



Corrosión interna en oleoductos de transporte: causa, raíz y estrategias de mitigación

Por **Melisa García Genga, Pablo Cianciosi y Federico Iyaiz (YPF); y Jozef Soltis (Rosen UK)**

El objetivo de este estudio fue determinar la causa raíz de la corrosión interna del oleoducto Puerto Rosales-La Plata, con el fin de establecer lineamientos en el control de la corrosión en oleoductos de YPF.

El oleoducto Puerto Rosales-La Plata de 32" de diámetro y 585 km de extensión transporta petróleo crudo desde las instalaciones de Oil Tanking en Puerto Rosales, que reciben crudo de barcos y ductos de Oldelval, hasta terminal Cabecera, que alimenta a la refinería de YPF en La Plata. Fue construido en 1973 con material API 5L X52 y su espesor nominal es de 6,35 mm, aunque se informan espesores de 7,94 mm en cruces especiales. En 2018, el sistema perteneciente a la finalización de este oleoducto presentó una falla en la posición horaria 6:00 ubicada en un niple de 24" de diámetro y de 10 m de longitud en Cabecera La Plata. Este niple se clasifica como de uso intermitente, debido a que se encuentra cerrado durante operación normal y es utilizado de manera ocasional para bypassar el puente de medición. Considerando que el niple recibe fluido di-

rectamente desde el oleoducto de 32", los resultados del análisis pueden ser extrapolados a todo el ducto. En la figura 1 se muestra el recorrido del oleoducto y la ubicación del niple de 24" de diámetro en Cabecera La Plata.

Los tramos que conforman el ducto se presentan en la tabla 1 y se ilustran en la figura 2.

Características del crudo

En base a un estudio histórico sobre el oleoducto, se ha determinado que:

- Bajo condiciones normales de operación, no se espera acumulación de sólidos con tamaño de partículas <200 µm.
- En determinadas áreas, la línea está sujeta a retención y acumulación de agua.

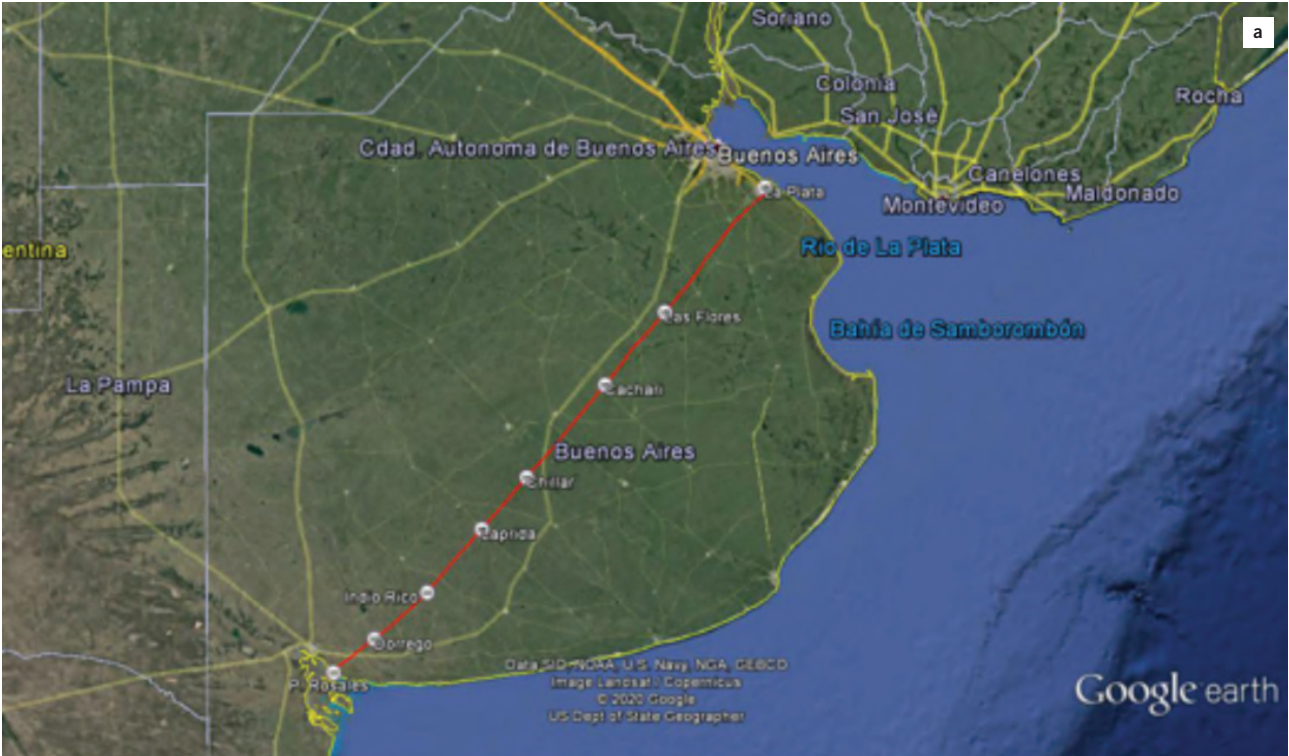


Figura 1. a. Recorrido del oleoducto Puerto Rosales-La Plata de 32" de diámetro. b. Ubicación del niple de 24" de diámetro en Cabecera La Plata.



Tramo	Distancia progresiva del tramo (km)	Nombre abreviado
Puerto Rosales-Dorrego	0-49,080	PR-DO
Dorrego-Indio Rico	49,080-113,058	DO-IR
Indio Rico-Laprida	113,058-188,006	IR-LA
Laprida-Chillar	188,006-249,135	LA-CH
Chillar-Cacharí	249,135-356,965	CH-CA
Cacharí-Las Flores	356,965-440,110	CA-LF
Las Flores-La Plata	440,110-584,700	LF-LP

Tabla 1. Tramos asociados al oleoducto Puerto Rosales-La Plata de 32".



Figura 2. Línea esquemática para el oleoducto de 32" desde Puerto Rosales hasta La Plata.

- La línea está sujeta a la precipitación de parafinas.
- El desarrollo de una estrategia de manejo de la corrosión fue propuesto en 2013. Al parecer la estrategia no fue correctamente implementada.

Durante el monitoreo realizado entre junio y julio de 2018, el ducto transportó crudo con las siguientes características:

- TAN (número ácido total) > 0,5 mg KOH/g (es decir, crudo ácido).
- Corte de agua bastante por debajo del límite especificado de 1%.
- Variación considerable en la viscosidad, es decir de 4,98 a 89,13 mm²/s.
- Contenido de azufre por debajo del máximo especificado de 0,57%w (porcentaje en peso).
- Bajo contenido de sólidos, es decir <0,1%v (porcentaje en volumen).
- Inconsistencia en el cumplimiento de los requerimientos para:
- Contenido de cloruros (<50mg/kg); el requerimiento del máximo contenido de cloruros se cumplió solo el 55% del tiempo.
- Densidad del crudo; el requerimiento de la densidad del crudo se cumplió solo el 10% del tiempo.

Operación del ducto

El caudal nominal de trabajo es de 2.050 m³/hora (es decir, la velocidad es de 1,3 m/s) en promedio mensual. La presión hidráulica es de 50 kg/cm² y la MAOP (máxima presión de operación admisible) de 40 kg/cm². La línea se opera continuamente, aunque la sección entre Brandsen y La Plata (desde el km 530,374) está sujeta a condiciones sin flujo de entre 1-3 días, cuando se efectúa la desviación a la terminal de Brandsen.

Sobre la línea se realiza limpieza con una frecuencia especificada de dos veces por semana. Los registros indican que:

- un 85% de los residuos de limpieza están representados por hidrocarburos (cera/parafina);
- un 25% son sólidos inorgánicos (arena/productos de corrosión con tamaño de partícula <1,5 mm).

No existe un programa de tratamiento químico apli-

cado al ducto, es decir, no se han usado inhibidores de corrosión y/o agentes biocidas para controlar la corrosión interna de la línea.

Condición de la línea

La herramienta de flujo magnético (MFL), también conocida como herramienta de detección de corrosión (CDP), fue empleada para inspeccionar la línea entera en 2014. La condición interna de la línea se caracterizó por:

- Corrosión bien definida de la línea en la parte inferior, afectando principalmente el área entre las posiciones 5:00 y 7:00, en determinadas zonas a lo largo de su longitud.
- La mayoría de los defectos presentan una profundidad de hasta un 19%, con solo algunos pocos de hasta un 39%.
- Baja concentración de defectos distribuidos al azar a través de la circunferencia entera de la línea.
- La mayor concentración de defectos afecta la sección desde el Km 170 al 250 (tramos Indio Rico-Laprida y Laprida-Chillar).

Desarrollo

Toma de muestras

En 2018, durante el reemplazo del niple de 24" (Figura 3), se llevó a cabo la inspección visual y se recolectaron muestras de fluidos de la línea y depósitos de la superficie

Muestra	Descripción
1	Fuga de agua de la válvula
2	Residuo de crudo tomado de la pared de la línea a las 6:00 – accesorio T
3	Residuo de crudo tomado de la pared de la línea a las 9:00 – accesorio T
4	Residuo de crudo tomado de la pared de la línea a las 3:00 – accesorio T
5	Centro del residuo acumulado – accesorio T
6	Depósito encontrado dentro del pit de perforación – accesorio T
7	Depósito de óxido en la posición 6:00 – accesorio T
8ª / 8	Depósito de óxido en la posición 6:00 – extremo de válvula

Tabla 2. Resumen de muestras recolectadas durante la evaluación de la condición del niple de 24".



Figura 3. Niple de 24" de diámetro ubicado en Cabecera La Plata.



Figura 4. Drenaje que fue empleado para recolectar la muestra de agua (Muestra 1).



interna para posteriores análisis químicos y de bacterias. La descripción de las muestras tomadas se detalla en la tabla 2 y se muestran imágenes de sus ubicaciones en las figuras 4 a 8.

Se realizaron las siguientes observaciones correspon-

dientes a la condición del niple de 24" y las bridas de conexión:

- Internamente, ambos extremos de la línea fueron encontrados bloqueados por la acumulación de un residuo de hidrocarburo negro y altamente viscoso (Figura 5).



Figura 5. Hidrocarburo negro viscoso que filtra del niple de 24" durante los trabajos de desconexión en el accesorio T (izquierda); residuo de hidrocarburo de donde se extrajeron las muestras 2, 3, 4 y 5 (derecha).



Figura 6. Clusters de corrosión localizada observados en la parte inferior de la brida de conexión de la línea. Se indica la ubicación de la Muestra 6, que es un depósito encontrado dentro de la perforación descubierta.



Figura 7. Escala y morfología de la corrosión localizada que afecta la mitad inferior de la línea en el accesorio T. La línea blanca indica la posición horaria 6:00.



Figura 8. Corrosión interna del extremo de la válvula en el niple luego de una limpieza parcial. Notar la presencia de depósitos de hidrocarburos en la esquina superior derecha (izquierda), y el óxido superficial y morfología de corrosión localizada (derecha). La línea blanca indica la posición horaria 6:00.



Figura 9. Residuo de hidrocarburo negro y viscoso filtrando del extremo de la válvula del niple de 24" (izquierda) y la corrosión interna localizada (flechas) en la parte inferior de la válvula (derecha).

- La válvula en uno de los lados (lado noreste) de la línea mostró la presencia de ocho pits hemisféricos de unos 15 mm de tamaño y una profundidad de 2 a 2,5 mm, dispersos en la posición horaria 6:00 (Figura 9).
- Cuatro muestras (de la 2 a la 5) del residuo de hidrocarburos, que estaban depositados en las paredes de la

- brida de conexión en las posiciones horarias de 3:00, 6:00 y 9:00, fueron recolectadas para posterior análisis de laboratorio (Figura 5).
- Luego de la limpieza, en la brida de conexión se observaron clusters de corrosión localizada, caracterizados por pits hemisféricos abiertos relativamente bien defi-



Figura 10. Corrosión superficial uniforme en la mitad superior de la línea.

nidos, de un tamaño de entre 3-15 mm y una profundidad de hasta 3,5 mm, que afectaban la mitad inferior de la línea en una posición horaria de entre 4:30 y 6:30.

- Uno de los pits, ubicado en la posición 5:00 y a unos 21 cm del borde de la brida, fue encontrado bloqueado por lo que aparentaba ser producto de corrosión. Una vez removido el depósito y almacenado como Muestra 6, se hizo evidente que el pit había perforado la pared de la línea. La apertura exterior del pit de perforación, que se había propagado desde el lado interno, era de cerca de 1 mm (Figura 6).
- Una vez desconectado y limpiado, la inspección visual interna de los dos extremos del niple reveló:
 - La presencia de óxidos relativamente duros y sueltos que cubrían la mitad inferior del niple. Se tomaron las muestras 7, 8A y 8B de las áreas afectadas por corrosión localizada para su posterior análisis de laboratorio.
 - Corrosión localizada que afectaba la mitad inferior de la línea entre las posiciones horarias 4:30 y 6:30 con pits de tamaño de hasta 20 mm y una profundidad de 4 mm.
 - Corrosión superficial uniforme que afectaba la mitad superior de la línea (Figura 10).

Análisis de muestras

Las muestras recolectadas fueron analizadas con el objetivo de determinar su composición elemental y química, y la presencia de bacterias. La matriz de pruebas se presenta en la tabla 3.

Análisis químico de depósitos sólidos

La composición química de las muestras 6, 7, 8A y 8B

Análisis	Muestra							
	1	2	3	4	5	6	7	8A
Análisis de bacterias								
qPCR	X			X		X	X	X
Metagenómica	X			X		X	X	X
Análisis de parafinas y fluidos								
pH	X							
Composición iónica	X							
Análisis de parafinas		X			X			
Análisis químico de depósitos sólidos								
EDAX						X	X	X
XRD						X	X	X

Tabla 3. Matriz de pruebas de las muestras tomadas.

Muestra	Área	Composición Elemental (atm%)										
		O	Al	Si	Ca	Mn	Fe	Na	Mg	Ti	K	Cl
6	-	49,43	2,68	9,21	1,15	1,13	36,39	-	-	-	-	-
	1	11,41	2,22	3,54	-	2,46	80,36	-	-	-	-	-
	2	4,04	9,88	39,85	0,7	-	5,07	2,01	1,15	0,26	0,71	-
	3	23,94	4,81	15,96	5,67	1,05	48,55	-	-	-	-	-
7	4	34,81	-	2,7	-	-	62,49	-	-	-	-	-
	1	22,13	-	-	4,12	1,74	72	-	-	-	-	-
	2	40,26	-	-	15,83	-	43,9	-	-	-	-	-
	3	10,57	-	-	5,85	2,14	81,44	-	-	-	-	-
8A	4	28,91	-	-	2,8	-	18,04	-	-	-	50,26	-
	1	38,53	-	4,65	0,59	-	49,52	-	-	-	-	6,7
	2	4,98	-	-	-	-	92,33	-	-	-	-	2,69
	3	34,92	-	9,91	0,66	-	45,33	-	-	-	-	9,18
8B	4	18,39	-	-	7,04	-	74,56	-	-	-	-	-

Tabla 4. Resumen de los resultados EDS para las muestras 6, 7, 8A y 8B.

fue determinada por medio de espectroscopía de Energía Dispersiva (EDS) y espectroscopía por Difracción de Rayos X (DRX). Los resultados obtenidos se presentan en las tabla 4 y 5, respectivamente.

Muestra	Fases		
	Mayor	Menor	Trazas
7	Siderita (FeCO_3)	Hematita (Fe_2O_3)	Calcita (CaCO_3)
		Magnetita (Fe_3O_4)	Arcilla ($\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$)
8A	Siderita (FeCO_3)	Cuarzo (SiO_2)	Calcita (CaCO_3)
		Albita (KAlSi_3O_8)	Plagioclasa
		Hematita (Fe_2O_3)	Arcilla ($\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$)
		Magnetita (Fe_3O_4)	
8B	Siderita (FeCO_3)	Halita (NaCl)	Cuarzo (SiO_2)
			Albita (KAlSi_3O_8)
			Hematita (Fe_2O_3)
			Magnetita (Fe_3O_4)
			Arcilla ($\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$)

Tabla 5. Resumen de resultados de DRX para las muestras 7, 8A y 8B.

Los resultados del análisis EDS de cuatro ubicaciones arbitrarias en cada muestra analizada mostraron que los elementos primarios están asociados con productos de corrosión de base hierro, es decir, Fe y O y depósitos inorgánicos que contienen Na, K, Si, Al, Cl, etc. En particular existe una gran proporción de C en una de las cuatro ubicaciones analizadas de la muestra 8A lo que apuntaría hacia un material orgánico y/o producto de corrosión a base de carbonato, por ejemplo, carbonato de hierro.

Los resultados de DRX para las muestras recolectadas de depósitos determinaron que la fase primaria es siderita (FeCO_3) con una fracción más pequeña representada por óxidos de hierro, es decir, hematita (Fe_2O_3) y magnetita

(Fe₃O₄). También se presentaron trazas de minerales que son típicos de arena y/o precipitados de minerales.

Es de destacar una inconsistencia aparente entre los resultados de EDS y DRX, es decir, en general, escasez de C en los resultados de EDS y carbonatos de hierro que contienen C como la fase mayoritaria a través de DRX. Para explicar esta inconsistencia es necesario mirar las diferencias reales entre las dos técnicas analíticas: EDS cubre un área superficial de unos pocos μm², mientras que DRX involucra la superficie entera. Consecuentemente, EDS provee información de la distribución elemental espacial de una muestra dada y DRX de toda la composición.

Análisis de bacterias

Respecto del análisis de bacterias, las tablas 6 y 7 resumen los resultados de la reacción cuantitativa en cadena de la polimerasa (qPCR) y análisis metagenómico. Se debe remarcar que solo las muestras 1, 4 y 8A resultaron adecuadas para análisis metagenómico, debido a la falta de integridad del ADN en las restantes.

Bacteria	Población de bacterias en muestras					
	1 (cfu ⁽¹⁾ /ml)	4 (cfu/g)	6 (cfu/g)	7 (cfu/g)	8A (cfu/g)	8B (cfu/g)
LHD	4230	2254	5429	61545	4458	58
SRB	2350	1954	1478	6540	1534	0
Total	66.740	32.215	31.647	758.413	286.484	1220
Concentración total en muestras (%)						
LHD	6,34	7	17,15	8,11	1,56	4,75
SRB	3,52	6,07	4,67	0,86	0,54	0

Tabla 6. Resultados del análisis de la reacción cuantitativa en cadena de la polimerasa (qPCR).

⁽¹⁾ cfu significa unidad formadora de colonias.

Muestra	Phylum	Concentración y función del género
1	89% Proteobacteria	34% Mesohizobium/bacteria oxidante de azufre, corrosión por ácido sulfúrico
		14% Sphingobium/bacteria nitrato reductora, corrosión directa
	8% Bacteroides	12% Bradyrhizobiaceae/biofilm y corrosión indirecta
		9% Stenotrophomonas/corrosión directa
	2% Firmicutes	8% Caulobacteraceae/ no relacionado a corrosión
		3% Rhodobacter/reductora de hierro, corrosión directa
4	40% OP9	39% OP9 (Atribacteria)/productos de fermentación, soporte para metágenos
	29% Euryarchaeota	20% Methanosaeta/metágeno, corrosión directa
	7% Proteobacteria	
	3% Bacteroides	2% Desulfotomaculum/SRB, corrosión directa
	3% Firmicutes	
8A	88% Proteobacteria	29% Pseudomonas/reductoras de hierro, corrosión directa
		19% Comamonas/ biodegradantes, corrosión directa
	7% Euryarchaeota	19% Pseudomonadaceae/reductoras de hierro, corrosión directa
	2% OP9	9% Pseudoxanthomonas/reductoras de hierro, corrosión directa
		7% Caulobacteraceae/Bacteria en carnes, colonia de apoyo
	1% Firmicutes	6% Rhizobiaceae/bacteria nitrato reductoras, corrosión directa
		4% Methanosaeta/metánogeno, corrosión directa

Tabla 7. Resultados de los análisis metagenómicos para las muestras 1, 4 y 8A.

Los resultados del análisis qPCR indican:

- Abundancia de bacterias, incluye bacterias degradadoras de hidrocarburos livianos (LHD) y bacterias sulfato reductoras (SRB), en cada muestra, excepto para la muestra 8B (depósito de óxidos) que muestra ausencia de SRB y bajos recuentos generales de LHD y otras cepas de bacterias.
- Se observa que hay una baja proporción de SRB en cada muestra en comparación con la población de bacterias total.
- La muestra de agua (Muestra 1) presenta un recuento total de bacterias del doble de la muestra correspondiente al residuo de crudo en la posición horaria 3:00 (Muestra 4).
- El recuento y perfil de bacterias del depósito tomado del pit de perforación (Muestra 6) resultó comparable con aquel en la muestra de agua, la muestra de residuo de crudo y el depósito del extremo de la válvula en la línea.
- La mayor población de bacterias, es decir, de un orden de magnitud, fue identificada en las muestras de depósitos (7 y 8A) que fueron tomadas de los dos extremos del niple.

En general, los resultados del análisis metagenómico muestran que el phylum Proteobacteria se encontraba presente en todas las muestras analizadas y fue reconocido como el grupo dominante de bacterias. Los miembros de este phylum son reconocidos como pioneros colonizadores de superficie e importantes “formadores” de biofilms. Son abundantes a través de un amplio rango de condiciones ambientales.

Otro phylum que fue identificado en todas las muestras analizadas fue el de Firmicutes. Los miembros de este phylum son reconocidos como proveedores de SRBs y se los asocia con la producción de hidrógeno, generación de H₂S y ácidos orgánicos que causan corrosión localizada.

El phylum Bacteriodes, encontrado en considerables concentraciones en las muestras 1 y 4, es reconocido como un grupo de bacterias formadoras de biofilms, que contribuye a la supervivencia de otros colonizadores de superficie y formadores de biofilms, y corrosión microbiana inevitable.

Además, el phylum Euryarchaeota, encontrado en las muestras 4 y 8A, es un grupo diverso de metanógenos, que producen metano como un subproducto metabólico en condiciones anaeróbicas, por ejemplo, en ambientes en los cuales todos los aceptadores de electrones –además de CO₂– se han agotado. La metanogénesis puede indirectamente aumentar la corrosión a través de la producción de ácidos orgánicos o syntrofia con

Parámetro medido	Valor
Alcalinidad-Bicarbonatos (mg/L)	151
Alcalinidad-Carbonatos (mg/L)	-
Cloruros (mg/L)	4060
Sulfatos (mg/L)	<100
Sodio (mg/L)	2190
Potasio (mg/L)	38
Calcio (mg/L)	180
Magnesio (mg/L)	105
Dureza total (mg/L)	882
Hierro (mg/L)	9,65
pH	7,4

Tabla 8. Resultados de análisis de agua; Muestra de agua 1.

otros microorganismos corrosivos.

En el nivel de género, las colonias de bacterias fueron caracterizada como metágenos, bacterias nitrato reductoras (NRB), bacterias reductoras de hierro (IRB) y en el caso de la muestra de agua (Muestra 1), la gran proporción fue asociada con bacterias oxidantes de azufre (SOB).

Análisis de agua

Los resultados del análisis químico de la muestra de agua recolectada del drenaje en la línea de 24" (Muestra 1) se resume en la tabla 8. En general, el agua es relativamente neutra, con una concentración considerable de especies iónicas, especialmente la de Cl^- , que hacen al ambiente acuoso interno de la línea conductivo y corrosivo.

Análisis de hidrocarburos

Los resultados del análisis de hidrocarburos de las muestras 2 y 5 se presentan en la tabla 9.

Muestra	HCs saturados (w% ±1)	HCs aromáticos + Resinas	Asfaltenos	Parafinas totales
		(w% ±1)	(w% ±1)	(w% ±1)
2	54,34	35,65	10,01	10,87
5	63,90	20,97	15,13	8,47

Tabla 9. Análisis de resultados de hidrocarburos; muestras de crudo 2 y 5.

El crudo contiene miles de hidrocarburos diferentes que están típicamente clasificados en cuatro fracciones: hidrocarburos saturados (alifáticos), aromáticos, resinas y asfaltenos. La deposición (precipitación) de las fracciones de alto peso molecular (es decir $C_{\geq 20}$, por ejemplo, cera parafínica) y asfaltenos en líneas de crudo es un problema bien reconocido. Considerando el resultado del análisis realizado queda claro que el crudo transportado podría estar sujeto a la precipitación de "cera" durante el transporte.

Estudio de modelado de flujo

De manera de complementar el estudio de causa raíz efectuado en el niple de 24", se llevó a cabo un estudio de simulación de modelado de flujo en el oleoducto Puerto Rosales-La Plata de 32". Este estudio tenía como objetivo:

- Establecer el efecto del caudal (velocidad) en el régimen de flujo del ducto e identificar, en caso de aplicar, una ventana operativa de caudal que pueda

emplearse para minimizar y controlar la corrosión interna.

- Determinar la cantidad de agua retenida y las ubicaciones en el oleoducto.
- Establecer una configuración óptima de scraper de limpieza y frecuencia de pasaje para gestionar los líquidos en el oleoducto.

Para realizar la simulación se utilizó el simulador termodinámico Multiflash versión 6.2 para modelar las propiedades PVT (presión, volumen, temperatura) requeridas del fluido de petróleo crudo. Se empleó el simulador hidráulico transitorio multifásico OLGA versión 2017.2 para construir un modelo de flujo que sea representativo del ducto. Este software también se utilizó para realizar los cálculos termo-hidráulicos necesarios.

Datos input para la simulación

El perfil de elevación del oleoducto respecto del nivel del mar en función de su longitud desde Puerto Rosales hasta La Plata se muestra en la figura 11.

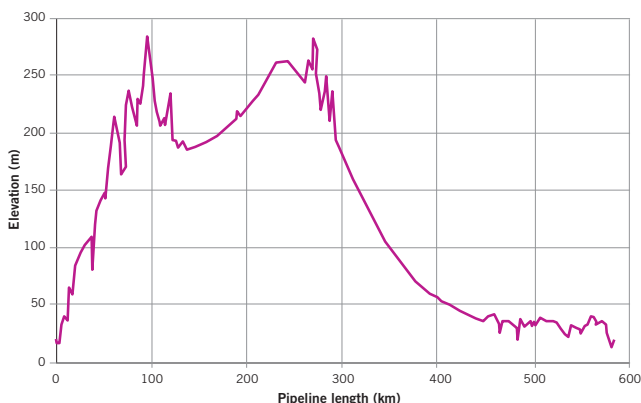


Figura 11. Perfil de elevación del oleoducto Puerto Rosales-La Plata de 32".

Las propiedades de los diferentes tipos de crudo transportados por el oleoducto de 32" se resume en la tabla 10.

A partir de la información anterior, se emplearon los siguientes datos para realizar la simulación:

- Densidad total del fluido de entrada de 884 kg/m^3 basada en las densidades promedio medidas en las estaciones de bombeo. Aunque el oleoducto transporta varios tipos de crudo, este valor captura los crudos que son predominantes a lo largo del ducto (Crudo AXION & CMN).
- Viscosidad promedio de 96 cP a 30 °C basada en los cuatro tipos de fluidos. Igualmente, este valor de viscosidad captura los tipos de crudo dominantes.
- Corte de agua en el peor de los escenarios de 0,6%.

Tipo de fluido	Temperatura (°C)	Densidad (kg/m^3)	Corte de agua (%)	Viscosidad cinemática (cSt)	Viscosidad dinámica (cP)
Crudo NRN	30	850	0,15	8,5	7,2
	35			10	8,5
Crudo NRM	30	850	0,19	13	11,1
	35			10,5	8,9
Crudo AXION/ESSO	30	890	0,62	130	115,7
	35			100	89
CRUDO CMN	30	908	0,72	275	249,7
	35			195	177,1

Tabla 10. Propiedades del fluido de crudos transportados.

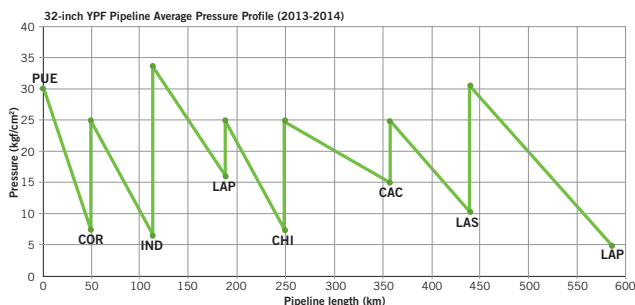


Figura 12. Presiones de aspiración y descarga en oleoducto de 32" correspondiente al período 2013-2014.

Con respecto a los valores de presiones de aspiración y descarga de las bombas en las estaciones de bombeo correspondientes al período 2013-2014, se obtuvo el siguiente gráfico (Figura 12).

El rango de temperatura normal de operación es de entre 15 °C y 35 °C, con una temperatura máxima de 52 °C. Los datos de temperatura registrados durante una inspección establecieron una temperatura de entrada de 35 °C, por lo que se asumió este valor como caso base de temperatura de entrada durante el proceso de modelado de flujo.

El valor de caudal máximo actual es de 2.100 m³/h (basado en una descarga máxima de 35 kgf/cm²). Sin embargo, el caudal promedio sostenible se establece como 2.050 m³/h, por lo que este valor se utilizó como caudal de caso base. El caudal promedio de 2.200 m³/h (basado en futuras operaciones) se utilizó como el máximo caudal posible en este estudio a la presión de descarga actual.

Análisis de contenido de agua en oleoductos

En los oleoductos, el agua comienza a acumularse excesivamente cuando los caudales operativos caen por debajo de un caudal crítico/umbral. Esto provoca la separación de la fase de agua más pesada debido a los efectos de la gravedad y al deslizamiento de fase, especialmente en los tramos inclinados del ducto. Sin embargo, cuando los caudales aumentan por encima de este caudal umbral, la fase acuosa se reduce de manera efectiva a medida que es transportada por la fase crudo, debido a la fricción interfacial.

Una fracción de volumen mayor de agua en el ducto tiende a aumentar las posibilidades de que el agua tome contacto con la superficie interna y, por lo tanto, la probabilidad de corrosión interna. Se realizó un análisis de estado estacionario para determinar las ubicaciones de acumulación potencial de agua y cuantificarla. El modelo de flujo evaluó el impacto de la elevación de la tubería y la dinámica del flujo en los regímenes de flujo, las ubicaciones susceptibles de acumulación de agua y la retención total de agua en el oleoducto.

El flujo simultáneo de petróleo crudo y agua en los oleoductos, así como de gases corrosivos como el dióxido de carbono (CO₂) y el sulfuro de hidrógeno (H₂S) generalmente crea un ambiente propicio para la corrosión interna. Esto ocurre porque la disolución de gases corrosivos en la fase acuosa forma un ambiente corrosivo que ataca las paredes de las tuberías de acero. La presencia simultánea de agua libre y CO₂ da como resultado la producción de ácido carbónico (H₂CO₃), que puede causar una corrosión significativa en los componentes de acero al carbono.

Existen distintos patrones de flujo de crudo y agua que conducen a la existencia de diferentes distribuciones de las fases de crudo y agua en la sección transversal de una tubería. La corrosión generalmente no es un problema en cortes de agua bajos porque toda el agua tiende a ser arrastrada por el crudo que fluye (dispersión de agua en crudo). Sin embargo, cuanto más alto es el corte de agua, más probable es la generación de un flujo bifásico formado por las fases agua y crudo. El denominado "wetting" de la superficie interna ocurre una vez que el agua moja la pared interior del ducto, lo que hace que sea susceptible a la corrosión. Por lo tanto, la probabilidad de corrosión generalmente aumenta con la fracción de volumen de agua. El comportamiento de "wetting" de la fase acuosa y la velocidad de corrosión se ven afectados por otros factores como el tipo de petróleo crudo, la química del agua, el régimen de flujo, la velocidad del fluido y el estado de la superficie de la pared de la tubería.

Criterios para optimizar la frecuencia de limpieza

La optimización de la frecuencia de limpieza se realiza normalmente en función de una combinación de devoluciones históricas de depósitos, diseño de herramientas, tasa de acumulación de parafina y agua, capacidad de manejo de aguas abajo y limitaciones operativas.

- Acumulación de agua:
 - El aumento de los caudales operativos conduce a una reducción de la acumulación de agua en las tuberías y a un mejor régimen de flujo (dispersión del agua).
 - Sin embargo, el uso de caudal para controlar los volúmenes de agua en la tubería es limitado.
- Corrosión interna:
 - Un contenido de agua total más bajo en la tubería conduce a un menor "wetting" por agua en la superficie y una menor posibilidad de corrosión interna.
 - La limpieza eficaz de la pared interior de la tubería para eliminar depósitos, óxidos, cera y película de agua también reduce el potencial de corrosión interna.
 - Una mayor frecuencia de limpieza es capaz de minimizar la acumulación de volúmenes de agua y limpiar eficazmente el ducto.
- Diseño del scraper de limpieza:
 - Un buen diseño de la herramienta significa efectivamente menos ciclos de limpieza para lograr el objetivo de minimizar la corrosión interna.

Se determinó que los diseños de las herramientas utilizadas actualmente para limpieza interna del oleoducto no son agresivos, lo que puede reducir la eficiencia de remoción de agua y depósitos dentro de la tubería, al generar corrosión bajo depósito.

En consecuencia, se realizaron simulaciones de flujo con el propósito de optimizar la estrategia de limpieza al analizar sensibilidades sobre la frecuencia de limpieza y mejorar el diseño de la herramienta.

Resultados de la simulación

Las simulaciones se realizaron inicialmente para comparar los resultados del modelado de OLGA con las condiciones operativas correspondientes al período 2013-2014. Las presiones predichas por el modelado de OLGA para el ducto se compararon con los datos de operativos prome-

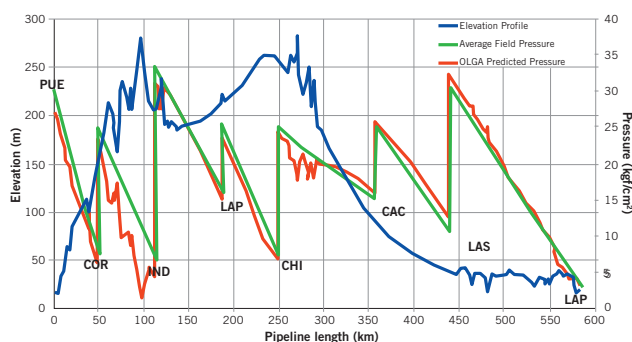


Figura 13. Comparación entre el perfil de presiones promedio del período 2013-2014 y el perfil predicho por OLGA.

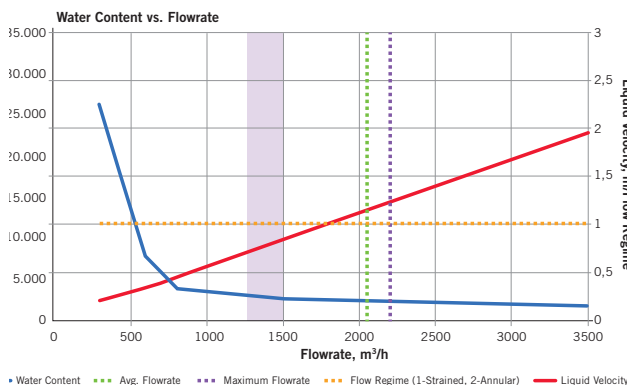


Figura 14. Contenido total de agua, régimen de flujo y velocidad de la película de líquido en el oleoducto Puerto Rosales-La Plata en función del caudal.

dio proporcionados como se muestra en la figura 13, se observaron coincidencia.

A continuación, se muestra el contenido total de agua en el ducto, el régimen de flujo y la velocidad de la película de líquido (agua y crudo) en función del caudal, utilizando un corte de agua de 0,6% en volumen (Figura 14).

A partir de la figura 14, se pueden realizar las siguientes observaciones:

- El contenido de agua aumenta exponencialmente a caudales inferiores a un caudal umbral de aproximadamente 1.250-1.500 m³/h. Por encima de este caudal crítico, el ducto opera en una región dominada por la fricción donde el contenido de agua se estabiliza independientemente de cualquier aumento adicional en el caudal.
- El caudal promedio actual de 2.050 m³/h es mayor que el caudal umbral. En consecuencia, un aumento del caudal promedio actual al caudal máximo de 2.200 m³/h muestra una mejora insignificante en la reducción del contenido de agua del ducto.
- El régimen de flujo de la tubería permanece en flujo estratificado en el rango de caudales estudiados.

Puntos de acumulación de agua

En la figura 15 se indican los puntos de acumulación de agua en el oleoducto para el caso de un contenido de agua de 0,6% en volumen. Se muestra además el perfil de elevación del mismo con respecto al nivel del mar y los esfuerzos de corte en la pared del ducto, los cuales son considerablemente bajos (menos de 5 Pa).

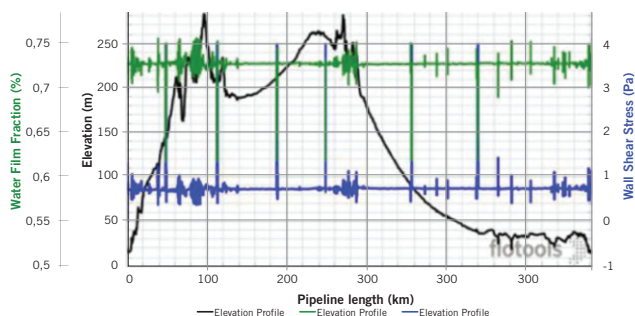


Figura 15. Perfil de acumulación de agua y esfuerzos de corte en el oleoducto de 32".

Comparación entre resultados ILI 2014 y puntos de acumulación de agua

La figura 16 muestra la comparación entre los puntos de acumulación de agua en el oleoducto determinados por la simulación y los resultados ILI 2014 para los tramos Puerto Rosales-Dorrego, Dorrego-Laprida, Laprida-Las Flores y Las Flores-La Plata.

Los resultados del modelado de flujo indican que el oleoducto está sujeto a una presencia constante de muy pequeñas cantidades de agua a lo largo de toda su longitud, es decir, que culmina justo por debajo del 0,73%, mientras que el resto representa la fracción del crudo transportado.

Hay algunos casos en los que la fracción de agua cae a aproximadamente al 0,61% o aumenta a aproximadamente al 0,75-0,76%, pero esta variación se puede considerar muy limitada, teniendo en cuenta una distribución relativamente uniforme del daño por corrosión interna a lo largo de la parte inferior del ducto y la fracción de agua mínima y máxima, aunque es evidente cierta correlación entre los dos. Esta correlación parcial puede ser, por un lado, el resultado de la complejidad general del modelado del flujo de fluidos y, por otro lado, una consecuencia de una multitud de factores aleatorios que influyen en el inicio, latencia, activación y propagación de los sitios de corrosión activos, por ejemplo, adherencia y/o acumulación de cera y sedimento durante una limpieza operativa ineficaz que puede promover y perturbar la corrosión bajo depósito y la actividad bacteriana en cualquier ubicación. Además, el impacto general de la corrosión por CO₂, de poca influencia, no debe pasarse por alto, dada su presencia en los crudos transportados.

Optimización en la frecuencia de limpieza

Se realizaron estudios de simulación de flujo transitorio para optimizar la estrategia de limpieza y evaluar la configuración del scraper. La Figura 17 muestra los resultados del análisis de pasaje de scraper de limpieza para un corte de agua de 0,6% y para una frecuencia de 1, 2, 3 y 4 herramientas empleadas por semana.

Un solo pasaje de scraper tarda aproximadamente 6 días en viajar a través del ducto y reduce el volumen total de agua en un 14%, como se muestra en la figura 17a. Además, las condiciones de funcionamiento del sistema implican que el agua se repone a un ritmo relativamente rápido y vuelve a sus niveles de estado estable aproximadamente 1,2 días después del pasaje de una herramienta.

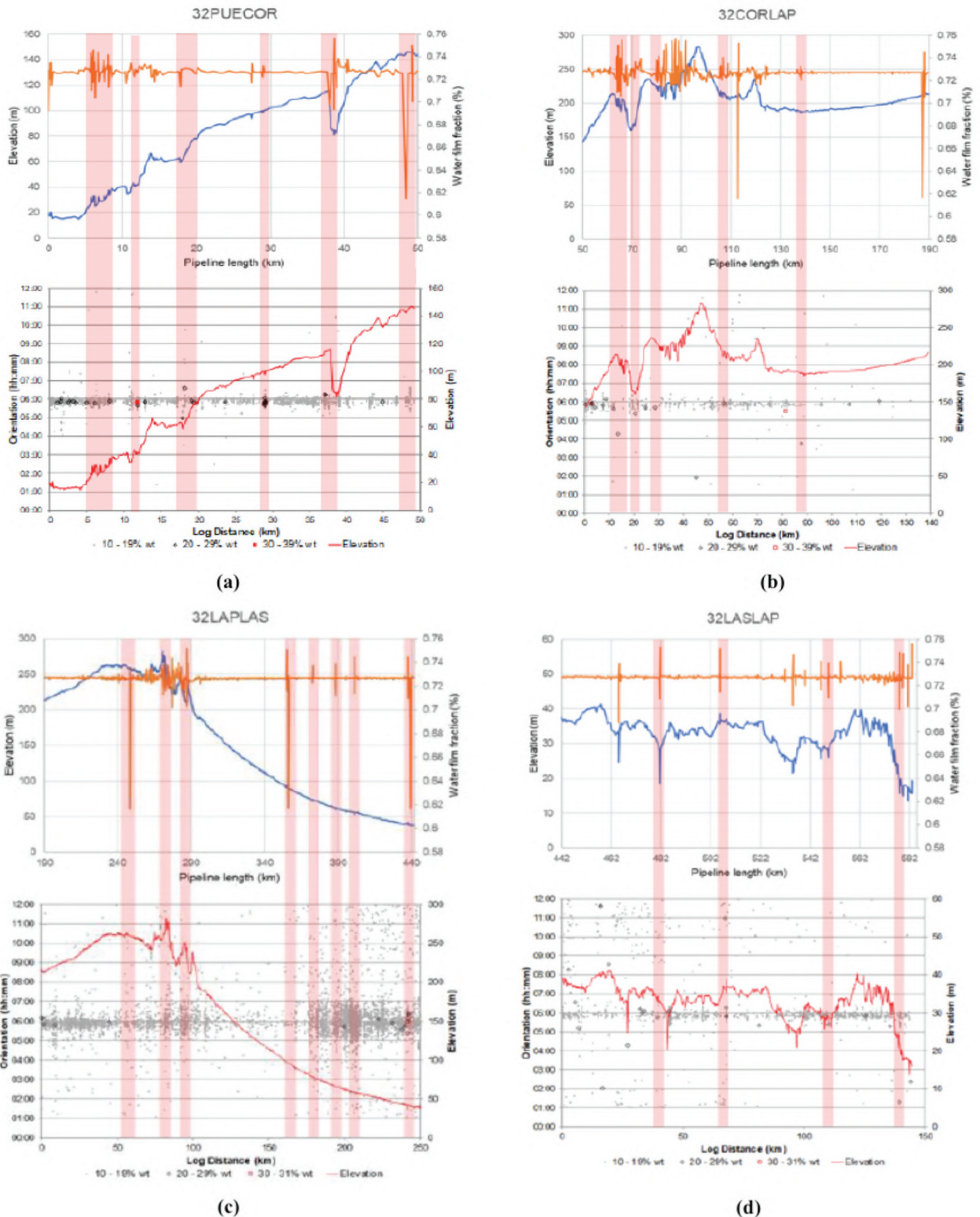


Figura 16. Comparación de resultados de ubicaciones de acumulación de agua y resultados ILI 2014 para los tramos (a) Puerto Rosales-Dorrego (b) Dorrego-Laprida (c) Laprida-Las Flores (d) Las Flores-La Plata.

Se realizaron simulaciones adicionales de sensibilidad para comprender la frecuencia ideal de limpieza necesaria para gestionar eficazmente los volúmenes totales de agua en el oleoducto. La figura 18 muestra un resumen de resultados donde se puede ver que se requieren al menos seis (6) ciclos de limpieza por semana para generar alguna mejora en la gestión del contenido total de agua. Se puede

apreciar que un intervalo de limpieza cada 12 horas (14 ciclos de limpieza por semana) da como resultado la mejora máxima en la gestión del contenido total de agua de solo el 11%. Los resultados de la simulación para esta operación de limpieza se muestran en la figura 19. Los volúmenes totales de agua de la tubería se mantienen alrededor de 1.835 m³ para esta frecuencia de limpieza.

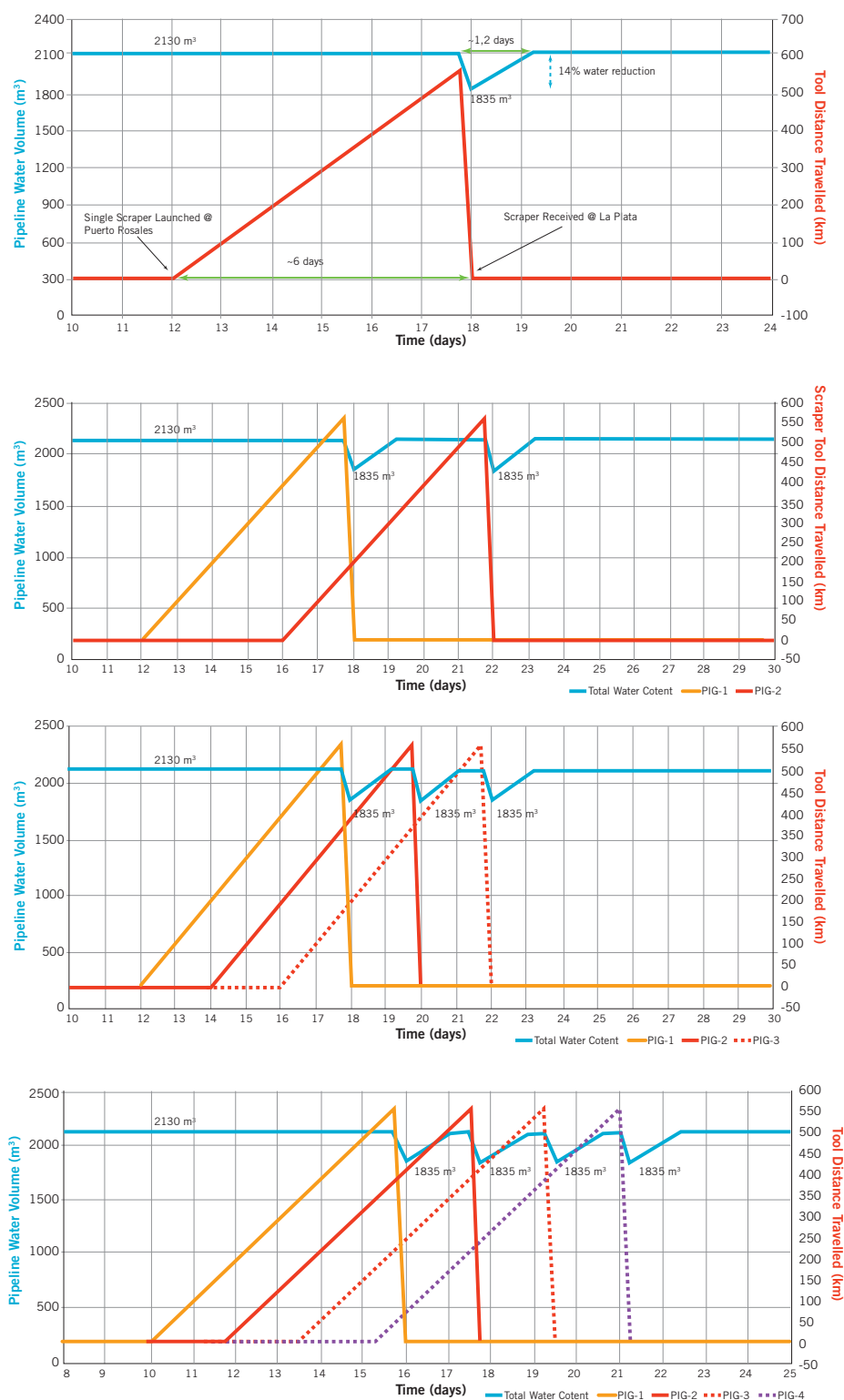


Figura 17. Resultados de la simulación para corte de agua de 0,6% para el pasaje de a. 1 scraper de limpieza por semana b. 2 scraper de limpieza por semana c. 3 scraper de limpieza por semana d. 4 scraper de limpieza por semana.

Los resultados muestran que el aumento de la frecuencia del pasaje de scraper de limpieza hasta 14 corridas por semana y en las condiciones de funcionamiento actuales no mejorará significativamente el contenido total de agua en la tubería. Sin embargo, cabe señalar que existen otros beneficios de una mayor frecuencia de pasaje. Estos incluyen la eliminación de depósitos/sedimentos en la tubería,

lo que puede reducir el riesgo de corrosión inducida microbiológicamente (MIC), si es que efectivamente el oleoducto sufre de MIC en primer lugar.

Diseño de herramienta

El diseño de la herramienta es un criterio clave para la optimización de la frecuencia, ya que un diseño eficaz

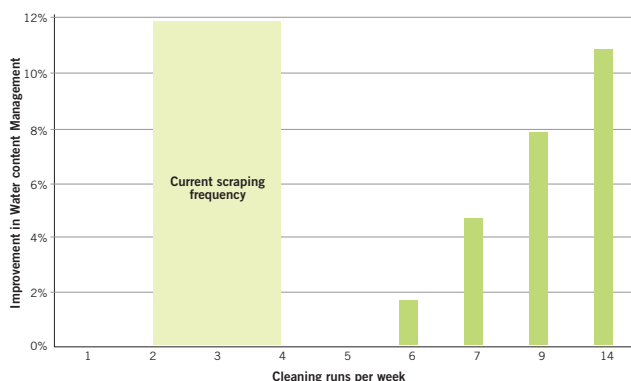


Figura 18. Resultados de la optimización de la frecuencia del pasaje de scraper de limpieza.

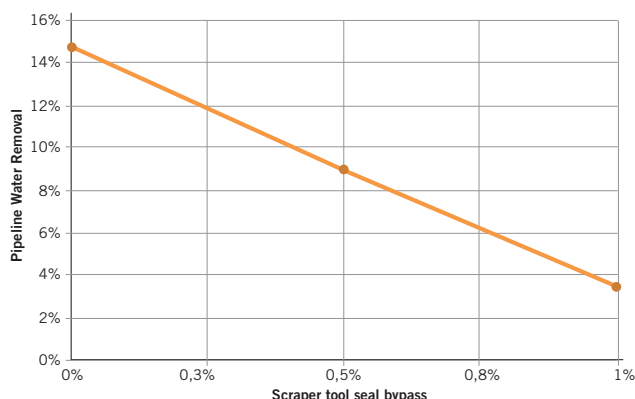


Figura 20. Remoción de agua en función del bypass del sello en el scraper de limpieza.

implica menos ciclos de limpieza. Esto se debe a que, si el diámetro del scraper es menor que el diámetro interior de la tubería, se produce una fuga hacia atrás entre la herramienta y la pared de la tubería (bypass del sello). Esencialmente, es muy probable que la herramienta actual de limpieza no remueva eficientemente agua y depósitos, debido a este bypass del sello.

En la figura 20 se muestra el impacto de una herramienta de limpieza de alto sellado en la eliminación de la película de agua de la tubería durante las operaciones de limpieza. Se puede ver que una herramienta con un 1% de bypass de sello deja una película de agua mayor en comparación con la herramienta de bypass de sello del 0%.

Para proporcionar una configuración óptima para la eliminación de agua y depósitos del oleoducto es recomendable una solución de limpieza combinada. La combinación de elementos de sellado altamente eficientes junto con herramientas de cepillado e imanes permite lograr una efectiva eliminación de agua en una sola pasada de limpieza. Es necesario realizar una evaluación de las herramientas de limpieza después de cada pasada para comprender el nivel de desgaste en los discos asociado con cada sección del ducto y se debe

llevar a cabo la renovación de las herramientas de limpieza cuando caigan por debajo de las especificaciones de manera de garantizar un rendimiento futuro.

En la figura 21 se ilustra un ejemplo de una herramienta de limpieza con una configuración adecuada para lograr un barrido eficiente de agua y sedimentos dentro del ducto.

Discusión

El niple presentó grandes cantidades de residuo negro espeso, lo que no es sorprendente dada la tendencia del crudo a precipitar parafina y el régimen de operación intermitente.

La superficie interna del niple mostró corrosión relativamente superficial y uniforme en la mitad superior, mientras que en la mitad inferior se presentó corrosión localizada entre las posiciones horarias 4:30 y 6:30.

Debido a que los depósitos consistían principalmente en carbonatos y óxidos de base hierro, es posible argumentar –aún en ausencia de información sobre el contenido de

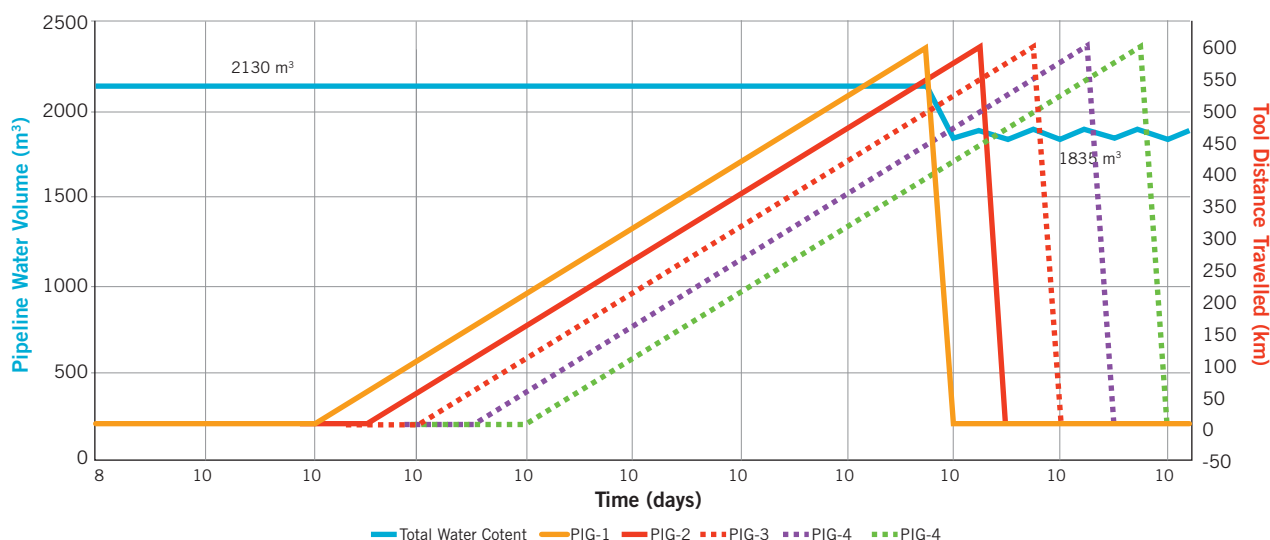


Figura 19. Resultados de simulación para un intervalo de 12 h entre corridas.

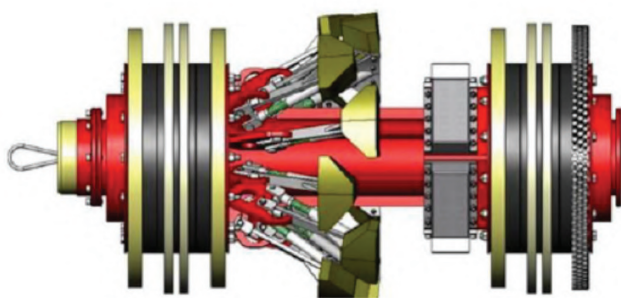


Figura 21. Esquema de scraper de limpieza con una configuración adecuada.

CO₂, H₂S y ácidos orgánicos— la presencia de corrosión por CO₂. Sin embargo, es importante resaltar que los ácidos orgánicos, a pesar de ser débiles, son conocidos por afectar la velocidad de corrosión por CO₂ en gran medida 1, 2 y, por lo tanto, su rol no se debería ignorar.

Por otra parte, la superficie del niple debajo de los depósitos se caracterizó por corrosión generalizada y localizada, manifestada en forma de pits hemisféricos. La muestra analizada de los depósitos tomada de dicha ubicación mostró la población más grande del género de bacterias —entre todas las muestras analizadas— dominada principalmente por cepas de bacterias formadoras de biofilms, NRB, SOB y metanógenos (con algunas contribuciones de SRBs), lo que sugiere corrosión por actividad microbiana. Un tipo similar de morfología y distribución de corrosión se observó en la válvula y sección T (asociado al pit de perforación) de ambas líneas conectadas. Sin embargo, el análisis de (i) los depósitos encontrados dentro del pit de perforación y (ii) dos óxidos tomados de las ubicaciones asociadas con pitting hemisféricos mostraron relativamente bajo recuento de bacterias, es decir población de bacterias comparable con aquella de las muestras de residuo de crudo y, por lo tanto, no todas las ubicaciones pueden estar sujetas a corrosión microbiológica activa.

Al considerar que el niple de 24" recibe fluido directamente de la línea de crudo de 32", es posible extrapolar los resultados y hallazgos desde el niple de 24" a la línea de 32". Esto se debe a que ambas líneas muestran la misma distribución de daño por corrosión y al transportarse el mismo fluido, la condición ambiental general es la misma. Considerando que la línea de 32" está sujeta a (i) acumulación de sólidos a muy bajas velocidades de flujo, (ii) retención y acumulación de agua a lo largo de la línea (bajo flujo) y (iii) precipitación de cera, se puede argumentar que las condiciones internas de la línea de 32" son comparables con el niple de 24", es decir, estancamiento de agua, precipitación/acumulación de cera/sólidos promoviendo el riesgo de MIC y/o corrosión localizada. Si bien pueden existir diferencias como es la reposición del ambiente en la línea de 32", esta es una situación en el seno del fluido en lugar de la interface en la pared de la línea y el sedimento/cera que controla la corrosión.

Este argumento está adicionalmente respaldado por los resultados ILI de la línea de 32", que apuntan hacia la pérdida de espesor relativamente localizada (19-32%wt), que

afectan predominantemente la mitad inferior de la línea, es decir, áreas de retención y acumulación de agua.

Con el fin de complementar el estudio de causa raíz efectuado en el niple de 24", se llevó a cabo un estudio de simulación de modelado de flujo en el oleoducto de 32" empleando el simulador multifásico OLGA versión 2017.2. Se predijo que el agua se separa sustancialmente del crudo cuando el caudal se encuentra por debajo de un valor de caudal umbral. Sin embargo, los valores de caudal operativo en el oleoducto se encuentran bastante por encima de los valores umbrales, por lo que el efecto en la reducción del contenido de agua al incrementar el caudal es insignificante. Se determinó, además, la importancia de una limpieza efectiva de la superficie interna para el control de la acumulación de depósitos y agua, lo que conduce a un mecanismo de corrosión combinado conformado por corrosión inducida microbiológicamente, corrosión bajo depósito y corrosión por CO₂.

Es necesario enfatizar que el corte de agua es del orden del 1% y que la operación de limpieza frecuente y regular y los niveles de corrosión predominantes sugieren que la misma no es efectiva en la remoción de agua y sedimentos, con los problemas potenciales relacionados al tipo de herramientas usadas o su condición. Resulta importante, por lo tanto, emplear una configuración adecuada de la herramienta de limpieza con un bypass del sello reducido para lograr un barrido eficiente. Por otra parte, el efecto de incrementar la frecuencia de limpieza a 14 ciclos por semana no mejora la eliminación del contenido de agua de manera significativa, con respecto a la frecuencia de pasaje actual teniendo en cuenta el esfuerzo operativo que esto implica.

Conclusiones

Basado en el trabajo realizado, se pudieron obtener las siguientes conclusiones:

Niple de 24"

- La operación intermitente del niple permitió la acumulación de agua y residuos de crudo, la acumulación de agua en la parte inferior del niple permitió el inicio de corrosión generalizada y localizada (pitting) en dichas áreas.
- El niple estaba sujeto a la presencia de carbonatos de hierro y depósitos de óxidos, lo que sugiere la participación de corrosión por CO₂ en el mecanismo general de corrosión.
- Algunas zonas de corrosión localizada estaban sujetas a corrosión microbiana activa; primariamente admitida por NRB, IRB, metágenos y alguna contribución de SRB.

Línea de crudo de 32"

La línea está sujeta a:

- Precipitación de cera con patrones de acumulación directamente dependientes de los regímenes de flujo del crudo.
- Acumulación de agua en determinadas zonas a lo largo de toda la longitud, y consecuentemente corrosión localizada en la mitad inferior de la línea.

- Mecanismo combinado de corrosión conformado por corrosión bajo depósito, corrosión por CO₂ y corrosión microbiológica, admitida por NRB, IRB, metágenos y alguna contribución de SRB, como consecuencia de la acumulación de agua y sedimentos.
- Inefectivo diseño actual de la herramienta de limpieza en el control de la corrosión interna, al no remover adecuadamente agua y sedimentos.
- Insignificante efecto en la remoción de agua al incrementarse el valor del caudal con respecto al actual y difícil implementación de una frecuencia de pasaje de scraper que permita mantener una reducción del contenido de agua constante en el tiempo.
- Determinar el contenido de CO₂ en el crudo y velocidades de corrosión y, si es necesario, medidas para la reducción de dicho contenido por debajo de un límite específico.
- Implementación de ventanas de integridad según API 584 (contenido de agua, contenido de bacterias, concentración de CO₂, entre otros).
- Si es necesario, desarrollar e implementar una estrategia de tratamiento químico, basada en una combinación de inhibidor de corrosión / biocida.
- Se debe considerar un aumento en la frecuencia de limpieza si las velocidades normales de operación del fluido caen por debajo del 0,6-0,8 m/s, ya que una cantidad significativa de agua puede comenzar a acumularse en el ducto.

Trabajo en curso y futuro

Algunas recomendaciones a futuro son las siguientes:

- Implementar un procedimiento para un muestreo y análisis sistemático (regular) de residuos de limpieza, con el objetivo de (i) documentar el volumen / peso, (ii) establecer la composición química y (iii) la presencia de bacterias.
- Evaluar el análisis cuantitativo para considerar la optimización de la frecuencia de limpieza.
- Establecer lineamientos para renovación y mantenimiento de herramientas de limpieza con el objetivo de garantizar un rendimiento futuro.

Bibliografía

Nafday O. A., s., "Nesic, Iron carbonate film formation and CO₂ corrosion in the presence of acetic acid", Paper No 05295, CORROSION 2005, NACE International, Houston, TX, 2005.

2 Guo, P. *et al.*, "The effect of acetic acid and acetate on CO₂ corrosion of carbon steel", Paper No 05306, CORROSION 2005, NACE International, Houston, TX, 2005.



CABLES DE ACERO
ESLINGAS
ACCESORIOS

Crosby® Distribuidor oficial
para Argentina y Brasil

American Petroleum Institute
API Monogram. License 9A -0018.

(5411) 4469-8100
www.iphglobal.com