

# PROTECCION INTEGRAL DE GASODUCTO EN MENDOZA NORTE

**Autores: Jorge Riveros, Eduardo Curci, Gisela Villarroel**  
**YPF - U.E. Mendoza**

## RESUMEN

El Gasoducto troncal que transporta gas de producción desde el yacimiento Vizcacheras en Mendoza Norte hasta la Planta de Tratamiento Gascón II era afectado por severos problemas de corrosión.

En el año 2004 se realizó un reemplazo de cañería de aproximadamente 4000 metros debido a las continuas pinchaduras y roturas que afectaban a este gasoducto.

A raíz de esto se encaró un plan integral de protección del ducto basado en los siguientes pasos:

1- Monitoreo con cupones y sondas de corrosión.

2-Análisis de laboratorio que incluyen análisis de las incrustaciones que se encuentran en el ducto.

3- Agregado de productos químicos

4-Se implementa un sistema de protección catódica (corriente impresa) en el sistema.

Al poco tiempo de implementado el plan se observó una notable disminución de roturas en el sistema.

De no haberse tomado ninguna medida preventiva se estimaba que la necesidad de cambio de tramos iba a ser de aproximadamente 500 metros de cañería por año.

En el año 2007, a 3 años de iniciados los tratamientos químicos se cambiaron sólo 45 metros de cañería debido a corrosión.

Esta mejora permitió ahorro de cañería, disminuir pérdidas de producción y minimizar problemas medioambientales.

## INTRODUCCION

La Unidad Económica Mendoza, tiene 4 Yacimientos de YPF en explotación de petróleo y gas asociado en Mendoza Norte.

Los yacimientos tienen aproximadamente la siguiente producción neta de crudo mensual:

Barrancas: 42.800 m<sup>3</sup>

Ugarteche: 5.500 m<sup>3</sup>

La Ventana: 35.600 m<sup>3</sup>

Vizcacheras: 44.300 m<sup>3</sup>

La producción de gas mensual aproximada de cada yacimiento es de:

Barrancas: 1.173.000 m<sup>3</sup>

Ugarteche: 141.000 m<sup>3</sup>

La Ventana: 1.720.000 m<sup>3</sup>

Vizcacheras: 1.680.000 m<sup>3</sup>

## Descripción del proceso

El gas asociado proviene de pozos de petróleo cuya producción es obtenida con los sistemas de extracción bombeo mecánico y bombas electrosumergibles.

Los pozos aportan su producción a distintas baterías y planta de tratamiento de crudo donde se produce la separación entre las fases líquido - gas.

En la planta compresora se capta el gas separado y el gas que se obtiene en los cielos de tanques de las instalaciones.

La captación de gas se realiza por medio de exhaustores tipo a paletas, a través de gasoductos de captación de 12" de diámetro.

Al ingreso a la planta compresora, el gas atraviesa por los slug catcher.

Con este paso se minimizan los posibles errores en las distintas operaciones de producción.

Posteriormente es enfriado con unidades aeroenfriadoras gas /aire con el objetivo de reducir la presencia de líquidos en el proceso de compresión.

El motocompresor está compuesto por motor Caterpillar 398 Potenciado (490 HP) y compresor JOY, ésta unidad capta el gas con una presión de succión de 0,100 kg/cm<sup>2</sup>, descarga con una presión de 9,5 kg/cm<sup>2</sup>. La unidad es de 2 etapas de compresión.

Las temperaturas de entrada y salida son de 15 °C y 100 °C respectivamente. A la salida del proceso de compresión el gas pasa por otro aeroenfriador donde la temperatura se reduce a 30°C.

Los líquidos que se generan a raíz del enfriamiento del gas se denominan condensados limpios y son almacenados en recipientes tipo propanero con capacidades de 50 m<sup>3</sup> sometidos a la presión de planta (9,0 kg/cm<sup>2</sup>).

El gas posteriormente se inyecta al gasoducto de transporte a la Planta de fraccionamiento en donde se obtienen la gasolina, GLP y gas residual.

Los condensados limpios se evacúan de la planta compresora a través de camiones propaneros y se transportan a la planta de fraccionamiento de gas para su tratamiento.

Las purgas coloreadas que se producen en el proceso de compresión del gas se transportan en camiones de tipo atmosféricos a la planta de tratamiento de crudo.

## **DESARROLLO**

Este trabajo se refiere al Gasoducto troncal que transporta gas de producción desde el yacimiento Vizcacheras en Mendoza Norte hasta la Planta de Tratamiento Gascón II, que está ubicada en cercanías de la Refinería (Complejo Industrial Luján de Cuyo).

Este gasoducto en su totalidad tiene una longitud de 98 km. El tramo al que nos referiremos en este trabajo es de 4 km y es el correspondiente a la salida de la Planta Compresora de Vizcacheras.

En la década del 90 la producción de gas transportada por este gasoducto no era tomada muy en cuenta, y en consecuencia no se le prestaba la debida atención ni el correcto mantenimiento preventivo a esta línea.

A la ausencia de mantenimiento se le sumaba la falta de agregado de productos químicos que mitigaran la corrosión.

Por este motivo y debido a las continuas roturas que afectaron al gasoducto en el año 2004 fue necesario realizar un cambio de tramo de más de 4000 metros.

Al realizar el cambio de tramo se pudo observar con más detalle lo afectado que estaba este ducto por corrosión interna, especialmente originada por sulfhídrico y dióxido de carbono.

El tramo que fue cambiado es aéreo, por lo que no se lo ve dañado externamente, ya que no está en contacto con el suelo, que en esa zona es corrosivo.

Los inconvenientes se apreciaron en los cruces soterrados.

En función de los resultados obtenidos en el año 2004 se tomó la decisión de realizar un mantenimiento preventivo que permita disminuir los problemas originados por corrosión.

Mensualmente se realizan cromatografías de las distintas baterías de Vizcacheras, así como de la entrada y salida de la planta compresora, por lo que es bien conocida la composición de los gases transportados.

En la tabla N° 1 se presentan los resultados de cromatografías de las baterías y Planta Compresora de Vizcacheras.

**TABLA N° 1. Cromatografías**

| Componentes     | Bat. 3 | Bat. 4 | Bat. 5 | Bat. 6 | Bat. 7 | Entrada compresora | Salida compresora |
|-----------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------------------|-------------------|
| CO <sub>2</sub> | 3.18   | 5.35   | 4.70   | 5.93   | 5.08   | 2.83               | 2.93              |
| N <sub>2</sub>  | 6.82   | 13.90  | 15.14  | 13.96  | 11.30  | 15.28              | 16.70             |
| O <sub>2</sub>  | 0.90   | 0.03   | 0.03   | 0.03   | < 0.01 | 0.32               | 0.18              |
| Metano          | 12.58  | 31.72  | 30.54  | 33.61  | 36.90  | 36.04              | 39.35             |
| Etano           | 12.46  | 13.54  | 14.18  | 15.21  | 13.66  | 13.53              | 14.81             |
| Propano         | 27.67  | 16.97  | 17.98  | 18.36  | 16.22  | 16.22              | 16.30             |
| iso-Butano      | 5.12   | 2.40   | 2.49   | 2.35   | 2.22   | 2.22               | 1.92              |
| n-Butano        | 16.71  | 7.35   | 7.42   | 6.59   | 6.69   | 6.68               | 5.30              |
| iso-Pentano     | 4.26   | 1.85   | 1.73   | 1.27   | 1.64   | 1.65               | 0.88              |
| n-Pentano       | 5.77   | 2.65   | 2.39   | 1.61   | 2.38   | 2.30               | 1.05              |
| Hexanos         | 3.40   | 2.31   | 1.82   | 0.83   | 2.12   | 1.78               | 0.40              |
| Heptanos        | 0.85   | 1.41   | 1.03   | 0.24   | 1.30   | 0.85               | 0.14              |
| Octanos         | 0.27   | 0.51   | 0.55   | 0.01   | 0.48   | 0.29               | 0.04              |
| Nonanos         | 0.01   | 0.01   | < 0.01 | < 0.01 | 0.01   | 0.01               | < 0.01            |
| <b>Total</b>    | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00             | 100.00            |

En el año 2004 se realizaron por primera vez mediciones de sulfhídrico en línea en el Yacimiento Vizcacheras.

El método empleado en las mediciones realizadas fue el ASTM D2385.

Consiste en burbujear un volumen medido de gas en una solución neutra de sulfato de cadmio donde es retenido el H<sub>2</sub>S y luego es cuantificado con una titulación iodométrica.

La norma ASTM D2385 presenta la ventaja de poder realizarse la medición "in situ" (por ejemplo en un separador de campo) y de no requerir equipamiento sofisticado y caro.

Estas mediciones fueron realizadas por el laboratorio de Barrancas (AESA) ubicado en la Planta de Tratamiento B104.

Se realizaron mediciones en las baterías y Planta Compresora del Yacimiento Vizcacheras.

Las mediciones se realizaron previo al agregado de producto químico.

En la tabla N° 2 se presentan los resultados del contenido de sulfhídrico del campo Vizcacheras.

**TABLA N° 2. Contenido de H<sub>2</sub>S**

|                         |            |
|-------------------------|------------|
| Batería 2 Vizcacheras   | 139 p.p.m. |
| Batería 3 Vizcacheras   | 151 p.p.m. |
| Batería 4 Vizcacheras   | 124 p.p.m. |
| Batería 5 Vizcacheras   | 65 p.p.m.  |
| Batería 6 Vizcacheras   | 81 p.p.m.  |
| Entrada Pta. Compresora | 90 p.p.m.  |
| Salida Pta. Compresora  | 87 p.p.m.  |

Con los resultados obtenidos en la medición de gases potencialmente corrosivos, y teniendo en cuenta la cantidad de agua que acompaña al gas es fácil de explicar el estado de la cañería que tuvo que ser cambiada. La presencia de sulfhídrico y dióxido de carbono sumadas al contenido de agua hacen previsible que el ducto tenga ataque corrosivo.

En el cambio de tramo del año 2004 se detectaron sólidos incrustados en el ducto.

Del análisis químico de las incrustaciones se pudo establecer compuestos con alto contenido de azufre y distintos óxidos de hierro.

## Medidas implementadas

Para mitigar la corrosión se toman una serie de medidas.

1-Se realizan análisis químicos de las distintas incrustaciones que se encuentran en los distintos tramos del gasoducto.con el objeto de poder realizar una adecuada caracterización.

En la caracterización como se mencionó anteriormente se detectan distintos compuestos de azufre, así como óxidos de hierro.

Esto se debe al ataque corrosivo ocasionado por la presencia de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S.

2- Se realizan tratamientos anticorrosivos con productos químicos (secuestrante de sulfhídrico, inhibidores de incrustaciones, inhibidores de corrosión y bactericidas).

El secuestrante de sulfhídrico agregado es un amino compuesto alcalino (alquilamina sustituida).

De las 2 posibilidades de agregado de estos secuestrantes, inyección directa en cañería con bombas dosificadoras o utilización de torres de intercambio, se eligió la primera por una cuestión de costos y de simplicidad operativa.

El inhibidor de corrosión seleccionado es un compuesto soluble en agua y específico para proteger corrosión originada por CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S. Es una mezcla de alcoholes en un solvente hidrocarbonado.

Como bactericidas se está utilizando gluteraldehído que se dosifica en línea.

3-Se colocan cupones y sondas corrosimétricas en todo el sistema de gas de los cuatro yacimientos.

En la tabla 3 se presentan los resultados del cupón colocado en Vizcacheras (salida FAN) en año 2004.

Posteriormente, en el año 2007 se colocan más cupones en el sistema de gas del Yacimiento Vizcacheras (figura 1).

**TABLA N° 3. Tasa corrosión FAN Vizcacheras**

| Fecha    | Tasa corrosión (m.p.y.) |
|----------|-------------------------|
| 03/11/04 | 5,88                    |
| 22/02/05 | 2,39                    |
| 03/05/05 | 0,36                    |
| 26/07/05 | 1,19                    |
| 18/10/05 | 1,16                    |
| 14/02/06 | 0,67                    |
| 05/07/06 | 0,12                    |
| 31/10/06 | 0,62                    |
| 28/03/07 | 0,39                    |
| 01/08/07 | 0,42                    |

4- Se implementa un sistema de protección catódica (corriente impresa) que protege los gasoductos. También se protegen los cruces soterrados con ánodos de sacrificio.

Del tramo que fue cambiado, se protege sólo los cruces debido a que es aéreo.

## Resultados obtenidos

Como se mencionó anteriormente en el año 2004 fue necesario realizar un reemplazo de cañería de aproximadamente 4000 metros debido a las continuas pinchaduras y roturas que afectaban a este gasoducto.

A partir de ese momento se tomaron una serie de medidas para mitigar los problemas de corrosión que afectaban al gasoducto troncal Vizcacheras-Gascón II.

De no haberse tomado ninguna medida preventiva se estimaba que la necesidad de cambio de tramos iba a ser de aproximadamente 500 metros de cañería por año.

En el año 2007, a 3 años de iniciados los tratamientos químicos se debieron cambiar sólo 45 metros de cañería debido a corrosión, en lugar de los 1500 metros que se hubiesen cambiado de continuar con la misma tendencia.

## **CONCLUSIONES**

\*En el año 2004 comienzan un plan integral de tratamiento preventivo para minimizar los daños ocasionados por corrosión.

El plan consistió en:

1- Monitoreo con cupones y sondas de corrosión.

2-Análisis de laboratorio que incluyen análisis de las incrustaciones encontradas en el gasoducto.

3- Agregado de productos químicos

4-Se implementa un sistema de protección catódica (corriente impresa) en el sistema y se protegen los cruces soterrados.

\*Debido a los tratamientos realizados disminuyó considerablemente la cantidad de metros de gasoducto que tuvieron que ser reemplazados en los siguientes 3 años.

Se reemplazaron 45 metros en vez de los 1500 metros esperados que hubieran sido necesarios cambiar de no haberse realizado ninguna medida. Se hace la suposición que la tendencia de corrosión hubiese continuado del mismo modo que hasta el año 2004.

\*Con el programa implementado se redujeron también las pérdidas de fluido que no sólo significa un beneficio económico, sino evita problemas medioambientales.

\*Debido al éxito de estos tratamientos en la actualidad se está ampliando esta metodología a otros gasoductos.

## **Curriculum de los autores**

### **Jorge Riveros**

Graduado en el año 1980 como Ing. Electromecánico en la Universidad Nacional de San Juan.

En el año 1982 realizó el post grado en “Especialización en Explotación de Yacimientos-Rama Producción”

En el Instituto del Petróleo (Universidad de Bs. As.)

En el año 1983 comenzó su actividad en YPF como Supervisor de Producción en Malargüe.

Alcanzó la función de Jefe de Producción en Malargüe.

Desde el año 2001 está a cargo de las Operaciones de Gas en los Yacimientos de Mendoza Norte en la Unidad Económica Mendoza REPSOLYPF.

### **Eduardo Curci**

Es Licenciado en Ciencias Químicas de la Universidad de Bs. As.(1980).

En 1982 ingresó a la Gerencia de Activos Tecnológicos de YPF desempeñándose en el Area de Química Analítica.

Desde 1997 a la fecha se desempeña en Mendoza Norte en las áreas de Ingeniería, Producción e Ingeniería de Mantenimiento.

Actualmente ocupa el cargo de Ing. de Corrosión.

Entre 1997-1999 realizó la carrera de post grado “Especialista en Ingeniería Ambiental en la Universidad Nacional de Cuyo”.

Ha publicado numerosos trabajos técnicos en Congresos Nacionales e Internacionales y en Publicaciones Petroleras del país y del exterior.

### **Gisela Villarroel**

Es Ing. Química de la Universidad Tecnológica Nacional Mendoza (2004)

En el año 2005 ingresó a REPSOLYPF y actualmente se desempeña en el Departamento de Producción de

Mendoza Norte, como Ing. de Corrosión.

## BIBLIOGRAFIA

\*Norma ASTM D2385. Hydrogen Sulfide and Mercaptan Sulfur in Natural Gas.

\*Norma NACE RP0204. Stress Corrosion Cracking (SCC) Direct Assessment Methodology.

\* Norma NACE SP0206. Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines Carrying Normally Dry Natural Gas.

Norma ASTM D1945-03. Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography.

\*J. Carroll: "Acid gas injection encounters diverse H<sub>2</sub>S water phase changes", Oil and Gas Journal, Marzo de 1998.

\*B. Kalpakci, N. Magri, P. Ravenscroft, M. Mc Teir y G. Arf: " Mitigation of reservoir souring-decision process ", SPE 28947 (1995) .

\*Haslegrave, Hedges and O'Brien. The Development of Corrothion Inhibitors with Low Environmental Toxicity. SPE 24846 (1992).

\*Argent, Kokozka and Dale. A Total System Approach to Sweet Gas Corrothion Control by Inhibition. SPE 23153 (1991).

\*Fischer, Erdgas and Gmbh. Methods and Results of Risk Assesment for Sour Gas Production Systems. SPE 25038 (1992).

\*16. Curci, E., Cavallaro A., Galliano G. and Gerrard, P.: "Sulfur compounds in injection waters, oil and gas: origin, measurement and importance.", Proceedings of Instituto Argentino del Petroleo y Gas Production Congress 2000, Iguazu, Argentina, May 2000.

## ANEXOS



Foto 1. Cambio tramo 2004



Foto 2. Cambio tramo 2004



Foto 3. Cambio tramo 2004

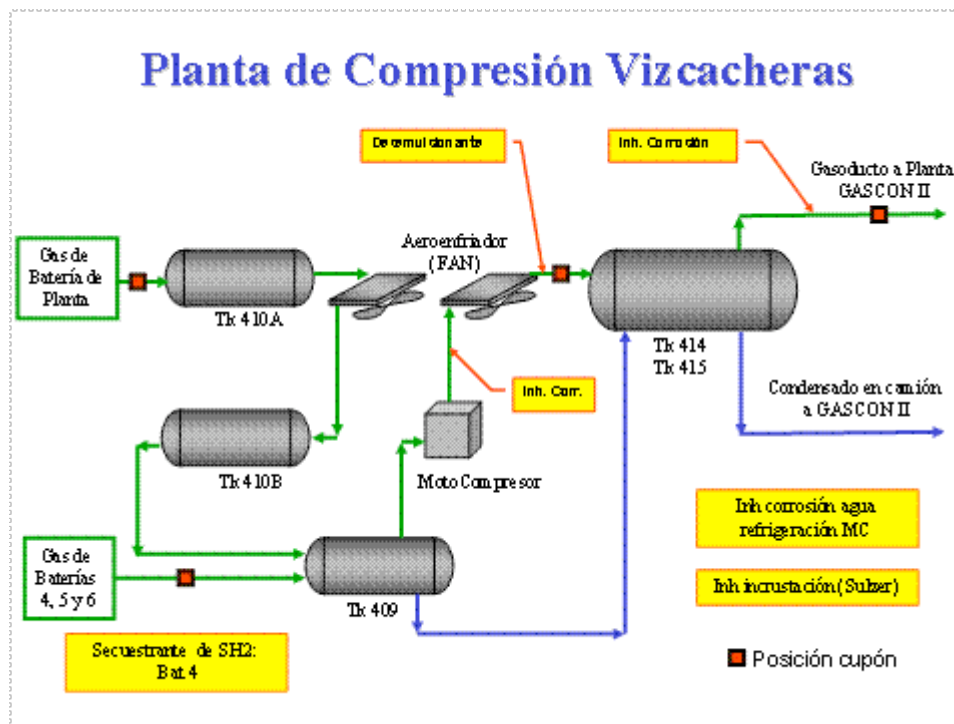


Figura 1. Esquema planta Compresión Vizcacheras