

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y
Petroquímica



TESIS

**Evaluación de la integridad y eficiencia económica de
tuberías termoplásticas reforzadas para optimizar la selección de
ductos en el transporte de hidrocarburos**

Para obtener el Título Profesional de
Ingeniero de Petróleo y Gas Natural

Elaborado por

Alexander Stward Juan Quispe Unocc

 [0009-0002-2722-0284](https://orcid.org/0009-0002-2722-0284)

Asesor

Ing. Abelardo Contreras Panibra

 [0000-0002-0977-8236](https://orcid.org/0000-0002-0977-8236)

LIMA – PERÚ

2024

Citar/How to cite	Quispe Unocc [1]
Referencia/Reference	[1] A. Quispe Unocc, <i>“Evaluación de la Integridad y Eficiencia Económica de Tuberías Termoplásticas Reforzadas para Optimizar la Selección de Ductos en el Transporte de Hidrocarburos ”</i> [Tesis de pregrado]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2023.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

Citar/How to cite	(Quispe, 2023)
Referencia/Reference	Quispe, A. (2023). Evaluación de la Integridad y Eficiencia Económica de Tuberías Termoplásticas Reforzadas para Optimizar la Selección de Ductos en el Transporte de Hidrocarburos. [Tesis de pregrado, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

Dedicatoria

La presente tesis está dedicada a mis padres y hermanos que son el impulso para poder seguir avanzando y creciendo como persona.

Agradecimientos

Quiero agradecer a nuestro dios Yahveh, el único y todopoderoso por permitirme formarme como profesional y darme la oportunidad de seguir creciendo bajo su protección.

Agradezco también a la empresa UNIPETRO ABC, hoy UNIENERGIA ABC, que es donde inicié como profesional y aprendí mucho por parte de los ingenieros y trabajadores que conforman dicha empresa.

Asimismo, expresar mis agradecimientos al ing. Manuel Meca por compartirme su experiencia y conocimientos a fin de poder enriquecer la presente investigación.

Finalmente agradecer a los profesores de la facultad de Ingeniería de petróleo y gas natural de la Universidad Nacional de Ingeniería y al personal administrativo por el apoyo brindado.

Resumen

La investigación consiste en analizar la eficacia y durabilidad de las tuberías termoplásticas reforzadas (RTP) como alternativa al acero al carbono en ambientes corrosivos. Este estudio aspira a ofrecer un enfoque investigativo y técnico para entender mejor el rendimiento de las tuberías RTP y determinar su viabilidad como solución a largo plazo a los problemas de corrosión y desgaste de ductos en el lote IX, buscando minimizar los impactos ambientales y las pérdidas económicas.

La investigación comprenderá una revisión exhaustiva de la literatura existente sobre las tuberías RTP, así como estudios sobre su implementación en entornos similares. Posteriormente se utilizarán los datos existentes para evaluar la integridad de las tuberías RTP en comparación con las de acero al carbono. Esta evaluación incluirá una evaluación de su resistencia a la corrosión y su rendimiento general en el sistema de recolección de crudo. Finalmente, se evaluará la eficiencia económica utilizando los costos asociados con la implementación y mantenimiento de las tuberías RTP en comparación con las de acero al carbono.

Se concluye que tras la implementación de las tuberías RTP en el ducto secundario del lote IX, se podrá mitigar el riesgo de las fallas de las tuberías por la presencia de agentes corrosivos en el crudo del lote IX. Además, la implementación de la tubería RTP permitiría un ahorro aprox. 178,305 \$ en comparación a la implementación de tuberías de acero revestidas.

Palabras clave — Tuberías termoplásticas reforzadas, Integridad de tuberías, Rendimiento en el sistema de recolección, eficiencia económica, lote IX.

Abstract

The research consists of analyzing the effectiveness and durability of reinforced thermoplastic pipes (RTP) as an alternative to carbon steel in corrosive environments. This study aims to offer an investigative and technical approach to better understand the performance of RTP pipes and determine their viability as a long-term solution to the problems of corrosion and wear of pipelines in Block IX, seeking to minimize environmental impacts and economic losses.

The research will include a comprehensive review of the existing literature on RTP pipelines, as well as studies on their implementation in similar environments. Existing data will then be used to evaluate the integrity of RTP pipes compared to carbon steel pipes. This evaluation will include an evaluation of its corrosion resistance and its overall performance in the crude oil gathering system. Finally, economic efficiency will be evaluated using the costs associated with the implementation and maintenance of RTP pipes compared to carbon steel pipes.

It is concluded that after the implementation of the RTP pipes in the secondary pipeline of Block IX, the risk of pipe failures due to the presence of corrosive agents in the crude oil of Block IX can be mitigated. Furthermore, the implementation of the RTP pipeline would allow a saving of approx. \$178,305 compared to the implementation of coated steel pipes.

Keywords — Reinforced thermoplastic pipes, Pipe integrity, Performance in the collection system, economic efficiency, Block IX.

Tabla de Contenido

Resumen	v
Abstract	vi
Introducción	xiii
Capítulo I. Generalidades	1
1.1 Descripción del problema de investigación	1
1.2 Objetivos del estudio.....	2
1.2.1 Objetivo general	2
1.2.2 Objetivos específicos	2
1.3 Antecedentes investigativos	3
Capítulo II. Marcos teórico y conceptual	5
2.1 Marco teórico	5
2.1.1 Antecedentes de la corrosión en tuberías de acero al carbono	5
2.1.2 Estudios sobre tuberías termoplásticas reforzadas (RTP).....	6
2.1.3 Estudio Técnico Económico de la Implementación de Tuberías.....	10
2.1.4 Normativa y Regulaciones de Seguridad y Medio Ambiente	10
2.2 Marco conceptual	11
2.2.1 Tubería termoplástica reforzada.....	11
2.2.2 Corrosión.....	13
2.2.3 Eficiencia económica.....	14
2.2.4 Integridad de ductos.....	15
2.2.5 Sistema de recolección	15
Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación	17
3.1 Revisión documental.....	17
3.1.1 Diseño y análisis de la tubería RTP.....	17
3.1.2 Casos de estudio.....	26
3.1.3 Productos RTP comerciales	28
3.1.4 Requerimientos de operación del ducto secundario del lote IX	32

3.1.5	Procedimiento para el Cambio de tubería	37
3.2	Análisis de Integridad.....	40
3.2.1	Fallas	40
3.2.2	Rendimiento	49
3.3	Eficiencia económica	57
Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados		60
4.1	Selección de la tubería	60
4.2	Integridad de la tubería	62
4.2.1	Parámetros corrosivos	62
4.2.2	Velocidad de corrosión.....	64
4.2.3	Velocidad crítica de erosión	66
4.3	Simulación de la transferencia de crudo	67
4.3.1	Transferencia de crudo desde la BAT 401	67
4.3.2	Transferencia de crudo desde el MC3.....	70
4.3.3	Transferencia de crudo desde el MC2.....	73
4.4	Análisis costo eficiencia	75
Conclusiones		80
Recomendaciones		83
Referencias bibliográficas.....		85
Anexos.....		92

Lista de Tablas

Tabla 1: Comparación de costos de tubería RTP y tubería acero al carbono	7
Tabla 2: Material y proceso de estructura de tres capas de la tubería RTP	12
Tabla 3: Características de la tubería RTP	13
Tabla 4: Control de corrosión.....	14
Tabla 5: Propiedades de termoplásticos comerciales	19
Tabla 6: Propiedades básicas de fibras comerciales	25
Tabla 7: Presión y temperaturas admisibles para la tubería Flexpipe	30
Tabla 8: Presión y temperaturas admisibles para la tubería Flexpipe High Temperature.....	31
Tabla 9: Presión y temperaturas admisibles para la tubería Flexcord.....	32
Tabla 10: Performance data Pump 535	34
Tabla 11: Ficha técnica de motor Arrow C-66.....	35
Tabla 12: Promedio de temperatura normal para Talara	36
Tabla 13: Requerimiento de operación del ducto secundario	37
Tabla 14 Análisis de Trabajo Seguro para el Desmontaje y retiro del ducto secundario del lote IX.....	38
Tabla 15: Parámetros para la determinación de la velocidad de corrosión por CO2	43
Tabla 16: Clasificación de la corrosividad según presión parcial	44
Tabla 17: Clasificación de la corrosividad según concentración	44
Tabla 18: Técnicas de caracterización de materiales poliméricos	46
Tabla 19: Rendimiento general del PE en medios encontrados en la producción de petróleo y gas.....	48
Tabla 20: Características de la producción de los puntos de recolección	51
Tabla 21: Api promedio por punto de recolección	52
Tabla 22: Corte de agua por punto de recolección	52

Tabla 23: Viscosidad muerta por yacimiento	53
Tabla 24: Ductos de uso propio	55
Tabla 25: Matriz de selección de tubería	61
Tabla 26: Resultados de Análisis de Laboratorio del Agua del Lote IX.....	62
Tabla 27: Fracción molar de los contaminantes disueltos en el agua del lote IX ..	63
Tabla 28: Resultados del perfil de presión y temperatura	68
Tabla 29: Resultados del perfil de presión y temperatura MC3.....	71
Tabla 30: Resultados del perfil de presión y temperatura MC2.....	74
Tabla 31: Costo de Implementación de tubería de acero al carbono	76
Tabla 32: de Implementación de tubería de tubería RTP	77
Tabla 33: Cuadro comparativo tubería de Acero revestido vs tubería RTP	78
Tabla 34: Cuadro comparativo tubería de Acero revestido vs Flexcord vs FP-150	78

Lista de Figuras

Figura 1: Ahorro de costes por la instalación de tubería RTP Flexpipe.....	9
Figura 2: Comparación de los costos de RTP y acero. Línea de emulsión de petróleo	9
Figura 3: Estructura de una tubería RTP	12
Figura 4: Esquema de un sistema de recolección.....	16
Figura 5: Esquema de la tubería RTP.....	18
Figura 6: Variación del módulo de elasticidad con la temperatura para tuberías HDPE	20
Figura 7: Módulo de elasticidad del HDPE modificado con nanopartículas	22
Figura 8: Ángulos de enrollamiento de las fibras reforzadas.....	23
Figura 9: Clasificación y propiedades físicas de las fibras de vidrio.....	24
Figura 10: Modelo de la tubería Flexpipe.....	30
Figura 11: Modelo de la tubería Flexpipe High Temperature	31
Figura 12: Modelo de la tubería Flexcord.....	32
Figura 13: Bomba de transferencia portátil marca GAS.....	33
Figura 14: Diagrama de bomba GASO modelo 535.....	33
Figura 15: Temperatura del crudo en tanque de almacenamiento por punto de recolección	36
Figura 16: Fallas en tuberías no metálicas	47
Figura 17: Relación de gas petróleo vs presión	53
Figura 18: Ducto secundario del lote IX	54
Figura 19: Esquema representativo del ducto secundario del lote IX.....	55
Figura 20: Diagrama de transferencia de crudo en el simulador numérico	57
Figura 21: Conexiones de tubería RTP.....	58
Figura 22: Perfil de presión y velocidad de corrosión durante la transferencia desde la BAT 401.....	64

Figura 23: Perfil de presión y velocidad de corrosión durante la transferencia desde el MC3.....	65
Figura 24: Perfil de presión y velocidad de corrosión durante la transferencia desde el MC2.....	65
Figura 25: Perfil de velocidad erosional y velocidad del líquido durante la transferencia.....	66
Figura 26: Modelo de simulación de transferencia desde la BAT 401.....	67
Figura 27: Resultados de la simulación BAT 401.....	68
Figura 28: Perfil de presión y temperatura durante la transferencia desde la BAT 401	69
Figura 29: Perfil de presión y elevación durante la transferencia desde la BAT 401	70
Figura 30: Modelo de simulación de transferencia desde el MC3.....	70
Figura 31: Resultados de la simulación MC3.....	71
Figura 32: Perfil de presión y temperatura durante la transferencia desde el MC3	72
Figura 33: Perfil de presión y elevación durante la transferencia desde el MC3 ...	72
Figura 34: Modelo de simulación de transferencia desde el MC2.....	73
Figura 35: Resultados de la simulación MC2.....	73
Figura 36: Perfil de presión y temperatura durante la transferencia desde el MC2	75
Figura 37: Perfil de presión y elevación durante la transferencia desde el MC2 ...	75

Introducción

La industria de los hidrocarburos ha venido empleando los ductos de acero al carbono como un medio de transporte por excelencia por muchos años. A través de estos ductos se ha podido transportar grandes volúmenes de petróleo y gas natural a lugares remotos permitiendo su comercialización a distintos mercados.

Los ductos, como parte de las facilidades de producción durante la Explotación de los hidrocarburos, requieren de un programa de mantenimiento que dependiendo de las condiciones de trabajo pueden llegar a ser muy demandantes. La exposición de los ductos a entornos o agentes corrosivos podrían aumentar los costos en la protección de los mismos.

El no contar con una eficiente protección contra la corrosión podría perjudicar la integridad de los ductos y podría generar el riesgo de causar impactos ambientales y sociales de diferentes magnitudes según sea el daño y el área afectada. En el Perú, según los registros oficiales del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) y del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA), el 65.4% de los derrames ocurridos en los lotes petroleros amazónicos y en el Oleoducto Norperuano fue debido a la corrosión, fallas operativas y condiciones inseguras de las operaciones.

A fin de poder mitigar estos impactos ambientales y sociales que podrían llegar a darse es que se busca otras alternativas que puedan mitigar dichos impactos. Entre ellas el uso de tuberías termoplásticas reforzadas (RTP) que brindan esa capacidad de resistir altas presiones (como los ductos de acero) y con la ventaja de no sufren de corrosión. Existen múltiples bibliografías donde describen la implementación de este tipo de tuberías y los beneficios que se ha alcanzado en distintas partes del mundo, sin embargo, en la industria petrolera peruana muy pocas empresas han ido implementando esta tecnología.

Por lo anterior, se quiere profundizar en el estudio de las tuberías RTP y ver su aplicabilidad en un lote petrolero del noroeste peruano (Lote IX). Para lo cual la presente investigación será del tipo Aplicada y tendrá un Enfoque Cuantitativo. Además, se empleará técnicas como recolección de datos y simulación de procesos con determinado programa de ingeniería para obtener información. Los instrumentos estarán dados por reportes, informes, fichas técnicas, estudios, ensayos, cotizaciones y el Simulador.

De esta manera se busca que la presente investigación pueda servir como base para que la aplicación de las tuberías RTP pueda ser considerada como la opción más óptima por encima de las tuberías de acero convencionales o las tuberías de acero revestidas a fin de poder mitigar los derrames de hidrocarburos producidos por fallas en la integridad de la tubería ocasionadas por la corrosión.

Capítulo I. Generalidades

1.1 Descripción del problema de investigación

El lote IX, ubicado cerca de la zona costera de Piura, enfrenta desafíos significativos en el mantenimiento de los ductos debido a las condiciones corrosivas propias de su ubicación geográfica. Según Consultoría & Servicios en Hidrocarburos y Minería S.A.C. (2019), acorde a la ISO 9223, la zona costera de Piura presenta una categoría de corrosividad de C2 para las placas de acero de bajo carbono. Las características corrosivas propias de las aguas de producción por su alta salinidad, la humedad de la zona, las altas temperaturas y los granos de arena que viajan junto a las fuertes corrientes del viento han ido mostrando un desgaste progresivo en el ducto secundario del lote IX a lo largo de sus más de 20 años de operación. La corrosión causada por la combinación de todos estos factores compromete a la integridad del ducto y la ocurrencia de una falla mecánica se hace más probable.

Las fallas mecánicas en el ducto secundario pueden ocasionar derrames de hidrocarburos, y dependiendo de la magnitud y velocidad de respuesta, podría generar un impacto de menor o mayor grado. Un caso particular sería la afectación a la quebrada Pariñas, que por su relativa cercanía (aprox. 300m) y por la topografía del terreno en donde se encuentra instalada el ducto secundario, es propensa a ser afectada en caso la integridad del secundario se viera comprometida. Asimismo, el impacto social sería inminente perjudicando a las personas que viven relativamente cerca al ducto secundario (aprox. 100m). Consecuentemente el no contar con el ducto secundario operativo, podría afectar a la producción del lote IX dado que la capacidad de almacenamiento de los puntos de recolección se vería comprometida al no poder transferir el crudo hasta la batería principal. Cabe resaltar que en meses de lluvia, la zona donde se encuentra instalada el ducto secundario se hace poco accesible, y en caso ocurriese una falla mecánica en el ducto secundario a causa de la corrosión, la logística para poder mitigar el daño se haría más difícil pudiendo así incidir en un mayor daño ambiental-social.

Por lo descrito anteriormente, la corrosión sobre el ducto secundario podría arraigar muchos problemas, que a su vez podrían conllevar a múltiples reparaciones del ducto, a la remediación ambiental de las áreas afectadas, a la indemnización del daño social causado y a la pérdida de producción de los campos. A todo esto, se suma las sanciones que serían emitidas por los organismos reguladores y fiscalizadores generando así grandes pérdidas económicas.

Por el impacto que podría ocasionar la corrosión sobre el ducto secundario se ha ido buscando oportunidades de mejora en lo que se refiere a mantenimiento de ductos.

La presente investigación propone analizar la eficacia y durabilidad de las tuberías termoplásticas reforzadas (RTP) como alternativa al acero al carbono en ambientes corrosivos. Este estudio aspira a ofrecer un enfoque investigativo y técnico para entender mejor el rendimiento de las tuberías RTP y determinar su viabilidad como solución a largo plazo a los problemas de corrosión y desgaste en el lote IX, buscando minimizar los impactos ambientales, sociales y las pérdidas económicas.

1.2 Objetivos del estudio

1.2.1 Objetivo general

Analizar la integridad y eficiencia económica del ducto secundario del sistema de recolección de crudo del lote IX al implementar tuberías termoplásticas reforzadas.

1.2.2 Objetivos específicos

Seleccionar el tipo de tubería termoplástica reforzada más eficiente y confiable para los requerimientos operativos del ducto secundario del sistema de recolección de crudo del lote IX.

Analizar cómo la implementación de tuberías termoplásticas reforzadas puede mejorar la integridad del ducto secundario del sistema de recolección de crudo del lote IX.

Estimar el impacto económico de la implementación de tuberías termoplásticas reforzadas frente a las tuberías de acero al carbono en el ducto secundario del sistema de recolección de crudo del lote IX.

1.3 Antecedentes investigativos

Olabisi et al. (2003), en su artículo "Reinforced thermoplastic pipe for oil and gas" describen el trabajo que se realizó como parte del programa de reemplazo de ductos del año 2002 en la Operación Petrolera del Área Sur (SAOO) la cual consistió en reemplazar dos líneas troncales, una línea de flujo y un lateral de inyección de agua de acero al carbono por tubería termoplástica reforzada (RTP). Esto se debió principalmente a que la tecnología RTP se presentó como una solución de ingeniería para los sistemas de tuberías que operan en un campo de petróleo corrosivo, donde la inhibición de la corrosión de las tuberías metálicas es insostenible. Su trabajo cubrió las prácticas recomendadas para los procedimientos de calificación de RTP, diseño de sistemas, procedimientos de reparación y monitoreo, pruebas de campo para aplicaciones de gas y un programa experimental que aborda los problemas genéricos que son fundamentales para la calificación de RTP proporcionando así un marco que permitió a las instalaciones de Saudi Aramco utilizar RTP con confianza y que forme la base del desarrollo de los estándares de Saudi Aramco.

Boudi (2011), en su artículo "A successful reinforced thermoplastic pipe candidate for upstream oil fields development" desarrolló una evaluación de las tuberías RTP instaladas por Saudi Aramco en el 2003 que transportan agua corrosiva desechada a pozos de inyección. Boudi menciona que la experiencia de campo mostró que la tubería flexible RTP tiene un rendimiento superior y un equipo muy confiable en comparación con la tubería de acero al carbono. Las tres líneas de flujo de tuberías RTP operativas instaladas han estado en servicio durante ocho años sin antecedentes de fallas o rupturas. Boudi concluye que la tubería RTP es una candidata potencial para el desarrollo de nuevos campos debido a sus beneficios superiores en términos de bajo costo de instalación, libre de corrosión, reutilizable, fácil de transportar y vida útil prolongada.

Kallum y Blaine (2014), en su artículo "The use of reinforced thermoplastic pipe in liquid hydrocarbon transfer: An Australian case study" presentaron los resultados de un proyecto ejecutado en el 2013 en el sur de Australia que consistió en una tubería RTP (170 km 4") usado para transferir hidrocarburos líquidos de la cuenca Cooper. El proyecto tuvo

éxito en el diseño, instalación y operación de una solución de tubería flexible de bajo impacto para el transporte de hidrocarburos líquidos. La tubería termoplástica reforzada (RTP) brindó claras ventajas en comparación con una solución de tubería tradicional de longitud fija estriada. El oleoducto de 170 km se instaló con un equipo pequeño y tomó solo 95 días para estar completamente construido y puesto en servicio. El método de instalación con arado de bajo impacto se utilizó para proteger áreas ambientales sensibles a través de las cuales pasaría la tubería y brindó un tiempo de finalización extremadamente rápido. Los costos de capital y el mantenimiento continuo se redujeron considerablemente al elegir una solución RTP.

Leguizamon y Peñaloza (2020), en su tesis “Evaluación de la implementación de un sistema de tubería flexible termoplástica en las líneas de transporte primarias y secundarias en el campo Palagua” usaron el software Pipesim 2017, con el fin de realizar diferentes simulaciones usando las características del ambiente, suelo y las características fisicoquímicas de la tubería termoplásticas. De esta manera, obtuvieron los parámetros como muestra, presión y temperatura que fueron usados posteriormente en su viabilidad monetaria de su proyecto. Concluyeron que las tuberías termoplásticas son aptas para las líneas de transporte de hidrocarburos en el campo Palagua.

Capítulo II. Marcos teórico y conceptual

2.1 Marco teórico

2.1.1 *Antecedentes de la corrosión en tuberías de acero al carbono*

Federal Steel Supply (2023) señala que muchas tuberías de acero están diseñadas específicamente para su uso en la industria del petróleo y el gas. Por su amplia gama de prestaciones durante el transporte de materiales peligrosos, crudo y gas natural, juegan un papel fundamental en la transferencia de estos productos.

El desarrollo de la industria del petróleo y gas natural es llevado a cabo en diferentes condiciones ambientales que pueden ser muy demandantes para el mantenimiento de los equipos y facilidades de producción. La exposición de los equipos y facilidades de producción a entornos o agentes corrosivos podrían incrementar los costos en la protección de los mismos. Según un estudio desarrollado por International Market Analysis Research and Consulting Group (IMARC, 2023), el mercado mundial de protección contra la corrosión del petróleo y el gas alcanzó los US \$ 10.1 billones en el 2022 y espera que de cara al futuro el mercado alcance los US\$ 13,6 billones para el 2028.

Asimismo, una deficiencia en la protección contra la corrosión podría perjudicar la integridad de las facilidades de producción y esto a su vez puede causar impactos ambientales de diferentes magnitudes según sea el daño y el área afectada. En el Perú, de acuerdo con León y Zúñiga (2020) en su artículo “La sombra del petróleo. Informe de los derrames petroleros en la Amazonía peruana entre el 2000 y el 2019”, señalan que según los registros oficiales del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) y del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA), el 65.4% de los derrames ocurridos en los lotes petroleros amazónicos y en el Oleoducto Norperuano fue debido a la corrosión, fallas operativas y condiciones inseguras de las operaciones.

Por otro lado, en Ecuador, Mongabay (2022) señala que el Ministerio de Ambiente Agua y Transición Ecológica (MAATE) registró 352 derrames entre el 2012 y mayo del 2022

en el Bloque 57 Shushufindi Libertador. La causa principal de los derrames reportados en este bloque es por fallas operativas dadas por corrosión interna y externa de tubería.

2.1.2 Estudios sobre tuberías termoplásticas reforzadas (RTP)

Conley et al. (2008), en su estudio “The use of reinforced thermoplastic pipe in oil and gas gathering and produced water pipelines”, verificó el desempeño operativo de la RTP. Este estudio consistió en la prueba e inspección de muestras recortadas de RTP previamente operados para determinar si se había producido algún nivel de degradación como resultado del funcionamiento normal. Se cortaron 30 muestras de Flexpipe Line Pipe (FPLP) RTP de diferentes puntos para su inspección y prueba. Los fluidos de servicio incluían gas, emulsión de aceite y agua producida tanto en servicio dulce como amargo. Las presiones de operación variaron de 51 a 720 psi y las temperaturas de operación variaron de 37 a 104 °F. La duración de la operación antes de la extracción de las muestras osciló entre 12-41 meses. Los resultados de las pruebas demostraron que FPLP RTP no se degradó después de estar expuesto a una amplia variedad de aplicaciones normales de gas, emulsión de petróleo y agua producida con duraciones de operación que oscilan entre 12-41 meses.

Wei et al. (2015), en su investigación, “Corrosion resistance of reinforced thermoplastic pipes in a sour environment”, se utilizó una autoclave, un sistema de prueba de materiales, un instrumento de prueba VST y un espectrómetro FTIR para determinar el rendimiento frente a la corrosión de las capas de revestimiento, las capas estructurales reforzadas y los accesorios metálicos de un recientemente desarrollado RTP en un entorno agrio simulado ($P_{total}=10$ MPa, $p_{H_2S}=0,6$ MPa, $p_{CO_2}=0,25$ MPa, $T=80^{\circ}C$). Los resultados de la investigación mostraron que después de las pruebas de inmersión de HTHP, las capas de resina reforzada con fibra de vidrio y PVDF se hincharon y ganaron peso (con tasas de aumento de peso inferiores al 1 %); mientras que la resistencia a la tracción del PVDF disminuyó un 3,15 %; VST cayó 3,4 °C y las composiciones de PVDF no mostraron cambios evidentes. La resistencia a la tracción de la resina reforzada con fibra disminuyó un 13,11%. Los resultados sugieren que el PVDF y la resina reforzada con fibra de vidrio

son adecuados como capa de revestimiento y como capa estructural reforzada de RTP, respectivamente, para usarse en un ambiente ácido.

Yu et al. (2017) en su artículo “A review of the design and analysis of reinforced thermoplastic pipes for offshore applications”, destacan que la tubería RTP tiene varias ventajas sobre una tubería de acero convencional, como una mejor resistencia a la corrosión y la fatiga, una mayor relación entre rigidez y peso y un menor costo de mantenimiento. Por lo tanto, pese a los altos costos del material, los costos generales de usar tubería RTP en aplicaciones en alta mar son mucho menores que los de usar acero, considerando la necesidad de reemplazar las tuberías de acero envejecidas. En la Tabla 1 se muestra la comparación de costos de tubería RTP y tubería acero al carbono.

Tabla 1

Comparación de costos de tubería RTP y tubería acero al carbono.

Descripción	Tubería de acero al carbono	RTP (Halliflow-A350)
Diámetro interno (cm)	2.06	3.48
Precio por metro (dólares americanos)	72.83	111.55
Costo total (dólares americanos)	843,600	1,292,000
Vida útil de diseño (años)	5	20
Costo de vida en campo cada 5 años (dólares americanos)	843,600	1,292,000
Comparación de costo después de 5 años	1,687,200	1,292,000
Costo de reemplazo después de 5 años (dólares americanos)	843,600	0
Comparación de costo después de 10 años	2,530,800	1,292,000
Comparación de costo después de 20 años	5,061,600	1,292,000
Longitud de la tubería = 11,500 m.		

Nota: Adaptado de “A review of the design and analysis of reinforced thermoplastic pipes for offshore applications”, por Yu, Kuang; Morozov, Evgeny V.; Ashraf, Muhammad A. & Shankar, Krishna, 2017, *Journal of Reinforced Plastics and Composites*, 36(20).

Houbu et al. (2021) en su artículo “Simulation analysis of limit operating specifications for onshore spoolable reinforced thermoplastic pipes”, indican que las tuberías de conducción de plástico reforzado (RTP) enrollables presentan una serie de ventajas como buena flexibilidad, pocas uniones, longitud única larga, peso ligero, fácil instalación, etc., y se han utilizado ampliamente en la industria del petróleo y el gas en tierra. Sin embargo, debido a la falta de una especificación estándar clara de las

propiedades operativas límite en las tuberías RTP, surgen tres modos de falla típicos: tracción, flexión y torsión. Estas fallas ocurren con frecuencia en los cambios de terreno, la operación de construcción y la aplicación posterior, lo que afecta seriamente la promoción y uso de RTP. Houbu estudió sistemáticamente la distribución de tensiones de una tubería de polietileno de alta densidad (HDPE) reforzada con fibra de poliéster (DN 150, PN 2.5 MPa) mediante el método de elementos finitos (FEM), y luego se determinaron los valores límite de operación bajo las cargas de tracción axial, flexión en espiral y torsión. Se realizaron los experimentos correspondientes para validar la confiabilidad y precisión del modelo FEM. Los resultados FEM mostraron que la deformación crítica para la tracción axial fue del 3%, el radio de curvatura mínimo de rebobinado fue de 1016,286 mm y el ángulo de torsión límite de este RTP fue de 58,77°, que están muy cerca de los resultados experimentales. Estos valores límite serán útiles para establecer pautas normativas para la construcción de campo y la prevención de fallas de RTP en tierra.

Weller et al (S.F.) en su artículo "*Getting Production in Motion Using Reinforced Thermoplastic Pipe*", en un proyecto desarrollado en el área de Brooks/Suffield de Alberta en Canadá, se instalaron 78 km de tubería RTP desde el periodo 2003 al 2006. Como resultado de dicho proyecto se obtuvieron ahorros significativos (\$3.2 millones) atribuidos directamente al uso de RTP en lugar de tubería de acero revestido. Véase Figura 1. Un claro ejemplo de sus ahorros se vio reflejado en su línea de emulsión de petróleo, cual constaba de una tubería de 4" con una longitud de 1640 pies y que operaba a una presión máxima de 720 psi. El uso de RTP para este ducto les ahorró más de \$22,000. La comparación de los costos entre la tubería RTP y acero revestido para este ducto se detallan en la

Figura 2.

Figura 1

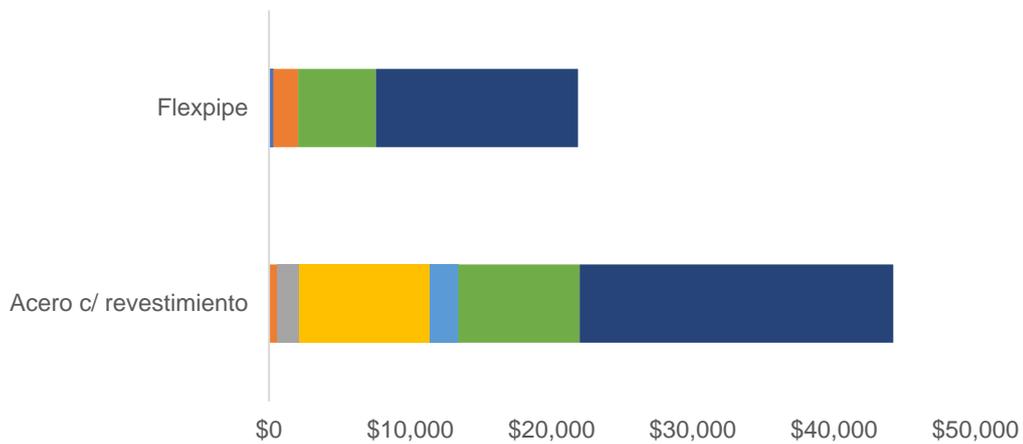
Ahorro de costes por la instalación de tubería RTP Flexpipe



Nota. Adaptado de *Getting Production in Motion Using Reinforced Thermoplastic Pipe* (p. 8), por Weller B., Conley J. & Slingerland E, EnCana Corporation.

Figura 2

Comparación de los costes de RTP y acero. Línea de emulsión de petróleo



	Acero c/ revestimiento	Flexpipe
■ Alquiler	\$0	\$300
■ Bidas	\$600	\$1,770
■ Pruebas	\$1,500	\$0
■ Movilización	\$9,300	\$0
■ Rayos -x	\$2,000	\$0
■ Instalación	\$8,600	\$5,500
■ Materiales	\$22,200	\$14,305

Nota. Adaptado de *Getting Production in Motion Using Reinforced Thermoplastic Pipe* (p. 8), por Weller B., Conley J. & Slingerland E, EnCana Corporation.

2.1.3 Estudio Técnico Económico de la Implementación de Tuberías

Rosales (1999) sostiene que el estudio técnico permite analizar y proponer las diferentes opciones tecnológicas para producir el bien o servicio que se requiere, verificando la factibilidad técnica de cada una de ellas. Asimismo, menciona que el análisis identificará los equipos, maquinarias e instalaciones necesarias para el proyecto; y, por lo tanto, los costos de inversión y capital de trabajo requeridos, así como los costos de operación.

Baca (2010) indica que el estudio económico consiste en ordenar y sistematizar la información de carácter monetario que proporcionan las etapas anteriores y elaborar los cuadros analíticos que sirven de base para la evaluación económica. El estudio económico comienza con la determinación de los costos totales y de la inversión inicial a partir de los estudios de ingeniería, ya que estos costos dependen de la tecnología seleccionada. Continúa con la determinación de la depreciación y amortización de toda la inversión inicial. Los aspectos que sirven de base para la evaluación económica son la determinación de la tasa de rendimiento mínima aceptable y el cálculo de los flujos netos de efectivo.

En el proyecto de implementación de tuberías, el estudio técnico comprenderá un análisis de la eficacia y durabilidad de la tecnología de las tuberías termoplásticas reforzadas con el fin de verificar si logra mantener la integridad del ducto secundario bajo las condiciones normales de operación. Mientras que el estudio económico recopilará los costos asociados a la adquisición de las tuberías, la instalación de las tuberías y mantenimiento en el tiempo. Adicionalmente, se presentarán los beneficios a largo plazo de la implementación de tuberías RTP.

2.1.4 Normativa y Regulaciones de Seguridad y Medio Ambiente

En el Perú, la normativa que establece las disposiciones de seguridad para el diseño, construcción, operación, mantenimiento y abandono de ductos, es el Decreto Supremo N° 081-2007-EM - Reglamento de transporte de hidrocarburos por ductos. Dentro

del reglamento, en el caso de transporte de hidrocarburos líquidos se menciona la aplicación de normas técnicas internacionales tales como la norma ANSI/ASME B31.4 (Liquid Transportation Systems for Hydrocarbons, Liquefied Petroleum Gas, Anhydrous Ammonia and Alcohol) y la aplicación de la norma API 1160 (Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines) como sistema de integridad de ductos. Sin embargo, tanto en dichas normas internacionales como en el reglamento, las directrices que se proponen van dirigidas principalmente a los sistemas de tuberías metálicas o de acero, mas no se menciona el uso o aplicabilidad de tuberías de otro material como el polietileno o mejoras de esta como lo es la tubería termoplástica reforzada (RTP).

Por otro lado, en materia de protección del ambiente, el transporte de hidrocarburos por ductos se rige por el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos (Decreto Supremo N° 015-2006-EM) en donde se requieren ciertas especificaciones antes de la construcción, durante la construcción y puesta en marcha del sistema de transporte por ductos.

2.2 Marco conceptual

2.2.1 Tubería termoplástica reforzada

Al-Khabrani y Parvez (2018) señalan que la tubería termoplástica reforzada (RTP) es una nueva tecnología que reduce el costo de construcción de oleoductos y gasoductos al mismo tiempo que mejora la confiabilidad. Menciona que la tecnología RTP combina materiales de alto rendimiento como el polietileno bimodal de alta densidad con fibras de refuerzo de alta resistencia en una construcción única para crear un sistema de tuberías de alta presión. Adicionalmente, destacan la resistencia a la corrosión de la tubería RTP por lo que requiere poco mantenimiento y es más rentable en comparación con el acero al carbono.

Fact.MR (2022), en su estudio “Reinforced thermoplastic pipes market”, destacan las propiedades significativas de las tuberías termoplásticas reforzadas (RTP), tales como el peso ligero, la flexibilidad, la durabilidad, la resistencia a la corrosión y la capacidad de formar juntas integrales, además de ofrecer muchas ventajas sobre otros tipos de tuberías,

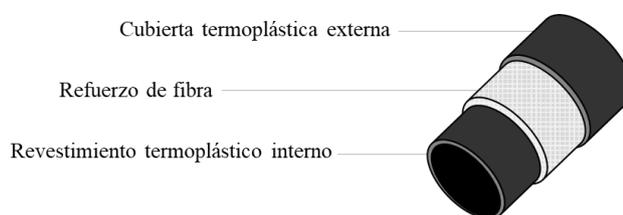
como las hechas de acero y hierro fundido. Señalan que la tubería RTP tampoco necesitan mucho mantenimiento y son menos propensos a las fugas, lo que en última instancia, reduce los costos de mano de obra.

Acorde a TOPOLO New Materials (2023), la tubería termoplástica reforzada consta de tres capas básicas: un revestimiento termoplástico interno, un refuerzo de fibra continua envuelto helicoidalmente alrededor de la tubería y una cubierta termoplástica externa. El revestimiento actúa como una cámara de aire, el refuerzo de fibra proporciona resistencia y la cubierta protege las fibras que soportan la carga.

La Figura 3 señala la estructura de una tubería termoplástica reforzada. Los materiales y procesos de los componentes de las tuberías RTP se muestran en la Tabla 2. Los beneficios que conlleva la implementación de una tubería termoplástica reforzada se señalan en la Tabla 3.

Figura 3

Estructura de una tubería RTP.



Nota. Elaboración Propia. Adaptado de Tubo Termoplástico Reforzado, por TOPOLO New Materials, 2023, TOPOLO (<https://es.topolocfrt.com/tubo-termoplastico-reforzado/>).

Tabla 2

Material y proceso de estructura de tres capas de la tubería RTP.

Nombre	Materiales	Proceso
Revestimiento	Polietileno, cloruro de polivinilo, polipropileno, poliuretano, poliamida y fluoruro de polivinilideno, etc.	Extrusión
Reforzamiento	Polietileno, Aramida, Poliéster, Poliamida, Vidrio, Carbono, Fibra Metálica, etc.	Enrollar o tejer
Capa de la chaqueta	Polietileno, PVC, Polipropileno, Poliuretano, Poliamida, etc.	Extrusión

Nota: Adaptado de *Material y proceso de estructura de tres capas de tubería RTP*, por TOPOLO New Materials, 2023, TOPOLO (<https://es.topolocfrt.com/tubo-termoplastico-reforzado/>).

Tabla 3

Características de la tubería RTP.

Características	
Resistencia a alta presión	La resistencia máxima a la presión del sistema es de 50 MPa, 40 veces mayor que la de las tuberías de plástico.
Resistencia a altas temperaturas	La temperatura máxima de funcionamiento del sistema es de 130 °C, 60 °C más alta que las tuberías de plástico
Larga vida útil	6 veces de tubos de metal 2 veces de tubos de plástico
Resistencia a la corrosión	No corrosivo y ambiental
Grosor de la pared	El grosor de la pared es 1/4 de los tubos de plástico, lo que mejora el caudal en un 30%
Ligereza	40% de la longitud unitaria de los tubos de plástico
Sin escala	La pared interior es lisa y sin escala, y la velocidad de flujo es 2 veces mayor que la de las tuberías de metal
Silencioso	Baja fricción, baja densidad de material, sin ruido en el agua que fluye
Juntas fuertes	Superposición de fibra de vidrio de doble capa en las juntas, enchufe de fusión en caliente, nunca fugas
Bajo costo	Cerca del costo de las tuberías de metal y 40% más bajo que las tuberías de plástico

Nota: Adaptado de Características de la tubería termoplástica reforzada, por TOPOLO New Materials, 2023, TOPOLO (<https://es.topolocfrt.com/tubo-termoplastico-reforzado/>).

2.2.2 Corrosión

Uhlig (1970) señala que la corrosión es el ataque destructivo de un metal por reacción química o electroquímica con su medio ambiente.

Perez (2019) menciona que los principales factores que facilitan la corrosión son la exposición a la humedad, las altas temperaturas, las sales presentes en el ambiente, dióxido de azufre y dióxido de carbono, el PH bajo de una solución, y las condiciones de flujo del tipo laminar.

En el Decreto Supremo N° 081-2007-EM Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, en el capítulo IV CONTROL DE CORROSIÓN, se establecen medidas para el control de corrosión de ductos e instalaciones metálicas en general. Véase Tabla 4.

Tabla 4

Control de corrosión.

Tipo de control	Tipo de instalación	Medida de control
Control de corrosión externa	Ductos enterrados	Sistemas de Revestimiento de la superficie Protección Catódica
	Ductos expuestos a la atmósfera	Sistemas de Revestimiento de la superficie Uso de inhibidores de corrosión Uso de biocidas
Control de corrosión interna	Ductos enterrados y Ductos expuestos a la atmósfera	Drenaje del agua contenida en el Ducto Inspecciones de las tuberías del Ducto con Raspatubos inteligentes ¹ Uso de revestimiento interno en la tubería

Nota: Adaptado de Control de Corrosión, por Ministerio de Energía y Minas, 2007, MINEM (<https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Decreto%20Supremo%20081-2007-EM.pdf>).

2.2.3 Eficiencia económica

Economipedia (2023) describe a la eficiencia económica como una situación donde se cumple que los factores de producción son asignados a sus usos más beneficiosos minimizando los costos, es decir, implica que los recursos se utilizan de manera óptima, alcanzando la mayor producción posible.

Berger y Mester (1997) consideran que los tres conceptos de eficiencia económica más importantes son la eficiencia en costos, la eficiencia estándar en beneficios y la eficiencia alternativa en beneficios, los cuales tienden a ser los más adecuados para analizar la eficiencia. En el contexto de un proyecto de implementación de tuberías, la eficiencia económica se medirá mediante una eficiencia en costo de implementación de cada tipo de tubería partiendo de la premisa de que cada tipo de tubería cumple con los objetivos técnicos, de esta manera podremos decir que la implementación de determinado tipo de tubería será eficiente económicamente si alcanza o mejora los objetivos técnicos con menos costes.

¹ Acorde a Decreto Supremo N° 081-2007-EM, se exceptúa a los Ductos menores que 4 pulgadas de la instalación de sistema para Raspatubos inteligentes.

2.2.4 Integridad de ductos

INERCO (s.f.) señala que la integridad de un activo físico representa la capacidad de éste para realizar sus funciones de forma eficaz y eficiente, contribuyendo al cumplimiento de objetivos individuales, colectivos y de grupos de interés; a la vez que se preserva su estado y conservación, salvaguardando en todo momento la seguridad y el medio ambiente.

Meléndez et al. (2016) indican que la integridad estructural de las tuberías de transporte de hidrocarburos debe mantenerse de forma óptima, evitando las fugas o rupturas en las tuberías, ya que esto impacta directamente sobre el ecosistema, la sociedad y la economía.

Ramírez (2019) sostiene que previo a un análisis de evaluación de riesgos, se seleccionan y realizan las evaluaciones de integridad apropiadas. Los métodos de evaluación de la integridad son la inspección en línea, las pruebas de presión, la evaluación directa de corrosión u otros métodos de evaluación de la integridad. De igual manera en el estándar ASME B31.8 (2004), se menciona que el método de evaluación de la integridad se basa en las amenazas a las que es susceptible el segmento de tubería. Además, se enfatiza que es posible que se requiera más de un método y/o herramienta para abordar todas las amenazas en un segmento de tubería.

Nicoletti et al. (2009) señalan que la corrosión ha sido una gran amenaza a la integridad de sistemas de tuberías, siendo dependiente del tiempo y que el proceso del mismo reduce localmente la sección transversal del metal. Esta reducción del espesor reduce el esfuerzo remanente, consecuentemente, también reduce la capacidad del ducto para mantener la presión interna, específicamente el área que contiene el daño.

2.2.5 Sistema de recolección

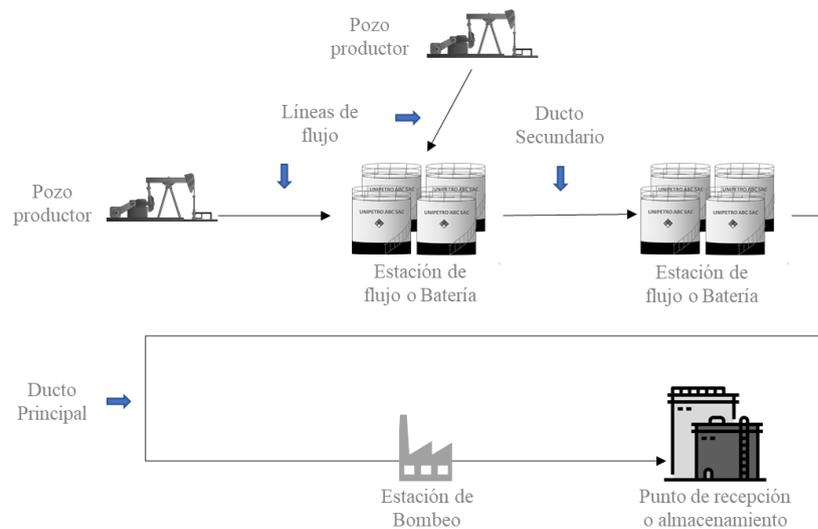
Schlumberger (2023), en su glosario de definiciones, señala que el sistema de recolección lo conforman la red de líneas de flujo e instalaciones de proceso que transportan y controlan el flujo de petróleo o gas desde los pozos hasta una instalación de almacenamiento principal, planta de procesamiento o punto de embarque. En otras

palabras, un sistema de recolección puede incluir bombas, múltiples de recolección, separadores, tratadores de emulsión, tanques, reguladores, compresores, deshidratadores, válvulas y equipamiento asociado. Al sistema de recolección también se le llama sistema colector o instalación colectora.

En la Figura 4 se presenta un esquema del sistema de recolección.

Figura 4

Esquema de un sistema de recolección.



Nota: El sistema de recolección puede tener diferentes configuraciones. En la Figura 2 se presenta un caso particular de un sistema de recolección típico en el noroeste.

Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación

3.1 Revisión documental

Según SoluForce B.V. (2023) las primeras tuberías termoplásticas reforzadas se desarrollaron a principios de la década de los 90 en respuesta a la creciente demanda de conductos no corrosivos. Se emplearon para reemplazar a las tuberías de acero de presión media para su aplicación en la industria del gas y el petróleo en tierra, particularmente en el Medio Oriente. La fabricación de las primeras tuberías RTP eran con fibra sintética.

De acuerdo con Al-Khabrani y Parvez (2018), la tubería RTP es una tecnología que reduce el costo de construcción de oleoductos y gasoductos al mismo tiempo que mejora la confiabilidad. Señalan que la tubería RTP es resistente a la corrosión que requiere poco mantenimiento y es más rentable en comparación con el acero al carbono. Asimismo, consideran que mejorará la integridad de los sistemas de tubería y abrirá ventanas para la optimización del inhibidor de corrosión en el sistema.

3.1.1 *Diseño y análisis de la tubería RTP*

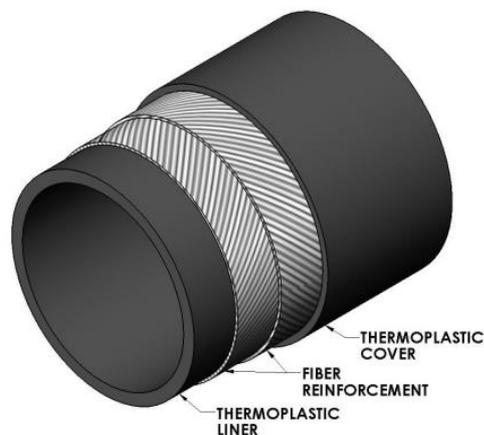
Actualmente, los diseños y las calificaciones de las tuberías RTP se rigen principalmente por los estándares y especificaciones de la industria. Uno de los estándares más importantes es el API RP 15S *Qualification of Spoolable Reinforced Plastic Line Pipe*, publicado por el American Petroleum Institute. Este estándar cubre el diseño, la fabricación, las calificaciones y la aplicación de tuberías de plástico reforzado enrollables para su implementación como líneas de flujo en aplicaciones de petróleo y gas. Entre otros estándares y especificaciones relacionados al diseño de tuberías RTP se encuentran la especificación API 5L *Line Pipe*, la especificación API 15HR *High-pressure Fiberglass Line Pipe*, el estándar DNV-ST-F101 *Submarine pipeline systems* y el estándar DNV-OS-C501 *Composite Components*.

De acuerdo el American Petroleum Institute (2006), las tuberías RTP pueden fabricarse en longitudes largas y continuas y enrollarse para su almacenamiento, transporte

e instalación. Todos los productos emplean un revestimiento interno o barrera polimérica para contener el fluido transportado. Se utiliza una capa estructural, sobre el revestimiento interno, para proporcionar la resistencia mecánica necesaria para soportar las cargas aplicadas durante el servicio y la instalación. Se añade una cubierta polimérica exterior encima de la capa estructural. La cubierta protege la estructura durante la instalación y el funcionamiento, y puede ayudar a transferir cargas mecánicas dentro del accesorio final. La Figura 5 muestra un esquema de la tubería RTP.

Figura 5

Esquema de la tubería RTP.



Nota: Extraída de Using Reinforced Thermoplastic Pipe (RTP) In Natural Gas Distribution Applications, por Weller y Sakr, 2010.

3.1.1.1 Revestimiento interno y cubierta

El revestimiento interno y la cubierta exterior están diseñados para contener el producto transportado y proteger las capas de refuerzo del daño por corrosión externa, respectivamente. El estándar NACE SP-0304 (2016) define el proceso necesario para diseñar, instalar y operar revestimientos internos termoplásticos usados en los oleoductos. Varios artículos Wang et al. (1997), Gibson et al. (2002) señalan que se puede utilizar varios termoplásticos, como el polietileno (PE), el polietileno reticulado (PEX), la poliamida (PA) y el fluoruro de polivinilideno (PVDF), para fabricar el revestimiento y la cubierta. El polietileno para tuberías se usa mucho para fabricar el revestimiento interno y la cubierta, ya que es un material comúnmente adoptado en la producción de petróleo y gas, mientras que se

viene desarrollando el uso de otros termoplásticos para servicios de fluidos más especializados. Las propiedades de algunos termoplásticos comerciales se muestran en la Tabla 5.

Gibson y Fisher (1998) mencionan que, si bien para la selección del material del revestimiento interno se centran en el polietileno, se puede elegir una gama de diferentes polímeros según la temperatura y el fluido a contener. Además, señala que para temperaturas más altas y una mejora ambiental no es necesario utilizar el mismo polímero para el revestimiento interno y la cubierta exterior; por el contrario, a menudo puede ser deseable utilizar diferentes materiales, ya que las condiciones para el revestimiento interno y la parte superior son diferentes. Por ejemplo, el revestimiento interno puede estar expuesto a agentes como CO₂ y H₂S, así como a hidrocarburos y al agua; mientras que la cubierta exterior puede estar sujeta a degradación y/o abrasión por rayos ultravioleta.

Tabla 5

Propiedades de termoplásticos comerciales.

Termoplástico	Densidad (kg/m³)	Módulo Elástico (MPa)	Resistencia a la Tensión (MPa)	Alargamiento hasta fallar (%)	Máxima Temperatura en servicio (°C)
PP	917	1300	35	225	104
LLDPE	922	600	16.1	659	70
LDPE	850	204	20	537	70
MDPE	950	800	23.7	522	70
HDPE	1040	953	22.5	651	70
PA 66	1700	2800	80	50	98.9
PPS	1430	3800	65	16.4	227
PEEK	1400	3600	92	24.4	240

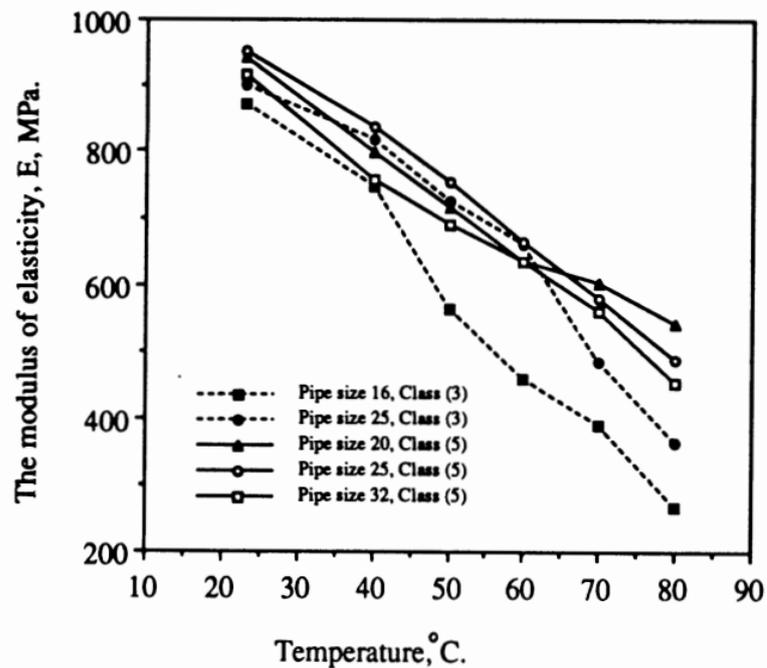
Nota. PP: polipropileno; LLDPE: Polietileno lineal de baja densidad; LDPE: Polietileno de baja densidad; MDPE: Polietileno de media densidad; HDPE: Polietileno de alta densidad; PA: Poliamida; PPS: Sulfuro de polifenileno; PEEK: Polieteretercetona. Adaptado y traducido de A review of the design and analysis of reinforced thermoplastic pipes for offshore applications, por Shankar, et al. (2017).

Un detalle importante a tener en cuenta es el comportamiento de las propiedades mecánicas de los materiales con la temperatura. En el caso del polietileno de alta densidad, (Mahir, 1996) en su estudio *The Temperature Effects On High Density Polyethylene*

(HDPE) Pipes, empleó el estándar japonés JIS K6761 *Polyethylene pipes for general purposes* para examinar la influencia de la temperatura sobre las propiedades mecánicas y viscoelásticas de distintos tamaños y clases de tuberías HDPE en un rango de prueba de 23 a 80°C. Como resultado de sus pruebas concluyó que las propiedades del HDPE tales como el módulo de elasticidad; disminuyen en un 50% de una manera no lineal a medida que incrementa la temperatura. Véase Figura 6. Además, menciona que el espesor de las tuberías es importante en la degradación de las propiedades y debería ser incluido en el criterio de selección de tuberías HDPE.

Figura 6

Variación del módulo de elasticidad con la temperatura para tuberías HDPE



Nota. Extraída de *The Temperature Effects On High Density Polyethylene (HDPE) Pipes*, por Mahir HH, 1996, en *Journal of King Abdul Aziz University*.

Acorde a Colley et al. (S.F.). las tuberías RTP típicamente se fabrican utilizando HDPE en el revestimiento interno y la cubierta de la tubería. Señalan que, debido a las propiedades del material, dicha tubería RTP se ha limitado a una temperatura de funcionamiento máxima permitida de 60°C. Por otro lado, el uso reciente de materiales de polipropileno específicos en el revestimiento interno y la cubierta de la tubería ha permitido

que esta temperatura máxima permitida aumente a 93 °C, lo que hace que la tubería RTP sea adecuado para una gama más amplia de aplicaciones.

Acorde a *ISO 9969:2016, Thermoplastic Pipes, Determination of ring stiffness*, cuando las tuberías de plástico son utilizadas como recubrimiento interno en las tuberías RTP, la resistencia a la presión hidrostática del material es de importancia secundaria ya que esta función la realiza el refuerzo de fibra o la tubería de acero circundante. En su lugar, el recubrimiento interno debe conservar su integridad mecánica o rigidez del anillo.

Acorde al estándar europeo EN 476 (1997), *General requirements for components used in discharge pipes, drains and sewers for gravity systems*, la rigidez del anillo de la tubería indica la resistencia de la tubería a la deformación vertical debido a cargas externas, y es calculada a través de la Ecuación 1. En ese sentido, la rigidez del anillo está determinada por sus dimensiones y el módulo elástico del material plástico; y éste a su vez está fuertemente influenciado por la temperatura y por la absorción de fluidos, particularmente por los hidrocarburos.

$$S = 6.7 * \frac{E * I}{r^3} \quad (1)$$

En donde:

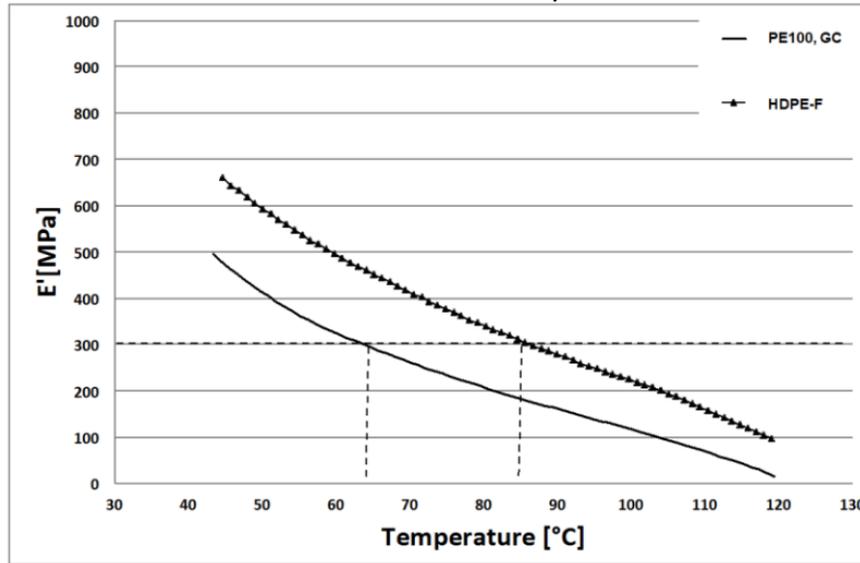
- S: Rigidez del anillo de la tubería [psi]
- E: Módulo de elasticidad [psi]
- I: Momento de inercia de la sección transversal de la pared por unidad de longitud de tubería [pulg⁴/pulg]
- r: radio medio de la tubería [pulg]

De Bruin et al. (2016) en su artículo *Expanding the application range of High Density Polyethylene for use as an inner-liner material in Reinforced Thermoplastic Pipe and Steel Pipe*, modificaron la matriz polimérica del polietileno de alta densidad, HDPE, mediante la adición de nanopartículas para aumentar el módulo de elasticidad. En su ensayo se utilizó HDPE PE 100 que tiene un módulo aprox. de 300MPa a 65°C. En sus ensayos se observó que el material relleno de nanopartículas basado en HDPE mostró un módulo de elasticidad

similar al PE100 a una temperatura de 20°C más alta (85°C). Véase Figura 7. Además, en los experimentos de permeación y pruebas de crecimiento lento de grietas respaldaron la suposición de que el compuesto basado en HPDE lleno de nanopartículas se puede usar para materiales de revestimiento en RTP y tuberías de acero hasta 85 °C.

Figura 7

Módulo de elasticidad del HDPE modificado con nanopartículas



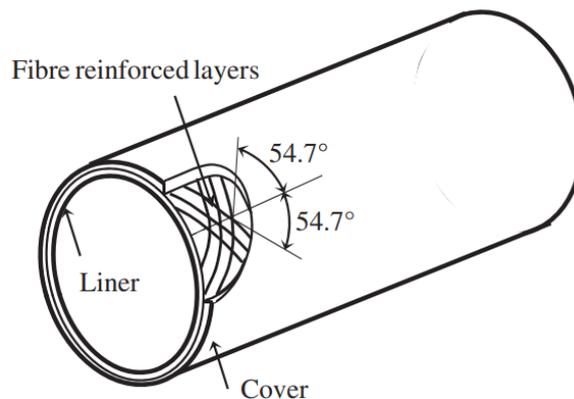
Nota. Extraída de *Continuous Fibre Reinforced Thermoplastic Pipes (RTPs) for Use in the Transport and Distribution of Fluids for the Oil and Gas Industries* (p. 5), por Gibson A., University of Newcastle Upon Tyne.

3.1.1.2 Refuerzo estructural

De acuerdo a varios autores Yu (2015); Morozov et al. (2015); Bai, et al. (2015); Bai, et al. (2014) mencionan que el refuerzo estructural consta de varias capas angulares hechas de refuerzos de fibra y materiales de matriz termoplástica, con ángulos de enrollamiento de $\pm 54,7^\circ$. Ver Figura 8. Este ángulo de enrollamiento se adopta comúnmente en el diseño de tuberías RTP para aprovechar al máximo las propiedades de resistencia de las fibras en las capas de refuerzo según el *Netting analysis*. Hull y Clyne (1981) sostienen que el *Netting analysis* se basa en la suposición de que todas las cargas son solamente soportadas por las fibras de refuerzo.

Figura 8

Ángulos de enrollamiento de las fibras reforzadas



Nota. Extraída de "A review of the design and analysis of reinforced thermoplastic pipes for offshore applications", por (Shankar, Yu, Morozov, & Ashraf, 2017), *Journal of Reinforced Plastics and Composites*.

Además de las estructuras con ángulos de enrollamiento simples de $\pm\theta$, Ashraf (2013) indica que los sistemas de capa de refuerzo de capas angulares con dos ángulos diferentes de la orientación del refuerzo [$\pm\theta/ \pm\phi$] también se pueden emplear con éxito en tuberías compuestas. Debido a la naturaleza equilibrada de este tipo de estructura compuesta, este tipo de orientación podría mejorar la capacidad de carga axial de la tubería.

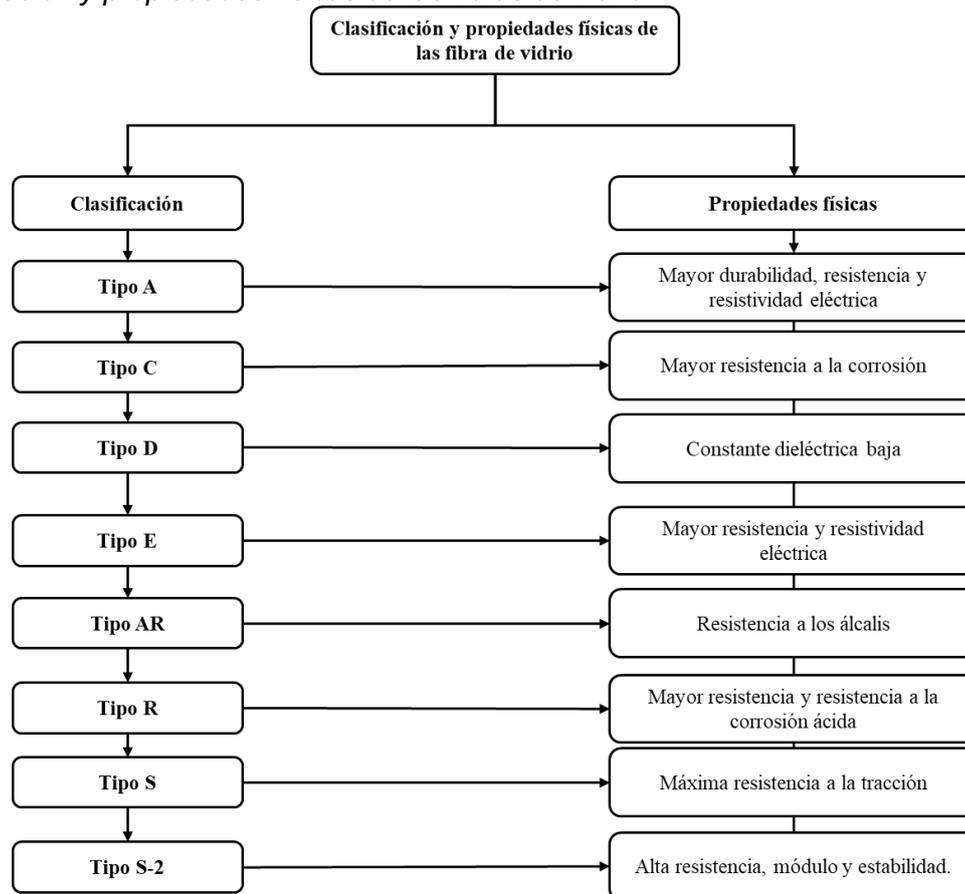
Wang et al. (2021) en su artículo *Optimizing Winding Angles of Reinforced Thermoplastic Pipes Based on Progressive Failure Criterion*, examinaron un esquema para optimizar los múltiples ángulos de enrollamiento de tuberías termoplásticas reforzadas (RTP) bajo presiones internas y externas. En comparación con los RTP con un solo ángulo de $\pm 55^\circ$, el esquema de superposición de ángulos de devanado múltiple basado en el modelo de optimización de múltiples ángulos mejoró la capacidad de presión interna y externa de los RTP, y la mejora en la capacidad de presión externa fue significativamente mejor que la capacidad de carga de presión interna.

Yu (2015) menciona que los refuerzos de las tuberías RTP se pueden construir utilizando fibras de alta resistencia (p. ej., vidrio, carbono o aramida) o materiales metálicos (p. ej., alambres o cintas de acero), siendo comúnmente utilizados metales como el berilio, el acero y el tungsteno.

Las fibras de vidrio son los refuerzos más utilizados en la fabricación de materiales compuestos debido a su bajo precio. Además, tienen buena resistencia química y a la temperatura, baja absorción de humedad y alta resistencia a la tracción. La clasificación principal de fibras de vidrio y sus propiedades físicas se muestran en la Figura 9.

Figura 9

Clasificación y propiedades físicas de las fibras de vidrio



Nota. Adaptada de Glass fiber-reinforced polymer composites, por Sathishkumar T, Satheeshkumar S, Naveen J. Glass fiber-reinforced polymer composites, 2014, *Journal of Reinforced Plastics and Composites*, en <https://doi.org/10.1177/073168441453079>.

Huang (2009) señala que las fibras de carbono (FC) han atraído la atención en todo el mundo como materiales de refuerzo fuertes y ligeros para la fabricación de compuestos avanzados. De acuerdo con Jiang et al. (2018), en la actualidad, más del 90 % de las comerciales se producen a partir de poliácridonitrilo (PAN). De acuerdo con Yu (2015), durante la fabricación de las fibras de carbono, el PAN es tratado térmicamente a temperaturas que oscilan entre 1000 y 3000 °C, lo que controla su resistencia a la tensión

y su módulo elástico, según los cuales se pueden dividir a grandes rasgos en fibras de carbono de alta resistencia (HS) y alto módulo (HM).

De acuerdo con Ertekin (2017), la fibra de aramida fue la primera fibra orgánica utilizada como refuerzo en compuestos avanzados con un módulo de tracción y una resistencia suficientemente altos. Tienen propiedades mecánicas mucho mejores que las fibras de acero y vidrio en igualdad de peso. Yang (2000) menciona que las fibras de aramida como clase ofrecen excelentes propiedades físicas y químicas a altas temperaturas. Además, considera que este tipo de fibras son catalogadas como de alto rendimiento y de precios relativamente altos.

En la Tabla 6 se presenta las propiedades mecánicas de diferentes tipos de fibras.

Tabla 6

Propiedades básicas de fibras comerciales.

Fibra	(Fabricante)	Resistencia a la tensión (MPa)	Módulo elástico (GPa)	Deformación hasta el fallo (%)	Densidad de la fibra (kg/m ³)	Diámetro de la fibra (μm)
Fibras de carbón HT						
T300	(Toray)	3530	235	1.5	1760	7
T400	(Toray)	4120	235	1.75	1800	7
T700S	(Toray)	4900	230	2.1	1800	7
Fibras de carbón IM						
T800H	(Toray)	5190	294	1.9	1810	5
T1000G	(Toray)	6370	294	2.2	1800	5
Fibras de carbón HM						
M40J	(Toray)	4410	377	1.2	1770	5
M46J	(Toray)	4210	436	1	1840	5
M55J	(Toray)	4020	540	0.8	1910	5
M60J	(Toray)	3820	588	0.7	1930	5
Fibras de aramida						
Kevlar 49	(Du Pont)	3620	120	2.5	1450	11.9
Twaron HM	(Teijin)	3150	121	2	1450	12
Fibras de vidrio						
Clase E	(Varios)	2400	69	3.5	2540	-
Clase R	(Vetrotex)	3600	86	5.1	2550	9 a 13
Clase S2	(Owens C.)	3450	86	4	2550	-

Nota. Extraído de *Structural materials handbook - Part 1: Overview and material properties and applications* (p.72), por European Cooperation for Space Standardization, 2011, ESA Requirements and Standards Division.

3.1.2 Casos de estudio

Algunos casos de estudio donde se implementó las tuberías RTP en diferentes campos de petróleo y gas natural se presentan a continuación.

Campo Steelman, Saskatchewan, Canadá. Se desarrolló un proyecto para reemplazar las tuberías de producción de acero existentes que tenían potencial de fallas debido a la corrosión excesiva. Estas tuberías tenían una presión de trabajo de 80 a 120 psi y una temperatura de trabajo de 89°F (32°C) a 104°F (40°C). El proyecto consistió en la instalación de tuberías RTP y tuberías de fibra de vidrio (de 3" y 4") en longitudes iguales (2030 m) a fin de comparar que alternativa podría satisfacer mejor sus necesidades. Los resultados demostraron que las tuberías RTP le permitió ahorrar al operador un 20% en los costos totales de la instalación, y adicionalmente pudo reducir la duración general del proyecto. (Shawcor, 2022a)

Campo Pecos, Estados Unidos. Se desarrolló un proyecto para reemplazar un sistema de recolección de condensado de baja presión (48 km) por tuberías RTP. Las tuberías RTP de 3" fueron instaladas directamente sobre una línea de gas de alta presión de 12". Entre los motivos por el cual decidieron instalar las tuberías RTP se encontraba su excepcional resistencia, la capacidad de requerir alta presión en el futuro, la durabilidad de la tubería, no problemas de corrosión, instalación segura, y sobretodo la facilidad para la instalación de grandes longitudes de tubería mediante los acoples de conexión. (Shawcor, 2022b)

California, Estados Unidos. Un operador de gas natural desarrolló un proyecto para reemplazar las tuberías de acero al carbono que habían llegado al final de su vida útil debido a la corrosión interna. Estas tuberías tenían una presión de trabajo de 400 psi y una temperatura de trabajo de 80°F (27°C). El proyecto consistió en la instalación de tuberías RTP (de 5") de una longitud de 2743 m. Entre los resultados se menciona su resistencia a la corrosión, rentabilidad y rápida instalación frente a las tuberías de acero al carbono. (Shawcor, 2022c)

El Cairo, Egipto. West Bakr Petroleum Company (West Bakr) desarrolló un proyecto para reemplazar 10 líneas de acero al carbono (sin revestimiento) pertenecientes a su sistema de recolección de crudo. Dichas tuberías de acero presentaban importantes problemas de corrosión debido a la presencia de CO₂ y O₂. Estas tuberías tenían una presión de trabajo de 300 psi y una temperatura de trabajo de 120°F (50°C). El proyecto consistió en la instalación de 25 km de tuberías RTP (de 4"). Entre los resultados se menciona ahorros significativos de hasta \$50 000 por año al no tener que implementar un costoso programa inhibidor de corrosión. Adicionalmente se menciona que el proyecto tomó 40 días de inicio a fin incluyendo las pruebas hidráulicas (5 veces más rápido que las instalaciones de acero al carbono). (Shawcor, 2022d)

Alberta, Canadá. Un operador de petróleo y gas natural desarrolló un proyecto para rehabilitar sus líneas de acero al carbono que presentaban problemas de corrosión. Estas tuberías tenían una presión de trabajo de 290 psi y una temperatura de trabajo de 50°F (10°C). El proyecto consistió en la instalación de 5300 m de tuberías RTP (de 3"). Entre los resultados se menciona lo eficiente que fue contar con los carretes de hasta 1620 m de longitud que les permitió ahorrar hasta \$60 000 en los huecos de campana. Adicionalmente se resalta la rápida instalación de las tuberías RTP que solo tomó 2 días. (Shawcor, 2022e)

Sudeste de Alberta, Canadá. Torxen Resources decidió implementar tuberías RTP para sus líneas de emulsión de crudo. Las condiciones de operación de la nueva tubería estaban fijadas para 1440 psi y para una temperatura de 68°F (20°C). El proyecto consistió en la instalación de 3200 m de tuberías RTP (de 5"). Entre los resultados se menciona su resistencia a la corrosión y la rápida instalación de la tubería (aproximadamente 500 metros por día). (Shawcor, 2022f)

Utah, Estados Unidos. CH4-Finley Operating desarrolló un proyecto para reemplazar un ducto de acero al carbono de 8" por dos ductos gemelos RTP de 5". El fluido que se transportaba por el ducto era agua con presencia de H₂S. Las condiciones de operación de las nuevas tuberías estaban fijadas para 700 psi y para una temperatura de 140°F (60°C). El proyecto consistió en la instalación de 8050 m de tuberías RTP gemelas.

Entre los resultados del proyecto se resalta la rápida instalación de las tuberías, habiendo tomado tan solo 11 días (3 días para desplegar la tubería, 7 días para instalar la tubería y los accesorios y 1 día para realizar la prueba hidráulica). (Shawcor, 2022g)

Campo Zubair, Irak. Un operador realizó la instalación de tuberías RTP que empleaban HDPE (Polietileno de Alta Densidad) como material de revestimiento interno y fibras de aramida como material de refuerzo estructural en respuesta al manejo de la corrosividad del petróleo crudo y el agua de inyección, la presencia de un suelo salado y una necesidad de una rápida instalación. Cheldi resalta la idoneidad de la aplicación de las tuberías RTP bajo diferentes condiciones como altas presiones y ambientes corrosivos, verificada la compatibilidad del material con los límites operativos requeridos. (Cheldi et al., 2019)

3.1.3 Productos RTP comerciales

En la actualidad existen múltiples compañías internacionales dedicadas a la fabricación y comercialización de tuberías RTP. En el Perú, algunas de las marcas que han llegado al mercado nacional son: Shawcor, Baker Hughes, Soluforce y Oiltechpipe.

Shawcor. Sus productos están conformados por polietileno de alta densidad (para el revestimiento interno), fibras de vidrio secas libres de epoxi o cordones de acero galvanizado (para el refuerzo estructural) y polietileno de alta densidad (para la cubierta externa). Shawcor proporciona una amplia gama de tuberías RTP (desde Flexpipe hasta Flexcord) cuales tienen presiones de estallido que van desde 300 a 2250 psi y una temperatura ambiente máxima del fluido de 82°C.

Baker Hughes. Sus productos están conformados por polietileno de alta densidad, nylon o sulfuro de polifenileno (para el revestimiento interno), fibras de aramida, fibras de vidrio o alambres de acero (para el refuerzo estructural) y polietileno de alta densidad (para la cubierta externa). Baker Hughes proporciona una amplia gama de tuberías RTP (desde hasta) cuales tienen presiones de estallido que van desde 750 a 2250 psi y una temperatura ambiente máxima del fluido de 82°C.

Soluforce. Sus productos están conformados por polietileno (para el revestimiento interno), fibras sintéticas o alambres de acero (para el refuerzo estructural) y polietileno (para la cubierta externa). SoluForce proporciona una amplia gama de tuberías RTP (desde SoluForce Light hasta SoluForce Heavy) cuales tienen presiones de estallido que van desde 522 a 6759 psi y una temperatura ambiente máxima del fluido de 105°C.

Oiltechpipe. Sus productos están conformados por poliéster o polietileno de alta densidad de temperatura elevada (para el revestimiento interno), cintas metálicas perfiladas o poliéster (para el refuerzo estructural) y poliéster (para la cubierta externa). Oiltechpipe proporciona una amplia gama de tuberías RTP (desde Fortiuspipe hasta Oiltechpipe) cuales tienen presiones de estallido que van desde 300 a 3000 psi y una temperatura ambiente máxima del fluido de 82°C.

A fin de no ahondar en una gran variedad de productos ofrecidos por todas estas compañías, se decidió analizar los productos ofrecidos de la marca Shawcor. A continuación, se presentan las tuberías, características y operación para líquidos o gas y sus rangos de presiones y temperaturas, extraídas del Manual Técnico por Shawcor (2023).

3.1.3.1 Flexpipe (FPLP)

Tubería flexible enrollable hecha de interior termoplástico, una capa de refuerzo de fibras de vidrio secas libre de epoxi enrollada helicoidalmente y una cubierta termoplástica externa que resiste eficazmente la alta presión, la corrosión y el impacto mientras reduce los costos de instalación. La tubería Flexpipe tiene su aplicación en Petróleo, Gas, Agua, H₂S hasta 100,000ppm y CO₂ hasta 100%. En la Figura 10 se presenta el modelo de la línea Flexpipe.

Figura 10

Modelo de la tubería Flexpipe



Nota. Extraída de Technical Manual FlexPipe™ FlexPipe™ High Temperature FlexCord™, por Shawcor, 2023.

En la Tabla 7 se presenta los rangos de operación de presión y temperatura de las diferentes líneas de producto Flexpipe.

Tabla 7

Presión y temperaturas admisibles para la tubería Flexpipe.

Línea de Producto	Flexpipe (FPLP)					
	Presión Máxima Admisible Operando		Temperatura Máxima Admisible Operando		Temperatura Mínima Admisible Operando	
	(kpa)	(psi)	(°C)	(°F)	(°C)	(°F)
150	2068	300				
301	5171	750	60	140	-10	14
601	10342	1500				

Nota. Extraída de Technical Manual FlexPipe™ FlexPipe™ High Temperature FlexCord™, por Shawcor, 2023.

3.1.3.2 Flexpipe High Temperature (FPLP HT)

Los mismos beneficios que Flexpipe, más la capacidad de manejar temperaturas de servicio continuo de hasta 180 °F (82 °C). (Shawcor, 2023). En la tabla se presenta los rangos de operación de presión y temperatura de las diferentes líneas de producto Flexpipe High Temperature. La tubería Flexpipe High Temperature tiene su aplicación en Petróleo, Gas, Agua, H₂S hasta 100,000ppm y CO₂ hasta 100%. En la Figura 11 se presenta el modelo de la tubería Flexpipe High Temperature.

Figura 11

Modelo de la tubería Flexpipe High Temperature



Nota. Extraída de Technical Manual FlexPipe™ FlexPipe™ High Temperature FlexCord™, por Shawcor, 2023.

En la Tabla 8 se presenta los rangos de operación de presión y temperatura de las diferentes líneas de producto Flexpipe High Temperature.

Tabla 8

Presión y temperaturas admisibles para la tubería Flexpipe High Temperature.
Flexpipe High Temperature (FPLP HT)

Línea de Producto	Presión Máxima Admisible Operando		Temperatura Máxima Admisible Operando		Temperatura Mínima Admisible Operando	
	(kpa)	(psi)	(°C)	(°F)	(°C)	(°F)
150	2068	300				
301	5171	750	82	180	-5	23
601	10342	1500				

Nota. Extraída de Technical Manual FlexPipe™ FlexPipe™ High Temperature FlexCord™, por Shawcor, 2023.

3.1.3.3 Flexcord (FCLP)

Los mismos beneficios que Flexpipe, con un diseño reforzado con cordón de acero de alta resistencia para manejar ciclos de presión severos y pulsaciones generadas por bombas de pistón. (Shawcor, 2023). En la tabla se presenta los rangos de operación de presión y temperatura de la línea de producto Flexcord. La tubería Flexcord tiene su aplicación en Petróleo, Gas, Agua, Recuperación Mejorada, H₂S hasta 3,000ppm y CO₂ hasta 100%. En la Figura 12 se presenta el modelo de la tubería Flexcord.

Figura 12

Modelo de la tubería Flexcord



Nota. Extraída de Technical Manual FlexPipe™ FlexPipe™ High Temperature FlexCord™, por Shawcor, 2023.

En la Tabla 9 se presenta los rangos de operación de presión y temperatura de las diferentes líneas de producto Flexcord.

Tabla 9

Presión y temperaturas admisibles para la tubería Flexcord.

Línea de Producto	Flexcord (FCLP)					
	Presión Máxima Admisible Operando		Temperatura Máxima Admisible Operando		Temperatura Mínima Admisible Operando	
	(kpa)	(psi)	(°C)	(°F)	(°C)	(°F)
901	15513	2250	60	140	-10	14

Nota. Extraída de Technical Manual FlexPipe™ FlexPipe™ High Temperature FlexCord™, por Shawcor, 2023.

Cabe mencionar que, si bien se presenta una descripción de los productos ofrecidos por el fabricante Shawcor, por lo general el fabricante suele recomendar una línea de producto en específico en base a los requerimientos operativos de la compañía operadora.

3.1.4 Requerimientos de operación del ducto secundario del lote IX

Acorde a Unipetro ABC (2021), se cuenta con una bomba portátil de Pistón Duplex marca GASO integrada a un motor Arrow C-66 para la transferencia de los puntos de recolección de la Batería 401, Manifold de campo N°3 y Manifold de campo N°2. Esta bomba puede ser transportada a los distintos puntos de recolección para poder realizar la transferencia de crudo hasta la BAT 175. Véase Figura 13. La bomba GASO cuenta con un pistón de 3.5" y actualmente cuando se transfiere desde la BAT 401, MC3 y MC2 registra una presión de descarga (presión de operación) de 250, 190 y 150 psig a un régimen de 15, 20 y 25 BPH respectivamente. Los caudales de bombeo actuales son bajos debido a

la deficiencia propia del tiempo de operatividad de la bomba. La salida de la bomba es de 3", sin embargo, cuenta con un reductor de 3" a 2" para poder acoplarse al ducto secundario

Figura 13

Bomba de transferencia portátil del lote IX

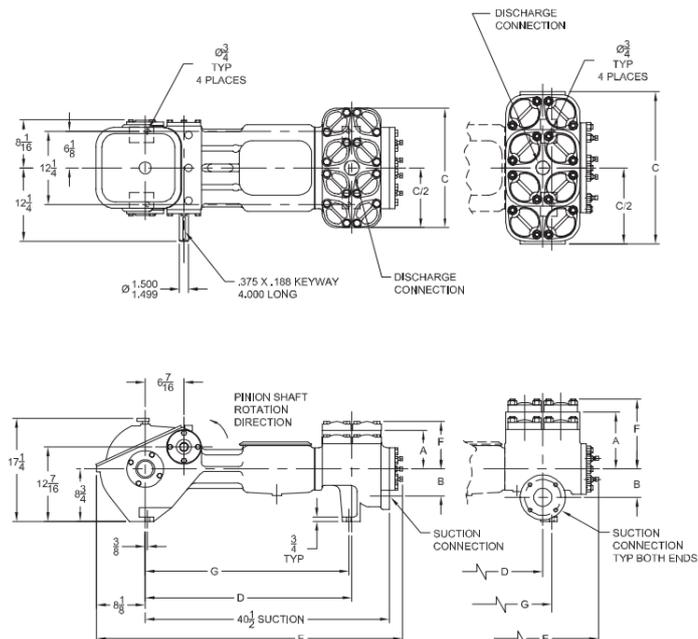


Nota. Tomada por personal de Operaciones de Unienergía ABC, 2022.

Acorde a IntelleQ Holdings (2017), la bomba GASO modelo 535 es similar a la bomba con la que se cuenta en el lote IX. Véase Figura 14. En la Tabla 10 se tiene el performance de una bomba GASO modelo 535.

Figura 14

Diagrama de bomba GASO modelo 535



Nota. Extraída de *535/545 Duplex Double-Acting Piston Pump*, 2017, por Intellect Holdings, <https://www.gaso.com/pumps/wheatley-535-545-pump>.

Tabla 10

Performance data Pump 535

Bomba	Diámetro del pistón pulg.	Área del pistón pulg ² .	BPD por RPM	Max. Pres. psi	25 RPM	40 RPM	55 RPM	70 RPM	85 RPM
535	2	3.1416	8.3623	796	210	335	460	586	711
	2.5	4.9087	13.7383	509	344	550	756	962	1168
	3	7.0686	20.3074	354	508	813	1117	1422	1727
	3.5	9.6211	28.0766	260	702	1124	1545	1966	2387
545	2.5	4.9087	13.7383	509	344	550	756	962	1168
	3	7.0686	20.3074	354	508	813	1117	1422	1727
	3.5	9.6211	28.0766	260	702	1124	1545	1966	2387
	4	12.5664	37.0354	199	926	1482	2037	2593	3149
	4.5	15.9043	47.1943	157	1180	1888	2596	3304	4012
Potencia Requerida, HP					3.7	5.9	8	10.2	12.4

Nota. Potencia requerida calculada a un 85% de eficiencia mecánica. Extraída de *535/545 Duplex Double-Acting Piston Pump*, 2017, por Intellect Holdings, <https://www.gaso.com/pumps/wheatley-535-545-pump>.

De la tabla anterior se visualiza que una bomba GASO 535 nueva puede llegar a operar a un régimen de 2387 BPD (99 BPH aprox.) con un requerimiento de 12.4 HP.

Acorde a Arrow Engine Company (2023), en la Tabla 11 se tiene la ficha técnica de un motor Arrow modelo C-66 similar a la que se encuentra integrada a la bomba GASO del lote IX.

Tabla 11

Ficha técnica de motor Arrow C-66

Especificaciones	C-66
Rango BHP	7-13 BHP
Rango RPM	350-700 RPM
Rpm servicio continuo	13 HP 700RPM
Cumplimiento de emisiones EPA	Certificado
Diámetro y carrera	5 ¾" x 7 ½" 146 x 190.5mm
Desplazamiento	195 CL 3.3L
Relación de compresión	5.2:1
WR ²	600Lbpie ²
Tamaño del eje PTO	2 ¼"
Capacidad de aceite	6.6L
Capacidad de agua	15L
Tamaño de la bujía	18mm
Conexión de escape	2" NPT
Tamaño de la tubería de gas combustible	3/8" NPT
MTG. Pernos: cantidad - tamaño	4 – ¾"
Peso de envío	1811 lb
Controles de seguridad	Estándar presión de aceite y nivel de agua
Ignición	Encendido de estado sólido
Combustible	Gaseoso
Lubricación	Presión total
Filtración de aceite	Filtro de flujo completo reemplazable
Embrague PTO	C-110-HP-4
Equipo de arranque	Estándar arrancador de corona de 12 voltios

Nota. Extraída de *C series Overview*, por Arrow Engine Company, 2024, <https://arrowengine.com/literature/engines/c-series/10-c-series-overview/file>.

De la Tabla 11 se observa que un motor Arrow modelo C-66 nuevo puede suministrar hasta una potencia de 13 HP @700 RPM.

Acorde al Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (SENAMHI 2023), la ciudad de Talara presenta el mes con temperatura más alta en marzo 30.8°C, y la temperatura más baja se da en el mes de setiembre 15.5°C. Véase Tabla 12. Sin embargo, en la práctica las operaciones de transferencia de crudo se dan durante el día,

por lo que se utilizará solo las temperaturas máximas registradas para calcular la temperatura promedio, siendo esta 27.3°C (81.1°F).

Tabla 12

Promedio de temperatura normal para Talara

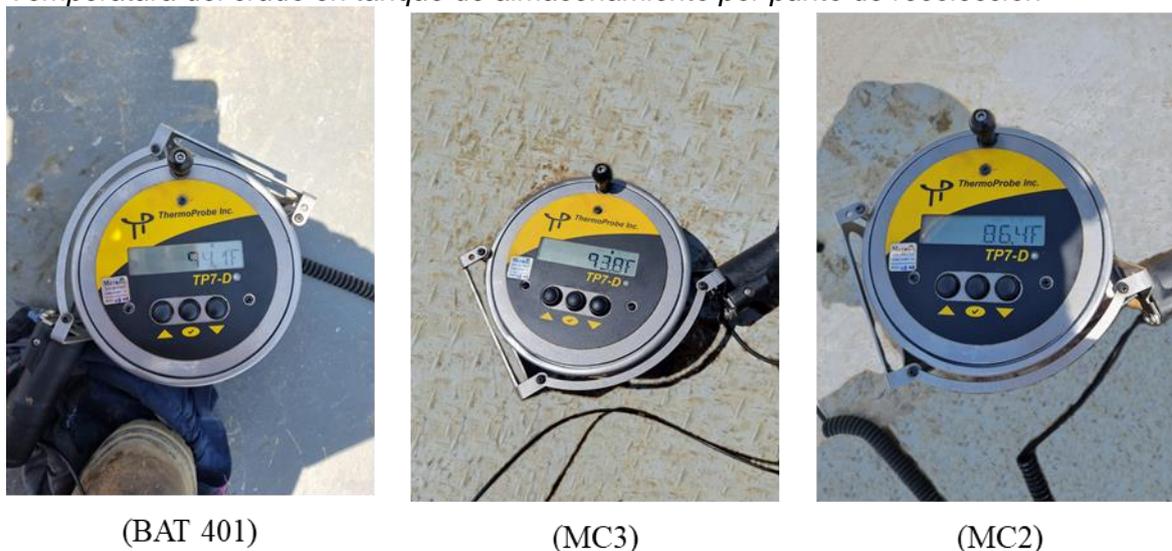
Mes	Temperatura Máxima °C	Temperatura Mínima °C
Enero	30	19.7
Febrero	30.7	20.8
Marzo	30.8	21.2
Abril	30.2	20.3
Mayo	28.2	18.7
Junio	26.2	17.1
Julio	24.7	16.1
Agosto	24.2	15.6
Setiembre	24.2	15.5
Octubre	24.5	15.7
Noviembre	25.7	16.4
Diciembre	27.7	17.7

Nota. Extraída de *Herramientas/Información del tiempo y clima*, por Senamhi, 2023, <https://www.senamhi.gob.pe/?p=pronostico-detalle-turistico&localidad=0034>.

Según las mediciones de temperatura tomadas en campo, el crudo llega a superficie a una temperatura de 94.1, 93.8 y 86.4°F en los puntos de recolección BAT401, MC3 y MC2 respectivamente. Véase Figura 15.

Figura 15

Temperatura del crudo en tanque de almacenamiento por punto de recolección



Nota. La temperatura se registró en los principales tanques de cada punto de recolección durante la producción normal de los pozos. Tomada por personal de Operaciones de Unienergía ABC, 2023.

Acorde a lo descrito anteriormente, en la Tabla 13 se ha sintetizado los requerimientos de operación para la selección de la tubería termoplástica reforzada.

Tabla 13

Requerimiento de operación del ducto secundario.

Parámetro		Valor
Bomba	Tipo	Duplex recíprocante
	Presión de descarga máx. (psi)	260
	Diámetro de succión - descarga (pulg.)	3 - 3
	Caudal de bombeo máx. (bph)	99
Entorno	Temperatura mín. ambiente (°F)	59.9
	Temperatura máx. ambiente (°F)	87.4
Fluido	Tipo	Petróleo y Agua
	Salinidad promedio, (PTB)	10
	Contenido de azufre, (ppm)	800
	Temperatura mín. fluido (°F)	86.4
	Temperatura máx. fluido (°F)	94.1

Nota. Elaboración propia. Cuadro resumen de los requerimientos de operación del ducto secundario del lote IX, 2023.

3.1.5 Procedimiento para el Cambio de tubería

Como primera instancia se contemplará el procedimiento de trabajo a seguir para el desmantelamiento del ducto secundario del lote IX a fin de poder disponer del espacio para instalar la nueva tubería RTP.

El procedimiento de trabajo descrito a continuación recoge parte del procedimiento para el mantenimiento correctivo de líneas de uso propio elaborado por la empresa Unienergía ABC:

1. Se realizará trabajos de drenaje del crudo contenido en la tubería mediante el uso de un compresor de aire ubicado en la parte inicial de la tubería.
2. Posteriormente se desplazará agua a través de la tubería un volumen no menor al doble de la capacidad del ducto mediante el uso de una bomba para garantizar que no haya quedado remanente de crudo en el ducto.
3. Se ubicará los acoples asociados a las tuberías y se retirará todo tipo de accesorios como abrazaderas, u bolts, grampas etc, a fin de dejar la tubería libre.
4. Se recupera el agua que se libera al desacoplar mediante el uso de cilindros.

5. Retirar los soportes tipo H.
6. Se transportarán y apilarán las tuberías con apoyo del tecele integrado al camión. Se subirán las tuberías al camión y serán enviadas al patio de tuberías como almacenamiento final.

En la Tabla 14 se presenta un análisis de trabajo seguro para las actividades contempladas en el procedimiento anterior.

Tabla 14

Análisis de Trabajo Seguro para el Desmontaje y retiro del ducto secundario del lote IX

ACTIVIDAD, INSTALACIÓN	FUENTE DE RIESGO Peligro o Aspecto Ambiental	CONSECUENCIA DEL	
		RIESGO Daño, Enfermedad o Impacto Ambiental	CONTROLES
	Riesgo de desperfecto del compresor	Golpes en la mano o cuerpo por desprendimiento de accesorios no instalados correctamente	Verificar el estado del compresor. Debe encontrarse operativo.
Drenaje de crudo mediante el uso de un compresor	Riesgo de pérdida de crudo a lo largo de la tubería	Contaminación de crudo sobre la superficie	Verificar la integridad de la tubería y que el recipiente receptor cuente con la capacidad suficiente.
	Riesgo de sobrellenado de recipiente receptor	Contaminación de crudo sobre las instalaciones	Verificar que el recipiente receptor cuente con la capacidad suficiente.
Desplazamiento de agua mediante el uso de una Bomba	Riesgo de desperfecto de la Bomba	Golpes en la mano o cuerpo por desprendimiento de accesorios no instalados correctamente	Verificar el estado de la Bomba. Debe encontrarse operativa.

	Riesgo de sobrellenado de recipiente receptor	Contaminación de remanente de crudo sobre las instalaciones	Verificar que el recipiente receptor cuente con la capacidad suficiente.
			Utilizar la herramienta adecuada y en buen estado Utilizar los EPP, guantes, botas de seguridad, gafas de seguridad, caretas de seguridad Utilización de la llave adecuada, aseguramiento de la misma en la tuerca a soltar Concentración en el trabajo, orden y limpieza
	Retirar todo tipo de accesorios de la tubería	Riesgo Mecánico Golpeado por llaves stilson y/o combas	Golpes en las manos o cuerpo, lesiones en la cara, ojos o cuerpo, resbalones con golpe fuertes al fallar la llave o salirse de la tuerca Utilización de la llave adecuada, aseguramiento de la misma en la tuerca a soltar Concentración en el trabajo, orden y limpieza
	Recuperar el agua mediante cilindros	Riesgo de derrame de agua sobre la superficie	Resbalones con fuertes caídas. Utilizar los EPP, guantes, botas de seguridad, gafas de seguridad, caretas de seguridad Concentración en el trabajo, orden y limpieza
	Retirar los soportes tipo H	Sobreesfuerzo Lesión lumbar	Realizar las correctas posturas para el levantamiento de los soportes

				Utilizar los EPP, guantes, botas de seguridad, gafas de seguridad, caretas de seguridad
Transporte y apilación de las tuberías mediante el uso del tecele del camión	Riesgo Mecánico	Golpes en las manos o cuerpo por mala maniobra de la tubería y/o herramientas		Realizar el correcto procedimiento para el manejo del tecele y de la tubería
				Concentración en el trabajo, orden y limpieza

Nota. Elaboración Propia. Cuadro del Análisis de trabajo seguro del procedimiento de desmantelamiento de ductos, 2023.

Posterior al retiro de la tubería de acero se realizará las actividades de montaje e instalación de tubería termoplástica reforzada a cargo de la empresa contratista.

3.2 Análisis de Integridad

3.2.1 Fallas

3.2.1.1 Fallas en Tuberías de Acero

En el caso de las tuberías de acero, Webster (2010) sostiene que el 70% de las fallas en las tuberías en la industria del petróleo y el gas se deben a la corrosión, y el 58% de ellas ocurrieron internamente.

La corrosión interna de las tuberías de acero al carbono desnudas puede provocar la acumulación de incrustaciones o depósitos de incrustaciones. Dichas acumulaciones pueden tener un efecto significativo en el rendimiento de la caída de presión de la bomba y provocar un mayor consumo de energía.

Ossai (2012) manifiesta que la corrosión está presente en diversas formas en la producción de petróleo y gas, como lo son la corrosión dulce, corrosión agria, corrosión por

oxígeno, corrosión galvánica, corrosión por grietas, corrosión por erosión, corrosión inducida microbiológicamente y fisuración por corrosión bajo tensión.

Acorde a Villamizar et al. (2006) y Samimi (2012), y el petróleo crudo y el gas natural contienen diversos contaminantes corrosivos como CO₂, H₂S, agua y microbios. La corrosión interna en las tuberías está influenciada por la temperatura, los gases corrosivos (CO₂ y H₂S), la química del agua, la velocidad del flujo, la humectación y composición del agua o aceite, las bacterias reductoras de sulfato y la condición de la superficie del material de la tubería.

Koteeswaran (2010) afirma que la velocidad de corrosión es mayor para sistemas CO₂/H₂S que en presencia de solo H₂S.

Lopez et al. (2003) y Perez (2013) mencionan que el agua juega un papel importante en acidificar el ambiente al reaccionar con CO₂ y H₂S.

La identificación y concentración de los contaminantes presentes en el agua se puede determinar mediante un monitoreo de la calidad del agua en campo y en laboratorio. Algunas de las variables que se determinan son el pH, la concentración de Hierro Total, Hierro Disuelto, Manganeseo, Dióxido de Carbono, Ácido Sulfhídrico, Cloruros, Oxígeno Disuelto, y la presencia Bacterias Sulfato Reductoras. Las concentraciones de uno o más contaminantes influenciarán en la velocidad de corrosión.

A fin de predecir la velocidad de corrosión en los sistemas de tuberías de acero es posible realizar experimentos de laboratorio que repliquen con precisión las condiciones ambientales y físicas de la instalación. En la práctica se realizan algunas técnicas las cuales incluyen el uso de cupones de corrosión, probetas de resistencia eléctrica y uso de probetas de polarización lineal.

En la presente investigación, se hará uso de correlaciones matemáticas para la determinación de la velocidad de corrosión teniendo en cuenta las limitaciones que esta conlleva. de Waard et al. (1995) desarrolló una de las correlaciones mejor aceptadas por muchas compañías para predecir la velocidad de corrosión en las tuberías ocasionada por la presencia de CO₂. Véase ecuación.

$$C_{CORR} = \frac{[CO_2]}{\frac{1}{K_r} + \frac{1}{K_m}} \quad (2)$$

Donde:

[CO₂]: Concentración de CO₂ cual es relacionado con la presión parcial del CO₂

K_r y K_m: Constantes de velocidad asociadas con la cinética de reacción de la reacción de corrosión, la reacción de transferencia de carga y la transferencia de masa de CO₂ disuelto desde la mayor parte de la solución a la superficie del acero, respectivamente.

Hashim (2016) señala que la ecuación puede ser expresada en la ecuación.

$$C_{CORR} = \frac{1}{C_R} + \frac{1}{C_{MT}} \quad (3)$$

$$\log_{10}(C_R) = 4.93 - \frac{1119}{T_K} + 0.58 \log_{10}(f_{CO_2}) \quad (4)$$

$$C_{MT} = 2.45 \frac{U^{0.8}}{d^{0.2}} \quad (5)$$

Donde:

C_R: Más alta velocidad de reacción posible

C_{MT}: Más alta velocidad de transferencia de masa posible de especies corrosivas

U: Velocidad del líquido (m/s)

d: Diámetro de la tubería

f_{CO₂}: Presión parcial del CO₂ (MPa)

Para poder determinar la presión parcial del CO₂ y cualquier otro contaminante en el sistema se debe multiplicar la fracción molar del componente con la presión total del sistema. Véase ecuaciones.

$$n^{\circ} \text{ moles} = \frac{\text{masa (gr)}}{\text{peso molecular } (\frac{\text{gr}}{\text{mol}})} \quad (6)$$

$$X_i = \frac{n^{\circ} \text{ moles}}{n^{\circ} \text{ moles totales}} \quad (7)$$

$$P_i = P_{\text{total}} * X_i \quad (8)$$

Donde:

X_i : Fracción Molar

P_i : Presión Parcial, psia

P_t : Presión Total, psia

Para la determinación de la velocidad de correlación se empleará un simulador numérico que emplea la correlación de *de Waard*. El simulador numérico permitirá identificar ubicaciones propensas a la corrosión y predice específicamente las tasas de corrosión del CO₂.

Algunas consideraciones que se tomarán para la determinación de la velocidad de corrosión para el oleoducto secundario se muestran en la Tabla 15.

Tabla 15

Parámetros para la determinación de la velocidad de corrosión por CO₂

Parámetro	Unidad	Valor
Diámetro Interno	Pulg.	3
Rugosidad	Pulg.	0.0018
Caudal	BPH	99
Temperatura	°F	De acuerdo a la temperatura registrada en cada punto de recolección
Fracción molar del CO ₂	-	2.1068E-05
pH	-	7.15
Propiedades del fluido	-	De acuerdo al modelo de fluido de cada punto de recolección

Nota. Elaboración propia. Cuadro resumen de los parámetros para la determinación de la velocidad de corrosión por CO₂, 2023.

De acuerdo con Byars (1999) y ANSI/NACE MR0175 (2002), la clasificación de la corrosividad generada por los contaminantes CO₂ y H₂S puede darse usando como parámetro la presión parcial generada por los mismos. Véase Tabla 16.

Tabla 16

Clasificación de la corrosividad según presión parcial

Contaminante	Presión Parcial	Grado De Corrosividad
	Psia	
CO ₂ ^a	0-7	Baja
	7-30	Moderada
	>30	Alta
H ₂ S ^b	<0.05	Normalmente, no se requieren precauciones especiales para la selección de aceros para su uso en estas condiciones, sin embargo, los aceros altamente susceptibles pueden agrietarse.

Nota. a: Extraído de Byars, *Corrosión Control in Petroleum Production*, 1999. b: Extraído de NACE MR0175, *Sulfide Stress Cracking Resistant Metallic Materials for Oilfield Equipment*, 2002.

Otros parámetros que influyen en la corrosión interna están en función de la concentración del hierro y el oxígeno disuelto. La clasificación de la corrosividad generada por la concentración de estos parámetros se muestra en la Tabla 17.

Tabla 17

Clasificación de la corrosividad según concentración

Parámetro	Concentración	Corrosividad
Hierros Totales ^a	< 5 mg/L	Baja
	> 5 mg/L	Alta
Oxígeno Disuelto ^b	< 1 mg/L	Baja
		Alta
	> 1 mg/L	Baja
		Alta
Alto corte de agua de producción	< 7 mg/L	Baja
	> 7 mg/L	Alta

Nota. a: Extraído de NACE RP 0192, *Monitoring Corrosion in Oil and Gas production with iron counts*, 1998. b: Extraído de Jones, *Corrosion and Water Technology*, 1992.

Por otro lado, cuando se diseñan sistemas de tuberías, un factor limitante para la velocidad de transporte es la velocidad crítica de erosión. Cuando el fluido viaja por la tubería a altas velocidades puede causar vibración y erosión en la tubería, poniendo en riesgo así la integridad del sistema, lo que afecta así al transporte y la producción. Cabe mencionar que, para la estimación de la velocidad crítica de erosión, se ha venido

empleando durante muchos años el estándar API RP 14E propuesto por el API (1991), la cual es popularmente empleada dada su sencillez. Véase ecuación.

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho m}} \quad (9)$$

Donde:

Ve: Velocidad crítica de erosión (pies/s)

C: Constante empírica

pm: Densidad de la mezcla (lbs/pies³)

C = 100 para servicio continuo

C = 125 para servicio intermitente

Para fluidos sin sólidos en los que la corrosión no es prevista o cuando la corrosión se controla por inhibición o mediante el empleo de aleaciones resistentes a la corrosión, se pueden utilizar valores de:

C = 150 a 200 para operación continua

C = 250 operación intermitente

De igual manera, se empleará el simulador numérico que emplea el API RP 14 para determinar el perfil de velocidad de erosión y contrastarlo con la velocidad del líquido en el sistema.

3.2.1.2 Fallas en Tuberías RTP

La degradación de los materiales poliméricos empleados en los oleoductos y gasoductos afectan a sus propiedades mecánicas, térmicas y estructurales. Acorde con Ávila (2017), el análisis de estas propiedades se realiza mediante diversas técnicas de caracterización, entre las cuales se tiene el Ensayo de Tracción, la Calorimetría Diferencial de Barrido (DSC), Espectroscopia Infrarroja Transformada Fourier (FTIR) y la Microscopía de Barrido Electrónico (SEM). Estas técnicas se utilizan para probar el comportamiento del polímero después de un proceso de degradación particular. En la Tabla 18 se presenta una compilación de técnicas de caracterización empleadas a determinados materiales poliméricos que han sido expuestos a diferentes ambientes específicos.

En el caso de las tuberías RTP, Schweitzer (2000) señala que la degradación de los polímeros se produce debido a la permeación, absorción, oxidación e hidrólisis que se produce en las tuberías.

Pietro (2020) define la permeación como la penetración de un permeado (como líquido, gas o vapor) a través de un sólido, causada por una concentración o gradiente de presión parcial del permeado a través de la barrera sólida. Acorde a Greenhouse et al. (2012), la permeación es un proceso de dos fases. La primera fase es la adsorción del gas en la superficie del sólido, mientras que la segunda es la difusión del gas a través del sólido. Ebnesajjad (2015) señala que la permeación se puede expresar como un producto de la solubilidad y el coeficiente de difusión del permeante en el polímero.

Tabla 18

Técnicas de caracterización de materiales poliméricos

Artículo de Investigación	Materiales	Parámetros	Intervalo de Tiempo	Técnicas de Caracterización
Fu et al. (2019)	HDPE	CO ₂ , H ₂ S, O ₂ y Agua de formación TH 4XX 80, 110 y 140°C 10MPa	562 días y 30 días	Ensayo de Tracción
Bredács et al. (2018)	PE	Inmersión de ClO ₂ 60, 50 y 40°C 1, 5 y 10 ppm	07 días	SEM, Ensayo de Tracción, FTIR, Ensayo de Oxidación Dinámica
Grabmann et al. (2018)	PE-RT PP-R	Aire caliente y Agua des-ionizada 115, 50, 95°C y 135, 115, 95°C	de 77 a 1372 días	Ensayo de Tracción, DSC
De Oliveira et al. (2015)	PVDF	Petróleo Crudo 80°C 1 atm	30, 120, 320 días	Técnica de Indentación instrumentada
Torres et al. (2011)	HDPE	Diesel 20 y 50°C	150 días	Termogravimétrico, FTIR
Romão et al. (2009)	PA11	Agua des-ionizada, Agua del Yacimiento Petrolífero 110, 120 y 140°C	30 y 150 días	DSC, SEM, XRD
Ghabeche et al. (2019)	HDPE	Ambiente tolueno-metanol	07 y 1290 días	DSC, Ensayo de Tracción

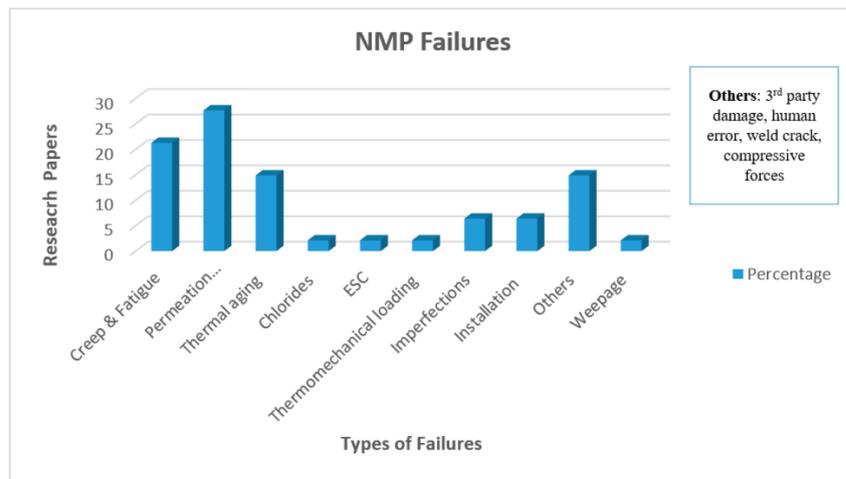
Nota. HDPE: Polietileno de Alta Densidad, PE: Polietileno, PP: Polipropileno, PA: Poliamida

Esaklul y Mason (2017) mencionan que, si bien las tuberías no metálicas tienen la ventaja de un peso reducido y una mejor resistencia a la corrosión en comparación con los metales, la posibilidad de permeación a alta temperatura-presión, hidrocarburos y gases ácidos limita su aplicación. El estándar ISO 23936-1 (2009) aborda la resistencia de los termoplásticos al deterioro de las propiedades que pueden ser causados por la interacción física o química con los medios de agua, petróleo y gas producidos junto con el tratamiento químico. En la Tabla 19 se muestra el rendimiento general del PE en medios relacionados con la producción de petróleo y gas. El rendimiento de otros materiales termoplásticos se detalla en el Anexo 1. De la Tabla 19 se puede observar que, dependiendo del fluido, la integridad del polímero puede verse afectado. En ese sentido, se identificará la naturaleza de los fluidos que se desplazarán por el ducto secundario a fin de determinar si existe riesgo de fallo del material polimérico seleccionado.

Khalid et al. (2020), en su estudio “*Permeation Damage of Polymer Liner in Oil and Gas Pipelines*”, realizaron una compilación de publicaciones (desde el 2004 al 2020) donde identificaron las causas de las fallas en sistemas de tuberías no metálicas. Como se ve en la Figura 16, existen diferentes causas por la cual falla los sistemas de tuberías no metálicas, sin embargo, la permeación es la más reincidente.

Figura 16

Fallas en tuberías no metálicas



Nota. Extraída de *Permeation Damage of Polymer Liner in Oil and Gas Pipelines*, por Khalid et al. (2020), en <https://doi.org/10.3390/polym12102307>.

Tabla 19

Rendimiento general del PE en medios encontrados en la producción de petróleo y gas

Medio	Condiciones Ambientales	
	Temperatura ^d °C	Descripción
H2S	0 a 60 ^a	No hay influencia del H2S en la estabilidad del PE en el rango de temperatura típico del transporte de petróleo y gas (0 °C a 60 °C).
CO2	0 a 60 ^a	Al igual que el H2S
HC/ crudos alifáticos, aceites alifáticos	0 a 60 ^{a, b}	El PE cross-linking presenta un mejor rendimiento.
HC/ crudos aromáticos, aceites aromáticos	0 a 20 ^c	En casos especiales, sólo podrá aceptarse PE cross-linking. Problema: la hinchazón y la permeación influyen fuertemente en las propiedades físicas.
HC/ crudos nafténicos HC/crudos cicloalifáticos, aceites cicloalifáticos	0 a 20 ^c	Al igual que los aromáticos: Disolución a temperaturas más altas (Por ejemplo, >100 °C).
Salmuera	0 a 60 ^a	Al igual que el H2S
Ácidos, Bases	0 a 60 ^a	Ningún efecto de ácidos o bases inorgánicos no oxidantes. El ácido fórmico y el ácido acético no tienen efecto hasta una concentración del 60 %.
Compuestos tensoactivos (inhibidores, emulsionantes, desemulsionantes)	0 a 60 ^c	El agrietamiento por corrosión bajo tensión debe considerarse y probarse en consecuencia. Los tipos de PE cross-linking son más estables.
Disolventes de azufre:		
Aminas	0 a 60 ^a	Los tipos cross-linking son más estables.
Lubricantes, Diesel	0 a 60 ^c	Efectos como los crudos correspondientes.
Disulfuros	0 a 60 ^c	-

Nota. Los PE cross-linking generalmente mejora la resistencia a la degradación por interacciones químicas. a: Aplicabilidad comprobada. b: Aplicabilidad limitada. c: Se requieren pruebas. d: Las limitaciones de temperatura se relacionan con el HDPE.

Khalid et al. afirma que los polímeros tienen una naturaleza inherente para proporcionar vías para que los hidrocarburos y los gases los atraviesen. Asimismo, señalan que la plastificación y el hinchamiento del material se producen como resultado de la absorción de hidrocarburos, disminuyendo así la resistencia a la tracción y el módulo elástico del mismo. El hinchamiento del material aumenta normalmente el volumen entre un 2 al 4%, sin embargo, en los hidrocarburos aromáticos, como el ciclopentano, el benceno, el tolueno y el xileno, el volumen puede aumentar hasta un 10 %.

La selección del material polimérico en las tuberías RTP debe tener en cuenta la compatibilidad con el entorno del servicio, la funcionalidad en servicio y la vida útil del diseño. Acorde al ISO 23936-1 (2009), algunos puntos a tomar en cuenta para la selección del material polimérico son los siguientes:

- Adecuadas propiedades físicas y mecánicas a temperatura máxima y mínima (dureza, Resistencia a la tracción, alargamiento de rotura, módulo de elasticidad, etc.);
- Resistencia a la extrusión a alta presión o a la fluencia a temperatura máxima;
- Resistencia contra la rápida descompresión del gas a temperatura máxima;
- Resistencia a los ciclos térmicos y al movimiento dinámico;
- Flexibilidad a baja temperatura;
- Comportamiento a largo plazo;
- Comportamiento de permeación de gases;
- Resistencia química al ambiente de servicio.

3.2.2 Rendimiento

El rendimiento de la tubería RTP en el ducto secundario del lote IX se realizará a través del simulador numérico. Acorde con Technology Evaluation Centers (2023), el simulador numérico es un software de dinámica de fluidos computacional que permite replicar con precisión cómo se comportan los diferentes fluidos (líquidos y gases) permitiendo simular cómo se desempeñarán durante el transporte y el almacenamiento.

Algunas consideraciones que se tomarán en cuenta para la simulación serán los siguientes puntos:

- Se cargará la configuración del ducto secundario con los puntos de recolección de acuerdo a las longitudes y perfil de elevaciones que se tiene disponible.
- Se creará un modelo de fluido para cada Source, y el modelo que se asignará a cada uno será “Dead Oil”.
- Debido a que los tanques pertenecientes a los puntos de recolección son atmosféricos se le asignará una presión de 14.7 psia a cada punto de recolección (Source).
- La temperatura ambiente que se le asignará a todo el sistema corresponderá a la temperatura ambiente promedio registrada en el lote IX, siendo esta de 81.1°F.
- Cada elemento Flowline requerirá la asignación de un diámetro interno, rugosidad, distancia horizontal y elevación. Se tomará en cuenta la ficha técnica de la tubería RTP seleccionada.
- Se asumirá que la bomba empleada es nueva a fin de reproducir el rendimiento del sistema de transferencia al máximo caudal.

Se usará la información disponible para poder determinar las características del crudo correspondiente a cada punto de recolección y las características correspondientes del ducto secundario a fin de que puedan ser usados en la simulación.

3.2.2.1 Características del crudo

Las características del crudo dependerán en gran medida de su origen. En función de dicho origen, características como color, viscosidad, contenido de impurezas pueden variar de un crudo a otro. En el lote IX existen tres formaciones productivas principales que son las que aportan el crudo a los yacimientos del lote IX.

. En la Tabla 20 se muestra las características de producción de crudo de los pozos que llegan a los puntos de recolección BAT401, MC3 y MC2.

Tabla 20

Características de la producción de los puntos de recolección

Punto de recolección	Yacimiento	Pozo	Tipo	API	BOPD avg*	BWPD avg*
BAT 401	Cuesta	6173	UBMG	34.6	2.0	0.4
BAT 401	Algarroba	6323	UBMG	27.0	3.1	0.0
BAT 401	Algarroba	6374	UBMG	24.3	2.9	0.0
BAT 401	Algarroba	3670	UBMGP	25.3	0.7	0.1
BAT 401	Algarroba	4064	UBMGP	24.2	1.3	0.0
BAT 401	Algarroba	4066	UBMGP	25.6	0.6	0.0
BAT 401	Algarroba	4187	UBMGP	27.4	0.8	0.0
BAT 401	Algarroba	4188	UBMGP	27.3	0.9	0.4
BAT 401	Algarroba	4192	UBMGP	24.5	0.2	0.0
BAT 401	Algarroba	4193	UBMGP	30.4	0.5	0.1
BAT 401	Algarroba	4198	UBMGP	28.6	0.8	0.0
BAT 401	Algarroba	4951	UBMGP	32.2	1.2	0.3
BAT 401	Algarroba	5046	UBMGP	29.5	0.1	0.0
BAT 401	Algarroba	6768	UBMGP	24.9	1.0	0.0
BAT 401	Algarroba	7401	UBMGP	25.1	0.6	0.2
BAT 401	Algarroba	13401	UBMGP	23.8	1.0	0.3
MC3	Cuesta	4725	UBMG	30.7	2.6	2.7
MC3	Cuesta	4949	UBMG	32.0	6.0	0.0
MC3	Cuesta	4973	UBMG	26.3	2.4	2.8
MC3	Cuesta	4987	UBMG	34.4	3.0	0.0
MC3	Cuesta	5044	UBMG	34.1	4.7	0.3
MC3	Cuesta	5066	UBMG	34.5	2.0	0.0
MC3	Cuesta	5218	UBMG	34.3	2.0	0.0
MC3	Cuesta	6499	UBMG	31.6	3.6	2.3
MC3	Cuesta	7366	UBMG	33.0	3.0	0.0
MC3	Cuesta	7367	UBMG	33.1	4.0	0.0
MC3	Cuesta	7368	UBMG	30.9	1.1	0.0
MC3	Cuesta	7369	UBMG	32.2	1.2	0.0
MC3	Cuesta	7444	UBMG	32.2	2.6	0.0
MC3	Cuesta	4948A	UBMGP	33.8	1.3	0.0
MC3	Cuesta	7443	UBMGP	30.6	0.9	0.0
MC2	Leones	7344	UBMG	24.8	2.0	7.0
MC2	Leones	7616	UBMG	22.0	2.0	7.0
MC2	Batanes	7617	UBMG	26.3	8.0	7.0
MC2	Leones	7763	UBMG	33.1	6.0	0.0

Nota. BOPD avg*: Producción promedio de petróleo durante el mes considerando los días calendario. BWPD

avg*: Producción promedio de agua durante el mes considerando los días calendario. Extraído de Prorrato de Julio 2022 UNIENERGIA ABC.

Api promedio. Se considerará una gravedad API promedio del crudo por punto de recolección mediante un promedio ponderado de la gravedad API de los pozos con su producción promedio del mes. Véase Ecuación 2. En la Tabla 21 se muestran los resultados de la gravedad API promedio.

$${}^{\circ}api\ avg = \frac{\sum_{i=1}^n bopd * {}^{\circ}api}{\sum_{i=1}^n bopd} \quad (10)$$

Tabla 21

Api promedio por punto de recolección

Punto de Recolección	$\sum_{i=1}^n bopd * {}^{\circ}api$	$\sum_{i=1}^n bopd$	${}^{\circ}API\ avg.$
BAT 401	477.8	17.5	27.3
MC 3	1502.4	46.4	32.3
MC 2	200.6	7.9	25.3

Nota. Elaboración propia. Cálculo del api promedio para cada punto de recolección, 2022.

Corte de agua. Se estimará un corte de agua promedio en la BAT 401 mediante una división entre la suma de la producción promedio de agua de los pozos y la suma de la producción promedio de fluidos de los pozos. Véase Ecuación 3. En la Tabla 22 se muestran los resultados del corte de agua promedio.

$$fw = \frac{\sum_{i=1}^n bwprd}{\sum_{i=1}^n bwprd + bopd} * 100\% \quad (11)$$

Tabla 22

Corte de agua por punto de recolección

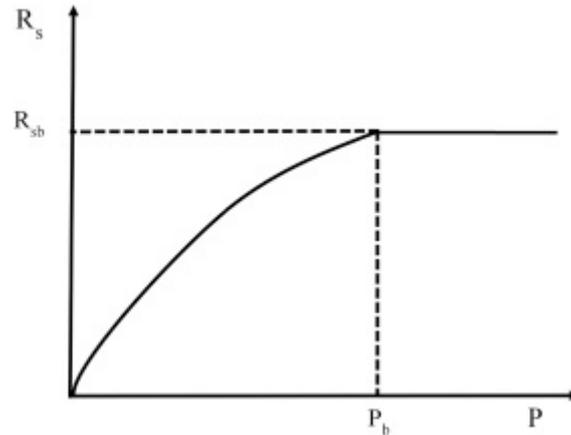
Punto de Recolección	$\sum_{i=1}^n bwprd$	$\sum_{i=1}^n bwprd + bopd$	Fw
BAT 401	1.8	19.3	9%
MC 3	9.0	55.4	16%
MC 2	21	28.9	73%

Nota. Elaboración propia. Cálculo del corte de agua para cada punto de recolección, 2022.

Razón de gas disuelto. Dado que los yacimientos del lote IX están muy depletados, la producción de crudo llega a la superficie prácticamente con presiones bajas, y puesto que el crudo que se bombeará será desde los tanques de almacenamiento (P=14.7 psia) se puede considerar un RS ≈ 0 SCF/STB. Véase Figura 17.

Figura 17

Relación de gas petróleo vs presión



Nota. De la figura se observa que a medida que la presión tiende a cero, la razón de gas disuelto se aproxima a cero. Extraído de *Fluid Phase Behavior for Conventional and Unconventional Oil and Gas Reservoirs*, por Bahadori A., 2017, Gulf Professional Publishing.

Viscosidad. Se tomará en cuenta los valores obtenidos en laboratorio para los crudos de los diferentes yacimientos. Véase Tabla 23.

Tabla 23

Viscosidad muerta por yacimiento

	Formación: Pariñas Inferior			Fm: Mogollón
	Yac. Batanes	Yac. Cuesta	Yac. Algarroba	Yac. Leones
$\mu_{60^{\circ}\text{F}}$	10.62	10.00	35.00	50.84
$\mu_{80^{\circ}\text{F}}$	6.18	7.13	21.26	29.97
$\mu_{104^{\circ}\text{F}}$	4.25	5.05	10.61	20.10
$\mu_{212^{\circ}\text{F}}$	1.78	2.21	3.35	4.67

Nota. Extraída de *Reportes de pozos*, Unienergía ABC, 2022.

Temperatura del fluido. Acorde a las mediciones de temperatura tomadas en campo, el crudo llega a superficie a una temperatura de 94.1, 93.8 y 86.4°F en los puntos de recolección BAT401, MC3 y MC2 respectivamente.

Contenido de azufre. Acorde a las pruebas que se realiza mensualmente al crudo del lote IX, éste presenta un contenido de azufre del 0.0800%.

Salinidad. Acorde a la salinidad reportada en las boletas de fiscalización de crudo del lote IX se tiene una salinidad promedio de 10 PTB.

Naturaleza. Acorde a los registros de los pozos asociados a los sistemas de recolección correspondientes al MC2, MC3 y BAT401, el petróleo presenta una naturaleza predominantemente parafínica.

3.2.2.2 Características del ducto secundario

Actualmente el lote IX cuenta con dos sistemas de ductos secundarios. El primero en relación a la recolección de crudo de los puntos de recolección MC1 y MC4. Mientras que el segundo, en relación a los puntos de recolección de la BAT 401, MC3 y MC2. Véase Anexo 2. En el presente estudio, nos enfocaremos en el segundo sistema de ducto secundario. El ducto secundario cruza los yacimientos Algarroba, Cuesta, Leones y Batanes y cuenta con una extensión de más de cuatro mil metros. Véase Anexo 3. El ducto es de acero al carbono con un diámetro interno de 2", está protegido externamente con una pintura anticorrosiva color gris y cuentan con soportes tipo H con el fin de evitar el contacto con la superficie. Véase Figura 18.

Figura 18

Ducto secundario del lote IX



Nota. Tomada por personal de Operaciones de Unienergía ABC, 2022.

El ducto secundario que transfiere el crudo desde los puntos de recolección BAT 401, MC3 y MC2, cuenta con un total de 5 ductos interconectados. Véase Tabla 24.

Tabla 24

Ductos de uso propio

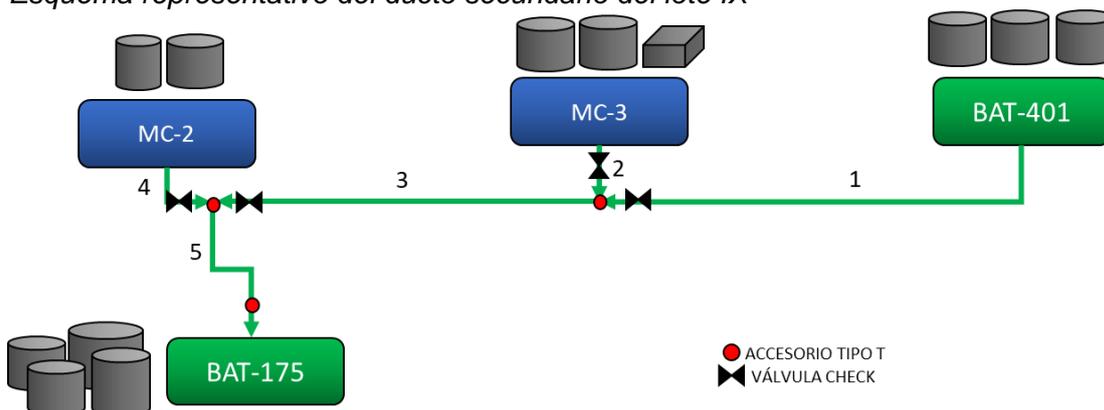
Ductos de Uso Propio				
	Código	Punto Inicial	Punto Final	L, m
1	DCP_BAT401	BAT401	BAT401&MC3	1727
2	DCP_MC3	MC3	BAT401&MC3	117
3	DCP_BAT401&MC3	BAT401&MC3	BAT401&MC3&MC2	1646
4	DCP_MC2	MC2	BAT401&MC3&MC2	93
5	DCP_BAT401&MC3&MC2	BAT401&MC3&MC2	BAT 175	726

Nota. Extraída de “Proyecto Actualización de ductos de uso propio” Unienergía.2022

Acorde a la configuración del ducto secundario, Figura 19, solo se transfiere desde un punto de recolección a la vez a fin de evitar efectos de contrapresión en las tuberías. Además, en su recorrido el actual ducto secundario cuenta con un total de 14 cruces de camino, por lo que en esos tramos la tubería suele ser enterrada.

Figura 19

Esquema representativo del ducto secundario del lote IX



Nota. En el sistema de ductos de transferencia existen válvulas check a fin de direccionar el flujo hacia la batería 175. Elaboración Propia. Esquema representativo del ducto secundario del lote IX, 2023.

El mapa del ducto secundario del sistema de transferencia de las estaciones BAT401, MC3 y MC2 se muestra en el Anexo 4.

Asimismo, se cuenta con el perfil de elevación correspondiente a cada ducto a fin de poder utilizar dicha información en la simulación. Véase Anexo 5.

3.2.2.3 Simulación

Se procede a cargar los elementos que forman parte del *network simulation* correspondiente a la transferencia de crudo por el ducto secundario en el lote IX.

Source. El elemento Source está relacionado a las fuentes de fluido que están en el sistema. Se cargará los 3 elementos correspondiente a los puntos de recolección BAT 401, MC3 y MC2. Cada punto de recolección requiere de un modelo de fluido específico. Cada modelo de fluido utilizará las características del crudo previamente estimadas.

Sink. El elemento Sink corresponde al punto de llegada o punto final hacia donde se dirige el flujo. En este caso el elemento Sink corresponde a la batería 175.

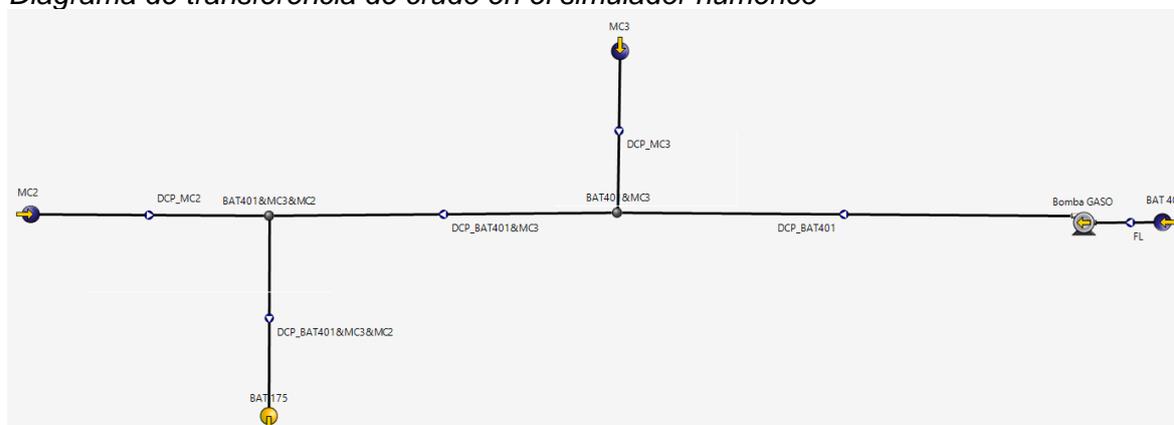
Flowline. El elemento Flowline corresponde a la tubería por donde circulará el fluido desde los puntos de recolección hasta la batería 175. Acorde a la Figura 19, el sistema del ducto secundario cuenta con cinco ductos que van interconectados y permiten la transferencia hasta la batería 175. Cada elemento Flowline requerirá la asignación de un diámetro interno, rugosidad, distancia horizontal y elevación. Asimismo, el simulador numérico permite calcular la transferencia de calor que se da en la tubería para lo cual requiere datos de conductividad térmica de la tubería. Asimismo, requiere la velocidad del viento, siendo esta en promedio de 30km/h para la ciudad de Talara. (Cedar Lake Ventures, 2022).

Pump. El elemento Pump corresponde a la bomba de transferencia portátil que se instala en la caseta de bombas de los puntos de recolección a fin de llevar a cabo la transferencia de crudo. Se procede a crear el elemento "Bomba GASO". El simulador numérico permite configurar el trabajo de la bomba a través de una presión de descarga, diferencial de presión, potencia, eficiencia, etc.

En la Figura 20 se presenta el diagrama correspondiente a la transferencia de crudo por el ducto secundario del lote IX en el simulador numérico.

Figura 20

Diagrama de transferencia de crudo en el simulador numérico



Nota. Extraída de la Simulación de transferencia de crudo del lote IX en el simulador numérico .

3.3 Eficiencia económica

La eficiencia económica se medirá mediante una eficiencia en costo de implementación de cada tipo de tubería (acero al carbono y RTP) teniendo en cuenta de que cada tipo de tubería cumple con los objetivos técnicos. Algunas consideraciones a tener en cuenta para la estimación de los costos de implementación de cada tipo de tubería se detallan a continuación:

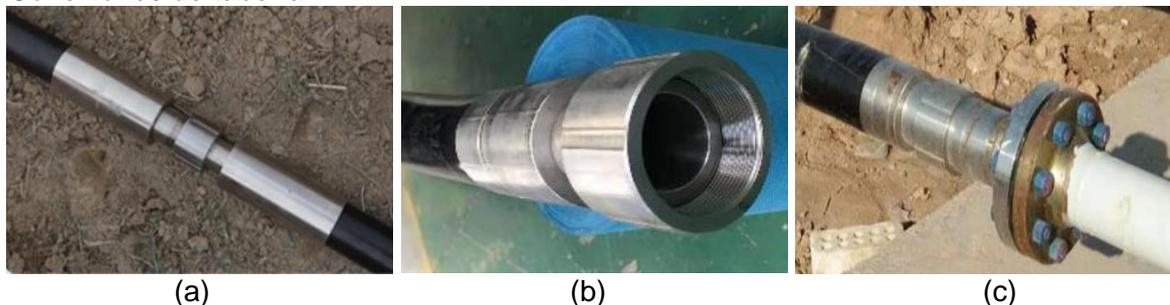
En el caso de la implementación de tubería de acero, la cantidad de tubería requerida estará relacionada con la longitud total del recorrido del ducto secundario, siendo esta de 4309m acorde a la Tabla 24. Por otro lado, en el caso de la tubería RTP, una regla práctica es adicionar un 10% más a la longitud total del ducto debido a que la instalación de la tubería RTP es no lineal (4740m).

En el caso de las tuberías de acero, las uniones de las tuberías se darán mediante soldadura, mientras que para la conexión de las tuberías RTP se propone acoples de línea media para la conexión entre segmentos de tubería; acoples para soldaduras (soldado a elementos estándar) para la conexión de las tuberías RTP con los accesorios (uniones T y

válvulas) y para los extremos de las tuberías RTP se propone bridas de ajuste (conexión apernada). Véase Figura 21.

Figura 21

Conexiones de tubería RTP



Nota. a: Acople de línea media, b: Acople por soldadura, c: Bridas de ajuste. Extraído de *Sistema de tuberías no metálicas – RTP*, por Andes Petroleum Solutions, 2022.

Otro aspecto importante es la cantidad de tramos enterrados que actualmente existen en el ducto secundario debido a los cruces con los accesos a diferentes pozos. Actualmente el ducto secundario cuenta con un total de 14 tramos enterrados, el cual se podría reducir a 10 en caso se plantease una reubicación de líneas.

Groysman (2017) recomienda mitigar la corrosión mediante medidas específicas, como la selección de materiales, revestimientos, inhibidores de corrosión y revestimientos internos apropiados.

Las tuberías de acero sin revestimiento en servicios corrosivos generalmente requieren varias medidas para controlar la corrosión interna, como la inyección de un inhibidor químico de corrosión de forma continua o por lotes, recubrimientos orgánicos internos de película delgada o el uso de raspado para eliminar acumulaciones de agua estancada. Dichos métodos pueden requerir algunos costos operativos adicionales, incluidos costos de inspección y monitoreo de la corrosión, que continuarán durante la vida útil de la tubería.

Tanto para tuberías de acero revestidas como no revestidas, el control de la corrosión externa se proporciona mediante la provisión de una capa protectora externa, la instalación de protección catódica (PC) y el monitoreo/mantenimiento regular de la PC. Acorde al DS 081-2007 Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, todas las

tuberías enterradas deben contar con un sistema de protección catódica, por lo que se proyectará considerar un total de 10 sistemas de protección catódica como parte de la implementación de tuberías de acero al carbono. Asimismo, se menciona que la tubería debe contar con un sistema de revestimiento de superficie para protegerlo de la corrosión externa, por lo cual se plantea la cotización de tuberías de acero al carbono revestidas para la evaluación.

Con lo que respecta a costos de mantenimiento de la implementación de tuberías de acero al carbono, se incluirá los costos asociados al uso de biocidas e inhibidores de corrosión, teniendo en cuenta una proporción de 50 y 40 ppm respectivamente. La dosificación se hará de manera quincenal mediante Batch acorde a la recomendación realizada por Quimpetrol.

Con lo que respecta a costos de mantenimiento de la implementación de tuberías RTP, se incluirá los costos asociados al uso de pig de poliuretano que se correrá cada 5 años sobre el ducto secundario a fin de revisar la integridad del sistema.

Los costos de mantenimiento serán estimados hasta el año 2045, fecha de culminación de contrato para la operación del ducto secundario.

No se incluirán costos asociados al monitoreo tales como inspección visual, medición de espesores, uso de cupones, entre otros.

Con respecto a los costos asociados a la construcción de los ductos se contemplará la realización de pruebas de hermeticidad. El método de prueba de hermeticidad contemplado será la de Prueba hidrostática, mediante la cual se verificará la integridad física de la tubería en donde se dispondrá de agua que será bombeada a una presión más alta que la presión de operación y se mantendrá dicha presión por un tiempo determinado a fin de garantizar que no haya fugas en las uniones, accesorios y otros elementos pertenecientes al tramo de tubería.

Para estimar los costos de la implementación de cada tipo de tubería, se tomará como referencia cotizaciones realizadas de proyectos similares que se visualizaron en el lote IX, entre otros. Véase Anexo 6.

Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados

4.1 Selección de la tubería

A fin de poder seleccionar la tubería más adecuada para el ducto secundario, se realizó una matriz en base a la ficha técnica de los productos disponibles y el requerimiento operativo del ducto. Véase Tabla 25.

De la matriz se puede apreciar que dentro de los productos del fabricante Shawcor, hay más de una línea de producto que cumple con los requerimientos para el ducto secundario del lote IX. Dado que se tiene una certeza alta de los parámetros operativos del ducto secundario, el producto FP-150 sería el más adecuado.

Otro factor importante a considerar dentro del requerimiento del ducto secundario, es el uso de la bomba recíproca Duplex para la transferencia de crudo. Lu et al (2018) señala que debido al movimiento periódico del pistón en la bomba recíproca, el fluido causará una pulsación de presión y la vibración resultante de la tubería podría incidir en una falla de la tubería. En estos casos, el fabricante de las tuberías RTP realiza una serie de simulaciones en fábrica con las condiciones de trabajo a fin de poder ofrecer un producto que garantice el tiempo de vida útil del material.

En un proyecto similar en el lote IX, cuando Unienergía solicitó con APS la tubería RTP adecuada para su sistema de ductos, el fabricante concluyó que el producto Flexpipe FP-150 que cuenta con fibras de vidrio como material de refuerzo estructural solo podrían garantizar un tiempo de vida útil de 8 a 10 años. En ese sentido, recomendaron su línea de producto Flexcord que cuenta con alambres de acero como material de refuerzo que, al ser más resistentes, podrían garantizar un tiempo de vida útil de 25 años en superficie, y 50 años si son enterradas.

Tabla 25

Matriz de selección de tubería

Requerimiento	FP-150	FP-301	FP-601	FP-301 HT	FP-601 HT	FC901
Presión máx. 260 psi	Cumple el requerimiento o.	Cumple por mucho el requerimiento o.	Cumple el requerimiento o, pero su diseño excede por mucho la presión máx. requerida.	Cumple por mucho el requerimiento o.	Cumple el requerimiento o, pero su diseño excede por mucho la presión máx. requerida.	Cumple el requerimiento o, pero su diseño excede por mucho la presión máx. requerida.
	✓✓✓	✓✓	✓	✓✓	✓	✓
Temperatura 59.9 - 94.1°F	Cumple el requerimiento o.	Cumple el requerimiento o.	Cumple el requerimiento o.	Cumple el requerimiento o, pero su diseño excede por mucho la temperatura máx. de trabajo.	Cumple el requerimiento o, pero su diseño excede por mucho la temperatura máx. de trabajo.	Cumple el requerimiento o.
	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✓	✓	✓✓✓
Diámetro 3"	Cumple el requerimiento o.	Cumple el requerimiento o.	Cumple el requerimiento o.	Cumple el requerimiento o.	Cumple el requerimiento o.	Cumple el requerimiento o.
	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓
Longitud total* 15,550 pies	2495 pies x carrete	2495 pies x carrete	2300 pies x carrete	2495 pies x carrete	2300 pies x carrete	2018 pies x carrete
	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✓
Fluido Petróleo y Agua	Cumple el requerimiento o.	Cumple el requerimiento o.	Cumple el requerimiento o.	Cumple el requerimiento o.	Cumple el requerimiento o.	Cumple el requerimiento o.
	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓

Nota. Los colores verde, amarillo y rojo hacen referencia a una valoración favorable, no tan favorable y no favorable respectivamente. Elaboración propia. Matriz de selección de tubería RTP para el ducto secundario del lote IX, 2023.

En otros casos el reemplazo del tipo de bomba por una bomba centrífuga podría ayudar en la selección de la tubería, sin embargo, se deben evaluar bien los aspectos

técnicos y económicos que implicaría cambiar una bomba reciprocante por una bomba centrífuga en el sistema. En el caso del lote IX, al no encontrarse electrificada, limita la posibilidad de implementar una bomba centrífuga con motor eléctrico en el corto plazo. Actualmente el suministro de energía para los motores de las bombas proviene de una línea de alimentación de gas natural producido por los pozos.

Dado que la operadora del lote IX cuenta con un contrato de licencia que le permite operar el lote hasta el 2045, es necesario seleccionar una tubería que garantice una operatividad continua de más de 20 años.

Por todo lo descrito anteriormente, en la presente investigación se optará por proponer la selección de la tubería Flexcord. La ficha técnica del producto Flexcord se muestra en el Anexo 7.

4.2 Integridad de la tubería

4.2.1 Parámetros corrosivos

En el 2023, la empresa Quimpetrol desarrolló un Monitoreo de Corrosión mediante Análisis de Agua en el Lote IX. Se realizaron varias pruebas en campo y en laboratorio a fin de determinar el pH, concentración de Hierro Total, Hierro Disuelto, Manganese, Dióxido de Carbono, Ácido Sulfhídrico, Cloruros, Oxígeno Disuelto, y la presencia Bacterias Sulfato Reductoras. Los resultados del análisis de laboratorio se muestran en la Tabla 26.

Tabla 26

Resultados de Análisis de Laboratorio del Agua del Lote IX

Parámetro	Unidad	Resultados
BSR	bacterias/mL	10 ⁵
Cloruros	mg/L	187625.30
Anhídrido Carbónico	mg/L	56.40
Hierro Disuelto	mg/L	3.17
Oxígeno Disuelto	mg/L	1.07
Ácido Sulfhídrico	mg/L	1.91
pH	-	7.15

Nota. BSR: Bacterias Sulfato Reductoras. Adaptado de *Monitoreo de La Corrosión Mediante Análisis de Agua*, por Quimpetrol, 2023.

En base a las concentraciones de los contaminantes, en la Tabla 27 se procedió a determinar la cantidad de moles y fracciones parciales correspondientes tomando como base 1000ml de agua.

Tabla 27

Fracción molar de los contaminantes disueltos en el agua del lote IX

Parámetro	Concentración mg/l	Masa gr	Peso	n° moles	Xi
			Molecular gr/mol		
Cloruros	187625.3	187.6253	35.5	5.2852197	0.08686766
Anhídrido Carbónico	56.4	0.0564	44.0	0.0012818	2.1068E-05
Hierro Disuelto	3.17	0.00317	55.9	0.0000567	9.3206E-07
Oxígeno Disuelto	1.07	0.00107	32.0	0.0000334	5.4958E-07
Ácido Sulfhídrico	1.91	0.00191	34.1	0.0000560	9.2061E-07
Agua		1000	18.0	55.5555556	0.91310887
				60.8422032	

Nota. Elaboración propia. Cálculo de la fracción molar de los contaminantes disueltos en el agua del lote IX, 2023.

La presión parcial ejercida por el CO₂ y H₂S van a ir variando en cada punto del sistema durante la transferencia de crudo, por lo que se tomará como referencia la presión máxima de descarga que podría alcanzar la bomba en un caso hipotético, siendo esta de 260 psi. En consecuencia, la presión parcial máxima del CO₂ y el H₂S en el sistema sería de 0.0055 y 0.0002 psi respectivamente. De acuerdo a la Tabla 16, ambas presiones parciales por separado indicarían una corrosividad baja. Sin embargo, varios autores Fuentes y Peña (2007), Koteeswaran (2010), Choi et al. (2011) y Asmara (2018) señalan que en ambientes donde el CO₂ y el H₂S están presentes, la predicción del proceso de corrosión resulta difícil por la complejidad del proceso del mecanismo de corrosión, sin embargo, se señala que la corrosión en ambientes CO₂/H₂S es mucho mayor que en ambientes con solo CO₂.

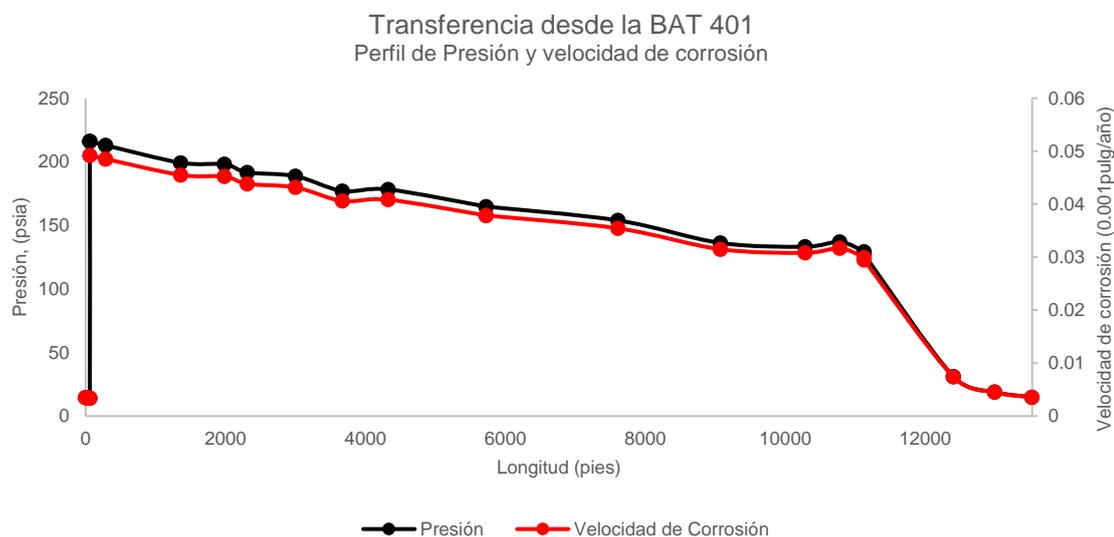
Por otro lado, la concentración de bacterias Bacterias Sulfato Reductoras en el agua se encontraron por encima de los límites máximos en comparación de la norma *NACE TM0194-2014 Field Monitoring of Bacterial Growth in Oil and Gas Systems*.

4.2.2 Velocidad de corrosión

Las velocidades de corrosión interna determinadas por el simulador numérico varían en cada punto del ducto de acuerdo a las características de bombeo de cada Punto de transferencia. Véase Figura 22, Figura 23 y Figura 24. Las velocidades de corrosión interna están presentadas en milésimas de pulgas por año. De acuerdo a los resultados se ve la influencia de la presión del sistema con las velocidades de corrosión interna a lo largo del ducto. Así mismo, se aprecia que las tasas de corrosión interna determinadas son bajas, esto debido a la poca concentración de CO₂ en el sistema, la relativa baja presión dentro del sistema, el flujo laminar durante la transferencia, un pH casi neutro y temperaturas no muy elevadas.

Figura 22

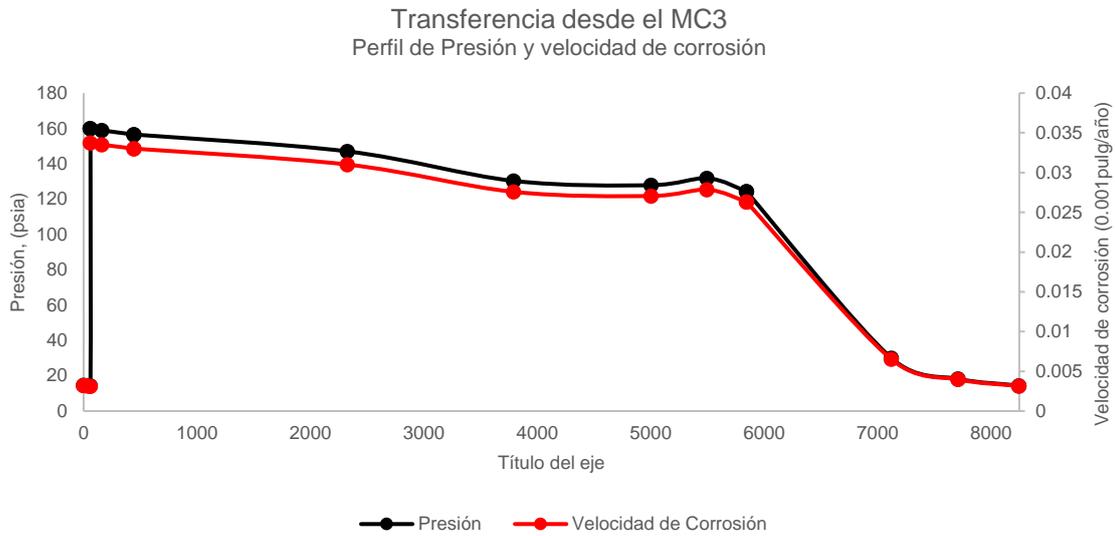
Perfil de presión y velocidad de corrosión durante la transferencia desde la BAT 401



Nota. Elaboración propia. Adaptado de los resultados de presión y velocidad de corrosión de la simulación de transferencia de crudo desde la estación BAT401 usando el simulador numérico, 2023.

Figura 23

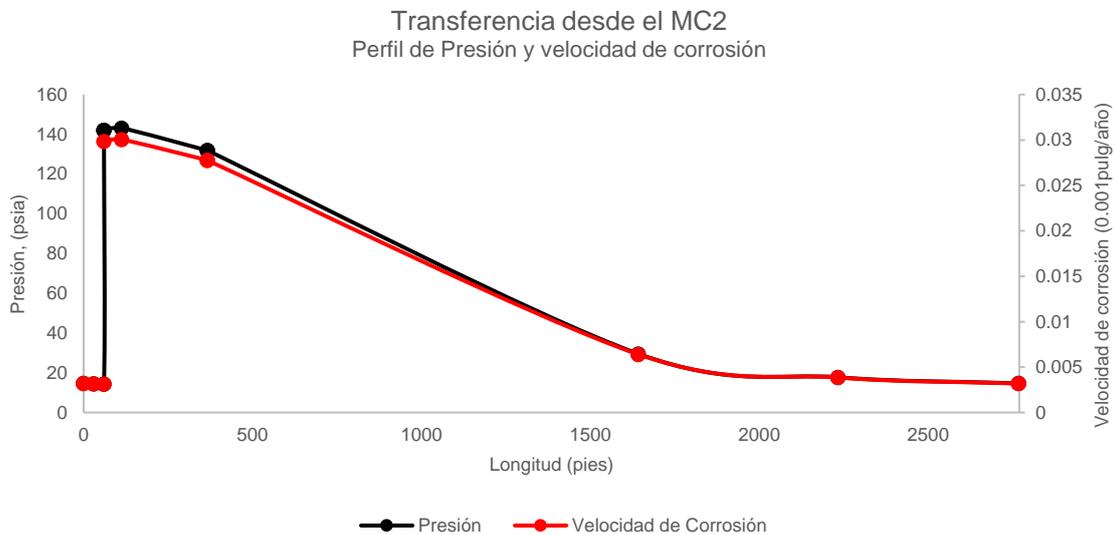
Perfil de presión y velocidad de corrosión durante la transferencia desde el MC3



Nota. Elaboración propia. Adaptado de los resultados de presión y velocidad de corrosión de la simulación de transferencia de crudo desde la estación MC3 usando el simulador numérico, 2023.

Figura 24

Perfil de presión y velocidad de corrosión durante la transferencia desde el MC2



Nota. Elaboración propia. Adaptado de los resultados de presión y velocidad de corrosión de la simulación de transferencia de crudo desde la estación MC2 usando el simulador numérico, 2023.

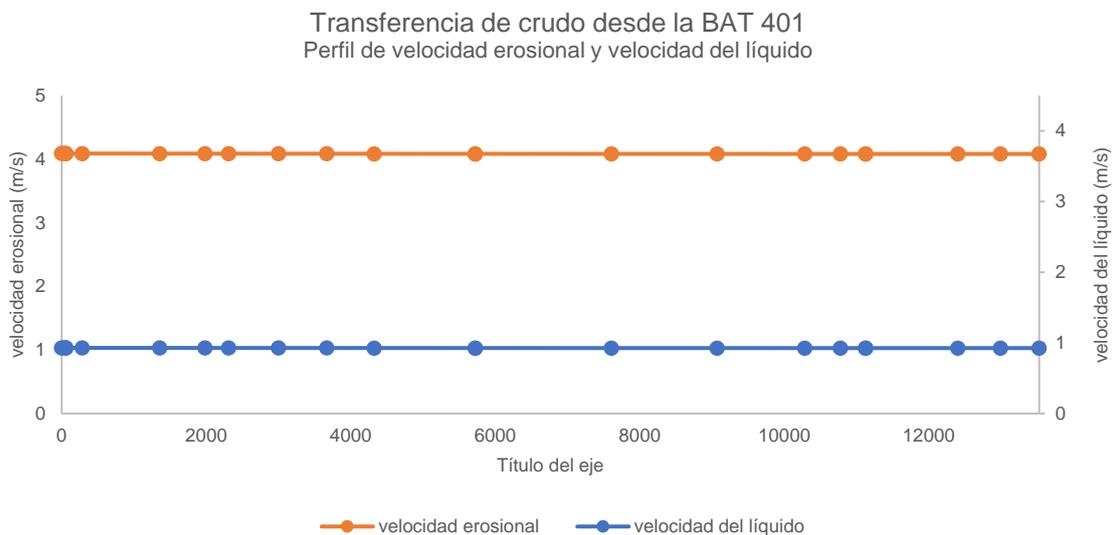
Cabe mencionar que se ha analizado solo la velocidad de corrosión interna limitada la concentración de CO₂, sin embargo, los factores asociados a la corrosión externa por la exposición del material al ambiente no se han profundizado en la investigación.

4.2.3 Velocidad crítica de erosión

Se determinó la velocidad crítica de erosión empleando el simulador numérico. Dado que para las simulaciones se está trabajando con el máximo caudal (99bph), la velocidad del líquido producto del caudal máximo se contrastará con la velocidad crítica de erosión calculada en base al API RP 14. En la Figura 25 se muestra el perfil de velocidades para la transferencia de crudo desde la BAT 401, sin embargo, al trabajar con un mismo caudal para todas las transferencias de crudo, los perfiles van a ser similares para la transferencia de crudo desde el MC3 y MC2.

Figura 25

Perfil de velocidad erosional y velocidad del líquido durante la transferencia



Nota. Elaboración propia. Adaptado de los resultados de velocidad erosional y velocidad del líquido de la simulación de transferencia de crudo desde la estación BAT401 usando el simulador numérico, 2023.

Del perfil de velocidades se aprecia que, durante el trayecto, la velocidad del líquido (aprox. 1m/s) se encuentra por debajo de la velocidad crítica de erosión (aprox. 4m/s). Mantener una velocidad del líquido por debajo de la erosional permitiría evitar problemas de vibración y erosión en el ducto, manteniendo así la integridad del sistema.

4.3 Simulación de la transferencia de crudo

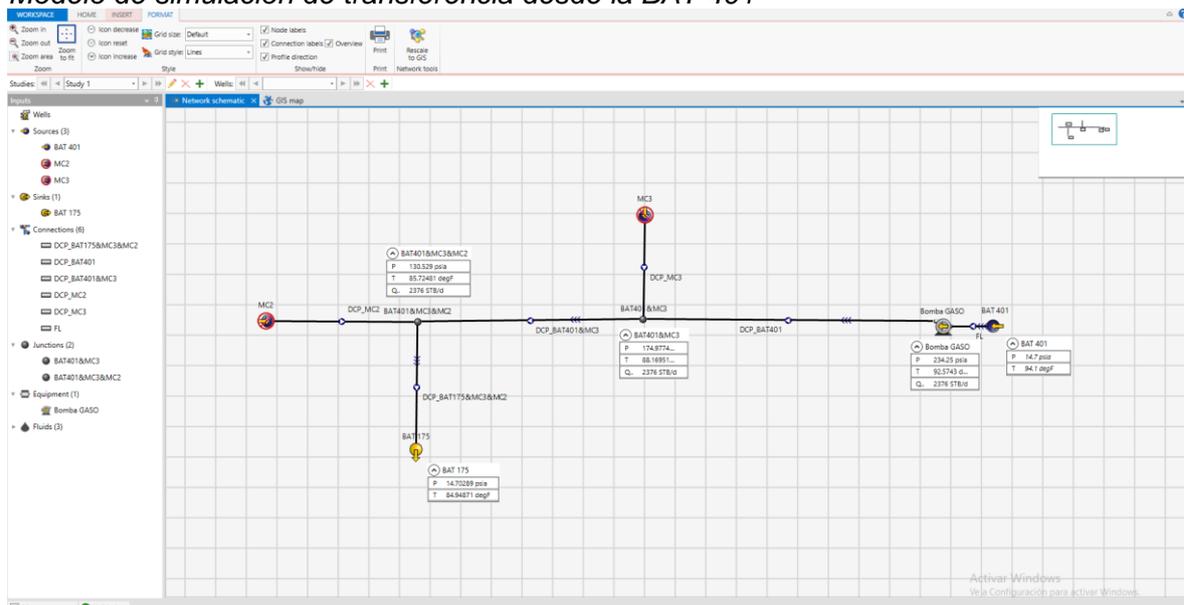
Se simulará el rendimiento de la tubería RTP seleccionada en la transferencia de cada punto de recolección usado el simulador numérico. Se selecciona la tubería Flexcord ND 3" en el catálogo de tuberías del programa. Asimismo, se usará la rugosidad de la tubería registrada por Shawcor (2023), siendo está de 0.0015mm.

4.3.1 Transferencia de crudo desde la BAT 401

Se procede a simular la transferencia de crudo desde el punto de recolección BAT 401. En la Figura 26 se presenta el modelo de simulación de la transferencia de crudo desde la BAT 401 trabajado en el simulador numérico.

Figura 26

Modelo de simulación de transferencia desde la BAT 401



Nota. En la Figura 26 que se ha desactivado los elementos correspondientes al MC3 y MC2 a fin de modelar solo la transferencia desde la BAT 401. Extraído del modelo de simulación de transferencia de crudo desde la estación BAT401 usando el simulador numérico, 2023.

En la Figura 27 se presenta los resultados de la simulación de transferencia de crudo desde la BAT 401.

Figura 27

Resultados de la simulación BAT 401

Name	Type	Pressure (out)	Temperatur...	ST liquid rate	ST Oil rate	ST Water rate	ST Gas rate	ST GOR	ST WCUT	FL Gas rate (...)	FL WCUT
		psia	degF	STB/d	STB/d	STB/d	mmscf/d	SCF/STB	%	mmcf/d	%
1 Bomba GASO	Generic pump	234.25	92.5743	2376	2162.16	213.84	0	0	9	0	8.91148
2 BAT401&MC3	Junction	174.9774	88.16951	2376	2162.16	213.84	0	0	9	0	8.923085
3 BAT401&MC3&MC2	Junction	130.529	85.72481	2376	2162.16	213.84	0	0	9	0	8.929741
4 BAT 175	Sink	14.70289	84.94871	2376	2162.16	213.84	0	0	9	0	8.932959
5 BAT 401	Source	14.7	94.1	2376	2162.16	213.84	0	0	9	0	8.91007

Nota. Extraído de los resultados de la simulación de transferencia de crudo desde la estación BAT401 usando el simulador numérico, 2023.

De los resultados obtenidos se observa que a una presión de descarga de 234.25 psia en la Bomba GASO, se logra desplazar el crudo de la BAT 401 hasta la BAT 175 a un régimen de 2376 BPD (99 BPH). Adicionalmente se observa que la temperatura del fluido disminuye en 9.15°F.

En la Tabla 28 se observa los datos de presión y temperatura obtenidos de la simulación. De la tabla se ve que la caída de presión en la línea de succión “FL” es de 0.5 psi. Luego la presión aumenta a 234.25 psia producto del trabajo de la Bomba GASO. Posteriormente el fluido tiene una pérdida de presión de 59 psi durante su recorrido por el ducto DCP_BAT401. Al pasar por el ducto DCP_BAT401&MC3 la presión cae 43 psi. Finalmente, durante el ducto DCP_BAT401&MC3&MC2 la presión disminuye en 116 psi obteniéndose una presión final de aprox. 14.7 psia (presión atmosférica).

Tabla 28

Resultados del perfil de presión y temperatura BAT 401

Equipo	Longitud total (pies)	Presión (psia)	Temperatura (°F)
FL	0	14.7	94.1
	30	14.4	94.1
	60	14.2	94.0
Bomba GASO	60	234.3	92.6
	60	234.3	92.6
DCP_BAT401	286	230.9	92.3
	1359	215.7	91.3
	1986	213.6	90.8
	2311	206.8	90.5
	3000	202.9	90.0
	3669	190.3	89.5
	4326	190.5	89.0

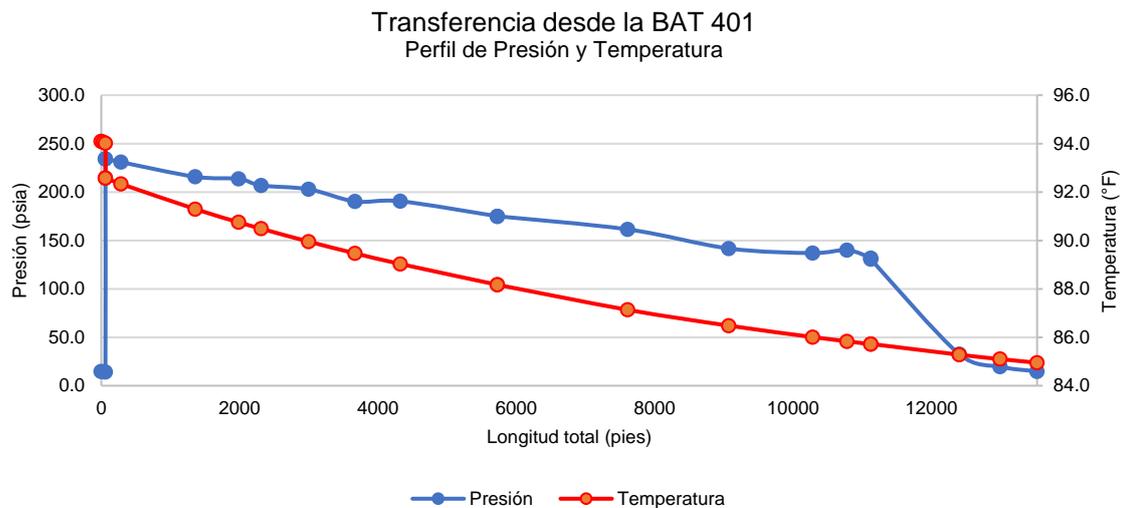
	5727	175.0	88.2
	5727	175.0	88.2
DCP_BAT401&MC3	7610	161.4	87.1
	9073	141.7	86.5
	10287	137.0	86.0
	10780	140.1	85.8
	11128	131.9	85.7
DCP_BAT401&MC3&MC2	11128	130.5	85.7
	12404	32.6	85.3
	12995	19.6	85.1
	13530	14.7	84.9

Nota. Extraído de los resultados de presión y temperatura de la simulación de transferencia de crudo desde la estación BAT401 usando el simulador numérico, 2023.

En la Figura 28 y Figura 29 se presentan el perfil de presión, temperatura y de elevación durante la transferencia de crudo desde la BAT 401.

Figura 28

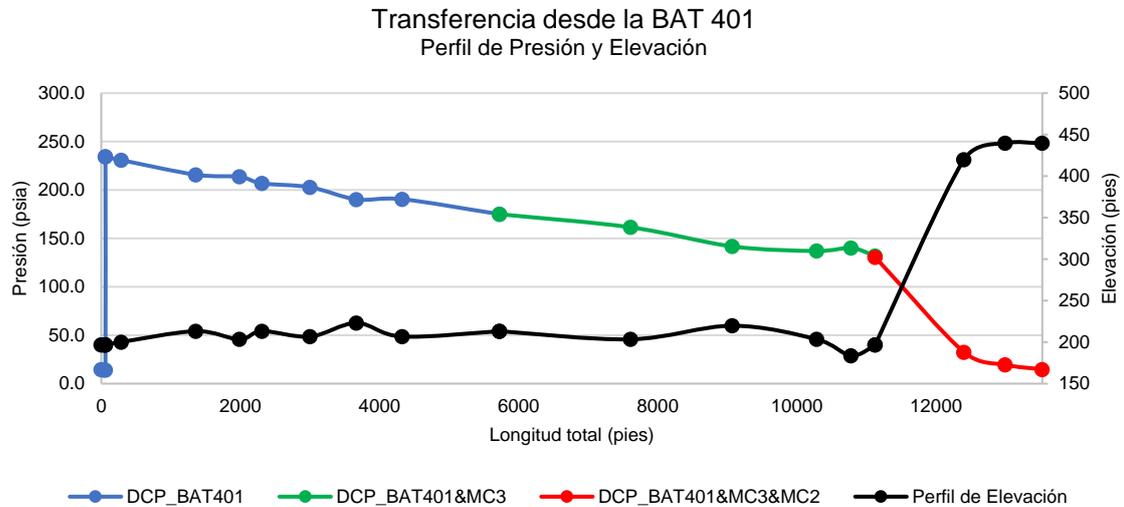
Perfil de presión y temperatura durante la transferencia desde la BAT 401



Nota. Adaptado de los resultados de presión y temperatura de la simulación de transferencia de crudo desde la estación BAT401 usando el simulador numérico, 2023.

Figura 29

Perfil de presión y elevación durante la transferencia desde la BAT 401



Nota. Se observa que las caídas de presión no son constantes a lo largo del ducto como consecuencia del perfil de elevación. Adaptado de los resultados de presión y elevación de la simulación de transferencia de crudo desde la estación BAT401 usando el simulador numérico, 2023.

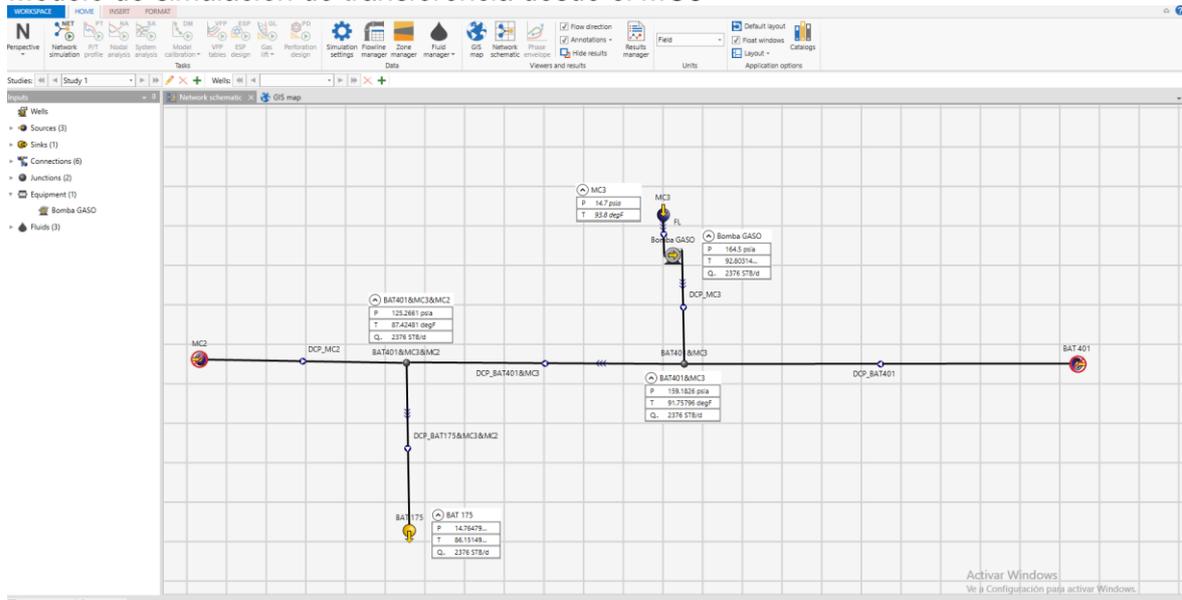
4.3.2 Transferencia de crudo desde el MC3

Se procede a simular la transferencia de crudo desde el punto de recolección MC3.

En la Figura 30 se presenta el modelo de simulación de la transferencia de crudo desde el MC3 trabajado en el simulador numérico.

Figura 30

Modelo de simulación de transferencia desde el MC3



Nota. En la Figura 30 que se ha desactivado los elementos correspondientes al BAT 401 y MC2 a fin de modelar solo la transferencia desde el MC3. Extraído del modelo de simulación de transferencia de crudo desde la estación MC3 usando el simulador numérico, 2023.

En la Figura 31 se presenta los resultados de la simulación de transferencia de crudo desde el MC3.

Figura 31

Resultados de la simulación MC3

Name	Type	Pressure (out) psia	Temperatur... degF	ST liquid rate STB/d	ST Oil rate STB/d	ST Water rate STB/d	ST Gas rate mmscf/d	ST GOR SCF/STB	ST WCUT %	FL Gas rate (...) mmcf/d	FL WCUT %
1 Bomba GASO	Generic pump	164.5	92.80314	2376	1995.84	380.16	0	0	16	0	15.85492
2 BAT401&MC3	Junction	159.1826	91.75796	2376	1995.84	380.16	0	0	16	0	15.85926
3 BAT401&MC3&MC2	Junction	125.2661	87.42481	2376	1995.84	380.16	0	0	16	0	15.87765
4 BAT 175	Sink	14.76479	86.15149	2376	1995.84	380.16	0	0	16	0	15.88489
5 MC3	Source	14.7	93.8	2376	1995.84	380.16	0	0	16	0	15.85352

Nota. Extraído de los resultados de la simulación de transferencia de crudo desde la estación MC3 usando el simulador numérico, 2023.

De los resultados obtenidos se observa que a una presión de descarga de 164.5 psia en la Bomba GASO, se logra desplazar el crudo del MC3 hasta la BAT 175 a un régimen de 2376 BPD (99 BPH). Adicionalmente se observa que la temperatura del fluido disminuye en 7.65°F.

En la Tabla 29 se observa los datos de presión y temperatura obtenidos de la simulación. De la tabla se ve que la caída de presión en la línea de succión “FL” es de 0.4 psi. Luego la presión aumenta a 164.5 psia producto del trabajo de la Bomba GASO. Posteriormente el fluido tiene una pérdida de presión de 5 psi durante su recorrido por el ducto DCP_MC3. Al pasar por el ducto DCP_BAT401&MC3 la presión cae 34 psi. Finalmente, durante el ducto DCP_BAT401&MC3&MC2 la presión disminuye en 111 psi obteniéndose una presión final de aprox. 14.7 psia (presión atmosférica).

Tabla 29

Resultados del perfil de presión y temperatura MC3

Equipo	Longitud total (pies)	Presión (psia)	Temperatura (°F)
FL	0	14.7	93.8
	30	14.5	93.8
	60	14.3	93.7
Bomba GASO	60	164.5	92.8
	60	164.5	92.8
DCP_MC3	162	162.5	92.5
	444	159.2	91.8
	444	159.2	91.8
DCP_BAT401&MC3	444	159.2	91.8
	2327	149.0	90.0

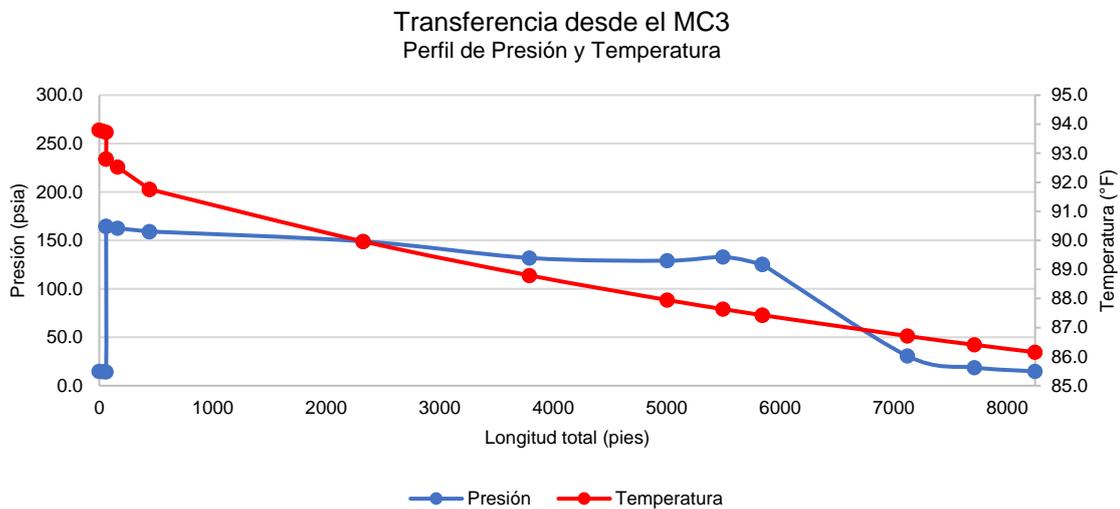
	3791	131.9	88.8
	5005	129.1	87.9
	5497	132.9	87.6
	5845	125.3	87.4
	5845	125.3	87.4
DCP_BAT401&MC3&MC2	7121	30.7	86.7
	7712	18.8	86.4
	8247	14.8	86.2

Nota. Extraído de los resultados de presión y temperatura de la simulación de transferencia de crudo desde la estación MC3 usando el simulador numérico, 2023.

En la Figura 32 y Figura 33 se presentan el perfil de presión, temperatura y de elevación durante la transferencia de crudo desde el MC3.

Figura 32

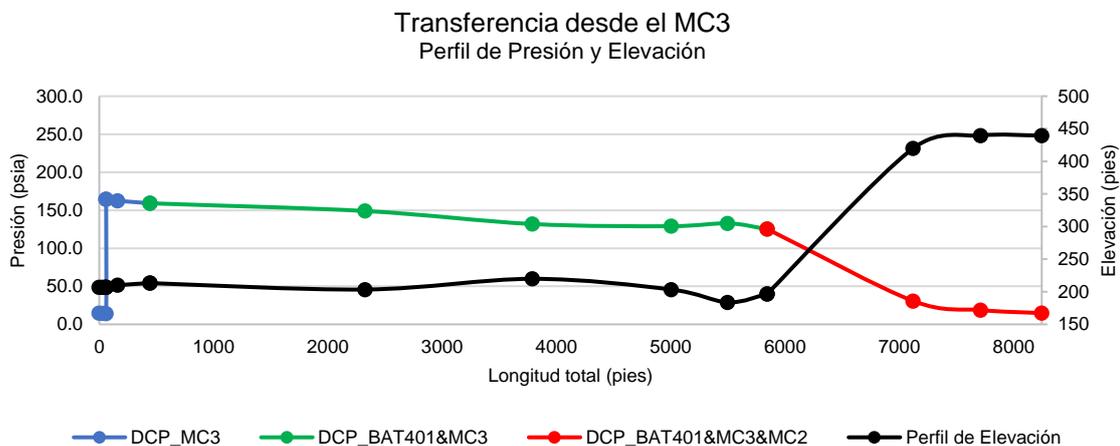
Perfil de presión y temperatura durante la transferencia desde el MC3



Nota. Adaptado de los resultados de presión y temperatura de la simulación de transferencia de crudo desde la estación BAT401 usando el simulador numérico, 2023.

Figura 33

Perfil de presión y elevación durante la transferencia desde el MC3



Nota. Adaptado de los resultados de presión y elevación de la simulación de transferencia de crudo desde la estación MC3 usando el simulador numérico, 2023.

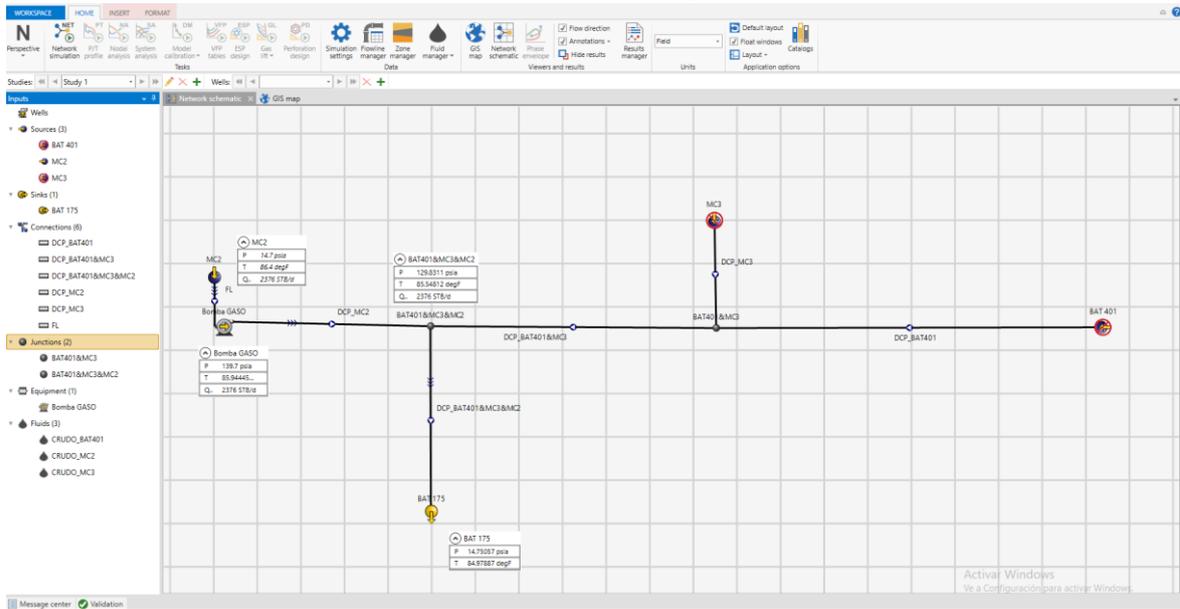
4.3.3 Transferencia de crudo desde el MC2

Se procede a simular la transferencia de crudo desde el punto de recolección MC2.

En la Figura 34 se presenta el modelo de simulación de la transferencia de crudo desde el MC2 trabajado en el simulador numérico.

Figura 34

Modelo de simulación de transferencia desde el MC2



Nota. En la Figura 34 que se ha desactivado los elementos correspondientes al BAT 401 y MC3 a fin de modelar solo la transferencia desde la MC2. Extraído del modelo de simulación de transferencia de crudo desde la estación MC2 usando el simulador numérico, 2023.

En la se Figura 35 presenta los resultados de la simulación de transferencia de crudo desde el MC2.

Figura 35

Resultados de la simulación MC2

Name	Type	Pressure (out) psia	Temperatur... degF	ST liquid rate STB/d	ST Oil rate STB/d	ST Water rate STB/d	ST Gas rate mmscf/d	ST GOR SCF/STB	ST WCUT %	FL Gas rate (...) mmcf/d	FL WCUT %
1	Bomba GASO	139.7	85.94445	2376	641.52	1734.48	0	0	73	0	72.82839
2	BAT401&MC3&MC2	129.8311	85.54812	2376	641.52	1734.48	0	0	73	0	72.83109
3	BAT 175	14.75057	84.97887	2376	641.52	1734.48	0	0	73	0	72.83762
4	MC2	14.7	86.4	2376	641.52	1734.48	0	0	73	0	72.82883

Nota. Extraído de los resultados de la simulación de transferencia de crudo desde la estación MC2 usando el simulador numérico, 2023.

De los resultados obtenidos se observa que a una presión de descarga de 139.7 psia en la Bomba GASO, se logra desplazar el crudo del MC2 hasta la BAT 175 a un régimen de 2376 BPD (99 BPH). Adicionalmente se observa que la temperatura del fluido disminuye en 1.5°F.

En la Tabla 30 se observa los datos de presión y temperatura obtenidos de la simulación. De la tabla se ve que la caída de presión en la línea de succión “FL” es de 0.3 psi. Luego la presión aumenta a 139.7 psia producto del trabajo de la Bomba GASO. Posteriormente el fluido tiene una pérdida de presión de 10 psi durante su recorrido por el ducto DCP_MC2. Finalmente, durante el ducto DCP_BAT401&MC3&MC2 la presión disminuye en 115 psi obteniéndose una presión final de aprox. 14.7 psia (presión atmosférica).

Tabla 30

Resultados del perfil de presión y temperatura MC2

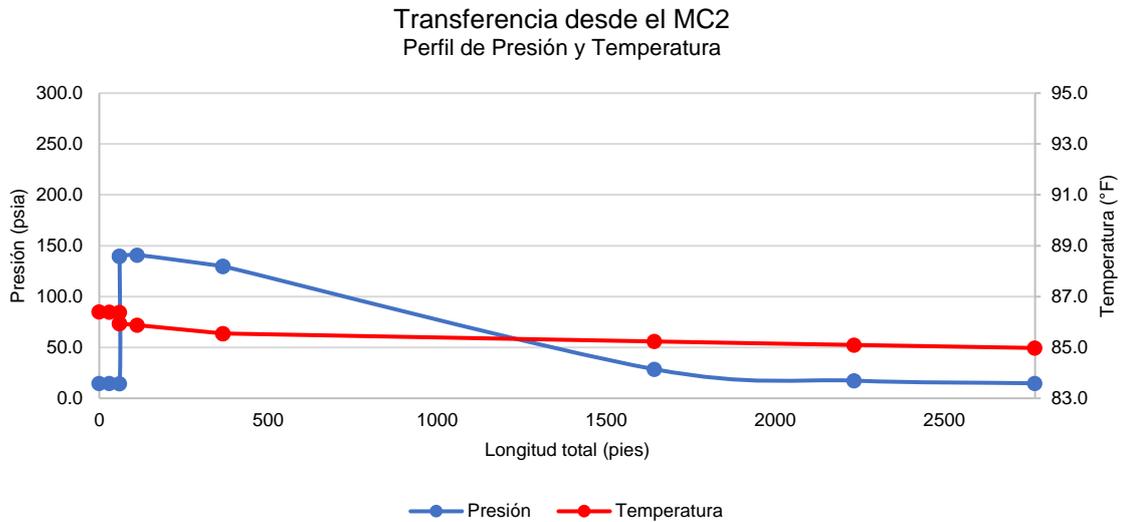
Equipo	Longitud total (pies)	Presión (psia)	Temperatura (°F)
FL	0	14.7	86.4
	30	14.6	86.4
	60	14.4	86.4
Bomba GASO	60	139.7	85.9
DCP_MC2	60	139.7	85.9
	113	140.8	85.9
	366	129.8	85.5
DCP_BAT401&MC3&MC2	366	129.8	85.5
	1643	28.6	85.2
	2233	17.3	85.1
	2768	14.8	85.0

Nota. Extraído de los resultados de presión y temperatura de la simulación de transferencia de crudo desde la estación MC2 usando el simulador numérico, 2023.

En la Figura 36 y Figura 37 se presentan el perfil de presión, temperatura y de elevación durante la transferencia de crudo desde el MC2.

Figura 36

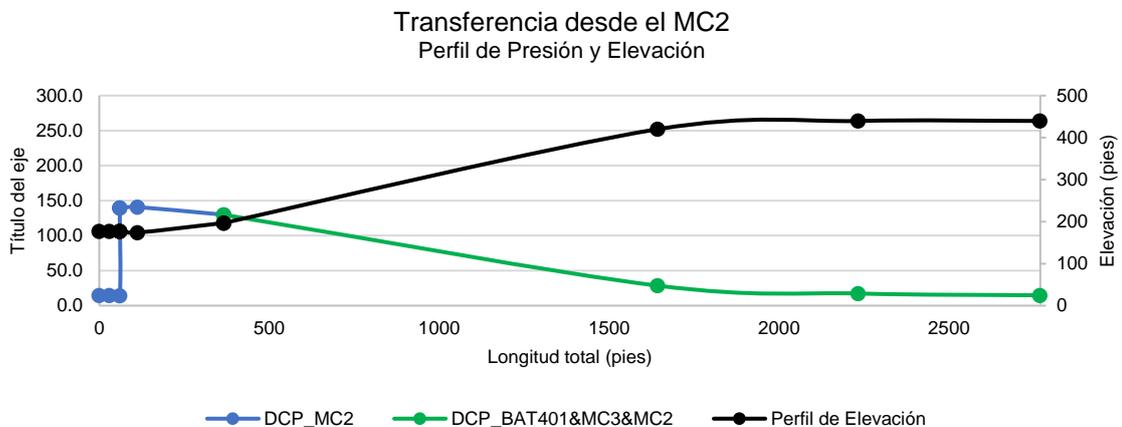
Perfil de presión y temperatura durante la transferencia desde el MC2



Nota. Adaptado de los resultados de presión y temperatura de la simulación de transferencia de crudo desde la estación BAT401 usando el simulador numérico, 2023.

Figura 37

Perfil de presión y elevación durante la transferencia desde el MC2



Adaptado de los resultados de presión y elevación de la simulación de transferencia de crudo desde la estación MC2 usando el simulador numérico, 2023.

4.4 Análisis costo eficiencia

Para realizar el análisis costo eficiencia entre la implementación de tubería de acero revestida y la implementación de tubería RTP se realiza una estimación de los costos en base a las cotizaciones que se cuentan para la implementación de cada tipo de tubería.

Los costos que se abarcarán para la implementación serán la de los materiales, la instalación y el mantenimiento de cada tipo de tubería. Véase Tabla 31 y Tabla 32.

Tabla 31

Costo de Implementación de tubería de acero al carbono

Caso 1: Implementación de tubería de acero al carbono

N°	Descripción	QTY	UND	Costo Unitario	Costo Total \$
Costo del Material					
1	Tubería API 5L PSL1 X-42 sin costura extremo para soldar, de 3,5" de diámetro externo, 28,26 kg/m, rango 3, con protección de superficie 3L de Polipropileno	4309	GLB	51.95	223,852.55
2	Manta Termo contraíble Dirax Diámetro 3" 6000 X 24, 3 Layer Tricapa con cierre y bandas de ataque incluidos	358	UND	30.00	10,740.00
3	Imprimación S1301-M Parte A	8	UND	245.00	1,960.00
Sub Total					236,552.55
Costo de Instalación					
4	Movilización y Desmovilización	1	GLB	13,851.00	13,851.00
5	Obras civiles	1	GLB	42,865.74	42,865.74
6	Obras mecánicas	1	GLB	159,809.00	159,809.00
7	Pruebas (Prueba Hidrostática) y otros, puesta en operación	1	GLB	121,274.38	121,274.38
8	Gastos variables/generales/pólizas/seguros	1	GLB	92,922.41	92,922.41
9	Ingeniería Básica, Detalle y resistividad de terreno / Diseño e instalación de sistema de protección catódica	10	GLB	-	143,000.00
10	Elaboración de Consulta previa, Manuales de Ingeniería y Dossier de calidad para sustento a Osinergmin	1	GLB	15,000.00	15,000.00
Sub Total					588,722.53
Costo de Mantenimiento*					
11	Programa de inhibidor de corrosión	22	BL	1,192.40	26,190.94
12	Programa de Biocida	27.5	BL	969.78	26,626.28
Sub Total					52,817.22
Total					878,092.30

Nota. *Los gastos de mantenimiento se están considerando hasta el año 2045. No se consideró la estimación del mantenimiento de los sistemas de protección catódica. Elaboración propia. Cuadro de costos asociados a la implementación de tuberías de acero tomando como referencia cotizaciones anteriores para el lote IX, 2023.

Tabla 32

Costo de Implementación de tubería de tubería RTP
Caso 2: Implementación de tubería RTP

N°	Descripción	QTY	UND	Costo Unitario	Costo Total \$
Costo del Material					
1	Tubería FLEXCORD FC901, MAOP 2250 PSI, MAOP 60°C, Blanco, diámetro nominal de 3" - Tubería termoplástica reforzada con alambre de acero.	4,740	GLB	85.82	406,786.80
2	Acople de línea media 3"	5	GLB	1875.00	9,375.00
3	Acople para soldadura 3"	14	GLB	1875.00	26,250.00
4	Bridas de ajuste 3"	4	GLB	1875.00	7,500.00
5	3" Pig de Poliuretano	2	Mts	121.50	243.00
	Sub Total				450,154.80
Costo de Instalación					
6	Movilización y Desmovilización	1	GLB	5,000.00	5,000.00
7	Transporte, carga, descarga, acondicionamiento, tendido e Instalación de tubería RTP en obra	1	GLB	51,341.02	51,341.02
8	Obras civiles	1	GLB	33,579.67	33,579.67
9	Obras mecánicas	1	GLB	9,894.60	9,894.60
10	Pruebas (Prueba Hidrostática) y otros, puesta en operación	1	GLB	106,128.08	106,128.08
11	Gastos generales/pólizas/seguros	1	GLB	27,717.06	27,717.06
12	Elaboración de Consulta previa, Manuales de Ingeniería y Dossier de calidad para sustento a Osinergmin.	1	GLB	15,000.00	15,000.00
	Sub Total				248,660.43
Costo de Mantenimiento					
13	3" Pig de Poliuretano	8	Mts	121.50	972.00
	Sub Total				972.00
Total					699,787.23

Nota. *Los gastos de mantenimiento se están considerando hasta el año 2045. Elaboración propia. Cuadro de costos asociados a la implementación de tuberías termoplásticas reforzadas tomando como referencia cotizaciones anteriores para el lote IX, 2023.

En base a las estimaciones de la implementación de cada tipo de tubería, se realizó un cuadro comparativo el cual se muestra en la Tabla 33.

En la Tabla 33 se visualiza que los costos de los materiales de la implementación de tuberías RTP son más elevados que la implementación de tuberías de acero revestido

en 213,602.25 \$. Por otro lado, los costos de instalación de las tuberías de acero revestido son más elevados que la implementación de tubería RTP en 340,062.10 \$. De la misma manera los costos de mantenimiento en el tiempo de las tuberías de acero son más elevados que el mantenimiento de las tuberías RTP en 51,845.22 \$. Finalmente se visualiza que la implementación de las tuberías RTP Flexcord FC901 en el ducto secundario del lote IX generaría un ahorro de 178,305.07 \$ en comparación a la implementación de tuberías de acero revestidas.

Tabla 33

Cuadro comparativo tubería de Acero revestido vs tubería RTP

Indicadores	Implementación con tubería de Acero Revestido	Implementación con tubería RTP Flexcord	Diferencia
Costo del material, \$	236,552.55	450,154.80	-213,602.25
Costo de instalación, \$	588,722.53	248,660.43	340,062.10
Costo del mantenimiento, \$	52,817.22	972.00	51,845.22
Total, \$	878,092.30	699,787.23	178,305.07

Nota. Elaboración propia. Cuadro comparativo de costos entre la Implementación de tuberías de acero y las tuberías RTP para el ducto secundario del lote IX, 2023.

En caso se hubiese contado con una bomba centrífuga (en vez de la bomba recíproca) como parte del sistema de transferencia de crudo, se hubiese podido seleccionar la tubería RTP Flexpipe FP-150 que tiene un costo aprox. de 45 usd/m. Por consiguiente, en la Tabla 34 se presenta los costos de implementación de cada tipo de tubería.

Tabla 34

Cuadro comparativo tubería de Acero revestido vs Flexcord vs FP-150

Indicadores	Acero revestido	RTP Flexcord	RTP FP-150
Costo del material, \$	236,552.55	450,154.80	213,300.00
Costo de instalación, \$	588,722.53	248,660.43	248,660.43
Costo del mantenimiento, \$	52,817.22	972.00	972.00
Total, \$	878,092.30	699,787.23	462,932.43

Nota. Elaboración propia. Cuadro comparativo de costos entre la Implementación de tuberías de acero y las diferentes alternativas de tuberías RTP para el ducto secundario del lote IX, 2023.

Se puede apreciar que la implementación de las tuberías RTP Flexpipe FP-150 en el ducto secundario del lote IX generaría un ahorro de 415,159.87 \$ en comparación a la implementación de tuberías de acero revestidas.

Conclusiones

Acorde a la matriz de comparación de las tuberías RTP ofrecidas por el fabricante Shawcor, y teniendo en cuenta las recomendaciones dadas por el mismo en referencia al desgaste prematuro de las tuberías por el trabajo de la bomba recíproca, se seleccionó la tubería Flexcord FC901. Sin embargo, en un caso en el cual se hubiera contado con una bomba centrífuga se hubiera optado por la tubería Flexpipe FP-150.

Los parámetros corrosivos en relación al crudo del lote IX que tienen incidencia en la corrosión de tuberías de acero son principalmente el contenido de bacterias sulfato reductoras (BSR), el contenido de Ácido Sulfhídrico (H₂S) y el contenido de Anhídrido Carbónico (CO₂). Las presiones parciales del CO₂ y H₂S durante la transferencia de Hidrocarburos son de 0.0055 y 0.0002 psi respectivamente, y de acuerdo a la Clasificación de la corrosividad según presión parcial detallada en la Tabla 16, ambas presiones parciales por separado indicarían una corrosividad baja. Sin embargo, varios autores Fuentes y Peña (2007), Koteeswaran (2010), Choi et al. (2011) y Asmara (2018) señalan que la corrosión en ambientes CO₂/H₂S es mucho mayor que en ambientes con solo CO₂. Por otro lado, la concentración de BSR en el agua del lote IX se encontraron por encima de los límites máximos en comparación de la norma *NACE TM0194-2014 Field Monitoring of Bacterial Growth in Oil and Gas Systems*.

Las velocidades de corrosión en relación al contenido de CO₂ fueron estimadas usando el simulador numérico, siendo estas de 0.049; 0.034 y 0.030 milésimas de pulgas por año durante las transferencias de crudo desde los Puntos de recolección BAT 401, MC3 y MC2 respectivamente. Se verifica la influencia de la presión en el sistema con las velocidades de corrosión interna a lo largo del ducto. Se aprecia que las tasas de corrosión interna determinadas son bajas, esto debido a la poca concentración de CO₂ en el sistema, la relativa baja presión dentro del sistema, el flujo laminar durante la transferencia, un pH casi neutro y temperaturas no muy elevadas.

La velocidad de erosión se determinó usando el simulador numérico (API RP 14) obteniéndose aprox. 4m/s, estando está por encima de la velocidad del líquido máxima considerado en el diseño (1m/s).

En relación a la integridad del sistema de ductos, tras la implementación de las tuberías RTP se podrá mitigar el riesgo de las fallas de las tuberías por la presencia de agentes corrosivos en el crudo del lote IX. Asimismo, la velocidad de bombeo al cual se simuló (1 m/s) no alcanza a la velocidad de erosión (4m/s) evitando así problemas de vibración y erosión en el ducto, manteniendo la integridad del sistema. En ese sentido, la implementación de tuberías RTP se presentan como una buena alternativa para poder evitar derrames de hidrocarburos por fallas en las tuberías.

De la simulación de la transferencia de crudo desde la BAT 401, se observa que empleando la Tubería RTP Flexcord, la presión de descarga de la Bomba es de aprox. 220 psig a un régimen de 99 BPH. En contraste a la condición actual de bombeo el cual requiere de una presión de descarga de 250 psig para poder desplazar el crudo a un régimen de 15 BPH. De la simulación de la transferencia de crudo desde el MC3, se observa que empleando la Tubería RTP Flexcord, la presión de descarga de la Bomba es de aprox. 150 psig a un régimen de 99 BPH. En contraste a la condición actual de bombeo el cual requiere de una presión de descarga de 190 psig para poder desplazar el crudo a un régimen de 20 BPH. De la simulación de la transferencia de crudo desde el MC2, se observa que empleando la Tubería RTP Flexcord, la presión de descarga de la Bomba es de aprox. 125 psig a un régimen de 99 BPH. En contraste a la condición actual de bombeo el cual requiere de una presión de descarga de 150 psig para poder desplazar el crudo a un régimen de 25 BPH.

Las mejoras del performance del flujo se expresan en un menor trabajo de la bomba durante la transferencia desde los puntos de recolección, reduciendo así el consumo de energía de la bomba.

El análisis costo eficiencia determinó que los costos de los materiales de la implementación de tuberías RTP son más elevados que la implementación de tuberías de

acero revestido en 213,602.25 \$. Sin embargo, los costos asociados a la instalación de las tuberías de acero revestido resultaron más elevados que la implementación de las tuberías RTP en 340,062.10 \$. Asimismo, los costos de mantenimiento en el tiempo (Hasta el 2045) de las tuberías de acero revestidas son más elevados que el mantenimiento de las tuberías RTP en 51,845.22 \$. Por lo expresado anteriormente, la implementación de las tuberías RTP Flexcord FC901 en el ducto secundario del lote IX generaría un ahorro aprox. de 178,305 \$ en comparación a la implementación de tuberías de acero revestidas.

En caso se hubiese contado con una bomba centrífuga (en vez de la bomba reciprocante) como parte del sistema de transferencia de crudo, se hubiese podido seleccionar la tubería RTP Flexpipe FP-150 logrando generar un ahorro aprox. de 415,160 \$ en comparación a la implementación de tuberías de acero revestidas.

Recomendaciones

Verificar que al seleccionar determinada tubería RTP de determinado Fabricante, este ofrezca una certificación API a fin de poder garantizar la calidad del producto.

Determinar de qué manera otros parámetros en relación al entorno externo del sistema tales como la presencia del polvo, humedad y velocidad del viento inciden en el desgaste progresivo del ducto de acero.

Determinar la velocidad de corrosión que se generaría por la presencia de CO₂ en presencia de H₂S en la transferencia desde los puntos de recolección a fin de poder estimar con mayor aproximación el desgaste progresivo de las tuberías de acero.

Estimar la velocidad de erosión en aquellos casos donde se pudiese presentar flujo multifásico, y compararla con el caudal de bombeo puesto que la velocidad de erosión disminuye con la presencia de gas.

Evaluar la implementación de tuberías RTP en otros ductos asociados al sistema de recolección del Lote IX como medida de mejora para evitar derrames de hidrocarburos por fallas en la tubería.

Validar los modelos de fluidos que se usarán en la simulación a fin de obtener valores más precisos en la determinación de los perfiles de presión y temperatura a lo largo del tramo.

Considerar las pérdidas de presión generadas por los accesorios como tees o válvulas en la simulación de la transferencia de crudo desde los distintos puntos de recolección para obtener una mayor exactitud de la presión de descarga de la Bomba en cada caso.

Determinar el consumo real de la Bomba centrífuga actual bajo las condiciones actuales de operación y contrastarlas con el consumo teórico que se daría en una Bomba centrífuga nueva bajo las nuevas condiciones de operación tras la implementación de las tuberías RTP.

Continuar con el ejercicio de realizar un análisis de costo eficiencia para el ducto secundario del lote IX que comprende las estaciones de recolección del MC1 y MC4.

Evaluar la posibilidad de adquirir una bomba centrífuga que pueda permitir la selección de la tubería Flexpipe FP-150 y poder obtener un mayor ahorro.

Referencias bibliográficas

- American Petroleum Institute [API]. (1991). *Recommended practice for design and installation offshore production platform piping systems. API Recommended Practice 14E (RP 14E)*.
- American Petroleum Institute [API]. (2016). *Inspection Practices for Piping System Components. API Recommended Practice 574 (RP 574)*.
- American Society of Mechanical Engineers [ASME]. (2016). *ASME Code for Pressure Piping. ASME B31.3*.
- Arrow Engine Company. (2023). *Arrow Engine Company*. Obtenido de <https://arrowengine.com/literature/engines/c-series>
- Ashraf MA, M. E. (2013). Flexure analysis of spoolable reinforced thermoplastic pipes for offshore oil and gas applications. *Reinforced Plastics and Composites*, 533-542.
- Asmara, Y. (2018). The roles of H₂S gas in behavior of carbon steel corrosion in oil and gas environment: A review. *Jurnal Teknik Mesin*.
- ASME B31.8. (2004). *Managing System Integrity of Gas Pipelines*. New York.
- Ávila, A. (2017). *Facultad de Ciencias Naturales – UNPSJB*. Obtenido de <http://www.fcn.unp.edu.ar/sitio/fisicoquimica/wp-content/uploads/2017/07/metodos-de-caracterizacion.pdf>
- Baca, G. (2010). *Evaluación de Proyectos*. México: McGRAW-HILL/Interamericana.
- Bai, Y., Ruan, W., Cheng, P., Yu, B., & Xu, W. (2014). Buckling of reinforced thermoplastic pipe (RTP) under combined bending and tension. *Ships and Offshore Structures*, 525-539. doi:<https://doi.org/10.1080/17445302.2014.887171>
- Bai, Y., Yuan, S., Tang, J., Qiao, H., Cheng, P., & Wang, Y. C. (2015). Behavior of Reinforced Thermoplastic Pipe under Combined Bending and External Pressure. *Ships and Offshore Structures*, 9, 464-474. doi:<https://doi.org/10.1080/17445302.2015.1045270>

- Bredács, M., Frank, A., Bastero, A., & Stolarz, A. (2018). Accelerated aging of polyethylene pipe grades in aqueous chlorine dioxide at constant concentration. *Polymer Degradation and Stability*, 80-89. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.polymdegradstab.2018.09.019>
- British Standards Institution. (1997). *EN 476 General requirements for components used in discharge pipes, drains and sewers for gravity systems*.
- Byars, H. (1999). *Corrosión Control in Petroleum Production*. Houston: NACE Corrosion.
- Cedar Lake Ventures, Inc. (2022). *Weather Spark*. Obtenido de <https://es.weatherspark.com/h/m/17410/2021/10/Tiempo-hist%C3%B3rico-en-octubre-de-2021-en-Talara-Per%C3%BA#Figures-WindSpeed>
- Cheldi, T., Cavassi, P., Serricchio, M., Spinelli, C., Vietina, G., & Ballabio, S. (2019). *Use of Spoolable Reinforced Thermoplastic Pipes for Oil and Water Transportation*. Ravenna.
- Choi, Y., Nestic, S., & Ling, S. (2011). Effect of H₂S on the CO₂ corrosion of carbon steel in acidic solutions. *Electrochimica Acta*, 1752-1760.
- Conley, J., Weller, B., & Sakr, A. (S.F.). *Recent Innovations in Reinforced Thermoplastic Pipe*.
- Conley, J., Weller, B., & Slingerland, E. (2008). *The Use of Reinforced Thermoplastic Pipe in Oil and Gas Gathering and Produced Water Pipelines*. Alberta: SPE.
- De Bruin, J., Hateren, A., & Hateren, A. (2016). Expanding the application range of High Density Polyethylene for use as an inner-liner material in Reinforced Thermoplastic Pipe and Steel Pipe. *Proceedings of the 18th Plastic Pipes Conference PPXVIII*.
- De Oliveira, G., Costa, C., & Costa, M. (2015). Evaluation of Aged PVDF by Instrumented Indentation Technique. *ASME International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering*.
- de Waard, C.,; Lotz, U.; Dugstad, A. (1995). Influence of Liquid Flow Velocity on CO₂ Corrosion: A Semi-Empirical Model. *Corrosion 95*. Orlando: NACE International.

- Ebnesajjad, S. (2015). Chemical Properties of Fluoropolymers. En S. Ebnesajjad, *Fluoroplastics* (págs. 432-474). William Andrew Publishing.
- Esaklul, K., & Mason, J. (2017). Nonmetallics Applications in Oil and Gas Production (Pipes, Liners, Rehabilitations). En A. El-Sherik, *Trends in Oil and Gas Corrosion Research and Technologies* (págs. 627-660). Woodhead Publishing.
- Fu, A., Zhao, B., Yuan, J., & Yin, C. (2019). Lab Research and Filed Experience of HDPE-Lined Tubing Used in Nitrogen Injection Well. *Corrosion*.
- Fuentes, C., & Peña, D. (2007). Predicción de la Corrosión por CO₂ + H₂S en tuberías de acero al carbono. *Scientia Et Technica*.
- Ghabeche, W., Chaoui, K., & Zeghib, N. (2019). Mechanical properties and surface roughness assessment of outer and inner HDPE pipe layers after exposure to toluene methanol mixture. *The International Journal of Advanced Manufacturing Technology*, 2207–2225.
- Grabmann, M., Wallner, G., Grabmayer, K., Nitsche, D., & Lang, R. (2018). Aging behavior and lifetime assessment of polyolefin liner materials for seasonal heat storage using micro-specimen. *Solar Energy*, 988-990.
- Greenhouse, H., Lowry, R., & Romenesko, B. (2012). The Permeation of Gases Through Solids. En H. Greenhouse, R. Lowry, & B. Romenesko, *Hermeticity of Electronic Packages* (págs. 227-242). William Andrew Publishing.
- Groysman, A. (2017). *Corrosion Problems and Solutions in Oil Refining and Petrochemical Industry*. Berlin: Springer Science and Business Media.
- Hashim, M. (2016). *Modelling CO₂ Corrosion of Pipeline Steels*. Newcastle upon Tyne: Newcastle University.
- Houbu, L., Xuemin, Z., Haohan, H., Teng, Z., Guoquan, Q., & Han, D. (2021). *Simulation Analysis of Limit Operating Specifications for Onshore Spoolable Reinforced Thermoplastic Pipes*. MDPI.
- Hull, D., & Clyne, T. (1981). *An Introduction to Composite Materials*. University of Cambridge . doi:<https://doi.org/10.1017/CBO9781139170130>

- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2022). Style IEEE. *Journal*, 1(1), 1-33.
- IntelleQ Holdings. (2017). GASO.COM. Obtenido de <https://www.gaso.com/content/pdfs/wheatley-535-545-duplex-piston-pump.pdf>
- International Organization for Standardization [ISO]. (2009). *Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Non-metallic materials in contact with media related to oil and gas production. ISO 23936-1.*
- Jones, L. (1992). *Corrosion and Water Technology.*
- Khalid, H., Ismail, M., & Nosbi, N. (2020). *Permeation Damage of Polymer Liner in Oil and Gas Pipelines.* Perak: Department of Mechanical Engineering, Universiti Teknologi Petronas.
- Koteeswaran, M. (2010). *CO₂ and H₂S Corrosion in Oil Pipelines.*
- León, A., & Zúñiga, M. (2020). *La sombra del petróleo. Informe de los derrames petroleros en la Amazonía peruana entre el 2000 y el 2019.* Lima: ©Oxfam.
- Lopez, D., Perez, T., & Simison, S. (2003). The influence of microstructure and chemical composition of carbon and low alloy steels in CO₂ corrosion. *Materials & Design*, 561-575.
- Lu, H., Wu, X., & Huang, K. (2018). Study on the Effect of Reciprocating Pump Pipeline System Vibration on Oil Transportation Stations. *Energies*, 132. doi:<https://doi.org/10.3390/en11010132>
- Mahir, H. (1996). The Temperature Effects On High Density Polyethylene. *Journal of King Abdul Aziz University*, 8, 47-60. doi:https://prod.kau.edu.sa/centers/spc/jkau/Data/Review_Artical.aspx?No=579#Bibliography
- MINEM. (2007). *Decreto Supremo N° 081-2007-EM Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos.*
- Mongabay. (2022). *Periodismo Ambiental Independiente en Latinoamérica.* Obtenido de <https://es.mongabay.com/2022/07/medio-siglo-de-roturas-y-derrames-de-petroleo-en-la-amazonia-ecuatoriana/>

- Morozov, E., Ashraf, M., Shankar, K., & Yu, K. (2015). Analysis of flexural behaviour of reinforced thermoplastic pipes considering material nonlinearity. *Composite Structures*, 385-393. doi:<https://doi.org/10.1016/j.compstruct.2014.09.015>
- NACE MR0175. (2002). *Sulfide Stress Cracking Resistant Metallic Materials for Oilfield Equipment*.
- NACE RP 0192. (1998). *Monitoring Corrosion in Oil and Gas production with iron counts*.
- Ossai, C. (2012). Advances in Asset Management Techniques: An Overview of Corrosion Mechanisms and Mitigation Strategies for Oil and Gas Pipelines. *ISRN Corrosion*, 1-10.
- Perez, T. (2013). Corrosion in the Oil and Gas Industry: An Increasing Challenge for Materials. 1033-1042.
- Pietro, M. (2020). *Numerical and experimental study at the pilot scale of the hydrogen*.
- Quimpetrol Perú. (2023). *Monitoreo de La Corrosión Mediante Análisis de Agua*.
- Romão, W., Castro, E., Filho, E., Guimarães, R., Silva, A., Teixeira, S., . . . De Sena, G. (2009). Ageing of polyamide 11 used in the manufacture of flexible piping. *Journal of Applied Polymer Science*, 1777–1783.
- Rosales, R. (1999). *Formulación y evaluación de proyectos. Guía a nivel de perfiles*. San José: Instituto Centroamericano de Administración Pública.
- Samimi, A. (2012). Causes of increased corrosion in oil and gas pipelines in the Middle East. *international journal of basic and applied sciences*, 572-577.
- Schweitzer, P. (2000). *Mechanical and Corrosion-Resistant Properties of Plastics and Elastomers*. Colchester: Informa UK Limited.
- Senamhi. (2023). *Senamhi*. Obtenido de <https://www.senamhi.gob.pe/?p=pronostico-detalle-turistico&localidad=0034>
- Shankar, K., Yu, K., Morozov, E. V., & Ashraf, M. A. (2017). A review of the design and analysis of reinforced thermoplastic pipes for offshore applications. *Journal of Reinforced Plastics and Composites*.

- Shawcor. (2022). *Shawcor*. Obtenido de <https://www.shawcor.com/composite-systems/composite-linepipe/composite-services/composite-systems-technical-library>
- Shawcor. (2022a). *Shawcor. Composite Systems Technical Library*. Obtenido de <https://cdn.shawcor.com/shawcor/files/39/390e5d6e-afbf-4d01-9ae3-1333d4c25aa9.pdf>
- Shawcor. (2022b). *Shawcor. Composite Systems Technical Library*. Obtenido de <https://cdn.shawcor.com/shawcor/files/97/9760a524-1cba-41ac-bfe6-0b2ea183520f.pdf>
- Shawcor. (2022c). *Shawcor. Composite Systems Technical Library*. Obtenido de <https://cdn.shawcor.com/shawcor/files/15/15b58e29-e165-4095-a14b-5d3e6924c281.pdf>
- Shawcor. (2022d). *Shawcor. Composite Systems Technical Library*. Obtenido de <https://cdn.shawcor.com/shawcor/files/1a/1a6f4ab6-34f9-4335-922c-0c22578d9a6a.pdf>
- Shawcor. (2022e). *Shawcor. Composite Systems Technical Library*. Obtenido de <https://cdn.shawcor.com/shawcor/files/f1/f1f48e4c-2b03-4b4c-a615-169327bfc74d.pdf>
- Shawcor. (2022f). *Shawcor. Composite Systems Technical Library*. Obtenido de <https://cdn.shawcor.com/shawcor/files/c6/c6da4db8-4ed8-4ac8-bc93-25944a891d67.pdf>
- Shawcor. (2022g). *Shawcor. Composite Systems Technical Library*. Obtenido de <https://cdn.shawcor.com/shawcor/files/06/0680f1ff-ef11-4da8-9d6d-57efe7983507.pdf>
- Shawcor. (2023). *Technical Manual FlexPipe™ - FlexPipe™ High Temperature - FlexCord™*.

- Shawcor. (2023). *Technical Manual FlexPipe™ FlexPipe™ High Temperature FlexCord™*. Obtenido de <https://www.shawcor.com/composite-systems/composite-linepipe>
- Technology Evaluation Centers. (2023). *Technology Evaluation Centers*. Obtenido de [https://www3.technologyevaluation.com/solutions/53975/pipesim#:~:text=PIPESIM%20is%20a%20computational%20fluid,both%20liquids%20and%20gases\)%20behave](https://www3.technologyevaluation.com/solutions/53975/pipesim#:~:text=PIPESIM%20is%20a%20computational%20fluid,both%20liquids%20and%20gases)%20behave).
- Torres, A., D'Almeida, J., & Habas, J. (2011). Aging of HDPE Pipes Exposed to Diesel Lubricant. *Polymer-Plastics Technology and Engineering*, 1594–1599.
- Villamizar, W., Casales, M., Gonzalez, J., & Martinez, L. (2006). CO2 corrosion inhibition by hydroxyethyl, aminoethyl, and amidoethyl imidazolines in water–oil mixtures. *Solid State Electrochemistry*, 619-629.
- Wang, Y., Lou, M., Zeng, X., Dong, W., & Wang, S. (2021). Optimizing Winding Angles of Reinforced Thermoplastic Pipes Based on Progressive Failure Criterion. *Journal of Ocean University of China*. doi:<https://doi.org/10.1007/s11802-021-4663-x>
- Webster, D. (2010). *Pipeline Construction Drivers, Corrosion Costs and Engineering Issues*. North Sydney: Worley Parsons.
- Wei, B., Qi, D., Li, H., Qi, G., Cai, X., & Ding, N. (2015). *Corrosion resistance of reinforced thermoplastic pipes in a sour environment*. Natural Gas Industry Journal Agency.
- Weller, Blaine; Conley, Jeffrey; Slingerland, Eric. (S.F.). *Getting Production in Motion Using Reinforced Thermoplastic Pipe*. Alberta.
- Yu, K. (2015). *Nonlinear modelling and analysis of reinforced thermoplastic*. Obtenido de <https://doi.org/10.26190/unsworks/18438>

Anexos

Anexo 1 Rendimientos de los materiales termoplásticos en medios relacionados con la producción de Gas y Petróleo	90
Anexo 2 Ductos secundarios en el lote IX.....	93
Anexo 3 Mapa de yacimientos en el lote IX	94
Anexo 4 Mapa de ductos secundarios del lote IX	95
Anexo 5 Perfil de elevaciones del sistema del ducto secundario del lote IX	96
Anexo 6 Cotizaciones realizadas con la empresa Andes Petroleum Solutions	98
Anexo 7 Ficha técnica de la tubería FLEXCORD FC-901.....	100

Anexo 1

Rendimientos de los materiales termoplásticos en medios relacionados con la producción de Gas y Petróleo

Table A.2 — Polypropylenes (PP)

Medium/Media	Temperature °C	Environmental condition(s)
		Description
H ₂ S	0 to 80 ^a	No influence of H ₂ S on stability of PP in the temperature range of 0 °C to 110 °C.
CO ₂	0 to 80 ^a	As for H ₂ S.
HC/crude aliphatics, aliphatic oils	0 to 60 ^{a, b}	—
HC/crude aromatics, aromatic oils	0 to 20 ^c	Swelling and permeation strongly influence the physical properties.
HC/crude naphthenics, HC/crude cycloaliphatics, cycloaliphatic oils	0 to 20 ^c	As for aromatics: dissolution at higher temperatures.
Brine	0 to 80 ^a	—
Acids, bases	0 to 80 ^a	No effect from inorganic non-oxidizing acids or bases. Formic and acetic acid have no effect up to 60 % concentration.
Surface-active compounds (inhibitors, emulsifiers, demulsifiers)	0 to 80 ^{a, b}	Stress corrosion cracking has to be considered and tested accordingly.
Sulfur solvents:		
amines	0 to 70 ^a	—
spindle oil, diesel	0 to 70 ^c	Effects like the corresponding crudes.
disulfides	0 to 60 ^c	—
^a Proven applicability. ^b Limited applicability. ^c Testing required.		

Nota. Extraída de ISO 23936-1. *Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Non metallic materials in contact with media related to oil and gas production* (p.17), por International Organization for Standardization (ISO), 2009.

Table A.3 — Polyamide 11 (PA 11) and Polyamide 12 (PA 12)

Medium/Media	Environmental condition(s)	
	Temperature °C	Description
H ₂ S, CO ₂	0 to 70 ^a	No influence of H ₂ S on stability of PA 11 or PA 12 in typical temperature range of oil and gas transport (0 °C to 90 °C). If presence of water cannot be excluded in all cases, PA 11 and PA 12 (which undergo hydrolysis at temperatures above 80 °C) cannot be recommended for higher temperatures.
HC/crude aliphatics, aliphatic oils	0 to 70 ^a	—
HC/crude aromatics, aromatic oils	0 to 70 ^c	—
HC/crude naphthenics, HC/crude cycloaliphatics, cycloaliphatic oils	0 to 70 ^c	—
Brine	0 to 70 ^a	At higher temperatures, hydrolysis occurs.
Acids	^b	Acid degradation.
Bases	^b	Degradation by hydrolysis.
Surface-active compounds (inhibitors, emulsifiers, demulsifiers)	0 to 70 ^c	—
Sulfur solvents:		
amines	^b	Loss of mechanical properties.
spindle oil, diesel	0 to 70 ^a	—
disulfides	0 to 70 ^c	—
^a Proven applicability. ^b Not recommended. ^c Testing required.		

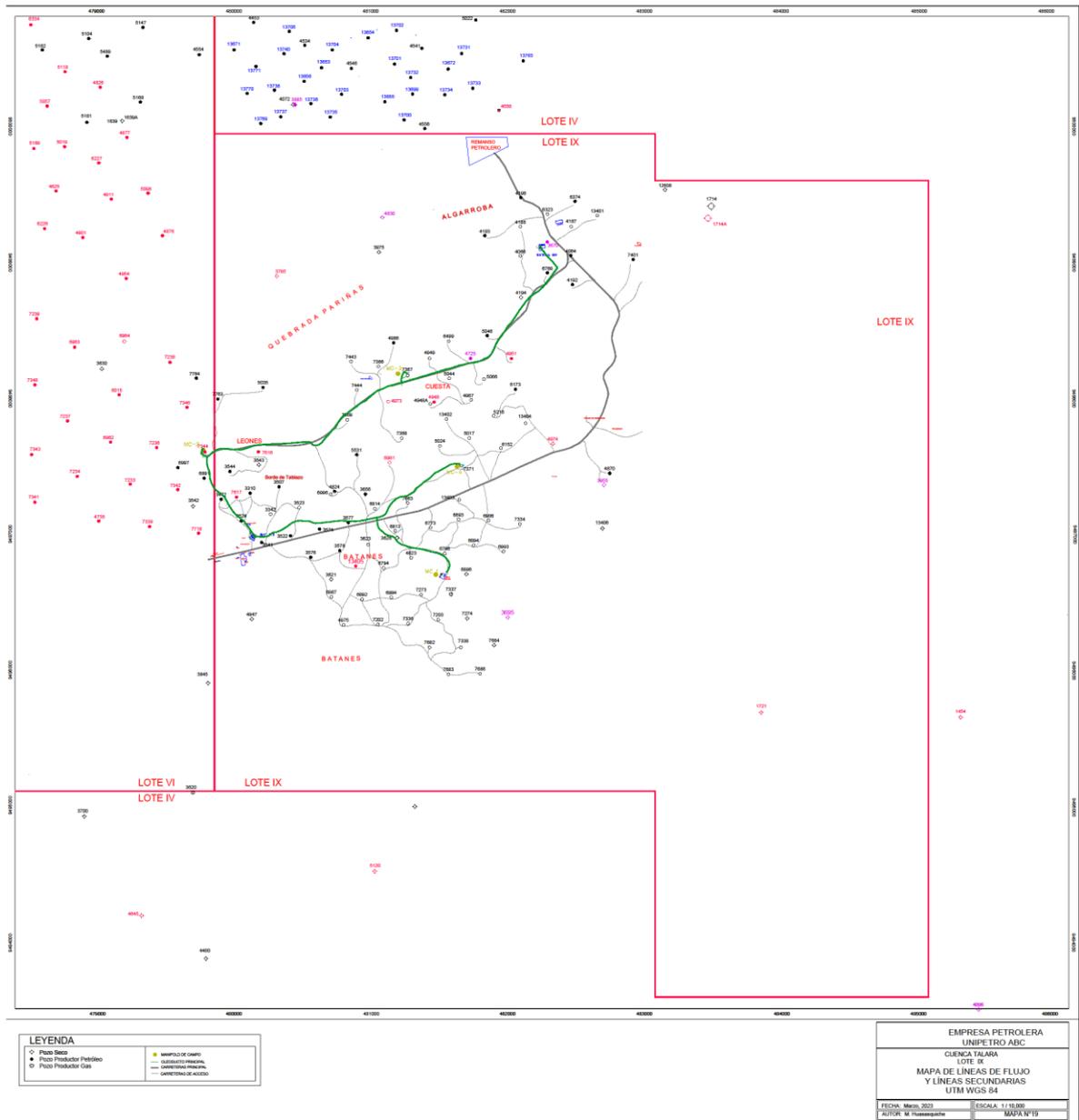
Nota. Extraída de ISO 23936-1. *Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Non metallic materials in contact with media related to oil and gas production* (p.18), por International Organization for Standardization (ISO), 2009.

Table A.4 — Polyvinylidene fluoride (PVDF)

Medium/Media	Environmental condition(s)	
	Temperature °C	Description
H ₂ S, CO ₂	0 to 90 ^a	No influence of H ₂ S on stability of PVDF in typical temperature range of oil and gas transport (0 °C to 90 °C).
HC/crude aliphatics, aliphatic oils	0 to 130 ^a	—
HC/crude aromatics, aromatic oils	0 to 130 ^a	—
HC/crude naphthenics, HC/crude cycloaliphatics, cycloaliphatic oils	0 to 130 ^a	—
Brine	0 to 130 ^a	—
Acids	0 to 80 ^a	—
Bases	^b	—
Surface-active compounds (inhibitors, emulsifiers, demulsifiers)	0 to 60 ^c	Inhibitors like functional amines can degrade PVDF.
Sulfur solvents:		
amines	^b	Cross-linked types are more stable.
spindle oil, diesel	0 to 130 ^a	Effects like the corresponding crudes.
disulfides	0 to 80 ^c	—
^a Proven applicability. ^b Not recommended. ^c Testing required.		

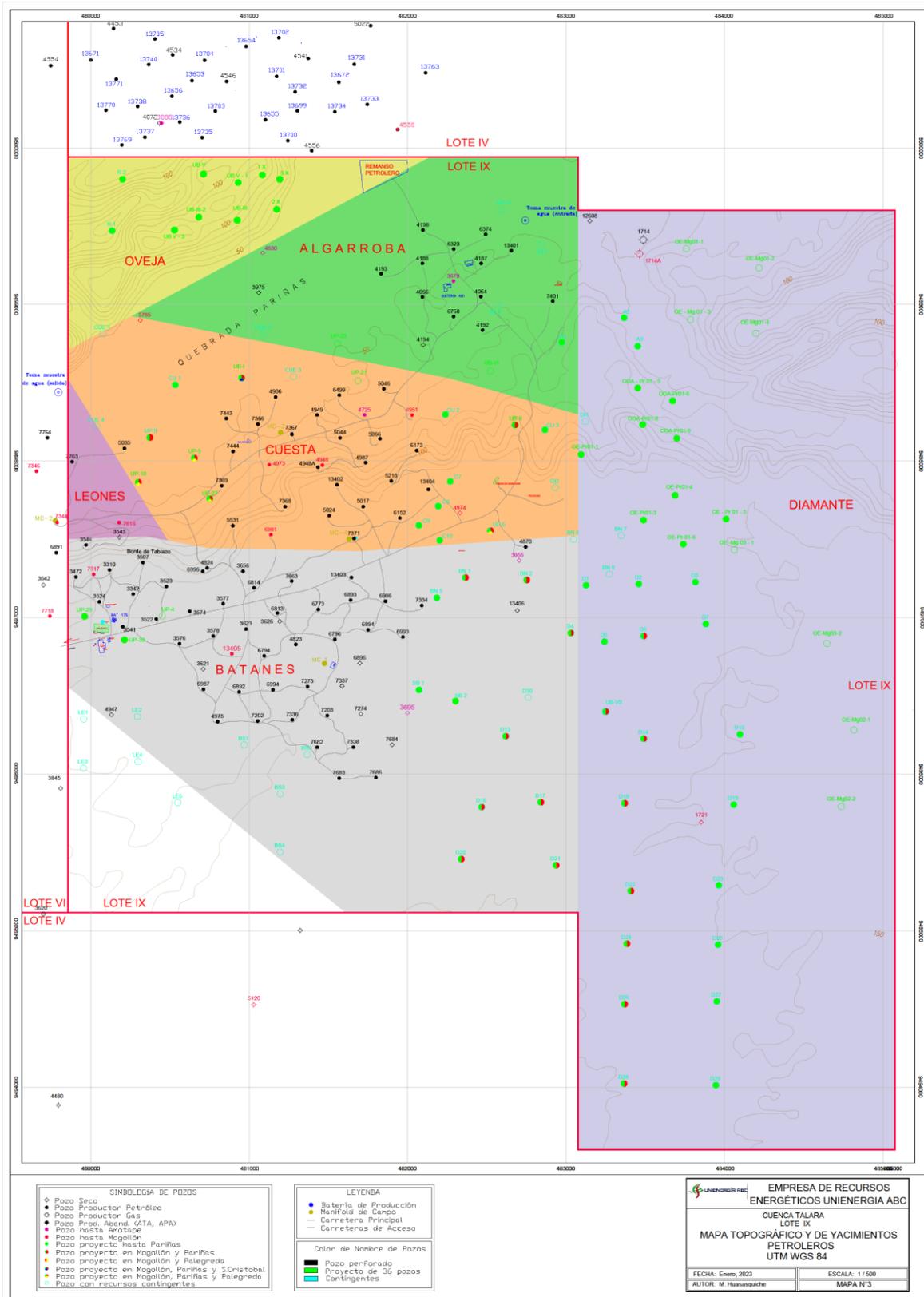
Nota. Extraída de ISO 23936-1. *Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Non metallic materials in contact with media related to oil and gas production* (p.19), por International Organization for Standardization (ISO), 2009.

Anexo 2 Ductos secundarios en el lote IX



Nota. Extraída de *Mapa de líneas de flujo y líneas secundarias del lote IX*, por Huasasquiche M., 2023, Unienergía ABC.

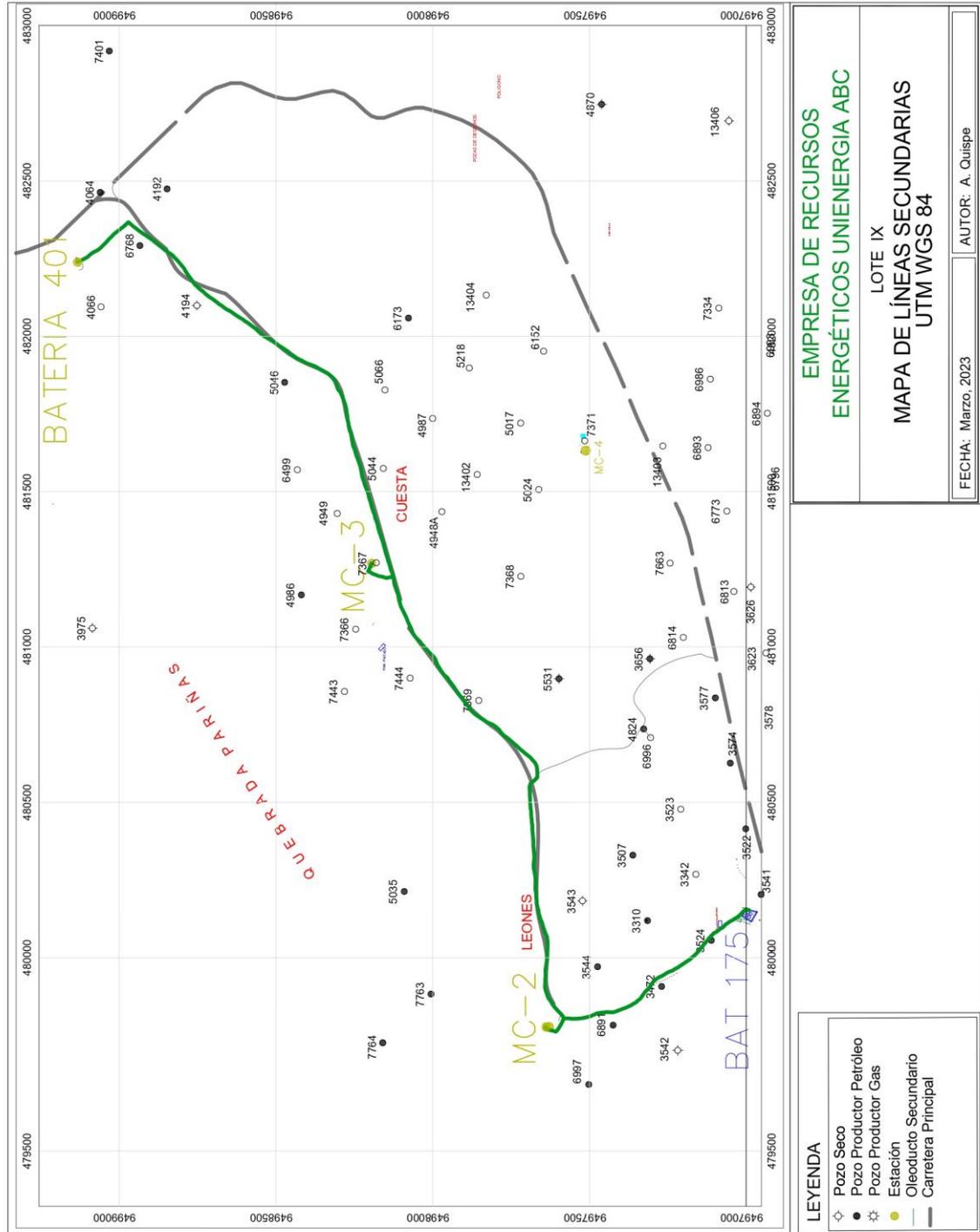
Anexo 3 Mapa de yacimientos en el lote IX



Nota. Extraída de Mapa topográfico y de yacimientos petroleros del lote IX, por Huasasquiche M., 2023, Unienergía ABC.

Anexo 4

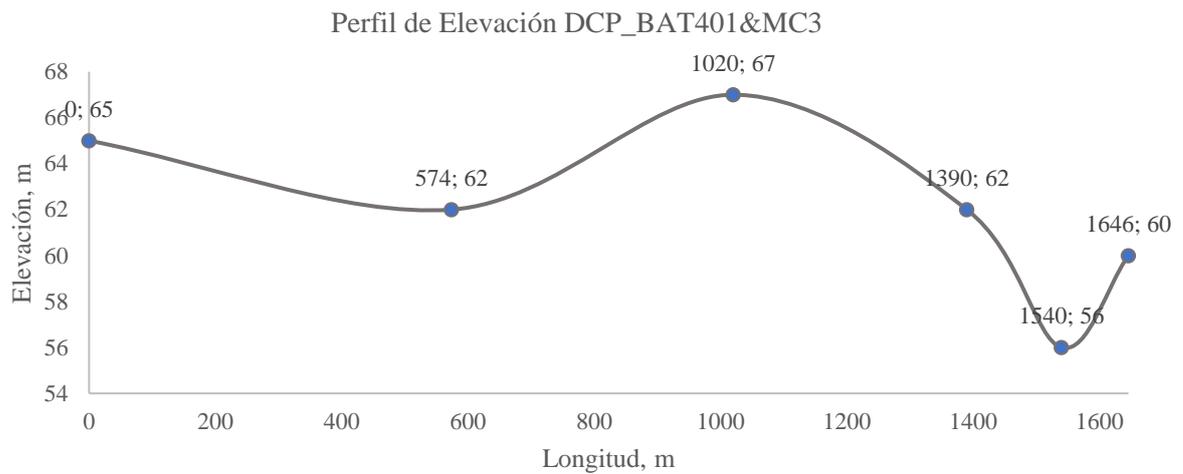
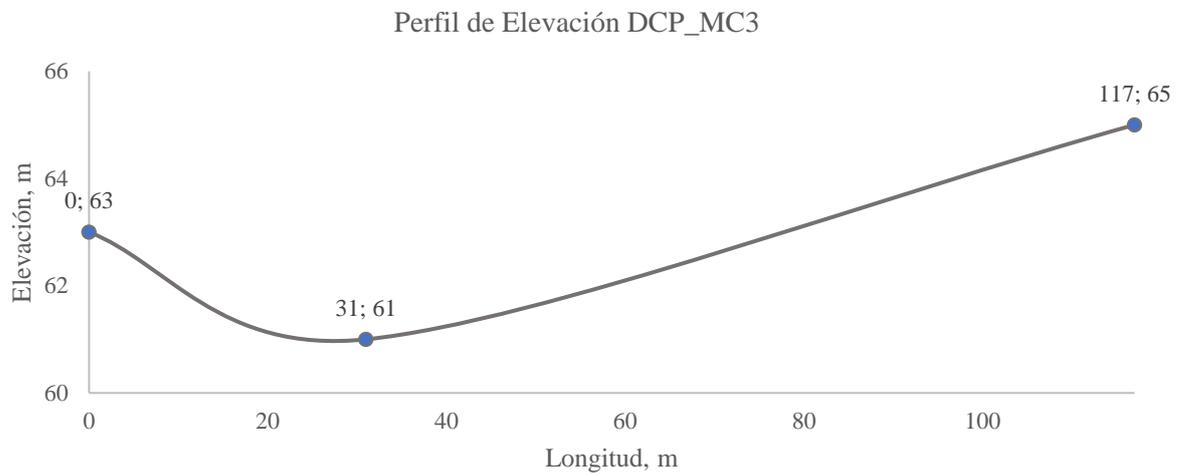
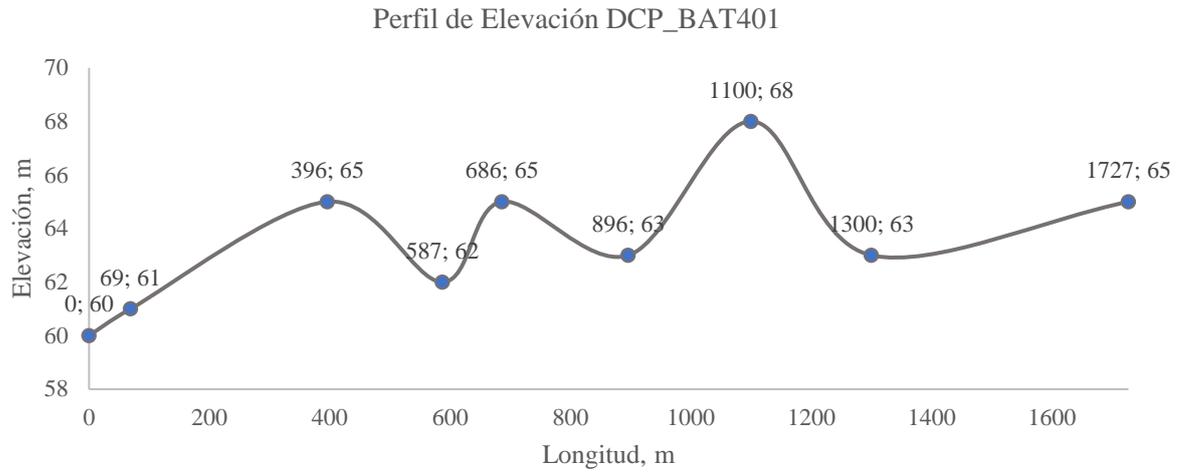
Mapa de ductos secundarios del lote IX

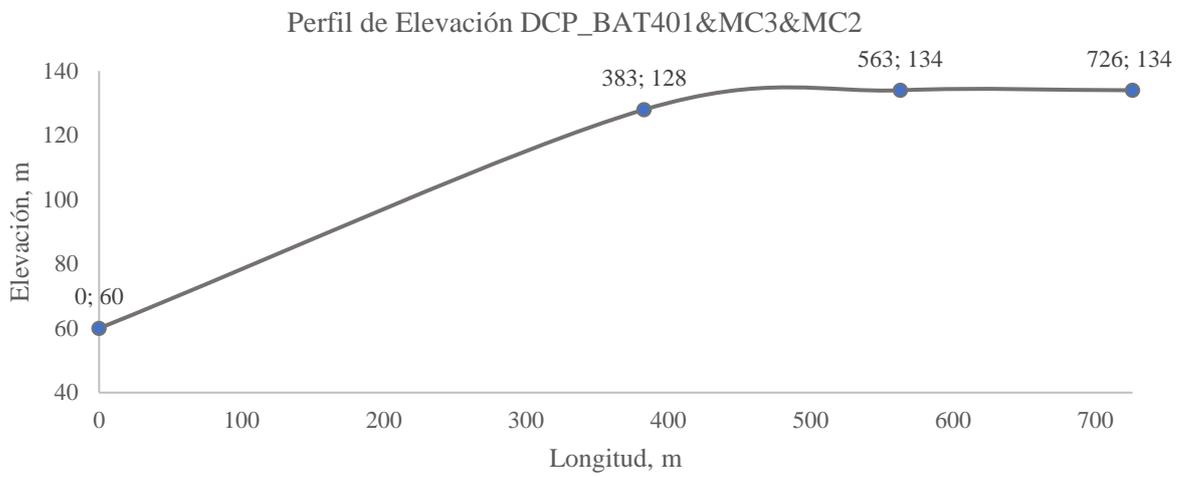
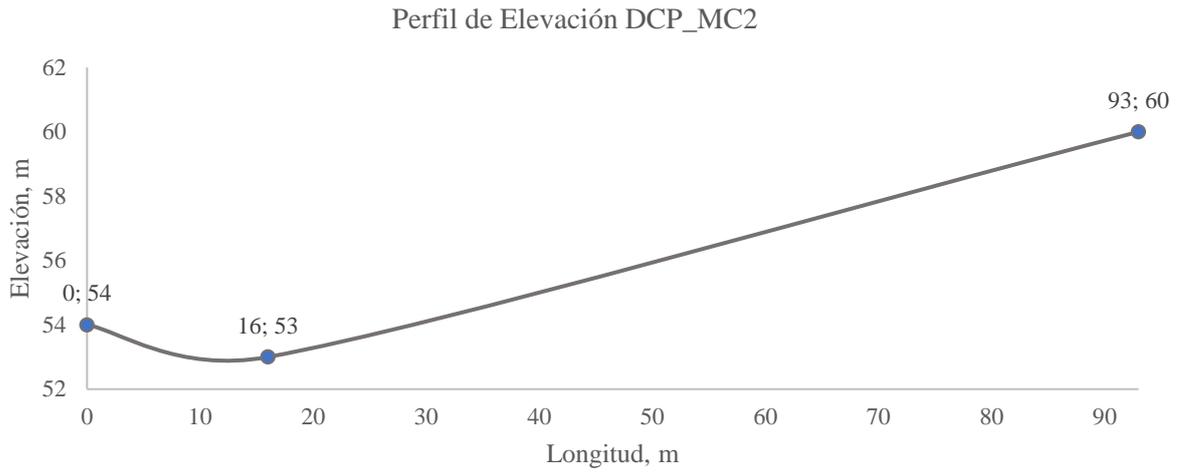


Nota. Extraída de *Mapa de líneas de flujo y líneas secundarias del lote IX*, por Quispe A., 2023, Unienergía ABC.

Anexo 5

Perfil de elevaciones del sistema del ducto secundario del lote IX





Nota. Extraída de *Proyecto de Actualización de Ductos*, Quispe A., 2022, Unienergía ABC.

Anexo 6

Cotizaciones realizadas con la empresa Andes Petroleum Solutions

COTIZACIÓN N°:					
APS-UNI-003-2022					
			Talara, 27 de Setiembre del 2022		
CLIENTE:	UNIPETRO ABC S.A.C				
AREA:	Ing. Alexander Quipe				
REFERENCIA:	OLEODUCTO DE 3 PULG EN TUBERIA FLEXIBLE - RTP				
ITEM	DESCRIPCIÓN DE SERVICIO	QTY	UND	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
1	FLEXCORD FC801, MAOP 2260 P81, MAOP 80°C, White, reels including Reinforced Thermoplastic Pipe (RTP) ODN 3 Inch - Tuberia termoplástica reforzada con alambre de acero.	6600	GLB	\$ 85.82	\$ 472,032.00
2	3", 901, EL, ENC Coupling, including consumables	12	GLB	\$ 1,875.00	\$ 22,500.00
3	3", 900 ANSI, EL, ENC Flange, including consumables	7	GLB	\$ 1,875.00	\$ 13,125.00
4	3" Pig, Polyurethane	2	Mts	\$ 121.50	\$ 243.00
5	Movilización y Desmovilización	1	GLB	\$ 5,800.00	\$ 5,800.00
6	EPP'S, Alimentación, Exámenes medicos, seguros y Covid-19	1	GLB	\$ 3,500.00	\$ 3,500.00
7	Transporte, carga, descarga, acondicionamiento, tendido e instalación de tubería RTP en obra	1	GLB	\$ 59,572.91	\$ 59,572.91
8	Obras Civiles	1	GLB	\$ 38,963.75	\$ 38,963.75
9	Obras Mecánicas	1	GLB	\$ 11,481.08	\$ 11,481.08
10	Pruebas y Otros - Puesta en Operación	1	GLB	\$ 123,144.40	\$ 123,144.40
11	Gastos Generales / POLIZAS / SEGUROS	1	GLB	\$ 32,161.15	\$ 32,161.15
12	Elaboración de Consulta previa, Manuales de Ingeniería y Dossier de calidad para sustento a Osinermin (incluye seguimiento hasta aprobación)	1	GLB	\$ 15,000.00	\$ 15,000.00
SUBTOTAL					\$ 797,523.30

LOS PRECIOS NO INCLUYEN IGV

CONDICIONES COMERCIALES

- 1.- Tubería RTP entregada en almacenes del cliente.
- 2.- Tubería de fabricación americana y con Certificación bajo norma API 15.
- 3.- El costo total del proyecto está incluido la ingeniería, procura y construcción EPC.
- 4.- Los ítems (8, 9, 10 y 11) están cotizados bajo las reuniones virtuales y alcance proporcionado por el cliente, se sugiere que cuando el proyecto esté aprobado se presente una nueva oferta por estos ítems ya basados en una ingeniería más a detalle y topografía del terreno.
- 5.- Los precios de la tubería y accesorios se respetarán hasta el 30 de noviembre del 2022.
- 6.- Actualmente el material está en Stock en almacenes de nuestro fabricante en Canadá.
- 7.- Se está ofreciendo una tubería de Alta Calidad en refuerzo metálico y una vida útil de 25 años expuesta a la superficie y 50 años si es enterrada.
- 8.- En caso el cliente Unipetro postergue o demore su proyecto después del 30 de noviembre 2022, los plazos de entrega de la tubería y accesorios es de 8 a 10 semanas de no encontrarse en stock.

LUGAR DE ENTREGA: En Almacenes del cliente

PLAZO DE ENTREGA: 45 días entrega de Material en almacenes / 10 días de instalación en Campo

MONEDA: DOLARES

CONDICION DE PAGO: A NEGOCIAR

PREPARADO POR: Ing. Meneel Meca Gallardo

APROBADO POR:


 Adrian Sandtunenge
 Gerente General
 sandtun@andes-solutions.com
 Cell phone: 00 (51) 98 34 755 42

COTIZACIÓN N°:
APS-UNI-004-2022



Talara, 27 de Setiembre del 2022

CLIENTE: UNIPETRO ABC S.A.C
AREA: Ing. Alexander Quipe
REFERENCIA: OLEODUCTO DE 3 PULG EN TUBERIA DE ACERO AL CARBONO (AC)

ITEM	DESCRIPCIÓN DE SERVICIO	QTY	UND	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
1	LINE PIPE ON SHORE 3.6" OD , 28.28 KG/M, X-42 W/ SURFACE PROTECTION 3L POLYPROPYLENE, R3 SML 8 API 6L P3L1 WELDING END	6600	GLB	\$ 51.95	\$ 285,725.00
2	MANTA TERMOCONTRAIBLE DIRAX DIAMETRO 3" 8000 X 24, 3 LAYER TRICAPA CON CIERRE Y BANDAS DE ATAQUE INCLUIDOS MARCA CONVALENCE	640	UND	\$ 30.00	\$ 16,200.00
3	PRIMER 81301-M PARTE A MARCA CONVALENCE	10	UND	\$ 245.00	\$ 2,450.00
4	BARRA DE REPARACIÓN DE REVESTIMIENTO DE TUBERÍA, MARCA CANUSA	600	UND	\$ 35.00	\$ 17,500.00
5	Movilización y Desmovilización	1	GLB	\$ 17,680.00	\$ 17,680.00
6	EPP'S, Alimentación, Exámenes médicos, seguros y Protocolo Covid-19	1	GLB	\$ 7,500.00	\$ 7,500.00
7	Obras Civiles	1	GLB	\$ 54,713.75	\$ 54,713.75
8	Obras Mecánicas	1	GLB	\$ 203,980.00	\$ 203,980.00
9	Pruebas y Otros - Puesta en Operación	1	GLB	\$ 154,794.40	\$ 154,794.40
10	Gastos Variables / Generales / POLIZAS / SEGUROS	1	GLB	\$ 118,606.00	\$ 118,606.00
11	Ingeniería Básica, Detalle y resistencia de terreno / Diseño e instalación de sistema de protección catódica	1	GLB	\$ 17,000.00	\$ 17,000.00
12	Elaboración de Consulta previa, Manuales de Ingeniería y Dossier de calidad para sustento a Osinergmin (Incluye seguimiento hasta aprobación)	1	GLB	\$ 15,000.00	\$ 15,000.00
SUB TOTAL					\$ 911,149.15
UTILIDAD - 10%					\$ 91,114.91
TOTAL GENERAL SIN IGV					\$ 1,002,264.06

LOS PRECIOS NO INCLUYEN IGV

CONDICIONES COMERCIALES

- 1.- Tuberia de AC revestida entregada en almacenes del cliente.
- 2.- Tuberia de fabricación China y con Certificación bajo norma API 5L.
- 3.- El costo total del proyecto está incluido la ingeniería, procura y construcción EPC.
- 4.- Los Items (7, 8, 9 y 10) están cotizados bajo las reuniones virtuales y alcance proporcionado por el cliente, se sugiere que cuando el proyecto está aprobado se presente una nueva oferta por estos items ya basados en una ingeniería más a detalle y topografía del terreno.
- 5.- Los precios de la tubería y accesorios tienen una vigencia de 15 días.

LUGAR DE ENTREGA: Punto de Obras
PLAZO DE ENTREGA: 150 días entrega de material en almacenes / 90 días de instalación en campo
MONEDA: DOLARES
CONDICION DE PAGO: A NEGOCIAR
PREPARADO POR: Ing. Manuel Mesa Gallardo

APROBADO POR:

Adrian Sandtumenge
Gerente General
sandtume@andes-solutions.com
Cell phone: 00 (51) 98 34 755 42

Anexo 7
Ficha técnica de la tubería FLEXCORD FC-901

FLEXCORD™ LINEPIPE

Shawcor.com

Rev#: 4.0

Engineered for high frequency 225 psi peak-to-peak pressure pulsations, combined with 10 full pressure on-off cycles of 0–1,500 psi per day with a 10x safety factor eliminating the need for de-rating in most cyclic applications.



		FC901 AB		FC901	
MAXIMUM OPERATING PRESSURE @ 60°C OR 140°F		15,510 KPA / 2,250 PSI		15,510 KPA / 2,250 PSI	
Nominal Size		2"	3"	4"	
Outside Diameter	mm	75.1	100	129	
	inches	2.955	3.95	5.07	
Inside Diameter	mm	53.8	77	99	
	inches	2.12	3.02	3.90	
Weight	kg/m	4.82	5.1	8.4	
	lbs/ft	3.24	3.4	5.6	
Min. Bend Radius (Operational)	m	1.2	1.8	2.1	
	ft	4	6	7	
Length / Reel	m	750	615	525	
	ft	2,460	2,018	1,722	
Reel Diameter	m	3.7	3.7	3.7	
	ft	12	12	12	
Reel Width	m	2.4	1.2	2.4	
	ft	8	4	8	
Reel Weight – Full	kg	4,750	3,820	5,560	
	lbs	10,470	8,415	12,260	
Reel Weight – Empty	kg	1,150	680	1,150	
	lbs	2,530	1,500	2,530	
Fitting Outside Diameter*	mm	87.1	115.6	144.3	
	inches	3.43	4.55	5.68	
Fitting Inside Diameter*	mm	44.5	63.5	85.9	
	inches	1.75	2.50	3.38	
Length / Coil*	m	750	-	-	
	ft	2,460	-	-	
Coil Weight**	kg	3,615	-	-	
	lbs	7,970	-	-	



Lengths and weights are approximate as they may vary depending on the manufacturing run.
*Fitting dimensions do not include O.D. of flange provided for flanged end fittings.
Fitting O.D. and I.D. apply to flanged end, well-neck and pipe-to-pipe coupling fittings.

Product data is subject to change without notice. Shawcor's products are patented by US Patents 6,889,716, 6,902,205, 7,946,629 B2 and 8,042,252 B2 by Canada Patents 2,513,506, 2,513,468 and 2,582,623 and by European Patent 1592908. Additional patents are pending. Shawcor products comply with API RP 15S, API 17J, CSA Z662-15, ASTM F2686 and ASTM D2992. ©Shawcor Ltd, 2016

Shawcor Ltd. is a global energy services company specializing in products and services for the pipeline and pipe services segment of the oil and gas industry and related products for petrochemical and industrial markets. The Company operates through a network of fixed and mobile manufacturing and service facilities located around the world and is valued for its integrity, technology, and proven capability to execute the most complex projects in our industry.



Nota. Extraída de FLEXCORD™, por Shawcor, 2016, en <https://cdn.shawcor.com/shawcor/files/b1/b1233c6e-e39d-4202-949a-2d3b84825146.pdf>.