corrosion cathodic protection*. Houston, TX, U.S.A: Elsevier.
- Patrick Royston, W. S. (2008). *Multivariable Model-Building. A pragmatic approach to regression analysis based on fractional polynomials for modelling continuous variables*. West Sussex, England: John Wiley & Sons.
- Perdikaris, J. (2014). *Physical Security and Environmental Protection*. Florida, Boca Raton, USA: CRC Press .
- Perú21.pe. (18 de Julio de 2016). Petroperú contuvo derrame en Loreto y ahora iniciará trabajos de remediación. *La empresa estatal aseguró que el crudo fue confinado mediante barreras de PVC y muros de contención*.
- Pham Hoang. (2011). *Safety and Risk Modeling and Its Applications*. New Jersey, U.S.A: Springer-.
- Pham, H. (2011). *Safety and Risk Modeling and Its Applications*. New York, U.S.A.: Springer.
- Pierre, M., & Corsí, P. (2015). *Operationalizing Sustainability*. Londres , Gran Bretaña: Wiley.
- Pierre, M., & Corsi., P. (2015). *Operationalizing Sustainability*. London, Great Britain : Wiley.
- Pilch, M., Allen, M., & Knudson., D. L. (1994). *The Probability of Containment Failure by Direct Containment Heating in Zion*. Washington, U.S.A: Division of Systems Research U.S. Nuclear Regulatory Commission.
- Pinto, A., & Mylene, L. (2015). *Operational Risk Management*. New York, United States of America: Momentum Pres.
- Pluinage, G. (2007). *Safety, Reliability and Risks Associated with Water, Oil and Gas Pipelines*. (G. Pluinage, Ed.) Dordrecht, Dordrecht: Springer.
- Pluinagege, G., & Hamd, M. (2008). *Safety, Reliability and Risks Associated with Water, Oil and Gas Pipelines*. Alexandria, Egypt: Springer.

- Pons, O. (2014). *STATISTICAL TESTS OF NONPARAMETRIC HYPOTHESES, Asymptotic Theory*. (F. French National Institute for Agronomical Research, Ed.) NEW JERSEY , USA: World Scientific.
- Rabinovich, S. G. (2010). *Measurement Errors and Uncertainties*. (T. Edition, Ed.) New Jerse: Springer.
- Ramesh Singh. (2014). *Pipeline integrity Handbook*. Waltham, U.S.A: Elsevier.
- Ramesh, S. (2014). *integrity Pipeline Handbook*. Amsterdam: Slsevier.
- Ramesh, S. (2014). *PIPELINE INTEGRITY HANDBOOK, Risk Management and Evaluation*. Waltham, Waltham, U.S.A: Elsevier.
- Redacción: EL TIEMPO. (13 de Noviembre de 2016). Ya son trece derrames de crudo acontecidos en lo que va de año por roturas en el oleoducto. *Nuevos derrames de petróleo en Amazonia peruana el fin de semana*, pág. 3.
- Rencher, A. (2002). *Methods of Multivariate Analysis*. New York, United States : WILEY-INTERSCIENCE.
- Reséndiz, M. M. (2013). *Comparación de métodos de analisis de riesgo en oleoducto*. Mexico, D.F.: Universidad Nacional Autonoma de México.
- Roeser, S., & Rafaela, H. (2013). *Essentials of Risk Theory*. (P. Sandin, & A. Peterson, Edits.) Suecia, The Netherlands: Springer.
- Romesh, S. (2017). *Pipeline Integrity; Management and Risk Evaluati6n (SECOND EDITION ed.)*. Katy, TX,, United States: Elsevier.
- Ronal, M. (2016). *Programa de gesti6n del control del mantenimiento Proactivo y Correctivo en Equipos Mecanicos del Transporte de Hidrocarburos*. Lima, Perù: FII.
- Royston, P., & Sauerbrei, W. (2008). *Multivariable Model-Building; A pragmatic approach to regression analysis based on fractional polynomials for modelling continuous variables*. West Sussex, England: John Wiley & Sons.
- Savage, L. J. (1972). *The Foundations of Statistics* . New York: Dover Publications.
- Schlegel, G., & Trent, R. (2015). *Supply Chain Risk Management*. (T. & Group, Ed.) Broken Sound Parkway NW: CRC.
- Schweitzer, P. A. (2010). *Fundamentals of Corrosion, Mechanisms, Causes, and Preventative Methods*. (Taylor & Francis Group, Ed.) Boca Raton New York: CRC Press.
- Sergey, Z., & Zonn, I. (2016). *Oil and Gas Pipelines in the Black-Caspian Seas Region (Vol. 51)*. (A. G. Kostianoy, Ed.) Barcelona: Springer.

- Shaw, R. (2014). *Disaster Recovery*. Kyoto: Spring.
- Sheldon, D., & James, B. (2000). *MARINE CORROSION TROPICAL ENVIRONMENTS*. (U.S.A, Ed.) Orlando, Florida,: ASTM.
- Singh Ramesh. (2013). *Arctic Pipeline Planning Design, Construction, and Equipment*. Waltham: ELSEVIER.
- Singh, R. (2014). *Pipeline Integrity Handbook, Risk Management and Evaluation*. Anterdam: Elsevier.
- Singh, R. (2014). *PIPELINE INTEGRITY HANDBOOK, Risk Management and Evaluation*. Oxford, U.S.A: Elsevier.
- SINGH, R. (2014). *PIPELINE INTEGRITY; Risk Management and Evaluation*. London: ELSEVIER.
- Singh., R. (2014). *Pipeline integridad Handbook*. Waltham, U.S.A.: Elsevier.
- Smith, D. J. (2005). *Reliability, Maintainability and Risk*. New York: Elsevier.
- Smith, r., & Mobley, K. (2007). *Maintenance and Reliability engineers*. (Butterworth-Heinemann, Ed.) Boston: GPP.
- Stephen, H. (2011). *The Risk Premium Factor*. (J. W. Sons, Ed.) New Jersey, United States of America: Wiley Finance.
- Steve Adam, K. D. (2009). *Geomatics Pipeline*. NY: ASME.
- Streumer, B. (2017). *Unbelievable Errors An Error Theory About All Normative Judgements*. New York, NY 10016: Oxford University Press.
- Sviatoslav Timashev, A. B. (2016). *Diagnostics and Reliability of Pipeline Systems*. Norfolk: Springer.
- Sviatoslav, T., & Anna, B. (2016). *Diagnostics and Reliability of Pipeline Systems* (Vol. 30). (I. P. 2016, Ed.) Kyoto, HirokauzuTtano, Japon: Springer.
- The New York Times. (2010, Julio 28). *Michigan: 800,000 Gallons of Oil Spill After Pipe Breaks*. Retrieved from http://www.nytimes.com/2010/07/28/us/28brfs-800000GALLON_BRF.html.
- Timamashev, S., & Bushinskaya., A. (2016). *Diagnostics and Reliability of Pipeline Systems* (Vol. 30). (I. P. 2016, Ed.) Kyoto, HirokauzuTtano, Japon: Springer.
- Turner, J. L. (2014). *USING STATISTICS IN SMALL-SCALE LANGUAGE EDUCATION RESEARCH*. New York, NY 10017 , USA: Routledge.
- Uhlig, H. H, John Wiley and Sons, Inc. (1971). *Corrosion and Corrosion Control: An Introduction to Corrosion Sci-ence and Engineering*. (Segunda ed.). New York.

- Ulrich Beck. (1998). *La sociedad del Riesgo*. (Paidós Iberia S.A, Ed., & I. [Jorge Navarro (caps. I, Trad.) BARCELONA, ESPAÑA: PAIDOS, SAICF.
- urgentebo. (7 de Abril de 2017). *Deslizamiento de tierra provoca derrame en oleoducto Monteagudo – Cerrillos*. (Urgentebo, Ed.) Recuperado el 06 de 08 de 2017, de <http://www.urgentebo.com/noticia/deslizamiento-de-tierra-provoca-derrame-en-oleoducto-monteagudo-%E2%80%93-cerrillos>:
<http://www.urgentebo.com>
- Vallejo, P., & Livacec, G. (2006). *Procedimientos Estadísticos Alternativos para evaluar la robustez mediante diseños de medidas repetidas* (Vol. volumen 38). Oviedo, España: Revista Latinoamericana de Psicología.
- Velázquez, P. M. (13 de 05 de 2013). <https://nyan5.wordpress.com/2013/05/13/estudio-del-riesgo-en-ductos-de-transporte-de-gasolinas-y-diesel-en-mexico/>. Obtenido de Estudio del Riesgo en ductos del transporte de gasolinas y diésel:
<https://nyan5.wordpress.com/2013/05/13/estudio-del-riesgo-en-ductos-de-transporte-de-gasolinas-y-diesel-en-mexico/>
- Wazcks, R. (2006). *Philosophy of Law*. New York: OXFORD: UNIVERSITY PRESS.
- www.eluniverso.com. (10 de junio de 2013). Recuperado el 03 de 07 de 2019, de [https://El accidente que causó este último derrame fue aparentemente fortuito: es difícil predecir un deslizamiento de tierra](https://El%20accidente%20que%20caus%C3%B3%20este%20%C3%BAltimo%20derrame%20fue%20aparentemente%20fortuito%3A%20es%20dif%C3%ADcil%20predecir%20un%20deslizamiento%20de%20tierra).
www.eluniverso.com/noticias/2014/06/11/nota/1026781/ecuador-hay-derrame-petrolero-semana
- Y. Frank Cheng. (2013). *Stress Corrosion Cracking of Pipelines*. Hoboken, Canada : WILEY.
- Y. Frank Cheng. (2013). *Stress Corrosion Cracking of Pipelines*. New Jersey., U.S.A: Willey.
- Yong, B., & Qiang, B. (2014). *SUBSEA PIPELINE INTEGRITY*. Oxford: Elsevier.
- Yong Bai. (2014). *Subsea Pipeline Integrity And Risk Management*. Kidlington, Oxford: Elsevier Inc.

Anexos

Anexo 1. Anomalía de reparación por corrosión internas inspeccionada el 2014.

DEPARTAMENTO DE INTEGRIDAD Y CONFIABILIDAD DISTRITO NORTE

INSPECCIONES REALIZADAS A LAS ANOMALIAS REPORTADAS INSPECCIÓN MFL Y PENDIENTES CAMBIO DE TUBERÍA TRAMO ESMERALDAS-SANTO DOMINGO

ITEM	ABSCISA REPORTADO POR NDT	ESPESOR NOMINAL(mm)	%PERDIDA SEGUN NDT	ESPESOR MÍNIMO VERIFICADO (mm)	% DESGASTE VERIFICADO A LA FECHA (ABRIL 2014)	TRAMO PROPUESTO PARA REPARACION		TOTAL (mts)	PRESION PSI	SECTOR	OBSERVACIONES
						DESDE	HASTA				
1	28941.657-29013.023	9.525	47%	2.58	72,92%	28911.083	29030.023	118,94	1010	Chaffú	Pendiente: Cambio de tubería mediante corte
2	59225,624	9.525	65%	3,24	66,00%	59222,184	59225,484	11,30	800	El Vargel	Pendiente: Cambio de tubería mediante corte
3	64127,677	9.525	59%	3,19	66,50%	64115,803	64129,924	14,121	860	El Mirador	Pendiente: Cambio de tubería mediante corte
4	66189,395	9.525	57%	4,30	54,91%	66155,107	66186,111	33,00	760	Zapotal Alto	Pendiente: Cambio de tubería mediante corte
5	82407,204	9.525	35%								
5	82416,724	9.525	60%	3,03	68,20%	82405,614	82442,14	36,526	865	Quiminde	Pendiente: Cambio de tubería mediante corte
6	82519,838	9.525	53%								
6	82523,495	9.525	66%	3,39	65,00%	82518,088	82531,341	13,253	860	Quiminde	Pendiente: Cambio de tubería mediante corte
7	87782,55	9.525	59%								
7	87785,383	9.525	59%	2,86	70,00%	87777,782	87810,861	33,08	865	Quiminde	Pendiente: Cambio de tubería mediante corte
8	88785,088	9.525	59%								
8	88785,601	9.525	66%	2,67	72,00%	88783,770	88807,981	24,21	880	Quiminde	Pendiente: Cambio de tubería mediante corte
9	89144,363	9.525	55%	3,43	64%						
9	89144,752	9.525	43%	5,00	48%	89002,641	89196,083	193,442	890	Pueblo Nuevo (Los Tulucios)	Pendiente: Cambio de tubería mediante corte
9	89661,159	9.525	45%	3,03	65%						
9	89661,931	9.525	41%	4,10	53%						
9	89691,789	9.525	68%	2,90	70%	89648,231	89714,601	66,37	850	Pueblo Nuevo (Los Tulucios)	Pendiente: Cambio de tubería mediante corte
10	90401,971	9.525	55%								
10	90424,704	9.525	55%	3,82	60,00%	90385,451	90452,197	66,746	830	Pueblo Nuevo (Los Tulucios)	Pendiente: Cambio de tubería mediante corte
11	89959,945	9.525	51%								
11	89961,355	9.525	51%	4,09	51%	89951,508	89982,06	23,11	851	Palmera de Los Andes	Pendiente: Cambio de tubería mediante corte
12	112086,941	9.525	33%	2,88	68,00%	112068,63	112129,563	60,93	752	La Concordia	Pendiente: Cambio de tubería mediante corte
13	113366,499	9.525	44%	2,30	77,00%	113335,02	113383,529	48,54	780	La Independencia	Pendiente: Cambio de tubería mediante corte
14	113836,557	9.525	51%	3,77	60,42%	113826,501	113840,691	14,19	760	La Independencia	Pendiente: Cambio de tubería mediante corte
15	114229,888	9.525	43%	2,32	75,64%	114219,088	114254,718	45,63	760	La Independencia	Pendiente: Cambio de tubería mediante corte
16	115088,117	9.525	40%	3,66	61,57%	115079,637	115110,947	31,31	695	La Concordia	Pendiente: Cambio de tubería mediante corte
17	115474,684	9.525	40%	2,78	70,81%	115407,90	115463,26	55,36	705	La Concordia	Pendiente: Cambio de tubería mediante corte
18	116368,894	9.525	44%	3,21	66,30%	116353,92	116382,847	29,00	720	La Concordia	Pendiente: Cambio de tubería mediante corte
19	116670,116	9.525	20%	2,36	75,00%	116654,276	116672,062	17,79	730	La Concordia	Pendiente: Cambio de tubería mediante corte
20	117166,680	9.525	53%	3,81	60,00%	117142,277	117178,727	36,50	690	La Concordia	Pendiente: Cambio de tubería mediante corte
21	117585,631	9.525	46%	3,09	67,00%	117571,41	117697,86	126,45	715	La Concordia	Pendiente: Cambio de tubería mediante corte
22	129641,775	9.525	60%	2,88	70,00%	129629,545	129661,935	32,35	615	Hacienda Tarragona	Pendiente: Cambio de tubería mediante corte
23	142657,022	8,74	47%								
23	142657,243	8,74	55%	3,15	64,00%	142635,795	142699,188	63,393	420	Pronaca	Pendiente: Cambio de tubería mediante corte
24	147977,931	9.525	41%								
24	147982,323	9.525	55%	3,11	67,35%	147966,003	147990,465	24,462	350	Asogan	Pendiente: Cambio de tubería mediante corte
25	155993,442	9.525	51%	3,50	63,00%	155967,567	156045,952	78,385	180	Sto Dgo	Pendiente: Cambio de tubería mediante corte
TOTAL								1.298,986			

INSPECCIONES REALIZADAS A LOS ACCESORIOS REPORTADAS INSPECCIÓN MFL Y PENDIENTES DE REPARACIONES

TRAMO : ESMERALDAS-SANTO DOMINGO

ITEM	LOCALIZACION ODOMETRO	REPORTE ACCESORIO NDT	ACCESORIO VERIFICADO (P/ETRODUCADOR)	TRAMO REEMPLAZADO		LONG.TOTAL REPARADO (mts)	COORDENADAS UTM X Y			ALTITUD (metros)	SECTOR	OBSERVACIONES
				DESDE	HASTA		ZONA	X	Y			
1	29013,020	Perforación clandestina	Camisa de 26"								Rcto Chaffú	(Reparación Provisional con tubería fabricada de 28") se recomienda reparación inmediata
2	84192,760	Camisa de reparación	Camisa de 18" y espesor de 8"								Salida Quiminde	Realizar reparación definitiva.
3	303290,573	Parche	Parche 8:35 NRS								Entrada la Unión	Reemplazo de tubería por localización de parche fuera de norma, realizada el 26 y 27 de marzo de 2015.
4	114287,102	Parche	Parche 7:35 NRS								La Independencia	Parche fuera de norma, reparación definitiva mediante corte.
5	114797,114	Parche	Parche 12:00NRS								La Independencia	Parche fuera de norma, reparación definitiva mediante corte.
6	115453,188	Parche	Parche 8:55NRS								La Concordia	Parche fuera de norma, reparación definitiva mediante corte.
7	115950,855	Camisa de reparación	Abrazadera Plástico de 8.35m								La Concordia	Reparación mediante corte de tubería.
8	122045,646	Camisa de reparación	Camisa fabricada con tubería de 26"								INIAP La Concordia	Reparación mediante corte de tubería.

Anexo 2. Conformidades de gestión en las unidades operativas del sistema de transporte de hidrocarburos.

MODELO DE GESTIÓN DEL CONTROL DE RIESGO EN POLIDUCTO ESMERALDAS-SANTO DOMINGO					Gest ión	Conformid ad	Anomalías	Bls/hora s	Demanda cump lida
CONTROL DEL RIESGO OPERACIONAL		Indicador del estado de conformidad			C	NC_neg	NC_pos	# Activ.	
					5	14	15	34	
Sec uen cia A.	Mantenimiento de Línea (ILIE)	C	NC _ne g	NC _po s	Parciales	2014	Totales		
1	Evidencia Operativa. Ejecuta Monitoreo y control de riesgos.		1		1	Ener.	1	C	
2	Evidencia operativa. Puesta en marcha del plan del mantenimiento de equipos para monitoreo.			1	1		1	NC_neg	
3	Evidencia de campo informes del estado de línea.	1			1		1	NC_pos	
4	Evidencia de campo. Plan de monitoreo; identificación, análisis y evaluación de los riesgos para el control.	1			1	Febr.	1	C	
5	Evidencia de campo. Delimitar el monitoreo; identificación, análisis y evaluación de los riesgos para el control de mejora.			1	1		1	NC_neg	
6	Evidencia de campo. Hallazgos en riesgo a las partes involucradas, evidencias.		1		1		1	NC_pos	
7	Evidencia operativa. Intervención programada en tuberías con probabilidad de falla, evidencias.			1		Marz.		C	
8	Evidencia de campo. Riesgos y vincula estado del derecho de vía de 163 km +913, en atenciones a prioridad, emergente.		1		1		1	NC_neg	
9	Evidencia de campo. Reporte del plan de inspección y mantenimiento el derecho de vía de 163 km + 913.			1	2		2	NC_pos	
10	Evidencia operativa. Estado de prevención de riesgo en el mantenimiento del derecho de vía y pasos especiales.			1	1	Abril	1	C	
11	Evidencia la comunicación de inspección mensual y/o anual de ductos en tramos aéreos.	1			1		1	NC_neg	
12	Evidencia la puesta en marcha del procedimiento para determinar la corrosión exterior de los tramos aéreos por falla de pintura (Informe).		1		1		1	NC_pos	
13	Evidencian de campo del plan del mantenimiento del derecho de vía por escarpes (Informe de seguridad).			1		May.		C	

14	Evidencia operativa del cumplimiento del plan de obras de drenaje, mantenimiento puentes en derecho de vía.	1	3		3	NC_neg
15	Evidencia del cumplimiento del plan de mantenimiento de señalización del transporte de hidrocarburos por ductos en derecho de vía.	1				NC_pos
16	Evidencia operativa del cumplimiento del plan del plan de relaciones comunitaria en derecho de vía.	1				C
17	Evidencia de cumplimiento operativo del procedimiento normativo para informar y analizar la probabilidad de falla del ducto.	1	1	Juni.	1	NC_neg
18	Evidencia del desarrollo del procedimiento de remplazos (ductos-reparaciones).	1	2		2	NC_pos
19	Evidencia la comunica a las partes de interés las matrices de acciones correctivas de hallazgos por cumplimientos.	1	1		1	C
20	Evidencias operáticas del cumplimiento del plan de inspecciones en el seguimiento del monitoreo de acciones correctivas de prevención riesgos.	1	1	Julio.	1	NC_neg
21	Evidencia de campo. Comunica a las partes de interés anual mente el estado de las líneas del transporte de hidrocarburos.	1	1		1	NC_pos
22	Evidencia de campo de socializa los planes acciones correctivas frente a los hallazgos en los estados de los ductos.	1	1		1	C
23	Evidencia de campo de la ejecución del plan de mantenimiento (Maquinaria y Equipos).	1	1	Agos.	1	NC_neg
24	Evidencia operativa del seguimiento de la gestión y el estado de las maquinarias fuera de servicio.	1	1		1	NC_pos
25	Evidencia operativa de puesta en marcha del plan de inspecciones e informe de los estados de cruces especiales en línea.	1	1		1	C
26	Evidencia operativa puesta en marcha el plan de inspección y mantenimiento de respiraderos de pasos, Válvulas de alivio.	1	1	Septiembre	1	NC_neg
27	Evidencia de campo la práctica del requisito de certificación del personal de soldadura y tratamiento Térmico.	1	1		1	NC_pos
28	Evidencia campo en mantiene la implementación del examen de soldadores certificado API.	1	1		1	C
29	Evidencia operativa del cumplimiento de los procedimientos de soldadura de línea "actualización por estándares" con validación de obra.	1	1	Octubre	1	NC_neg

30	Evidencia de campo del seguimiento del programa de inspección y reconfirmación de ILI .	1	1		1	NC_neg		
31	Evidencia operativa de intervención de mantenimiento de ILI.	1	1		1	C		
32	Evidencia operativa de relevancia historial, identificado por geomántica para operaciones y mantenimiento.	1	1	Noviembre		NC_pos		
					1	NC_pos		
33	Evidencia operativa puesta en marcha del plan de acción de recomendaciones por la Unidad de Geomántica a mantenimiento de línea.	1	1	Diciembre		NC_pos		
							NC_pos	
34	Evidencia de campo socializa la comunicación del mantenimiento de línea y respuesta a la Unidad de Geomántica.	1	1		1	NC_pos		
Estado de conformidad del sistema del ducto para el transporte de hidrocarburos del Mantenimiento.		C	NC_neg	NC_pos	# Activ.	Año 2014 = 13 unidades de análisis	Conformidades de gestión	
		3	5	5	13			
B. OPERACIONES I								
1	Evidencia de campo las habilidades blandas en procedimiento de operación del transporte de hidrocarburos.	1	1	Enero		NC_neg		
2	Evidencia de campo, programa en línea de pasos de equipos y herramientas de limpiezas, estado del programad.	1	1	Febrero	2	NC_neg		
3	Evidencia de campo periódico del paso de equipos de limpieza periódico, informe.		1	1	Marzo	1	NC_pos	
4	Evidencia de campo la comunicación y reporte de parada y reinicio de operaciones, memorando o informes.	1		1	Abril	1	C	
5	Evidencia de campo amplia la comunicación y respaldo de fallas en tiempo de parada de emergencia, informe de cumplimiento.	1		1	Mayo	1	NC_neg	
6	Evidencia operativa ejecuta reportes de la información de presión de línea-caudal de servicio (petróleo crudo, gasolinas, jet, gas, Diesel).			1	1	Junio	NC_pos	
7	Evidencia operativa informes del perfil de presión mensual.			1	1	Julio	2	NC_pos
8	Evidencia de operativas informe de temperaturas a la descarga en línea.	1		1		Agosto	1	C
9	Evidencia de campo implementa los registros continuos de presiones-comparación MOP.	1		1		Septiembre	1	C
10	Evidencia de campo socializa el plan de respuesta de emergencia.			1	1	Octubre		NC_pos

11	Evidencia de campo pone en marcha el plan de entrenamiento y toma de conciencia.	1	1	Noviembre	2	NC_pos
12	Evidencia operativa ejecuta procedimiento de comunicación.	1	1	Diciembre	NC_neg	
13	Evidencia de campo evaluación del estado del plan de inducción y toma de conciencia; calificación de operadores trimestral.	1	1		2	NC_neg
Estado de conformidad del sistema del ducto para el transporte de hidrocarburos del Mantenimiento.		C	NC_neg	NC_pos	# Activ.	Año 2014 = 6 unidad de análisis
		2	4	6	Conformidades de gestión	
B. OPERACIONES I						
1	Evidencia de campo en operación y mantenimiento de granjas de tanque la mejoras operativas.		1	1	Enero/Febrero	NC_pos 4
2	Evidencia Operativa. programa de ejecución aforo y reporte de nivel de agua de fondo de tanque.	1	1	1	Marzo/Abril	NC_neg 2
3	Evidencia operativa de cumplir con el programa drenaje de agua del fondo del tanque.		1	1	Mayo/Junio	NC_pos
4	Evidencia de campo establece operaciones de evacuación de agua y sedimentos de fondo del tanque de hidrocarburos.		1	1	Julio/Agosto	NC_pos
5	Evidencia operativa ejecuta el mantenimiento fuera de servicio de tanques de hidrocarburos.		1	1	Sept/Oct.	NC_pos
6	Evidencia operativa del drenaje de granjas de tanques.	1	1	1	Nov/Dic	NC_neg
Estado de conformidad del sistema del ducto para el transporte de hidrocarburos del Mantenimiento.		C	NC_neg	NC_pos	# Activ.	Año 2014 = 42 unidad de análisis
		6	6	30	42	26
D. INTEGRIDAD Y CONFIABILIDAD					42	
1	Evidencia de campo con los procedimientos de Integridad y Confiabilidad en ductos para inspección internas y/o externas con herramienta de ultra sonido y FML.		1	1	Enero	1 NC_pos
2	Evidencia de campo de planes de Integridad y Confiabilidad de Ductos con firma de responsabilidad.		1	1		1 NC_pos
3	Evidencia de campo socializa el plan de Integridad y Confiabilidad de Ducto entre las partes de interés		1	1		1 NC_pos

	de las unidades operativas con firma de responsabilidad.			
4	Evidencia de campo Ejecuta las intervenciones con coordenada de hitos y velocidades de bombeo con herramientas de inspección interna.	1	1	1 NC_pos
5	Evidencia operativa. Reporta los informes de los resultados de inspección instrumentada en línea (ILI) verificando-comparando.	1	1	1 NC_pos
6	Evidencia Operativa. Comunica entre las partes los resultados de anomalías internas y externas (ILI) resultados.	1	1	1 NC_pos
7	Evidencia operativa. Analiza los resultados de evaluación de anomalías externas con mantenimiento de línea y operaciones (ILI).	1	1	NC_pos
8	Evidencia operativa. Socializa la información a las unidades operativas del rendimiento entre inspección interna y verificación de campo.	1	1	1 NC_pos
9	Evidencia operativa. Controla el programa de control de corrosión por inhibidores en ductos de transporte de hidrocarburos.	1	1	2 NC_neg
10	Evidencia operativa. Ejecuta el plan de inspección del derecho de vía de 163 km +913, en atenciones a prioridad de corrosión interna y externas.	1	1	1 NC_pos
11	Evidencia operativa. Controla el monitoreo e informe de puntos críticos de espesores remanentes.	1	1	1 NC_pos
12	Evidencia operativa. Implementa el plan de protección catódica ducto-derecho de vía.	1	1	1 NC_neg
13	Evidencia operativa. Ejecuta el programa de control de protección catódica de ducto-derecho de vía.	1	1	NC_pos
14	Evidencia Operativa. socializa el Informe del programa de control de protección catódica ducto-derecho de vía.	1	1	3 NC_pos
15	Evidencia operativa. Ejecuta el desarrollo de las encuestas periódicas para determinar el estado de CP y elementos relacionados.	1	1	NC_neg
16	Evidencia Operativa. Procedimientos de mantenimiento de revestimiento.	1	1	C
17	Evidencia operativa. Desarrolla los procedimientos de mantenimiento para fuentes de corriente y lechos de tierra en corriente impresa Instalaciones CP.	1	1	1 C

18	Evidencia operativa procedimientos de mantenimiento para instalaciones CP de ánodo galvánico.	1	1		2	C	
19	Evidencia de campo. Implementa los procedimientos de mantenimiento para puntos de prueba.		1	1	Julio	1	NC_pos
20	Evidencia operativa. Implementa los procedimientos de mantenimiento para cruces en caja.		1	1		1	NC_pos
21	Evidencia de operativa. Ejecuta trabajos de campo para el mantenimiento en cruces de línea extranjeros.		1	1		1	NC_pos
22	Evidencia operativa. Ejecuta el programa de mantenimiento de resistividad de cada cama de tierra impresa actual.		1	1		1	NC_pos
23	Evidencia de campo. Mejora la información de salida de corriente y resistencia de cada instalación de ánodo galvánico.		1	1	Agosto	1	NC_pos
24	Evidencia operativa los potenciales de línea inspeccionada y de línea extranjera en cruces. Dónde existen enlaces entre sistemas, miden la corriente de enlace y la dirección del flujo.		1	1		1	NC_pos
25	Evidencia de campo control del riesgo en áreas con corrientes parásitas variables, verificación que une, interruptores de electrólisis u otras las medidas correctivas están funcionando correctamente y están proporcionando el grado requerido protección.	1		1		Septiembre	1
26	Evidencia de campo ejecuta monitoreo y control de corrosión (PK 000 al PK50, del Pk 50 al PK 90)		1	1	1		NC_neg
27	Evidencia de campo. Implementa el plan del monitoreo y control de corrosión (PK 00 al PK 50) (PK 90 al PK163) (PK 90 al PK163)		1	1	1		NC_pos
28	Evidencia operativa. Ejecuta la dosificación de inhibidores en estaciones.		1	1	Octubre	1	NC_neg
29	Evidencia campo. Implementa los Informes del monitoreo a las partes interesadas por análisis de regresión y control de la corrosión "inhibidores".	1		1		1	C
30	Evidencia de campo. Ejecuta el plan de acciones correctivas de equipos de protección catódica.		1	1		1	NC_neg
31	Evidencia de campo. Inspecciona el estado de los equipos de protección catódica a lo largo del ducto a las partes interesadas.		1	1		1	C

32	Evidencia de campo. Realiza seguimiento al programa de encuestas y protección catódica Y la resistividad del suelo-ductos.	1	1		1	NC_pos	
33	Evidencia de campo con las encuesta de funcionalidad de la protección catódica en suelo-ductos (resistividad del suelo)	1	1		1	NC_pos	
34	Evidencia de campo la ejecución del monitoreo de las características de suelo del derecho de vía y potenciales de resistividad (arena, roca, arcilla, etc.)	1	1		1	C	
35	Evidencia de campo. Evalúa los Informes de interferencia de protección catódica y electromagnética en ductos-suelo.	1	1			NC_pos	
36	Evidencia operativa. Implementa los Informes de condiciones atmosféricas con análisis de gestión de control en ducto-suelo.	1	1		1	NC_pos	
37	Evidencia operativa. Realiza seguimiento de los informes del estado de equilibrios de potenciales ductos-suelo.	1	1		1	NC_pos	
38	Evidencia operativa. Ejecuta trabajo de campo para identificar hallazgo de porosidad de conjunto límites.	1	1			C	
39	Evidencia de campo. Realiza seguimiento al cumplimiento del plan de acción para el equilibrio de potenciales ductos-suelo.	1	1		1	NC_pos	
40	Evidencia operativa. Desarrolla la matriz de acciones correctivas de gestión de hallazgos.	1	1			NC_pos	
41	Evidencia de campo. Coordina y ejecuta las encuestas a lo largo de la tubería protegida (puntos de pruebas, rectificador eficiencia, corriente y voltaje, fuente de energía de resistencia de ánodo galvánico).	1	1			NC_pos	
42	Evidencia operativa. Estudia la matriz de agrupamiento de defectos con técnica de identificación de interferencia electromagnética (campo magnético)	1	1		2	NC_neg	
Estado de conformidad del sistema del ducto para el transporte de hidrocarburos del Mantenimiento.		C	NC_neg	NC_pos	# Activ.	Año 2014 = 34 unidad de análisis	Conformidades de gestión
		1	5	18	24		
E. GEOMÁTICA					24		
1	Evidencia operativa. cumplir con el plan de estudio de geodinámica del suelo geotécnico e hidrología del derecho de vía de 163+900.		1	1	Enero	NC_pos	

2	Evidencia de campo. Ejecuta el análisis de la topografía del derecho de vía en estudio y su incidencia.	1	1		NC_neg
3	Evidencia de operativa. Levanta los hallazgos de los determinantes de riesgos del derecho de vía ejecutando su control.	1	1	Febrero	NC_pos
4	Evidencia de campo. Trabajo de campo en el perfil geográfico y reporte de amenazas documentado.	1	1		C
5	Evidencia operativa. Reporte de los estudios de las dimensiones del derecho de vía y su campo de gravedad de las variaciones temporales.	1	1	Marzo	NC_neg
6	Evidencia de campo. Ejecuta trabajos de control de riesgo en el medio ambiente del derecho de vía cunetas de coronación.	1	1		NC_pos
7	Evidencia de campo. Socializa los informes de hallazgo con fotografías digital reflejando firma de responsabilidad.	1	1	Abril	C
8	Evidencia de campo monitoreo de incidencia de amenazas en tuberías y suelos inestables.	1	1		NC_pos
9	Evidencia operativa. monitoreo de incidencia en amenazas.	1	1	Mayo	NC_pos
10	Evidencia de campo. levantamiento de información del derecho de vía y las incisiones fluviales.	1	1		NC_pos
11	Evidencia de ejecución, reunión de trabajo para informar de la incisión fluvial del derecho de vía.	1	1	Junio	C
12	Evidencia de campo, levantamiento de información en la deformación del terreno por expansión (humedad con material arcilloso).	1	1		NC_pos
13	Evidencia operativa. Monitorea el riesgo en derecho de vía y ducto con los riesgos incubados.	1	1	Julio	NC_pos
14	Evidencia de campo. Por su naturaleza, los mapas temáticos son muy variados; por ejemplo, mapas geológicos, mapas de uso del suelo, de riego de incendios forestales, mapas turísticos, mapa de espacios de interés natural, mapas de tráfico, sismicidad, zonas de aludes, etc.	1	1		NC_neg
15	Evidencia de campo. Socialización y elección del control del análisis sísmicos y análisis de la carga sostenible no sísmica.	1	1	Agosto	NC_pos
16	Evidencia operativa. Capta la energía que interactúa con la superficie terrestre, integrada por	1	1		NC_pos

	suelos, agua y vegetación del derecho de vía.						
17	Evidencia campo. Caracterización del suelo, las rocas, la vegetación y el agua que se comportan de manera diferente en cada rango del espectro, definiendo su propia firma espectral del monitoreo del derecho de vía.	1	1	Septiembre	NC_pos		
18	Evidencia campo. Identificar el riesgo en los diferentes tonos. En este último, por ejemplo, las variaciones de humedad reflejan diferencias tonales: a más contenido de humedad origina tonos de gris más oscuros	1	1		NC_pos		
19	Evidencia campo Informe de la interpretación de los aspectos temporales relacionados con los fenómenos naturales son de gran importancia.	1	1	Octubre	NC_neg		
20	Evidencia campo. Identifica en referencia del terreno con los nombres de las aguas, como los ríos, lagos, mares, cascadas, entre otros	1	1		NC_pos		
21	Evidencia Operativa. Ejecutar en campo la representa de las diversas alturas del relieve	1	1		NC_neg		
22	Evidencia Operativa. Aplicar la señalética de los límites Político - Administrativos, ciudades, las líneas férreas y los nombres en general.	1	1	Noviembre	NC_pos		
23	Evidencia Operativa. Utilizar las señales de identificación de las vías de comunicación, las instalaciones industriales y la población	1	1		NC_pos		
24	Evidencia campo. Criterios para los topónimos en cartografía básica (Jerías político territorial; Morfología en los curso de agua; dimensión del valor escénico	1	1	Diciembre	NC_pos		
	Estado de conformidad del sistema del ducto para el transporte de hidrocarburos del Mantenimiento.	C	NC _neg	NC _pos	# Activ.	Año 2014 = 34 unidad de análisis	Conformidades de gestión
			11	11			
F. LABORATORIO				11			
1	Evidencia campo. Seguimiento del programa de toma de muestra de agua de fondo de tanque de estaciones de bombeo (Monitoreo físicos y químicos).	1	1	Enero	NC_pos		
2	Ejecuta la toma de muestras de agua de fondo de tanque.	1	1	Febrero	NC_pos		

3	Evidencia campo. Ensayo de los análisis químicos de la composición del dióxido de carbono y su existencia en el fondo de tanque.	1	1	Marzo	NC_pos		
4	Evidencia Operativa. Ensayo de análisis de bacteria anaeróbico con la tasa de difusión de oxígeno con producción del sulfato reductoras bacterias dependen de la tasa de respiración y el pH del agua.	1	1	Abril	NC_pos		
5	Evidencia campo. Cumplimiento del procedimiento para el análisis y valoración de concentración de hidrogeno como determinantes de las muestras de agua de fondo de tanque.	1	1	Mayo	NC_pos		
6	Evidencia campo. Ensayo experimental del análisis del uso de trampas de óxido y nitrógeno.	1	1	Junio	NC_pos		
7	Evidencia Operativa. Ensayo del implemento del uso de trampas de partículas	1	1	Julio	NC_pos		
8	Evidencia Operativa. Ensayo del análisis de la frecuencia de carga cíclica del hidrogeno al final de la partida del bombeo.	1	1	Agosto	NC_pos		
9	Evidencia campo. Toma de la muestra de sedimentos al final del recorrido de herramienta de limpieza.	1	1	Septiembre	NC_pos		
10	Evidencia campo. Ensayo del análisis y recomendaciones de resultados de muestra de sedimentos físicos, químicos del C, H, S, N; composición del dióxido del carbono y su existencia en el fondo de tanque Y/O corrida de herramientas de limpiezas por ductos.	1	1	Octubre	NC_pos		
11	Evidencia Operativa. Seguimiento y control del cumplimiento del plan de acción correctivas a las recomendaciones de los análisis físicos, químicos del C,H,S,N.	1	1	Noviembre	NC_pos		
Estado de conformidad del sistema del ducto para el transporte de hidrocarburos del Mantenimiento.		C	NC _ne g	NC _po s	# Activ.	Año 2014 = 8 unidad de análisis	Conformidad gestión
		1	3	4	8		
G. SEGURIDAD FÍSICA							
1	Evidencia de campo. Ejecuta seguridad física del control de riesgo en línea de sobre el suelo del derecho de vía y ducto.		1	1	Febrero	NC_pos	
2	Evidencia Operativa. Ejecuta el plan de operación de seguridad y procedimiento de informe de caminatas del derecho de vía.	1		1	Marzo	NC_neg	

3	Evidencia campo. Recorre y controla los riesgos por la invasión y establece la mitigación.	1	1			Mayo	C
4	Evidencia de campo. Ejecuta el levantamiento de la lista de descripción legal y propietarios.		1	1		Julio	NC_pos
5	Evidencia de campo. Operativa. Levanta la información de descripción del uso de tierra-rural, agrícola, industrial del paso de los ductos.	1		1		Septiembre	NC_neg
6	Evidencia Operativa. Ejecuta el control de cruces de ríos, arroyos y lagos en invierno y verano.	1		1		Octubre	NC_neg
7	Evidencia Operativa. Controla el riesgo en cruces de ferrocarriles, autopistas entubadas o no embaulamiento.		1	1		Noviembre	NC_pos
8	Evidencia Operativa. Controla el riesgo en tubería y otros cruces de utilidad, compartiendo el corredor del derecho de vía.		1	1		Diciembre	NC_pos
Estado de conformidad del sistema del ducto para el transporte de hidrocarburos del Mantenimiento.		C	NC_neg	NC_pos	# Activ.	Año 2014 = 8 unidades de análisis	Conformidades de gestión
		0	6	2	8		
G.	MANTENIMIENTO ELECTROMECHANICO						8
1	Evidencia Operativa. Mantenimiento correctivo de elementos proyectados.	1		1		Febrero	NC_neg
2	Evidencia de campo. Desarrollar la guía para la medición y Evaluación de control de riesgo de campo.	1		1		Marzo	NC_neg
3	Evidencia Operativa. Implementar y desarrolla el plan de valores admisibles a la vibración	1		1		Junio	NC_neg
4	Evidencia de campo. Desarrollar y mantener el diagnóstico de fallas y manejo de registros historiales.	1		1		Agosto	NC_neg
5	Evidencia campo. Desarrollar la Planificación del orden y la seguridad del trabajo.	1		1		Septiembre	NC_neg
6	Evidencia Operativa. Implementar y desarrollar el mantenimiento proactivo.	1		1		Octubre	NC_neg
7	Evidencia de campo. Desarrollar el programa de gestión del mantenimiento		1	1		Noviembre	NC_pos
8	Evidencia Operativa. Control de tiempos y movimiento en intervenciones		1	1		Diciembre	NC_pos

Anexo 3. Procesamientos de data. Estimación del nivel de riesgo incubado por cada año

INSTRUMENTO DE COTEJOTÉCNICO PARA LA SOSTENIBILIDAD OPERATIVAS DEL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS								Poliducto: Esmeraldas Santo Domingo	
INTEGRIDAD Y CONFIABILIDAD: GESTIÓN DOCUMENTAL									
GESTIÓN DEL CONTROL DE RIESGO		Periodo							
Actividades	Acciones del Mantenimiento de Línea	Validez nula (1)	Valides baja (2)	Valida (3)	Muy válida (4)	Excelente validez (5)	Validez perfecta (6)	TOTAL	
1	Actualiza el plan de gestión para el monitoreo y control de riesgos	1						1	Enero
2	Documenta la mejora de la gestión del mantenimiento de equipos para monitoreo	1						1	
3	Implementa los procesos de presentación de informes.		2					2	
4	Implementa y actualiza procedimiento para el monitoreo; identificación, análisis y evaluación del riesgo para el control.			3				3	Febrero
5	Implementa y actualiza el plan del monitoreo; identificación, análisis y evaluación del riesgo para el control.				4			4	
6	Implementa y actualiza los procedimientos para comunicación de hallazgos en riesgo a las partes involucradas	1						1	
7	Desarrollar la actualización de procedimiento de intervención en tuberías con probabilidad de falla.		2					2	Marzo
8	Implementa y actualiza el plan de inspección del derecho de vía de 163 km +913, en atenciones a prioridad.			3				3	
9	Mejora los programas para inspección y mantenimiento el		2					2	

	derecho de vía de 163 km + 913.								
10	Mejora el cumplimiento de los programas de inspecciones y valoración de hallazgos con probabilidad de riesgo en los 163 km + 913.		2					2	Abril
11	Mejora la gestión de prevención de riesgo en el mantenimiento del derecho de vía y pasos especiales.			3				3	
12	Mejora la técnica de excavación y verificación de campo por Integridad y Confiabilidad.			3				3	
13	Implementa y actualiza la inspección mensual y/o anual de ductos en tramos aéreos.	1						1	Mayo
14	Imprenta y actualiza el procedimiento para determinar la corrosión exterior de los tramos aéreos por falla de pintura (Informe).			3				3	
15	Desarrolla el procedimiento del mantenimiento del derecho de vía por escarpes (Informe de seguridad).			3				3	
16	Implementa obras de drenaje, mantenimiento puentes en derecho de vía.				4			4	Junio
17	Se verifica el plan de mantenimiento de señalización del transporte de hidrocarburos por ductos en derecho de vía.			3				3	
18	Desarrollo el plan de mantenimiento de señalización de ingresos y derecho de vía.			3				3	
19	Implementa y actualiza el procedimiento normalizado para informar y analizar la probabilidad de falla del ducto.		2					2	Julio
	Implementa y actualiza el procedimiento de replazos (ductos-reparaciones).		2					2	
20	Mejora la base historial de los registros de	1						1	

	operación y mantenimiento de ductos.								
21	Desarrolla la lectura de los cuadros estadísticos de inspección y mantenimiento (Ducto, derecho de vía y pasos especiales).	1						1	Agosto
22	Implementa matrices de acciones correctivas de hallazgos que generan probabilidad de riesgos.	1						1	
23	Mejora la información del seguimiento del monitoreo de acciones correctivas de prevención riesgos.		2					2	
24	Implementa el informe anual del estado de las líneas del transporte de hidrocarburos.		2					2	Septiembre
25	Mejora los planes de acciones correctiva frente a los hallazgos en los estado de los ductos.	1						1	
26	Implementa el plan de mantenimiento (Maquinaria y Equipos).	1						1	
27	Mejora el estados y seguimiento de gestión de maquinarias fuera de servicio.		2					2	Octubre
28	Desarrolla inspecciones e informe del estado de cruces especiales en línea.			3				3	
29	Implementa la inspección y mantenimiento de respiraderos de pasos, Válvulas de alivio.	1						1	
30	Implementa el requisito de certificación del personal de soldadura y tratamiento Térmico.	1						1	Noviembre
31	Implanta el procedimiento del examen de soldadores certificado API.	1						1	
32	Mejora los procedimientos de soldadura de línea "actualización por estándares".	1						1	

33	Desarrolla el programa de inspección y reconfirmación de ILI para el año siguiente.			3				3	Diciembre
34	Mejora el Informe de intervención de mantenimiento de ILI del año en curso.								
35	Mejora los registro del historial, identificado por geomática para operaciones y mantenimiento.		2					2	
36	Implementa el plan de acción de recomendaciones por la Unidad de Geomática a mantenimiento de línea para el año siguiente.	1						1	
37	Mejora la comunicación del mantenimiento de línea y respuesta a la Unidad de Geomática reunión de trabajo.	1						1	
Actividades	TOTAL	15	20	30	8		0,32883	3,29	
	OPERACIONES I	Validez nula	Valides baja	Valida	Muy válida	Excelente validez	Validez perfecta	TOTAL	
38	Implementa la actualización de procedimiento de operación del transporte de hidrocarburos.			3				3	Enero
39	Mejora los programa al cumplimiento, pasos de equipos y herramientas de limpiezas.			3				3	Febrero
40	Mejora periódicamente el paso de equipos de limpieza periódico.	1						1	Marzo
41	Implementa la comunicación y reporte de parada y reinicio de operaciones.			3				3	Abril
42	Mejora la comunicación y respaldo de fallas en tiempo de parada de emergencia.			3				3	Mayo
43	Mejora la información de presión de línea-caudal de servicio (petróleo crudo, gasolinas, jet, gas, diésel).		2					2	Junio

44	Implementa el informe del perfil de presión mensual.	1						1	Julio
45	Implementa los Informe de temperaturas a la descarga en línea.			3				3	Agosto
46	Mejora los los registros continuos de presiones-comparación MOP.		2					2	Septiembre
47	Mejora el plan de respuesta de emergencia.		2					2	Octubre
48	Implementa el plan de entrenamiento y toma de conciencia.	1						1	Noviembre
49	Mejora la actualización de procedimiento de comunicación.		2					2	Diciembre
50	Implementa el plan de inducción y toma de conciencia; calificación de operadores trimestral.	1						1	
Actividades	TOTAL	18	28	45				3,88	
	OPERACIONES II	Validez nula	Valides baja	Valida	Muy válida	Excelente validez	Validez perfecta	TOTAL	
51	Desarrolla el plan de operación y mantenimiento de granjas de tanque.	1						1	Enero/Febrero
52	Mejora el programa de aforo y reporte de nivel de agua de fondo de tanque.	1						1	Marzo/Abril
53	Implementa el programa drenaje de agua del fondo del tanque.	1						1	Mayo/Junio
54	Programa de evacuación de agua y sedimentos de fondo del tanque de hidrocarburos.	1						1	Julio/Agosto
55	Programa de mantenimiento y fuera de servicio de tanques de hidrocarburos.	1						1	Sept/Oct.
56	Mejora los archivos respectivos de la unidad operativas.		2					2	Nov/Dic
Actividades	TOTAL	5	2					2	
	INTEGRIDAD Y CONFIABILIDAD								
57	Mejora los procedimientos de Integridad y Confiabilidad en ductos para inspección internas		2					2	Enero

	y/o externas con herramienta de ultra sonido y FML.								
58	Mejora continua del plan de Integridad y Confiabilidad de Ductos.		2					2	
59	Mejora la comunicación del Plan de Integridad y Confiabilidad de Ducto entre las partes de interés.		2					2	
60	Implementa las evidencias coordinadas de hitos y velocidades de bombeo con herramientas de inspección interna.		2					2	
61	Mejora los informes de resultados de inspección instrumentada en línea (ILI) verificando-comparando.	1	2					3	febrero
62	Desarrolla la comunicación entre las partes de los resultados de anomalías internas y externas (ILI).		2					2	
63	Desarrolla los resultados de evaluación de anomalías externas con mantenimiento de línea y operaciones (ILI).		2					2	
64	Desarrolla la información específica de rendimiento entre inspección interna y verificación de campo.	1						1	Marzo
65	Desarrolla el programa de control de corrosión por inhibidores en ductos de transporte de hidrocarburos.			3				3	
66	Implementa el plan de inspección del derecho de vía de 163 km +913, en atenciones a prioridad de corrosión interna y externas.			3				3	
67	Desarrolla el monitoreo e informe de puntos críticos de espesores remanentes.		2					2	Abril
68	Realiza el plan de protección catódica ducto-derecho de vía.		2					2	

69	Desarrolla el programa de control de protección catódica de ducto-derecho de vía.		2					2	Mayo
70	Mejora el Informe del programa de control de protección catódica ducto-derecho de vía.		2					2	
71	Desarrolla las encuestas periódicas para determinar el estado de CP y elementos relacionados.			3				3	
72	Desarrolla los procedimientos de mantenimiento de revestimiento.	1						1	Junio
73	Desarrolla los procedimientos de mantenimiento para fuentes de corriente y lechos de tierra en corriente impresa Instalaciones CP.			3				3	
74	Desarrolla los procedimientos de mantenimiento para instalaciones CP de ánodo galvánico.		2					2	
75	Implementa los procedimientos de mantenimiento para puntos de prueba.		2					2	Julio
76	Implementa los procedimientos de mantenimiento para cruces en caja.	1						1	
77	Desarrolla procedimientos de mantenimiento en cruces de línea extranjeros.		2					2	
78	Mejora la informe de resistividad de cada cama de tierra impresa actual.		2					2	Agosto
79	Mejora la información de salida de corriente y resistencia de cada instalación de ánodo galvánico.		2					2	
80	Mejora la información de potenciales de línea inspeccionada y de la línea extranjera en cruces. Dónde existen enlaces entre sistemas, miden la corriente de enlace y la dirección del flujo.		2					2	

81	Mejora la Inspección de áreas con corrientes parásitas variables, verificación que une, interruptores de electrólisis u otras las medidas correctivas están funcionando correctamente y están proporcionando el grado requerido protección.	1						1	Septiembre
82	Desarrolla el monitoreo y control de corrosión (PK 000 al PK50, del Pk 50 al PK 90)	1	2					3	
83	Implementa el plan del monitoreo y control de corrosión (PK 00 al PK 50) (PK 90 al PK163) (PK 90 al PK163)	1						1	
84	Informe de dosificación de inhibidores en estaciones.		2					2	Octubre
85	Implementa los Informes del monitoreo a las partes interesadas por análisis de regresión y control de la corrosión "inhibidores".		2					2	
86	Mejora el desarrolla el plan de acciones correctivas de equipos de protección catódica.	1						1	
87	Informe del estado de los equipos de protección catódica a lo largo del ducto.			3				3	
88	Implementa el programa de encuestas y protección catódica Y la resistividad del suelo-ductos.	1						1	
89	Mejora los Informes de encuesta de funcionalidad de la protección catódica en suelo-ductos (resistividad del suelo)			3				3	
90	Mejora el monitoreo de las características de suelo del derecho de vía y potenciales de resistividad (arena, roca, arcilla, etc.)			3				3	Noviembre
91	Interpretar los Informes de interferencia de protección catódica y electromagnética en ductos-suelo.	1						1	

92	Implementa los Informes de condiciones atmosféricas con análisis de gestión de control en ducto-suelo.	1					1	
93	Implementa los Informes del estado de equilibrios de potenciales ductos-suelo.	1					1	
94	Informe de identificación de hallazgo de porosidad de conjunto límites.		2				2	
95	Implementa el plan de acción del equilibrio de potenciales ductos-suelo.	1					1	
96	Desarrolla la matriz de acciones correctivas de gestión de hallazgos.		2				2	
97	Mejora las encuestas a lo largo de la tubería protegida (puntos de pruebas, rectificador eficiencia, corriente y voltaje, fuente de energía de resistencia de ánodo galvánico)	1					1	Diciembre
98	Implementa matriz de agrupamiento de defectos con técnica de identificación de interferencia electromagnética (campo magnético)	1					1	
Actividades	TOTAL	15	44	21			3,17	
	GEOMÁTICA							
99	Implementa el plan de estudio de geodinámica del suelo geotécnico e hidrología del derecho de vía de 163+900.	1					1	Enero
100	Implementa ytopografía del derecho de vía en estudio y su incidencia.	1					1	
101	mejora identificación de los determinantes de riesgos del derecho de vía.	1					1	Febrero
102	Mejora el informe del perfil geográfico y reporte de amenazas.	1					1	
103	Mejora el informe del estudio de forma y dimensiones del derecho de vía de su campo de gravedad, y	1					1	Marzo

	sus variaciones temporales.								
104	Informe del medio ambiente del derecho de vía.	1						1	
105	implementar el informe de hallazgo con fotografías digital.	1						1	Abril
106	Implementar el plan de acción del monitoreo de incidencia de amenazas en tuberías y suelos inestables.	1						1	
107	Mejora del Informe del monitoreo de incidencia de amenazas.	1						1	
108	Desarrolla el plan para el levantamiento de información del derecho de vía y la incisión fluvial.	1						1	
109	Mejor la información de la incisión fluvial del derecho de vía.	1						1	Junio
110	Implementa el levantamiento de información en la deformación del terreno por expansión (humedad con material arcilloso).	1						1	
111	Desarrolla el plan control de prevención de riesgo.	1						1	Julio
112	Desarrolla el Informe de variantes y propuesta para los ductos del transporte.	1						1	
113	Desarrolla el análisis sísmicos y análisis de la carga sostenible no sísmica.	1						1	
Actividades	TOTAL	15						1,67	
	LABORATORIO								
114	Implementa el programa de toma de muestra de agua de fondo de tanque de estaciones de bombeo (Monitoreo físicos y químicos).	1						1	Enero
115	Mejora el Informe de toma de muestras de agua de fondo de tanque.	1						1	Febrero
116	Desarrolla los análisis químicos de la composición del dióxido de carbono y	1						1	Marzo

	su existencia en el fondo de tanque.							
117	Desarrolla el análisis de bacteria anaeróbico con la tasa de difusión de oxígeno con producción de los sulfato reductoras bacterias dependen de la tasa de respiración y el pH del agua.	1					1	Abril
118	Desarrolla el procedimiento del análisis y valoración de concentración de hidrogeno como determinantes de las muestras de agua de fondo de tanque.	1					1	Mayo
119	Desarrolla el procedimiento del análisis del uso de trampas de óxido y nitrógeno.	1					1	Junio
120	Realiza el uso de trampas de partículas	1					1	Julio
121	Desarrolla el análisis de la frecuencia de carga cíclica del hidrogeno al final de la partida del bombeo.	1					1	Agosto
122	Mejora la toma de la muestra de sedimentos al final del recorrido de herramienta de limpieza.		2				2	Septiembre
123	Desarrolla el análisis y recomendaciones de resultados de muestra de sedimentos físicos, químicos del C, H, S, N; composición del dióxido del carbono y su existencia en el fondo de tanque Y/O corrida de herramientas de limpiezas por ductos.	1					1	Octubre
124	Implementa el plan de acción correctivas a las recomendaciones de los análisis físicos, químicos del C,H,S,N.	1					1	Noviembre
Actividades	TOTAL	10	2				1,82	
	SEGURIDAD FÍSICA							
125	Implementa la línea de sobre suelo del derecho de vía.			3			3	Febrero
126	Mejora el plan de operación de seguridad y			3			3	Marzo

	procedimiento de informe de caminatas del derecho de vía.								
127	Mejor el Informe de revisión de invasiones y mitigación.			3				3	Mayo
128	Implementa el lista de descripción legal y propietarios.	1						1	Julio
129	Desarrolla la descripción del uso de tierra-rural, agrícola, industrial del paso de los ductos.	1						1	Septiembre
130	Implementa el Informe de cruces de ríos, arroyos y lagos en invierno y verano.	1						1	Octubre
131	Implementa el Informe de cruces de ferrocarril, autopistas entubados o no embaulamiento.			3				3	Noviembre
132	Mejora el reporte de tubería y otros cruces de utilidad, compartiendo el corredor del derecho de vía.			3				3	Diciembre
Actividades	TOTAL	0		15				3,75	
	MANTENIMIENTO ELECTROMECÁNICO DE ESTACIONES DE BOMBEO								
133	Implementar política de conservación del mantenimiento.	1						1	Enero
134	Desarrollar procedimiento y ejecución del mantenimiento preventivo.		2					2	
135	Desarrollar procedimientos y ejecución del mantenimiento programado:				4			4	
136	Desarrollar procedimiento y ejecución de mantenimiento predictivo:		2					2	febrero
137	Implanta el procedimiento y la ejecución del mantenimiento de oportunidad.			3				3	
138	Implementar el mantenimiento de actualización y elementos proyectados.	1						1	
139	Mantenimientos correctivos de				4			4	Marzo

	elementos proyectados.							
140	Implementa la evaluación del conocimiento técnicos del detectar, monitorear, reducir, mejorar, evaluar, evitar, con el pronóstico de utilidad.			3				3
141	Implementar procedimiento de validación del método del diagnóstico del elemento.			3				3
142	Desarrollar técnicas de mantenimiento predictivo.		2					2
143	Desarrollar procedimiento para análisis de vibración.			3				3
144	Desarrollar la guía para la medición y evaluación de control de riesgo.		2					2
145	Desarrollar la verificación del mantenimiento de las interacciones de fallas con el operador del transporte.				4			4
146	Implementar y desarrolla el plan de valores admisibles a la vibración			3				3
147	Desarrollar y mantener el diagnóstico de fallas y manejo de registros historiales.				4			4
148	Mantener el análisis de muestras en el proceso o finalizada la parada del transporte.			3				3
150	Implementar procedimientos de monitoreo en la termografía de equipos.			3				3
151	Implementa el análisis de las respuestas acústicas.				4			4
152	Desarrollar la Planificación del orden y la seguridad del trabajo.			3				3
153	Implementar el plan de mejora de continua de formación técnica del talento humano			3				3
154	Implementa el procedimiento desarrollando reunión y análisis de gestión de rendimiento.		2					2

155	Implementar y desarrollar el mantenimiento proactivo.		2					2	Agosto
156	Desarrollar el programa de gestión del mantenimiento		2					2	
157	Desarrollar y aplicar el procedimiento de logista e intervenciones de la prestación de servicio.			3				3	
158	Implementar el control de tiempos y movimiento en intervenciones		2					2	Septiembre
159	Implementar y desarrollar el control de acciones correctivas antes del mantenimiento.			3				3	
Actividades	TOTAL	2	16	33	20			4,55	

Anexo 4. Fallas en los ductos por corrosión externa

ANOMALÍA (%)	SOSTENIBILIDAD OPERATIVA		
	Y 2		
Fallas en los ductos por corrosión externa	Ubicación (m)	Ubicación Horaria	Profundidad (% Espesor Nominal)
Anomalías del 20 al 29 %	46958,578	4:05	20
	46970,762	5:10	20
	49564,496	11:25	20
	52304,983	10:40	20
	52990,880	6:10	20
	53003,719	4:20	20
	55520,293	5:30	20
	56654,367	8:00	20
	60502,234	9:20	20
	60803,688	11:20	20
	74061,729	3:30	20
	76472,849	2:55	20
	85147,737	8:10	20
	88130,548	8:00	20
	85147,737	8:10	20
	74024,538	1:10	21
	78189,762	7:25	21
	86127,542	7:40	21
	86127,542	7:40	21
	60995,469	3:00	22
	68532,525	3:50	22
	87170,019	1:45	22
	87170,019	1:45	22
	49540,274	3:00	23
	49540,574	2:45	23
	49915,905	7:45	23
	52216,314	10:20	23
	52305,034	2:10	23
	52685,622	2:45	23
	52993,331	3:10	23
	53011,327	5:40	23
	53186,668	9:20	23
	59689,556	9:25	23
	76950,565	12:30	23
	84586,219	3:35	23
	84586,219	3:35	23
	46962,184	3:30	24
	48067,719	3:05	24
	51032,225	1:05	24
	51035,501	9:25	24
53003,740	10:45	24	
70925,398	9:15	24	
77899,189	10:00	24	
85597,883	8:50	24	
88989,682	8:25	24	
85597,883	8:50	24	

	46956,378	5:50	25
	46958,989	3:45	25
	46970,973	3:45	25
	52017,160	4:20	25
	52305,054	11:45	25
	52308,549	5:55	25
	52492,732	4:05	25
	52685,470	12:20	25
	52990,930	3:40	25
	52991,118	5:30	25
	52998,591	4:20	25
	53010,448	2:25	25
	53010,463	12:50	25
	55856,124	1:35	25
	68715,049	1:55	25
	88183,921	2:40	25
	56389,826	7:50	26
	53004,006	2:50	28
	53009,924	1:40	28
	54323,978	7:30	28
	74035,465	1:40	28
	84586,796	8:25	28
	84586,796	8:25	28
	46958,725	3:20	29
	48086,510	6:40	29
	49403,937	12:55	29
	49540,762	1:05	29
Anomalías del 30 al 39 %	52305,491	10:50	29
	52685,056	3:00	29
	53003,519	11:40	29
	53008,477	5:00	29
	54631,415	6:00	29
	77900,878	9:30	29
	46959,004	8:35	30
	49728,214	5:40	30
	51501,794	7:40	30
	51594,423	7:30	30
	52308,509	11:25	30
	53003,770	1:05	30
	55405,668	12:45	30
	55624,760	11:10	30
	77903,314	8:30	30
	77455,972	5:40	31
	48086,449	6:35	32
	58648,877	2:35	33
	55021,338	5:25	35
	49540,193	4:30	36
	49540,457	4:00	36
	53045,378	7:50	37

Anomalías del 40 al a49 %			
	46110,858	12:15	40
	46997,341	5:20	40
	51035,379	3:20	40
	51035,661	2:40	40
	52017,607	5:40	40
	46970,709	4:30	41
	66650,019	2:50	42
	46967,539	3:40	44
	55969,522	2:50	44
	46946,238	3:25	49

Fuente: Elaboración propia

Anexo 5. Población de estudio: Anomalías de corrosión internas y externas Poliducto Esmeraldas-Santo Domingo 2014

Poliducto Esmeraldas Santo Domingo: Estado del nivel de integridad y la criticidad de los primeros 90 kilometros como unidad de análisis de los 164 kilometros existente..												
% Pérdida anomalías	20-29 %	30-39 %	40-49 %	50-59 %	P.km.		60-80 %					
Número anomalías reportada	19.660	2651	580	78	7 anomalías con determinantes de riesgo en estado incubado macro en ducto							
	P.km.	P.km.	P.km.	P.km.	Profundidad (%)	Distancia (m)	Presión de Falla Calculada (psi)	Máxima Presión Segura (psi)	Máxima Presión Ilimitada (psi)	Cociente RPR < 1	Ubicación Interna/Externa	Índice de Prioridad DOT
De 19.660 anomalías tolerables y moderadas con un nivel de severidad insignificante de corrosión para el estado de ducto.		De 2.651 anomalías relevantes moderadas y con un nivel de severidad de 8 anomalías de corrosión significativa para el estado de ducto.	De 580 anomalías relevantes y con un nivel de severidad de 35 anomalías de corrosión significativo en el estado de ducto se estima el riesgo.	De 78 anomalías en estado crítico	62	89662,622	2306	1660	1660	0,95	I	iii D
					64	89665,896	2299	1655	1655	0,94	I	iii D
					65	89679,894	1645	1184	1184	0,81	E	iii E
					66	89681,134	2265	1631	1631	0,93	I	iii D
					66	89690,512	1863	1413	1413	0,81	I	iii D
					68	89959,945	1856	1337	1337	0,76	I	iii D
					70	89978,558	2039	1468	1468	0,91	E	iii E
				50	85740,441		2274	1637	1637	0,93	I	iii D
				50	85743,504		2176	1566	1566	0,89	I	iii D
				50	85744,637		2390	1721	1721	0,98	I	iii D
				51	85747,791		2176	1567	1567	0,89	I	iii E
				51	85749,092		2208	1590	1590	0,91	I	iii D
				52	87783,487		2190	1577	1577	0,90	I	iii D
				52	87795,707		2157	1553	1553	0,88	I	iii D
				53	88784,290		2138	1539	1539	0,88	I	iii D
				55	89144,752		2391	1721	1721	0,98	I	iii D
				58	89144,848		1819	1310	1310	0,75	I	iii D
				59	89661,159		2139	1540	1540	0,88	I	iii D
				59	89661,931		2401	1729	1729	0,98	I	iii D
							40	30,889		2191	1578	1578
			41	72542,169		2363	1701	1701	0,97	I	iii D	
			41	72557,328		2301	1657	1657	0,94	I	iii D	
			41	76201,151		2253	1622	1622	0,92	I	iii D	
			41	76203,386		2276	1639	1639	0,93	I	iii D	
			42	76205,093		2404	1731	1731	0,99	I	iii D	
			43	76733,778		2252	1621	1621	0,92	I	iii D	
			43	76735,493		2389	1720	1720	0,98	I	iii D	
			44	76780,581		2384	1717	1717	0,98	I	iii D	
			44	77366,645		2351	1693	1693	0,96	E	iii E	
			44	77368,067		2384	1717	1717	0,98	I	iii D	
			44	77369,408		2396	1725	1725	0,98	I	iii D	
			45	77928,714		2057	1481	1481	0,92	I	iii D	
			45	77932,031		2201	1584	1584	0,90	E	iii E	
			45	78803,919		2324	1674	1674	0,95	I	iii D	
			45	80716,661		2406	1732	1732	0,99	I	iii D	
			45	82407,204		2194	1580	1580	0,90	E	iii E	
			45	82416,988		2419	1742	1742	0,99	I	iii D	
			45	82418,624		2369	1705	1705	0,97	I	iii D	
			45	82423,320		2251	1621	1621	0,92	I	iii D	
			45	82431,385		2346	1689	1689	0,96	I	iii D	
			45	82523,106		2121	1527	1527	0,87	I	iii D	
			46	82523,495		2418	1741	1741	0,99	E	iii E	
			46	83850,876		2353	1694	1694	0,97	I	iii D	
			46	83867,241		2391	1721	1721	0,98	I	iii D	
			46	83870,998		2329	1677	1677	0,96	I	iii D	

Fuente: Investigador

tesis: Doc Mar Esta Ara

file:///C:/Users/PC/AppData/Local/

R_{wt} = radio de espesor de pared remanente
 t_{nom} = espesor nominal
 t_{rd} = espesor uniforme medido en las adyacencias del *pit*
 $LOSS$ = pérdida de metal previa, asociada con el espesor nominal.
 FCA = *Future Corrosion Allowance*, la corrosión permitida requerida para el futuro período operacional de un componente.
 w_{max} = máxima profundidad del *pit*.

Si $R_{wt} \leq 0,2$ entonces el análisis no es satisfactorio y se debe proceder con un análisis de Nivel 2 o 3.

Si $R_{wt} > 0,2$ entonces se debe comparar el daño contra los fotogramas. De éstos y con el valor de R_{wt} se obtiene el valor *RSF* (*Remaining Strength Factor* o Factor de Esfuerzo Remanente), el cual puede ser interpolado o extrapolado.

CODIGO DE DISEÑO	<i>RSFa</i> recomendado
ASME Sec.I	0,90
ASME Sec.VIII, Div.1	0,90
ASME Sec.VIII, Div.2	0,90
ASME B31.1	0,90
ASME B31.4	0,90
ASME B31.4	0,90
API 620	0,90
API 650	0,90

Tabla 5.1. Valores de *RSFa*. API-579

Si $RSF > RSFa = 0,9$
Entonces el daño por *pits* aceptable.

Si $RSF < RSFa$,

- Se recalcula la Máxima Presión Aceptable de Trabajo (MAWP) con Parte 2
- Reparar o reemplazar
- Redefinir FCA
- Realizar un Nivel 2 o 3