

# UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA.



## Proyecto Integrador Profesional

### EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO DE UN SECUESTRANTE DE H<sub>2</sub>S EN GAS NATURAL PROVENIENTE DE UN YACIMIENTO REGIONAL

**Autor: Fernando A. Arevalo Obreque**

**Director Externo: Ing. Livio C. Poles**

**Director Académico: Dra. Laura G. Fernández**

Pampa Energía, Neuquén, Argentina.

Abril 2026

## Resumen

El contexto actual de la industria hidrocarburífera en la Cuenca Neuquina impulsa la búsqueda continua de nuevas tecnologías y la optimización de procesos orientados a incrementar la productividad y la eficiencia operativa, así como a reducir costos.

El proceso de endulzamiento de gas consiste en la remoción de componentes ácidos presentes en la corriente de gas natural, principalmente dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ), cuyas concentraciones suelen exceder los límites establecidos por normativas de transporte, seguridad ambiental y protección del personal.

El presente trabajo tiene como objetivo evaluar la eficiencia técnica y económica de un producto químico secuestrante de  $\text{H}_2\text{S}$ . La prueba se llevó a cabo en un pozo productor de gas natural del yacimiento El Mangrullo, ubicado en la provincia de Neuquén y operado por Pampa Energía S.A.

El producto evaluado se dosificó directamente sobre el flujo multifásico en la línea de conducción, a la salida de la boca de pozo. Las mediciones de  $\text{H}_2\text{S}$  se realizaron mediante ampollas Dräger, en el ingreso al colector de campo, ubicado a 1,38 km aguas abajo del punto de inyección.

Los resultados evidenciaron una reducción de la concentración de  $\text{H}_2\text{S}$  desde 7,5 ppm hasta 0,8 ppm, junto con una optimización significativa de la dosis de secuestrante requerida.

El secuestrante demostró una rápida y efectiva capacidad de remoción del  $\text{H}_2\text{S}$ , destacándose además por su alta eficiencia y bajo costo operativo.

Considerando la variabilidad en las concentraciones de  $\text{H}_2\text{S}$  en los yacimientos operados por Pampa Energía, se recomienda la aplicación de este tipo de tecnología en la conexión de pozos de gas a instalaciones que no disponen de sistemas convencionales de endulzamiento como plantas de tratamiento de gas simplificadas, instalaciones de producción temprana y plantas compresoras cercanas a gasoductos de venta.

## Palabras clave

Gas natural, Cuenca Neuquina, Endulzamiento, Secuestrante de  $\text{H}_2\text{S}$ , Flujo multifásico, Ampollas Dräger.

## **Abstract**

The current context of the oil and gas industry in the Neuquén Basin drives the continuous search for new technologies and process improvements aimed at increasing productivity and operational efficiency, as well as reducing costs.

The gas sweetening process consists of removing acid components from the natural gas stream, mainly carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) and hydrogen sulfide (H<sub>2</sub>S), whose concentrations often exceed the limits established by transport regulations, as well as environmental and personnel safety standards.

The main objective of this work is to evaluate the technical and economic efficiency of a hydrogen sulfide scavenger. The field test was conducted in a natural gas producing well located in the El Mangrullo field, in Neuquén Province, operated by Pampa Energía S.A.

The evaluated chemical was dosed directly into the multiphase flow in the pipeline downstream of the wellhead. Hydrogen sulfide measurements were carried out using Dräger sampling tubes at the field gathering system inlet, located 1.38 km downstream from the injection point.

The results showed a reduction in H<sub>2</sub>S concentration from 7.5 ppm to 0.8 ppm, along with a significant optimization of the required scavenger dosage.

The hydrogen sulfide scavenger demonstrated a rapid and effective reduction of H<sub>2</sub>S concentration, with high removal efficiency and low operational cost.

Considering the variability of H<sub>2</sub>S concentrations across Pampa Energía's fields, the use of this scavenger is recommended for gas well tie-ins to facilities without conventional sweetening systems such as simplified gas treatment plants, early production facilities, and compressor stations near sales gas pipelines.

## **Key words**

Natural gas, Neuquén Basin, Sweetening, H<sub>2</sub>S scavenger, Multiphase flow, Dräger Sampling Tubes.

*Me gustaría agradecer a mi familia por acompañarme y apoyarme durante toda mi carrera. A mis padres principalmente por ser un gran sostén de esta etapa, por siempre estar para escuchar y aconsejar con las palabras justas, por festejar como propio cada paso que fui dando a lo largo de mi vida, por ellos soy quien soy hoy en día.*

*A mi Co-Directora de tesis Dra. Laura Fernández por su paciencia, entendimiento de los tiempos y excelente predisposición para materializar este trabajo final.*

*A mis compañeros de Pampa Energía, por siempre brindar las herramientas y estar a disposición para ayudar y colaborar con lo necesario.*

*Y por último a mi compañera de vida, mi perra Berna, que sin palabras estuvo siempre de manera incondicional acompañando largas jornadas de redacción, pidiendo paseos en momentos justos cuando la cabeza necesitaba despejarse.*

*A todos, muchas gracias.*

## Índice

CAPÍTULO 1: Gas natural .....	1
1.1 Gas natural .....	1
1.1.1 Composición del gas natural .....	1
1.1.2 Contaminantes en el gas natural .....	3
1.1.2.1 Vapor de agua .....	3
1.1.2.2 Sulfuro de hidrógeno (H <sub>2</sub> S).....	3
1.1.2.3 Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> ).....	4
1.1.2.4 Nitrógeno (N <sub>2</sub> ).....	5
1.1.2.5 Oxígeno (O <sub>2</sub> ).....	5
1.2 Objetivos y metodología .....	6
CAPÍTULO 2: Endulzamiento de gas natural .....	8
2.1 Endulzamiento de gas natural .....	8
2.1.1 Motivos para endulzar el gas natural.....	8
2.1.1.1 Salud y seguridad .....	8
2.1.1.2 Especificación de calidad.....	9
2.1.1.3 Corrosión .....	11
Tipos de corrosión .....	12
2.1.2 Mecanismos de endulzamiento de gas .....	15
2.1.2.1 Factores para tener en cuenta a la hora de selección del proceso.....	15
2.1.2.2 Tipos de procesos .....	16
Procesos con solventes químicos.....	17
Procesos con solventes físicos .....	22
Procesos con solventes híbridos o mixtos .....	23
Procesos de conversión directa .....	24
Proceso de lecho seco.....	25
Procesos con membranas .....	25

2.1.2.3 Criterios iniciales para la selección del proceso .....	26
2.1.3 Secuestrante de sulfuro de hidrógeno .....	27
2.1.3.1 Secuestrante de sulfuro ideal .....	27
2.1.3.2 Mecanismos de secuestro .....	28
Secuestrante con regeneración .....	28
Secuestrantes no regenerativos .....	30
2.1.3.3 Tipos de secuestrante .....	36
Secuestrantes sólidos .....	36
Secuestrantes solubles en agua .....	36
Secuestrantes solubles en petróleo .....	37
2.1.3.4 Otros secuestrantes de H <sub>2</sub> S utilizados en la industria .....	37
Compuestos de cobre .....	37
Compuestos de Zinc .....	37
Compuestos de hierro .....	38
CAPÍTULO 3: Sección experimental.....	40
3.1 Yacimiento El Mangrullo .....	40
3.1.1 Pozo M-1019 .....	41
3.1.1.1 Curva de producción M-1019.....	44
3.1.1.2 Cromatografía M-1019.....	46
3.1.1.3 Producción de agua M-1019.....	46
3.1.1.4 Mediciones históricas H <sub>2</sub> S M-1019 .....	47
3.1.1.5 Condiciones operativas actuales .....	49
3.2 Materiales .....	50
3.2.1 Producto químico secuestrante H <sub>2</sub> S.....	50
3.2.1.1 Características .....	50
3.2.1.2 Propiedades.....	51
3.2.1.3 Compatibilidad con materiales .....	51

3.2.2 Ampollas Dräger.....	51
3.2.2.1 ¿Qué es una ampolla Dräger?.....	51
3.2.2.2 Fundamento básico .....	53
3.2.2.3 Sistema de medición con tubos Dräger .....	53
Bombas para tubos Dräger.....	53
Funcionalidad de las bombas para tubos Dräger.....	55
Inspección de la capacidad funcional bomba Dräger accuro.....	55
3.2.2.4 Reacción con sulfuro de hidrógeno .....	55
3.2.2.5 Directrices de uso .....	56
3.3 Ensayo de compatibilidad.....	57
3.3.1 Materiales.....	57
3.3.2 Procedimiento.....	58
3.3.3 Conclusiones ensayo de compatibilidad.....	58
3.4 Ensayo secuestrante de H <sub>2</sub> S.....	58
3.4.1 Generalidades del ensayo.....	59
3.4.2 Tiempo de ensayo .....	59
3.4.3 Lugar de inyección y medición .....	60
3.4.4 Dosis inicial producto químico .....	61
3.4.5 Procedimiento.....	61
3.4.5.1 Preparación de las ampollas.....	61
3.4.5.2 Toma de muestra en punto de medición .....	62
3.4.5.3 Medición .....	62
3.4.6 Parámetros de control .....	63
3.4.6.1 Definición de KPI – indicador para el ensayo .....	63
3.4.6.2 KPI para el ensayo .....	63

CAPÍTULO 4: Resultados obtenidos .....	64
4.1 Resultados Obtenidos .....	64
4.2 Discusión de los resultados .....	67
4.2.1 Rendimiento del secuestrante de H <sub>2</sub> S .....	67
4.2.2 Análisis económico .....	70
CAPÍTULO 5: Conclusiones .....	73
5.1 Conclusiones y recomendaciones .....	73

## Índice de Figuras

Figura 1.1.2.2.1 Grado de disociación del H <sub>2</sub> S en función del pH. ....	4
Figura 1.1.2.3.1 Efecto de la presión parcial de CO <sub>2</sub> en la velocidad de corrosión de acero dulce. ....	5
Figura 2.1.1.3.1 Ilustración del mecanismo de ampollado inducido por hidrógeno. .	14
Figura 2.1.1.3.2 Ilustración del mecanismo de fractura inducida por hidrógeno. ....	15
Figura 2.1.2.2.1 Clasificación de algunos procesos comerciales disponibles para tratamiento de gas natural. ....	16
Figura 2.1.2.2.2 Planta de aminas. ....	19
Figura 2.1.2.2.3 Transferencia de contaminantes ácidos del gas natural a solución de aminas. ....	20
Figura 2.1.2.2.4 Remoción de gases ácidos de la solución de aminas. ....	21
Figura 2.1.2.2.5 Sistema de tratamiento por absorción física. ....	23
Figura 2.1.2.3.1 Selección de proceso de endulzamiento de gas natural. ....	26
Figura 2.1.3.2.1 Estructura química de las aminas más utilizadas como secuestrantes regenerativos. ....	29
Figura 2.1.3.2.2 Estructura química general de las aminas primarias, secundarias y terciarias. ....	29
Figura 2.1.3.2.3 mecanismo de reacción del H <sub>2</sub> S con las alcanolaminas. ....	30
Figura 2.1.3.2.4 Formaldehído, acroleína, glioxal, glutaraldehído respectivamente. ....	32
Figura 2.1.3.2.5 Reacción del formaldehído con H <sub>2</sub> S. ....	33
Figura 2.1.3.2.6 Estructura de algunas de las triazinas más utilizadas. ....	35
Figura 2.1.3.2.7 reacción entre la Hexahidro-1,3,5,-tri(Hidroxietil)-s- triazina y H <sub>2</sub> S. ....	36
Figura 3.1.1 Ubicación de yacimiento El Mangrullo. ....	40
Figura 3.1.2 vista satelital PTG EMA. ....	41
Figura 3.1.1.1 Ubicación de pozo M-1019. ....	42
Figura 3.1.1.2 Línea de conducción pozo M-1019 hacia CC-03. ....	43

Figura 3.1.1.3 Pozo M-1019. ....	43
Figura 3.1.1.4 Ingreso línea de conducción M-1019 a CC-03. ....	44
Figura 3.1.1.1.1 Caudales de producción M-1019. ....	45
Figura 3.1.1.1.2 Telemetría M-1019. ....	45
Figura 3.1.1.3.1 Curva de producción de agua pozo M-1019. ....	47
Figura 3.1.1.4.1 Concentración H <sub>2</sub> S pozo M-1019. ....	48
Figura 3.2.2.1.1 Ampollas Dräger para medición H <sub>2</sub> S en rango 0,2 a 5 ppm. ....	52
Figura 3.2.2.3.1 Bomba para tubos Dräger accuro. ....	54
Figura 3.2.2.3.2 Procedimiento para inspeccionar la capacidad funcional de la bomba Dräger accuro. ....	55
Figura 3.2.2.5.1 Diferentes casos de decoloración ampollas Dräger. ....	57
Figura 3.4.1 Dispositivo de inyección para dosificar producto químico a la línea de conducción. ....	59
Figura 3.4.3.1 Ubicación de punto de inyección en M-1019. ....	60
Figura 3.4.3.2 Ubicación de punto de medición en CC-03. ....	61
Figura 3.4.5.2.1 Bolsa para muestreo de gases. ....	62
Figura 4.1.1 Concentración H <sub>2</sub> S pozo M-1019. ....	64
Figura 4.1.2 Consumo y capacidad de remoción de secuestrante de H <sub>2</sub> S. ....	67
Figura 4.2.1.1 Concentración de H <sub>2</sub> S durante la prueba. ....	68
Figura 4.2.1.2 Kg/d de H <sub>2</sub> S secuestrado vs producto químico dosificado. ....	69
Figura 4.2.2.1 Costo diario de secuestrante de H <sub>2</sub> S. ....	71
Figura 4.2.2.2 Costo en función de los Kg de H <sub>2</sub> S secuestrado. ....	72

## Índice de tablas

<b>Tabla 1</b> Componentes del gas natural, denominación química, estado normal, punto de ebullición y productos . . . . .	2
<b>Tabla 2</b> Consecuencias de la exposición a diferentes concentraciones de H <sub>2</sub> S. ....	9
<b>Tabla 3</b> Especificaciones de calidad de gas natural en condiciones básicas definidas por ENARGAS. ....	9
<b>Tabla 4</b> Procesos con solventes químicos. ....	18
<b>Tabla 5</b> Principales procesos comerciales con solventes físicos. ....	23
<b>Tabla 6</b> Procesos con solventes híbridos. ....	24
<b>Tabla 7</b> Principales procesos comerciales de conversión directa. ....	24
<b>Tabla 8</b> Procesos de lecho seco, mallas moleculares y otros procesos de endulzamiento. ....	25
<b>Tabla 9</b> Cromatografía pozo M-1019 realizada el 28/09/2023. ....	46
<b>Tabla 10</b> Concentración histórica H <sub>2</sub> S pozo M-1019. ....	49
<b>Tabla 11</b> Condiciones operativas actuales M-1019. ....	50
<b>Tabla 12</b> Propiedades del secuestrante de H <sub>2</sub> S. ....	51
<b>Tabla 13</b> Contenido de H <sub>2</sub> S y consumo de secuestrante. ....	65



## **CAPÍTULO 1: Gas natural**

### **1.1 Gas natural**

El gas natural es un recurso no renovable formado por una mezcla homogénea, en proporciones variables, de hidrocarburos parafínicos denominados alcanos. Además, la mezcla puede contener impurezas en grandes proporciones.

Se forma cuando varias capas de plantas en descomposición y materia animal se exponen a calor intenso y presión bajo la superficie de la Tierra durante millones de años.

#### **1.1.1 Composición del gas natural**

Principalmente contiene metano (80% al 90%), etano (6%), propano (4%), butano (2%) y trazas de hidrocarburos más pesados (Tabla 1).

Las impurezas del gas natural pueden ser:

- Agua
- Nitrógeno
- Dióxido de carbono
- Oxígeno
- Compuestos de azufre tales como: sulfuro de hidrógeno, disulfuros, mercaptanos [1]

**Tabla 1** Componentes del gas natural, denominación química, estado normal, punto de ebullición y productos.

Denominación química	Formula química	Estado normal	Punto aproximado de ebullición	Productos empleo primario
Metano	CH <sub>4</sub>	Gaseoso	-161°C	Gas natural combustible/
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Gaseoso	-88°C	Productos petroquímicos
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	Gaseoso	-42°C	GLP/ Productos
Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	Gaseoso	0°C	petroquímicos
Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	Líquido	36°C	Naftas de alto grado
Hexano	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	Líquido	69°C	
Heptano	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	Líquido	98°C	Gasolina natural
Octano	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	Líquido	125°C	Sustancia base para combustibles para motores de combustión interna, turbinas
Nonano	C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	Líquido	150°C	
Decano	C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	Líquido	174°C	
Undecano-N, Hendecano	C <sub>n</sub> H <sub>2n</sub>	Líquido	195°C	
Dodecano - Diexilo	C <sub>n</sub> H <sub>2n</sub>	Líquido	215°C	Kerosene
Tetradecano-N	C <sub>n</sub> H <sub>2n</sub>	Líquido	252°C	Aceites lubricantes
Eicosano-N	C <sub>n</sub> H <sub>2n</sub>	Sólido	-	Parafinas

Un gas ácido se define como un gas que puede formar soluciones ácidas cuando se mezcla con agua, los gases ácidos más comunes son el sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono. Se denomina gas amargo al gas natural que contiene cantidades significativas de sulfuro de hidrógeno u otros compuestos de sulfuro (como COS, CS<sub>2</sub> y mercaptanos). El término gas dulce se utiliza para definir al gas natural que no contiene sulfuro de hidrógeno o cantidades significativas de dióxido de carbono [15,16].

El gas natural obtenido de algunos yacimientos se caracteriza por ser un gas amargo, hidratado y húmedo. Amargo por los componentes ácidos presentes, hidratado por la presencia de agua, y húmedo por la presencia de hidrocarburos condensables [1]. Por lo tanto, no debe ser utilizado como combustible sin tratamiento previo, para evitar inconvenientes de flujo bifásico, corrosión y contaminación por emisiones de compuestos no deseados a la atmósfera.

El acondicionamiento del gas natural consta de tres procesos fundamentales: endulzamiento, deshidratación y ajuste del punto de rocío.

### 1.1.2 Contaminantes en el gas natural

Un contaminante se define como un componente no deseado presente en una sustancia o mezcla en niveles que produce un efecto adverso para la salud, el medio ambiente o la calidad del producto de interés [19].

#### 1.1.2.1 Vapor de agua

Es uno de los componentes no deseados más comunes en el gas natural. Puede causar importantes problemas operacionales como la formación de hidratos de gas lo cual produce interrupción del flujo de gas, bloqueo de válvulas e instrumentos, reduce el poder calorífico del gas y produce corrosión interna en las líneas, equipos e instrumentos por acción en conjunto con el dióxido de carbono o sulfuro de hidrógeno [17].

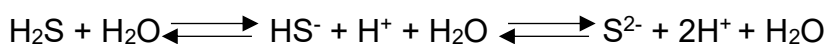
#### 1.1.2.2 Sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S)

El sulfuro de hidrógeno o ácido sulfhídrico es un gas contaminante presente en el gas natural. Es incoloro, inflamable, tóxico (en altas concentraciones) y odorífero. Su olor es el de materia orgánica en descomposición muy similar al olor a huevo podrido.

El ácido sulfhídrico se produce en forma natural y como resultado de actividades industriales. Se encuentra en gases de volcanes, manantiales de aguas termales, en petróleo crudo y en gas natural. Las fuentes industriales de ácido sulfhídrico son las refinerías de petróleo, plantas de gas natural, plantas petroquímicas, plantas de hornos de carbón [17].

En operaciones de gas y petróleo el sulfuro de hidrógeno se puede encontrar como un componente de los gases de formación, disuelto en agua o en hidrocarburos e incluso como sulfuro líquido. La degradación térmica de materiales orgánicos y las bacterias sulfato reductoras pueden producir sulfuro de hidrógeno y otros gases.

El sulfuro de hidrógeno es muy soluble en agua y cuando se disuelve se comporta como un ácido débil.



El grado de disociación es una función del pH como se observa en la Figura 1.1.2.2.1. A valores de pH normales, las aguas de formación ácidas contendrán una mezcla de H<sub>2</sub>S y HS<sup>-</sup>.

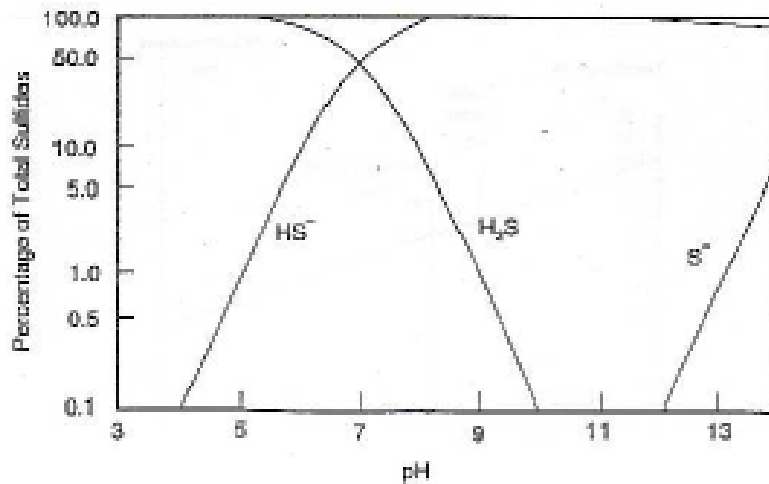


Figura 1.1.2.2.1 Grado de disociación del  $H_2S$  en función del pH.

Cuando el sulfuro de hidrógeno entra en contacto con hierro, la reacción de corrosión general es:

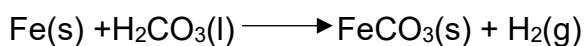
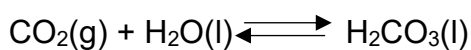


El sulfuro de hierro producto de la corrosión es extremadamente insoluble y generalmente se adhiere a la superficie del acero como una incrustación. Es un gran conductor de electrones y es un cátodo para el acero que esta subyacente, se forma entonces una cupla galvánica que tiende a acelerar la corrosión como consecuencia de la incrustación. Esto resulta en un *pitting* profundo [13].

### 1.1.2.3 Dióxido de carbono ( $CO_2$ )

El dióxido de carbono es un gas en condiciones de temperatura y presión estándar, es incoloro e inodoro, en concentraciones bajas no es tóxico, pero en concentraciones elevadas puede producir sofocación.

El dióxido de carbono seco en gas natural no es corrosivo. Es un gas soluble en agua, la solución generada puede ser ácida debido a la formación de ácido carbónico ( $H_2CO_3$ ), de aquí la propiedad corrosiva que el  $CO_2$  presenta en presencia de agua [7]. El dióxido de carbono también reduce el poder calorífico del gas natural.



La solubilidad del  $\text{CO}_2$  en agua, como todos los gases es una función de la presión parcial de  $\text{CO}_2$  en la atmósfera sobre la superficie del agua. A mayor presión, mayor es la solubilidad del gas. En consecuencia, en sistemas bifásicos (agua + gas) la velocidad de corrosión incrementa a medida que la presión parcial de  $\text{CO}_2$  aumenta (Figura 1.1.2.3.1).

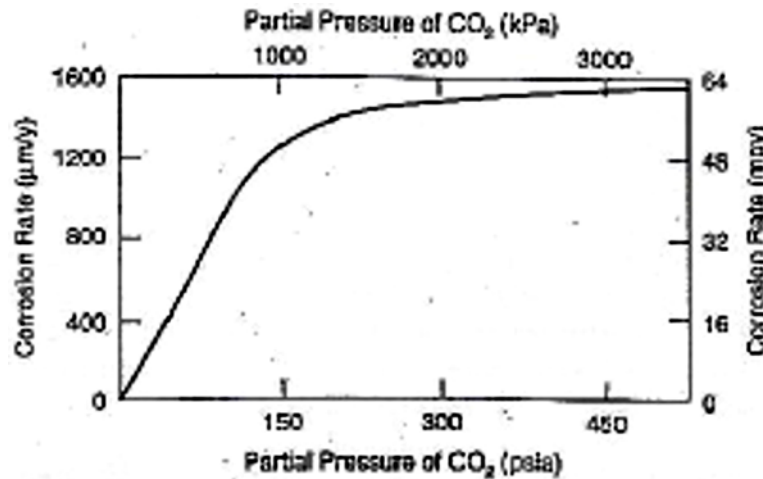


Figura 1.1.2.3.1 Efecto de la presión parcial de  $\text{CO}_2$  en la velocidad de corrosión de acero dulce.

Para prevenir la corrosión dulce:

- Inyección de inhibidores de corrosión (no son muy efectivos a alta temperatura)
- Uso de aceros inoxidables martensíticos (>12% Cr)
- Control del pH

#### 1.1.2.4 Nitrógeno ( $\text{N}_2$ )

El nitrógeno cuando está presente en el gas natural produce una reducción del poder calorífico. En grandes concentraciones genera la formación de óxidos de nitrógeno, al momento de la combustión pueden producir Ozono ( $\text{O}_3$ ) que es un compuesto contaminante [17].

#### 1.1.2.5 Oxígeno ( $\text{O}_2$ )

Es la única impureza que se encuentra ausente en reservorios de gas natural. Los pozos de gas *onshore* y *offshore* están conectados a líneas de conducción que transportan gas a la planta de tratamiento. Si los sistemas de colectores de gas operan

a presión atmosférica, como resultado de las aperturas de válvulas o fugas de gas, el aire puede ingresar al sistema y causar corrosión. El resultado de la corrosión por oxígeno es el pitting. Produce corrosión en aceros al carbono, aleaciones de acero, y en cobre y sus aleaciones.

Además de la corrosión, concentraciones de oxígeno mayores a 50 ppm pueden oxidar aminas y glicoles a unidades formadoras de sustancias corrosivas, modificar la eficiencia del inhibidor, y reaccionar con los hidrocarburos durante la regeneración a alta temperatura en lecho de adsorción con formación de agua.

Lo más recomendable es que la concentración de oxígeno no supere valores de 10 ppm.

Para prevenir el ingreso de oxígeno en sistemas de gas natural se debe:

- Realizar el mantenimiento de empaquetaduras, anillos, válvulas, bombas, compresores y otros equipos y áreas donde el aire pueda ingresar.
- Mantener presión positiva (por encima de la atmosférica).
- Inertizar con gas los tanques de líquidos.
- Utilizar secuestrantes de oxígeno a bajas concentraciones de oxígeno o reacciones catalíticas para altas concentraciones [9].

## **1.2 Objetivos y metodología**

En particular, en este trabajo se hará hincapié en el tratamiento del contaminante sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ), planteándose:

### **Objetivo general**

- ✓ Desarrollar los fundamentos teóricos que permitan una óptima evaluación y determinación de la eficiencia técnica y económica del producto químico secuestrante de sulfuro de hidrógeno, para pozos de producción de gas natural del yacimiento El Mangrullo.

### **Objetivos Específicos**

- ✓ Participar activamente de las tareas, procedimientos y requerimientos necesarios para llevar a cabo la evaluación de una nueva propuesta de tratamiento químico.
- ✓ Recolectar y presentar datos relevantes de producción y resultados del ensayo para un análisis de estos.
- ✓ Determinar la viabilidad futura para la compañía del tratamiento químico.

### **Metodología**

Para cumplir con estos objetivos la metodología planteada consiste en la dosificación de un producto químico secuestrante de H<sub>2</sub>S al flujo multifásico en la línea de conducción a la salida de la boca de pozo de un pozo productor de gas natural del yacimiento El Mangrullo ubicado en la provincia de Neuquén, Argentina.

El monitoreo del contenido de H<sub>2</sub>S se lleva a cabo mediante el uso de ampollas Dräger y una bomba Dräger Accuro. Las mediciones se efectúan en el punto de ingreso de la línea de conducción al colector de campo.

La frecuencia de medición establecida es de tres determinaciones diarias, con un intervalo mínimo de tres horas entre cada una.

## **CAPÍTULO 2: Endulzamiento de gas natural**

### **2.1 Endulzamiento de gas natural**

El objetivo de este proceso es la eliminación de los componentes ácidos del gas natural, principalmente el sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono. Estos gases suelen estar presentes en la mezcla superando los valores admitidos por las normas de transporte, seguridad ambiental o personal.

El termino endulzamiento es una traducción directa del inglés, en español lo correcto sería denominarlo “desacidificación”.

#### **2.1.1 Motivos para endulzar el gas natural**

##### **2.1.1.1 Salud y seguridad**

La elevada toxicidad y las consecuencias que produce el contacto con las personas hacen que sea de suma importancia mantener la concentración de sulfuro de hidrógeno en gas natural dentro de los valores seguros definidos.

El ácido sulfhídrico entra al cuerpo humano principalmente por las vías respiratorias, sin embargo, cantidades mucho menores pueden entrar al cuerpo a través de la piel. El ácido sulfhídrico es un gas, de manera que la exposición por ingestión es improbable.

La densidad del sulfhídrico es mayor que la del aire, esto genera que se acumule en lugares bajos y mal ventilados. Estos lugares son los denominados técnicamente como "espacios confinados".

Los efectos del sulfuro de hidrógeno dependen de factores tales como la cantidad a la que la persona se expone y la duración de la exposición (dosis), afectando principalmente al sistema respiratorio y al sistema nervioso [1, 14]. Los efectos en la salud para distintas exposiciones se detallan en la Tabla 2.

**Tabla 2** Consecuencias de la exposición a diferentes concentraciones de H<sub>2</sub>S.

Tiempo	Concentración (ppm)						
	20 a 100	100 a 150	150 a 200	200 a 350	350 a 450	450 a 700	Más de 700
0 a 2min				Irritación de ojos Pérdida del olfato	Pérdida del olfato	Disturbios respiratorios, irritación de ojos, colapso, inconsciencia	Colapso, inconsciencia, <b>MUERTE</b>
2 a 15min		Irritación de ojos, pérdida del olfato	Pérdida del olfato	Irritación de ojos	Irritación de ojos, pérdida del equilibrio	Tos, colapso, inconsciencia	
15 a 30min		Respiración dificultosa	Irritación de ojos y garganta	Secreción dolorosa de lágrimas, fatiga	Respiración dificultosa, irritación ojos, fatiga, náuseas	Palpitaciones cardíacas, <b>MUERTE</b>	
30 a 60min	Conjuntivitis, leve irritación de vías respiratorias	Irritación de garganta	Irritación de ojos y garganta	Aversión a la luz, dolor de ojos, respiración dificultosa	<b>MUERTE</b>		
1 a 4 hs	Síntomas aumentan, fatiga, dolor de cabeza	Tos, dolor de ojos, descargas de mucosas y salivales	Visión borrosa y dificultosa, aversión a la luz	Sofocación, envenenamiento de sangre, <b>MUERTE</b>			
4 a 8 hs	Síntomas aumentan	Síntomas aumentan	<b>MUERTE</b>				
8 a 48 hs		<b>MUERTE</b>					

### 2.1.1.2 Especificación de calidad

En la República Argentina el gas que ingrese en los sistemas de transporte y distribución deberá cumplir con las especificaciones de calidad de gas establecidas en la Tabla 3, del documento “Especificaciones de calidad para el transporte y la distribución de gas natural y otros gases análogos del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS).”

Las especificaciones serán de cumplimiento para Productores, Transportistas, Distribuidoras, Subdistribuidoras, Almacenadores u otro actor que se incorpore en la industria del gas, para garantizar la calidad del producto entregado a los consumidores.

**Tabla 3** Especificaciones de calidad de gas natural en condiciones básicas definidas por ENARGAS.

Parámetro	Unidad	Condición básica	Referencia de control
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	% molar	2 (a)	ASTM D1945 / GPA 2261 / IRAM-IAPG A 6862
Total de inertes (CO <sub>2</sub> + N <sub>2</sub> )	% molar	4 (b)	ASTM D1945 / GPA 2261 / ISO 6976 / IRAM-IAPG A 6862
Oxígeno (O <sub>2</sub> )	% molar	0,2	ASTM D1945 / GPA 2261 / IRAM-IAPG A 6862
Vapor de agua (H <sub>2</sub> O)	mg/m <sup>3</sup>	65	ASTM D1142 / IRAM-IAPG A 6856 / ISO 6327
Sulfuro de hidrógeno (SH <sub>2</sub> )	mg/m <sup>3</sup>	3 (2 ppm)	GPA 2377 / IRAM-IAPG A 6860 / IRAM-IAPG A 6861
Azufre entero (STOT)	mg/m <sup>3</sup>	15	GPA 2377 IRAM-IAPG A 6860 / IRAM-IAPG A 6861
Punto de rocío de hidrocarburo (PRHC)	°C	<-4 @ 5500 kPa	GPA 2286/ IRAM-IAPG A 6864 y Ecuación de Estado
Poder calorífico superior (PCS)	kcal/m <sup>3</sup> MJ/m <sup>3</sup>	8850 – 10200 37,04 – 42,70	GPA 2172 / ISO 6976 / IRAM-IAPG A 6854 / ASTM D3588
Índice de Wobbe (IW)	kcal/m <sup>3</sup> MJ/m <sup>3</sup>	11300 – 12470 47,30 – 52,20	ISO 6976 / IRAM-IAPG A 6854
Partículas sólidas y líquidas	-	(c)	Ver 6.9
Temperatura máxima	°C	50	-

Referencias:

- a) Este valor límite podrá ser superado con acuerdo de la Transportista, no pudiendo ser en ningún caso superior a 2,5 % molar.
- b) Este valor límite podrá ser superado con acuerdo de la Transportista, no pudiendo ser en ningún caso superior a 4,5 % molar.
- c) El gas debe estar técnicamente libre de arena, polvo, gomas y otras sustancias indeseables que pudieran ser separadas de él, como los productos químicos utilizados en el procesamiento del gas (aminas, glicoles, antiespumantes, etc.) y los aceites lubricantes de equipos compresores, así como otros sólidos (con

un tamaño superior a 5 micrones) o líquidos que lo tornarían no comerciable, o causarían daño, o interferirían con la correcta operación de las cañerías, los reguladores, medidores y otros dispositivos, a través de los cuales fluye. Además, no debe contener sustancia alguna que no se encuentre presente en el gas en el momento de su producción, con excepción de aquellas que pudieran ser necesarias para el transporte y la entrega del gas, siempre que no provoquen que el fluido deje de cumplir con las especificaciones de calidad dispuestas en la presente reglamentación.

NOTA: “Técnicamente libre” significa que los componentes mencionados no son detectables o cuantificables con los métodos disponibles, bajo condiciones reales.

Por dicha razón y a los efectos de preservar los sistemas de Transporte y Distribución, todo Punto de Recepción y/o Punto de Entrega debe contar con un sistema de separación y filtrado de partículas sólidas y líquidas adecuado, y de máxima eficiencia, capaz de cumplir con todas las exigencias que el fabricante indique como necesarias para lograr la pureza de la corriente gaseosa.

Este requisito no se aplicará en aquellos casos, en los que, aguas arriba del punto de recepción, haya una planta de procesamiento de gas que cuente con un sistema de separación y filtrado, como el descrito anteriormente, cuya salida se vincule unívoca y directamente con el punto de recepción y que esté equipado con un sistema de drenaje automático de líquidos. En tal caso, la Transportista o Distribuidora correspondiente será quien, previa verificación y control, preste conformidad para convalidar dicha instalación, adquiriendo el derecho de estar presente en el momento de la instalación, lectura, limpieza, cambio, reparación, inspección o prueba de los equipos involucrados [11].

### **2.1.1.3 Corrosión**

La corrosión se define como la interacción entre un material, usualmente un metal (incluyendo tanto metales puros, como aleaciones de estos) y su entorno resultando en el deterioro del material y el entorno.

Existen muchos tipos de procesos de corrosión diferentes que se caracterizan dependiendo de la naturaleza del material, de las condiciones del medioambiente y

de donde se desarrollen. Una forma común de clasificar los tipos de corrosión es mediante las siguientes cuatro categorías: corrosión generalizada, corrosión localizada, corrosión combinada con un fenómeno físico, y otros tipos [6, 18].

### **Tipos de corrosión**

A continuación, se desarrollan brevemente los tipos de corrosión considerados más acordes al tema de investigación desarrollado por el autor.

#### **Corrosión generalizada (uniforme)**

La corrosión generalizada, también denominada corrosión uniforme, ocurre sobre toda la superficie del material de forma homogénea. Este tipo de corrosión es el que mayor pérdida de material provoca, pero es relativamente fácil de predecir y controlar, por lo que un accidente producido por este tipo es de rara ocurrencia.

La velocidad de la corrosión generalizada es favorecida por la existencia de impurezas y fases distintas en el material, ya que estas inducen a una variación en la energía potencial, formando electrodos a pequeña escala, propiciando el proceso de corrosión.

#### **Corrosión localizada**

La corrosión localizada se manifiesta en zonas específicas del metal (mucho menores con relación a la superficie total del metal que no se corroe), determinadas por la naturaleza del material, su geometría, y las condiciones del medio al que se somete. Al contrario de la corrosión uniforme, representa un mayor riesgo potencial, debido a su difícil detección. Los procesos de corrosión localizada de mayor ocurrencia son galvánica, por fisura, por picaduras, por cavitación y microbiológica.

#### **Corrosión galvánica**

La corrosión galvánica ocurre cuando existe una unión, física o eléctrica, entre metales de diferente naturaleza, lo cuales, en la presencia de un electrolito, forman una celda electroquímica, donde el material de menor potencial electroquímico es el que se corroe.

#### **Corrosión por picaduras (pitting)**

La corrosión por picadura, conocida también como *pitting*, es un ataque corrosivo localizado que produce pequeños agujeros en un metal. Este tipo de corrosión es muy

destrutivo para las estructuras de ingeniería si provoca perforación del metal. Sin embargo, si no existe perforación, a veces se acepta una mínima picadura en los equipos de ingeniería. Frecuentemente la picadura es difícil de detectar debido a que los pequeños agujeros pueden ser tapados por los productos de la corrosión.

### **Corrosión por cavitación**

La corrosión por cavitación es un proceso de corrosión combinado con un fenómeno físico. Ocurre en sistemas de transporte de líquidos, donde por cambios de presión en el sistema, se producen flujos turbulentos que forman burbujas de aire, las cuales implosionan contra el material del sistema, facilitando el desarrollo del proceso de corrosión, de forma similar a la corrosión por picaduras, cuya diferencia se observa, en que el efecto de la cavitación es de mayor tamaño.

### **Corrosión microbiológica**

La corrosión microbiológica, en realidad no es un tipo de corrosión en sí, sino que más bien es un fenómeno que facilita el desarrollo de otros procesos de corrosión. Las bacterias son los microorganismos más influyentes en este caso, por lo que también es conocida como corrosión bacteriana y se produce en sistemas de transporte de líquido, facilitando la corrosión por picaduras.

### **Daño causado por hidrógeno**

En sistemas dulces libres de aire, la mayoría de los átomos de hidrógeno se combinan en la superficie del metal para formar moléculas gaseosas de hidrógeno que posteriormente se dispersarán desde la superficie del metal hacia el fluido.

En sistemas agrios, los iones de sulfuro disminuyen la velocidad mediante la cual los átomos de hidrógeno se combinan para formar moléculas gaseosas de (H<sub>2</sub>). Esto produce un aumento en el número de átomos de hidrógeno en la superficie del metal que proporciona la fuerza impulsora para la difusión de los átomos de hidrógeno dentro del acero.

Existen tres tipos de daño que pueden ser provocados por la difusión de hidrógeno atómico en el acero [13]:

1. Ampollado inducido por hidrógeno
2. Fractura inducida por hidrógeno/ Hydrogen Stress Cracking (HIC)
3. Fisura producida por sulfuro/ Sulfide Stress Cracking (SSC)

### Ampollado inducido por hidrógeno

Durante la corrosión agria el hidrógeno atómico ( $H^+$ ) que se difunde a través del metal puede combinarse y formar hidrógeno molecular ( $H_2$ ) dentro de fallas estructurales. Una vez que se ha formado el hidrógeno molecular dentro de la falla, queda atrapado ya que su tamaño es mucho mayor para difundirse fuera del metal. A medida que el proceso de corrosión avanza los átomos de hidrógeno continúan difundiéndose en la falla creando más moléculas de hidrógeno y aumentando así la presión en la misma. Esto promueve el crecimiento y una mayor separación de la falla.

Este proceso se ilustra en la Figura 2.1.1.3.1, con los átomos pueden ocurrir tres situaciones: se combinan para formar moléculas gaseosas de hidrógeno en la superficie corroída, difunden completamente a través del metal para combinarse en la superficie externa (atmósfera), difunden en la falla y forman moléculas de hidrógeno donde el aumento de presión producirá una ampolla.

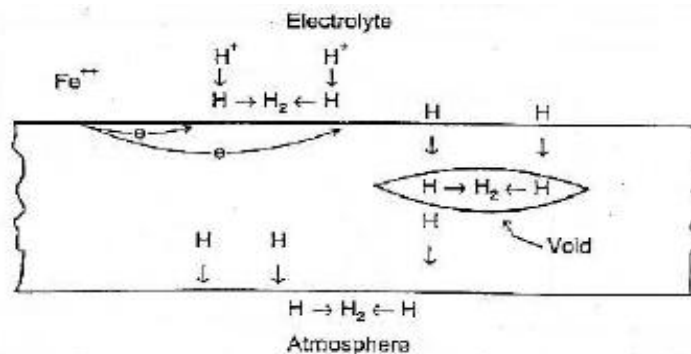


Figura 2.1.1.3.1 Ilustración del mecanismo de ampollado inducido por hidrógeno.

### Fractura inducida por hidrógeno

Se trata de un caso especial de ampollado inducido por hidrógeno que puede ocurrir durante la corrosión agria.

Se produce cuando un acero contiene numerosas fisuras longitudinales paralelas a la superficie del metal. El hidrógeno puede juntar las fisuras y crear ampollas o fisuras pequeñas. Las fisuras en un plano tienden a unirse con las fisuras en planos adyacentes y formar "escalones" a través del espesor de la pared hasta que la sección de metal colapse. En la Figura 2.1.1.3.2 se observa este proceso.

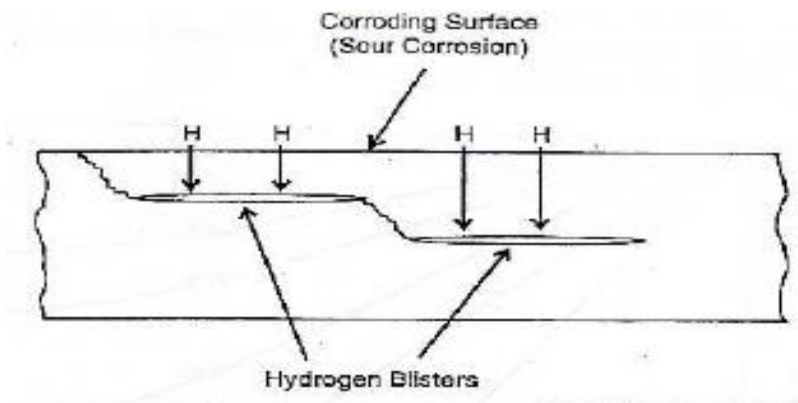


Figura 2.1.1.3.2 Ilustración del mecanismo de fractura inducida por hidrógeno.

### **Fisura producida por sulfuro (SSC)**

Es el deterioro del metal debido al contacto con sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ) y humedad. El  $H_2S$  es muy corrosivo en presencia de agua. Esta condición puede provocar el debilitamiento del material, produciendo agrietamiento bajo la acción combinada del esfuerzo de tracción y la corrosión.

Para que haya SSC se requiere:

- a) Sulfuro de hidrógeno
- b) Agua, en pequeñas trazas es suficiente
- c) Acero de alta resistencia
- d) Esfuerzo o carga sobre el acero

Si todos estos requisitos están presentes la fisura por sulfuro puede ocurrir luego de un periodo de tiempo (horas, días o años).

### **2.1.2 Mecanismos de endulzamiento de gas**

Los procesos para la remoción de gases ácidos datan de los años 1930 y los mayores desarrollos se realizaron entre 1950 y 1970, actualmente se disponen de procesos cada vez más específicos y con solventes y aditivos más complejos [8].

#### **2.1.2.1 Factores para tener en cuenta a la hora de selección del proceso**

Los factores que se consideran a la hora de seleccionar un proceso son [4]:

- Tipo y concentración de las impurezas del gas ácido
- Especificaciones del gas
- Temperatura y presión del gas ácido y del endulzado

- Volumen de gas a procesar
- Corrosión
- Fracción molar de los hidrocarburos en el gas
- Selectividad requerida
- Costos de capital y operación
- Especificaciones de los productos líquidos
- Regulaciones ambientales de los contaminantes, referidas a H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, COS, RSH

### 2.1.2.2 Tipos de procesos

La Figura 2.1.2.2.1 extraída de *Abdel-Aal, Aggour, Fahim – Petroleum and Gas Field Processing* muestra algunos de los procesos comerciales disponibles organizados en un esquema para facilitar la comprensión.

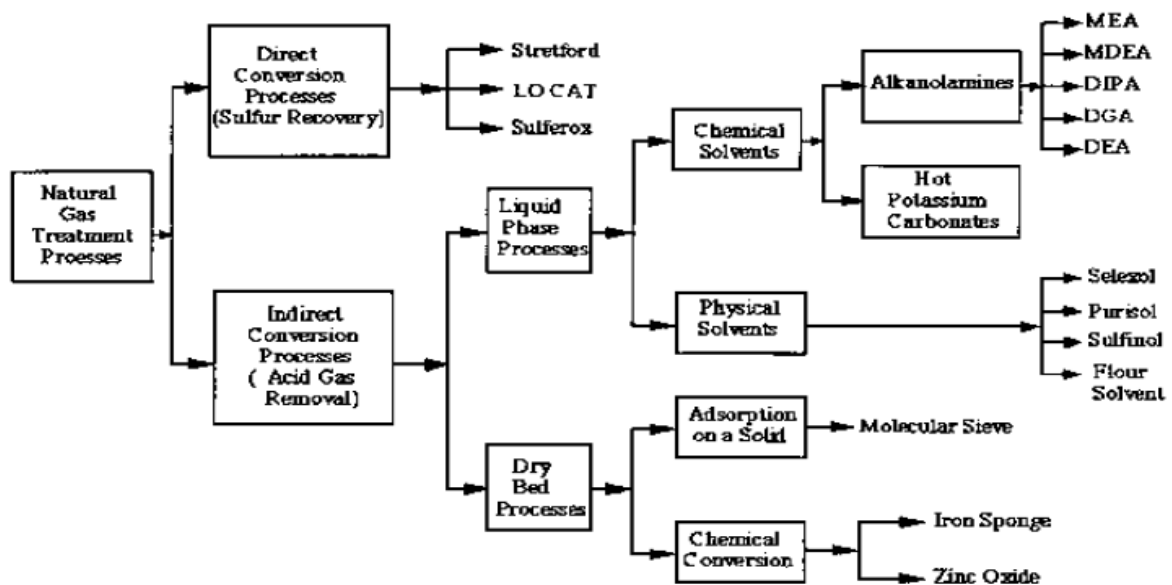


Figura 2.1.2.2.1 Clasificación de algunos procesos comerciales disponibles para tratamiento de gas natural.

Procesos de desacidificación o endulzamiento [8]:

1. Procesos con solventes químicos
2. Procesos con solventes físicos

3. Procesos con solventes híbridos o mixtos
4. Procesos de conversión directa (solo para remoción del H<sub>2</sub>S)
5. Procesos de lecho seco
6. Procesos con membranas

### **Procesos con solventes químicos**

En este tipo de procesos los componentes ácidos del gas natural reaccionan químicamente con un componente activo, para formar compuestos inestables y solubles en el solvente que circula dentro de la planta.

El componente activo en el solvente puede ser una alcanolamina o una solución básica (solución alcalina con sales), con o sin aditivos. Las reacciones que se producen entre la solución y los gases ácidos son reversibles. La solución rica, inestable, se puede separar en sus integrantes originales mediante la aplicación de calor y/o por reducción de la presión de operación, para liberar los gases ácidos y regenerar el solvente.

En general, los solventes químicos presentan alta eficiencia en la eliminación de gases ácidos, aun cuando se trata de un gas de alimentación con baja presión parcial de CO<sub>2</sub>.

Las principales desventajas de este tipo de proceso son la elevada demanda de energía, la naturaleza corrosiva de las soluciones y la limitada carga de gas ácido en la solución, debido a la estequiometría de las reacciones.

La Tabla 4 enumera los principales procesos comerciales que trabajan como solventes químicos.

**Tabla 4** Procesos con solventes químicos.

<b>Alcanolaminas</b>	<b>% Peso</b>
MEA 2,5 N Monoetanolamina en agua	15%
MEA -Amina-Guard o MEA Gas/spec IT 1 5 N Monoetanolamina en agua	30%
MEA -Amina Guard -·ST 5 N Monoetanolamina en agua con inhibidores.	30%
DGA 6 N Diglicolamina en agua con inhibidores.	63% (23-70%)
DEA 2,5 N Dietanolamina en agua	26% (15-26%)
DEA -Snea 3 N Dietanolamina en agua	32% (25-35 %)
DEA -Amina Guard 5 N Dietanolamina en agua con inhibidores.	52%
DEA -Amina Guard ST 5 N Dietanolamina en agua con inhibidores.	52%
DIPA o ADIP 4 N Diisopropanolamina en agua	54% (30-54%)
MDEA 4 N Metildietanolamina en agua	48% (30-50%)
MDEA -Activada, Snea-P-MDEA con activador. 4 N Metildieatanolamina en agua	48%
Ucarsol 2 N Metildietanolamina en agua	24%
TEA Trietanolamina en agua	

<b>Sales de Carbonato de Potasio</b>	
HOT-POT	Carbonato Potásico Caliente
Benfield	Carbonato Potásico, aditivos e inhibidores
Benfield-Hipure	Carbonato Potásico (20-35%) seguido de un proceso de aminas
Catacarb	Carbonato Potásico con catalizador inorgánico (Boratos de Aminas) e inhibidores de corrosión

<b>Sales Básicas</b>	
Giammarco Vetrocoke	Carbonato Potásico Caliente con Trióxido de Arsénico (Arsenita)
Alkazid -M	Sal de potasio y ácido metilamino-propiónico
Alkazid -DIK	Salas de potasio, dimetilaminoacético
Flexsord	Carbonato Potásico Caliente y aminas impedidas

En la Figura 2.1.2.2.2 se observa el proceso en una planta de aminas. Se desarrollará este caso en particular ya que es el implementado actualmente para remover compuestos de sulfuro en Pampa Energía y es el proceso más común en la industria [2]. La planta de aminas se encuentra en el yacimiento Sierra Chata. En el yacimiento El Mangrullo el endulzamiento de gas natural se realiza mediante la dosificación de

producto químico secuestrante de  $H_2S$ , de base amina, luego de la separación primaria en la planta de tratamiento de gas (PTG), el producto implementado solo se puede aplicar en flujo de gas sin elevado contenido de agua ni condensado.

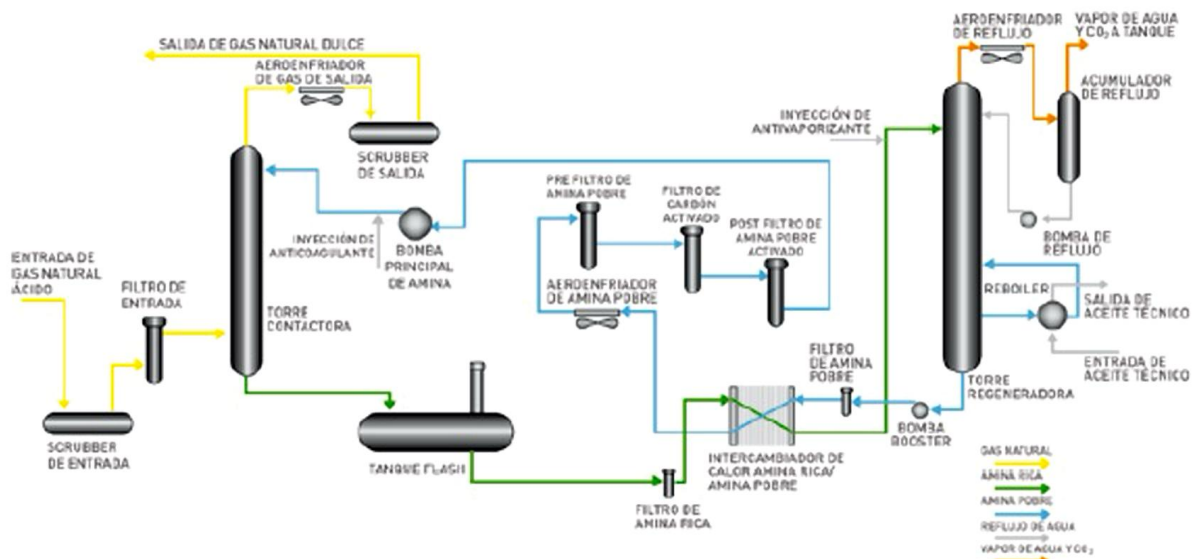


Figura 2.1.2.2.2 Planta de aminas.

Los líquidos contenidos en el gas de entrada a una planta de aminas se remueven en el scrubber de gas de entrada. Luego la corriente pasa por un filtro coalescedor, que remueve la niebla de líquido y partículas sólidas del gas.

Tanto los hidrocarburos líquidos, agua, partículas sólidas y otros compuestos químicos como inhibidores y aceites suelen causar efectos nocivos, como la alteración y degradación del solvente, formación de espuma y corrosión.

Una vez separado y filtrado, el gas de entrada ingresa a la torre contactora por la parte inferior y fluye hacia el tope a través de los platos de contacto, burbujeando en la solución de aminas que desciende desde el tope de la torre a través de los vertederos. Los componentes ácidos son removidos de la corriente gaseosa y pasan a la solución de aminas.

El gas y la amina líquida entran en contacto íntimo en cada plato. En cada uno de ellos se da el tiempo de contacto necesario para que la solución de amina absorba el contaminante ácido presente en el gas (Figura 2.1.2.2.3).

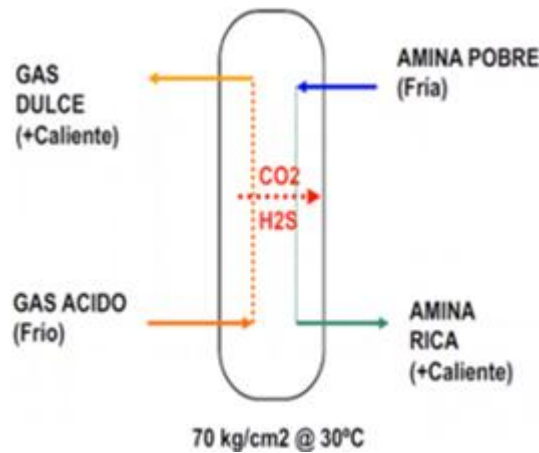


Figura 2.1.2.2.3 Transferencia de contaminantes ácidos del gas natural a solución de aminas.

El gas tratado que sale por el tope de la torre se enfría en aereofriadores. El agua condensada y pequeñas gotas de aminas que han sido arrastradas se separan en el acumulador de salida de la planta.

El líquido se envía al tanque flash de aminas, mientras que el gas dulce se envía a tratamientos posteriores (deshidratación y ajuste de punto de rocío).

La solución de amina que abandona el fondo de la columna se denomina amina rica, porque contiene el contaminante ácido absorbido y debe ser regenerada para su reutilización.

La solución de amina rica experimenta una fuerte caída de presión (de 70 a 5 kg/cm<sup>2</sup>) antes de su ingreso al tanque flash. El propósito de este tanque es recuperar los hidrocarburos disueltos en la solución de amina rica.

Al bajar la presión de la solución en el tanque, los hidrocarburos livianos y algunos contaminantes volátiles formarán vapores que, normalmente, se aprovechan como gas combustible para los hornos de proceso.

La amina rica que sale del fondo del tanque flash se dirige a un intercambiador de calor donde se produce el calentamiento, por intercambio con la amina proveniente de la torre regeneradora.

El propósito de la torre regeneradora es remover el gas ácido contenido en la solución de amina rica. Esta torre opera a una presión de  $1,4 \text{ kg/cm}^2$  y  $130^\circ\text{C}$  en el fondo. A medida que la solución desciende por la torre, entra en contacto con los vapores del rehervidor que ascienden hacia el tope de la torre. El vapor burbujea en la solución, en cada plato retira los componentes ácidos de la solución y los transporta hacia el tope de la torre (Figura 2.1.2.2.4).



Figura 2.1.2.2.4 Remoción de gases ácidos de la solución de aminas.

A medida que el vapor de agua asciende, transfiere el calor necesario para desorber el compuesto ácido de la solución de amina que desciende. Una fracción del vapor de agua condensa y retorna al rehervidor mientras que otra fracción actúa como transporte que arrastra al componente ácido hacia el tope de la torre.

El vapor del tope fluye hacia el condensador de reflujo, donde es enfriado con aerenfriadores o intercambiador con agua. En este intercambio condensa la mayor parte del vapor de agua, separándose en el acumulador de reflujo.

El líquido recogido en el fondo del acumulador se bombea a la torre regeneradora como reflujo. El gas que se separa está compuesto por el componente ácido y vapor de agua. El mismo se vende o se utiliza en otro proceso.

La amina pobre caliente que sale por el fondo de la torre regeneradora se bombea mediante bombas booster al intercambiador de calor amina rica-amina pobre. Una vez realizado el intercambio de calor con la solución de amina rica, la amina pobre enfriada

previamente (alrededor de un 15%) se deriva a través de un lazo de filtración y luego se recombina con la corriente principal.

La acción de estos filtros reduce la tendencia a la formación de espuma, la erosión, la corrosión, el ensuciamiento y el taponamiento del circuito de aminas. Posteriormente, la amina pobre se enfría en aeroenfriadores y es bombeada al tope de la torre contactora cerrando el circuito de regeneración de la solución de amina.

### **Procesos con solventes físicos**

En la absorción física de gases no hay reacción química entre los gases y la disolución, el solvente físico absorbe el contaminante como gas en solución. El proceso de absorción depende únicamente de la solubilidad del gas, y por lo tanto de la presión parcial del mismo.

Los procesos con solventes físicos suelen utilizarse en procesos de alta presión y cantidades apreciables del contaminante. A mayor presión, mayor es la probabilidad que el gas se disuelva en la solución. La temperatura es una variable que influye significativamente en la solubilidad de los gases en líquidos, siendo mayor a menor temperatura.

Una de las ventajas de este tipo de procesos es la selectividad, el sulfuro de hidrógeno es mucho más soluble que el dióxido de carbono por lo que puede ser eliminado selectivamente de un gas que contenga a ambos.

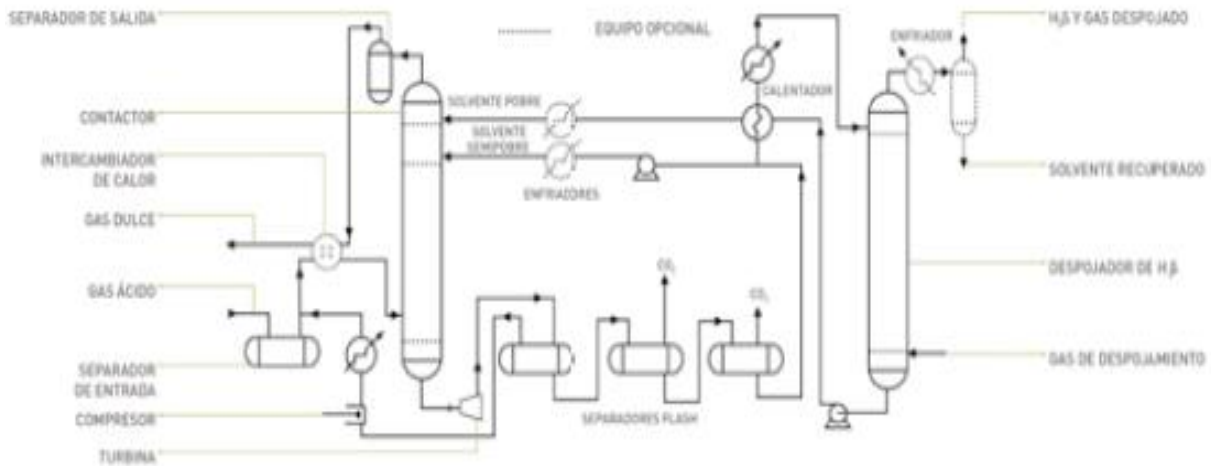
Si el gas a tratar tiene un alto contenido de propano y compuestos más pesados, la utilización de un solvente físico puede implicar una pérdida significativa de los componentes más pesados del gas, ya que estos son liberados del solvente con los gases ácidos y su separación no es económicamente viable.

Como no existe reacción química entre el solvente y el soluto, se necesita un menor consumo de energía para desorber los gases ácidos y su posterior eliminación de la corriente de gas natural [7, 17]. En la Tabla 5 se muestran los procesos comerciales con solventes físicos.

**Tabla 5** Principales procesos comerciales con solventes físicos.

PROCESOS	SOLVENTES
SELEXOL	Dimetil-Eter de Polietilen-glicol
SEPASOLV MPE	Mezcla de Polietilen-glicol y Metil-isopropanol-eter
SOLVENTE FLUOR	Carbonato de Propileno
RECTISOL	Metanol
PURISOL	N-Metil-Pirolidona (NMP)
ESTASOLVAN	Tri-n-butil Fosfato (TBF TBP)

El diagrama de flujo del proceso es similar al de la planta de aminas, Figura 2.1.2.2.5 [2].



*Figura 2.1.2.2.5 Sistema de tratamiento por absorción física.*

### Procesos con solventes híbridos o mixtos

Los procesos híbridos trabajan con combinaciones de solventes físicos y químicos presentando características de ambos. La regeneración del solvente se logra por separación en múltiples etapas y fraccionamiento. Estos solventes pueden remover todos los gases ácidos ( $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ ) e incluso el  $\text{COS}$ ,  $\text{CS}_2$  y mercaptanos. La selectividad hacia el  $\text{H}_2\text{S}$  se logra ajustando la composición del solvente y/ o el tiempo de contacto.

La selectividad de un agente de endulzamiento es una medida del grado en la que un contaminante se elimina con relación a otros.

La Tabla 6 enumera los procesos comerciales con solventes híbridos.

**Tabla 6** Procesos con solventes híbridos.

PROCESOS	SOLVENTES
SULFINOL - D	Sulfolano + Dipa + Agua
SULFINOL - M	Sulfolano + Mdea + Agua
AMISOL	Metanol + Mdea O Dea
FLEXSORB -PS	Solvente Orgánico (Sulfolano + Mdea)+ Agua + Aminas Impedidas
OPTISOL	Amina + Solvente Físico + Agua
Sulfolano = Dióxido De Tetrahidrotiofeno	

### Procesos de conversión directa

Los procesos de conversión directa se caracterizan por la selectividad hacia la remoción del sulfuro de hidrógeno.

El H<sub>2</sub>S es removido preferencialmente de la corriente de gas, por un solvente que circula en el sistema. Los solventes pueden ser reducidos fácilmente por el H<sub>2</sub>S y rápidamente oxidados por el aire, para producir azufre elemental. En la Tabla 7 se muestran los principales procesos de conversión directa.

**Tabla 7** Principales procesos comerciales de conversión directa.

PROCESOS	SOLVENTES
STRETFORD	Ácido Antraquinon Disulfónico Carbonato de Sodio y Metavanadato de Sodio.
TAKAHAX	1,4 Natoquinona, Sulfonato de Sodio, un catalizador y Carbonato de Sodio.
LO-CAT	Solución de Hierro (Quelato).
FERROX	Carbonato de Sodio e Hidróxido Férrico en solución.
THYLOX	Tirosenato de Sodio o de Amonio.
TOWNSEND	TEG, CO <sub>2</sub> y Catalizadores
FERROX Y MANCHESTER	Carbonato de Sodio + suspensión de Óxido de Hierro + Agua. (Son similares)
PEROX	Solución acuosa de Amoníaco con Hidroquinona.
LACY-KELLER	Solución acuosa Triyoduro de Potasio
I.F.P.	Similar al Townsend.
SHELL	Similar al Townsend. Usa solución acuosa de Sulfolano.
CLAUS	Bauxitas y alúminas como catalizadores.
HAINES Y SHELL	Mallas Moleculares.

### Proceso de lecho seco

Las mallas o tamices moleculares pueden ser utilizadas para remover los componentes ácidos, tales como el sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono y luego se regeneran utilizando temperaturas elevadas o descensos de presión. Las mallas moleculares son lechos fijos que operan con ciclos de trabajo y se pueden utilizar para deshidratar el gas natural. Este proceso es utilizado por lo general en gases donde la presión parcial de los componentes ácidos es baja.

Los tamices moleculares son por lo general arcillas silicatadas que tienen una gran superficie y un tamaño de poros muy pequeños.

La Tabla 8 muestra los procesos de lecho seco más utilizados y otros procesos de endulzamiento.

Los procesos de óxido de zinc y esponja de hierro son ejemplos de esta categoría. Debido a que los óxidos en ambos casos no son costosos, puede optarse por la recuperación o no del sulfuro. Otra alternativa es que una empresa externa se encargue de este proceso disminuyendo los costos operacionales y eliminando así los procesos de recuperación de sulfuro.

**Tabla 8** Procesos de lecho seco, mallas moleculares y otros procesos de endulzamiento.

<b>PROCESO</b>	<b>Descripción</b>
HAINES	Mallas moleculares o Zeolitas
Mallas moleculares	Proceso SHELL Proceso de Union Carbide (Mallas 4-A-LNG) W.R. Grace y Laporte.
Proceso de Esponja de Hierro	
Membranas	
Óxido de Zinc (Procesos de lecho fijo) Procesos Criogénicos (Para la remoción de gases ácidos)	
N - Pyrol utiliza N-Metil Pírolidona O NMP, Este solvente es utilizado en el proceso Purisol de	
Texaco (Usa NaOH con un catalizador)	

### Procesos con membranas

La separación por membranas es uno de los desarrollos más recientes, si bien no es un proceso económico su uso va en aumento.

La separación se logra utilizando las diferencias de afinidad / difusividad ya que el H<sub>2</sub>O, H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> son altos difusores, es decir pueden pasar a través de una membrana con mayor facilidad que los hidrocarburos con la misma fuerza motriz, esto permite separar las impurezas del gas natural.

El efecto de separación no es absoluto, por lo tanto, habrá pérdidas de hidrocarburos en la corriente de gas ácido.

### 2.1.2.3 Criterios iniciales para la selección del proceso

La Figura 2.1.2.3.1 puede ser utilizada para la selección inicial del proceso adecuado. Principalmente depende del contenido de sulfuro en la alimentación (eje vertical) y de la composición de la salida (eje horizontal). Sin embargo, estas recomendaciones son solo iniciales porque la correcta selección del proceso de endulzamiento debe tener en cuenta otros aspectos como factores ambientales, económicos, temperatura de operación, disponibilidad de recursos, etc.

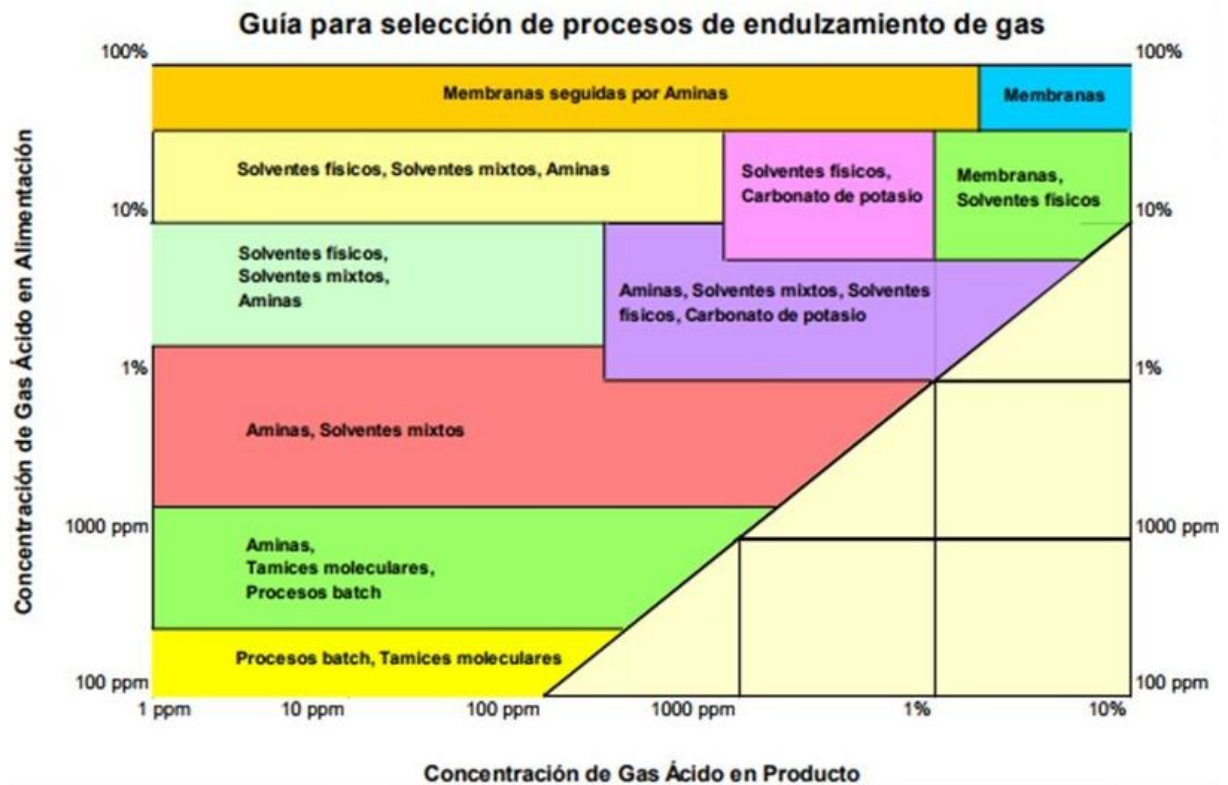


Figura 2.1.2.3.1 Selección de proceso de endulzamiento de gas natural.

Cuando la recuperación de sulfuro no es una opción se deben considerar los procesos de conversión indirecta (procesos de fase líquida, procesos de lecho seco).

El proceso de lecho seco se utiliza si el contenido de sulfuro en la alimentación es bajo y si la cantidad de sulfuros a remover no es significativa, como se indica en la zona inferior izquierda de la Figura 2.1.2.3.1.

Si las condiciones operativas requieren la remoción de grandes cantidades de  $H_2S$  y/o  $CO_2$ , se deben utilizar procesos de fase líquida (solventes químicos o solventes físicos).

Si se requiere remover selectivamente  $H_2S$ , es recomendable utilizar solventes físicos, aunque también pueden remover  $COS$  y  $CS_2$ . Sin embargo, si la alimentación contiene grandes cantidades de hidrocarburos pesados este método no es recomendable.

Por otro lado, si la alimentación contiene grandes cantidades de  $H_2S$  y  $CO_2$  y es necesario remover ambos, los solventes químicos como aminas o carbonatos pueden ser utilizados. El proceso de aminas ofrece una buena reactividad a bajo costo y flexibilidad en el diseño y operación. Los carbonatos son una mejor opción si adicionalmente se desea remover  $COS$  y  $CS_2$  de la alimentación.

### **2.1.3 Secuestrante de sulfuro de hidrógeno**

Un secuestrante de sulfuro se define como una sustancia química que elimina las tres especies de sulfuros solubles,  $H_2S$ ,  $S^{2-}$  y  $HS^-$ , y forma un producto que no es peligroso ni corrosivo [15]. Los secuestrantes de sulfuro pueden ser sólidos o líquidos, son utilizados para inhibir químicamente o convertir en productos inertes con un menor daño ambiental [20].

#### **2.1.3.1 Secuestrante de sulfuro ideal**

Las condiciones ideales que debe reunir un secuestrante de sulfuro de hidrógeno son:

- La reacción con sulfuro de hidrógeno debe ser completa
- Los productos de reacción deben ser inertes
- Alta reactividad con sulfuro de hidrógeno
- Alta selectividad con sulfuro de hidrógeno

- Aplicable en condiciones operativas variables (presión, temperatura, caudal, concentración, carga líquida)
- El desempeño del sistema no se debe modificar por aplicación de secuestrante en exceso
- No debe ser corrosivo
- Seguro para salud y ambiente
- Económico y de fácil disponibilidad

### **2.1.3.2 Mecanismos de secuestro**

Se identifican dos tipos de mecanismo de secuestro de sulfuro de hidrógeno [5, 22].

#### **Secuestrante con regeneración**

En el proceso de secuestro con regeneración la absorción de  $H_2S$  es reversible, por lo que el absorbente puede ser reutilizado después de la regeneración.

Este tipo de método es utilizado en sistemas de producción extensos ya que se trata de la opción más económica para acondicionar corrientes de gas ácidas. Implementan un compuesto en una torre de absorción para contactar los fluidos producidos y selectivamente absorber  $H_2S$  como también otros compuestos tóxicos (mercaptanos), luego el compuesto de absorción y el  $H_2S$  son regenerados por calentamiento.

Por lo general se utilizan alcanolaminas (Figura 2.1.3.2.1), si se desea se les puede agregar aditivos para mejorar la remoción de  $CO_2$ , disminuir la corrosividad y el requerimiento térmico y aumentar la selectividad. Los secuestrantes más comunes son monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA), N-metildietanolamina (MDEA), diglicolamina (DGA), también se pueden utilizar polietilenglicol, metanol, carbonato de potasio. Mientras que los aditivos pueden ser polialquilenaminas, poliaminas, alcoxiopropilaminas, piperazina, aminopiperazinas, aminopiperidina.

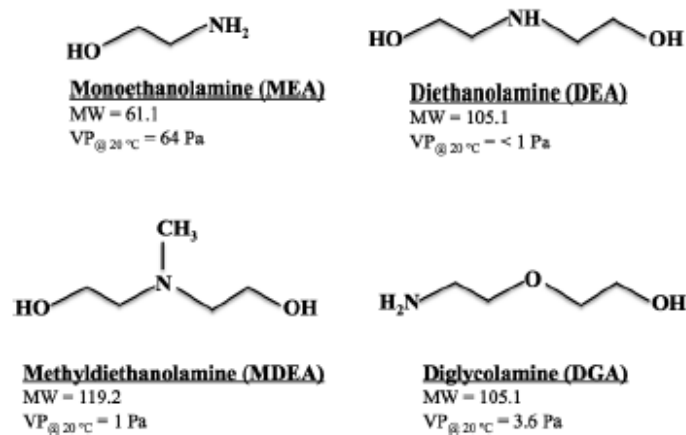


Figura 2.1.3.2.1 Estructura química de las aminas más utilizadas como secuestrantes regenerativos.

### Alcanolaminas

Las alcanolaminas son bases orgánicas débiles de aminas primarias, secundarias o terciarias con un pH de 10 a 12 en solución (Figura 2.1.3.2.2). Como se mencionó son las más utilizadas para remoción de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> en unidades de tratamientos con regeneración de gas natural.

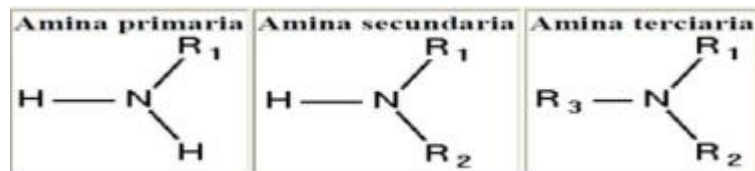


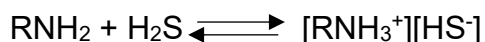
Figura 2.1.3.2.2 Estructura química general de las aminas primarias, secundarias y terciarias.

La presencia de los grupos funcionales hidroxilo y amino las hacen muy apropiadas para la absorción de gases ácidos.

El grupo hidroxilo permite a las alcanolaminas realizar enlaces puente hidrógeno entre las moléculas, disminuyendo la presión de vapor de estas. Una baja presión de vapor es deseada ya que el proceso de separación usualmente depende del calentamiento de la mezcla H<sub>2</sub>S/amina, donde la solubilidad del gas (H<sub>2</sub>S) en el líquido (amina acuosa) disminuye. Adicionalmente el grupo hidroxilo permite formar enlaces puente hidrógeno con las moléculas de agua, aumentando la solubilidad en agua de las alcanolaminas.

La efectividad de cualquier amina para absorber gases ácidos depende de la naturaleza alcalina, el grupo amino provee la alcalinidad requerida de las soluciones acuosas para la absorción de los gases ácidos.

La absorción de los gases se realiza mediante la siguiente reacción:



Donde R es mono-, di- o tri- etanol.

En la Figura 2.1.3.2.3 se observa el mecanismo de reacción del H<sub>2</sub>S con las alcanolaminas.

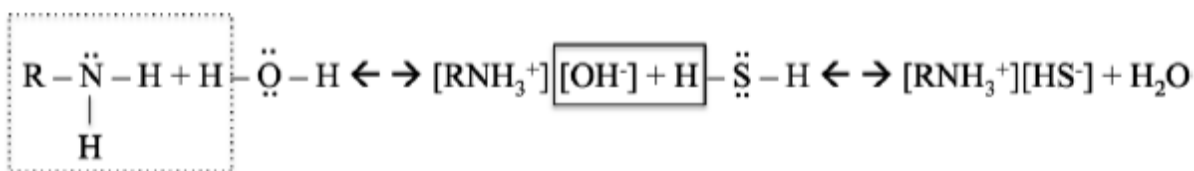


Figura 2.1.3.2.3 mecanismo de reacción del H<sub>2</sub>S con las alcanolaminas.

### Secuestrantes no regenerativos

A diferencia del método anterior, en este caso la reacción es irreversible por lo que el secuestrante no puede volver a ser utilizado. Es la opción más viable a la hora de tratar corrientes ácidas en un rango de cientos de ppm o menos.

Este tipo de secuestrantes son específicos para H<sub>2</sub>S y no remueven CO<sub>2</sub> o mercaptanos.

El H<sub>2</sub>S reacciona con el secuestrante formando un producto no letal y no corrosivo que puede ser extraído de la corriente debido a la afinidad con la fase acuosa. Los productos de reacción pueden ser inhibidores de corrosión o solubles en agua, esto hace que la disposición sea más sencilla y menos nociva para el equipamiento.

Se pueden clasificar en las siguientes subcategorías: químicos oxidantes, carboxilatos metálicos y quelatos, aldehídos y triazina.

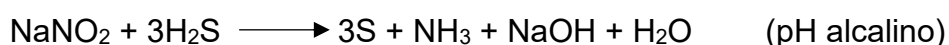
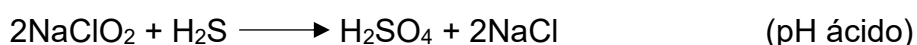
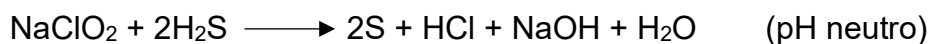
### Químicos oxidantes

La oxidación de sulfuros a otros estados que promueven en menor medida la precipitación de metales es un método probado de eliminación de sulfuros.

Algunos químicos redox comunes son los cloritos ( $\text{NaClO}_2$ ), bromatos/yodatos ( $\text{NaBrO}_3$ ) y nitritos ( $\text{NaNO}_2$ ), se tratan de sales solubles en agua con aniones oxidantes.

La reacción de estos agentes oxidantes con  $\text{H}_2\text{S}$  es compleja, el azufre elemental es por lo general uno de los productos de reacción.

Algunas reacciones que se pueden producir para distintos pHs son:



A pesar de su alta velocidad de reacción, la utilización de cloritos trae aparejados problemas operacionales y de manipulación como depósitos de sulfuros y corrosión limitando su aplicación.

La adición de nitrato de sodio, inyectándolo en pozos ácidos de gas y petróleo, se utiliza para remover  $\text{H}_2\text{S}$  de fases acuosas y gaseosas. Además, el nitrato de sodio reduce la corrosión producida por el sulfuro de hidrógeno y remueve sulfuros de hierro del pozo.

El peróxido de hidrógeno se ha utilizado como un aditivo a lodos en la línea de flujo para convertir sulfuro de hidrógeno en azufre elemental según la reacción:



La aplicación práctica para el peróxido de hidrógeno es muy limitada ya que es muy reactivo con otros componentes del sistema, en consecuencia, será imposible tener una remoción de  $\text{H}_2\text{S}$  satisfactoria. La experiencia offshore demostró que para reaccionar rápidamente es necesario que el sulfuro de hidrógeno esté presente como iones  $\text{HS}^-$  o  $\text{S}^{2-}$  (alto pH). Un elevado pH desestabilizará el peróxido de hidrógeno especialmente en presencia de contaminantes como metales de transición.

### **Carboxilatos metálicos y quelatos**

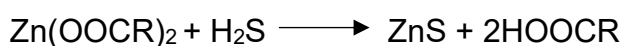
Los quelatos, con iones metálicos de alta valencia, solubles en petróleo y agua se han utilizado para remediar problemas asociados a sulfuro de hidrógeno en fluidos de perforación, agua contaminada y corrientes de petróleo.

El zinc (II) o hierro (III) son iones de metales comunes. Los quelatos incluyen grupos carboxilatos y pueden ser basados en ácido nitrilotriacético, ácido etilendiaminotetraacético (EDTA), ciclohexano-1,2-diamintetracético (CyDTA), trietanol amina (TEA), entre otros.

En las reacciones químicas típicas, los sulfuros metálicos son los productos principales, sin embargo, si el metal existe en un alto estado de oxidación el H<sub>2</sub>S se oxida a azufre elemental.

Un producto comúnmente utilizado es el carboxilato de zinc formado por una larga cadena de ácido graso, la cual hace que sea soluble en petróleo.

Reacciona de la siguiente manera:



### Aldehídos

Los aldehídos son utilizados para reaccionar con H<sub>2</sub>S y formar varios productos de sulfuro. Los aldehídos comúnmente utilizados son formaldehído, acroleína, glioxal y glutaraldehído. La Figura 2.1.3.2.4 muestra la estructura química de los aldehídos mencionados.

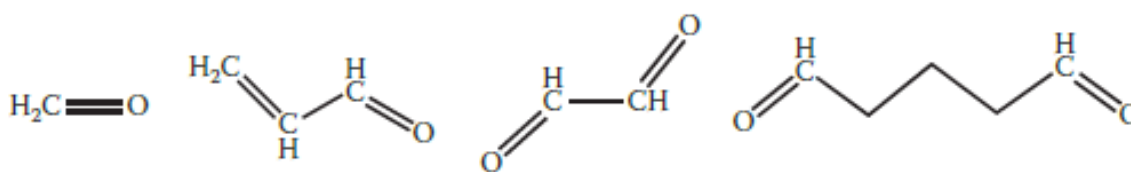


Figura 2.1.3.2.4 Formaldehído, acroleína, glioxal, glutaraldehído respectivamente.

El formaldehído cuando reacciona con el H<sub>2</sub>S forma 1,2,3-tritiano y agua (Figura 2.1.3.2.5). Las aplicaciones del formaldehído son limitadas debido a que se trata de un compuesto cancerígeno.

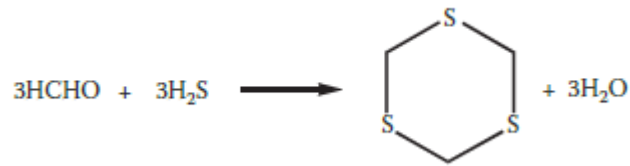


Figura 2.1.3.2.5 Reacción del formaldehído con  $\text{H}_2\text{S}$

Los productos de reacción son sólidos insolubles en agua lo que puede producir problemas operacionales, esto es una característica general del uso de aldehídos como secuestrantes de sulfuro de hidrógeno. Cuanto mayor sea el tamaño del aldehído, mayor será la fracción que se repartirá en la fase líquida del hidrocarburo. La velocidad de reacción es baja a temperaturas bajas. Otra característica de este tipo de secuestrantes es que no eleva el pH del agua de producción como si lo hacen los productos de reacción de las aminas o la triazina, de esta forma se previene la formación de incrustaciones de carbonatos y disminuye la tendencia de emulsión.

La Acroleína es un secuestrante de sulfuro muy efectivo pero su implementación no es común ya que tiene una elevada toxicidad y problemas de manipulación.

Un beneficio adicional de los aldehídos es que pueden ser utilizados como biocidas para eliminar bacterias sulfato reductoras y de esta forma prevenir la formación de  $\text{H}_2\text{S}$ .

### Triazinas

Son producidas por reacciones entre alcanolaminas y formaldehídos, se caracterizan por tener baja toxicidad y ser biodegradables, pero pueden contener pequeñas cantidades de formaldehído libre.

Las triazinas más utilizadas en la actualidad son solubles en agua y obtenidas a partir de la reacción de alcanolaminas y/o metilamina con formaldehído.

Una desventaja de este tipo de secuestrante es que contienen grupos aminos terciarios que son básicos en soluciones acuosas, lo que produce un aumento del pH del agua. Un aumento del pH produce la formación de incrustaciones de carbonato de calcio, para mitigar este efecto se puede tratar con un inhibidor de incrustaciones de carbonato.

La triazina reacciona con mayor velocidad que los aldehídos y puede disminuir la concentración de  $\text{H}_2\text{S}$  a menos de 5 ppm para concentraciones iniciales menores a 100 ppm, además puede reaccionar con iones  $\text{HS}^-$ .

La reactividad está relacionada con el pH, dando mayor eficiencia a altos valores de pH. Sin embargo, si aumenta el tiempo de contacto entre el secuestrante y el  $\text{H}_2\text{S}$ , incluso a pHs bajos, aumenta significativamente la conversión de  $\text{H}_2\text{S}$ . En sistemas ácidos, duplicar el tiempo de contacto implica duplicar el  $\text{H}_2\text{S}$  convertido.

Son inyectadas con agua o con soluciones de metanol y agua, se puede regenerar a partir de un tratamiento con una base acuosa caliente pero este proceso no es económico en la práctica

La estructura de algunas de las triazinas más utilizadas se observan en la Figura 2.1.3.2.6.

En la Figura 2.1.3.2.7 se muestra la reacción entre la Hexahidro – 1,3,5,-tri(Hidroxietil)-s- triazina y  $\text{H}_2\text{S}$ , en cada etapa de la reacción se producen 2 amino etanol como producto.

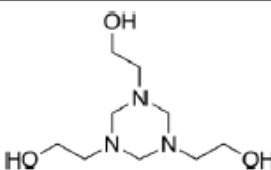
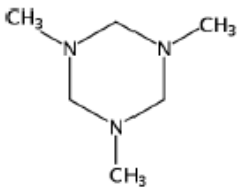
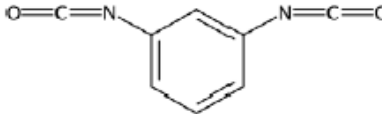
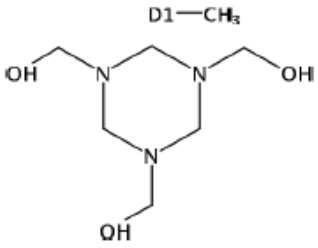
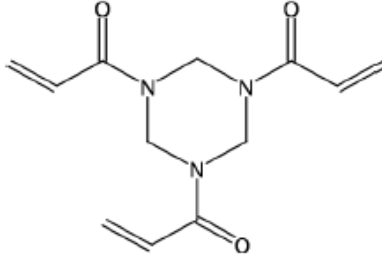
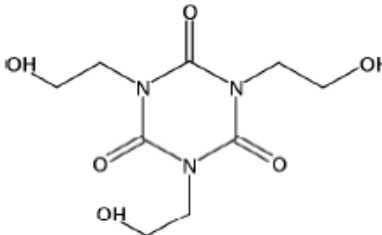
Compound Name	Structure
Hexahydro-1,3,5-tris(hydroxyethyl)-s-triazine (CAS# 4719-04-4)	
1,3,5-Trimethyl-1,3,5-triazinane (CAS# 108-74-7)	
1,3-Diisocyanatomethylbenzene (CAS# 26471-62-5)	
1,3,5-Triazine-1,3,5(2H,4H,6H)trimethanol (CAS# 79876-19-0)	
1,3,5-Triacryloylaminohexahydro-s-triazine (CAS# 959-52-4)	
1,3,5-Tris(2-hydroxyethyl)-1,3,5-triazine-2,4,6(1H,3H,5H)-trione (CAS# 839-90-7)	

Figura 2.1.3.2.6 Estructura de algunas de las triazinas más utilizadas.

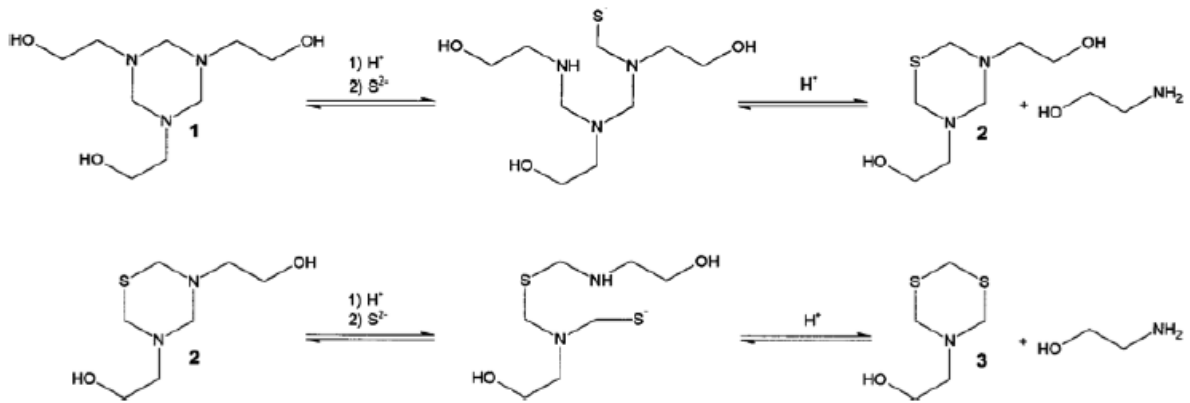


Figura 2.1.3.2.7 reacción entre la Hexahidro-1,3,5-tri(Hidroxietil)-s- triazina y H<sub>2</sub>S.

### 2.1.3.3 Tipos de secuestrante

#### Secuestrantes sólidos

Como los secuestrantes sólidos no pueden ser inyectados, solo pueden ser utilizados en plantas de tratamiento de gas ácido. Una gran desventaja de este tipo de secuestrantes es el potencial para el depósito de sulfuros de metal debido a la presencia de metales solubles en el fluido (Zn, Pb y Fe).

Son principalmente aplicados en condiciones con altas temperaturas y concentraciones de H<sub>2</sub>S.

#### Secuestrantes solubles en agua

Los secuestrantes solubles en agua son los más utilizados para temperaturas por debajo de los 200°C. El bajo costo y la elevada velocidad de reacción hacen que sea una de las opciones más atractivas a la hora de eliminar el sulfuro de hidrógeno.

La separación del secuestrante de la corriente de hidrocarburo se produce con facilidad debido a la solubilidad y la diferencia de densidades, por lo que se trata de un proceso de remoción de H<sub>2</sub>S con una muy pequeña o ninguna interferencia con los tratamientos de refinación downstream.

El secuestrante de sulfuro de hidrógeno comúnmente utilizado es la triazina. Otro tipo de secuestrantes solubles en agua son los productos a base de nitrógeno, compuestos a base de aldehídos y químicos no nitrogenados.

### **Secuestrantes solubles en petróleo**

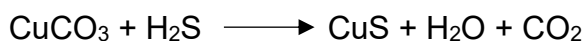
Este tipo de secuestrantes son los más adecuados cuando la tolerancia hidrocarburo-agua posee problemas y se trabaja a temperaturas moderadas. Se trata principalmente de compuestos basados en aminas, carboxilatos de zinc y aminas de mayor peso molecular (metoxipropilamina) que operan más eficientemente que los aditivos solubles en agua.

La reacción del secuestrante con el sulfuro de hidrógeno es irreversible y forma productos estables. Son seleccionados para crudos pesados y residuos.

#### **2.1.3.4 Otros secuestrantes de H<sub>2</sub>S utilizados en la industria**

##### **Compuestos de cobre**

Los compuestos de cobre, especialmente carbonato de cobre, han sido utilizados en las operaciones de perforación para remover H<sub>2</sub>S. Cuando se dosifica en lodos a base de agua el H<sub>2</sub>S precipitará como un sulfuro de cobre insoluble de acuerdo con la siguiente reacción:



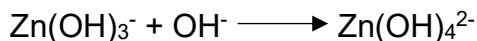
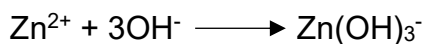
A pesar de que las pruebas realizadas demostraron que la reacción con sulfuro es muy rápida y eficiente, es poco práctico utilizarlo como un pretratamiento durante operaciones de perforación ya que el cobre puede depositarse sobre cualquier material ferrítico y formar una celda corrosión.

Se puede concluir que los compuestos de cobre pueden ser utilizados para remover sulfuro de hidrógeno en lugares en los que no haya contacto con ningún material ferrítico.

##### **Compuestos de Zinc**

El H<sub>2</sub>S se puede remover mediante la adición de químicos que contienen compuestos de zinc como óxido de zinc (ZnO), carbonato de zinc (ZnCO<sub>3</sub>) y carbonato básico de zinc (Zn<sub>5</sub>(OH)<sub>6</sub>(CO<sub>3</sub>)<sub>2</sub>). La solubilidad del ZnO y ZnCO<sub>3</sub> incrementa rápidamente ya sea a alto pH o bajo pH debido a la naturaleza anfótera de los compuestos de zinc.

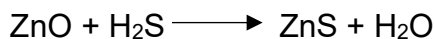
Si el pH de los lodos es mayor que 11 (como ocurre generalmente en la práctica) se forman iones de hidróxido de zinc que incrementan la solubilidad del carbonato de zinc.



Debido a este fenómeno un secuestrante de zinc puede disolverse completamente a altos pH en lodos produciendo altas concentraciones de zinc o iones de hidróxido de zinc para precipitaciones de sulfuros, esto hace que los secuestrantes a base de zinc sean eficientes.

Sin embargo, elevadas dosificaciones de secuestrantes a base de zinc pueden causar efectos perjudiciales para la reología de los lodos, floculación y pérdida de fluidez.

El óxido de zinc también puede ser utilizado como sólido en procesos de lecho seco para la remoción de  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{COS}$ ,  $\text{CS}_2$  y mercaptanos. Para temperaturas cercanas a  $300^\circ\text{C}$  la concentración de  $\text{H}_2\text{S}$  puede ser cercana a 1 ppm, la reacción de secuestro es la siguiente:



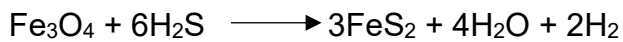
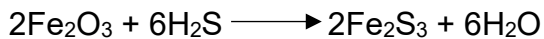
La gran desventaja de este proceso es que no es posible regenerar el óxido de zinc en el lugar, la superficie activa disminuye apreciablemente por sinterizado. La resistencia mecánica del lecho seco es perdida debido a la formación de polvo fino que resulta en una gran caída de presión en la operación. Estos problemas operativos y la disposición del sulfuro de zinc son una gran limitante a la hora de utilizar este tipo de proceso.

### **Compuestos de hierro**

Los únicos secuestrantes a base de hierro utilizados son los óxidos de hierro. Los mecanismos de reacción entre los óxidos de hierro y los sulfuros generan la formación de varios compuestos hierro-sulfuro que involucran cambios en el estado de oxidación, precipitación o una combinación de ambos.

El secuestrante más utilizado de óxidos de hierro es la esponja de hierro, este proceso se aplica a corrientes ácidas de gas con bajas concentraciones de H<sub>2</sub>S (300 ppm) operando con presiones bajas a moderadas (50 – 500 psig).

Los óxidos de hierro se mezclan con virutas de madera para formar un material que puede reaccionar con el H<sub>2</sub>S del gas. Las virutas sirven como un agente esponjoso que permite el paso fácil de gas y provee área para el contacto del óxido de hierro con el gas.



El proceso de esponja de hierro provee una remoción completa de concentraciones de sulfuro de hidrógeno sin remover el dióxido de carbono, es decir que se trata de un proceso selectivo. Se trata de un proceso que requiere poca inversión y es efectivo para distintas presiones de operación.

Sin embargo, el proceso cuenta con algunas desventajas: se puede producir la formación de hidratos cuando es operado a altas presiones y con determinadas temperaturas, puede remover el etil mercaptano (agregado al gas como odorizante), requiere de una instalación duplicada, o en su defecto, de la interrupción del caudal del gas que se procesa.

## CAPÍTULO 3: Sección experimental

### 3.1 Yacimiento El Mangrullo

El Área El Mangrullo (EMA) se encuentra en el centro este de la provincia de Neuquén, aproximadamente a 50 km al N.O. de las ciudades de Cutral Co y Plaza Huincul y a 150km de Neuquén capital, lindando al Norte con el Río Neuquén, se accede por la Ruta Provincial N.º 10 (Figura 3.1.1).

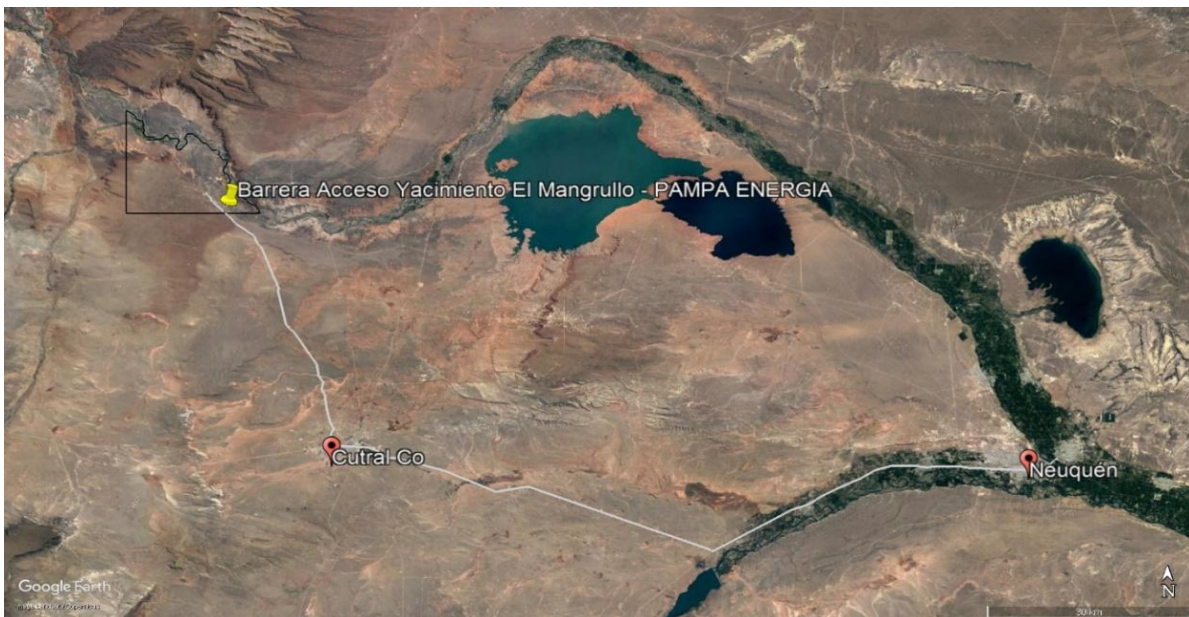


Figura 3.1.1 Ubicación de yacimiento El Mangrullo.

Inició su funcionamiento en el año 2006 comenzando con la producción de gas sobre una superficie de 145 km<sup>2</sup>. El Mangrullo es administrado por el Ente Autárquico Intermunicipal de Cutral Có y Plaza Huincul.

Desde el año 2016 la operadora Pampa Energía se encarga de la producción del yacimiento, logrando aumentar desde ese momento hasta la actualidad la capacidad instalada de procesamiento y la producción en un 200%. En la actualidad se procesa, comprime y transporta 9,5 MMm<sup>3</sup>/día. El gas natural producido es de formación Tight y Vaca Muerta.

En la Figura 3.1.2 se presenta una vista satelital de la planta de tratamiento de gas (PTG) del yacimiento EMA, los valores de capacidad no se encuentran actualizados al año 2026.



Figura 3.1.2 vista satelital PTG EMA.

### 3.1.1 Pozo M-1019

El pozo seleccionado para realizar el ensayo de secuestrante de sulfuro de hidrógeno es el M-1019. Este pozo se ubica en la zona central del yacimiento EMA, como se observa en la Figura 3.1.1.1

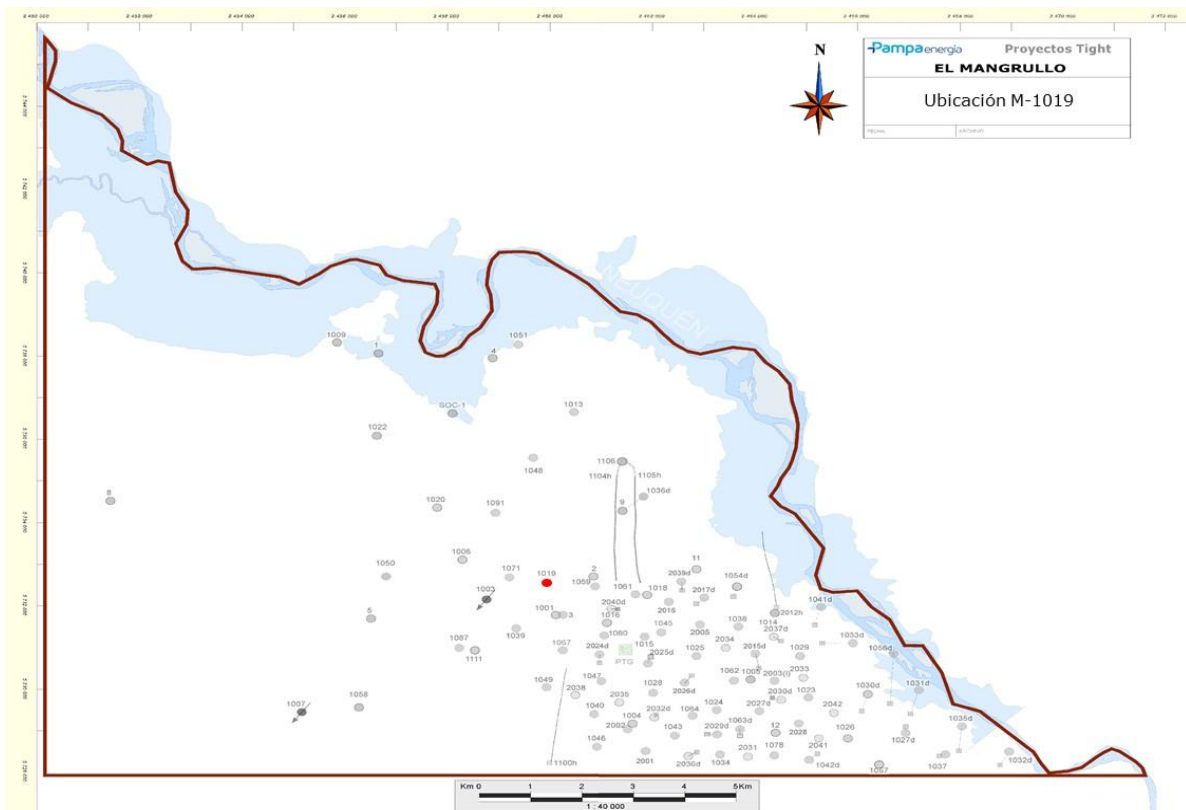


Figura 3.1.1.1 Ubicación de pozo M-1019.

La salida de la boca del pozo M-1019 (Figura 3.1.1.3) es dirigida por una línea de conducción de 4" ASTM A53 Grado "B" hacia el colector de campo 3 (CC-03) (Figura 3.1.1.4) donde luego es derivado hacia la PTG. La Figura 3.1.1.2 es una vista satelital de la línea de conducción desde la boca del pozo hasta el CC-03 y finalmente a la PTG.





*Figura 3.1.1.4 Ingreso línea de conducción M-1019 a CC-03.*

### **3.1.1.1 Curva de producción M-1019**

El pozo M-1019 es un pozo con un potencial de producción de 45.000 m<sup>3</sup>/día, mientras que el promedio de producción del pozo es de 42.000 m<sup>3</sup>/día. En la Figura 3.1.1.1.1 se puede observar la curva de producción del pozo desde el 1 de noviembre de 2023 hasta el 6 de febrero de 2024.

Adicionalmente en la Figura 3.1.1.1.2 se presenta la telemetría del pozo, en el mismo periodo, con datos cada 4 horas de caudal instantáneo, presión instantánea de boca de pozo, presión de línea y temperatura de línea. El pozo M-1019 es un pozo que produce en baja presión, la temperatura de línea promedio es de 34,21 °C.

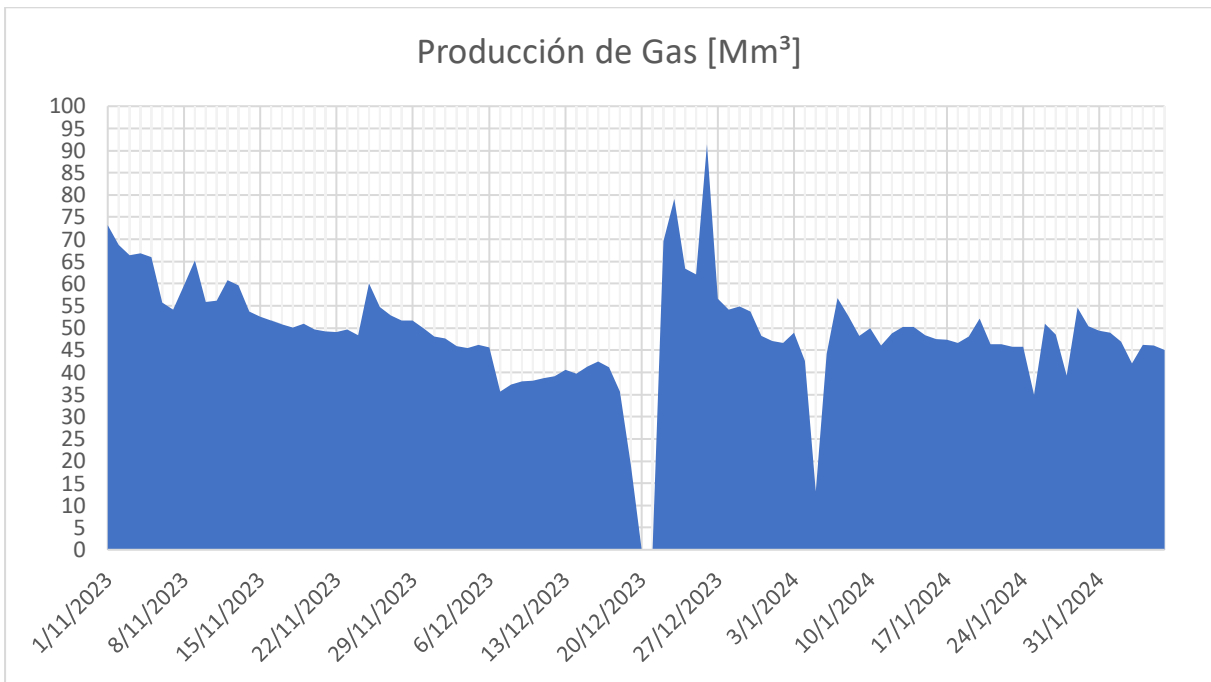


Figura 3.1.1.1.1 Caudales de producción M-1019.

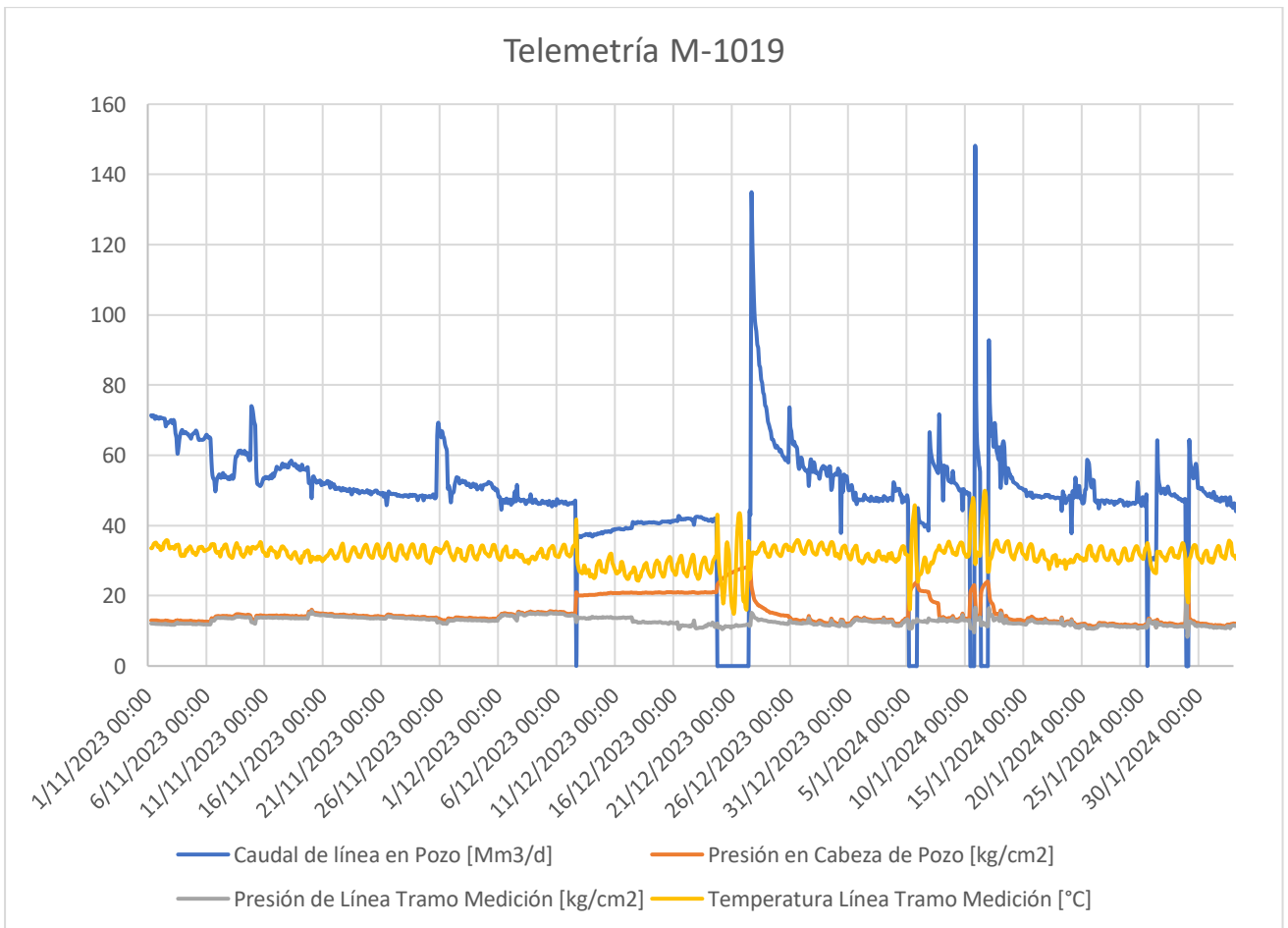


Figura 3.1.1.1.2 Telemetría M-1019.

### 3.1.1.2 Cromatografía M-1019

La cromatografía vigente realizada el 28/09/2023 del M-1019 (Tabla 9) indica que la composición del gas natural producido es principalmente 94,36% molar de metano, 3,44% molar etano, presenta trazas de hidrocarburos más pesados y otros compuestos en menor cantidad como nitrógeno y dióxido de carbono.

**Tabla 9** Cromatografía pozo M-1019 realizada el 28/09/2023.

M-1019	
Componente	Porcentaje (%)
N <sub>2</sub>	0,359
O <sub>2</sub>	0,000
CO <sub>2</sub>	0,102
C <sub>1</sub>	94,362
C <sub>2</sub>	3,444
C <sub>3</sub>	0,947
I-C <sub>4</sub>	0,189
N-C <sub>4</sub>	0,244
I-C <sub>5</sub>	0,103
N-C <sub>5</sub>	0,058
C <sub>6</sub>	0,103
C <sub>7</sub>	0,056
C <sub>8</sub>	0,021
C <sub>9</sub>	0,012
C <sub>10</sub>	0
Total	100

### 3.1.1.3 Producción de agua M-1019

El M-1019 es un pozo con carga líquida, en promedio produce 0,132 m<sup>3</sup>/día (132,4 lt/día) de agua. En la Figura 3.1.1.3.1 se puede observar la curva de producción de agua del pozo desde el año 2023.

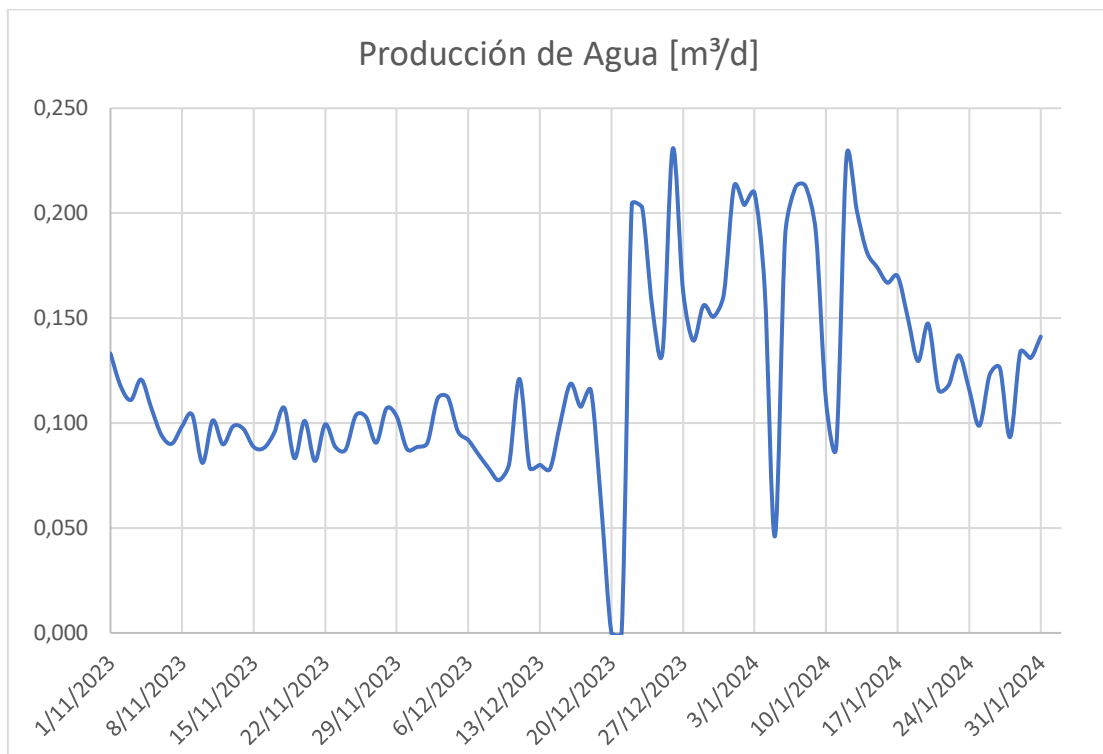


Figura 3.1.1.3.1 Curva de producción de agua pozo M-1019.

#### 3.1.1.4 Mediciones históricas H<sub>2</sub>S M-1019

En la Figura 3.1.1.4.1 y en la Tabla 10 se presentan los valores de H<sub>2</sub>S medidos para el pozo M-1019 desde el año 2020 hasta la última realizada en 2023, es importante mencionar que las mediciones no se realizan con una frecuencia determinada.

No se observa una tendencia estable en la producción de sulfuro de hidrógeno, pero en la gran mayoría de los casos presenta valores mayores a 2 ppm (límite de especificación). Es importante aclarar que los datos de cromatografía y concentración de sulfuro de hidrógeno se presentan por separado ya que se realizan con técnicas de medición diferentes.



Figura 3.1.1.4.1 Concentración H<sub>2</sub>S pozo M-1019.

**Tabla 10** Concentración histórica H<sub>2</sub>S pozo M-1019.

<b>M-1019</b>	
<b>Fecha</b>	<b>Contenido H<sub>2</sub>S (ppm)</b>
17/1/2020	3
24/4/2020	3
22/5/2020	4
14/8/2020	2
23/10/2020	2
6/8/2021	5
18/1/2022	10
8/4/2022	4
27/5/2022	2
22/7/2022	5
13/8/2022	20
4/9/2022	2
28/11/2022	7,5
3/12/2022	7
21/11/2023	6
15/2/2023	8
9/5/2023	8
21/7/2023	4
8/9/2023	5,5
1/11/2023	7
18/11/2023	9
5/12/2023	8
9/1/2024	9

### **3.1.1.5 Condiciones operativas actuales**

Al momento de comenzar el ensayo, el pozo M-1019 se encontraba produciendo en las condiciones detalladas en la Tabla 11.

**Tabla 11** Condiciones operativas actuales M-1019.

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Caudal promedio	45.000 Sm <sup>3</sup> /día
Presión Boca de Pozo	10,26 kg/cm <sup>2</sup>
Presión Línea	9,73 kg/cm <sup>2</sup>
Temperatura Boca de Pozo	29°C
Temperatura Línea	35,42°C
[H <sub>2</sub> S]	9 ppm
Producción de agua	0,113 m <sup>3</sup> /d

Los caudales de producción de gas, la carga líquida del pozo, el contenido de H<sub>2</sub>S, la presión y temperatura hacen que este pozo reúna las características para desarrollar los potenciales problemas relacionados con sulfuro de hidrógeno que se mencionaron.

Se seleccionó el pozo M-1019 para ensayar el secuestrante de H<sub>2</sub>S propuesto.

## **3.2 Materiales**

### **3.2.1 Producto químico secuestrante H<sub>2</sub>S**

El producto secuestrante de sulfuro de hidrógeno en cuestión puede ser utilizado en:

- Shale oil
- Petróleo convencional
- Petróleo no convencional
- Producción mixta
- Onshore
- Offshore

#### **3.2.1.1 Características**

El producto químico se trata de un secuestrante no regenerativo, en estado líquido a temperatura ambiente, se puede dosificar al flujo multifásico y está especialmente diseñado para aplicación en sistemas con tiempos cortos de residencia.

La dosificación del secuestrante no rehidrata sistemas de gas seco y no produce la formación de sólidos que puedan depositarse sobre la superficie, a diferencia de los aldehídos, por ejemplo. Estas características son muy favorables ya que no generan consecuencias operativas en los distintos procesos aguas abajo.

Posee una rápida velocidad de reacción comparado con secuestrantes tradicionales solubles en petróleo y solubles en agua, debido a la presencia de una sal ácida orgánica sinergista que lo hace un secuestrante de H<sub>2</sub>S superior.

Otra gran ventaja del secuestrante a ensayar, como se mencionó, es la amplia variedad de sistemas en el que se puede aplicar: sistemas de producción de gas con elevada, baja y nula carga líquida (salmueras) o sistemas con un 100% de petróleo.

El rango de temperaturas en el que se puede utilizar sin afectar el rendimiento es muy amplio, desde 20°C (68°F) a más de 225°C (437°F).

### 3.2.1.2 Propiedades

En la Tabla 12 se muestran las propiedades del secuestrante de sulfuro:

**Tabla 12** Propiedades del secuestrante de H<sub>2</sub>S.

Propiedades	
Gravedad específica a 15.6°C (60°F)	1.075
Densidad típica a 15.6°C (60°F)	1073 kg/m <sup>3</sup>
Punto flash	46.1°C
Punto de fluidez	< -40°C
Viscosidad a 15.6°C (60°F)	24.3 cp
Viscosidad a -1.11°C (30°F)	70 cp

### 3.2.1.3 Compatibilidad con materiales

Compatible:

- Metales: aluminio, acero dulce, acero inoxidable.
- Plásticos: polietileno, polipropileno, teflón, PVC.
- Elastómeros: Buna N, VITON.

No compatible:

- Metales: Cobre
- Plásticos: polietileno linear.
- Elastómeros: Neopreno, CSM, EPDM.

Nota: la compatibilidad con los materiales fue verificada bajo condiciones específicas de laboratorio (60°C).

## 3.2.2 Ampollas Dräger

### 3.2.2.1 ¿Qué es una ampolla Dräger?

Es un vial de vidrio que contiene una preparación química que reacciona con la sustancia medida cambiando de color (Figura 3.2.2.1.1). Para alcanzar su vida útil normal de 2 años, las puntas del tubo están fundidas en ambos extremos. De esta manera, el vial constituye un envase inerte para el sistema reactivo.

La mayoría de los tubos Dräger están marcados con una escala en unidades de ppm o en porcentaje de volumen, la extensión de la decoloración indica la concentración de la sustancia medida.

La escala impresa permite la lectura directa de la concentración. De este modo, no es necesaria la calibración por parte del usuario.

La extensión de la decoloración no se corresponde con la concentración como medida directa, sino que es, una medida de la reacción de la masa del contaminante del aire con el contenido del tubo Dräger.



Figura 3.2.2.1.1 Ampollas Dräger para medición  $H_2S$  en rango 0,2 a 5 ppm.

### **3.2.2.2 Fundamento básico**

La base de cualquier tubo Dräger de lectura directa es la reacción química de la sustancia medida con los productos químicos del preparado de llenado. Puesto que esta reacción conlleva una decoloración, los tubos Dräger también se conocen como sensores químicos colorimétricos. La conversión de sustancias en los tubos Dräger es proporcional a la masa del gas de reacción. Por lo general, es posible indicar esta conversión de sustancias a través de la longitud de la decoloración.

### **3.2.2.3 Sistema de medición con tubos Dräger**

El sistema de medición de los tubos Dräger consta de un tubo Dräger y una bomba para tubos Dräger. Cada tubo Dräger contiene un sistema reactivo muy sensible que realiza lecturas precisas cuando las características técnicas de la bomba de detección de gases coinciden con precisión con la cinética de reacción del sistema reactivo en el tubo. Por lo tanto, una bomba de detección de gases debe proporcionar un volumen correcto y también un recorrido temporal de la muestra a través del tubo Dräger a la velocidad adecuada (características de succión). Se recomienda que los tubos detectores se utilicen con una bomba de detección de gases apropiada del mismo fabricante.

Los tubos Dräger de rango corto y las bombas para tubos Dräger se acoplan entre sí desde la fabricación. Forman una sola unidad. Si se utilizan otras bombas con los tubos de rango corto Dräger u otros tubos detectores de rango corto con las bombas para tubos Dräger, se podría perjudicar el funcionamiento adecuado del sistema de medición.

### **Bombas para tubos Dräger**

Las bombas para tubos Dräger pueden utilizarse para realizar mediciones de rango corto y para la toma de muestras. Las mediciones de rango corto son aquellas que se realizan in situ, es decir, la evaluación de las fluctuaciones de las concentraciones, mediciones de emisiones, mediciones en situaciones difíciles, etc.

Las siguientes bombas para tubos Dräger están disponibles para estas mediciones:

- Dräger accuro, bomba manual para tubos Dräger.
- Dräger X-act 5000, bomba automática para tubos Dräger con certificación Ex.

Para las mediciones del presente ensayo se utilizó una bomba para tubos Dräger accuro.

### **Bomba para tubos Dräger accuro**

La bomba para tubos Dräger accuro es una bomba de fuelle (Figura 3.2.2.3.1). Puede accionarse fácilmente con una mano, extrae 100 mL por embolada. Durante el proceso de medición, el cuerpo de la bomba (los fuelles) se presiona completamente, esto corresponde a una "embolada".



*Figura 3.2.2.3.1 Bomba para tubos Dräger accuro.*

Durante la embolada, el aire que contiene la cámara de la bomba sale hacia la válvula de escape. El proceso de succión se produce automáticamente una vez que se liberan los fuelles. La válvula de escape se cierra durante la fase de apertura de los fuelles, de manera que la muestra de gas fluye a través del tubo Dräger conectado hacia la bomba.

Una vez que el cuerpo de la bomba vuelve a su posición original, el proceso de succión finaliza. El final de la embolada es visible mediante una indicación de fin de embolada que se controla por presión, situada en la cabeza de la bomba. Los fuelles de la bomba Dräger accuro incorporan un mecanismo interno de tijera que realiza una compresión paralela de la bomba y el contador automático de emboladas que está integrado en la cabeza de la bomba registra el número de emboladas.

### Funcionalidad de las bombas para tubos Dräger

Para que los resultados de las mediciones sean precisos, es muy importante asegurarse de que la bomba funciona correctamente. En las bombas para mediciones de rango corto debe comprobarse, antes de cada medición, su capacidad de succión y que no presenten fugas, según el manual de instrucciones. Después de una medición de rango corto, se debe insuflar aire limpio en las bombas para limpiarlas efectuando varias emboladas sin que haya ningún tubo Dräger instalado en la bomba. De esta manera se purgan los productos de reacción de las bombas que se permanecen en los fuelles durante la reacción en el tubo.

### Inspección de la capacidad funcional bomba Dräger accuro

En la Figura 3.2.2.3.2 se muestra el procedimiento para inspeccionar la capacidad funcional de la bomba Dräger accuro.

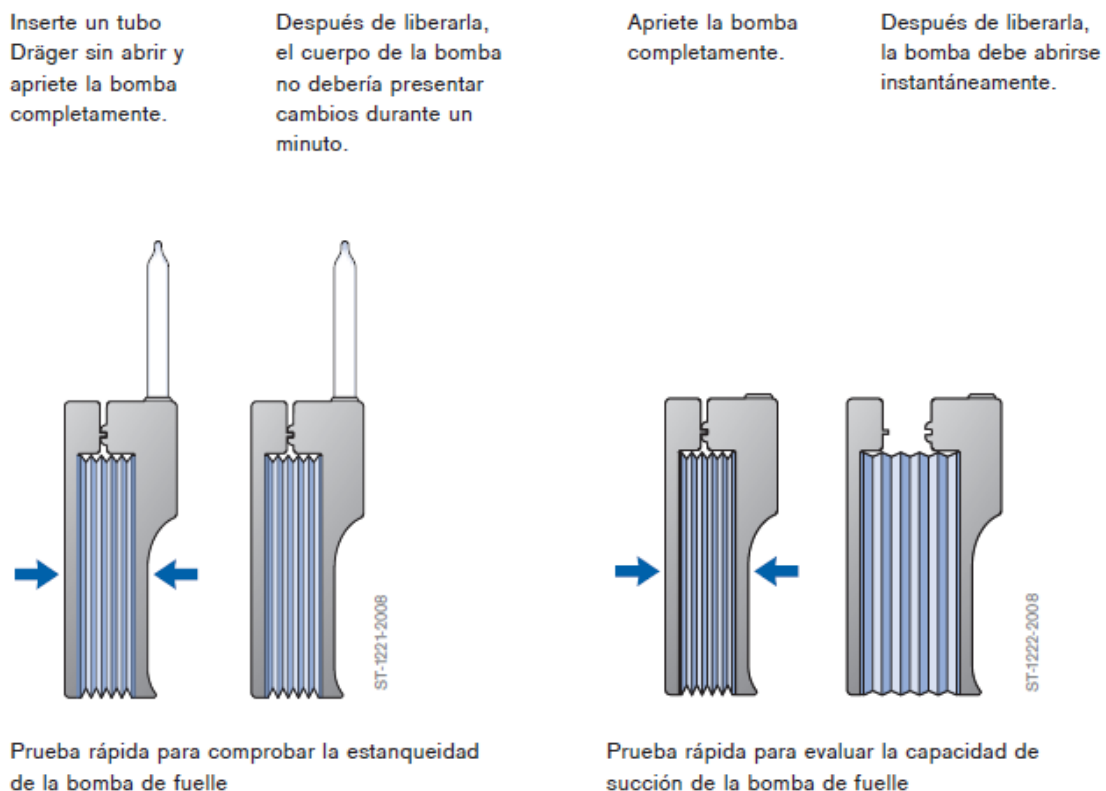
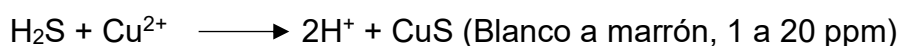


Figura 3.2.2.3.2 Procedimiento para inspeccionar la capacidad funcional de la bomba Dräger accuro.

### 3.2.2.4 Reacción con sulfuro de hidrógeno

Las reacciones de precipitación de sales metálicas son la base de los tubos de ácido

sulfhídrico. Las sales metálicas reaccionan con el ácido sulfhídrico y forman sulfuros metálicos ligeramente solubles. Se trata de una reacción iónica rápida con baja sensibilidad al caudal de flujo que pasa a través del tubo Dräger. Para que se produzca esta reacción, se necesita una pequeña cantidad de agua, por ejemplo, de humedad. Se detalla a continuación las reacciones comunes con H<sub>2</sub>S, los cambios de color que presentan en las ampollas y su rango de medición.



### 3.2.2.5 Directrices de uso

A continuación, se indican las directrices para interpretar la indicación:

- Observar el tubo de forma continua durante la medición.
- Evaluar la indicación inmediatamente después de la medición según las instrucciones de uso.
- Usar suficiente iluminación, evitar luz directa del sol.
- Ambiente luminoso.
- Comparar el resultado con un tubo sin usar.

Cuando se lee la concentración en un tubo con escala, pueden encontrarse tres situaciones diferentes (Figura 3.2.2.5.1):

- La indicación de color termina en un ángulo recto respecto al eje longitudinal del tubo.
- La indicación de color es oblicua al eje longitudinal del tubo.
- El final de la indicación de color se torna muy difuso.

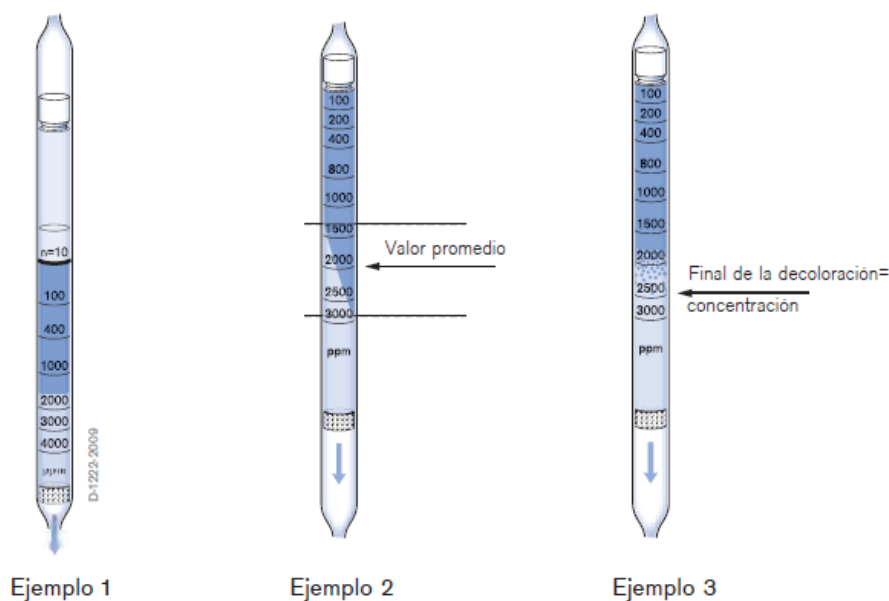


Figura 3.2.2.5.1 Diferentes casos de decoloración ampollas Dräger.

Cuando la indicación de color forma un ángulo recto con el eje longitudinal del tubo, la concentración puede leerse directamente con la escala (ejemplo 1).

Si la indicación de color es oblicua, se observa una decoloración a lo largo y a lo ancho, en este caso el promedio de las dos lecturas es el que indica la concentración (ejemplo 2).

Si la indicación se torna progresivamente difusa, puede que resulte difícil evaluar el final de la decoloración. En este caso, el borde final de la decoloración debe interpretarse en el punto en que es perceptible una débil decoloración (ejemplo 3) [21].

### 3.3 Ensayo de compatibilidad

Previo al inicio de la prueba, se realizó un ensayo de compatibilidad entre el producto químico secuestrante de  $H_2S$  y los productos dosificados en distintos tratamientos del área EMA.

#### 3.3.1 Materiales

Provistos por Pampa Energía:

- MX 4496 (Secuestrante de  $H_2S$ )
- MX 4505 (Biocida)
- MX 4730 (Biocida)

- MX 3520 (Inhibidor de incrustación)
- TEG Rico (Trietilenglicol)
- TEG Pobre

Provistos por la contratista:

- Secuestrante de H<sub>2</sub>S a ensayar

### **3.3.2 Procedimiento**

Para realizar la prueba de compatibilidad se mezcló el producto secuestrante de H<sub>2</sub>S con los distintos productos provistos por Pampa Energía.

Se utilizaron 3 ml de cada químico resultando en una relación del 50% con el secuestrante.

Obs: El ensayo de compatibilidad fue realizado por la empresa contratista.

### **3.3.3 Conclusiones ensayo de compatibilidad**

Los resultados del ensayo de compatibilidad no son publicados por ser propiedad de la empresa contratista. Pero la conclusión obtenida es que se recomienda la utilización del producto secuestrante de H<sub>2</sub>S en conjunto con los demás productos aplicados en el proceso de Pampa Energía.

## **3.4 Ensayo secuestrante de H<sub>2</sub>S**

La dosificación del producto se realizó mediante bomba dosificadora neumática en la línea de conducción a la salida de boca de pozo por medio de un dispositivo inyector extraíble (Figura 3.4.1). El dispositivo inyector permite dosificar el químico en el centro de la vena de la cañería de proceso logrando un mejor mezclado del químico en el fluido a tratar.

Se iniciará con un valor de dosis sugerido por la contratista en función de las condiciones operativas del pozo, luego se irá modificando de acuerdo con los resultados que se vayan obteniendo, con el objeto de lograr un valor de control para algunas variables monitoreadas, identificadas como KPIs, presentadas en detalle en la sección 3.4.6.

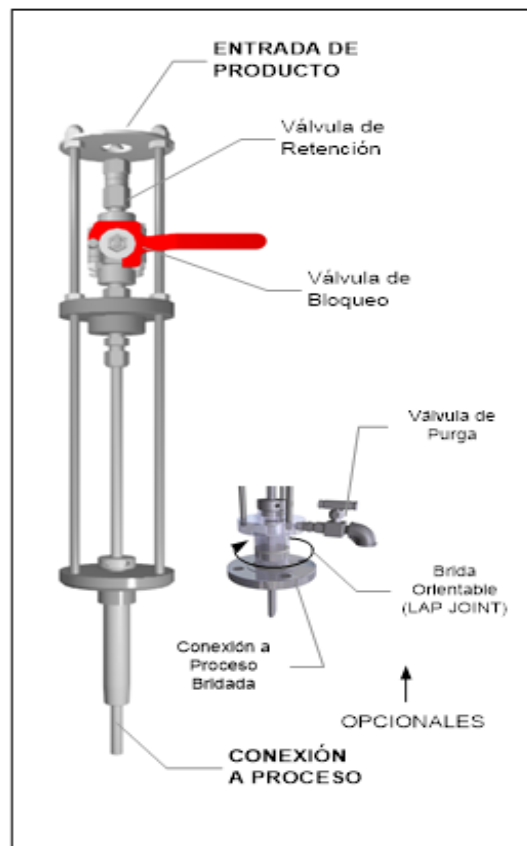


Figura 3.4.1 Dispositivo de inyección para dosificar producto químico a la línea de conducción.

### 3.4.1 Generalidades del ensayo

Para poder evaluar correctamente el desempeño del producto aplicado, el seguimiento se realizó de acuerdo con el esquema que se detalla a continuación:

1. Medición de H<sub>2</sub>S por medio de ampolla Dräger
2. En los primeros días con una frecuencia de tres mediciones diarias con un intervalo no menor a tres horas o mayor frecuencia en caso de considerarse necesario.
3. El punto para realizar las mediciones se ubica aguas arriba de la dosificación, en el ingreso de la línea del pozo M-1019 al colector CC-03.

### 3.4.2 Tiempo de ensayo

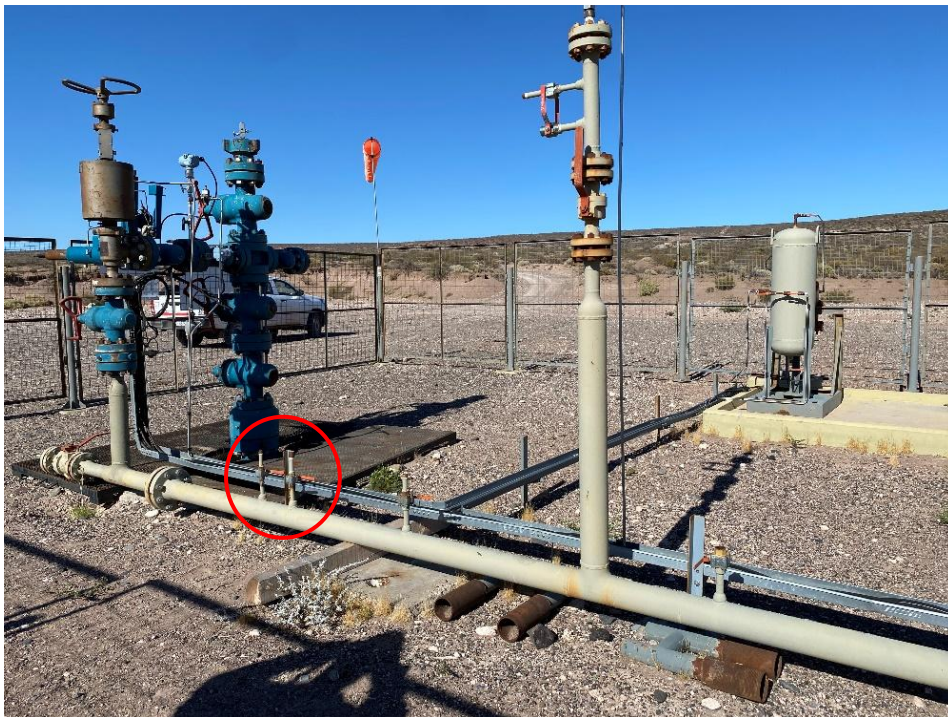
Se entiende como tiempo de ensayo al tiempo transcurrido desde el momento que el químico a evaluar es inyectado hasta la fecha convenida de finalización.

El ensayo puede finalizar antes por:

- Requerimiento de Pampa Energía.
- Cumplimiento de medición estable de los KPIs establecidos.

### 3.4.3 Lugar de inyección y medición

El punto de inyección se ubica a la salida de la boca de pozo (Figura 3.4.3.1).



*Figura 3.4.3.1 Ubicación de punto de inyección en M-1019.*

El punto de medición se ubica en el ingreso de la línea del pozo M-1019 al colector de campo CC-03 (Figura 3.4.3.2) aguas abajo de la inyección de secuestrante de  $H_2S$ .



*Figura 3.4.3.2 Ubicación de punto de medición en CC-03.*

La distancia entre el punto de aplicación y el punto de medición en el colector de campo es de 1.38 km.

### **3.4.4 Dosis inicial producto químico**

La dosis inicial de producto químico es un valor sugerido por la empresa proveedora del químico en función de las condiciones operativas del pozo previas al inicio del ensayo.

Se presenta un valor mínimo y un valor máximo expresado en lt/d de producto químico, esto se debe al desvío presente en las mediciones realizadas con ampollas Dräger.

- Secuestrante de H<sub>2</sub>S mínimo: 3,83 lt/d
- Secuestrante de H<sub>2</sub>S probable: 4,76 lt/d
- Secuestrante de H<sub>2</sub>S máximo: 5,50 lt/d

### **3.4.5 Procedimiento**

Una vez asegurada la funcionalidad de la bomba como se muestra en la Figura 3.2.2.3.2 se describen los pasos a seguir.

#### **3.4.5.1 Preparación de las ampollas**

- 1) Seleccionar la ampolla según la aplicación y rango que se vaya a necesitar.

- 2) Verificar fecha de vencimiento de la ampolla.
- 3) Abrir las ampollas utilizando el cortador Dräger. La ampolla debe estar abierta en sus dos extremos.
- 4) Colocar la ampolla con la flecha hacia la bomba

Periodo de vencimiento: Se debe respetar la fecha de vencimiento atento a que el uso de ampollas fuera de este plazo generara errores de medición por degradación del reactivo que se utiliza para la detección y medición del contenido de gas  $H_2S$ .

#### 3.4.5.2 Toma de muestra en punto de medición

- 1) Conectar la vejiga o bolsa para muestreo en el punto de medición (Figura 3.4.5.2.1).
- 2) Llenar la vejiga o bolsa con la muestra de gas.
- 3) Una vez completado el volumen de la vejiga o bolsa cerrar la válvula de entrada de la misma.
- 4) Extraer la vejiga o bolsa del punto de muestra.



Figura 3.4.5.2.1 Bolsa para muestreo de gases.

#### 3.4.5.3 Medición

- 1) Leer en la ampolla o en las instrucciones de uso de la misma el número de emboladas “n” para la correcta determinación de la ppm de  $H_2S$ .

- 2) Conectar vejiga o bolsa toma muestra al extremo del tubo Dräger.
- 3) Comprimir la bomba hasta el tope.
- 4) Liberar la bomba.
- 5) Cuando vuelva a verse el indicador, comprimir la bomba nuevamente.

Esto debe realizarse las “n” veces que indique la ampolla hasta que el número del contador de emboladas coincida.

- 6) Retirar el tubo usado y proceder a la lectura de la medición en ppm la que estará reflejada con la coloración característica de la ampolla (verificar el color a observar en el instructivo de la ampolla Dräger).
- 7) Limpiar la bomba sin la ampolla practicando algunas emboladas con aire limpio.

### **3.4.6 Parámetros de control**

#### **3.4.6.1 Definición de KPI – indicador para el ensayo**

El KPI define la variable que puede ser medible, cuantificable y utilizada para evaluar un proceso determinado.

#### **3.4.6.2 KPI para el ensayo**

Para este ensayo y según la especificación que requiere la operación del pozo, se describen los KPI a continuación:

- Concentración de H<sub>2</sub>S en gas en el punto de ingreso al colector de campo CC-03.
- Eficiencia de secuestro de H<sub>2</sub>S.
- Kg de H<sub>2</sub>S secuestrado vs producto químico aplicado en lt/d para dicho secuestro.
- Litros día de producto secuestrante de H<sub>2</sub>S aplicados.
- Costo del tratamiento por Kg de H<sub>2</sub>S secuestrado.

## CAPÍTULO 4: Resultados obtenidos

### 4.1 Resultados Obtenidos

A continuación, se exponen los resultados obtenidos del ensayo.

La Figura 4.1.1 y la Tabla 13 muestran las concentraciones de  $H_2S$  registradas tanto en los días previos como durante el periodo de prueba, comprendido entre los días 10/01/2024 y 06/02/2024.

Tal como se indicó previamente, entre los días 10/01/2024 y 19/01/2024 se realizó un muestreo intensivo, con una frecuencia de tres mediciones diarias a las 08:00, 12:00, y 16:00 horas. Posteriormente, la frecuencia de muestreo se redujo a una medición cada dos días.

Cabe destacar que, debido a las políticas de confidencialidad y seguridad establecidas por Pampa Energía, no se permitió la toma ni la publicación de registros fotográficos durante la ejecución del ensayo.

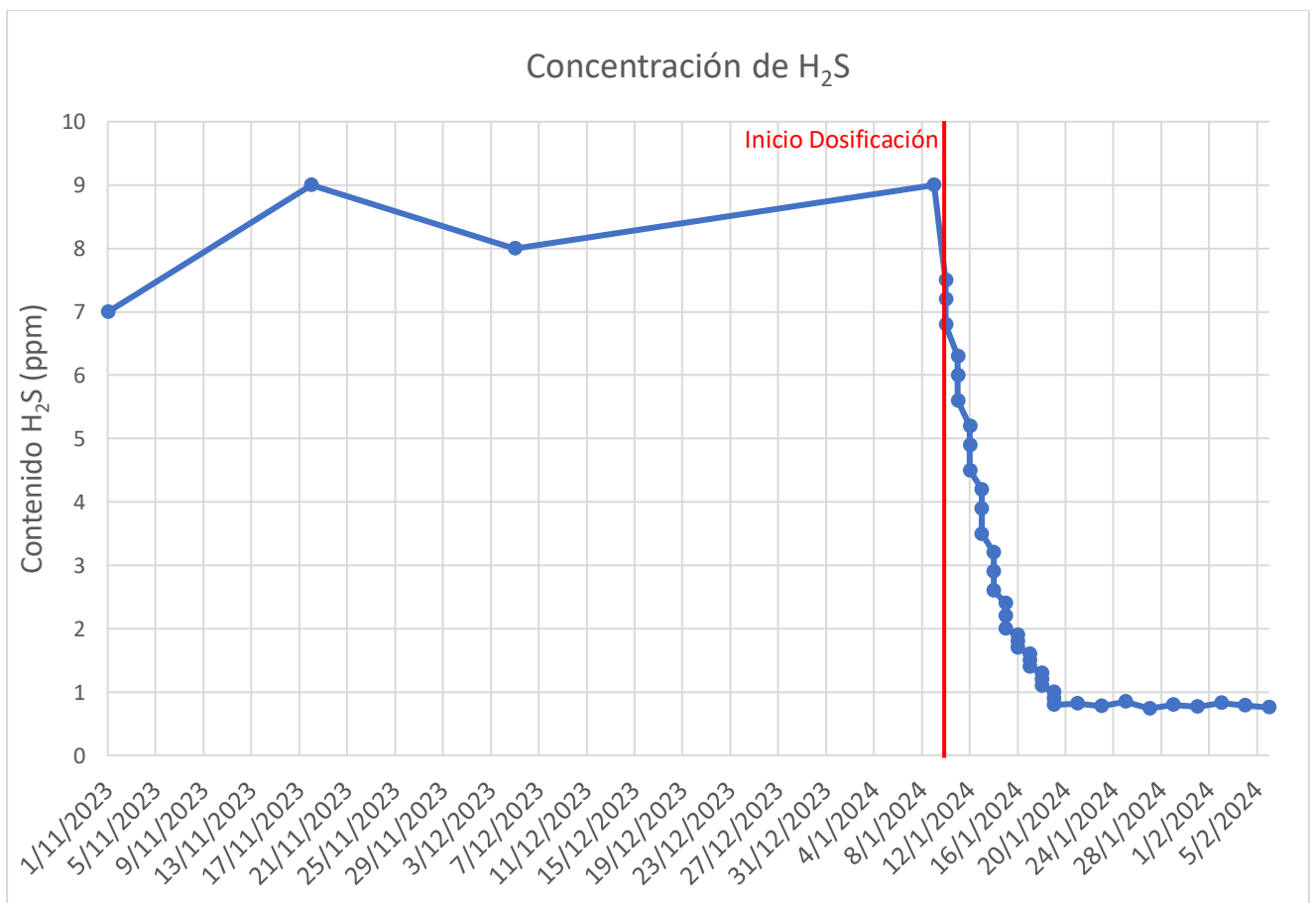


Figura 4.1.1 Concentración  $H_2S$  pozo M-1019.

**Tabla 13** Contenido de H<sub>2</sub>S y consumo de secuestrante.

<b>M-1019</b>		
<b>Fecha</b>	<b>Contenido H<sub>2</sub>S (ppm)</b>	<b>Consumo Secuestrante (L/d)</b>
1/11/2023	7	0
18/11/2023	9	0
5/12/2023	8	0
9/1/2024	9	0
10/1/2024	7,5	5,48
10/1/2024	7,2	5,48
10/1/2024	6,8	5,48
11/1/2024	6,3	5,36
11/1/2024	6	5,36
11/1/2024	5,6	5,36
12/1/2024	5,2	5,27
12/1/2024	4,9	5,27
12/1/2024	4,5	5,27
13/1/2024	4,2	5,15
13/1/2024	3,9	5,15
13/1/2024	3,5	5,15
14/1/2024	3,2	5,13
14/1/2024	2,9	5,13
14/1/2024	2,6	5,13
15/1/2024	2,4	5
15/1/2024	2,2	5
15/1/2024	2	5
16/1/2024	1,9	5
16/1/2024	1,8	5
16/1/2024	1,7	5
17/1/2024	1,6	4,85
17/1/2024	1,5	4,85
17/1/2024	1,4	4,85
18/1/2024	1,3	4,85
18/1/2024	1,2	4,85
18/1/2024	1,1	4,85
19/1/2024	1	4,85
19/1/2024	0,9	4,85
19/1/2024	0,8	4,85
21/1/2024	0,82	4,76

23/1/2024	0,78	4,76
25/1/2024	0,85	4,76
27/1/2024	0,74	4,76
29/1/2024	0,8	4,76
31/1/2024	0,77	4,76
2/2/2024	0,83	4,76
4/2/2024	0,79	4,76
6/2/2024	0,76	4,76

En la figura 4.1.2 se presenta la evolución del consumo diario de secuestrante de H<sub>2</sub>S expresado en litros por día (L/d), junto con la correspondiente capacidad de remoción, definida como la relación entre la disminución de concentración de H<sub>2</sub>S y el volumen de producto inyectado (ppm/L).

De acuerdo con las recomendaciones de la compañía responsable de la ejecución del ensayo, se estableció una dosis inicial de 5,48 L/d. A medida que avanzó la prueba y en función de los resultados obtenidos, dicha dosificación fue ajustada progresivamente hasta alcanzar un valor óptimo de 4,76 L/d, en la cual se evidenció un desempeño técnico-económico favorable.

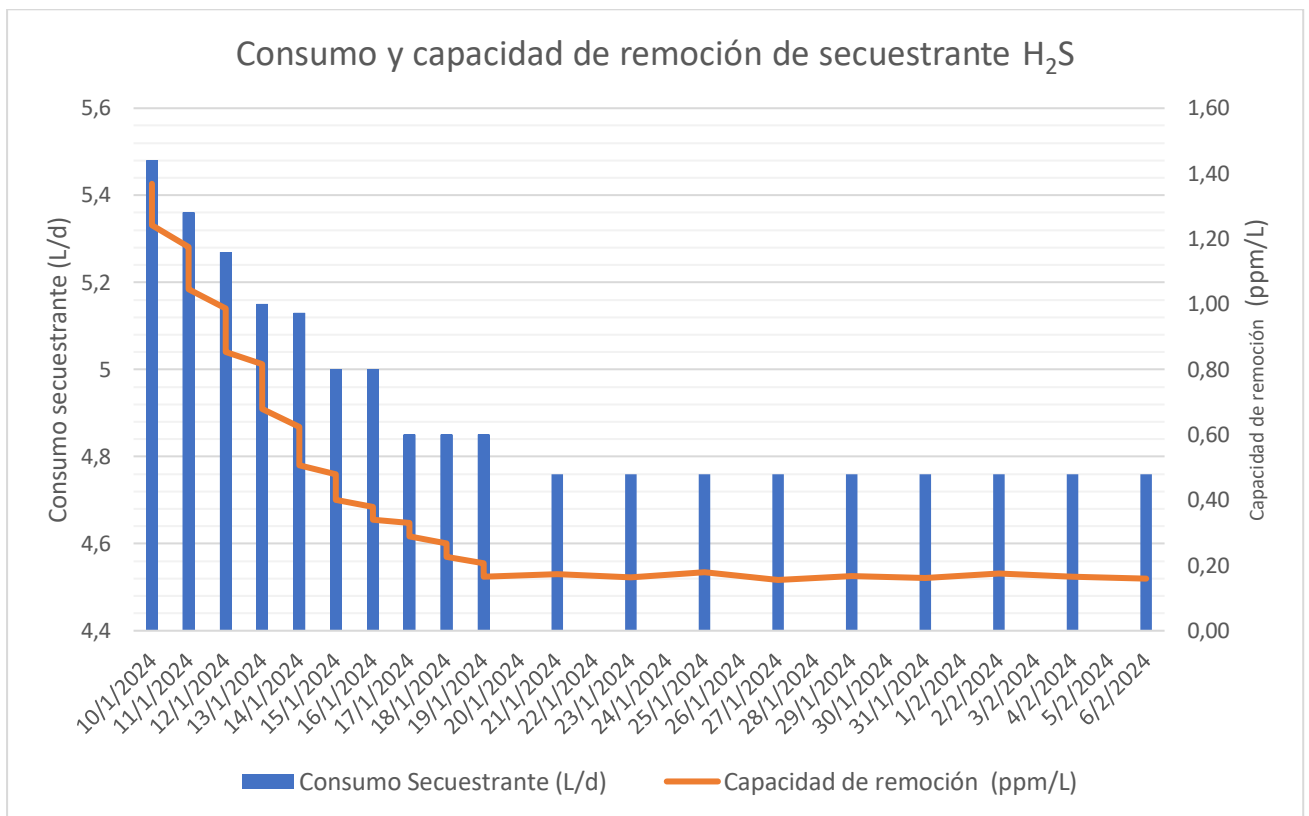


Figura 4.1.2 Consumo y capacidad de remoción de secuestrante de H<sub>2</sub>S.

## 4.2 Discusión de los resultados

### 4.2.1 Rendimiento del secuestrante de H<sub>2</sub>S

Tal como se mencionó en el análisis previo al tratamiento, el pozo M-1019 producía gas agrio con concentraciones de sulfuro de hidrógeno altamente variables, sin evidenciar una tendencia natural a la disminución y manteniéndose por encima del límite de especificación (<2 ppm). Este comportamiento sugiere que la remoción depende exclusivamente de la intervención química.

Como se observa en la Figura 4.2.1.1, en el inicio del tratamiento (10/1/2024) con una dosis de 5,48 L/d, la concentración disminuye de 7,5 ppm a 6,8 ppm. Esta reducción inicial demuestra una respuesta inmediata del sistema, aunque no instantánea. Esto sugiere que, en la etapa inicial, la mezcla entre el gas y el agente químico no es completamente homogénea, requiriéndose un tiempo de contacto suficiente para que la reacción de remoción se desarrolle de manera efectiva.

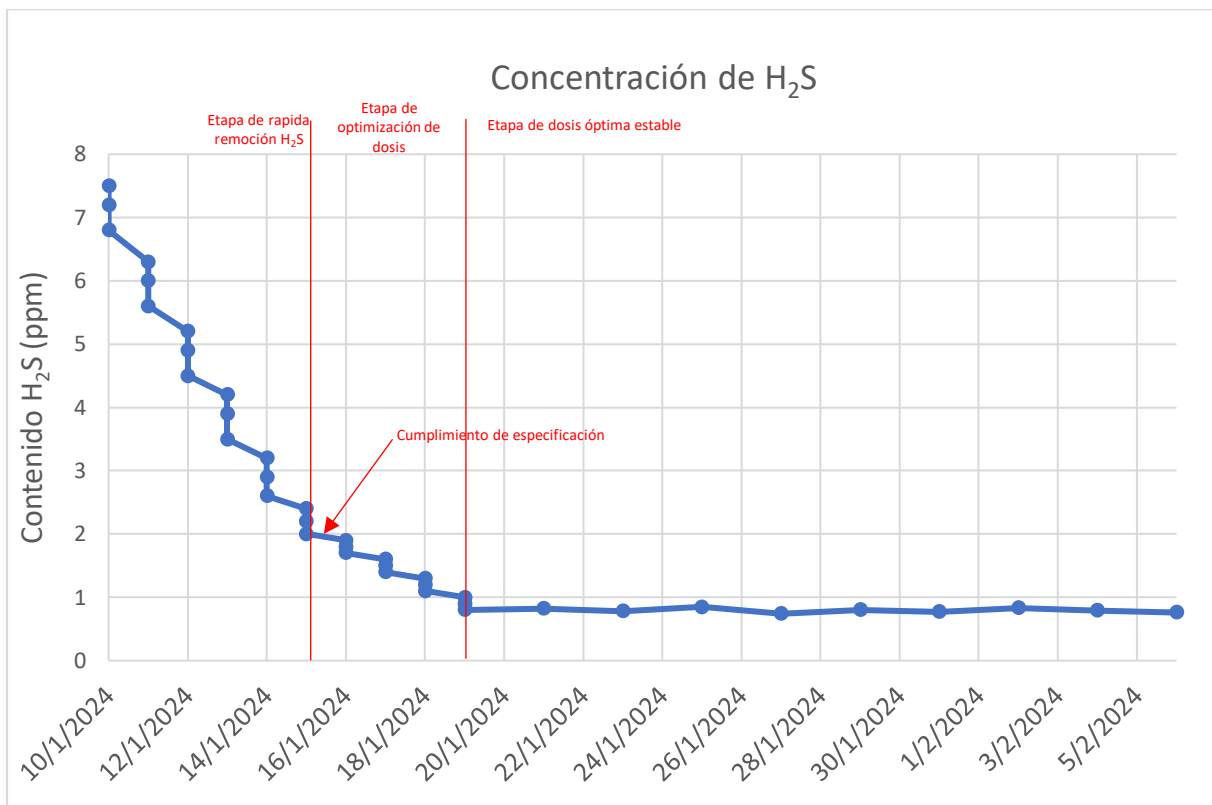


Figura 4.2.1.1 Concentración de H<sub>2</sub>S durante la prueba.

Durante el periodo comprendido entre el 10/1/2024 y 15/1/2024 la concentración de H<sub>2</sub>S desciende desde un valor inicial de 7,5 ppm iniciales hasta aproximadamente 2 ppm. Tal como se observa en la Figura 4.2.1.2, para dosis superiores a 5,13 L/d se obtiene una remoción promedio de 0,080 kg/d de H<sub>2</sub>S. La elevada concentración del sulfuro de hidrógeno favorece la cinética de reacción, incrementando la probabilidad de interacción entre el H<sub>2</sub>S y el secuestrante. La velocidad de remoción en este intervalo es del orden de 1,1 ppm/día, significativamente superior a la registrada en etapas posteriores, lo cual indica que el sistema se encuentra inicialmente lejos de condiciones de equilibrio.

Una vez alcanzado el límite de especificación (<2 ppm), con una dosis cercana a 5 L/d, se inicia una etapa de optimización operativa. El tiempo requerido para cumplir con la especificación es de aproximadamente seis días. Durante el periodo comprendido entre el 16/01/2024 al 21/01/2024, la dosis es ajustada a 4,85 L/d, observándose una disminución adicional de la concentración de H<sub>2</sub>S desde 1,7 ppm hasta 1,1 ppm. Este comportamiento pone de manifiesto que, en la fase inicial del

tratamiento existió una condición de sobredosificación, consistente con la estrategia operativa de evaluar la respuesta del sistema frente al secuestrante.

Finalmente, a partir del 21/01/2024, se alcanza una condición de operación estable con una dosis óptima de 4,76 L/d. En este régimen, la concentración de H<sub>2</sub>S se mantiene en un rango de 0,74 a 0,85 ppm, logrando no solo una reducción significativa del contaminante sino también un margen de seguridad operativo del orden del 60% por debajo del límite de especificación, garantizando condiciones adecuadas para la calidad del gas tratado.

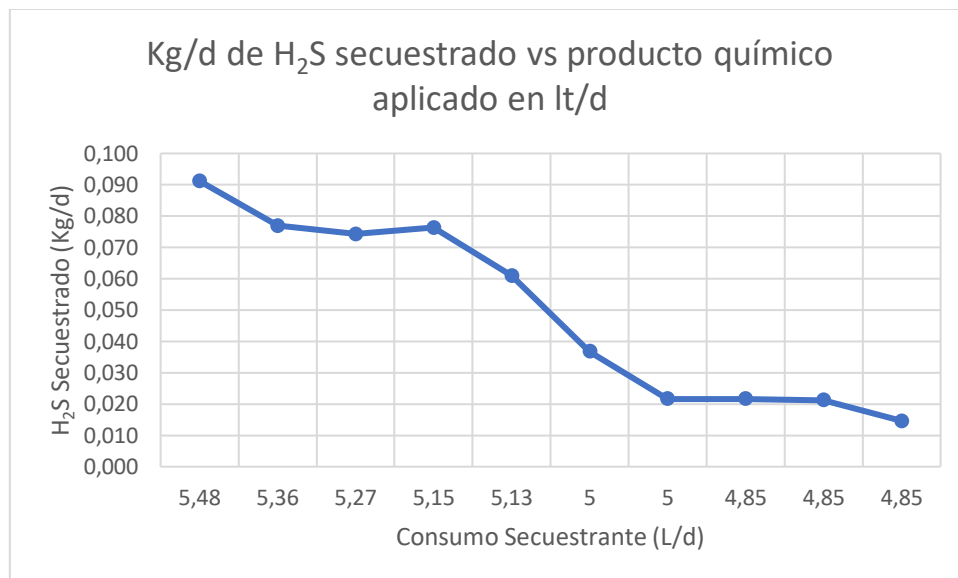


Figura 4.2.1.2 Kg/d de H<sub>2</sub>S secuestrado vs producto químico dosificado.

#### 4.2.1.1 Eficiencia del proceso

- Concentración inicial: 7,5 ppm
- Concentración final: 0,8 ppm

A partir de los valores registrados, se estima una eficiencia de remoción del orden del 89-90%. Este resultado evidencia la alta efectividad del secuestrante empleado bajo las condiciones operativas del ensayo.

Cabe destacar que dicha eficiencia no es constante a lo largo del tratamiento, sino que presenta una marcada dependencia con la concentración inicial del contaminante.

#### 4.2.1.2 Síntesis del comportamiento del sistema

A partir del análisis integral de la prueba se pueden establecer las siguientes observaciones:

- Se evidencia una rápida respuesta del sistema al tratamiento.
- La mayor tasa de remoción se registra en la etapa inicial del tratamiento.
- El tiempo requerido para alcanzar el límite de especificación se encuentra en el orden de 5 a 6 días.
- La dosis óptima identificada (4,76L/d) permite mantener condiciones estables de operación.
- El sistema presenta una respuesta predecible frente a ajustes en la dosificación.

#### 4.2.2 Análisis económico

El producto secuestrante de H<sub>2</sub>S utilizado durante el ensayo presenta un costo unitario de 15 USD/L. En la Figura 4.2.2.1 se muestra la evolución del costo diario asociado a la dosificación del reactivo. Se observa que los mayores costos se registran en los primeros días de la prueba, coincidiendo con las condiciones de sobredosificación inicial, alcanzando un valor máximo del orden de 82 USD/d. A medida que la dosificación es ajustada progresivamente, el costo diario disminuye hasta alcanzar un valor mínimo de aproximadamente 71,4 USD/d, correspondiente a la condición de operación óptima.

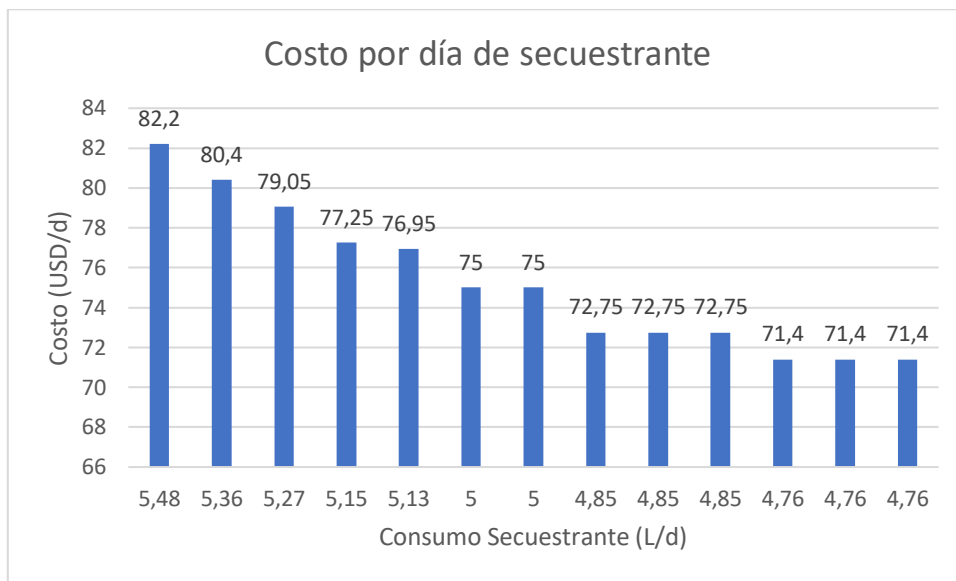


Figura 4.2.2.1 Costo diario de secuestrante de H<sub>2</sub>S.

Considerando la dosis óptima determinada experimentalmente de 4,76 L/d y el costo unitario del producto, se estiman los siguientes costos directos:

- Costo mensual: 2.142 USD
- Costo anual: 25.704 USD

Cabe destacar que estos valores corresponden exclusivamente al consumo de reactivo bajo las condiciones operativas del pozo M-1019 y no incluyen costos asociados a la instalación de equipos, operación, mantenimiento ni logística de abastecimiento los cuales impactan directamente en el costo total del tratamiento. No se cuenta con estos datos debido a que son propiedad de la compañía encargada de la provisión del servicio.

Desde un enfoque de eficiencia económica, resulta relevante analizar el costo por unidad de contaminante removido. En este sentido, la Figura 4.2.2.2 presenta la variación del costo en función de los kilogramos de H<sub>2</sub>S secuestrados. En las etapas iniciales del tratamiento se observa un costo elevado por kg de H<sub>2</sub>S removido, lo cual confirma la existencia de una condición de sobredosificación, donde el exceso de reactivo no se traduce en una mejora proporcional en la eficiencia de remoción. Este comportamiento es consistente con lo discutido previamente.

A medida que la dosificación se ajusta, el costo por Kg de H<sub>2</sub>S removido disminuye progresivamente, evidenciando una mejora en la eficiencia global del proceso.

Finalmente, en torno al valor de 4,76 L/d, se alcanza una zona de mínimo costo estable, lo que indica un equilibrio entre la cantidad de reactivo inyectado y la capacidad efectiva de remoción del sistema.

No obstante, si bien este valor representa el óptimo económico puntual, desde el punto de vista operativo se recomienda trabajar en un rango ligeramente superior, comprendido entre 4,8 y 4,9 L/d. Esta estrategia permite incorporar un margen de seguridad frente a posibles variaciones en las condiciones de operación, tales como fluctuaciones en el caudal de gas, cambios en la concentración de H<sub>2</sub>S o variaciones en parámetros termodinámicos como presión o temperatura, que pueden afectar la eficiencia del proceso.

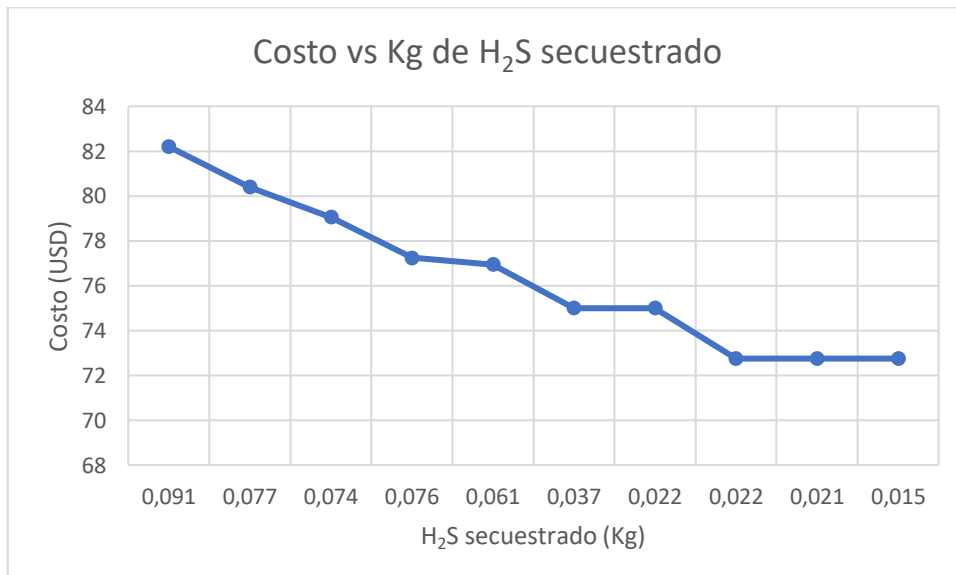


Figura 4.2.2.2 Costo en función de los Kg de H<sub>2</sub>S secuestrado.

## CAPÍTULO 5: Conclusiones

### 5.1 Conclusiones y recomendaciones

El ensayo realizado demuestra que el sistema presenta una rápida y efectiva respuesta a la dosificación del secuestrante, lo cual se evidencia en la marcada disminución de la concentración de  $H_2S$  observada durante los primeros días de operación. Este comportamiento pone de manifiesto la alta reactividad del producto frente al contaminante, así como su capacidad para generar una disminución inmediata, resultando particularmente adecuado para situaciones donde se requiere una respuesta rápida ante incrementos en la concentración de  $H_2S$ .

Asimismo, se verifica una elevada eficiencia y capacidad de remoción, alcanzándose condiciones de estabilidad operativa mediante la optimización progresiva de la dosis. El análisis de la relación entre el volumen inyectado de secuestrante y la reducción de la concentración de  $H_2S$  indica un uso eficiente del producto, minimizando pérdidas por sobredosificación y permitiendo sostener niveles de tratamiento adecuados en régimen estacionario. Esto refleja un comportamiento consistente y técnicamente favorable desde el punto de vista operativo.

El sistema exhibe además una respuesta predecible frente a las variaciones en la dosificación, lo que permite identificar de manera clara las distintas etapas del proceso. Esta previsibilidad no solo facilita la optimización continua del tratamiento, sino que también permite definir rangos operativos robustos y confiables. En este sentido, dicha característica resulta especialmente ventajosa para la implementación de estrategias de automatización en la dosificación, contribuyendo a mejorar el control del proceso y a reducir la intervención operativa.

Desde el punto de vista económico, el tratamiento presenta un bajo costo operativo relativo, particularmente una vez alcanzado el régimen óptimo de funcionamiento. En esta etapa, la reducción de la dosis requerida se traduce directamente en una disminución de los costos diarios, sin comprometer la eficiencia de remoción, lo que refuerza la viabilidad del tratamiento desde una perspectiva técnico-económica.

En conjunto, los resultados obtenidos validan la aplicación del secuestrante como una solución técnica eficiente, controlable y económicamente competitiva para la mitigación de H<sub>2</sub>S en el sistema evaluado.

En cuanto al contexto operativo, en los yacimientos operados por Pampa Energía la producción de sulfuro de hidrógeno en pozos de gas no sigue una tendencia uniforme, sino que presenta una alta variabilidad entre pozos. Se identifican casos con concentraciones similares al pozo M-1019, así como otros con aportes significativamente menores, incluso dentro de los límites de especificación. Adicionalmente, la producción total de gas es conducida mediante colectores de campo hacia un sistema común de ingreso a planta, donde las corrientes se mezclan antes del tratamiento, diluyendo el aporte individual de H<sub>2</sub>S de cada pozo.

Debido a esta dispersión en los niveles de H<sub>2</sub>S y a la configuración del sistema de recolección, el tratamiento centralizado de gas agrio en planta continúa siendo la alternativa más eficiente y económicamente justificada, en comparación con la implementación de tratamientos individuales por pozo.

No obstante, el uso de secuestrantes a nivel de pozo se presenta como una alternativa técnicamente viable y estratégica en escenarios específicos, particularmente en desarrollos futuros donde se proyecte la conexión de pozos a instalaciones sin sistemas de endulzamiento, tales como plantas de tratamiento de gas (PTG) simplificadas, instalaciones de producción temprana (EPF) y plantas compresoras cercanas a gasoductos de venta. En estos casos, la aplicación localizada podría aportar ventajas operativas y de aseguramiento de calidad de gas.

## Referencias

- [1]Endulzamiento de gas natural con aminas. Simulación del proceso y análisis de sensibilidad paramétrico. - Eleonora Erdmann, Liliana Ale Ruiz, Julieta Martínez, Juan P. Gutierrez, Enrique Tarifa.
- <https://www.draeger.com/library/content/h2s-e-book-9072501-es.pdf>
- [2]Manual de Producción Upstream, Tomos 1, 2 y 3 – YPF
- [3]Gas Conditioning and Processing VOL 2 - Campbell
- [4]Petroleum and Gas Field Processing – H. K. Abdel-Aal, Mohamed Aggour, M. A. Fahim
- [5]A Comprehensive Review of H<sub>2</sub>S Scavenger Technologies from Oil and Gas Streams – Obakore W. Agbroko, Karishma Piler, Tracy J. Benson.
- [6]Corrosion for Everybody – Alec Groysman
- [7]H<sub>2</sub>S – un reto creciente en la industria del gas y el petróleo.
- [8]Endulzamiento del Gas Natural – Marcias J. Martínez, 2013
- [9]Corrosion problems and solutions in oil, gas, refining and petrochemical industry. Groysman, A. (2017).
- [10]Natural gas production engineering – Ikoku.
- [11]Especificaciones de calidad para el transporte y la distribución de gas natural y otros gases análogos – ENARGAS, 2019
- [12]Sulphide Scavengers in Oil and Gas Industry – A Review - M.K. Aмосa, I.A. Mohammed, and S.A. Yaro.
- [13]Tecnología Aplicada al Agua – Dr. Charles Patton, presidente.
- [14]Resúmenes de Salud Pública – Sulfuro de hidrógeno (Ácido sulfhídrico) (Hydrogen Sulfide) [https://www.atsdr.cdc.gov/es/phs/es\\_phs114.html](https://www.atsdr.cdc.gov/es/phs/es_phs114.html)
- [15]Oilfield Glossary – Schlumberger <https://glossary.oilfield.slb.com/es/>
- [16]Wikipedia – Gas Ácido [https://es.wikipedia.org/wiki/Gas\\_%C3%A1cido](https://es.wikipedia.org/wiki/Gas_%C3%A1cido)
- [17]Generalidades del Endulzamiento del Gas Natural [https://issuu.com/jonathanbarrios/docs/generalidades\\_del\\_endulzamiento\\_del](https://issuu.com/jonathanbarrios/docs/generalidades_del_endulzamiento_del)
- [18]Introducción al fenómeno de corrosión: tipos, factores que influyen y control para la protección de materiales - José Alberto Salazar-Jiménez.
- [19]<https://www.greenfacts.org/es/glosario/abc/contaminante.htm#:~:text=Definici%C3%B3n%3A,salud%20o%20el%20medio%20ambiente>.
- [20]Development in The Scavenging Efficiency of H<sub>2</sub>S Scavengers in Oil and Gas Industry - Ismail A. Elhaty
- [21]Manual de tubos Dräger y CMS Dräger Safety AG & Co. KGaA, Lübeck, 2015
- [22]Production Chemicals for the Oil and Gas Industry. Malcom A. Kelland.