

REHABILITACIÓN DE DUCTO LUEGO DE 17 AÑOS DESDE SU ÚLTIMA OPERACIÓN

Ing. Arturo Jose Maria Heinke, Ing. Dario Grenada, Ing. Matias Cardacce, Ing. Lucas Coria,
Oleoducto trasandino SA

Macacha Guemes 515 (Buenos Aires), Argentina

arturo.heinke@oleotrasandino.com; dgrenada@ducsolingenieria.com;

mcardacce@ducsolingenieria.com; lcoria@ducsolingenieria.com

Sinopsis

El Oleoducto Trasandino tiene su estación de bombeo cabecera en Puesto Hernández, Rincón de los Sauces, Neuquén, Argentina y recorre la cordillera de los Andes de Este a Oeste finalizando su traza en la ciudad de Concepción en la octava región en Chile, en el puerto San Vicente sobre el océano pacífico. Tiene 428Km de longitud total y 16 pulgadas de diámetro nominal. El ducto se construyó en el año 1993 con material de tubería soldada longitudinalmente de acuerdo con API 5L X65. El espesor de pared nominal es 6,35mm, utilizándose espesores 7,14mm y 8,74mm para cruces especiales. La presión operativa máxima permitida (MAOP) es 102 Kg/cm² y la altimetría del ducto en su estación cabecera es 650m pasando en su punto más alto a 1950m y descarga en Concepción a nivel del mar.

El ducto operó de manera ininterrumpida por 12 años desde su puesta en marcha (PEM) en 1994 hasta el año 2006, cuando se decidió su desafectación por motivos comerciales. El ducto fue vaciado, desconociéndose con precisión el procedimiento de limpieza utilizado y su efectividad.

Durante el estadio fuera de servicio se realizaron tareas de monitoreo sobre la traza y el sistema de protección catódica, realizándose las presentaciones anuales que requiere la resolución 120E/17

En 2019, motivado por las producciones de crudo del momento y proyectadas en Vaca Muerta, se decide poner nuevamente en operación y comienzan las tareas de reacondicionamiento de sus activos finalizando con la PEM en mayo de 2023.

El apéndice P de la resolución 120E/2017 de la SEN habla de la desafectación y abandono de cañerías y su condición para el retorno al servicio de las mismas si estas estuvieron más de 5 años en esta condición. Debido a la inexistencia de bibliografía y recomendaciones internacionales al respecto, se elaboró una metodología de trabajo para realizar un retorno al servicio en condición segura con la aprobación de la autoridad de aplicación.

En el presente trabajo se expone la metodología desarrollada en el proceso de rehabilitación y los desafíos presentados principalmente al rehabilitar un ducto donde ejecutar una prueba hidráulica a 1,25 de su MAOP en toda su extensión es impracticable dada su altimetría. En este punto se aclara que si bien algunas actividades desarrolladas aplican tanto del lado chileno como del lado argentino del ducto, el enfoque del presente trabajo expone las metodologías utilizadas del lado argentino.

La experiencia adquirida con este proyecto pretende no solo ser plasmada en el presente trabajo sino también aportar a una futura revisión de la normativa vigente y dejar un antecedente que pueda servir como metodología de trabajo para proyectos de similares características.

Palabras clave: Rehabilitación, oleoducto, puesta en marcha, limpieza interna, parafina, normativa.

Contenido

Sinopsis.....	1
Introducción.....	3
Desarrollo	5
Conclusiones.....	24
Bibliografía.....	24
Breve Cv de los autores	25

Introducción

Uno de los principales desafíos del Oleoducto Trasandino desde el punto de vista operativo se centra en su emplazamiento que atraviesa Areas Sensibles con alturas que varían desde los 650m sobre el nivel del mar (msnm) en su estación cabecera Puesto Hernandez (PH) pasando por los 1950m en paso fronterizo Buta Mallín y culminando en la costa del océano pacífico en la ciudad de Concepción en Chile.

El oleoducto trasandino fue inaugurado el febrero de 1994, uniendo así la región petrolera de la Cuenca Neuquina en Argentina con los mercados de Chile y el Pacífico. El mismo tiene 16" de diámetro y recorre 427,58 km de longitud total.

Fue construido con caños con soldadura longitudinal ERW de alta frecuencia de acuerdo con API 5L X65. El espesor de pared nominal (wt) es de 6.35 mm utilizándose espesores de 7.14mm y 8.74mm para cruces especiales. Posee un revestimiento de polietileno extruido tricapa de 3mm de espesor y un tendido de fibra óptica a lo largo de toda su extensión protegida dentro de un caño tritubo.

El oleoducto cuenta con cinco instalaciones de control operativo (tres estaciones de bombeo y dos plantas reductoras de presión) con una capacidad de transporte original entre 320-700 m³/h y 13 válvulas de bloqueo telecomandadas a lo largo de toda la traza (sectores Argentino y Chileno):

- Estación de bombeo Puesto Hernandez (ARG) (Rincón de Los Sauces): Posee dos tanques con capacidad nominal de 17.000m³ cada uno y un parque de 4 electrobombas con una potencia de 1000 HP cada una.
- Estación de bombeo Pampa Tril (ARG): Posee un parque de 4 electrobombas con una potencia de 1000 HP cada una.
- Estación de Bombeo La Primavera (ARG): Posee un parque de 3 electrobombas con una potencia de 1000 HP cada una.
- Estación reductora de presión El Avellano (CHI): Posee un cuadro de válvulas para maniobras de reducción de presión.
- Estación reductora de presión y terminal de tanques Concepción (CHI): Posee un cuadro de válvulas para maniobras de reducción de presión y un parque de tanques con capacidad nominal de almacenamiento de 150.000 m³

Se aclara que si bien algunas actividades desarrolladas aplican tanto del lado chileno como del lado argentino del ducto, el enfoque del presente trabajo expone las metodologías utilizadas del lado argentino.

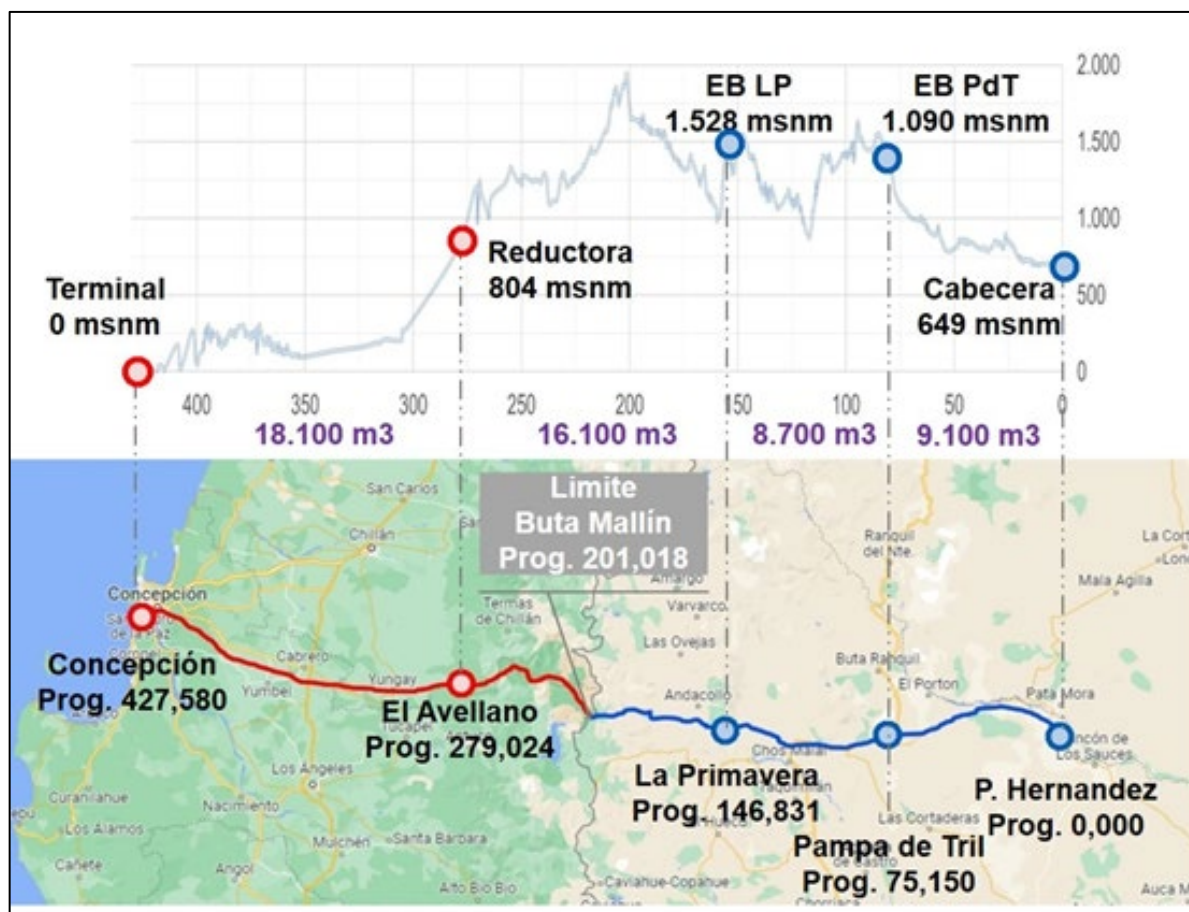


Imagen 1. Instalaciones del Oleoducto trasandino.

Luego de 12 años de operación ininterrumpida, el ducto fue desafectado del servicio en el año 2006 debido a los bajos volúmenes de crudo disponibles en la cuenca neuquina que imposibilitaban las condiciones mínimas requeridas para el transporte.

En ese momento no se tenía precisión si la desafectación era provisoria o definitiva y no había plazos estipulados. Por este motivo, luego de la desafectación, de manera preventiva, se realizó el barrido del petróleo almacenado en el interior del ducto con un batch de agua y posterior secado con aire. Con estas maniobras el ducto quedo vacío y “limpio” y la protección catódica se mantuvo activa y con monitoreos periódicos. En lo que refiere a equipos rotantes en estaciones de bombeo, de manera periódica se rotaron y lubricaron los ejes.

En el año 2019 se tomó la decisión de reactivar la operación de las instalaciones como parte de un plan estratégico de evacuación de la cuenca neuquina en línea con el crecimiento del yacimiento Vaca Muerta y la posibilidad de enviar el excedente de crudo hacia Chile (Refinería Bio y Bio) y potencial exportación por la ruta marítima del pacífico.

Para asegurar un retorno al servicio en condición segura con la aprobación de la autoridad de aplicación se diseñó un plan de tareas que requirió la formación de un equipo de trabajo especializado en diferentes áreas; mantenimiento, integridad, operaciones, seguridad, metrología, etc, y la definición de un plan de inspección, mantenimiento y adecuación de equipos e instalaciones.

Desarrollo

La normativa vigente y las prácticas estándar internacionales no brindan información referente a la rehabilitación de un ducto que haya sido desafectado un tiempo prolongado del servicio. En algunos casos los lineamientos son básicos, y no aplican directamente a este caso, sino tienen referencia al cambio de servicio de un sistema de transporte en operación, a la reversión de flujo, o conversión de servicio (Guidance for Pipeline Flow Reversals, Product Changes, and Conversion to Service US DOT PHMSA) o como desafectar instalaciones (RES 120E/2017 SEN).

Todas las acciones llevadas adelante, fueron definidas por el equipo de trabajo que se ocupó de la rehabilitación, y consensuadas con la autoridad de aplicación que dio el visto bueno para el retorno al servicio en condición segura.

Definición del plan de trabajo

Para la rehabilitación de una instalación que estuvo un tiempo prolongado fuera de servicio, es intuitivo pensar que haciendo las mismas pruebas que se realizaron cuando dicha instalación se habilitó por primera vez, puedo asegurar que continúa cumpliendo con las condiciones para la cual fue diseñada. Esto es completamente válido, siempre y cuando pueda confirmar que dichas pruebas puedan ser realizadas en las mismas condiciones en las que se hicieron originalmente, y que las anomalías o defectos dependientes del paso del tiempo puedan ser monitoreados y evaluados para determinar que están en una condición segura.

En el año 1993 para la construcción del oleoducto, las pruebas hidráulicas del lado argentino se realizaron en 46 tramos de diversas longitudes. Esto garantizó que la presión de prueba en cada punto de la cañería superara en 1,25 la presión de diseño de la misma y, en conjunto con las pruebas en taller de los caños, las inspecciones visuales en el montaje y los ensayos no destructivos de las uniones soldadas en campo, garantizaron una puesta en marcha segura.

Los valores de prueba hidráulica mínimos registrados para los diferentes espesores fueron los siguientes:

Espesor de cañería	Mínima presión de PH	Presión de diseño	Factor de prueba
6,35mm	128,43 kg/cm ²	102.82 Kg/cm ²	1.249 * Pd
7,14mm	144,61 kg/cm ²	115.62 Kg/cm ²	1.250 * Pd
8,74mm	177,05 kg/cm ²	141.52 Kg/cm ²	1.251 * Pd

Tabla 1. Valores de prueba hidráulica.

Con el ducto ya instalado, si se deseara repetir la condición de prueba en la construcción, para poder superar en 1,25 la presión de diseño en todos los puntos de la cañería, se debería superar la presión admisible del material en gran parte de la extensión de la instalación, como puede observarse en los siguientes gráficos para cada uno de los 3 tramos. Adicionalmente una eventual prueba hidráulica debería realizarse segmentando la cañería minimamente como en su prueba original, para ello se deberían hacer excavaciones, cortes, soldadura de casquetes, nuevas uniones soldadas para volver a unir la cañería, colocación de revestimiento; todo esto incorpora al sistema, zonas susceptibles que incrementan la probabilidad de falla.

Por último, debe tenerse en cuenta que una prueba hidráulica es una “foto” del momento en el que se realiza y es apta para descartar defectos tanto constructivos como de fabricación próximos al colapso, sin embargo no permite descartar pérdidas crónicas a corto plazo. En cambio una inspección instrumentada brinda información de anomalías existentes y que son dependientes del tiempo en su estadio al momento de la inspección, esto proporciona datos relevantes para la planificación y gestión del activo.

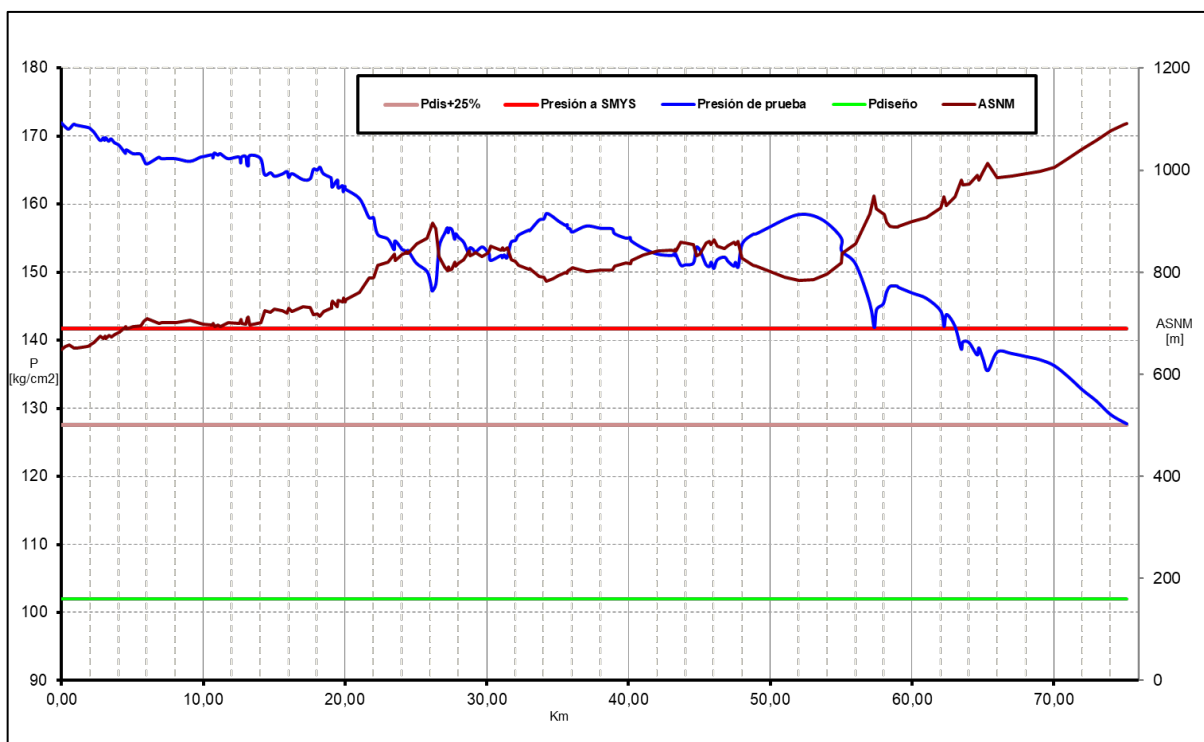


Gráfico 1. Tramo PH-PT. Perfil de presión de PH teórica para superar 1,25pd.

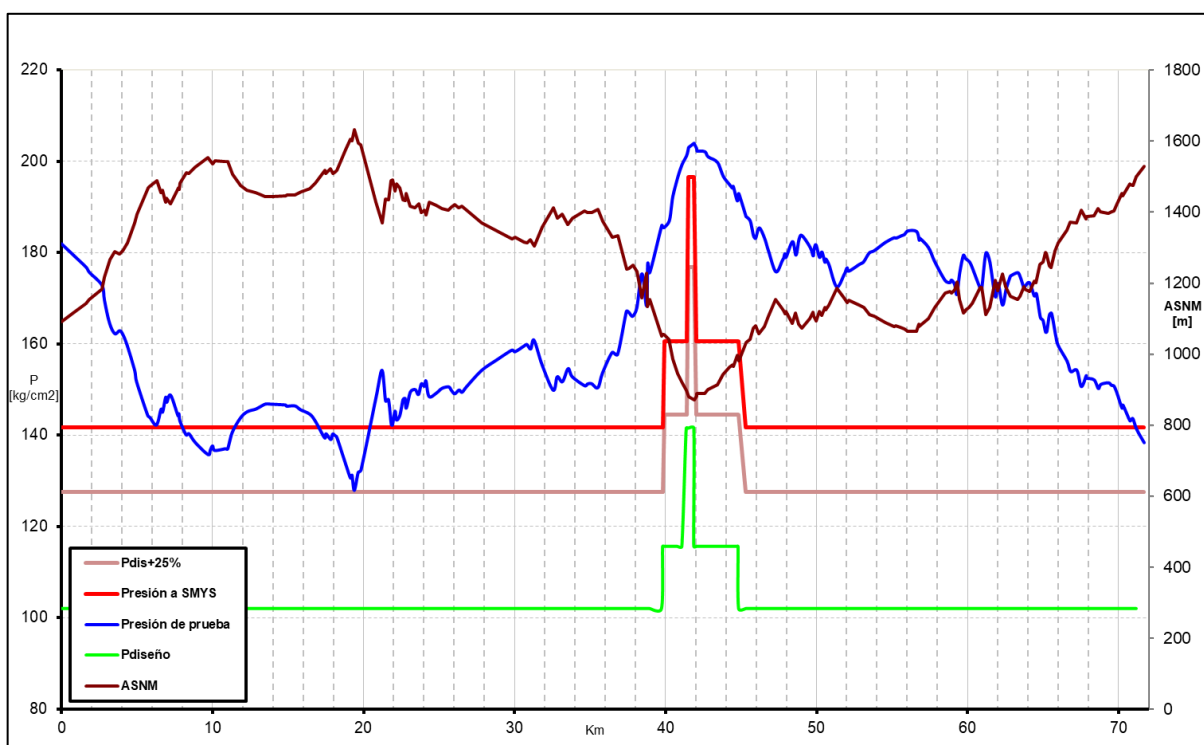


Gráfico 2. Tramo PT-LP. Perfil de presión de PH teórica para superar 1,25pd.

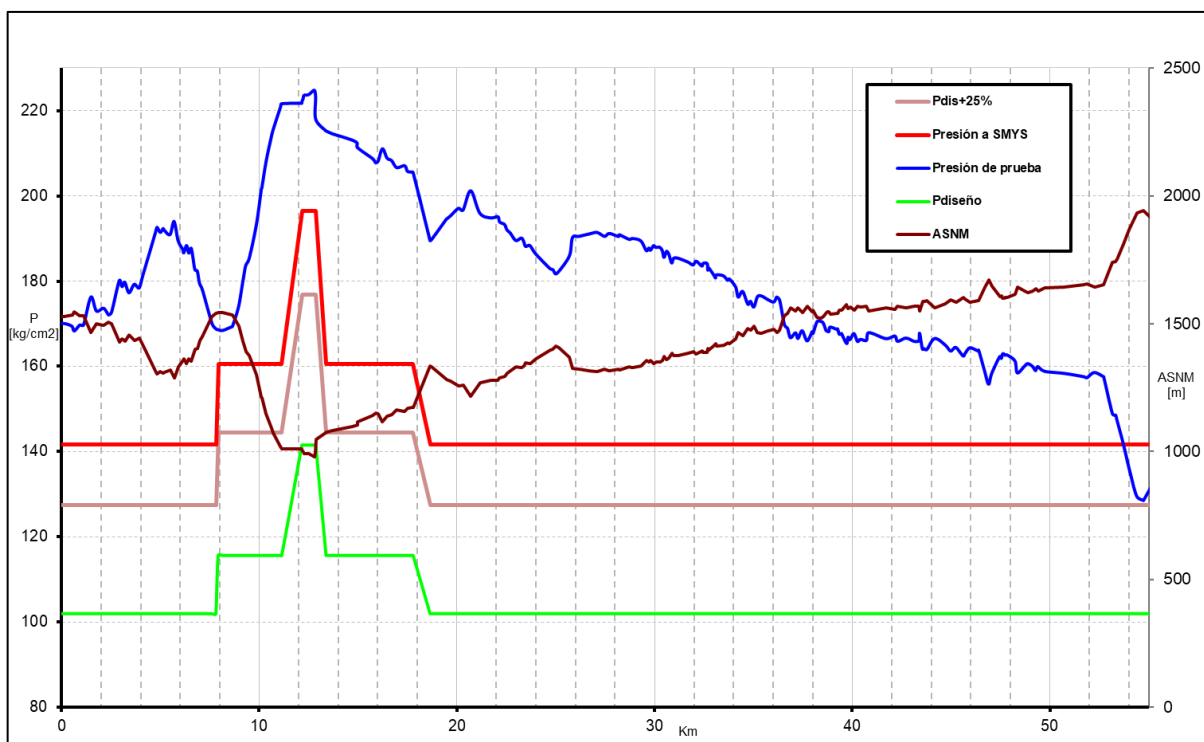


Gráfico 3. Tramo LP-BM. Perfil de presión de PH teórica para superar 1,25pd.

La Res 120E/2017 es la normativa vigente aplicable, y la misma, para la puesta en marcha de un ducto que ha sido desafectado por mas de 5 años, en su apéndice P solicita una prueba de rehabilitación que consiste en el recálculo de la MAOP, según el punto 451.1 del ASME B31.4. Sin embargo este requerimiento parece no ser suficiente para garantizar la integridad en la puesta en marcha teniendo en cuenta las amenazas predominantes dependientes del tiempo y por el emplazamiento del ducto.

En línea con esto, y dado que la Inspección Interna es la técnica mas adecuada para localizar y predecir la evolución futura de defectos como los derivados de la corrosión exterior o interior, abolladuras y daños por terceros, se presentó a la Secretaría de Energía un plan de trabajo basado principalmente en el llenado del ducto con agua (fluido de prueba seguro), una prueba de hermeticidad por un período de 24 horas para asegurar estanqueidad del ducto y el pasaje de herramientas de inspección ILI.

Se descartó realizar una nueva prueba hidráulica por los siguientes motivos:

- Se contaba con los registros de la prueba hidráulica original al momento de la construcción perfectamente conservados y firmados por los profesionales actuantes
- La información que se obtendría de una nueva prueba hidráulica no brindaría información relevante sobre el estado de integridad de la cañería.
- La complejidad de realizar una nueva prueba hidráulica sumado a eventuales perturbaciones a introducir en las líneas al realizar los cortes y tareas necesarias.

Definición de MAOP

Según lo estipulado en la RES 120-2017, para la Puesta en Marcha (PM) luego de la desafectación de un ducto que dejó de ser operado hace más de 5 años, se debe realizar el recálculo de la MAOP según se expone a continuación:

REGLAMENTO TÉCNICO PARA EL TRANSPORTE POR DUCTOS DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS (RTDHL) - RESOLUCIÓN 120/2017

APÉNDICE P [A]: DESAFECTACIÓN Y ABANDONO DE CAÑERÍAS

P1 - DESAFECTACIÓN Cuando se proceda a desafectar parcial o totalmente instalaciones de un sistema de cañerías, las mismas deberán ser purgadas e inertizadas adecuadamente y quedar totalmente desconectadas y aisladas de toda fuente de suministro de producto. Las instalaciones desafectadas del servicio estarán sometidas a un plan de mantenimiento y conservación, para preservar su estado, integridad y capacidad de operación. Dicho plan deberá ser presentado anualmente ante la Autoridad de Aplicación. Para retornar al servicio, en las instalaciones que han estado desafectadas de la operación por un período mayor a 5 años, corresponderá realizar una prueba de rehabilitación siguiendo los lineamientos de la sección 451.1 "Máxima Presión de Operación – MAOP"

Teniendo en cuenta lo estipulado en apartado 451.1, se procede al cálculo de la MAOP según los siguientes ítems:

- 1- B31.4 punto 402.3, Máxima presión interna de diseño.
- 2- Nota 2. Apartado 451.1. Presión de diseño del componente más débil.
- 3- Nota 3. Apartado 451.1. Presión de Prueba Hidráulica afectada por el factor K, según apartado 437.

- 1- ASME B31.4 (Rev. 2019)

402.3 Stress From Internal Pressure

For both restrained and unrestrained pipelines, the circumferential (hoop) stress due to internal pressure is calculated as

(U.S. Customary Units)

$$S_H = \frac{P_i D}{2t}$$

(SI Units)

$$S_H = \frac{P_i D}{20t}$$

where

D = outside diameter of pipe, in. (mm)

P_i = internal design gage pressure, psi (bar)

S_H = circumferential (hoop) stress due to internal pressure, psi (MPa)

t = wall thickness of pipe, in. (mm)

The above equation may not be applicable for pipe D/t less than 20.

Sh es calculado como: $Sh = SMYS \cdot F \cdot E$

Donde: SMYS: API5LX65 = 65.300PSI (450Mpa) según tabla 7 de API 5L rev2018.

E = Factor de junta = 1 para caños con soldadura longitudinal ERW high frequency

F = Factor de diseño = 0.72

Diámetro exterior $D = 16\text{in} = 406,4\text{ mm}$

Espesor de pared $t = 0,25\text{in} = 6,35\text{ mm}$

$$P_i = Sh \cdot 20 \cdot t / D$$

$$P_i = 324\text{Mpa} \cdot 20 \cdot 6,35\text{mm} / 406,4\text{mm}$$

Pi=101,25 Bar (103,23Kg/cm2)

MAOP= 103 Kg/cm2 (debido a presión del ducto)

2- En concordancia con la NOTA 2 del punto 451.1, se verifica la limitante que pudiera haber debido a la serie más desfavorable de accesorios.

El accesorio limitante es una VÁLVULA BRIDADA SERIE 600 que se encuentra dentro de las estaciones de bombeo en las descargas de las bombas principales asociadas al control de presión (válvula PCV).

Table 2-1.1 Pressure-Temperature Ratings for Group 1.1 Materials							
Nominal Designation	Forgings		Castings		Plates		
C-Si	A105 (1)		A216 Gr. WCB (1)		A515 Gr. 70 (1)		
C-Mn-Si	A350 Gr. LF2 (1)		...		A516 Gr. 70 (1), (2)		
C-Mn-Si-V	A350 Gr. LF6 Cl. 1 (3)		...		A537 Cl. 1 (4)		
Working Pressures by Classes, bar							
Temp., °C	Class						
	150	300	400	600	900	1500	2500
-29 to 38	19.6	51.1	68.1	102.1	153.2	255.3	425.5
50	19.2	50.1	66.8	100.2	150.4	250.6	417.7
100	17.7	46.6	62.1	93.2	139.8	233.0	388.3
150	15.8	45.1	60.1	90.2	135.2	225.4	375.6
200	13.8	43.8	58.4	87.6	131.4	219.0	365.0

Tabla 2. ASME 16.5 - Pipe flanges and flanged fittings

Como se observa en la tabla 2, la presión admisible de este accesorio es de 100.2 Bar (102 Kg/cm2), por lo que la MAOP estará limitada a esta presión.

MAOP= 102Kg/cm2 (debido a componente más desfavorable)

3- Por último, se analiza el valor de MAOP que surge luego de realizar la prueba hidráulica inicial del ducto. Para el ducto en cuestión debido a la altimetría la prueba hidráulica se realizó en numerosos tramos divididos en 2 sectores contiguos (low y high country), donde el valor más bajo de prueba corresponde a 128,43 Kg/cm2.

El valor de MAOP surge de aplicar el factor K=1,25 a la presión de PH, el valor de MAOP condicionado por dicha prueba es de:

MAOP= 128.43 / 1,25 = 102.74 Kg/cm2 (surgida de datos de PH original del ducto)

Se adjunta tabla con los valores recolectados de la documentación original de PH (respetando la terminología y los tramos de acuerdo a los documentos originales).

Tramo		Año de prueba	Prog. Inicio (m)	Prog. Final (m)	Espesor (mm)	Presión Max. (Kg/cm2)	Presión Min. (Kg/cm2)
Low Country	1	1993	0	21200	6,35	142,99	128,43
Low Country	2	1993	21200	56000	6,35	142,99	128,43
Low Country	3	1993	56000	64100	6,35	142,99	128,43
Low Country	4	1993	64100	75300	6,35	142,99	128,43
Low Country	5	1993	75300	78000	6,35	142,99	128,43
Low Country	6	1993	78000	79800	6,35	142,99	128,43

Tramo		Año de prueba	Prog. Inicio (m)	Prog. Final (m)	Espesor (mm)	Presión Max. (Kg/cm ²)	Presión Min. (Kg/cm ²)
Low Country	7	1993	79800	83300	6,35	142,99	128,43
Low Country	8	1993	83300	93800	6,35	142,99	128,43
Low Country	9	1993	93800	95361	6,35	142,99	128,43
Low Country	10	1993	95361	96159	6,35	142,99	128,43
Low Country	11	1993	96159	102308	6,35	142,99	128,43
Low Country	12	1993	102308	107177	6,35	142,99	128,43
Low Country	13	1993	107177	112110	6,35	142,99	128,43
Low Country	14	1993	112110	113996	6,35	142,99	128,43
Low Country	15	1993	113996	114745	6,35	142,99	128,43
Low Country	16	1993	114745	116177	7,14	160,66	144,61
Low Country	17	1993	116177	116377	7,14	160,66	144,61
Low Country	18	1993	116377	117005	8,74	196,66	177,05
Low Country	19	1993	117005	120101	7,14	160,66	144,61
Low Country	20	1993	120101	125600	6,35	142,99	128,43
Low Country	21	1993	125600	136687	6,35	142,99	128,43
Low Country	22	1993	136687	140575	6,35	142,99	128,43
Low Country	23	1993	140575	144768	6,35	142,99	128,43
Low Country	24	1993	144768	146263	6,35	142,99	128,43
Low Country	25	1993	146263	150476	6,35	142,99	128,43
Low Country	26	1993	150476	153155	6,35	142,99	128,43
Low Country	27	1993	153155	154126	6,35	142,99	128,43
Low Country	28	1993	154126	155534	7,14	160,66	144,61
Low Country	29	1993	155534	156205	7,14	160,66	144,61
Low Country	30	1993	156205	156756	7,14	160,66	144,61
Low Country	31	1993	156756	157457	7,14	160,66	144,61
Low Country	32	1993	157457	159411	8,74	196,66	177,05
High Country	1	1993	0	4400	7,14	160,5	144,84
High Country	2	1993	4400	5259	7,14	160,5	144,84
High Country	3	1993	5259	8017	6,35	137,03	135,62
High Country	4	1993	8017	14870	6,35	137,24	136,54
High Country	5	1993	14870	20458	6,35	142,84	128,56
High Country	6	1993	20458	25849	6,35	142,84	128,56
High Country	7	1993	25849	33513	6,35	142,84	128,56
High Country	8	1993	33513	36433	6,35	142,84	128,56
High Country	9	1993	36433	37118	6,35	142,84	128,56
High Country	10	1993	37118	37600	6,35	142,84	128,56
High Country	11	1993	37600	38855	6,35	142,84	128,56
High Country	12	1993	38855	39672	6,35	142,84	128,56
High Country	13	1993	39672	40599	6,35	142,84	128,56
High Country	14	1993	40599	41424	6,35	142,84	128,56

Tabla 3 - Resumen de prueba hidráulica Original (Año 1993) del Ducto

De acuerdo a los análisis realizados definidos por los lineamientos del apéndice P de la Res. 120/2017, se define como MAOP del sistema en cuestión el valor dado por la condición más desfavorable.

MAOP = 102 Kg/cm².

Preparación del ducto para Inspeccion Interna

En orden cronológico, luego de la desafectación en el año 2006 y hasta la PEM, se describen las tareas que se llevaron a cabo enumerando los hitos más relevantes de la etapa.

- 1) **VACIADO AÑO 2006:** En el año 2006, luego de la decisión de suspender la operación del oleoducto, se realizó el vaciado de la cañería para su desafectación. Para tal fin, en primera instancia se barrió el petróleo con agua en el sentido de flujo según diseño (Puesto Hernández-Concepción) y posteriormente se barrió el agua con aire usando compresores para la impulsión y polipig para el barrido.
- 2) **DESAFECTACION 2006-2019:** Durante la etapa de desafectación (2006 – 2019) se realizaron tareas mínimas de mantenimiento de las instalaciones, se dejó funcionando el sistema de protección catódica con mediciones anuales del nivel de potencial, se giraron periódicamente los ejes de equipos principales, se ejecutaron correctivos a demanda y se realizaron tareas de conservación como pintura o vigilancia para evitar vandalismo.
- 3) **DIAGNOSTICO INICIAL 2019-2020:** Se comenzó el proceso de rehabilitación a fines del año 2019 hasta marzo de 2020 en que se suspendieron las actividades por la cuarentena por la pandemia mundial de covid-19 declarada por las autoridades.
En este periodo, se realizaron mediciones spots con la técnica no destructiva de ultrasonido recto en puntos bajos, para conocer el estado de situación con respecto a la amenaza de corrosión interna y limpieza de la cañería.
Los lugares elegidos para las mediciones spot tanto en el sector argentino como en el chileno fueron las zonas aledañas a trampas de lanzamiento de scrapers y las válvulas de bloqueo de la línea.
Adicionalmente, en ocasión de retirar válvulas de bloqueo y trampas de scraper para mantenimiento, se realizaron inspecciones visuales directas para verificar la existencia o no de suciedad en el interior de las cañerías.
Posteriormente a las mediciones con ultrasonido, se llevó a cabo una prueba de presión con aire a 7 kg/cm² que incluyó un proceso de limpieza inicial con polypig que tuvo como objetivo verificar la continuidad del ducto e iniciar el proceso de la eliminación de parafina y barros encontrados en las instalaciones.
Para la ejecución de estas corridas se conectaron compresores a las trampas de recepción y lanzamientos para inyectar aire a cada tramo y con esto impulsar los pigs de espuma.
 - Tramo PH-PT: La limpieza de este tramo en particular se realizó en sentido contrario al flujo de diseño, ya que considerando un escenario de mucha suciedad, la altimetría no permitiría el desplazamiento de dichos residuos con un pig impulsado por aire. Es decir, se realizó el pigúeo desde la trampa de PT (Pampa de Tril) hasta PH. Por ello, la trampa de recepción se utilizó como lanzadora y viceversa.
 - Tramo PT-LP: La limpieza del tramo se realizó en sentido del flujo, desde la trampa lanzadora en PT hasta la trampa receptora en La Primavera (LP).
 - Tramo LP-BM: La limpieza del tramo se realizó en sentido del flujo, desde la trampa lanzadora LT-301 hasta una trampa provisoria que se monto en Buta Mallin.

Asegurado el pasaje de los primeros pigs en cada tramo sin inconvenientes, se realizaron varias corridas sucesivas de pigs de discos y placas impulsados por aire para continuar con la limpieza del tramo.

En este sentido, se obtuvo un total de 440kg de parafina luego de 20 lanzamientos en los 3 tramos mencionados según se muestra a continuación en la tabla resumen:

Lanzamientos de limpieza	
Lanzamientos de scrapers con placas	5
Lanzamientos de scrapers con discos	8
Lanzamientos de polypigs	7
Total de lanzamientos	20
Parafina retirada (kg)	440
Agua retirada (m ³)	8,5

Tabla 4 - Resumen de scrapers año 2019

4) REHABILITACIÓN Y PUESTA EN MARCHA 2022-2023

Luego del paro forzoso provocado por la cuarentena se tomo la decisión de reiniciar las tareas de rehabilitación en diciembre de 2021 trabajando simultáneamente en:

- Puesta en valor del instalaciones de superficie: estaciones de bombeo, válvulas de bloqueo y estaciones reductoras
- Verificación de integridad de líneas internas de planta mediante técnicas ECDA
- Verificación de integridad del ducto a través de una prueba de hermeticidad de 24Hs para verificar la estanqueidad del ducto y una inspección interna con técnica MFL impulsada por agua, ya que el ducto no estaba habilitado para operar con petróleo.

Para continuar con el proceso de verificación de integridad del ducto a través de una inspección interna se debió programar la limpieza interior por medio de herramientas impulsadas con agua hasta alcanzar el nivel de limpieza aceptable por el proveedor de la herramienta instrumentada.

El primer paso fue decidir la manera de realizar el llenado con agua del ducto, definiendo el punto de captacion, conseguir los permisos de uso, configurar el proceso de llenado y evaluar los ensayos previos a su disposicion luego del bombeo.

Luego de analizar varias alternativas, se vio que lo mas conveniente era llenar con agua el sector argentino del ducto desde Puesto Hernández hasta el límite con Chile mediante equipos externos de alta presión y bajo caudal con agua del rio Colorado. A su vez, en la parte baja del sector chileno se llenaron los últimos tramos entre válvulas de bloqueo con bombas de baja presión.

El ultimo sector a llenar con agua del ducto entre Buta Mallin y el Avellano se completó bombeando con los equipos propios del ducto el agua almacenada en uno de la tanques de Puesto Hernandez. Esta operación debió ser cuidadosamente planificada para evitar sobrepresiones, para lo cual se modelaron los transitorios con el software Stonner y debiéndose colocar en los puntos altos alivios con la doble función de dejar escapar el aire entrampado y funcionar como alivio en caso de bloqueos no programados.

Con el ducto lleno de agua y luego de haber hecho corridas de Scraper con la configuración de limpieza asegurando el arrastre del aire que pudiera haber quedado en el llenado inicial del ducto, se colocaron registradores de presión y temperatura para evaluar la estanqueidad mediante una prueba de hermeticidad de 24Hs y documentar los registros.

Para la toma de datos teniendo en cuenta las fluctuaciones de presión debido a la altimetría del ducto, fueron seleccionados los puntos más bajos de cada tramo (en los que se podía conectar un registrador) estos son: válvula de bloqueo 1, válvula de bloqueo 2, válvula de bloqueo 3 y estación de bombeo Puesto Hernández.

Los datos registrados en los cuatro puntos de muestreo en condición de ducto parado y bloqueado muestran que la presión se mantuvo constante con desvíos estándar muy pequeños, por lo que puede concluirse que durante las pruebas efectuadas el ducto permaneció estanco en todos los tramos.

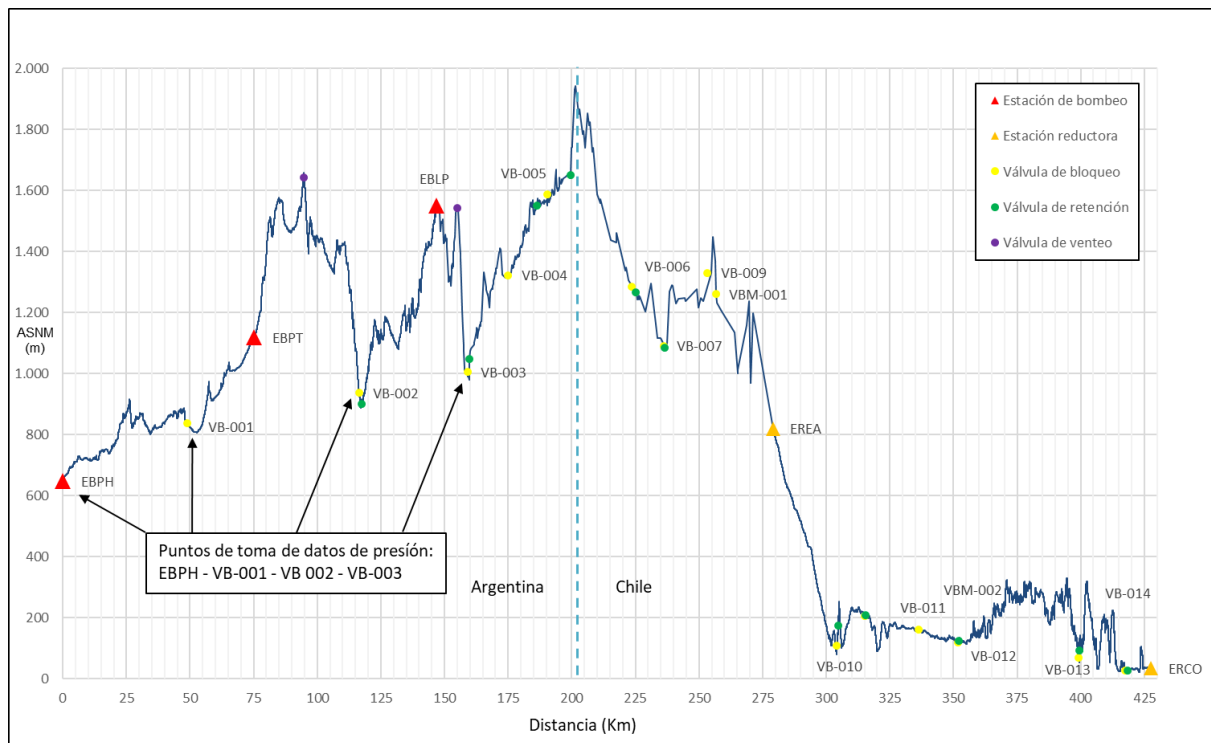


Gráfico 4. Puntos de toma de datos de presión en prueba de hermeticidad de 24hs.

Para las operaciones de pasajes de scrapers relacionados con las inspecciones internas programadas (pigs de limpiezas, calibraciones y herramientas instrumentadas) se realizaron bombeos con agua en condiciones similares a los planificados para la operación con hidrocarburos.

Dado que este fluido posee mayor densidad que el crudo, se ha tomado como salvaguarda la operación de pasaje de ILI (y todas las corridas asociadas) como pruebas en servicio "severo" con un fluido no peligroso.

A continuación, se muestran los gráficos de presión que reflejan la operación de pasaje de scrapers en el que pueden observarse las diferencias entre los valores de operación históricos con crudo y los valores de operación que se planificaron para los pasajes de scrapers.

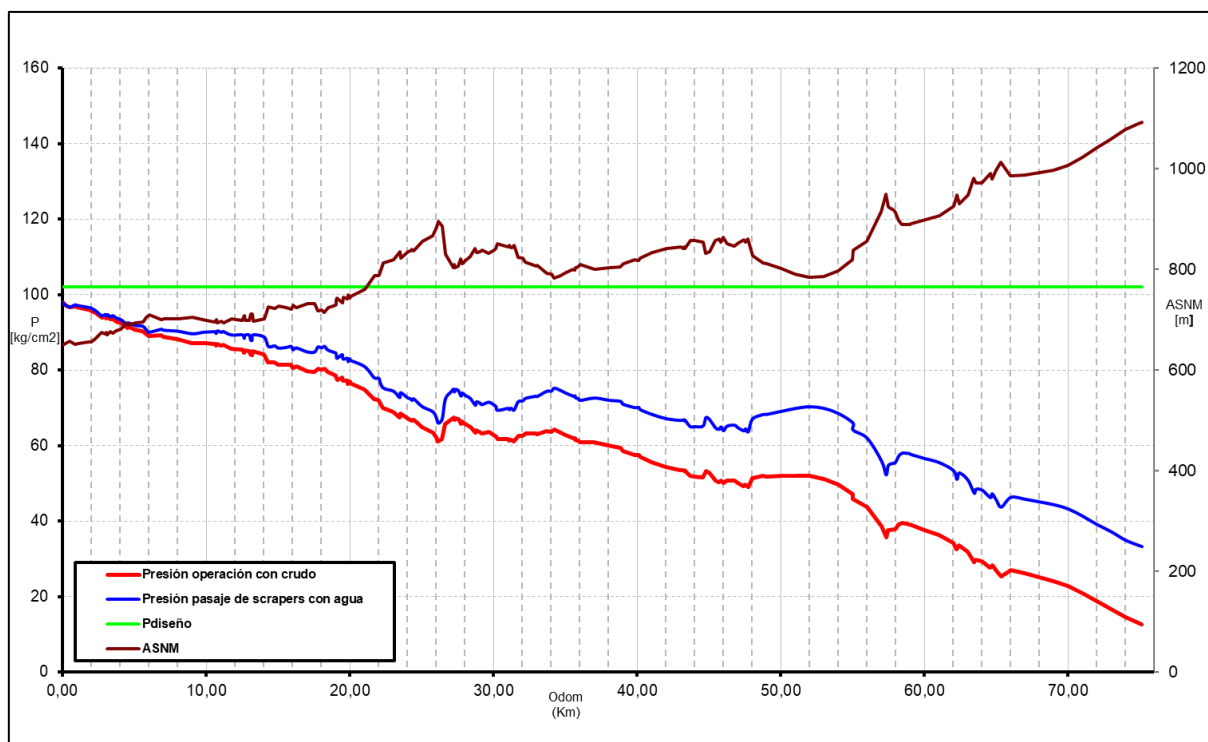


Gráfico 5. Tramo Puesto Hernández (PH) – Pampa Tril (PT)



Gráfico 6. Tramo Pampa Tril (PT) - La Primavera (LP)

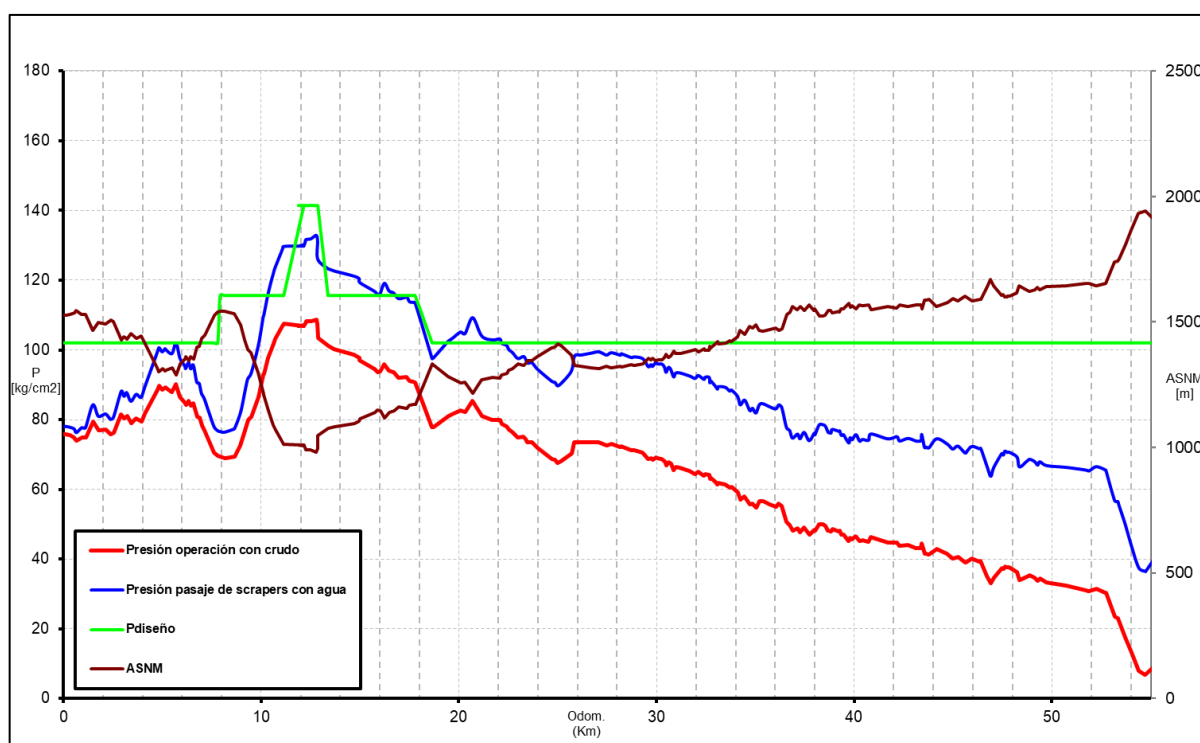


Gráfico 7. Tramo La Primavera (LP) – Límite fronterizo con Chile (BM)

Limpieza interna

Alcanzar el grado necesario de limpieza interna de la cañería fue uno de los principales desafíos que hubo que afrontar previo a la inspección interna. Si bien se habían realizados algunas limpiezas internas con pigs de espuma y polypigs en el año 2019, el nivel de suciedad y depósito de parafina encontrados superaron ampliamente lo esperado.

Cuando se recibieron los primeros scrapers de limpieza, los niveles de parafina que arrastraron los mismos se encontraban muy por encima del nivel tolerado para el pasaje de una herramienta de inspección.

Con este escenario, se implementó un programa de limpieza agresivo con múltiples pasadas sucesivas de scrapers de discos, cepillos y copas para lograr un nivel de limpieza apto para tener datos de inspección confiables.

Se realizaron un total de 186 lanzamientos de 255 scrapers (simples y dobles) en los 3 tramos del oleoducto del lado argentino según las cantidades detalladas a continuación:

Tramo	Periodo		Tipo de pig		Simples	Dobles	Total
	Inicio	Fin	Limpieza	Arrastre			
PH-PT	7/9/2022	24/11/2022	26	22	8	40	88
PT-LP	7/9/2022	10/1/2023	40	36	76	18	112
LP-EA	11/9/2022	28/2/2023	15	18	33	11	55
							255

Tabla 5 - Resumen de lanzamientos de scrapers previos a ILI 2022

La generación excesiva de residuos de limpieza y el volumen de agua involucrado en los desplazamientos forzó un rediseño de los planes de inspección, que incrementaron el tiempo esperado del proyecto.

El proceso de limpieza se extendió por 6 meses (Sep 2022 – Feb 2023) debido a la cantidad de lanzamientos efectuados, cada uno con sus respectivos controles aduaneros y los tiempos de espera para los resultados de los ensayos sobre el agua en los tanques de Concepcion. Estos ensayos se hicieron para determinar su aptitud para su vuelco y disposicion de acuerdo a Legislacion.

A continuación, se muestran algunas imágenes ilustrativas de la suciedad recibida en las pasadas de scrapers previo a la ILI.



Imagen 2. Residuos de limpiezas internas

Inspección Interna (ILI).

En este apartado se expone el desarrollo del proceso ILI, considerando desde la elección de la tecnología a utilizar, la ejecución en campo de la ILI, los resultados y la performance de la inspección.

1- Elección de la tecnología de Inspección.

Debido a las corridas de scraper de espuma impulsados por aire del año 2019, las pruebas de hermeticidad de 24Hs y presión en operación realizadas con agua en el año 2022 a una presión mayor a la presión de los históricos de operación y a cualquiera de las presiones de operación simuladas con los diferentes crudos posibles; se evidencio que el ducto contaba con continuidad y hermeticidad.

Por otra parte, teniendo en cuenta que las limpiezas evidenciaron altos niveles de parafina en el interior del ducto y que las herramientas de inspección interna con tecnología de ultrasonido son afectadas en su detección por presencia de sólidos en suspensión, este tipo de tecnología fue descartada en esta etapa del proyecto.

Analizando datos históricos de operación, de pruebas hidráulicas originales de construcción e inspecciones internas previas a la desafectación, las amenazas asociadas a procesos de fatiga, y daños de manufactura/construcción, no son considerados relevantes en esta etapa del proyecto.

Por ello, se seleccionó la tecnología para la inspección interna en base a que las principales amenazas intervinientes en este ducto son:

- **Corrosión interna:** No existían antecedentes de este mecanismo de daño en las inspecciones previas a dejar el ducto fuera de servicio. Pero considerando la gran cantidad de residuos evidenciado en las limpiezas previas, se podía inferir que la limpieza no fue óptima al momento del abandono, y esto favorecer un proceso corrosivo.
- **Corrosión externa:** Mas allá de que el sistema de protección catódica fue mantenido en marcha durante el lapso del ducto fuera de servicio, no existían los datos para validar que el 100% del tiempo funcionara correctamente y en estudios ECDA del ducto realizados en 2019 había indicios de fallas en el revestimiento.
- **Daños por terceros:** Durante el plazo de tiempo fuera de servicio existieron nuevos asentamientos cercanos a la franja de seguridad, continuo en la zona la actividad petrolera y agropecuaria, por lo cual no debiera descartarse el daño debido a golpes de máquinas en el ducto. Esto se complementa con el estudio histórico de imágenes satelitales en el que se observan muchos caminos secundarios nuevos y trazas de ductos en las inmediaciones de la traza.
- **Fuerzas de la naturaleza:** Esta es una de las principales amenazas debido al emplazamiento del ducto, donde hay numerosos cauces permanentes y temporales con rocas de gran tamaño, zonas de pendientes donde podrían generarse desplazamiento de laderas, etc. Igualmente aquí durante el plazo de tiempo fuera de servicio pudo haber zonas donde el ducto haya quedado expuesto temporalmente, incrementando el riesgo de daño mecánico.

Teniendo en cuenta estas amenazas, la elección de la tecnología de inspección se basó en la combinación de diferentes técnicas posibles:

- **Inspección MFL Axial de alta resolución (MFL):** La herramienta trabaja mediante la técnica de pérdida de flujo magnético, permite detectar y dimensionar:
 - Corrosión interna y externa
 - Grietas circunferenciales (requiere apertura mínima de fisura)
 - Anomalías de manufactura con pérdida de metal
 - Anomalías de construcción
 - Reparaciones soldadas
 - Pérdidas de metal de sentido circunferencial (ejemplo: raspones de maquina)
 - Accesorios
- **Geométrica (GEO):** La herramienta cuenta con brazos que copian la geometría de la pared del tubo y midiendo sus desplazamientos se identifican indicaciones geométricas en las paredes de la tubería. Estas mediciones permiten identificar y dimensionar:
 - Abolladuras
 - Ovalidades
 - Cambios de diámetro interno
 - Curvas
- **Inspección inercial XYZ (IMU):** Este tipo de inspección se realiza con un dispositivo giroscópico que se adiciona a la tecnología a inspeccionar. Esta herramienta nos brinda la posición espacial de cada punto del ducto. Es útil para detectar cualquier cambio de posición

debida a movimientos de suelo o sismos y detectar a tiempo, en conjunto con la herramienta GEO, zonas con arrugas o con estado de tensiones excesiva por deformaciones.

2- Calibración de las Líneas:

Luego de la limpieza y previo a las inspecciones con herramientas instrumentadas se realizó el pasaje de las placas calibradora con la finalidad de descartar deformaciones que pudiesen generar atascamiento y/o rotura de dichas herramientas.

Los requerimientos dimensionales de las herramientas instrumentadas son los expuestos en la siguiente tabla:

Pipeline Requirements	
Min ID in Straight Pipe	349 mm
Min ID in 1.5 D Bend	366 mm
Min ID in 3 D Bend	358 mm
Min Bend Radius	1,5 D
Distance between back to back bends	1000 mm
Max UD step change	11 mm
Minimum distance between T-openings	1000 mm

Tabla 6 – Requerimientos para pasaje de ILI

Los resultados de las placas fueron satisfactorios en los 3 tramos. A continuación, se dimensionan e ilustran las mismas:

Tramo	Diámetro mínimo (mm)
PH-PT	367
PT-LP	370
LP-EA	368

Tabla 7 – Diámetro de placas calibradoras



Imagen 3. Placas calibradoras

3- Inspección Interna:

Para la ejecución de las inspecciones internas, la empresa proveedora de las herramientas instrumentadas planificó las corridas en un tándem de 2 herramientas diferentes. En primera instancia se ejecuta la inspección de la combinación GEO+IMU y a continuación la herramienta MFL.



Imagen 4. Scraper Geométrico + inercial



Imagen 5. Scraper MFL axial

Luego del intenso trabajo de limpieza y alguna corrida de las herramientas inteligentes fallida por el estado de limpieza no óptimo en algún tramo, se lograron concretar todas las inspecciones de manera exitosa con resultados aptos según los requerimientos mínimos estipulados por el POF 2021.

De manera adicional se realizó una recorrida detallada del terreno buscando grietas en suelo, desplazamientos de laderas, estado de las obras geotécnicas existentes, tapadas en los cruces especiales, etc. que pudiesen inferir un cambio en la geometría respecto a la construcción del ducto.

4- Resultados de las Inspecciones e indicaciones a reparar:

Tramo / Criterio de reparación	Indicaciones volumétricas				Abolladuras reparables
	P>80 %	50<P<80 %	40<P<50 %	P<40 %	
PH - PT	-	2	2	3	1 *
PT - LP	-	7	66	-	-
LP - BM	-	1	5	-	1 *

Tabla 12 – Indicaciones a reparar

*Las abolladuras detectadas son propias del montaje del ducto, no siendo atribuibles a anomalías generadas por la acción de la naturaleza o terceros.

5- Reparación y validación de las anomalías:

Previo al llenado del ducto y puesta en marcha se ejecutó una campaña de reparación de todas las indicaciones con plazo legal comprometido y aquellas dentro del rango de incertidumbre de la herramienta siguiendo los lineamientos de la normativa API 1163.

En este análisis se tiene en cuenta principalmente el espesor para validar la inspección; se contemplan las tolerancias de la herramienta instrumentada, las desviaciones estándar de las mediciones tomadas en campo, los errores del instrumento de medida en campo (galga de medición de profundidad para corrosiones externas y equipo de ultrasonido para mediciones de pérdidas de metal internas).

En las comparativas de longitud y ancho, la predominante para los cálculos de vida remanente y presión de falla es la longitud. De este parámetro se observa buena correlación entre datos de ILI y campo.

Con la premisa de validar la inspección, y teniendo en cuenta que los tres tramos fueron inspeccionados en la misma campaña y con la misma herramienta, previo a comenzar el llenado con crudo fueron analizadas 26 indicaciones de los tres tramos, según el API 1163 para un nivel 2 de validación (método de Agresti-Coull que evalúa la muestra dentro de tolerancia y la compara frente a la performance especificada por la contratista de inspección) dando un resultado aceptable.

Datos básicos		Datos del reporte ILI				Datos del relevamiento de anomalías en campo										Comparación		
Odométrica (m)	Esp nominal (mm)	Longitud (mm)	Ancho (mm)	d/t (%)	δ(d/t)(%)	Longitud (mm)	Longitud (mm)	t(mm)	t-d (mm)	d (mm)	d/t (%)	σ(t)	σ(t-d)	σ(d)	δ(d/t)(%)	e (%)	δcomb (%)	Dentro de tolerancia
calculado	espec	medido	medido	medido	espec	medido	medido	medido	medido	calc	calc	espec	espec	calc	calc			
45569	6,35	19	20	32	10	25	50	6,5	4,99	1,5	23	0,15	0,25	0,29	5,8	8,8	11,5	SI
45570	6,35	24	17	14	10	15	30	6,5	5,8	0,7	11	0,15	0,25	0,29	5,7	3,2	11,5	SI
51884	6,35	16	59	23	10	460	580	6,35	4,67	1,7	26	0	0,25	0,26	5,2	3,5	11,3	SI
58802	7,6	24	40	37	10	22	53	7,6	5,88	1,7	23	0	0,25	0,26	4,4	14,4	10,9	NO
77774	6,35	18	20	49	10	16	24	6,6	3,6	3,0	45	0,25	0,01	0,26	5,5	3,5	11,4	SI
77794	6,35	10	17	42	10	11	13	6,4	4,02	2,4	37	0,05	0,01	0,20	4,0	4,8	10,8	SI
77795	6,35	8	18	40	10	10	8,5	6,83	4,03	2,8	41	0,48	0,01	0,43	8,9	1,0	13,4	SI
77845	6,35	27	87	41	10	18	20	6,58	3,15	3,4	52	0,23	0,01	0,25	5,4	11,1	11,4	SI
77848	6,35	19	33	55	10	15	24	6,39	2,19	4,2	66	0,04	0,01	0,20	4,0	10,7	10,8	SI
77851	6,35	30	102	47	10	10	10	6,39	2,79	3,6	56	0,04	0,01	0,20	4,0	9,3	10,8	SI
77854	6,35	14	22	76	10	20	16	6,39	2,84	3,6	56	0,04	0,01	0,20	4,0	20,4	10,8	NO
76779	6,35	12,8	21,2	43	10	11	42	6,48	3,69	2,8	43	0,13	0,01	0,22	4,5	0,1	11,0	SI
76777	6,35	10,4	15,3	42	10	13	18	6,48	3,05	3,4	53	0,13	0,01	0,22	4,6	10,9	11,0	SI
76777	6,35	32,8	68,9	46	10	15	10	6,48	2,8	3,7	57	0,13	0,01	0,22	4,6	10,8	11,0	SI
76772	6,35	13,6	23,9	50	10	10	11	6,48	2,94	3,5	55	0,13	0,01	0,22	4,6	4,6	11,0	SI
76773	6,35	15,5	28,6	50	10	10	10	6,35	3,63	2,7	43	0	0,01	0,20	4,0	7,2	10,8	SI
76771	6,35	15	29,7	48	10	11	15	6,48	1,89	4,6	71	0,13	0,01	0,22	4,7	22,8	11,1	NO
76769	6,35	14,1	26,2	58	10	10	16	6,49	3,33	3,2	49	0,14	0,01	0,22	4,5	9,3	11,0	SI
76769	6,35	15,2	21,9	52	10	11	9	6,48	2,04	4,4	69	0,13	0,01	0,22	4,7	16,5	11,0	NO
76764	6,35	10	15	41	10	10	5	6,57	3,69	2,9	44	0,22	0,01	0,25	5,2	2,8	11,3	SI
76769	6,35	11	17	42	10	9	10	6,5	3,25	3,3	50	0,15	0,01	0,22	4,6	8,0	11,0	SI

76770	6,35	10	17	43	10	8	7	6,48	3,55	2,9	45	0,13	0,01	0,22	4,5	2,2	11,0	SI
119724	7,14	18	31	45	10	19	32	7,14	4,64	2,5	35	0	0,25	0,26	4,7	10,0	11,0	SI
75935	6,35	12	19,2	40	10	11	7	6,5	3,9	2,6	40	0,15	0,01	0,22	4,5	0,0	11,0	SI
75182	6,35	16	26	39	10	10	14	6,45	5,03	1,4	22	0,1	0,01	0,21	4,2	17,0	10,8	NO
77590	6,35	27,2	49,3	43	10	50	26	6,5	3,59	2,9	45	0,15	0,01	0,22	4,5	1,8	11,0	SI
77778	6,35	116	70	33	10	20	20	6,5	3,4	3,1	48	0,15	0,01	0,22	4,6	14,7	11,0	NO

Tabla 13 – Validación API 1163

Referencias:

d = espesor medido.

t = espesor nominal.

δ_{ILI} = Tolerancia aceptable en la medición de la profundidad de la herramienta ILI. (dada en la especificación de la herramienta)

δ_{campo} = Tolerancia aceptable en la medición de la profundidad del instrumento de medición de campo

$\sigma(t)$ = Incertidumbre dada por la diferencia dada entre el espesor medido en campo menos espesor nominal.

$\sigma(t-d)$ = Incertidumbre en función de la precisión del instrumento de medición (comparador para corrosión exterior o equipo de UT para corrosión interna).

σ = Incertidumbre total en la medición de campo.

e = Es la diferencia entre el dato de profundidad reportado por la ILI y el dato medido en campo.

δ_{comb} = $\sqrt{[\delta_{ILI}(d/t)]^2 + [\delta(d/t)_{campo}]^2}$ = Es la tolerancia combinada teniendo en cuenta los datos calculados con los errores en los instrumentos de medición utilizados.

Espec = Dato que surge de una especificación.

Calc = Dato calculado.

Criterio de aceptación:

Si **$\delta_{comb} > |e|$** La anomalía detectada se encuentra dentro de la especificación de la herramienta.

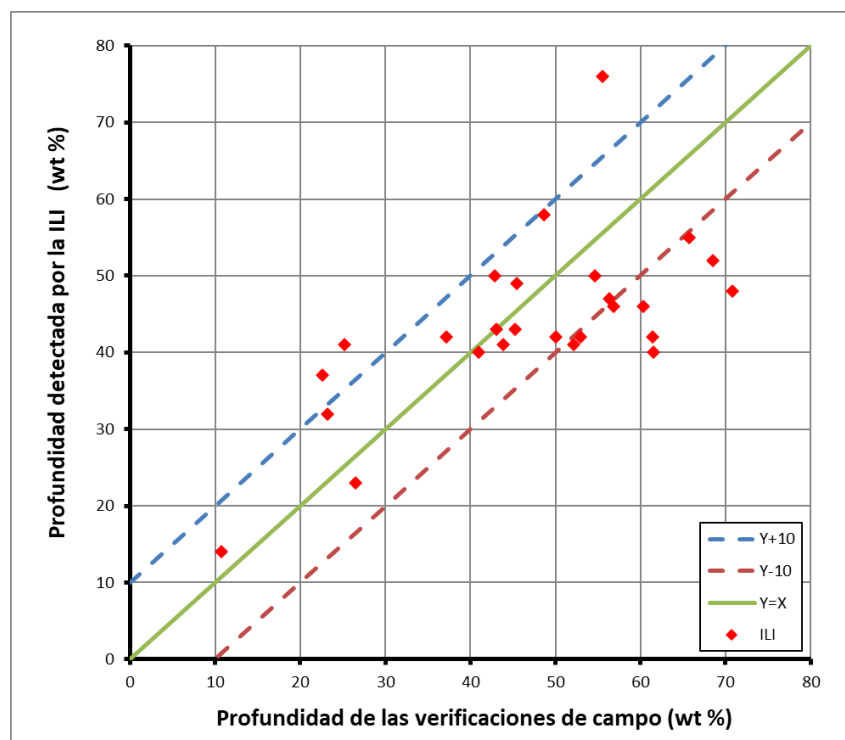


Gráfico 8. Dispersión de datos en relación al espesor

Aptitud para el servicio.

Con la información generada de las inspecciones internas y los estudios de integridad complementarios, se realizó un análisis de aptitud para el propósito FFP con los siguientes pasos:

1. Revisar los hallazgos de los resultados de la ILI de 2022/2023.
2. Identificar las causas potenciales de corrosión que sean una amenaza para el ducto.
3. Evaluar la importancia de las anomalías de corrosión interna y externa informadas en relación con la integridad actual del ducto, es decir, en el momento de la inspección de 2022/2023.
4. Evaluar la importancia de cualquier otra anomalía (por ejemplo, defectos o anomalías de soldadura, ranurado, anomalías de diámetro interno, manufactura, etc.).
5. Evaluar la velocidad de corrosión en base a los resultados de las inspecciones de 2001 y 2022/2023.
6. Con base en los resultados del punto anterior y la información disponible sobre el ducto, determinar las necesidades futuras de reparación y rehabilitación para garantizar la integridad futura de la instalación.
7. Proporcionar la base técnica para definir un plan de reparación y mantenimiento mediante el cual se garantice una futura operación segura y rentable.
8. Proporcionar recomendaciones para el intervalo óptimo de re-inspección.

Para ejecutar esto, se utilizan y analizan los datos referentes a:

- Evaluación de limpieza y placas calibradoras
- Análisis de instalaciones existentes y nuevas
- Análisis de objetos extraños
- Análisis de anomalías pérdidas de metal
- Análisis de anomalías de manufactura
- Análisis de anomalías de corrosión interna
- Análisis de anomalías de corrosión externa
- Análisis de anomalías geométricas

Para el análisis de los resultados de las inspecciones internas y la definición de las indicaciones a intervenir para restituir el ducto a su condición de diseño se tomaron los criterios del plan de respuesta de la legislación argentina para el transporte de hidrocarburos en su Resolución 120E-2017 junto con criterio propios más conservativos considerando incertidumbre de las herramientas y zonas de corrosión que infiriesen crecimiento activo.

Los defectos volumétricos se evaluaron según el criterio ASME B31G modificado en términos de sus dimensiones axiales y de profundidad. Este método utiliza una aproximación de área de 0,85 dL, que en algunos casos puede ser un método de evaluación más conservador que el utilizado considerando el perfil detallado de la anomalía (perfil de fondo de río). En consecuencia, el método de evaluación B31G modificado (0,85 dL) se ha utilizado como método inicial evaluación de todos los defectos volumétricos.

Luego de esta evaluación inicial, de manera conservativa, cualquier anomalía que presentase una presión de falla menor a la MAOP o la máxima presión de operación en el punto específico, normalmente se evaluaría de acuerdo con el método de evaluación detallado RSTRENG (Nivel 2), sin embargo, en este caso teniendo en cuenta que el ducto se encontraba fuera de servicio y solo un defecto se encontraba dentro de esta clasificación se decidió intervenirlo.

ASME B31G “modificado” y RSTRENG “detallado” son métodos de evaluación apropiados que aplican a este sistema y los defectos volumétricos reportados en esta ILI, para evaluar la aptitud al

servicio según la norma ASME B31.4 y la Resolución 120E-2017.

Adicionalmente, todas las pérdidas de metal fueron evaluadas utilizando el método de Kastner, en términos de sus dimensiones circunferenciales de longitud y profundidad. El esfuerzo axial máximo debido a la presión utilizado en esta evaluación se ha tomado como 0,5 x esfuerzo circunferencial; es decir, se basa en la suposición conservadora de que la tubería no está restringida.

Para los defectos geométricos se evaluaron y definieron los planes de reparación según el siguiente esquema:

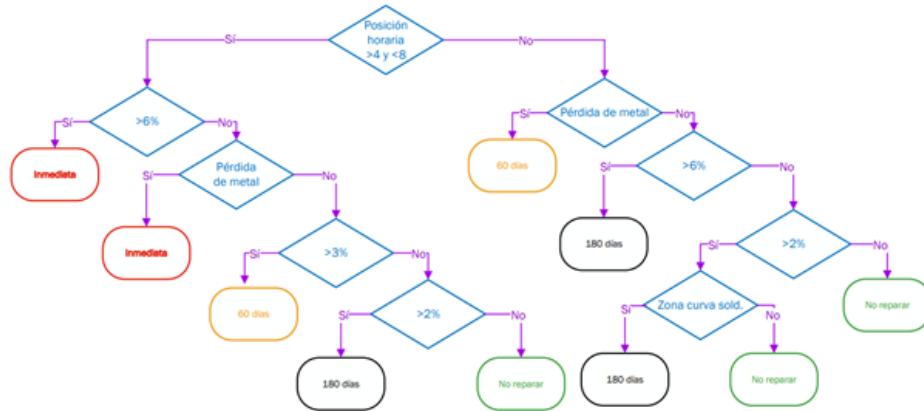


Gráfico 9. Criterios para evaluación de defectos geométricos

En la siguiente tabla se expone la cantidad de indicaciones a verificar que surgieron del análisis:

Tramo/ Criterio de repa- ración	Defectos volumétricos (%t)					Abolladuras (%ID)			Tomas ilegales	Nivel de p. catódica superior a - 850mV OFF s/NACE SP0169
	PF < MAOP	P>80	50<P<80	40<P<50	P<40 corr activa	> 6	De 6 a 3	De 3 a 2		
	Inmediata	Inmediata	180 días	365 días	Sin plazo	Inmediata	60 días	180 días		
PH – PT	-	-	2	2	3	-	-	1	NO	SI
PT - LP	1	-	7	66	-	-	-	-	NO	SI
LP - BM	-	-	1	5	-	-	-	1	NO	SI

Tabla 14 – Indicaciones por tramo y por criticidad.

En el tramo PT-LP 70 de las 74 indicaciones a intervenir son anomalías de corrosión interna, este efecto debido a que en las ILI previas de 2002 no estaba presente en esta magnitud es atribuible al lapso de tiempo del ducto fuera de servicio y a la limpieza defectuosa al momento del abandono en el sector específico donde se detectó.

Antes de la puesta en marcha fueron culminadas todas las reparaciones, la performance de la Inspección ha sido aceptable y actualmente el ducto se encuentra operativo sin restricciones de MAOP en ningún punto.

Se Programa para el periodo 2024/2025 una inspección mediante MFL transversal y GEO con la finalidad de monitorear el avance de corrosión interna, conocer la ubicación de las soldaduras longitudinales de todos los caños e inspeccionar geométricamente el tramo 3 con alta resolución.

Considerando las amenazas naturales, se programaron estudios de riesgo hídrico a lo largo de toda la traza.

Luego de analizar las indicaciones reportadas por la ILI en combinación con los datos de potencial históricos, no se detectaron problemas generalizados de protección catódica. Sin embargo, se programa un estudio CIS/DCVG en todo el ducto, para contar con información que permita seguir evaluando la amenaza de corrosión externa y el estado de las instalaciones de protección catódica.

Conclusiones

Teniendo en cuenta que para la rehabilitación de ductos con periodos de inactividad prolongados no existen normativas ni practicas recomendadas vinculadas al tema, el plan de rehabilitación se basó en las buenas prácticas de la industria, en la experiencia del equipo de trabajo y las mismas se ejecutaron de modo conservativo en términos de uso de fluidos no contaminantes (agua) y a presiones mayores a las de operación con crudo. Dicho plan fue presentado y validado por el organismo estatal de competencia.

Con este antecedente, la finalidad del presente trabajo, radica en que para futuras revisiones de la RES 120E/2017, del manual de integridad de ARPEL, practicas recomendadas de API o ASME se incluyan lineamientos que puedan estandarizar, apoyar y guiar procesos de rehabilitación de ductos de transporte alcanzados por el código ASME B31.4 y que permitan a los diferentes interesados contar con un sustento técnico respaldado por organizaciones autorizadas.

Bibliografía

- (1) Reglamento técnico para el transporte de hidrocarburos líquidos por cañerías RES 120E/2017 SEN
- (2) ASME B31.4 – Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries
- (3) Guidance for Pipeline Flow Reversals Product Changes and Conversion to Service US DOT PHMSA September 2014
- (4) Pipeline Operators Forum, Specifications and Requirements for Intelligent Pig Inspection of Pipelines, 2021.
- (5) ASME B31G. Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines
- (6) API 1160 - Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines
- (7) FFP 2023 Puesto Hernandez - Pampa de Tril – Ducsol Ingenieria
- (8) Reporte Final de ILI (OTA-16in_PH-PDT-L1_MFL-2022_R1)Rev.2
- (9) FFP 2023 Pampa de Tril - La Primavera – Ducsol Ingenieria
- (10) Reporte Final de ILI (OTA-16In_PDT-LP_MFL_CLP-2023)Rev.0
- (11) FFP La Primavera - El Avellano – Ducsol Ingenieria
- (12) Reporte Final de ILI (OTA-16in_LP-EA_MFL-2023-R2) Rev.1

Breve Cv de los autores

Arturo Jose María Heinke

Ingeniero Civil UBA.

Mas de 40 años de experiencia en la industria especialmente en el Midstream

Gerente de operaciones del Oleoducto trasandino SA desde 2020 hasta la fecha.

Antes de la actual fue entre otras posiciones Gerente de Operación de Ductos de YPF y Gerente de Ingenieria y Mantenimiento de Logistica de YPF.

Dario Grenada

Ingeniero Aeronáutico egresado en 2009 de la Universidad Nacional de la Plata – Argentina.

Mas de 15 de experiencia en Integridad de ductos e instalaciones desempeñando tareas de coordinación de equipos de trabajo, asistencia técnica en las diferentes áreas del sector (conductos, tanques, geotecnia, protección catódica e interferencias). Actual Socio Gerente de Ducsol Ingenieria, cumpliendo el rol de responsable de Integridad del Oleoducto trasandino SA desde el 2021. Antes, coordinador operativo de Integridad en YPF Logística.

Matias Cardacce

Ingeniero Aeronáutico egresado en 2011 de la Universidad Nacional de la Plata – Argentina.

13 años de experiencia en integridad de ductos e instalaciones (terminales de despacho, estaciones de bombeo, plantas de GLP y Aeroplantas). Análisis de datos de inspección, FFP, ensayos no destructivos. Actual Socio Gerente de Ducsol Ingenieria, cumpliendo el rol de responsable de Integridad del Oleoducto trasandino SA desde el 2021. Anteriormente Analista de integridad en YPF Logística, Ingeniero de Calidad de Austral Lineas Aéreas.

Lucas Coria

Ingeniero Químico egresado en 2021 de la Universidad Nacional de la Plata – Argentina.

Orientación en procesos, especializado en producción de petróleo y gas. Socio Gerente de Ducsol Ingenieria, cumpliendo el rol para el Oleoducto trasandino SA como analista de integridad de ductos y estaciones de bombeo. Desempeñando tareas como la generación de planes de obra y reparación, desarrollo y asistencia en la implementación y seguimiento de planes de gestión de integridad, estudios de aptitud para el servicio y análisis de riesgo desde 2021 a la actualidad.