



Industrial Data

ISSN: 1560-9146

ISSN: 1810-9993

industrialdata@unmsm.edu.pe

Universidad Nacional Mayor de San Marcos

Perú

Rivas Tufiño, Alfonso Eduardo; Núñez Solano, Sergio Julio; Moscoso Jácome, Ronal Elicio
Modelo de gestión para el control de riesgos en oleoductos, poliductos y gasoductos
Industrial Data, vol. 23, núm. 1, 2020, -Junio, pp. 73-94
Universidad Nacional Mayor de San Marcos
Lima, Perú

DOI: <https://doi.org/10.15381/idata.v23i1.16716>

Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=81664593005>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org

redalyc.org

Sistema de Información Científica Redalyc

Red de Revistas Científicas de América Latina y el Caribe, España y Portugal
Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso
abierto

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

ALFONSO EDUARDO RIVAS TUFÍÑO ¹

SERGIO JULIO NÚÑEZ SOLANO ²

RONAL ELICIO MOSCOSO JÁCOME ³

RECIBIDO: 25/10/2019 ACEPTADO: 06/11/2019 PUBLICADO: 16/10/2020

RESUMEN

La industria del transporte de hidrocarburos combina sus actividades técnicas con la integridad de los sistemas operativos instalados, además de la implementación de la seguridad de los ductos ante fallas y fugas de líquidos peligrosos. Surge, así, el modelo de gestión para el control de riesgos en todos los procesos de envío de productos, en el que se alinea la configuración de los estándares técnicos para operar los ductos en cumplimiento de las condiciones y acciones subestándar, que derivan a la obligatoriedad de mantener la integridad (capacidad instalada). Ello da origen al *nivel de gestión del control de riesgo*, como alcance del objetivo al *nivel máximo de conformidad de las instalaciones*, lo que asegura a todas las unidades operativas alcanzar el desarrollo de nuevos conceptos de trabajo proactivo, y no reactivo, ante los siniestros no planificados. En este estudio, se logró la reducción de los niveles de riesgo significativo del 30.16% al 10.26%, al corte del periodo 2014-2017, lo cual se refleja en una disminución en los efectos de daños en las instalaciones, reducción de las compensaciones extrajudiciales y operación amigable con el ambiente en concordancia con las demandas planificadas en el giro del negocio.

Palabras clave: modelos de gestión; control de riesgos; interacciones; condiciones.

INTRODUCCIÓN

En las supervisiones especiales llevadas a cabo en el Oleoducto Norperuano del 27 al 29 de enero del 2016 y del 6 al 11 de febrero del 2016, se verificó que en la progresiva del PK 440+781 del tramo II, así como en la progresiva del punto kilométrico 206+031 del Ramal Norte, el desbordamiento de petróleo crudo se produjo por falla en la tubería a efectos de corrosión externa. Ello implica que se configuró un alto riesgo de impacto negativo no solo al suelo y a las quebradas Inayo y Cashacaño, y a los ríos Chiriaco y Morona, sino también a la vida y la salud de las personas que habitan en las zonas aledañas a los derrames (Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental, 2016).

De otro lado, en abril de 2013, se reportó un derrame de 5500 barriles de crudo en el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP). Con respecto a dicho desastre, Alexandra Almeida, activista de la Fundación Acción Ecológica y entrevistada para la nota del diario *La Hora*, señaló que los efectos ambientales fueron nefastos sobre todo en las fuentes hídricas cercanas: "Es sorprende que sea del OCP porque es relativamente nuevo. Nos dijeron que era a prueba de movimiento sísmico que no se iba a romper" (La Hora, 9 de abril de 2013, párr. 11).

- 1 Ingeniero industrial por la Universidad de Guayaquil (Guayaquil, Ecuador), diplomado en Ingeniería del Fuego por The University of Texas System (Austin, Estados Unidos), magister en Seguridad y Prevención de Riesgos del Trabajo por la Universidad Tecnológica Equinoccial (Quito, Ecuador), doctorado en Ingeniería Industrial por la Universidad Nacional Mayor de San Marcos (Lima, Perú) e instructor NFPA 1041. Posee más de 16 años de experiencia en el sector petrolero y en el desarrollo de poliductos y oleoductos con seguridad industrial, salud ocupacional y protección al medio ambiente. Actualmente, labora en Petroecuador como supervisor de Seguridad, Salud y Ambiente. (Santo Domingo, Ecuador).
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8188-268X>
E-mail: alfonso.rivas@epetroecuador.ec, almirante20039@hotmail.com
- 2 Ingeniero químico por la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo (Riobamba, Ecuador), magister en Sistemas Integrados de Gestión de Calidad, Ambiente y Seguridad por la Universidad Politécnica Salesiana (Guayaquil, Ecuador), doctorado en Ingeniería Industrial por la Universidad Nacional Mayor de San Marcos (Lima, Perú) y auditor ISO 9001, 14001, 22001 y OHSAS 18001. Posee más de 12 años de experiencia en empresas nacionales y multinacionales en producción, seguridad, salud y medio ambiente. Actualmente, es consultor independiente. (Riobamba, Ecuador).
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8804-3088>
E-mail: sergio.nunez@nestle.com.ec
- 3 Ingeniero de mantenimiento por la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo (Riobamba, Ecuador), magister en Educación Superior y doctorado en Ingeniería Industrial por la Universidad Nacional Mayor de San Marcos (Lima, Perú). Actualmente, es coordinador de la estación de bombeo y representante de la dirección en las normas ISO 14001-2004 de la Estación Corazón, encargado de la repotenciación del Poliducto Esmeraldas-Quito. (Quito, Ecuador).
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6890-4039>
E-mail: ronal.moscoso@epetroecuador.ec

Finalmente, el mismo diario, el 26 de febrero de 2005, recordaba el derrame de crudo y posterior incendio en la refinería de Esmeraldas ocurrida en 1998:

Escenas de dolor y angustia fueron las que vivió la ciudad de Esmeraldas y en particular, las familias asentadas en las riberas de los ríos Teaone y Esmeraldas, al verse amenazadas por el incendio ocurrido la noche del jueves 26 de febrero de 1998, hace siete años.

Eran las 21h00 cuando el pánico se apoderó de toda la población, tras la ruptura del Sistema del Oleoducto Trans Ecuatoriano (SOTE) a la altura de las villas de Petroecuador, provocando un incendio que dejó 4 muertos.

De acuerdo con los datos entregados por la Defensa Civil, 60 personas resultaron quemadas, 6 fueron reportadas como desaparecidas; 120 casas se quemaron, 20 quedaron semidestruídas y 10 fibras fueron dañadas por el fuego (párrs. 1-3).

En ese contexto, se puede afirmar que la asignación (o reasignación) de recursos para la reducción de la probabilidad de falla es, comúnmente, la forma más efectiva de practicar la gestión del control de riesgos (Muhlbauer, 2004).

El tema de esta investigación surgió a raíz del derrame de 1998, tras presenciar la catástrofe más grande en la historia de Esmeraldas-Ecuador, causada por fallas geológicas y como resultado de la fractura mecánica de los ductos empaquetados de petróleo y el otro de gasolina. Ello originó la fuga de productos de forma continua con destino al cuerpo receptor hídrico “río” y la emisión de gases inflamables. Así, después de encontrar una fuente de ignición desconocida, se generó una reacción en cadena y una explosión que culminó con la pérdida de vidas humanas y una trágica consecuencia ambiental en la flora y fauna del río Teaona.

Esta tragedia se identificó como una consecuencia de la falta de inspección y toma de acciones correctivas de conformidad técnica específica en geomática y mantenimiento de línea, al no optar con el pilotaje y anclaje de las dos estructuras de marco H. Si esto se hubiera tomado en cuenta, se podría haber prevenido esta catástrofe ambiental y humana. Guy y Mohamed (2007) indican que los desperfectos externos, como la corrosión, los rasguños de objetos extraños y las actividades de montaje de

tuberías, son las razones principales para el fallo de tuberías.

En la actualidad, las empresas petroleras buscan implementar en sus instalaciones nuevas tecnologías de última generación, de innovación y control, con avances importantes para la seguridad en el transporte de hidrocarburos por ductos, ratificando los eventos continuos en las operaciones de carga de estos compuestos. Ello ha demostrado que los desarrollos tecnológicos son importantes en la línea del flujo y el control de transferencias de productos; no obstante, la tecnología de innovación no interviene en el examen del conjunto del universo de riesgos que producen fugas y contaminación. Se observa, en la Figura 1, el producto de acciones y/o condiciones “antes, durante y después” de fallas materializadas. La tecnología instalada en los procesos no define la alerta temprana de riesgos incubados, “micro y macro”, en su evolución desde el origen con la probabilidad indeterminada por el tiempo y espacio que demande la materialización de los hechos. En estas condiciones, la gestión del control de riesgo por fugas y derrames de hidrocarburos en los poliductos y gasoductos se determina por la alerta temprana previa a la materialización de los eventos.

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

El objetivo planteado es identificar los niveles de gestión del riesgo corporativo que generan estados de no conformidad en las instalaciones de transporte, con influencias determinadas por etapas (suelo, “gestión”; ductos, “corrosión”) de integridad al flujo continuo en líneas. El modelo de gestión del control de riesgos se constituyó en un objetivo de cotejo técnico a la identificación, monitoreo, vigilancia, medición y divulgación de los hallazgos incubados a la inseguridad corporativa. Se debe cumplir con la búsqueda de reducir siniestros no deseados que afecten a las comunidades aledañas, las líneas del transporte de hidrocarburos, el ambiente, el derecho de vía frente a los cruces con las tuberías empaquetadas de productos peligrosos.

METODOLOGÍA

En la investigación de fallas de ductos con la data cuantitativa que generó la inspección interna y externa, mediante el uso de sonda de FML a 2.5



Figura 1. Rotura de ducto del Poliducto Esmeraldas-Santo Domingo, Ecuador.

Fuente: Petroecuador.

km/h, se identificaron los determinantes de riesgos del km 0 al km 164 del Poliducto de Petroecuador de Esmeraldas Santo Domingo. Se desarrolló la investigación aplicada para la generación de conocimiento y el diseño experimental de manipulación de variables independientes. Se observaron los efectos que producen las variables dependientes.

El nuevo paradigma puede cambiar muchos hábitos, cultura y prácticas útiles a tener en cuenta. Varias propiedades ocultas aparecen cuando se comparan con una aproximación clásica, se vinculan fuertemente en un nuevo paradigma de gestión del control del riesgo y las partes técnicas se interesan por aplicarlo (Massotte y Corsi, 2015).

1. Exploratorio: identificar y monitorear los determinantes de fallas para hallar los fenómenos con alto y bajo nivel de probabilidad de riesgos incubados (micro y macro).
2. Descriptivo: especificar los determinantes de criticidad en el origen del riesgo.
3. Correlacional: asociar las variables del estado de gestión y conformidad.
4. Explicativo: entender el fenómeno de incertidumbre y/o acertar la gestión como resultado obtenido de minimizar los impactos de fallas, fuga y derrame, y contaminación ambiental.

Existen varios tipos de encuestas: inspección externa, evaluación directa o en línea, inspecciones usando la fuga de flujo magnético (MFL) o equipo ultrasónico. Todas ellas generan información detallada sobre la condición de la tubería y el alcance de anomalías y corrosión. Esta información guía el funcionamiento de las tuberías o define las actividades de mantenimiento (Adam y Davis, 2009).

1. Identificación y determinación del riesgo

Al contrastar la información de acciones y condiciones subestándar, la relación de causa-efecto del riesgo se determina en la fuente, medio o receptor entre el ducto y los derechos de vía.

Se comprobó que existen mayores accidentes por deslaves en el sistema del Oleoducto Transecuatoriano y poliductos con propiedades cuantitativas sobre la mecánica de criticidad de fallas geológicas del suelo, uno de los motivos de la fuga de hidrocarburos. Ello se observa en la Figura 2.

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

Las condiciones subestándares de alto riesgo identificadas a lo largo de los 164 km de longitud del DdV (derecho de vía) del poliducto y oleoducto de Esmeraldas-Santo Domingo son:

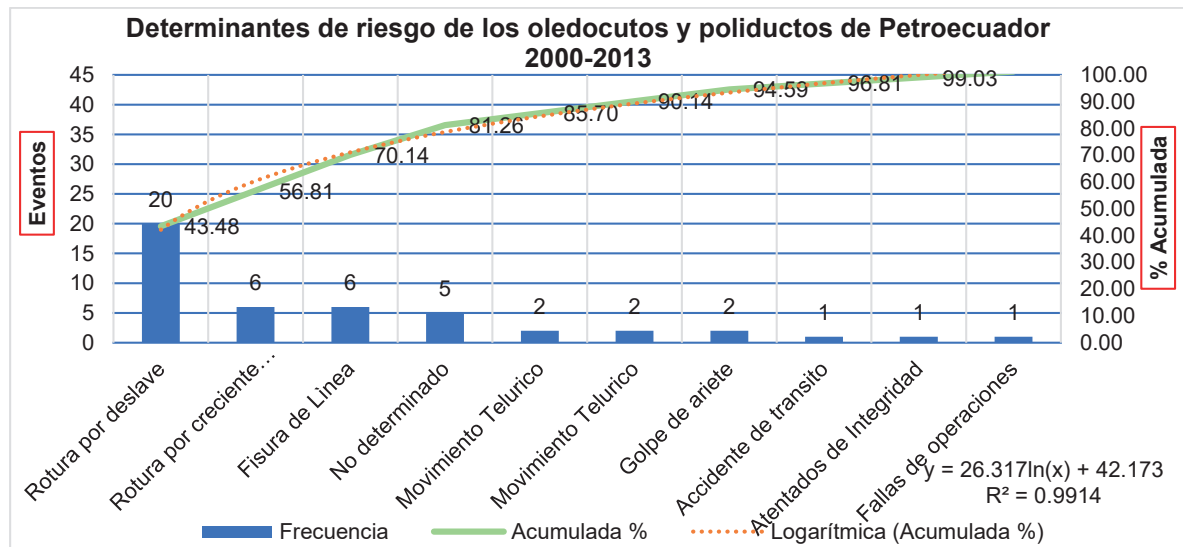


Figura 2. Determinantes de riesgo y probabilidad de falla, fuga con derrames hidrocarburos.

Fuente: Petroecuador.

- Deslizamientos y/o movimientos de tierra superficiales.
- Deslizamientos y/o movimientos de tierra profundos.
- Hundimiento paulatino del terreno.
- Falla superficial y desclasamiento en el substrato rocoso.
- Erosión fluvial en los estratos blandos ubicados en los márgenes del DdV y desmoronamiento de estratos más resistentes.
- Sitios de erosión que activan los taludes y provocan colapsos en los muros de contención.
- Señalización de puntos de arrastre de tubería por deslaves-soterramiento.
- Punto "apantallamiento-pilotear falla".
- Accidentes geográficos del derecho de vía y sus influencias sísmicas.
- Altimetría de perfil del ducto y derecho de vía (trazo de variantes).
- Tasa demográfica.
- Interferencia con límites de propiedad, calles y caminos, guarniciones y todos los datos que ayuden a definir claramente el derecho de vía con identificación a falla de diaclasas.
- Incorporación de mapas de incidencia de la región; topográficos, hidrográficos, geológicos, etc.

- Desarrollo del perfil altimétrico, zonas pobladas y válvulas del ducto.
- Fotografías aéreas; podrá ser conveniente en caso de no contarse con mapas o cartas.
- Análisis por geo-tag y por división sectorial.
- Identificación de la influencia del paso de los ductos con la división sectorial por el Instituto Geográfico Militar.
- Determinación de las cartas de uso del suelo, normalmente editadas por el Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI). Estas cartas permitirán definir posibles afectaciones sobre el derecho de vía propuesto o instalado.

2. El modelo de gestión de control de riesgo

Precisa y emplea la integridad y la confiabilidad de los ductos con intervención del *mantenimiento de línea*; otorga relevancia en la sostenibilidad del transporte de hidrocarburos y derecho de vía.

- Integridad y confiabilidad. Caracterización del suelo del derecho de vía.
- Identifica el tipo de suelos para el mejoramiento de la conductividad de protección catódica del ducto.
- Puntos de interferencias de corrientes parásitas que afectan a la integridad externa del ducto.
- Herramientas de limpieza interna.

- Herramientas de inspección (transmisor/receptor de marcación, ultrasonido, *magnetic flux leakage*).
- Resultados de resistividad del suelo/ducto.
- Análisis hidrodinámicos en derecho de vía.
- Puntos de control de fuga de hidrocarburos.
- Monitoreo de flujo de magnetismo-corriente impresa.
- Dosificación e inyección de inhibidor de corrosión.
- Monitoreo de puntos de pérdidas de espesores y sus relaciones de progresiva.
- Recorridos y análisis de datos campo de condiciones e informes de resultados.

Induce, también, a la preparación organizativa y técnica en detalle de la tubería requerida para posibilitar el lanzamiento y la recepción de herramientas inteligentes, lo que garantiza su paso seguro y la obtención de los datos más exactos sobre el estado de corrosión (Timashev y Bushinskaya, 2016).

Incidencia ON-OFF/Natural en derecho de vía

- Ensayar los contenidos de cloruros en el suelo.
- Revisar y comprobar la resistividad del terreno.
- Inspeccionar la cercanía a líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje.
- Inspeccionar potenciales variables entre las tuberías.
- Intervenir en los suelos afectados por corrientes parásitas.
- Inspeccionar los cruces con otras líneas de interconexión eléctrica o estructural.
- Verificar históricos por 3 años.

- Verificar 850 mv => Pot. ON <= 2100 mv (trimestral).
- Verificar si por ON < 850, verificar procedimiento de prueba.
- Verificar la norma de los 100 mv.

Podríamos cuantificar las pérdidas presentes en todo sistema de transporte de hidrocarburos, como los costos de interrupción del servicio, el costo del producto perdido, el costo de limpieza, entre otras. Las consecuencias a veces se agrupan en categorías directas e indirectas, donde los costos directos son incluyentes de la integridad e influyen en los procesos del control de riesgos frente a las fugas de hidrocarburos (Muhlbauer, 2004).

Resultados obtenidos de la inspección interna y externa

Se ejecutó el envío de la sonda inteligente de flujo magnético en línea (FML). Se observaron anomalías de corrosión internas y externas, como se puede apreciar en los resultados del coeficiente de integridad como indicador (ver Figura 3), con determinación de fallas mayores por corrosión externas, mas hay un predominio alto de riesgo significativo de anomalías incubadas al coeficiente < 1, como valor crítico en relación al ancho de profundidad de la anomalía de corrosión y el nominal de diseño con la máxima presión segura de operación calculada sobre la presión de descarga del flujo continuo.

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 (Bai y Bai, 2014).



Figura 3. Estado del control de riesgo en la corrosión del Poliducto Esmeraldas-Santo Domingo, año 2014 (punto km 000 al punto km 90).

Fuente. Petroecuador. Inspección interna y externa Poliducto Esmeraldas-Santo Domingo de 2014.

Ahora, se presenta el estado del control de riesgo del Poliducto Esmeraldas-Santo Domingo en el año 2017. Se puede observar una mejora significativa del corte del 2017 (ver Figura 4) en relación al 2014 (ver Figura 3).

3. Utilizar y sostener

La gestión asegura la estructura durante el tiempo de operaciones y la vincula al desarrollo y la innovación de propuestas encaminadas a reducir los siniestros que generan los ductos; de este modo, se busca identificar la probabilidad de falla mediante el

análisis de las condiciones y acciones que interfieren a lo largo del derecho de vía de los 164 kilómetros del Poliducto y Oleoducto del Esmeraldas-Santo Domingo, para lo cual se toma en cuenta una muestra (riesgo interno del punto kilométrico 050 al punto kilométrico 96).

A partir de la muestra, se desarrollaron: práctica de prestaciones de cotejo técnico con estándares de operación y control; requisitos de normativas (ver Tabla 1); códigos de prácticas de inspección, mantenimiento, calificación, reparación y alteración; soldadura predictiva; prácticas de eventos;

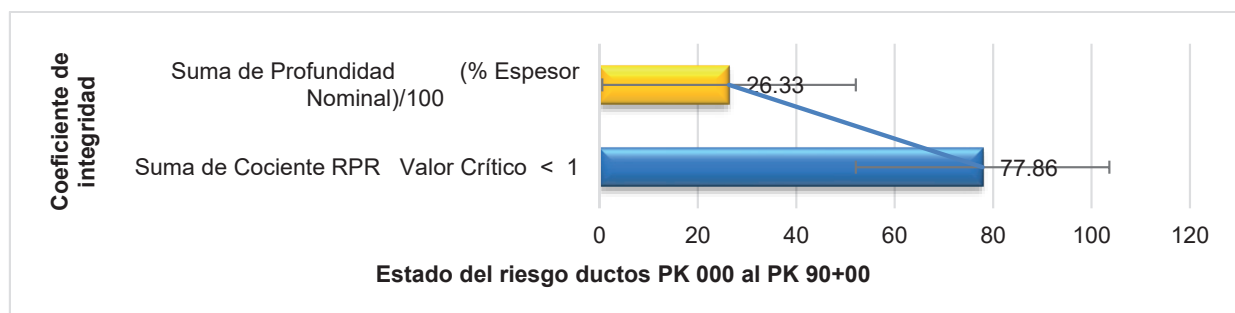


Figura 4. Estado del control riesgo en la corrosión del Poliducto Esmeraldas-Santo Domingo, año 2017 (punto km 000 al punto km 90).

Fuente. Petroecuador. Inspección interna y externa Poliducto Esmeraldas-Santo Domingo de 2017.

Tabla 1. Instalaciones y su conformidad operativa.

Niveles de gestión: Control de riesgo (N+, N-; C) / Estado de conformidad					
# Inst.	Instalaciones: estados de conformidad / integridad y confiabilidad			Unidades operativas	
1	Ductos			UGO 1: Mantenimiento de línea del sistema de transporte de hidrocarburos UGO 4: Integridad y confiabilidad del transporte de hidrocarburos UGO 7: Seguridad física "Patrullas militares y personal civil" UGO 5: Geomática para el derecho de vía y ductos del transporte de hidrocarburos	
2	Rectificadores				
3	Derecho de vía				
4					
5	Estación de bombeo			UGO 2: Operaciones I	
6	Granjas de tanques de estación			UGO 3: Operaciones II	
7	Manifold lanzamiento de herramientas			UGO 6: Laboratorio	
8	Válvulas de control en línea			UGO 8: Mantenimiento electromecánico de estado de bombeo	
C	NC_neg	NC_pos	%C	Periodo:	Unidades: análisis integridad
34	0	0		Mes/año	34
42	0	0			42
8	0	0			8
24	0	0			24
6	0	0			6
13	0	0			13
11	0	0			11
8	0	0			8
146	0	0			146
Análisis de cumplimiento / C = Conformidad; N- = No conformidad menor; N+ = No conformidad mayor					

UGO: unidades de gestión operativa.

Fuente: Elaboración propia.

prácticas recomendadas; prácticas seguras; prácticas de instrumentación; pruebas destructivas; ensayos no destructivos; mantenimiento impreso de cama tierra profunda; práctica soldadura de tubería manual para determinar la resistencia y métodos para evaluar la aceptación de defectos en estructuras de metal.

Dichos parámetros deben identificarse para cada gasoducto y debe incluirse el monitoreo de los métodos de mitigación químicos y físicos (Kermani y Chevrot, 2012).

Se identifica el desempeño de la integridad operativo, reconociendo conformidad por el porcentaje del acatamiento de estándares en relación al instrumento de cotejo técnico para verificar el cumplimiento del plan operativo enfocando a las no conformidades mayores, no conformidades menores y conformidad del control de los riesgos sincronizados en la confiabilidad del transporte de hidrocarburos.

Fórmula de conformidad ALRI

La fórmula de conformidad ALRI identifica el estado de la gestión en las instalaciones:

$$C = (C / \Sigma C + N_- + N+) \cdot 1$$

Donde:

C: = Conformidad; cumplimiento de un requisito convertido en actividad.

N₋ = No conformidad menor; falta de actualización e implementación de procedimiento.

N₊ = No conformidad mayor; falta del cumplimiento del procedimiento al control de evento.

1 = Constante.

Se obtiene el nivel de gestión de control de riesgo presente del año 2014, con el máximo no permisible de 2.654 punto de criticidad, lo que marca su estado de vulnerabilidad a la topografía de fallas, fugas y derrames de consideración a la inseguridad estimada por las unidades operativas de los oleoductos, poliductos y gasoductos. Se utiliza el instrumento de cotejo en referencia (ver Tabla 2).

La concentración de variables independientes genera determinantes de modos de falla en los factores adyacentes al diseño de puesta en marcha del sistema de instalaciones de transporte de hidrocarburos, en el que se presenta probabilidad de sucesos (riesgos incubados) que desencadenan en eventos no deseados con nivel de riesgo en 2.51 puntos, que representa condiciones inseguras (validez baja) durante el periodo del año 2014, lo que señala una desmejorada gestión sobre la base de 10 puntos de la validez de gestión perfecta, lo cual es reflejado por 8 componentes (unidades operativas), observados en la Tabla 3.

La matriz de cotejo técnico mejoró la confiabilidad y la integridad de las unidades operativas; además, logró consolidar la progresiva de gestión e incidir significativamente al corte del año 2017 sobre la base de 6.08, en relación a la verificación de cumplimiento técnico del suelo, ductos y flujo por tuberías con incidencia en la gestión permanente de alcanzar la integridad y confiabilidad del transporte de hidrocarburos seguros y minimizar los impactos ambientales que se generan, como riesgos incubados macros.

El nivel de riesgo por cumplimiento de cotejo técnico aplicando a la correlación de los años 2014-2017

Tabla 2. Unidades de gestión del control del riesgo por unidades de análisis.

Unidades operativas de oleoductos, poliductos y gasoductos	Unidades de análisis
UGO 1: Mantenimiento de línea del sistema de transporte de hidrocarburos	34
UGO 2: Operaciones I	13
UGO 3: 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
UGO 6: Laboratorio	11
UGO 7: Seguridad física "Patrullas militares y personal civil"	8
UGO 8. Mantenimiento electromecánico de estado de bombeo	8
Total	146

Fuente: Elaboración propia.

por el número de unidades de análisis con responsabilidad corporativa del transporte hidrocarburos se puede observar en la Figura 5.

Se evidencia que el nivel de control de riesgos es significativo de 5-10% al corte del año 2017.

Fórmula de nivel de control de gestión/riesgo operativo por acotejo técnico

$$Ng = VUG1 + VUG2 + VUG3 + \dots + VUG8$$

$$Ng = (Na / Va * Vn) * 10$$

Donde:

VUG = Valor total de acciones / unidad de análisis.

Na = Número de actividades.

Ng = Nivel de gestión de riesgo.

Vn = Valor nominal.

Va = Valor de unidades de análisis.

RESULTADOS

Resultado 1

El enfoque de gestión tradicional hacia un cambio de gestión basada por identificación, monitoreo, control, medición y divulgación de los riesgos nos permite mantener la continuidad del negocio del transporte de los hidrocarburos con una reducción de las fugas de las líneas en operaciones amigables con el medio ambiente.

La tabla 4 muestra la diferencia entre el modelo tradicional y el nuevo modelo de enfoque para evaluar el riesgo y la gestión de control de condiciones no planificadas en ductos de hidrocarburos. Según la

Tabla 3. Indicadores de gestión del control de riesgo sobre la base de 1 a 10.

Unidades de gestión	2014	2015	2016	2017
	X_ Punto UG /10	X_ Punto UG /10	X_ Punto UG /10	X_ Punto UG /10
UGO 1	3.29	4.14	4.82	6.35
UGO 2	3.88	4.10	4.74	7.50
UGO 3	1.53	2.50	3.06	8.00
UGO 4	3.17	3.33	4.68	6.27
UGO 5	1.67	2.75	3.44	5.11
UGO 6	1.00	1.82	3.48	3.64
UGO 7	3.75	4.17	6.80	8.00
UGO 8	1.80	2.76	2.85	3.78
Total, Riesgo UG	2.51	3.20	4.23	6.08

Fuente. Elaboración propia.

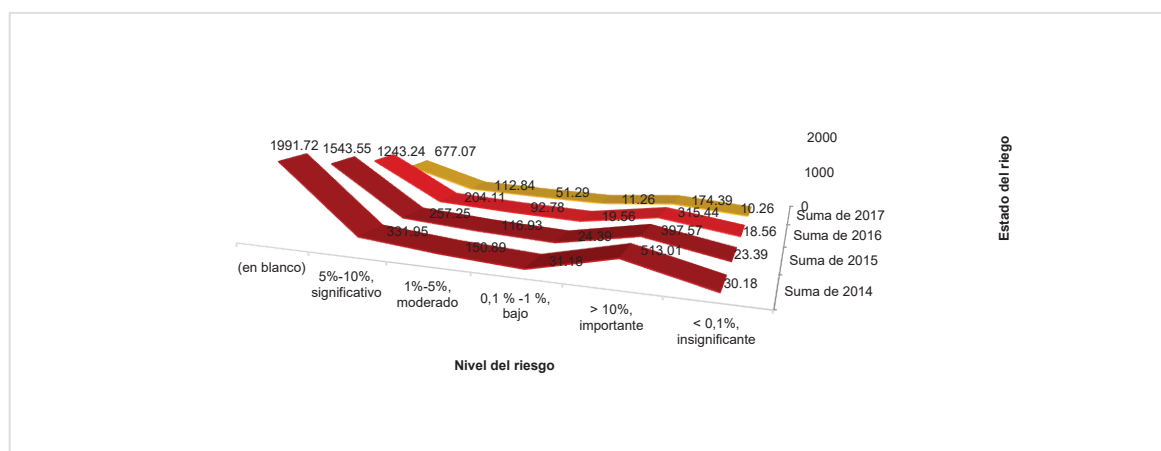


Figura 5. Estado del nivel de control del riesgo Poliducto Esmeraldas-Santo Domingo en los años 2014-2017.

Fuente. Elaboración propia.

tendencia, se evidencia en los poliductos y oleoductos Esmeraldas-Quito la reducción de eventos de 3.5 por año a 1 evento por cada año.

En la Figura 6, se evidencia la representación del resultado obtenido en la implementación del Modelo de Gestión del Poliducto Esmeraldas-Santo Domingo al corte del año 2017.

En el sentido de la gestión eficaz del riesgo, los resultados se garantizan en concordancia con los objetivos estratégicos de la organización de Petroecuador; con esta visión, la gestión integral del control de riesgo se vuelve el factor clave en el éxito de reducir las pérdidas de línea y la contaminación del ambiente. Los sistemas de gestión son «estructuras probadas para la gestión y mejora continua de las políticas, los procedimientos y procesos de la organización» (SIGWEB, 2016). Estos sistemas pueden ser individuales o de interacciones complejas.

Resultado 2

Capacidad instalada de 30 660 000 bls./año. El rendimiento al corte del periodo 2014 al 2017 en

barriles de hidrocarburos transportados por Petroecuador Poliducto Esmeraldas-Santo Domingo con tendencia significativa en el año 2018:

Año 2014: 22 505 273 bls./año transportados. 72% inicio de gestión del control del riesgo.

Año 2017: 24 077 474 bls./año transportados. 78.53%, resultados esperados.

Año 2018: 25 523 034 bls./año transportados. 83.25% tendencia de integridad y confiabilidad.

Lineamientos del modelo de gestión y control del riesgo:

- Dispone criterios de intervención ante oportunidades de mejora y el dominio del control de riesgo en las unidades de gestión operativa y conformidad de instalaciones en procesos de transporte de hidrocarburos; los cuales dependerán de estrategias y métodos técnicos para la intervención, como planes de sostenibilidad de negocio en relación a los resultados esperados (cero siniestros).

Tabla 4. Líneas de gestión de conformidad anual comparativa del control del riesgo en ductos 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

C: Conformidad, NC_neg: no conformidad menor, NC_pos: no conformidad mayor.

Fuente. Elaboración propia.

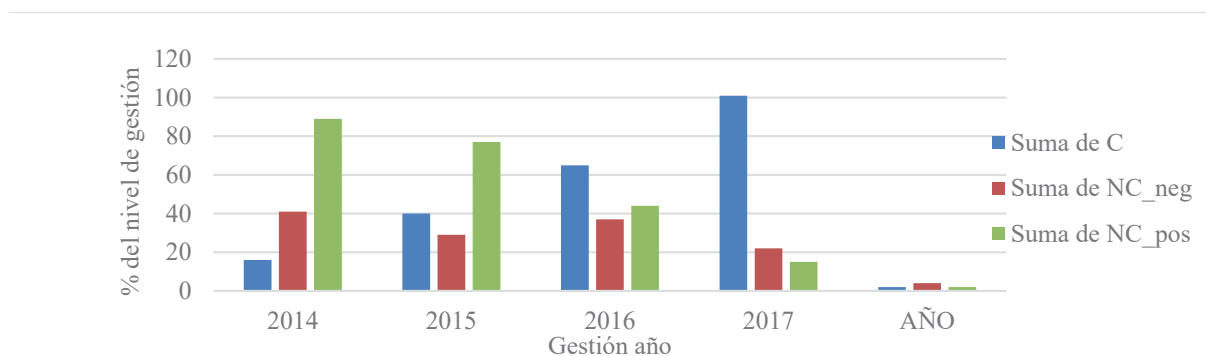


Figura 6. Gestión del control de riesgo en la conformidad funcional del Poliducto Esmeraldas-Santo Domingo de los años 2014-2017, Petroecuador.

Fuente. Elaboración propia.

- b. Requiere un mapa de riesgo, áreas de exposición a fugas con incendio y explosión; en consecuencia, establece el riesgo máximo aceptable, así como el área no aceptable.
- c. Emplea la medición del *monitoreo-categorías* de riesgo con probabilidad de causar daños al proceso del transporte de hidrocarburos por ductos y derecho de vía.
- d. Utiliza la proyección del nivel de pérdida ante el *monitoreo-medición* de control permanente en la fuente, el medio y el receptor que originan pérdidas por causa y efecto de la materialización del siniestro.
- e. Precisa los mecanismos de proyección de máxima cobertura de contingencia frente al riesgo de fuga de hidrocarburos.
- f. Emplea, a lo largo del derecho de vía, la cobertura permanente de alerta temprana al peligro y riesgo con probabilidad de siniestros en pobladores aledaños del transporte de hidrocarburos.
- g. La gestión define y considera medidas de desempeño a la identificación ajustada contra el riesgo a lo largo del derecho de vía y ductos.

Resultado 3

Se consolidaron las estructuras del diseño del modelo de gestión para obtener el producto final de la organización en un *software* (ver Figura 7). Se presenta el manejo de aplicaciones desarrolladas e incorporadas a las unidades operativas del mandato al control de riesgo, operando desde la base del sistema corporativo con ingreso y validación de la información ejecutada en campo.

El programador de control de riesgo puede ayudar a cuantificar los equilibrios entre costo y seguridad en la etapa de diseño y, también, a identificar las políticas y los 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 (Cox, 2009).

DISCUSIÓN

El modelo de gestión para el control de riesgo para las empresas petroleras permite influir en las empresas corredoras de pólizas de seguros de la industria del petróleo. Al tomar posesión de los activos, no se



Figura 7. Modelo de gestión operativo desde la plataforma corporativa.

Fuente: Elaboración propia. *Software* modelo de gestión para el control de riesgo del transporte de hidrocarburos.

busca eliminar los riesgos, sino la gestión eficiente por parte de la entidad aseguradora, para lo cual se necesita identificarlos, medirlos y controlarlos, así la prevención de riesgos y el modelo establecido en las unidades de gestión operativa trabajan de forma integral y no por separado.

CONCLUSIÓN

Se encontraron evidencias suficientes en los niveles del estado de riesgo para afirmar que el modelo de gestión del control de eventos corporativos del transporte de hidrocarburos con puntaje de las unidades operativas de gestión influye significativamente en los porcentajes de conformidad de las instalaciones (flujo de hidrocarburos, ducto de tuberías y suelo derecho de vía).

- La corrosión pasó a ser controlada en el cumplimiento de los estándares de integridad y confiabilidad de los ductos (anomalías externas e internas); con el cociente RPR valor crítico < 1 se controló el estado del nivel del riesgo de los ductos y, como resultado, la producción se incrementó.
- Con la máxima operación permisible, en el año 2014, la máxima presión de operación fue de 1050 psi y 2600 bls./hora; en el 2018, la carga subió a 1200 psi y 3200 bls./hora en gasolinas y 3000 bls./hora con diésel petrolero, por lo que se cumplió con la proyección de la demanda estimada, utilizando la capacidad instalada.
- Se minimizaron los daños ambientales y se aprovechó la capacidad instalada del transporte de hidrocarburos del periodo 2014, que era 72%; del 2017, que era 78.53% ; y del 2018, que al corte era más de 83.25%.

AGRADECIMIENTO

Un profundo agradecimiento a las unidades operativas del Poliducto Esmeraldas-Santo Domingo-Quito de Petroecuador, por las facilidades en favor de la investigación y desarrollo, que vinculamos permanentemente a la prevención de riesgos, con miras trazadas a reducir los impactos ambientales y mejorar la confiabilidad y la integridad de los procesos operativos del transporte de hidrocarburos. Se realiza esta investigación en cumplimiento del cotejo técnico estandarizado que, además, se constituye en una práctica amigable con el ambiente y comunidades aledañas al derecho de vías.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Adam, S. y Davis, K. (2009). *Pipeline Geomatics. Practice and Innovation*. Fairfield, Estados Unidos: American Society of Mechanical Engineers.
- [2] Bai, Y. y Bai, Q. (2014). *Subsea Pipeline Integrity and Risk Management*. Massachusetts, Estados Unidos: Gulf Professional Publishing.
- [3] Cox, A. (2009). *Risk Analysis of Complex and Uncertain Systems*. Nueva York, Estados Unidos: Springer.
- [4] Guy, P. y Elwany, M. H. (2007). *Safety, Reliability and Risks Associated with Water, Oil and Gas Pipelines*. Heidelberg, Alemania: Springer.
- [5] Kermani, B. y Chevrot, T. (2012). *Recommended Practice for Corrosion Management of Pipelines in Oil and Gas Production and Transportation*. Leeds, Reino Unido: Maney Publishing / European Federation of Corrosion.
- [6] La Hora (26 de febrero de 2005). Hace siete años Esmeraldas vivió una noche de terror. *La Hora*. Recuperado de <https://lahora.com.ec/noticia/1000310432/hace-siete-aos-esmeraldas-vivi-una-noche-de-terror>.
- [7] La Hora (9 de abril de 2013). Derrame de 5.500 barriles de crudo en Esmeraldas. *La Hora*. Recuperado de <https://lahora.com.ec/noticia/1101489994/derrame-de-5500-barriles-de-crudo-en-esmeraldas>.
- [8] Massotte, P. y Corsi, P. (2015). *Operationalizing Sustainability*. Londres, Reino Unido: Wiley / ISTE.
- [9] Muhlbauer, W. K. (2004). *Pipeline Risk Management Manual. Ideas, Techniques and Resources*. Massachusetts, Estados Unidos: Elsevier.
- [10] Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (2016). *Resolución Directoral N.º 12-2016-OEFA/DS. Informe N.º 307-2016-OEFA/DS-HID*. Recuperado de <http://www.oefa.gob.pe/wp-content/uploads/2019/03/RESOLUCION-Nº12-2016-DS.pdf>.
- [11] SIGWEB (2016). Ventajas de los Sistemas de Gestión de Seguridad y Salud en Trabajo. *SIGWEB*. Recuperado de <http://www.sigweb.cl/2016/10/20/sistemas-integrados-de-gestion>.
- [12] Timashev, S. y Bushinskaya, A. (2016). *Diagnostics and Reliability of Pipeline Systems*. Cham, Suiza: Springer.