

Universidad de Matanzas
Facultad de Ciencias Técnicas
Departamento de Química



Trabajo de Diploma

Trabajo de diploma presentado en opción al título de Ingeniero Químico.

Título: Propuesta para la evaluación de las pérdidas económicas que provocan los agentes químicos en los procesos corrosivos de los sistemas de ductos de la UEB Centro-Oriente.

Autora: Claudia Aurora Garcia Leyva
Diplomante de la Universidad de Matanzas.

Tutores:

Ing. Iván Díaz Alfonso
UEB Centro-Oriente Matanzas

MSc. Ana Edelys Santana Lantigua
Universidad de Matanzas

Matanzas, Cuba
2021

Declaración de autoridad

Yo, Claudia Aurora Garcia Leyva, declaro que soy la única autora de este Trabajo de Diploma y lo pongo a disposición de la UEB Centro-Oriente Matanzas y de la Universidad de Matanzas Sede "Camilo Cienfuegos", para hacer uso del mismo con el objetivo y finalidad que se estime conveniente.

Claudia Aurora Garcia Leyva

Dedicatoria

A mi abuela Olguita:

Por ver hechos realidad sus sueños con la culminación de mi carrera.

Agradecimientos

A mis padres:

Gracias por todo su apoyo y sacrificio en estos años, por haberme enseñado que la lucha de hoy es la victoria de mañana, por el ejemplo y la buena educación que siempre me han inculcado y por haberme formado como la mujer y futura profesional que soy.

A mi familia:

Le agradezco su confianza en mí, las horas de preocupación y los días de incertidumbre y, sobre todo, su ejemplo de sacrificio y lucha incansable.

A mis amistades:

Marian, Claudia, Liz, Elianne, agradezco infinitamente haber tenido la suerte de encontrarme con las mejores amigas, personas, consejeras y confidentes de toda la provincia de Matanzas. Ana Karla, Daymi, Deymi, Yailen, Julio C. Quintana, Julio C. Peña, agradezco la dicha de haberlos conocido y las horas de estrés y felicidad que pasamos juntos, espero no se acaben pronto. A todos mis compañeros de estudio gracias por estar siempre unidos a pesar de nuestras diferencias y haber sido partícipes de los mejores 4 años de mi vida. Miriela, Aldo y Melissa gracias por haberme adoptado como otro miembro de la familia, por todo su apoyo y preocupación.

A Iván y Ana Edelys:

Por ser mis tutores y haberme atendido con la mayor hospitalidad que se puede recibir, por haber contribuido en la formación de mi futuro profesional y personal.

Resumen

El presente trabajo fue realizado en la UEB Centro-Oriente de la provincia de Matanzas. Está encaminado a proponer una evaluación de las pérdidas económicas que provocan los agentes químicos en los procesos corrosivos de los sistemas de ductos de la Empresa. Se tabularon datos de los componentes más corrosivos presentes en los fluidos que se transportan en los ductos. Se propone una metodología para el cálculo de las depreciaciones mensuales y anuales que dan la medida del tiempo que resta para depreciar totalmente el valor como Activo Fijo Tangible de los sistemas de ductos. Se espera demostrar como el estado de la corrosión influye en la duración del tiempo de vida útil de los ductos representando una pérdida económica para la empresa por tener, algunos sistemas de ductos, un estado corrosivo tan crítico que va a ser necesario una inversión capital para reparación o el abandono del ducto, que al no haberse depreciado todo el valor de estos pasarían a gastos de la empresa.

Abstract

The present work was realized in the UEB Centro-Oriente in the province of Matanzas. It's aimed at proposing an evaluation of the economic risks caused by chemical agents in the corrosive processes of the company's pipeline systems. Data on the most corrosive components present in the fluids transported in the pipelines were tabulated. A methodology is proposed for calculating the monthly and annual depreciations that measure the time remaining to fully depreciate the value as Tangible Fixed Asset of the pipeline systems. It is expected to demonstrate how the state of corrosion influences the duration of the useful life of the pipelines, representing an economic risk for the company due to the fact that some pipeline systems have such a critical corrosive state that a capital investment will be necessary to repair or abandonment of the pipeline, which as their value had not been depreciated, would go to company expenses.

Índice

Introducción	1
Capítulo I: Análisis bibliográfico.....	4
1.1. Caracterización del petróleo y el gas acompañante.....	4
1.2. Transportación de los fluidos del petróleo. Formas de transportación ventajas y desventajas.....	7
1.2.1. Materiales y equipos empleados en la transportación por ductos	10
1.3. Corrosión en los ductos.....	13
1.3.1. Mecanismos de corrosión	14
1.4. Pérdidas económicas por corrosión en ductos.....	16
1.4.1. Abandono de los ductos	17
Conclusiones parciales	20
Capítulo 2: Materiales y métodos	21
2.1. Descripción del Proceso	21
2.2 Metodología para el cálculo del tiempo restante de depreciación de los ductos.....	23
Conclusiones parciales	25
Conclusiones	26
Recomendaciones	27
Bibliografía.....	28
Anexos	31

Introducción

El petróleo es, actualmente, la principal fuente de energía, y la materia prima más importante objeto de comercio entre los países. Más de la mitad de la energía que mantiene en actividad en la civilización proviene de esta fuente energética no renovable. Se trata, entonces, de un recurso estratégico cuya carencia provocaría el declive de la economía mundial.

Existen diversos medios de transporte del petróleo, pero hay dos que son los más utilizados: los buques petroleros y los oleoductos. En el transporte de los combustibles, en la industria energética cubana, cobra gran importancia su trasiego por sistemas de tuberías. Estos sistemas difundidos mundialmente, cuando operan dentro de regímenes hidrodinámicos aceptables, son de gran efectividad económica y ambiental con respecto a los demás medios de transporte de combustibles pesados. Los sistemas de tuberías para el transporte de combustibles resultan tan eficaces que existen hoy en el mundo miles de kilómetros instalados.

Al petróleo o aceite mineral ("petróleo crudo") lo acompañan componentes indeseables tales como: agua de capa, ácido sulfhídrico ($H_2S(ac)$), dióxido de carbono ($CO_2(ac)$), que son las especies que le confieren el carácter corrosivo al petróleo, y son las encargadas de que se desarrollen los procesos de ataque a los metales y se produzca el deterioro de la instalación petrolera. La corrosión interior o exterior de oleoductos y gasoductos constituye un problema frecuente en la práctica de transportación de hidrocarburos en muchas regiones del mundo.

Según las buenas prácticas internacionales los ductos se diseñan y se ponen en operación para que sean capaces de mantener una resistencia mecánica y su integridad por no menos de 25 años. En el caso de Cuba no todos los criterios se tuvieron en cuenta, desde la selección del acero y en varios casos no se previeron sistemas de protección contra la corrosión, en otros casos las empresas tuvieron que tomar decisiones logísticas de importación y también de disponibilidad.

La Empresa de Transporte de Hidrocarburos y Derivados por Ductos, antes denominada Empresa de Mantenimiento, Construcción y Reparaciones (EMCOR), por

esta razón es conocida actualmente como Ductos EMCOR. Pertenece a la Unión CUPET y se encuentra adscripta al Ministerio de Energía y Minas, tiene como domicilio legal Vía Blanca No. 511 e/ Calzada de Regla y Puente del Ferrocarril, Municipio Regla, La Habana. La Unidad Empresarial de Bases Centro Oriente perteneciente a esta se encuentra ubicada en el km 3,5 Vía Blanca, Municipio y Provincia de Matanzas. Fue aprobada su creación el 24 de diciembre de 2013 por el Director General de la Empresa. Al surgir la empresa recibió como parte de su patrimonio 16 sistemas de ductos. Estos eran parte del patrimonio de otras empresas de CUPET. La Empresa hereda el Activo Fijo Tangible y la depreciación de estos sistemas hasta el 2013. Los sistemas de mayor valor patrimonial fueron los más largos, de mayor diámetro. Los sistemas se catalogaron como Activos Fijos con una tasa del 3% de depreciación, esta tasa es aplicada a las construcciones civiles, sin embargo, no se tuvo en cuenta que los sistemas de transporte de hidrocarburos por ductos son construcciones civiles estáticas, pero a la vez en sus procesos y sus regímenes tecnológicos son dinámicas y sufren una fuerte corrosión interna y externa. Este indeseable fenómeno ocasiona enormes pérdidas económicas directas e indirectas debido a los costos de reparación de daños, sustitución de tramos, pérdidas de producto y paradas de producción por lo que se plantea el siguiente problema de investigación:

Problema científico:

¿Cómo determinar las pérdidas económicas que provocan los agentes químicos en los procesos corrosivos de los sistemas de ductos de la UEB Centro-Oriente?

Hipótesis:

Si se hace una discreción de los sistemas de ductos se puede establecer los agentes químicos que influyen en los procesos corrosivos, entonces se puede demostrar con un ejercicio económico que varios ductos se quedan con un valor residual al no cumplir con el tiempo de vida útil para el cual fueron diseñados.

Objetivo General:

Proponer una evaluación de las pérdidas económicas que provocan los agentes químicos en los procesos corrosivos de los sistemas de ductos de la UEB Centro-Oriente.

Objetivos específicos:

1. Recopilar información bibliográfica relacionada con las pérdidas económicas que provocan los agentes químicos en los procesos corrosivos de los sistemas de ductos.
2. Identificar los agentes químicos corrosivos presentes en las tuberías por donde se transportan gas y petróleo.
3. Proponer la metodología para la estimación de las pérdidas económicas que provocan los agentes químicos en los procesos corrosivos en el sistema de ductos.

Capítulo I: Análisis bibliográfico

En este capítulo se realiza una búsqueda bibliográfica relacionada con la caracterización del petróleo crudo y el gas acompañante, las diferentes formas de transportación de los fluidos del petróleo, las ventajas y desventajas de este tipo de transporte. Otro de los aspectos que se trata en el capítulo es el relacionado con la corrosión de los ductos y las pérdidas económicas de la empresa por abandono de los ductos.

1.1. Caracterización del petróleo y el gas acompañante

El petróleo es un líquido viscoso de color verde, amarillo, marrón o negro y que está constituido por una mezcla muy compleja que contiene principalmente hidrocarburos (moléculas con átomos de carbono e hidrógeno) y compuestos con heteroátomos tales como azufre, nitrógeno, u oxígeno y bajas concentraciones de constituyentes metálicos. La complejidad del petróleo y sus derivados se incrementa con el número de carbonos. La gasolina tiene un bajo número de componentes, así como el diesel un número algo mayor. Los constituyentes de los hidrocarburos pueden ser agrupados en hidrocarburos saturados, insaturados, y aromáticos (Jimeno, 2002).

El petróleo es, actualmente, la principal fuente de energía, y la materia prima más importante objeto de comercio entre los países. Más de la mitad de la energía que mantiene en actividad a nuestra civilización proviene de esta fuente energética no renovable. Se trata, entonces, de un recurso estratégico cuya carencia provocaría el declive de la economía mundial (Jimeno, 2002).

El petróleo se clasifica de acuerdo con tres categorías principales: la ubicación geográfica donde fue perforado, su contenido de azufre y su gravedad API.

Ubicación geográfica: el petróleo se perfora en todo el mundo. Sin embargo, hay tres fuentes primarias de petróleo crudo que establecen puntos de referencia para clasificar y fijar el precio de otros suministros de petróleo: Brent Crude, West Texas Intermediate y Dubai y Omán. Brent Crude es una mezcla que proviene de 15 campos petrolíferos diferentes entre Escocia y Noruega en el Mar del Norte. Estos campos abastecen de petróleo a la mayor parte de Europa. West Texas Intermediate (WTI) es un petróleo

más liviano que se produce principalmente en el estado estadounidense de Texas. Es "dulce" y "ligero", considerado de muy alta calidad. WTI abastece de petróleo a gran parte de América del Norte. El crudo de Dubai, también conocido como Fateh o crudo de Dubai-Omán, es un crudo ligero y ácido que se produce en Dubai, parte de los Emiratos Árabes Unidos. El vecino país de Omán ha comenzado recientemente a producir petróleo. Los crudos de Dubai y Omán se utilizan como punto de referencia para fijar el precio de los petróleos del Golfo Pérsico que se exporta principalmente a Asia. La cesta de referencia de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) es otra fuente importante de petróleo. Esta es el precio promedio del petróleo de los 12 países miembros de la OPEP: Argelia, Angola, Ecuador, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos y Venezuela.

Contenido de azufre: el azufre se considera una "impureza" en el petróleo. Su presencia en el petróleo crudo puede corroer el metal en el proceso de refinación y contribuye a la contaminación del aire. El petróleo con más del 0,5% de azufre se denomina "ácido", mientras que con menos del 0,5% de azufre es "dulce". El petróleo dulce suele ser mucho más valioso que el ácido porque no requiere tanta refinación y es menos dañino para el medio ambiente.

Gravedad API: el American Petroleum Institute (API) es una asociación comercial para empresas de las industrias del petróleo y el gas natural. La API ha establecido sistemas aceptados de normas para una variedad de productos relacionados con el petróleo y el gas, como medidores, bombas y maquinarias de perforación. La API también ha establecido varias unidades de medida. La "unidad API", por ejemplo, mide la radiación gamma en un pozo (un pozo perforado en el suelo). La gravedad API es una medida de la densidad del líquido de petróleo en comparación con el agua. Si la gravedad API de un líquido de petróleo es superior a 10, es "ligero" y flota sobre el agua. Si es inferior a 10, es "pesada" y se hunde en el agua (National Geographic, 2021).

Crudo cubano. Características y especificaciones.

En condiciones normales el petróleo es un líquido oleaginoso que puede presentar gran variación en diversos parámetros como color, olor y viscosidad. En Cuba esta diversificación es muy evidente, encontrándose petróleos de color amarillento-verdoso,

incolores-ligeros, hasta líquidos negros tan viscosos que apenas fluyen. Estas variaciones se deben a la diversidad de concentraciones de hidrocarburos que componen la mezcla. Los crudos ricos en metales pesados y azufre, así como en moléculas de elevada masa molecular, como las resinas y los asfaltenos se consideran petróleos de bajo valor comercial (Hernández *et al.*, 2020).

Estudios realizados sobre el origen de los petróleos cubanos en laboratorios internacionales muestran que se originaron por roca madre de naturaleza carbonatada, se depositaron en ambientes de sedimentación marinos, notablemente anóxicos y los gases analizados de los reservorios del Cretáceo y Jurásico evidencian su origen termogénico. La existencia de estos plantea un reto a nuestra industria petrolera ya que se necesita la aplicación de procesos tecnológicos de mayor eficiencia, que garanticen que sus derivados se mantengan en la primera línea de los recursos energéticos, con menor impacto sobre el medio ambiente. La composición y características de los petróleos y gases se conocen usando las diferentes técnicas físico-químicas e instrumentales que permiten determinar el tipo de procesos a emplear y el grado de severidad requerido para la obtención de derivados que cumplan las exigencias a escala internacional (Ayllón Torres *et al.*, 2011).

El 99 % de la explotación petrolera nacional se concentra en la llamada Franja Norte de Crudos Pesados (FNCP): un área de 750 kilómetros cuadrados situada entre La Habana y Varadero (Matanzas). Pozos exploratorios que han sido perforados a más de 500 kilómetros al este de la FNCP, así como manifestaciones superficiales de petróleo, unido a las características de las formaciones geológicas que afloran en superficie, permiten estimar la existencia de yacimientos similares en gran parte del archipiélago cubano (Jank C., 2016).

Gas acompañante. Características.

El gas asociado es el gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el petróleo crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto) (Gas Natural, 2015). Este es el gas predominante en los pozos de petróleo cubanos.

Este es también conocido como gas ácido por presentar grandes cantidades de nitrógeno (N_2), dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de hidrógeno (H_2S), entre otros gases tóxicos. El contenido de sulfuro de hidrógeno (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2) por su carácter ácido de índole corrosivo en presencia de agua crea serios problemas en ductos e instalaciones debido a la formación de sulfuro de carbonilo (SCO) (Ayllón Torres *et al.*, 2011).

1.2. Transportación de los fluidos del petróleo. Formas de transportación ventajas y desventajas

El transporte comienza en el pozo, donde es producido y debe ser llevado a través de tuberías hasta puntos de separación de gas y agua y posteriormente hasta baterías y playas de tanques, donde es tratado para dejarlo en condiciones de venta. Posteriormente es almacenado para luego ser transportado hasta las destilerías o plantas de proceso (Salcedo, 2006).

Formas de transportación de los fluidos

Existen diversos medios de transporte del petróleo, pero hay dos que son los más utilizados: los buques petroleros y los oleoductos. El resto de transportes, como vagones cisternas, camiones, ferrocarriles o barcos de cabotaje, suelen utilizarse más para distribuir los productos que se derivan del petróleo (School, 2020).

En el transporte de los combustibles, en la industria energética cubana, cobra gran importancia su trasiego por sistemas de tuberías, que comienza en los puertos, hasta su destino final en las plantas. Estos sistemas difundidos mundialmente, cuando operan dentro de regímenes hidrodinámicos aceptables, son de gran efectividad económica y ambiental con respecto a los demás medios de transporte de combustibles pesados. Los sistemas de tuberías para el transporte de combustibles resultan tan eficaces que existen hoy en el mundo miles de kilómetros instalados (Martínez Martín *et al.*, 2015).

Los buques petroleros son grandes navíos con una gran capacidad, que funcionan a modo de ``depósitos flotantes``. Pueden llegar a medir 350 metros de largo y alcanzar las 250 000 toneladas de peso. Es el medio más económico cuando se quiere

transportar el petróleo a largas distancias. Su principal característica es la división de su espacio interior en cisternas individuales, lo que permite separar los diferentes tipos de petróleo o sus productos derivados. Los mandos y camarotes se encuentran en la popa para evitar que el árbol de la hélice atraviese los tanques de petróleo (School, 2020; Salcedo, 2006).

El oleoducto es una infraestructura compuesta de un sistema de tuberías que, en conjunto con el sistema de medición y bombeo, permite el transporte de grandes cantidades de Petróleo a largas distancias, a mayor velocidad y menor riesgo, en comparación con el transporte en carro tanques (Cuellar M., 2021).

Se consideran el principal medio de transporte del petróleo, debido a su regularidad, simplicidad y seguridad. Está formado por varios tubos de acero unidos. Tienen distintas capacidades de transporte. Generalmente tienen un diámetro que varía entre 150mm y 915mm. Pueden ser tanto de superficie (sobre caballetes) como subterráneos, donde alcanzan los 2 m de profundidad. Según la sustancia que transportan se clasifican en gasoducto (gas), oleoducto (crudo reducido), poliductos (gasolina) y propaducto (propano) (Salcedo, 2006).

Los oleoductos de petróleo crudo comunican los depósitos de almacenamiento de los campos de extracción con los depósitos costeros o, directamente, con los depósitos de las refinerías. En los países que se suministran de crudos por vía marítima, el oleoducto asegura el enlace entre los depósitos portuarios de recepción y las refinerías del interior (Cárdenas Esquivel, 2016).

El diseño de cañerías en instalaciones de producción incluye la selección del diámetro y del espesor de la pared capaz de soportar la presión necesaria para vencer las pérdidas de carga entre los puntos de partida y llegada, como así también el tipo de material adecuado para el tipo de fluido que transporta (Salcedo, 2006).

Ventajas de la transportación por ductos.

Existen diferentes formas de transportación del petróleo hacia los puntos de destino, entre las que tenemos los camiones cisternas, vagones de ferrocarril, por Ductos y otros, proporcionado los Ductos las siguientes ventajas:

- Escaso consumo de energía por unidad de volumen. El consumo energético en este caso se reduce a la energía suministrada a los equipos de bombeo, que es inferior al consumo de combustible necesario para la transportación por las otras vías.
- Aprovechamiento al máximo del empleo de las alineaciones rectas. Con los Ductos los tramos rectos son mayores y se reducen las pérdidas por fricción, por la presencia de accesorios
- Inexistencias de obras de protección costosas, tanto de tipo civil, como contra acciones meteorológicas. La mayor parte del Oleoducto está soterrado, por lo tanto, no lleva otro tipo de estructura, solamente la protección catódica.
- Constancia en el suministro, con un alto coeficiente de utilización. Permite un suministro continuo siempre que haya capacidad de recepción y los sistemas de bombeo estén en buen estado técnico.
- Elevado grado de automatismo y control, con una necesidad mínima de mano de obra. Cuando se dispone de los controles automáticos adecuados, se pueden controlar las operaciones de bombeo por parte de un operador desde la sala de control y solamente se necesitaría un mínimo de personal en las operaciones del patio (Dávila Woodward, 2009).

Desventajas de la transportación por ductos.

La entrega por Ductos tiene algunas desventajas con respecto a los otros medios de transportación, aunque son menos que las ventajas, como son:

- Rigidez en el trazado y en cuanto al régimen de suministro. El régimen de suministro tiene que ser lo más estable posible para evitar cambios bruscos en la presión en los diferentes tramos, que ocasionan la rotura del oleoducto.
- Falta de flexibilidad para la adaptación a la variación cuantitativa en la necesidad de transporte. Como el transporte es mediante la conducción del petróleo a través de un tubo, no se pueden variar bruscamente las cantidades entregadas, aunque el consumidor lo requiera.
- Dificultad para el transporte de productos viscosos. Como las distancias son tan grandes el producto puede variar su viscosidad por enfriamiento debido a

paradas prolongadas, que dificultan la reanudación y estabilización de los parámetros de bombeo (Dávila Woodward, 2009).

1.2.1. Materiales y equipos empleados en la transportación por ductos

En la década de los 80 en la industria petrolera se trabajaba con norma GOST. En 1993 la compañía extranjera Canadian North Star, que después se empezó a llamar Cherry, empezó a importar elementos bajo la norma API. De las interacciones de las empresas de CUPET con Cherry, y como resultado de la globalización el estándar API fue ganando terreno en la economía del petróleo. Cuando se empezó a generalizar el uso del transporte por ductos en la década de los 2000 ya se empezó a usar las especificaciones de API para seleccionar las tuberías para confeccionar los ductos. La especificación 5L recoge las mejores prácticas de este tema.

La especificación 5L (API Specification for line pipe) establece los estándares para el uso de los aceros al carbono para el transporte de petróleo y gas. En esta norma quedan establecidos las especificaciones para los tipos de tuberías PSL 1 y PSL 2 (Product Specification Level, por sus siglas en inglés). Las tuberías PSL 1 tiene una soldadura longitudinal y la PSL 2 se fabrica como una sola pieza en la fábrica. La calidad del PSL2 es mayor a la del PSL1, no solo en cuanto a estándar de inspección, sino que también difieren en sus propiedades químicas y estándares para resistencia mecánica. En 5L se establecen también los grados A25, A, B, X42, X46, X52, X56, X60, X65, X70 y X80.

Los materiales que forman parte de un sistema de transporte de hidrocarburos por ductos, deben ser adecuados para brindar un servicio seguro bajo las condiciones de operación del sistema. El diseñador es responsable de seleccionar los componentes que conforman el sistema de transporte, estos deben ser los apropiados para soportar las condiciones de operación del sistema, así como las características del fluido transportado sin presentar fallas o fuga, sin demeritar la seguridad del servicio (Dávila Woodward, 2009).

Los materiales que se utilizan en la construcción de ductos son:

Tubos

Porción cilíndrica que se utiliza estructuralmente o como parte de un sistema de conducción. Normalmente para las conducciones de transporte de fluidos se utilizan tubos de acero al carbono, eventualmente o para necesidades especiales, se emplean otros materiales: aceros aleados, fundición, plásticos, etc.

Revestimiento

Habitualmente las tuberías de transporte van enterradas. Para protegerlas contra la corrosión, se revisten con recubrimientos protectores como cintas adhesivas, fibra de vidrio, plásticos, cloruro de polietileno o cloruro de polivinilo.

Válvulas y accesorios

Son objeto de normalización y se definen por números de serie prácticamente convencionales. Las válvulas de línea fundamentalmente son del tipo llamado de “paso total” para permitir el paso de los rascadores.

Rascadores y sus trampas

Un elemento peculiar de las conducciones de transporte son los pistones rascadores. Son émbolos dotados de cepillos o cuchillas que se introducen en la tubería y que, al avanzar, impulsados por el fluido, rascan las paredes interiores del tubo y lo limpian de sedimentos, incrustaciones u óxido. Estos pistones se introducen y retiran mediante las llamadas trampas de rascadores, la separación entre estas trampas no puede ser demasiado grande por la erosión que sufren los émbolos, normalmente se sitúan en las estaciones de bombeo.

Equipos de bombeo

Suelen utilizarse bombas centrífugas, o compresores con varias etapas de impulsión cada una, instalada en serie o en paralelo según los caudales, las presiones y las necesidades de contar con reservas.

Protección Catódica

Con objeto de proteger aún más la tubería contra la corrosión se recurre a la protección catódica en general por corriente impresa y ocasionalmente con ánodos de sacrificio. Se utilizan potenciales de protección del orden de -1,5 voltios respecto al suelo.

Telecomunicaciones

Para asegurar el control, la regulación y las secuencias de envío y recepción, se recurre a sistemas de telecomunicación. Como sistema portador se usan los circuitos telefónicos, electrónicos y muy frecuentemente enlaces de radio propios.

La construcción

Uno de los más importantes factores que han contribuido al desarrollo de este tipo de transportación, ha sido la mecanización y, en consecuencia, el abaratamiento de la construcción y montaje.

Explotación y Mantenimiento

Los problemas de explotación pueden ser desde muy simples, como en el caso de una conducción que une simplemente un parque de cabeza con un Terminal en su extremo, y transporta un solo tipo de producto, hasta extremadamente complicado como sería el caso de una conducción para el servicio de diferentes usuarios que recibieran varios productos de distintos suministradores y debiera entregarlos a diferentes consumidores.

En todo caso, la explotación tiene que determinar los programas de envíos y controlar y coordinar la ejecución de los mismos. Debe fijar las secuencias de bombeo, los almacenajes previstos, las zonas de contaminación, las correcciones a introducir por presión y temperatura, los métodos de medida y contabilidad y en suma cuanto conduce a una utilización máxima y eficiente del sistema.

Por otra parte, debe ocuparse del mantenimiento de la línea y equipos vigilando:

- ✓ Posibles pérdidas
- ✓ Daños en la tubería
- ✓ Corrosión y protección catódica

- ✓ Limpieza de la línea
- ✓ Estabilidad del terreno
- ✓ Obras que pueden afectar a la conducción
- ✓ Practicabilidad de los accesos. (Dávila Woodward, 2009)

Los oleoductos juegan un papel importante en el transporte internacional de gas natural, productos derivados del petróleo y otros recursos energéticos. Las tuberías se configuran en diferentes entornos y, en consecuencia, sufren varios desafíos de daños, como reacción electroquímica ambiental, defectos de soldadura y daños por fuerza externa, etc. Defectos como pérdida de metal, picaduras y grietas destruyen la integridad de las tuberías y causan serios problemas de seguridad (Ma *et al.*, 2021).

1.3. Corrosión en los ductos

Según Feria Jiménez (2019), la corrosión se considera la destrucción de un metal por reacción química o electroquímica con su ambiente. En operaciones de rutina de producción y oleoducto, se aplica sólo la reacción electroquímica. Dependiendo de la metalurgia, corrosivos y condiciones operativas, la apariencia de la corrosión y las fallas pueden ser bastante diferentes, sin embargo, la causa fundamental es el componente electroquímico de la definición.

Según Sosa Domínguez (2013), los metales y sus aleaciones sufren severos daños por la corrosión, siendo ésta un proceso de naturaleza electroquímica. Ocurre cuando dos o más reacciones electroquímicas toman lugar en la superficie de un metal. Como resultado, algunos de los elementos del metal o aleación cambian de un estado metálico a un estado no metálico. Los productos de corrosión pueden ser especies en disolución o sólidos. Lo anterior trae como consecuencia la destrucción de un material que resulta de la exposición e interacción con el ambiente, siendo este un problema que se debe abordar por razones de seguridad, ambientales y económicas.

Mientras que el componente químico de la definición no cuenta en operaciones de rutina, puede ser un factor en fallas asociadas con trabajos ácidos, fluidos de empacaduras y otras operaciones donde grandes volúmenes de químicos empleados en la estimulación o completación de pozos. Una revisión de posibilidades químicas es

deseable en lugares donde la corrosión ha ocurrido sin una causa aparente (Feria Jiménez, 2019).

1.3.1. Mecanismos de corrosión

Los científicos e ingenieros de la corrosión, han reconocido que la corrosión se manifiesta de diferentes formas, pero con ciertas similitudes y por lo tanto pueden ser categorizadas en grupos específicos (Sosa Domínguez, 2013).

Corrosión General o Uniforme: corrosión distribuida más o menos uniformemente sobre la superficie de un material (Ver Anexo 1) (NACE International, 2008).

Este tipo de corrosión es el que mayor pérdida de material provoca, pero es relativamente fácil de predecir y controlar, por lo que un accidente producido por este es de rara ocurrencia. La velocidad de corrosión para estos casos, es altamente influenciada por la existencia de impurezas y fases distintas en el material, ya que estas inducen a una variación en la energía potencial, formando electrodos a pequeña escala, propiciando el proceso de corrosión (Salazar-Jiménez, 2015).

Corrosión Localizada:

La corrosión localizada, al contrario de la corrosión uniforme, representa un mayor riesgo potencial, debido a su difícil detectabilidad ya que se manifiesta en zonas específicas en el material, determinadas tanto por la naturaleza del material, la geometría de este, y las condiciones del medio al que se somete. Los procesos de corrosión localizada de mayor ocurrencia son galvánica, por fisura, por picaduras, por cavitación y microbiológica (Salazar-Jiménez, 2015).

- ✓ Galvánica: La corrosión galvánica ocurre cuando existe una unión, física o eléctrica, entre metales de diferente naturaleza, lo cuales, en la presencia de un electrolito, forman una celda electroquímica donde el material de menor potencial electroquímico es el que se corroe. Un factor de importante consideración es la relación de área de la zona de contacto entre los materiales. Entre mayor sea la relación del ánodo respecto al cátodo, el proceso de corrosión ocurre con mayor velocidad (Ver Anexo 2) (Salazar-Jiménez, 2015).

- ✓ Corrosión de fisura: corrosión localizada de una superficie de metal en o inmediatamente adyacente a un área que está protegida de exposición total al ambiente, debido a una proximidad estrecha del metal a la superficie de otro material (Ver Anexo 3) (NACE International, 2008).
- ✓ Picadura: corrosión localizada de una superficie de metal que está confinada a un área pequeña y tiene la forma de cavidades llamadas picaduras. (NACE International, 2008) conocida también como *pitting* se presenta en materiales pasivados, debido a las características geométricas del sistema, existe una acumulación de agentes oxidantes y un incremento del pH del medio, lo que propicia el deterioro de la capa pasivada, permitiendo que la corrosión se desarrolle en éstas zonas puntuales (Ver Anexo 4) (Salazar-Jiménez, 2015).
- ✓ Corrosión Microbiológica (MIC): en realidad no es un tipo de corrosión en sí, sino que más bien es un fenómeno que facilita el desarrollo de otros procesos de corrosión. Las bacterias son los microorganismos más influyentes en este caso, por lo que también es conocida como *corrosión bacteriana* y se produce en sistemas de transporte de líquido, facilitando la corrosión por picaduras. La naturaleza del líquido que se transporta en estos sistemas, propicia la acumulación y reproducción de bacterias, las cuales se aglomeran, y propician las condiciones, como variación en la concentración de sales y oxígeno, para que se desarrollen otros procesos de corrosión como el *pitting* (Ver Anexo 5) (Salazar-Jiménez, 2015).

Corrosión combinada con un fenómeno físico:

Este tipo de corrosión también se puede incluir dentro de la clasificación de corrosión localizada, pero la diferencia con estos es que se encuentran condicionados por la presencia de un fenómeno físico, que funciona como iniciador del proceso de corrosión (Salazar-Jiménez, 2015).

- ✓ Corrosión – erosión: este tipo de corrosión se observa en sistema de transportes de fluidos hechos con materiales pasivados, donde existen partículas de mayor dureza que la capa de pasivación. Estas partículas al estar en movimiento,

erosionan la capa pasivada, permitiendo que el proceso de corrosión se desarrolle (Ver Anexo 6) (Salazar-Jiménez, 2015).

- ✓ Corrosión – tensión: ocurre cuando en un material, sometido a esfuerzo de tensión, ya sea de forma interna o externa, se forman pequeñas fisuras, que dan inicio al proceso de corrosión. El material que permanece en ambos fenómenos, se deteriora con mayor rapidez, que, si estuviese bajo el efecto individual de cada uno, ya que la corrosión debilita el material, lo cual permite que la tensión tenga mayor impacto, fracturando en mayor medida el material, lo cual a su vez incita a que la corrosión se propague en un área mayor, y así, sucesivamente (Ver Anexo 7) (Salazar-Jiménez, 2015).
- ✓ Corrosión – fatiga: este proceso se desarrolla en materiales, sujetos a esfuerzos externos, similar al de tensión, con la diferencia de que estos esfuerzos son cíclicos o fluctuantes. De igual forma que con el proceso de tensión, el material se deteriora en mayor medida mediante la combinación de los dos fenómenos, comparado a cada uno por separado (Ver Anexo 8) (Salazar-Jiménez, 2015).

1.4. Pérdidas económicas por corrosión en ductos

La corrosión es uno de los problemas más serios que enfrenta la economía, cada año se pierden cientos de billones de dólares (Harsimran *et al.*, 2021).

A nivel mundial, las pérdidas económicas provocadas por la corrosión podrían ascender a 2.5 billones de dólares, es decir, el equivalente a 3,4% del PIB mundial durante el año 2013, según la National Association of Corrosion Engineers (NACE), también conocida como la autoridad mundial sobre corrosión. Este organismo agrega que, de utilizarse las prácticas de control de corrosión disponibles, podría ahorrarse entre 15 y 35% de los costos que genera la corrosión, lo que representa entre 375 y 875 mil millones de dólares anuales en todo el mundo (Asociación Mexicana de Galvanizadores, 2020).

Si la corrosión no es propiamente considerada en el diseño inicial de un sistema, esto puede causar frecuentes paros no programados y la necesidad de mantenimiento excesivo, reparaciones y reemplazo de piezas dañadas para mantener el sistema en operación. El costo de estos factores comúnmente excede el costo de evitar la

corrosión durante la etapa de diseño, mediante la selección de un material más resistente, cambios en las condiciones de operación del sistema, o la aplicación de otras medidas de control. Cuando el daño por corrosión ocurre y mantenimientos y reparaciones son requeridas, es usualmente necesario parar la producción. Estas interrupciones resultan en pérdida o reducción de ingresos a la planta, resultando en un gran impacto económico. Adicionalmente, puede haber altos costos en el paro y arranque de una planta industrial (Curso de Corrión Básica, 2004).

En el país el problema de la corrosión en los ductos está afectando fuertemente la integridad de estos y por ende el tiempo de vida útil de los mismos. El crudo y el gas acompañante que se extraen tienen altas concentraciones de N_2 , CO_2 y H_2S . Cuando los sistemas de ductos sean incapaces de seguir soportando régimen de operaciones por el nivel de deterioro producto de la corrosión, se hace necesario el abandono de estos, y se estima que en algunos casos esto va a ocurrir antes de que se cumpla el tiempo calculado para depreciar totalmente el costo de adquisición de los ductos, lo que representaría montos millonarios en pérdidas. Llegado estos momentos los valores residuales de estos AFT la empresa tendrá que asumirlos como gastos.

1.4.1. Abandono de los ductos

En consecuencia, de las grandes distancias que deben recorrer los ductos (oleoductos, gasoductos y poliductos) es necesario tener en cuenta para las operaciones de abandono las estaciones de bombeo y de almacenamiento, encargadas de proporcionar la presión suficiente a los fluidos para que lleguen a su destino final. El abandono de un ducto y/o una estación de bombeo se efectúa cuando no es necesario su servicio de transporte de fluidos o cuando las condiciones de seguridad en el transporte sean críticas y comprometan el transporte de hidrocarburos y el medio ambiente (por ejemplo: cumplimiento de la vida útil del ducto) (Bedoya V. y Zapata S., 2003).

En el evento de abandonar el sistema de tubería, se requiere que:

(a) Las facilidades a ser abandonadas en sitio deberán ser desconectadas de todas las fuentes de líquido transportado, tales como otras tuberías, estaciones de medición, líneas de control, y otros accesorios;

(b) Las facilidades a ser abandonadas en sitio deberán ser purgadas del líquido transportado y vapores con un material inerte y sus extremos sellados. (ASME, 2019)

Las razones por las cuales se debe proponer el abandono de ductos y estaciones de bombeo son los impactos y pasivos ambientales generados por:

- La contaminación de suelos, ríos o mares.
- La contaminación del aire por emisiones de gases.
- La amenaza de peligro de un ducto superficial para los animales y la comunidad.
- El aprovechamiento de los materiales para disposición.
- La pérdida de capa vegetal.
- Problemas con la ciudadanía y las poblaciones afectadas.

Las alternativas planteadas para la etapa de transporte de hidrocarburos son:

- Abandono en el sitio: El abandono en el sitio se propone en las vías de acceso, las piscinas, las placas de cemento y los ductos no expuestos. Se debe realizar una recuperación y revegetalización del terreno de las piscinas, las placas de cemento y los ductos y una adecuación y mantenimiento de las vías.
- Desmantelamiento: Este se propone para los equipos que no se encuentran en condiciones de operación óptima y las propiedades metalmecánicas de los materiales no cumplen los requerimientos exigidos. Considerando las condiciones de los equipos estos pueden utilizarse como repuesto para otros equipos similares o disponerse como chatarra. También se plantea desmantelar los ductos expuestos a la superficie.
- Reutilización: Se propone para las construcciones y obras civiles, y equipos que se hallan en buen estado para ser utilizados con propósitos similares en otro sitio determinado.

Se debe presentar el plan de abandono para la etapa de transporte, que contiene las diferentes alternativas propuestas con los impactos ambientales y sociales, este plan se le presenta a las autoridades locales, regionales, nacionales y ambientales, a los representantes de las comunidades afectadas y a la compañía estatal. Este plan se debe presentar cuando se decide que el ducto será cerrado por falta de producción de hidrocarburos y se dejara de usar, o porque cumplió su vida útil. La evaluación del plan de abandono presentado, le corresponde a cada uno de los agentes que intervienen en

el proceso, y a quienes fue entregado dicho plan. Estos analizan las diferentes alternativas propuestas a partir de las diversas perspectivas e intereses de cada uno.

La compañía debe recopilar las recomendaciones hechas por cada uno de los agentes que evaluaron las propuestas, y aprobar el plan, conjuntamente con ellos para presentar una solución integrada al problema planteado. Una vez la compañía efectúa las correspondientes contrataciones de ejecutores e interventores del proyecto, se procede a implementar el plan de abandono. El procedimiento propuesto para desarrollar el plan de abandono en la etapa de transporte se presenta de la siguiente manera, después de realizar el inventario y la evaluación, se cierra el flujo de hidrocarburos a través de los ductos, se levantan los ductos, se desmantelan los equipos, se abandonan las estructuras y por último se remedian los terrenos dañados (Bedoya V. y Zapata S., 2003).

Existe en la actualidad una autorización del CITMA que permite temporalmente mantener los ductos abandonados debajo de la tierra. Estos ductos se conocen como pasivos ambientales. Hasta que las condiciones económicas del país no sean las mejores se podrá proceder a la extracción de los ductos, proceso que genera más gastos para la empresa. A manera de ejemplo se enumeran varias de las acciones que se tienen que seguir para extraer un ducto:

1. Conseguir un nivel de flujo que permita la limpieza mayor posible (esto no siempre se logra).
2. Una vez limpio se procede a la excavación de todo el ducto.
3. Se procede al izaje por secciones de tubos a nivel de terreno.
4. Se procede al desensamble de cada pieza.
5. Se crean una o varias zonas de sacrificio a donde se llevan los tubos que se van desensamblando.
6. En estas zonas de sacrificio se procede a retirar el revestimiento de cada tubo y se usan sustancias químicas para poder retirar los restos de hidrocarburos.

7. Una vez terminado el proceso anteriormente mencionado se trasladan a Empresas de Recuperación de Materias Primas. Los demás residuales de los procesos también necesitan destino final.
8. Finalmente se restauran las condiciones originales de la traza.

Conclusiones parciales

Se puede concluir que:

- 1- Los oleoductos son el medio de transporte más seguro y económico en todo el mundo, por esto es uno de los más utilizados.
- 2- La corrosión, tanto interna como externa, constituye un problema frecuente en la transportación de hidrocarburos en muchas regiones del mundo; influyendo mayormente en la transportación por ductos debido a que estos son construcciones estáticas con sus procesos y regímenes tecnológicos dinámicos.
- 3- Debido a la corrosión las empresas pueden sufrir enormes pérdidas económicas, ocasionadas por los costos de reparación de daños, sustitución de tramos, pérdidas de producto y abandono de los ductos.

Capítulo 2: Materiales y métodos

En este capítulo se realiza la descripción del proceso con los agentes químicos que influyen en la corrosión de los ductos y la metodología para el cálculo del tiempo restante de depreciación.

2.1. Descripción del Proceso

En el transcurso que parte de tres siglos los hidrocarburos han sido importantes para el desarrollo de la humanidad. Alcanzando una importancia vital en las confrontaciones internacionales y en el uso industrial. La explotación, la producción, el procesamiento y la comercialización tienen un punto en común, la transportación. En sus inicios se usaron los transportes referentes a cada época. El uso de las tuberías estuvo limitado al interior de la industria, no fue hasta la segunda mitad del siglo XX que se empezó a hacer extensivo el uso de ductos para transportar grandes cantidades de hidrocarburos a largas distancias.

En Cuba las actividades de producción desde los yacimientos fueron a tanques, y después a las facilidades de producción y tratamientos. El crudo cubano se separa en dos fases: hidrocarburos gaseosos y líquidos. Los gases se utilizan para generar electricidad; y después de un proceso industrial tiene dos aplicaciones: como combustible doméstico y mediante ciclos combinados para producir más corriente eléctrica. La fase líquida se le separan los sólidos, un % de agua y se emplean para la generación de electricidad, para fabricar cementos y para mezclarlo con crudos foráneos en el proceso de refinación. Las industrias son responsables de los ductos internos, en cambio Ductos EMCOR se encarga de los ductos magistrales. La UEB Centro Oriente es la responsable de las actividades de mantenimiento de 16 ductos. Presenta en su estructura 3 talleres, el taller occidente, el taller centro y el taller oriente.

El taller occidente es responsable del mantenimiento de los 8 siguientes sistemas de ductos:

- El turbo ducto que transporta combustible desde la Refinería Níco López en La Habana hasta el Aeropuerto Internacional José Martí.

- Los gasoductos que transportan los gases agrios (con presencia de sulfuro de hidrógeno) del yacimiento Guanabo hasta la planta ENERGAS Boca de Jaruco y desde el yacimiento de Santa Cruz pasando por el yacimiento Boca de Jaruco hasta ENERGAS Boca de Jaruco.
- El gasoducto que transporta gas dulce desde ENERGAS Boca Jaruco hasta punto cero donde se divide en dos nuevos gasoductos uno para Planta Melones y el otro hasta la Planta Marianao. Este es el gas que consume la capital.
- El oleoducto que se extiende desde el yacimiento Canasí hasta la División Territorial de Comercialización de Combustibles Matanzas.

El taller centro es responsable del mantenimiento de los 7 siguientes sistemas de ductos:

- Dos gasoductos de gas agrio desde la parte este y oeste del yacimiento de Varadero hacia la Batería Central de EPEP Centro.
- Los oleoductos que se salen desde la parte este y oeste del yacimiento de Varadero hacia la Batería Central de EPEP Centro. A través de otro ducto se transporte el petróleo entonces procesado hasta la División Territorial de Comercialización de Combustibles Matanzas.
- Dos oleoductos desde la División Territorial de Comercialización de Combustibles Matanzas, que se dirigen a las Centrales Termoeléctricas Antonio Guiteras en Matanzas y Ernesto Guevara en Santa Cruz del Norte.

El taller oriente es responsable del mantenimiento de 2 oleoductos, uno que se extienden desde un punto de la bahía de Nipe hasta la Batería Central Felton y otro desde dicha batería hasta la Central Termoeléctrica Lidio Ramón Pérez.

El crudo y el gas acompañante extraídos en los pozos de petróleos en el país presentan grandes cantidades de nitrógeno (N₂), dióxido de carbono (CO₂), sulfuro de hidrógeno (H₂S), entre otros gases tóxicos. El contenido de H₂S y CO₂ por su carácter ácido de carácter corrosivo en presencia de agua, crea serios problemas en los sistemas de ductos debido a la formación de sulfuro de carbonilo (SCO). Las concentraciones de estos gases pueden llegar a ser tan altas que representan un riesgo para los trabajadores y los habitantes cercanos a los pozos de extracción y las instalaciones donde se procesan. (Ver Anexo 9)

2.2 Metodología para el cálculo del tiempo restante de depreciación de los ductos.

Se propone una metodología para determinar la depreciación mensual y anual de los ductos y el tiempo restante de depreciación de los mismos como AFT de la empresa.

Los Activos Fijos Tangibles (AFT) representan propiedades físicamente tangibles que han de utilizarse por un período largo en las operaciones regulares de la empresa y que normalmente no se destinan a la venta. En Cuba los Activos Fijos Tangibles son clasificados en 9 grupos (Ver Anexo 10) (López C. *et al.*, 2012).

Los Activos Fijos Tangibles, constituyen los bienes materiales que una entidad utiliza de manera continua en sus operaciones, con un carácter permanente, los cuales sufren una depreciación durante su vida útil que afectara al final el nivel de utilidades (López C. *et al.*, 2012).

La depreciación que representa lo que va perdiendo de valor un bien físico con su uso por el desgaste u obsolescencia, que en esta época es usual con los avances de la tecnología en todos los ámbitos del quehacer humano. Dentro de los bienes que suelen depreciarse y que pertenecen todos ellos al activo fijo, está la maquinaria y los equipos utilizados para la operación de una empresa, donde se incluye al equipo de transporte, así como el de oficina (Izar, 2018).

La depreciación es considerada por dos causas diferentes:

- 1- Normales. Son las que se originan como consecuencia de su uso funcional y tiempo.
- 2- Anormales o eventuales: son las que las que ocurren de una forma eventual, como consecuencia de contingencias económicas u obsolescencia prematura de parte de los activos como consecuencia de adelantos técnicos o científicos no previstos (López C. *et al.*, 2012).

Se acreditan por las tasas de depreciación para reposición correspondientes al período y se debitan por la depreciación acumulada en el momento de la baja de los AFT.

Los sistemas tienen diferentes años de puestos en operación desde 1986 que se comenzó a explotar el Oleoducto de Santa Cruz y el Gas Agrio en 1996 hasta el Oleoducto ERE en 2010, los valores totales de los AFT varían.

La Tasa de Depreciación Anual es aprobada por el Ministerio de Finanzas y Precios que clasifica a los sistemas de ductos en el inciso c) del Grupo I con la denominación de edificaciones y otras construcciones, con un valor del 3% (Ver Anexo 11). La Dirección de Mantenimiento de la Empresa hizo una petición a las autoridades de CUPET para que aumentaran la tasa hasta el 5% debido a que estaba siendo clasificada como una edificación estática sin tener en cuenta que en el interior se llevan a cabo procesos constantemente dinámicos. Esta moción fue aprobada para implementarse a partir de enero del 2022. Este cambio minimizó el problema, pero todavía hay sistemas que mantuvieron el interés de este trabajo y la preocupación de que queden con valor residual después que se declare el cese de la operación de este sistema.

Para saber cuáles son los sistemas que actualmente cuentan con un estado corrosivo crítico y, además, su valor como AFT es todavía muy alto como para reponerlo o declarar el cese de operación, se llevó a cabo la siguiente metodología:

- 1- Se toma como dato del Departamento de Economía de la empresa el costo del activo de cada sistema.
- 2- Luego se calculan las depreciaciones mensuales y anuales con la Tasa de Depreciación Anual actualmente en uso.
- 3- Teniendo los valores de las depreciaciones se calcula el valor total depreciado.
- 4- Se calcula el tiempo restante de depreciación.
- 5- Con estos datos se aprecian correctamente los dos grupos en los que están divididos los sistemas de ductos y a partir de aquí se seleccionan cuáles representan una mayor pérdida económica para la empresa.
- 6- Finalmente se calcula el valor residual de estos sistemas para así determinar las pérdidas económicas que puede causar el estado corrosivo tan grave presente en los sistemas de ductos.

Cálculo de la depreciación Mensual y Anual

Depreciación Mensual (DM) (\$/mes):

$$DM = \frac{CA * \frac{TDA}{100}}{12}$$

Costo del Activo (CA): se refiere al precio original de compra o de adquisición, en este caso.

Tasa de Depreciación Anual (TDA) (%)

Depreciación Anual (DA) (\$/años):

$$DA = DM * 12$$

Cálculo del Tiempo Restante de Depreciación

Valor Residual (VR) (\$)

El Valor Residual es el valor que representa las pérdidas económicas que causaría para la empresa la necesidad de una inversión o el abandono de un sistema de ductos debido a su crítico estado corrosivo, en este caso.

$$VR = CA - TD$$

El Tiempo Restante de Depreciación (TRD) (años) es el tiempo necesario para que el AFT sea depreciado totalmente.

$$TRD = \frac{CA - TD}{DA}$$

Valor Total Depreciado (TD): es el valor de la depreciación total desde el año de adquisición del sistema hasta la actualidad.

$$TD = CA - (DA * t)$$

t= tiempo de explotación (años)

Conclusiones parciales

Como conclusiones de este capítulo se tiene que:

1. Se realiza una descripción del proceso de transporte en los ductos.
2. Se planteó una metodología para el cálculo del tiempo restante de depreciación de los ductos.
3. Se plantean las ecuaciones para el cálculo de la Depreciación Mensual y Anual, el Tiempo Restante de Depreciación y el Valor Residual.

Conclusiones

En la investigación realizada se obtienen las siguientes conclusiones:

1. Se recopiló información bibliográfica sobre la caracterización del petróleo crudo y el gas acompañante, las diferentes formas de transportación de los fluidos del petróleo, las ventajas y desventajas de este tipo de transporte. Así como de la corrosión de los ductos y las pérdidas económicas de la empresa por abandono de los ductos.
2. Se propone la metodología para la estimación de las pérdidas económicas que provocan los agentes químicos en los procesos corrosivos en el sistema de ductos.
3. Con la utilización de la metodología propuesta, se espera demostrar como el estado de la corrosión influye en la duración del tiempo de vida útil de los ductos, representando una pérdida económica para la empresa, por tener algunos sistemas de ductos, un estado corrosivo tan crítico que va a ser necesario una inversión capital para reparación o el abandono de estos, que, al no haberse depreciado, todo el valor residual pasaría a gastos de la empresa.

Recomendaciones

Se recomienda que:

- ✓ Fomentar el uso de las tecnologías de protección contra la corrosión de todos los sistemas.
- ✓ Proponer a la Empresa Ductos EMCOR y con CUPET una inspección a todos los ductos para dar solución a los problemas de corrosión que puedan ser un riesgo de pérdida económica, por el cese de la vida útil del ducto antes de concluir la depreciación.
- ✓ Continuar con el análisis de este trabajo y el monitoreo en el tiempo de estos problemas.

Bibliografía

- ASME. (2019). *Pipeline Transportation Systems For Liquids And Slurries*. Nueva York: ASME.
- Asociación Mexicana de Galvanizadores. (2020). La cruzada contra la corrosión en México. *10 Minutos de Lectura*.
- Ayllón Torres, R., Pérez Barcala, B., & Ibarra Morlaz, E. (2011). Característica físico-química de los gases acompañantes y crudos del primero y segundo apilado de Puerto Escondido. *Yacimientos y Producción de Petróleo*.
- Bedoya V., J. C., & Zapata S., C. E. (03 de Diciembre de 2003). Guía para las operaciones de abandono en la industria del petróleo y del gas. *Gestión y Ambiente*, 6, 51-60.
- Cárdenas Esquivel, C. (2016). *Propuesta de instrumentación para Ductos de Petróleo*. Santa Clara.
- Cuellar M., J. A. (2021). *Optimización del Desempeño Energético para el Transporte de Hidrocarburos en el Oleoducto de los Llanos Orientales Mediante la Utilización del Agente Reductor de Fricción Extreme Power*.
- Curso de Corrión Básica*. (2004). NACE International.
- Dávila Woodward, Z. (2009). *Estudio técnico-económico de las causas que afectan el funcionamiento del oleoducto a la Central Termoeléctrica "Santa Cruz"*. Matanzas.
- Feria Jiménez, D. (2019). *Evaluación del recuento de bacterias por el método de dilución por extinción-Método API Rp38 para el uso de biocidas en la planta de tratamiento Carrizo lote X. Piura*.
- Gas Natural*. (2015). México: Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos.
- Harsimran, S., Santosh, K., & Rakesh, K. (2021). Overview of corrosion and its control: A Critical Review. *Proceedings on Engineering Sciences*, 03, 13-24. <https://doi.org/10.24874/PES03.01.002>

- Hernández, T., Yurevna, P., Bautista, H., Govin, A., Fernández, S., & González, F. (2020). Caracterización de Bacterias Aisladas de un Yacimiento de Petróleo Cubano. *Avances en Ciencias e Ingeniería*, 115-133.
- Izar, J. (2018). 4. Depreciación. In J. Izar, *Ingeniería Económica y Financiera* (p. 95). Editorial Trillas.
- Jank C., J. (2016, Septiembre 18). El petróleo cubano: circunstancias. *Granma*.
- Jimeno, C. L. (2002). *El petróleo. El recorrido de la energía*. Madrid: E.i.S.E. Domènech, S.A.
- López C., A., Hurtado B., D., & Jiménez G., N. (2012). *Propuesta de acciones para solucionar las deficiencias en cuanto al control de los Activos Fijos Tangibles en Cuba*. Observatorio de la Economía Latinoamericana. <https://doi.org/http://www.eumed.net/cursecon/ecolat/cu/2021>
- Ma, Q., Tian, G., Zeng, Y., Li, R., Song, H., Wang, Z., . . . Zeng, K. (2021). Pipeline In-Line Inspection Method, Instrumentation and Data Management. *Sensors*.
- Martínez Martín, E., Piedra Díaz, M. d., & Olmo Velázquez, A. (2015). Empleo de emulsiones con soluciones de tensoactivo para el transporte de sustancias de elevada viscosidad. *Revista Cubana de Ingeniería*, VI, 51-56.
- Ministerio de Finanzas y Precios. (2015). *Resolución No. 701*.
- NACE International. (2008). *Corrosión Interior de Ductos*. NACE International.
- National Geographic. (2021). *Petroleum*. Retrieved from National Geographic Society.
- Salazar-Jiménez, J. A. (2015). Introducción al fenómeno de corrosión: tipos, factores que influyen y control para la protección de materiales. *Tecnología en Marcha*, 28, 127-136.
- Salcedo, J. (2006). *Oleoductos*.
- School, E. B. (2020). *Cómo se transporta el petróleo en un proyecto de Oil & Gas*. Madrid: EALDE Business School.

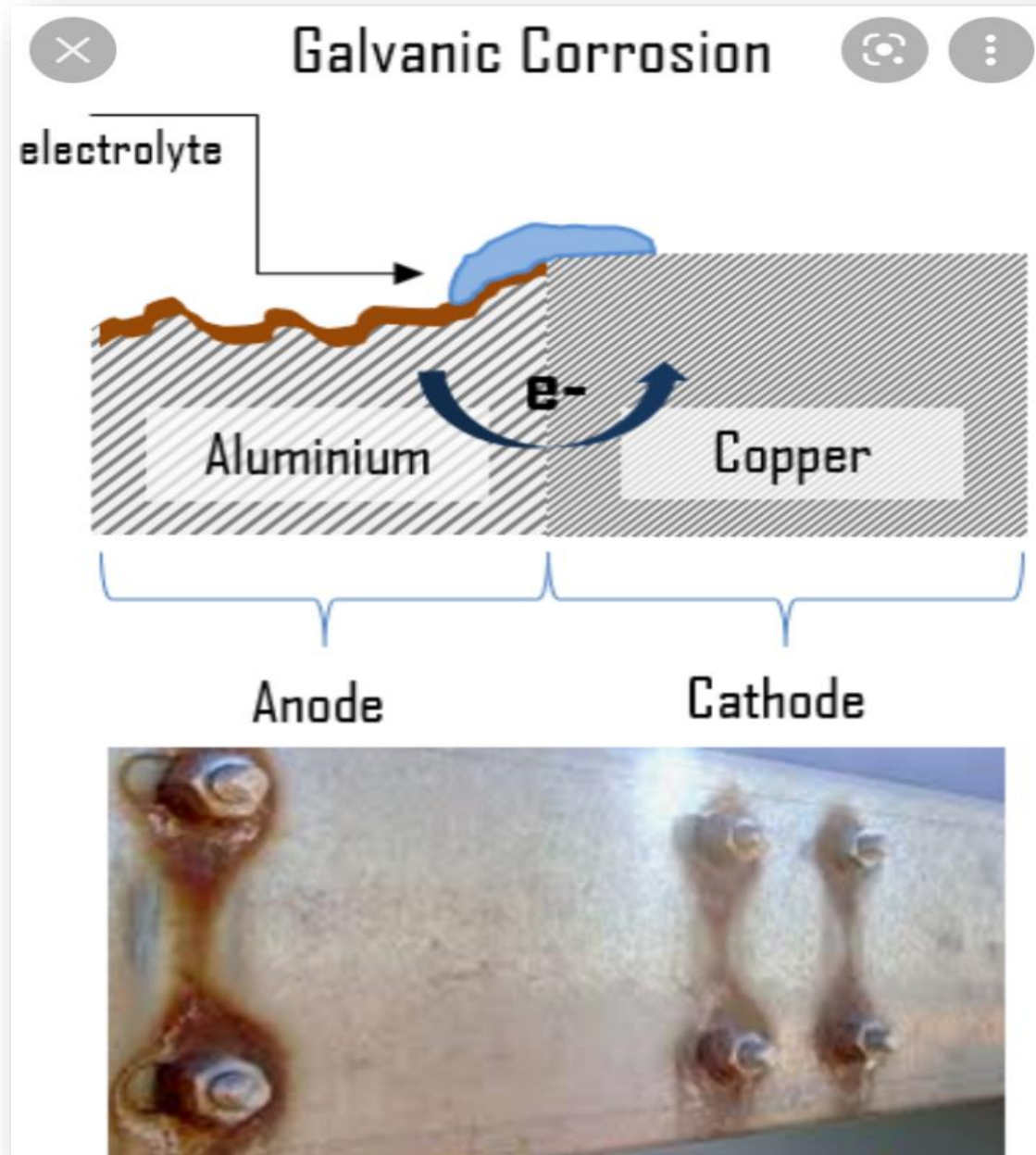
Sosa Domínguez, A. (2013). *Administración de la corrosión externa en ductos: Estudio en laboratorio*. Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico en Electroquímica.

Anexos

Anexo 1: CORROSIÓN GENERAL



Anexo 2: CORROSIÓN GALVÁNICA



Anexo 3: CORROSIÓN POR FISURA



Anexo 4: CORROSIÓN POR PICADURA



Anexo 5: CORROSIÓN MICROBIOLÓGICA



Anexo 6: CORROSIÓN POR EROSIÓN



Anexo 7: CORROSIÓN POR TENSIÓN



Anexo 8: CORROSIÓN POR FATIGA



Anexo 9: CONCENTRACIONES DE LOS COMPONENTES MÁS CORROSIVOS:

Componentes	Concentraciones (%)
N ₂	0,06-0,76
CO ₂	2,14-6,93
H ₂ S	0,000057-3,03
C1	81,06-92,05
C2	2,31-4,93
C3	0,99-2,26
iC4	0,16-0,48
nC4	0,26-0,67
iC5	0,05-0,39
nC5	0,028-0,031
C6	0,003-0,005
C7	0,0017-0,0033

Fuente: Elaboración propia

Anexo 10: CLASIFICACION DE LOS ACTIVOS FIJOS TANGIBLES EN CUBA

GRUPO	DENOMINACION	EJEMPLOS
I	Edificios	Viviendas, naves, edificaciones.
II	Otras construcciones	Cimentaciones, tanques, torres de enfriamiento
III	Máquinas y equipos energéticos	Compresores, bombas, calderas, motores.
IV	Máquinas y equipos productivos	Hornos, equipos e industrias específicas.
V	Aparatos, equipos técnicos especiales	Instrumentos de medición, computadoras, máquinas de oficina.
VI	Medios y equipos de transporte	Camiones, carros, barcos, aviones.
VII	Muebles y otros objetivos	Muebles, objetos de protección, etc.
VIII	Animales	Animales de trabajo
IX	Otros Medios Básicos	Plantaciones permanentes agrícolas.

Fuente: (López C. *et al.*, 2012)

Anexo 11: Fragmento de la Resolución No. 701/2015 del Ministerio de Finanzas y Precios:

POR TANTO: En el ejercicio de las atribuciones que me están conferidas en el Artículo 100, inciso a), de la Constitución de la República de Cuba:

RESUELVO

PRIMERO: Aprobar las tasas máximas anuales de depreciación y de amortización de los activos fijos tangibles e intangibles a los efectos del cálculo del Impuesto sobre Utilidades, hasta los siguientes porcentajes anuales máximos aplicables al valor de adquisición de los bienes, más los gastos en que se incurra para su instalación:

I - Edificaciones y otras construcciones	
a) Edificaciones	
de madera o plástico	6%
de panelería	5%
de mampostería y otros materiales	3%
b) Otras construcciones:	
Puentes de acero, hierro u hormigón	3%
Puentes de madera	6%
Muelles, espigones o embarcaderos de madera	6%
De estructura de hormigón reforzado o estacas de acero	3%
Diques secos y flotantes, varaderos	6%
Silos y tanques	6%
c) Otras no clasificadas	3%
II - Muebles, enseres y equipos de oficina:	
a) Muebles y estantes	10%
b) Enseres y equipos de oficina	15%
c) Equipos de computación	25%
III – Equipos no tecnológicos	
a) Aéreo	20%
b) Marítimo	6%

c) Terrestre:	
Equipos de transporte ferroviario	6%
Otros	20%
IV - Maquinaria en general	6%
V - Animales	
a) De trabajo	10%
b) Dedicados a la cría o a la producción de leche o carne (del ganado mayor)	100%
VI – Plantaciones agrícolas permanentes	15%
a) Plantaciones de Piña Española Roja, Cayana Lisa, Variedad MD2 y otras variedades	50%
VII – Otros activos	15%

Fuente: (Ministerio de Finanzas y Precios, 2015)