

INFORME DE EVALUACIÓN DE LA CONDICIÓN DE RIESGO DETECTADA

1. DATOS GENERALES	2
2. DESCRIPCIÓN DEL LUGAR	2
3. DESCRIPCIÓN DE LA CONDICIÓN DE RIESGO	3
4. ACCIONES REALIZADAS POR EL AGENTE SUPERVISADO	3
5. ACCIONES REALIZADAS POR EL OSINERGHMIN	4
5.1 Supervisión en Gabinete	4
5.2 Supervisión en Campo	5
6. CONCLUSIONES	9

CONTROL DE VERSIONES

Versión	Fecha	Descripción
0	19.03.2021	Versión inicial con datos actualizados

1. DATOS GENERALES				
Agente Supervisado:	Transportadora de Gas del Perú S.A. (en adelante, TGP)			
Unidad Supervisada:	Sistema de Transporte por Ductos de Gas Natural			
Zona Geográfica:	Sierra			
Ubicación de la Condición de Riesgo:	Kilómetro de Progresiva (KP):	210+300		
	Coordenadas UTM WGS84:	Huso y Zona:	18L	
		Este:	641280.4	
		Norte:	85567953	
	Zona:	-		
	Distrito:	Anco		
	Provincia:	La Mar		
Departamento:	Ayacucho			
Fecha y Hora:	Fecha:	23.12.2019	Hora:	10:00 h

2. DESCRIPCIÓN DEL LUGAR

La condición de riesgo reportada por TGP, se produjo a la altura del KP 210+300 en el Scrapper Facility 1 (SF-1) del ducto de GN, en el distrito de Anco, provincia de La Mar, departamento de Ayacucho.

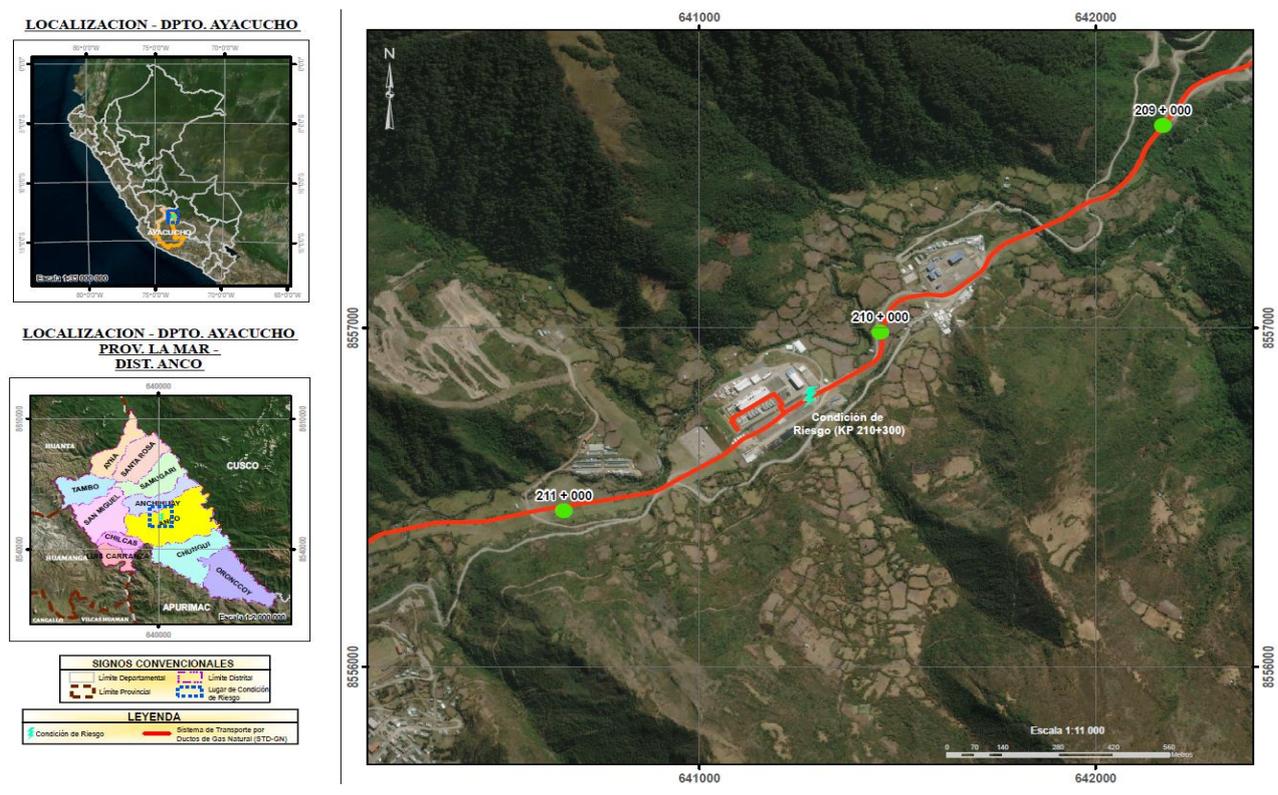


Figura 01: Vista satelital de la ubicación de la zona donde se detectó la condición de riesgo en el ducto de transporte de GN.

3. DESCRIPCIÓN DE LA CONDICIÓN DE RIESGO

De acuerdo a lo reportado por TGP:

Durante la ejecución del plan de inspecciones RBI del año en curso, se identificó, de forma preliminar una indicación lineal en la soldadura aguas abajo de la XV -3101, válvula manual que se ubica a la entrada de la Planta Compresora Chiquintirca.

Según las características (longitud y profundidad) de la indicación lineal y con los criterios de los códigos de referencia se determinó que dicha indicación es una fisura, cuyas características no cumplen con lo indicado en el API 579-1 (nivel 2 de análisis). En ese sentido ante el riesgo a la pérdida de la integridad de este elemento, se concluye que debe repararse o reemplazarse.

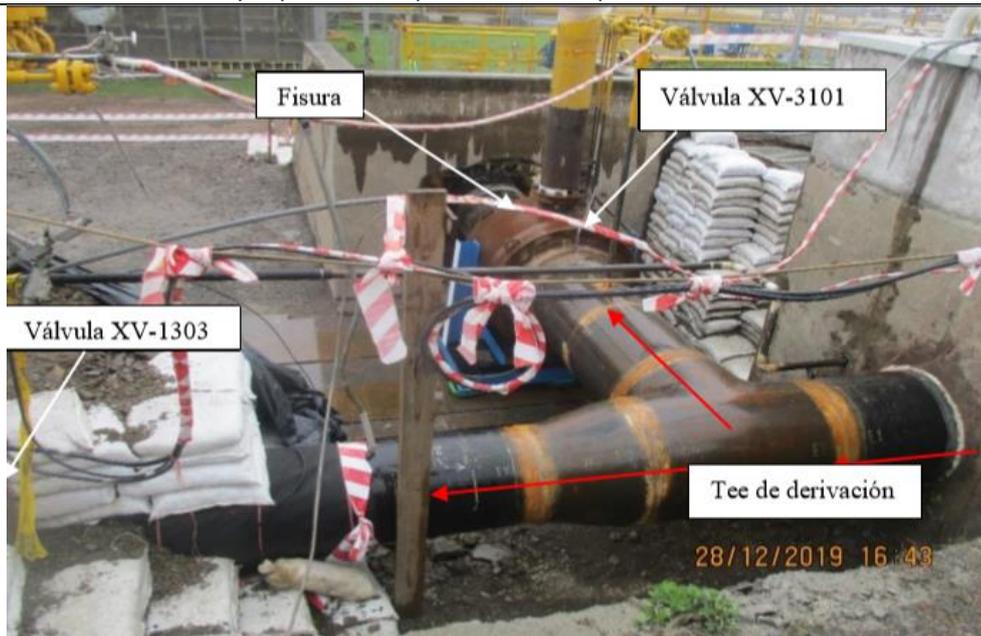


Figura 02: Vista general de la planta compresora Chiquintirca (fuente: TGP)

4. ACCIONES REALIZADAS POR EL AGENTE SUPERVISADO

Como medidas inmediatas se realizaron las siguientes actividades:

- Análisis de aptitud para el servicio
- Definición y establecimiento de lineamientos para mantener las condiciones de operación estables.

Medidas adicionales para el tratamiento del riesgo

- Reemplazo del conjunto tubería-válvula por una tubería de 32". Cabe señalar que, la válvula retirada fue instalada en el año 2002, y fue utilizada solo para el comisionamiento de la Planta Compresora en 2010, por lo que dicha válvula no es necesaria para la operación.



Figura 03: Se verifica las actividades que están realizando en la válvula XV-13003, donde se bloquea la válvula y se instala la manguera para despresurizar el tramo de intervención.



Figura 04: Verificación del venteo en la trampa Lanzadora L-1301, aguas abajo de la Tee de derivación de la válvula XV-3101

5. ACCIONES REALIZADAS POR EL OSINERGHMIN

5.1 Supervisión en Gabinete

Inmediatamente se tomó conocimiento de la condición de riesgo, Osinerghmin procedió a verificar en el Sistema SCADA sin registrar variaciones en los parámetros operativos del Sistema de Transporte por Ductos.

Posteriormente, se solicitó a TGP que informe acerca de todas las medidas a efectuar por su parte para garantizar que la condición de riesgo no se concrete en una posible falla de los ductos de 32" GN y 14" LGN.

5.2 Supervisión en Campo

Osinerghmin, en el marco de sus funciones, destacó supervisores de aspecto técnico y seguridad, para verificar las actividades relacionadas con la operatividad del Plan de Contingencias del concesionario y la reparación del ducto de transporte de LGN, hasta la restitución de servicio de transporte. No obstante, posterior a la restitución del servicio, se continuaron con acciones de supervisión, para realizar seguimiento a las actividades realizadas por TGP, en orden de asegurar la integridad de los Sistemas de Transporte en la zona.

En ese sentido, de acuerdo con la supervisión efectuada por Osinerghmin, se pudo verificar que, como parte de las actividades de control de la condición de riesgo detectada, TGP realizó una serie de actividades, tales como:

- Se realizó el venteo de Gas Natural en los Scrapper de Facility SF#1, en los Riser de las Válvulas XV-10006 y XV-10007.
- TGP realizó el corte de la sección del ducto que contiene la fisura. Osinerghmin evidenció la culminación de corte del tramo de tubería que contiene la fisura.
- Preparación de biseles (en las tuberías) aguas arriba y aguas abajo. Osinerghmin evidenció la culminación del preparado de los biseles en V.
- Preparación del bisel del niple de remplazo y alineamiento. Osinerghmin evidenció la ejecución de la preparación del bisel del niple de remplazo de 32", longitud 2563 mm y espesor de una pulgada; así también la ejecución de la actividad de alineamiento de este niple como actividad previa al apuntalamiento.

Realizado el reemplazo de la sección del ducto que tenía la fisura se ha mitigado completamente el nivel de riesgo existente, asimismo las nuevas soldaduras fueron evaluadas por ensayos no destructivos dando resultados aceptables.

A continuación, se muestra registros fotográficos de las actividades antes señaladas:



Figura 05: Se verifica el Venteo en la trampa receptora R-1301



Figura 06: Se verifica las actividades que están realizando en la válvula XV-13003, donde se bloquea la válvula y se instala la manguera para despresurizar el tramo de intervención.



Figura 07: Se verifica el tramo con la válvula XV-3101 que va ser reemplazado por tubería.



Figura 08: Venteo de Gas Natural Se evidenció la ejecución de actividades de venteo en los Scrapper de Facility SF#1, así mismo personal de COGA indicó que se ejecutaron venteos en los riser de las Válvulas XV-10006 y XV-10007.



Figura 09: Corte de la Tubería que contiene la fisura Vistas donde se evidencia la culminación de corte del tramo de tubería que contiene la fisura, el cual comprendió el corte del conjunto tubería – Válvula XV 3101. A la izquierda: Lado aguas arriba A la derecha: Lado aguas abajo



Figura 10: A la izquierda: Vista de la Válvula XV-3101 que contiene el cordón de soldadura que presenta la fisura lineal superficial. A la derecha: Vista de la fisura lineal superficial al cordón de soldadura, de aproximadamente 34 mm de longitud y 8.9 mm de profundidad, aguas abajo de la Válvula XV-3101 de 32" manual ubicada a la entrada de la Planta Compresora



Figura 11: Preparación de biseles aguas arriba y aguas abajo Se evidenció la culminación del preparado de los biseles en V tanto lado aguas arriba y aguas abajo



Figura 12: Preparación del bisel del niple de remplazo y alineamiento Se evidenció la ejecución de la preparación del bisel del niple de remplazo de 32", longitud 2563 mm y espesor de una pulgada; así también la ejecución de la actividad de alineamiento de este niple como actividad previa al apuntalamiento

Reparación Definitiva

La supervisión de Osinergrmin evidenció en campo que TGP ejecutó las actividades de reparación de la Condición de Riesgo, cumpliendo con el plan de acción de reemplazar el conjunto tubería – válvula por una tubería de 32”, eliminando de esta forma el riesgo con el fin de operar el ducto en forma segura, cumpliendo Transportadora de Gas del Perú S.A. con la obligación del artículo 66 del Anexo 1 del Reglamento de Transporte.



Figura 13: Vista panorámica de la zona de cruce quebrada, zona considerada en ERGG-BGC, y denominada KP-195+000 (en el estudio), progresiva del evento de mantenimiento del ducto de LGN. Presenta obras de remediación geotécnica concluidas.

6. CONCLUSIONES

La condición de riesgo detectada en el KP 210+300 correspondió a una indicación lineal en la soldadura relacionada con la soldadura o construcción. Al respecto, TGP realizó el reemplazo de una sección del ducto que contenía la fisura, asimismo las nuevas soldaduras fueron inspeccionadas por ensayos no destructivos dando resultados aceptables, por lo que se estabilizó la zona y se controló la condición de riesgo detectada conforme a lo estipulado en el artículo 66° del Anexo 1 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos aprobado por D.S. N° 081-2007-EM.