

**PROYECTO DE DISEÑO Y DESARROLLO DE UN AGENTE
SECUESTRANTE PARA EL TRATAMIENTO DE AGUAS AGRIAS, RICAS
EN SULFURO DE HIDRÓGENO, PROCEDENTES DE PROCESOS DE
REFINACIÓN DE CRUDO.**

ANGEL MAURICIO CASTILLO CUBILLOS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2012

**PROYECTO DE DISEÑO Y DESARROLLO DE UN AGENTE
SECUESTRANTE PARA EL TRATAMIENTO DE AGUAS AGRIAS, RICAS
EN SULFURO DE HIDRÓGENO, PROCEDENTES DE PROCESOS DE
REFINACIÓN DE CRUDO.**

ANGEL MAURICIO CASTILLO CUBILLOS

**Documento presentado como requisito para optar por el título de
Ingeniero Químico**

Director:

CRISÓSTOMO BARAJAS FERREIRA
Magister en Ingeniería Química

Codirector:

LUIS ARÉVALO CÁCERES
Ingeniero Químico

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA

2012

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por brindarme la vida y proporcionarme sabiduría y fortaleza, para superar satisfactoriamente esta etapa de mi vida, y por cumplir, logrando excelentes resultados, la meta que hace cinco años me propuse, ser Ingeniero Químico.

A mis padres, Angel G. Castillo Perea y María E. Cubillos Flórez, por su incondicional apoyo que hoy refleja sus frutos y en honor a ellos obsequio este título.

A mis hermanos, Jesica Blanco Cubillos, María Angélica Castillo Cubillos y German Enrique Blanco Cubillos, porque junto a su continuo respaldo, este título, hoy es una realidad.

A Sonia Luz Castellanos, por acompañarme de cerca en cada uno de mis triunfos y derrotas que me enseñaron a ser mas fuerte frente a las adversidades.

A mis amigos y compañeros, por su acompañamiento a lo largo de mi carrera y compartir tantas experiencias a mi lado.

A mis profesores, por compartir su conocimiento y sabiduría en pro de mi crecimiento personal y académico

A MULTINSA S.A., por confiar en mis capacidades y brindarme la oportunidad de trabajar en uno de los proyectos más innovadores de la industria del petróleo.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
1. INTRODUCCIÓN	14
2. FUNDAMENTO TEÓRICO.	15
2.1. Definición y propiedades del ácido sulfhídrico	15
2.2. Procesos secundarios de obtención de sulfuro de hidrógeno	16
2.3. Técnicas de remoción y tratamiento de fluidos ricos en H ₂ S.....	17
2.3.1. Procesos de absorción química	17
2.3.1.1. Sistemas de absorción mediante aminas.....	17
2.3.2. Tratamientos biológicos de degradación.....	21
2.3.3. Tratamiento de aguas ricas en sulfuro de hidrógeno mediante el uso de peróxido de hidrógeno	22
2.3.4. Secuestrantes químicos utilizados para la neutralización del ácido sulfhídrico	24
2.3.4.1. Triazina	24
3. DESARROLLO EXPERIMENTAL.....	27
3.1. Recopilación y revisión del material bibliográfico	27
3.2. Selección de los agentes secuestrantes sometidos a estudio	28
3.3. Diseño de protocolo de pruebas	28
3.4. Recopilación y verificación de la información obtenida en los ensayos.....	29
3.5. Análisis de los resultados alcanzados a lo largo de las pruebas.....	32
3.6. Optimización en el desempeño del agente secuestrante en el tratamiento de aguas ricas en H ₂ S.....	32

4.	RESULTADOS Y ANÁLISIS	33
4.1.	Efectos de la (TPAT) en tratamiento de aguas, bajo concentraciones variables de sulfuro de hidrógeno	33
4.2.	Efectos de la (HDT) en tratamiento de aguas, bajo concentraciones variables de sulfuro de hidrógeno	34
4.3.	Análisis de eficiencia de los agentes secuestrantes sobre soluciones ricas en ácido sulfhídrico.....	35
5.	CONCLUSIONES	36
6.	RECOMENDACIONES.....	37
7.	BIBLIOGRAFÍA.....	38
8.	ANEXOS.....	41

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Imagen de material afectado por la corrosión debido al contacto con ácido sulfhídrico (Estrella Maldonado, 2010).	15
Figura 2. Bacterias sulfato reductoras.	16
Figura 3. De izquierda a derecha: Monoetanolamina, Dietanolamina y Trietanolamina	18
Figura 4. Esquema global de una planta de absorción y desorción química mediante el uso de aminas (UNIVERSIDAD DE CASTILLA – LA MANCHA).	21
Figura 5. Resultados comparativos de la eficiencia del KMnO_4 y el H_2O_2 como agentes secuestrantes de H_2S (FMC CORPORATION)	24
Figura 6. Estructura molecular de los tres diferentes isómeros de la triazina...25	
Figura 7. Mecanismo de reacción de la triazina en presencia H_2S	25
Figura 8. Diagrama de bloques correspondiente al desarrollo experimental del proyecto.....	27
Figura 9. Estructura molecular de las triazinas sometidas a estudio; el azul corresponde al átomo de nitrógeno, el rojo al oxígeno, el gris al carbono y finalmente el blanco representa el hidrógeno.....	28
Figura 10. Resultados de la reducción de sulfuro de hidrógeno utilizando como agente secuestrante la 1,3,5 Tripropano Amina triazina (TPAT)...33	

Figura 11. Resultados de la reducción de sulfuro de hidrógeno utilizando como agente secuestrante la 1,3,5 Hidroxietil triazina (HDT).....	34
Figura 12. Rombo de seguridad de la NFPA 704 para el sulfuro de hidrógeno (CHEM BASE)	41
Figura 13. Imágenes de las tres referencias de tubos colorimétricos Dräger utilizados en el protocolo de medición de H ₂ S disuelto en soluciones acuosas. (Dräger,2006)	42
Figura 14. Imagen correspondiente a la Bomba Dräger Accuro, utilizada en el protocolo de medición de H ₂ S.....	42
Figura 15. Imágenes correspondientes a los componentes bases, empleados en el desarrollo del agente químico secuestrante de H ₂ S.....	43
Figura 16. Etapa de medición para corroborar la eficacia del agente químico desarrollado, en el tratamiento de aguas contaminadas con sulfuro de Hidrógeno.....	43

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Temperaturas de ebullición de los diferentes agentes aminos, respecto al H ₂ S, utilizados como secuestrantes de sulfuro de hidrógeno en procesos de absorción química	20
Tabla 2. Comparación entre los agentes más comunes utilizados para eliminar el sulfuro de hidrógeno de crudos ácidos (VECO S.A.S.)	26
Tabla 3. Resultados de diversos tratamientos aplicados a aguas contaminadas con H ₂ S, empleando como agente secuestrante la HDT (Hidroxietil triazina).....	30
Tabla 4. Resultados de diversos tratamientos aplicados a aguas contaminadas con H ₂ S, empleando como agente secuestrante la TPAT (Tripropa- no amina triazina)	31
Tabla 5. Propiedades físicas del sulfuro de hidrógeno	41

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Riesgos y propiedades físicas del sulfuro de hidrógeno	41
ANEXO B. Equipo de medición de gases Dräger	42
ANEXO C. Hoja de información técnica de la dimetil amino propil hexahidro triazina o (TPAT).....	45

RESUMEN

TÍTULO: PROYECTO DE DISEÑO Y DESARROLLO DE UN AGENTE SECUESTRANTE PARA EL TRATAMIENTO DE AGUAS AGRIAS, RICAS EN SULFURO DE HIDRÓGENO, PROCEDENTES DE PROCESOS DE REFINACIÓN DE CRUDO.*

AUTOR:

ANGEL MAURICIO CASTILLO CUBILLOS**

PALABRAS CLAVES:

Secuestrante, sulfuro de hidrógeno, aguas agrias, triazina.

DESCRIPCIÓN

En los procesos de tratamiento y refinación del crudo, se generan diversos efluentes contaminantes ricos en componentes azufrados, provenientes de sistemas de craqueo catalítico, deshidratación de crudo y plantas de hidrotreatmento de gasolina y diesel, diseñadas con el fin de reducir la concentración de azufre en los combustibles; estos componentes, al reaccionar junto al hidrógeno, generan un gas altamente tóxico, corrosivo y contaminante, conocido como sulfuro de hidrógeno. Las aguas agrias, o aguas acidas, son un problema en la industria petrolera, debido a la complejidad de los procesos de tratamiento y el alto riesgo al que se está expuesto durante su manipulación; uno de los factores preponderantes en estos tratamientos, es la reducción del sulfuro de hidrogeno solubilizado en dichas aguas.

Por esta razón el desarrollo de un agente que permita llevar a cabo un tratamiento efectivo para el control del ácido sulfhídrico presente en estas aguas, proporcionándole nuevamente la oportunidad de reutilizarlas en otros procesos de la refinería, reduciendo así los vertimientos de aguas contaminadas a los cuerpos de agua y disminuyendo los costos de operación al reducir el consumo de agua dentro de las diversas unidades presentes en la refinería; esto convierte esta investigación en un proyecto innovador, desarrollado bajo el precepto de brindar soluciones que contribuyan a disminuir el impacto ambiental que se genera en los procesos de tratamiento y refinación de la industria petrolera.

* Proyecto de grado. Modalidad Práctica Empresarial.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería Química. Director: MSc. Crisostomo Barajas Ferreira. Codirector: Ing. Luis Arévalo Cáceres.

ABSTRACT

TÍTULO: PROJECT OF DESIGN AND DEVELOPMENT OF A SCAVENGER AGENT FOR THE SOUR WATERS TREATMENT, RICH IN SULFHYDRIC ACID, PRODUCED IN CRUDE REFINING PROCESS.*

AUTHOR:

ANGEL MAURICIO CASTILLO CUBILLOS**

KEYWORDS:

Scavenger, sulfhydic acid, sour waters, triazine.

DESCRIPCIÓN

In the treatment and refining crude process are produced different contaminants rich in sulfur compounds, generated in cracking catalytic systems, the dehydration of crude and gasoline and diesel hydrotreatment, designed to reduce the sulfur concentration in the fuels, these compounds react with hydrogen and produce a toxic, corrosive and contaminant gas known like sulfhydic acid.

The sour waters or acid waters are a problem in the petroleum industry due to the complex treatment process and the high risk which someone is exposed it manipulate it, the most important factor In this treatment is reduce the hydrogen sulfide dissolved in this waters.

For this reason, develop an agent that allow an effective treatment for the sulfhydic acid present in this waters, giving a new opportunity to used it again in other refinery processes, reducing the shedding waste water in water sources, reducing the operation cost due to decreasing the drinking water consumption in the different areas into the refinery, doing of this research an innovator project, developed under the idea to give solutions to help to reduce the environmental impact, generated in the treatment and refining crude process of petroleum industry.

* Grade Project. Industrial practice mode.

** Faculty of Physicochemical Engineerings, Chemical Engineering School. Director: MSc. Crisostomo Barajas Ferreira. Co-director: Eng. Luis Arévalo Cáceres.

1. INTRODUCCIÓN

El ácido sulfhídrico, es un gas que se encuentra de forma natural en el petróleo crudo y en el gas natural; de igual forma se produce a través de diversas prácticas industriales, entre ellas los procesos de refinación de crudo, al igual que a través de procesos de descomposición llevados a cabo por microorganismos sulfato reductores.

La presencia de ácido sulfhídrico en diversos procesos de la industria del petróleo se ha convertido en un grave problema, que día a día exige un desarrollo continuo de nuevos métodos y tratamientos para minimizar los riesgos que permanentemente ofrece la manipulación de este agente contaminante.

Continuando con esta premisa, nace la propuesta de desarrollar una solución a este requerimiento, materializada en la creación de un agente secuestrante cuyo propósito es reducir el sulfuro de hidrógeno disuelto en aguas contaminadas y aminorarlo a componentes que no proporcionen riesgo alguno.

Con el fin de lograr este objetivo se desarrollaron diversas pruebas, para estudiar la efectividad de un grupo de agentes químicos secuestrantes de sulfuro de hidrógeno, diseñados en el proyecto, con el fin de determinar su efectividad en el tratamiento de aguas agrias, procedentes de efluentes de desecho en procesos de refinación y tratamiento de combustibles en la refinería de Barrancabermeja.

2. FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1. Definición y propiedades del ácido sulfhídrico.

El ácido sulfhídrico es un gas inflamable, incoloro, tóxico y altamente corrosivo, (ver Anexo A), más denso que el aire, lo que genera un riesgo latente por el tiempo que puede permanecer en el ambiente, según la literatura, alrededor de 18 horas (Dirección General de Salud Pública, Región de Murcia, 2007)

El ácido sulfhídrico además de ser altamente nocivo, donde el umbral de exposición máximo se encuentra en 10 ppm y en concentraciones superiores a las 500 ppm pueden conllevar a la pérdida de la conciencia o a resultados fatales, es altamente corrosivo a bajas concentraciones; en determinadas ocasiones se puede evidenciar de forma visual la presencia de corrosión en materiales metálicos, pero en la mayoría de casos, este fenómeno no se evidencia en la superficie del material lo que no permite establecer realmente las condiciones en la que este se encuentra, incrementando así el riesgo latente de falla, lo que podría conllevar a resultados catastróficos. (De la Cerda, 2008).

Cuando se desarrollan fenómenos de corrosión por efectos del ácido sulfhídrico, se puede presentar películas de color negro que se depositan sobre el material y que puede esconder fallas del mismo, que sólo se pueden detectar en trabajos de mantenimiento y limpieza del equipo.

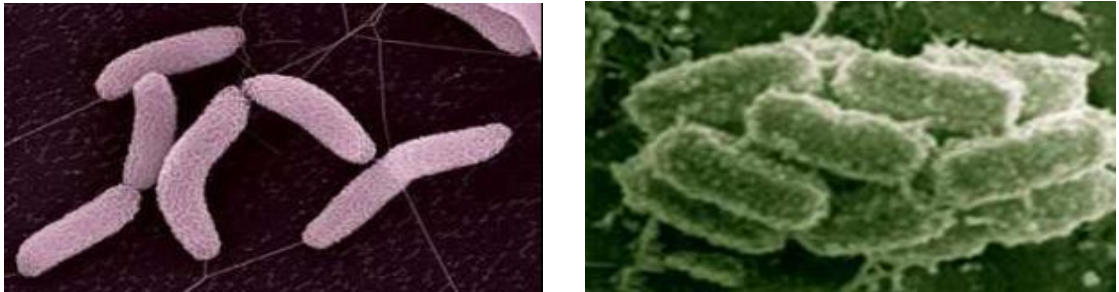
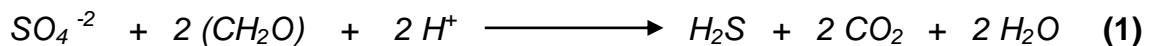


En la figura 1 se observan los efectos de la corrosión generada en tuberías por el H₂S.

Figura 1. Imagen de material afectado por la corrosión debido al contacto con ácido sulfhídrico (Estrella Maldonado, 2010).

2.2. Procesos secundarios de obtención de sulfuro de hidrógeno.

El ácido sulfhídrico, además de generarse en procesos petroquímicos llevados a cabo en refinería, también se puede obtener por reducción microbiana en cuerpos de agua; este compuesto es el resultado de la digestión anaeróbica de sustancias con presencia de azufre, por parte de bacterias reductoras de sulfatos, dicho proceso se esquematiza bajo la reacción (1) (Casimiro Reyes, 2006) (Diaz, 2010):



En la figura 2 se observan imágenes de dos clases de bacterias sulfato reductoras conocidas.

Figura 2. Bacterias sulfato reductoras; Izq. *Desulfovibrio Desulfuricans*; Der. *Clorobium Chlorochromatii*

A pesar que las concentraciones de H_2S en el agua son relativamente bajas, al llevarlas a una corriente gaseosa se pueden presentar concentraciones cercanas a 2000 ppm.

El sulfuro de hidrógeno en soluciones acuosas se puede encontrar de tres formas diferentes:

- ✓ H_2S : Se presenta cuando se manejan pH ácidos; es un gas muy volátil.
- ✓ HS: Ión hidrosulfuro, se encuentra en valores de pH que rondan 6-9.
- ✓ S=: Ión sulfuro, se presenta en rangos de pH superiores a 9.

La ventaja que ofrece la disociación del sulfuro de hidrógeno en los iones hidrosulfuro y sulfuro respectivamente, presentada conforme se incrementa el

pH, es que estos iones son altamente solubles en agua y su volatilidad es mínima, prácticamente nula, y los índices de corrosión de dichos iones son menores que los del H₂S disueltos, es por esto que en momentos en los que se amerite reducir notablemente la concentración del H₂S, el incremento del pH se convierte en una solución inmediata pero no definitiva, debido a que en el caso de que se reduzca nuevamente el pH del medio, la molécula de ácido sulfhídrico se regenerará nuevamente.

2.3. Técnicas de remoción y tratamiento de fluidos ricos en H₂S.

2.3.1. Procesos de absorción química.

Los procesos de absorción química se caracterizan por el uso de agentes químicos secuestrantes, que presentan selectividad a la molécula de sulfuro de hidrógeno; este proceso se lleva a cabo, en el caso de corrientes gaseosas, en torres contactoras, donde se mezclan íntimamente la solución rica en aminas con la corriente gaseosa en condiciones de bajas temperaturas y altas presiones, lo que permite que la reacción química reversible entre el sulfuro de hidrógeno y la amina se lleve a cabo, con el propósito de retirar el ácido sulfhídrico del efluente gaseoso y el gas pueda ser empleado como combustible limpio y pueda ser comercializado.

La ventaja que proporciona esta clase de procesos es que el agente químico puede regenerarse, debido a que la reacción llevada a cabo con el sulfuro de hidrógeno es reversible.

2.3.1.1. Sistemas de absorción mediante aminas.

Los agentes químicos de mayor uso como secuestrantes de ácido sulfhídrico a nivel industrial han sido las aminas, debido a su economía y a que es posible recuperarlas en etapas posteriores y recircularlas al proceso para seguir con la remoción de sulfuro de hidrógeno del proceso.

Las aminas de mayor uso en la industria corresponden a la Monoetanolamina (MEA), Dietanolamina (DEA) y la Trietanolamina (TEA) (Morales Pino). En la figura 3 se esquematizan las estructuras moleculares de las aminas mencionadas.

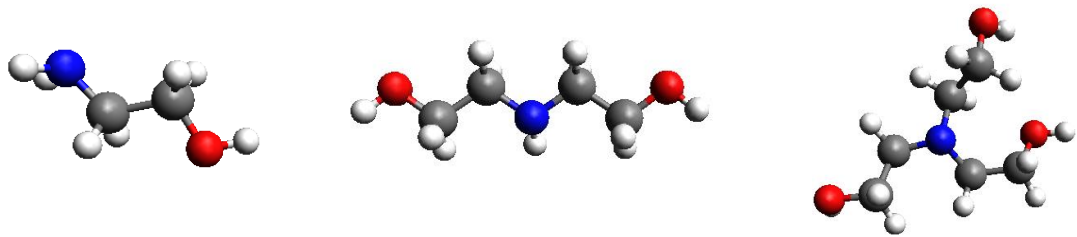


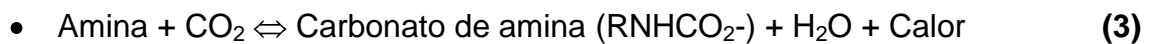
Figura 3. De izquierda a derecha: Monoetanolamina, Dietanolamina y Trietanolamina.

Las relaciones estequiométricas para la remoción de sulfuro de hidrógeno, haciendo uso de la monoetanolamina, dietanolamina o trietanolamina oscilan entre 0,3 y 0,4 mol amina / mol de H_2S , pero debido al peso molecular de cada uno de los compuestos aminados es necesario suministrar mayor cantidad de dietanolamina o trietanolamina, para lograr los mismos índices de remoción que la monoetanolamina (Morales Pino).

Las aminas de mayor aplicación son la monoetanolamina y la dietanolamina. La ventaja que ofrece la dietanolamina es su reducido índice de corrosión respecto a la primera, lo que permite manejarse en concentraciones cercanas al 20 – 30%, mientras la monoetanolamina lo puede hacer tan sólo a concentraciones del 15%, esto favorece la dietanolamina, que a pesar de ser menos eficiente, al ser tratada en mayores concentraciones, logra índices de reducción mayores.

Las aminas presentan como desventaja que no sólo son selectivas con el sulfuro de hidrógeno, si no que también reaccionan de forma reversible con el CO_2 , por lo cual su eficiencia para la remoción de este gas ácido (H_2S) se ve disminuida.

Los procesos de endulzamiento de gas se basan en el principio químico de reacción entre un componente ácido y otro básico, cuyo producto genera sal y agua.



La ecuación (2) describe el proceso de absorción del sulfuro de hidrógeno por parte de la amina, la ecuación (3) hace énfasis a la absorción de la molécula de CO_2 .

Es importante resaltar que las reacciones llevadas a cabo por las aminas en este tipo de proceso son reversibles, por lo que es posible recuperar la amina para suministrarla nuevamente al proceso; para lograr este propósito solo es necesario suministrar calor en las etapas de regeneración de la amina, con el fin de revertir la reacción.

El proceso global de absorción química de sulfuro de hidrógeno mediante el uso de secuestrantes aminos, se desarrolla en una torre que permite el contacto en contracorriente de un efluente de gas agrio, proveniente del fondo de la torre, que reacciona con una solución de aminas descendiente del tope de la misma, llevándose a cabo una reacción reversible que permite obtener gas, libre de CO_2 y de H_2S , logrando en el tope de la torre gas dulce.

Este proceso disminuye notablemente la concentración de gases ácidos presentes en la corriente de gas, que pueden rondar las 8.000 ppm, logrando finalmente reducciones a concentraciones aceptables, que oscilan entre 0.01 a 1 ppm.

La solución de aminas, rica en sulfuro de hidrógeno, pasa a través de un proceso de desorción cuyo propósito es eliminar de la solución, los gases ácidos y recuperar la amina para ser recirculada al proceso. En la etapa de recuperación se utilizan las propiedades de cada uno de los componentes

presentes en la solución para llevar a cabo la separación de dichos compuestos. Las condiciones bajo las cuales se lleva a cabo la recuperación de la amina son temperaturas elevadas y presiones bajas que permitan la volatilización de los gases, que ascienden al tope de la torre conforme la solución de aminas cae al fondo de la misma en estado líquido, gracias a los elevados puntos de ebullición de las aminas, referidos en la tabla 1, utilizadas como agentes secuestrantes de sulfuro de hidrógeno.

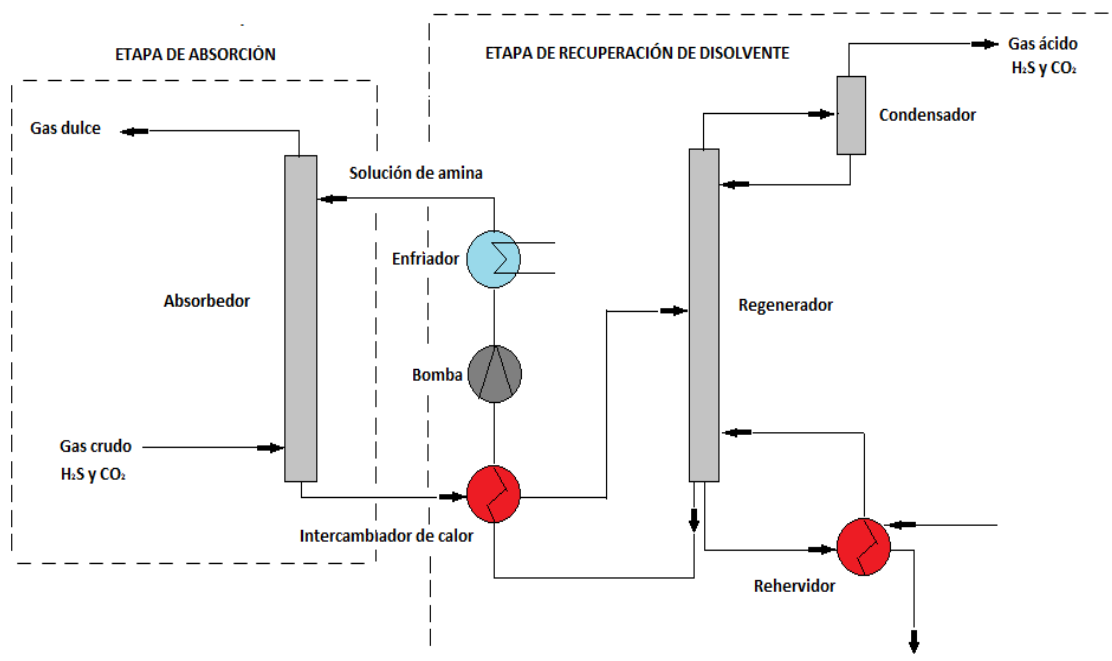
Tabla 1. *Temperaturas de ebullición de los diferentes agentes aminos, respecto al H₂S, utilizados como secuestrantes de sulfuro de hidrógeno en procesos de absorción química.*

TEMPERATURA DE EBULLICIÓN DE SECUESTRANTES AMINOS RESPECTO AL H₂S	
Sulfuro de hidrógeno	-60,2 °C
Monoetanolamina	170 °C
Dietanolamina	269 °C

En la figura 4 se esquematiza el proceso de endulzamiento de gas, el cual se divide en dos zonas, la primera referente al proceso de absorción de los gases ácidos en la torre contactora y la segunda etapa donde se lleva a cabo la recuperación de la amina para recircularla nuevamente al proceso.

Este proceso a pesar de ser efectivo en la eliminación de gases ácidos presentes en la corriente de gas, cuenta con la desventaja que el sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono nuevamente se separan en etapas posteriores, continuando con el riesgo latente que generan estos gases .

Figura 4. Esquema global de una planta de absorción y desorción química mediante el uso de aminas (UNIVERSIDAD DE CASTILLA - LA MANCHA).



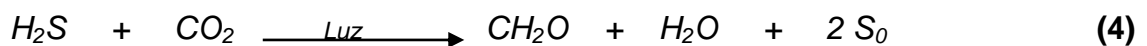
2.3.2. Tratamientos biológicos de degradación.

El sulfuro de hidrógeno además de ser producido a través de procesos industriales, también es originado mediante procesos de descomposición de materia orgánica e inorgánica, llevadas a cabo por bacterias, bajo condiciones anaeróbicas, cuyos procesos metabólicos requieren la presencia de componentes azufrados. De igual forma existen bacterias, cuyo sistema metabólico sintetiza el azufre presente en compuestos como ácido sulfhídrico, reduciéndolo a compuestos que no proporcionan mayor riesgo; La ecuación que sintetiza la producción de sulfuro de hidrógeno, llevado a cabo por bacterias reductoras de sulfatos, se encuentra expresada en la ecuación (1).

De igual forma, otra familia de bacterias, entre las cuales se encuentran las bacterias púrpuras y verdes, obtienen su energía a través de la oxidación del sulfuro de hidrógeno. Sus mayores ventajas son su tolerancia tanto a aguas dulces como aguas ricas en sales; además toleran niveles ligeramente ácidos

como alcalinos y a pesar que el proceso de descomposición de H₂S se lleva a cabo bajo condiciones anaeróbicas, también soportan concentraciones de oxigenación bajas (Reyes, 2006).

Mediante la ecuación (4) se describe la descomposición del ácido sulfhídrico en azufre elemental y agua, por parte de las bacterias anteriormente mencionadas:

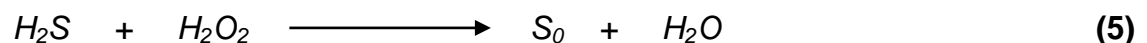


Estas características convierten esta propuesta en una solución al tratamiento de aguas, bajo condiciones controladas de oxigenación, pero se desconoce su eficacia en el tratamiento de aguas agrias, provenientes de efluentes contaminantes de diversas unidades de refinería.

2.3.3. Tratamiento de aguas ricas en sulfuro de hidrógeno mediante el uso de agentes oxidantes.

El peróxido de hidrogeno es un agente químico utilizado para el tratamiento de aguas residuales, gracias a que le proporciona oxigenación al agua y elimina el sulfuro de hidrógeno, que además de ser un gas tóxico, es un agente corrosivo para los equipos (FMC CORPORATION).

La reacción que rige el proceso de descomposición de la molécula de ácido sulfhídrico en azufre elemental haciendo uso de peróxido de hidrógeno, se representa bajo la ecuación (5):



El ácido sulfhídrico es producido por bacterias sulfato reductoras bajo condiciones anaerobias, convirtiendo los sulfatos en sulfuros, como es el caso del sulfuro de hidrógeno, es por esta razón la importancia de proporcionar oxígeno a las aguas para detener la conversión de sulfatos por parte de las

bacterias sulfato reductoras y reducir el ácido sulfhídrico mediante el uso de peróxido de hidrógeno.

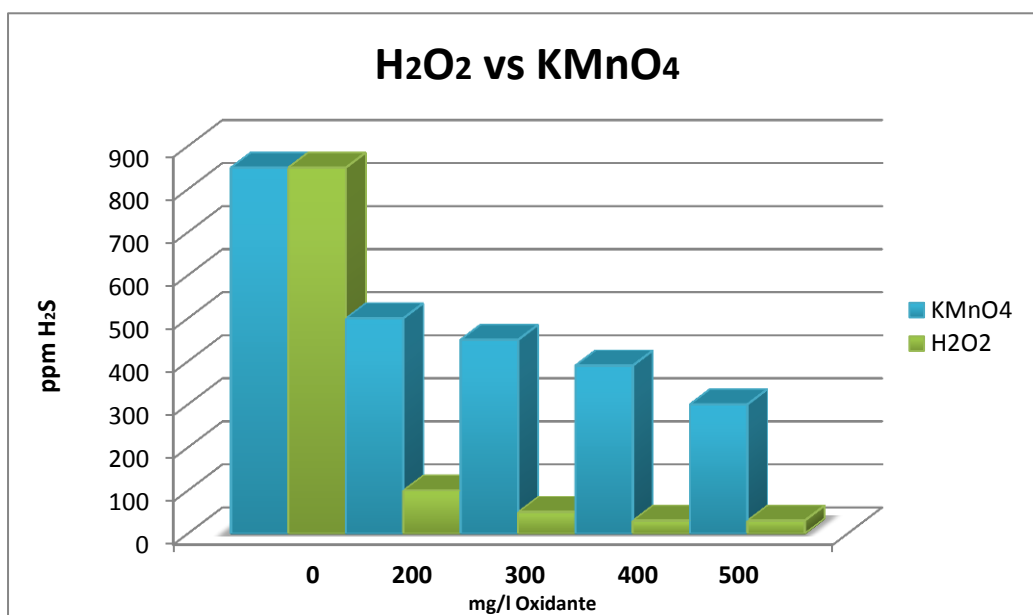
Otro agente químico utilizado para el control del ácido sulfhídrico es el permanganato de manganeso que al igual que el peróxido de hidrógeno, oxigena las aguas reduciendo la formación de sulfuro de hidrógeno por parte de las bacterias sulfato reductoras y previene su regeneración en etapas subsiguientes.

Conociendo los beneficios de los dos agentes, se llevaron a cabo diversas pruebas para determinar el más eficiente en el control del sulfuro de hidrogeno a lo largo del tiempo. Para esto se estudió el tiempo de residencia de las aguas en los tanques de almacenamiento previo al paso por el filtro prensa, se estableció un promedio de 90 minutos. (FMC CORPORATION)

Para desarrollar las pruebas se llevó a cabo una medición inicial sin tratamiento en un tanque de mezcla para conocer la concentración del ácido sulfhídrico, que arrojó una concentración de 830 ppm, a continuación se adicionaron KMnO_4 y el H_2O_2 en diversas concentraciones que fueron desde 200 - 500 ppm; 90 minutos después se llevaron a cabo mediciones para determinar la concentración de sulfuro de hidrogeno. (FMC CORPORATION).

Al haber adicionado peróxido de hidrógeno se lograron reducciones que rondan desde el 87-99.75%, mientras que en el caso del permanganato de manganeso, logro porcentajes de reducción del 38-68%, demostrando así que el peróxido de hidrógeno es más eficiente que el permanganato de potasio en extensos periodos de tiempo; resaltando además que el costo del peróxido de hidrógeno es mucho menor que el del permanganato de manganeso. (FMC CORPORATION). En la figura 5 se observa la reducción que logra el peróxido de hidrógeno (niveles cercanos a cero), frente a la baja reducción que logró el permanganato de manganeso (tan solo a 300 ppm aproximadamente).

Figura 5. Resultados comparativos de la eficiencia del KMnO_4 y el H_2O_2 como agentes secuestrantes de H_2S (FMC CORPORATION).



El peróxido de hidrógeno se ha implementado como una herramienta económica y eficiente para el control del sulfuro de hidrógeno en plantas de tratamiento de aguas residuales, gracias a que permite eliminar de forma rápida el ácido sulfhídrico y retarda su regeneración gracias a la inhibición generada por las bacterias sulfato-reductoras, debido a las condiciones aerobias proporcionadas por el H_2O_2 , pero no es viable en procesos de tratamiento de aguas agrias, debido a que en contacto con soluciones ricas en hidrocarburos, se generan reacciones violentas.

2.3.4. Secuestrantes químicos utilizados para la neutralización del ácido sulfhídrico.

2.3.4.1 Triazina.

La triazina es un anillo heterocíclico, es decir que presenta átomos diferentes al carbono, es un compuesto químico orgánico que cuenta con tres isómeros cuya fórmula molecular es $\text{C}_3\text{H}_3\text{N}_3$. La figura 6 esquematiza los diferentes isómeros que presenta la triazina.

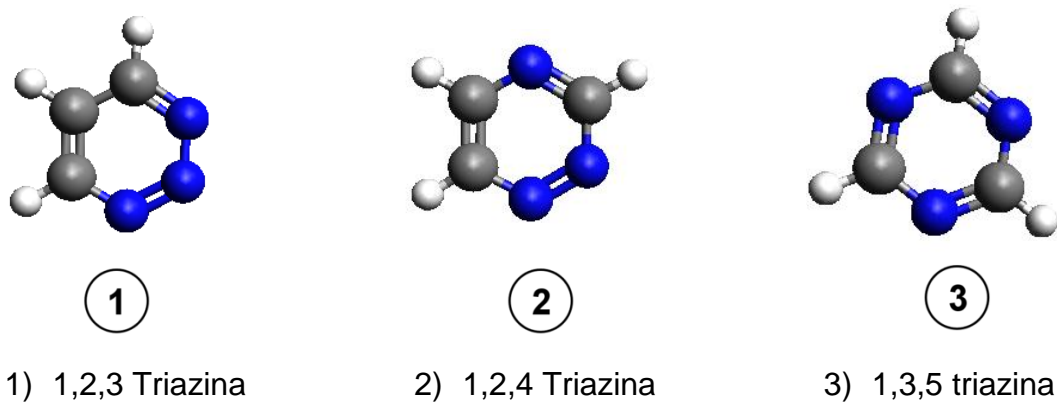


Figura 6. Estructura molecular de los tres diferentes isómeros de la triazina.

La triazina es un agente químico utilizado para llevar a cabo la separación del sulfuro de hidrógeno o ácido sulfhídrico de corrientes gaseosas, actualmente se manejan procesos de conversión directa, es decir procesos en los que se toma el H_2S y este pueda ser llevado finalmente a azufre elemental; el isómero de la triazina utilizado para este propósito es la 1, 3, 5 Triazina.

En la figura 7 se esquematiza el mecanismo de reacción de la triazina con la molécula de sulfuro de hidrógeno:

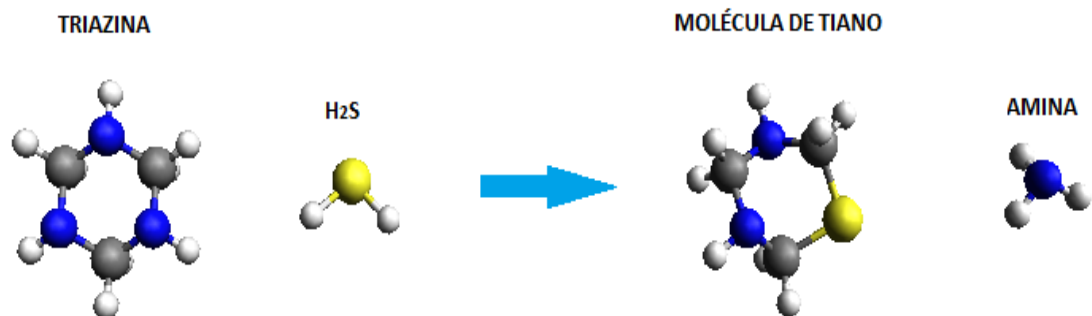


Figura 7. Mecanismo de reacción de la triazina en presencia de H_2S .

En la tabla 2 se suministra información acerca de las ventajas que ofrece la utilización de la triazina como agente secuestrante de sulfuro de hidrógeno, sobre los agentes utilizados frecuentemente en la industria para este propósito.

AMINAS	TRIAZINA
Costo bajo	Costo efectivo
No selectivo	Selectivo
Reacción reversible	Reacción no reversible
No volátil	No volátil
Manipulación segura	Manipulación segura

Tabla 2. Comparación entre los agentes más comunes utilizados para eliminar el sulfuro de hidrógeno de crudos ácidos (VECO S.A.S.).

3. DESARROLLO EXPERIMENTAL

En el presente capítulo se expondrán las diversas etapas, por las cuales fué sometido el proceso de investigación, con el fin de garantizar resultados confiables a lo largo del mismo.

En la figura 8 se esquematiza de forma general las etapas planificadas para la ejecución del proyecto.

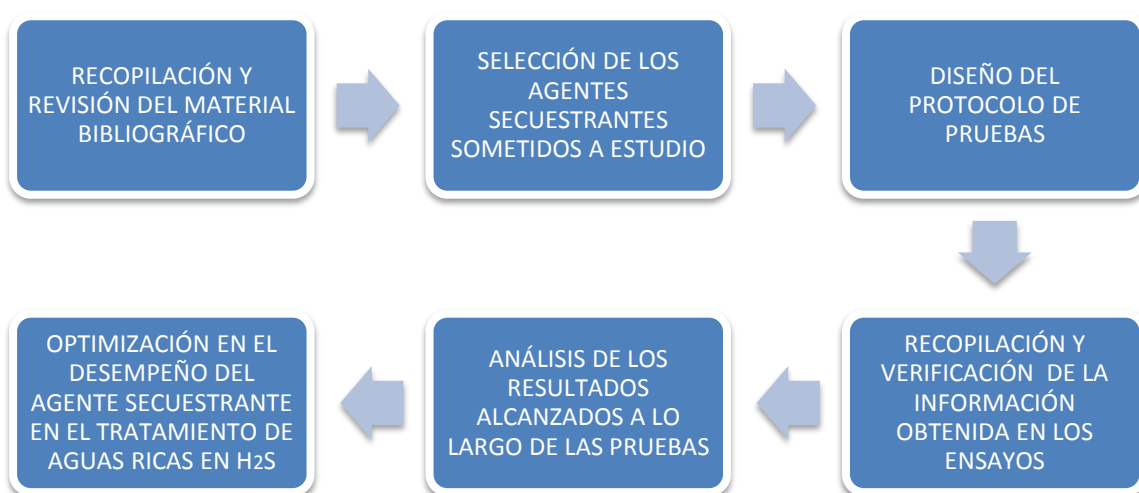


Figura 8. Diagrama de Bloques correspondiente al desarrollo experimental del proyecto.

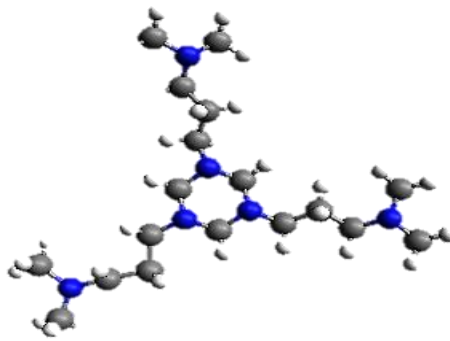
3.1. Recopilación y revisión del material bibliográfico.

En esta primera etapa se llevó a cabo un proceso de investigación enfocado en establecer la teoría base para el desarrollo de un agente químico eficiente en los procesos de remoción y reducción de sulfuro de hidrógeno disuelto en soluciones acuosas.

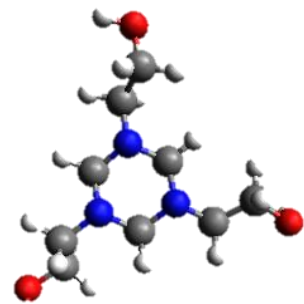
3.2. Selección de los agentes secuestrantes sometidos a estudio.

Apoyados en la información recopilada en la primera etapa del proyecto, se procedió a seleccionar los componentes bases, que harían parte del diseño del agente químico, elaborado con el propósito de reducir la concentración del sulfuro de hidrógeno disuelto en las aguas agrias producidas al interior de la refinera de Barrancabermeja.

Las siguientes imágenes corresponden a la estructura molecular de dos clases de triazina que serán utilizadas como agentes secuestrantes de sulfuro de hidrógeno.



1, 3, 5 -Tris (3-dimetil-amino- propil)
hexahydro - s – triazina.
(TPAT)



1, 3, 5 - tris (hidroxi-etil)-1, 3, 5-
triazina.
(HDT)

Figura 9. Estructura molecular de las triazinas sometidas a estudio; el azul corresponde al átomo de nitrógeno, el rojo al oxígeno, el gris al carbono y finalmente el blanco representa el hidrógeno.

3.3. Diseño de protocolo de pruebas.

Con el fin de realizar ensayos confiables se fijó un protocolo de pruebas basado en determinar los diferentes grados de concentración de sulfuro de

hidrógeno disuelto en dichas aguas, para proceder a fijar la concentración óptima del agente químico para reducir dicha concentración a niveles de cero.

Los protocolos se establecieron utilizando como instrumentos de medición los tubos colorimétricos Dräger, los cuales manejan diversas referencias de acuerdo a los rangos de medición, para este caso en particular se trabajaron tres referencias, junto a un equipo de medición de gases (Ver anexo B).

Posterior al desarrollo de las formulaciones empleadas como tratamiento, se estableció una formulación para desarrollar soluciones acuosas con diversos grados de concentraciones de sulfuro de hidrógeno, con el fin de estudiar el efecto del secuestrante, en soluciones con concentración de ácido sulfhídrico variables; bajo este precepto, se desarrolló un protocolo de pruebas para estudiar la eficacia del agente químico en el tratamiento de aguas de diversos grados de concentración de H₂S.

3.4. Recopilación y verificación de la información obtenida en los ensayos.

Después de ejecutar los ensayos, previo a la evaluación de los resultados obtenidos, se procedió a recopilar, tabular y verificar la información recolectada de cada uno de los ensayos, llevados a cabo modificando variables dentro del protocolo desarrollado, con el fin de conocer el comportamiento del agente secuestrante bajo condiciones de concentración variable.

Las tablas 3 y 4, presentadas a continuación, corresponden a las mediciones previas y posteriores a la aplicación del tratamiento, utilizando los dos agentes químicos sometidos a estudio como secuestrantes de sulfuro de hidrógeno, para aguas con dos niveles de concentración diferente.

Tabla 3. Resultados de diversos tratamientos aplicados a aguas contaminadas con H₂S, empleando como agente secuestrante la HDT (Hidroxietil triazina).

TRATAMIENTO UTILIZANDO COMO AGENTE SECUESTRANTE HDT

Solución H ₂ S de 2000 a 10 ppm		Solución H ₂ S de 2000 a 2 ppm		Solución H ₂ S de 300 a 0 ppm	
Ácido Cítrico:	1,2g	Ácido Cítrico:	1,2g	Ácido Cítrico:	0,6g
Azul de Ultramar:	1,7g	Azul de Ultramar:	1,7g	Azul de Ultramar:	0,17g
Agua:	50,1g	Agua:	50,0g	Agua:	50,0g

Tiempo [min]:	ppm	Tiempo [min]:	ppm	Tiempo [min]:	ppm
0	>2000	0	>2000	0	>300
20	10	20	2	3	0

Tratamiento	Dosis	Tratamiento	Dosis	Tratamiento	Dosis
Hidroxy 1,3,5 Triazina	0,34g	Hidroxy 1,3,5 Triazina	0,17g	Hidroxy 1,3,5 Triazina	0,17g
Agua	0,66g	Agua	0,33g	Agua	0,33g

Tabla 4. Resultados de diversos tratamientos aplicados a aguas contaminadas con H₂S, empleando como agente secuestrante la TPAT (Tripropano amina triazina).

TRATAMIENTO UTILIZANDO COMO AGENTE SECUESTRANTE TPAT

Solución H ₂ S de 2000 a 1500 ppm		Solución H ₂ S de 2000 a 1800 ppm		Solución H ₂ S de 300 a 160 ppm	
Ácido Cítrico:	1,2g	Ácido Cítrico:	1,2g	Ácido Cítrico:	0,6g
Azul de Ultramar:	1,7g	Azul de Ultramar:	1,7g	Azul de Ultramar:	0,17g
Agua:	50,0g	Agua:	50,0g	Agua:	50,0g

Tiempo [min]:	ppm	Tiempo [min]:	ppm	Tiempo [min]:	ppm
0	>2000	0	>2000	0	>300
20	1500	20	1800	3	160

Tratamiento	Dosis	Tratamiento	Dosis	Tratamiento	Dosis
Tripropano amina Triazina	0,34g	Tripropano amina Triazina	0,17g	Tripropano amina Triazina	0,17g
Agua	0,66g	Agua	0,33g	Agua	0,33g

3.5. Análisis de los resultados alcanzados a lo largo de las pruebas.

En esta etapa se estudiaron en detalle los resultados obtenidos en las pruebas realizadas, se obtendrán respuestas concluyentes acerca de la viabilidad del agente químico como solución al grave problema que generan las aguas agrias producidas en refinerías, al igual como fuente de tratamiento a otros cuerpos de agua contaminados que por efectos de procesos de degradación biológica, son susceptibles a la generación de sulfuro de hidrógeno.

3.6. Optimización en el desempeño del agente secuestrante en el tratamiento de aguas ricas en H₂S.

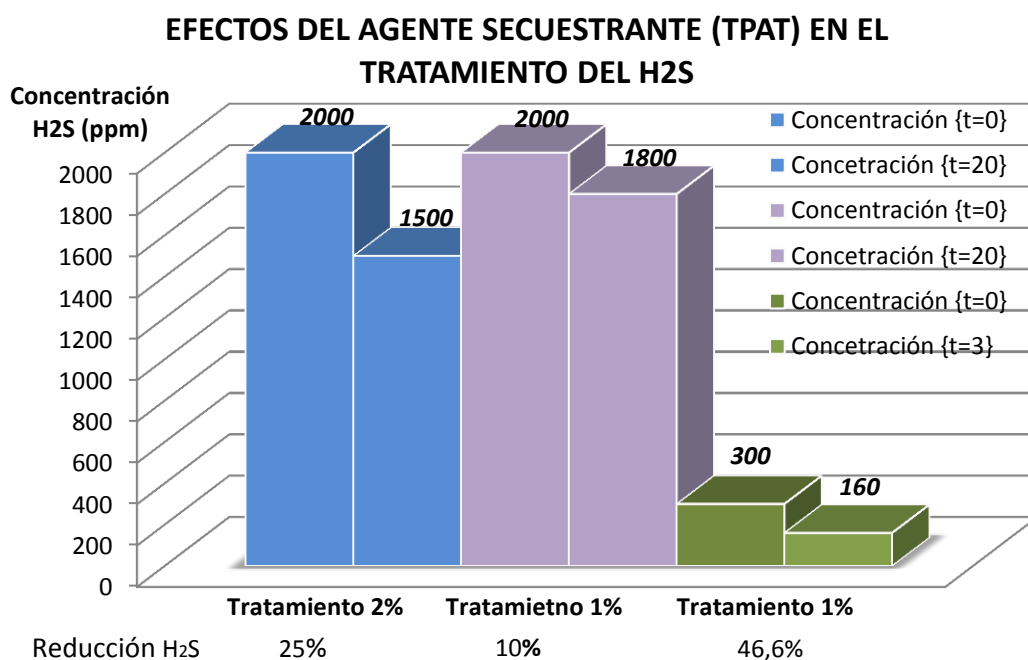
Al realizar un análisis exhaustivo de los resultados obtenidos durante los ensayos, se procedió a optimizar el diseño del agente secuestrante desarrollado, con el fin de maximizar la efectividad del mismo bajo condiciones de concentración variable del medio tratante. Las modificaciones que se llevaron a cabo, correspondieron a variaciones en la dosificación y relación de diseño del agente secuestrante desarrollado inicialmente.

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS

4.1. Efectos de la (TPAT) en tratamiento de aguas, bajo concentraciones variables de sulfuro de hidrógeno.

En la figura 10 se recopilan los resultados obtenidos en los ensayos de prueba para determinar la eficacia de la 1, 3, 5 Tripropano Amina, como agente secuestrante de sulfuro de hidrogeno. Observando la figura, se logra evidenciar una leve reducción en la concentración de H₂S.

Figura 10. Resultados de la reducción de sulfuro de hidrogeno utilizando como agente secuestrante la 1, 3, 5 Tripropano Amina triazina (TPAT).



La primera pareja de bloques, marcados con color azul, representan las primeras pruebas, las cuales arrojaron marcaciones de 2000 ppm, que posterior a la adición del tratamiento en una relación del 2%, se observaron mediciones de 1500 ppm, lo que indica una reducción de tan solo un 25%.

La segunda pareja de bloques, marcados con color lila, representan una segunda etapa de pruebas, que inicialmente arrojaron marcaciones de 2000

ppm y posterior a la adición del tratamiento en una relación del 1%, se obtuvieron reducciones del 10%, correspondiente a mediciones de 1800 ppm.

La tercera pareja de bloques, marcados con color verde, representan la tercera etapa de pruebas, que inicialmente arrojaron marcaciones de 300 ppm y posterior a la adición del tratamiento en una relación del 1%, se obtuvieron reducciones del 46.6%.

4.2. Efectos de la (HDT) en tratamiento de aguas, bajo concentraciones variables de sulfuro de hidrógeno.

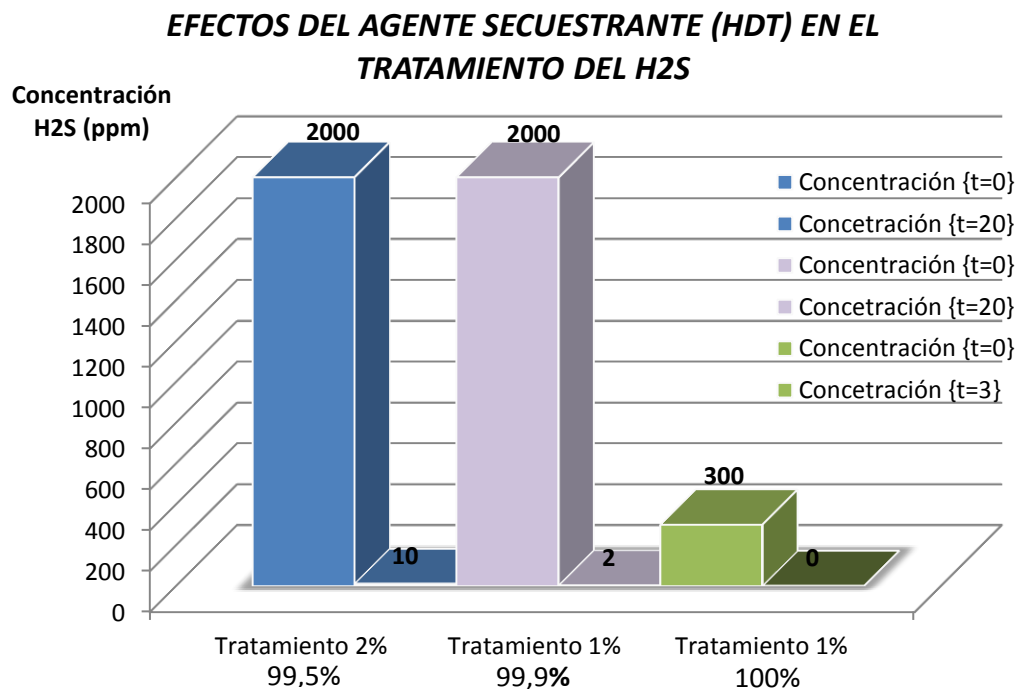


Figura 11. Resultados de la reducción de sulfuro de hidrogeno utilizando como agente secuestrante la 1, 3, 5 Hidroxietil triazina (HDT).

La figura 11, esquematiza los resultados de reducción de sulfuro de hidrogeno, en el tratamiento de soluciones acuosas ricas en H₂S, utilizando como agente secuestrante la 1, 3, 5 Hidroxietil Triazina.

La primera pareja de bloques, marcados con color azul, representan las primeras pruebas, que en primera instancia arrojaron marcaciones de 2000

ppm, que posterior a la adición del tratamiento en una relación del 2%, se generaron reducciones notables en la concentración de las muestras que marcaron tan solo 10 ppm, lo que indica una reducción del 99,5%.

La segunda pareja de bloques, marcados con color lila, representan una segunda etapa de pruebas, que inicialmente arrojaron marcaciones de 2000 ppm, que posterior a la adición del tratamiento en una relación del 1%, se obtuvieron reducciones del 99,9%, correspondiente a mediciones de 2 ppm.

La tercera pareja de bloques, marcados con color verde, representan la tercera etapa de pruebas, que inicialmente arrojaron marcaciones de 300 ppm, que posterior a la adición del tratamiento en una relación del 1%, se obtuvieron reducciones del 100%.

4.3. Análisis de eficiencia de los agentes secuestrantes sobre soluciones ricas en ácido sulfhídrico.

Las niveles de concentración bajo las cuales se llevó a cabo el estudio de efectividad del agente secuestrante, oscilaron entre las 300 y 2000 ppm, debido a que se presentaron limitantes para llevar a cabo mediciones confiables, para concentraciones mayores a la señalada anteriormente. De acuerdo a los resultados obtenidos en los ensayos realizados, el agente químico que arrojó mejores resultados en el tratamiento de soluciones acuosas, ricas en sulfuro de hidrógeno, correspondió al secuestrante diseñado a base de HDT, el cual logró disminuciones notables en cada uno de los ensayos realizados, alcanzando reducciones que rondan entre el 99,5% y el 100%, respecto al tratamiento a base de (TPAT) que tan sólo lograron porcentajes de 10% al 47%.

De igual forma se determinó la dosificación óptima, correspondiente al 1% de tratamiento, para aguas contaminadas con sulfuro de hidrógeno, en concentraciones que oscilan entre los 300 ppm y las 2000 ppm,

5. CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos a lo largo de las pruebas, corroboraron la efectividad de la triazina como agente secuestrante de sulfuro de hidrógeno, conforme la concentración de H_2S disuelto en solución disminuye, lo que lo posiciona como una solución al problema de tratamiento de aguas agrias, procedentes de diversos procesos afines a la refinación del crudo.

La relación óptima de agente secuestrante, determinado de acuerdo a los resultados evidenciados a lo largo de las pruebas, en el tratamiento de aguas contaminadas con sulfuro de hidrógeno, comprende relaciones de 1/100, correspondientes a 1 unidad en volumen de tratamiento por cada 100 unidades de volumen de agua contaminada, es decir dosificaciones de tratamiento del 1%.

El agente secuestrante desarrollado a base de Hidroxietil Triazina, resulta ser el agente químico más efectivo para el tratamiento de soluciones acuosas con concentraciones de sulfuro de hidrógeno que oscilan entre las 300 ppm y las 2000 ppm.

6. RECOMENDACIONES

El alcance inicial del proyecto era diseñar y desarrollar un grupo de agentes secuestrantes para estudiar sus efectos en el tratamiento de aguas contaminadas con ácido sulfhídrico.

El siguiente objetivo que se debe plantear en el proyecto, implicaría extender la eficacia de los agentes desarrollados, en el tratamiento de otras fuentes contaminadas con sulfuro de hidrógeno, este es el caso de efluentes de petróleo y gas crudo, los cuales hacen parte de las mayores fuentes naturales de ácido sulfhídrico en el mundo.

De igual forma, se deberían acceder a otras fuentes de medición, con rangos de medida aún más amplios, con el fin de estudiar la eficacia del agente secuestrante, en soluciones con niveles de concentración superiores a las 2000 partes por millón.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1]** AIR LIQUIDE. (2009). Encyclopedia AIR LIQUIDE. Obtenido de <http://encyclopedia.airliquide.com/encyclopedia.asp?languageid=9&GasID=59&CountryID=19>
- [2]** Casimiro Reyes, M. D. (2006). USO DE BATERIAS SULFÚRICAS PÚRPURAS Y VERDES PARA LA ELIMINACIÓN DE H₂S CONTENIDO EN AGUAS TRATADAS, UTILIZADAS PARA EL RIEGO. UNIVERSIDAD AUTÓNOMA METROPOLITANA - XOCHIMILCO.
- [3]** CHEM BASE. (s.f.). http://www.chembase.com/cbid_402.htm. Recuperado el Noviembre de 2011
- [4]** De Jesús- Mosco, J. L., Zavaleta, P. Y., Ortiz Ramírez, J. A., & Palma Alcántar, C. (2009). Estudio y Desarrollo de un Producto para Secuestrar Ácido Sulhídrico en Hidocarburos. Quinto Seminario Internacional de Expertos en Tratamiento de Efluentes Industriales y Residuos, (págs. 73-80). México.
- [5]** De la Cerda, J. P. (20 de Febrero de 2008). Portal Digital de Petroleo, Gas, Carbón, Energias Alternas. Obtenido de [1] TRATAMIENTO DE campo de crudo y gas [http://www.ingenieria.unam.mx/~jagomez/materias/ARCHIVO_CONDUCCION/CAPITULO %20VII.pdf](http://www.ingenieria.unam.mx/~jagomez/materias/ARCHIVO_CONDUCCION/CAPITULO%20VII.pdf)
- [6]** Diaz, A. (2010). Slide Share. Recuperado el Noviembre de 2011, de <http://www.slideshare.net/Angelapdiaz/ciclo-azufre-3826800>
- [7]** Dillon, E. T. (1990). Patente nº 4,978,512. Conshohocken, Tex.
- [8]** Dirección General de Salud Pública, Región de Murcia.(2007). Riesgo Químico Sulfuro de Hidrogeno.

- [9]** Dräger. (2006). Manual de tubos de Dräger (14 ed.). Madrid, España.
- [10]** Estrella Maldonado, M. D. (2010). cybertesis.uni.edu.pe. Recuperado el Noviembre de 2011 de http://cybertesis.uni.edu.pe/uni/2010/estrella_mm/pdf/estrella_mm.pdf
- [11]** FMC CORPORATION. (s.f.) . fmcforet. Recuperado el Noviembre de 2011, de <http://www.fmcforet.com/Portals/FMCForetTO/Content/Docs/Sulfuros/Control%20de%20H2S%20en%20fangos%20municipales.pdf>
- [12]** Morales Pino, F. (s.f.). Scribd. Recuperado el Noviembre de 2011, Universidad del Oriente Escuela de Ingeniería de Petróleo. <http://es.scribd.com/doc/47333961/Endulzamiento-de-gas-natural>
- [13]** Nicholson, M., & O'Brien, T. (s.f.). "Hydrogen Sulfide in Petroleum Houston, Texas: Baker Petrolite Corporation.
- [14]** NORMAS ASTM. (s.f.). www.astm.org. Recuperado el Noviembre de 2011, de (ASTM INTERNATIONAL Standards Worldwide <http://www.astm.org/Standards/D5705.htm>)
- [15]** Ortellado, G. D., & Gertiser, A. A. (s.f.). Recuperado el Noviembre de 2011, de http://www.edutecne.utn.edu.ar/procesos_fisicoquimicos/Proceso_Azufre.....liquido.pdf
- [16]** Reyes, M. d. (16 de MAYO de 2006). USO DE BACTERIAS SULFÚRICAS PÚRPURAS Y VERDES PARA LA ELIMINACIÓN DE H₂S CONTENIDO EN AGUAS TRATADAS UTILIZADAS PARA RIEGO. México.
- [17]** Sullivan, D. S., Thomas, A. R., Garcia, J. M., & Yon-Hin, P. (1998). Patente nº 5,744,024. Sugar Land, Tex.

- [18]** UNIVERSIDAD DE CASTILLA - LA MANCHA. (s.f.). Universidad de Castilla - La Mancha. Recuperado el Noviembre de 2011, de <http://www.uclm.es/profesorado/jvillasenor/esp/contatm/tema3-SO2.pdf>
- [19]** VECO S.A.S. (s.f.). www.vecosas.com. Recuperado el Noviembre de 2011, de <http://www.vecosas.com/vecosas.pdf>
- [20]** Weers, J. J., & O'Brien, T. J. (2000). Patente nº 6,024,866. Houston, Tex.

8. ANEXOS

ANEXO A. Riesgos y propiedades físicas del sulfuro de hidrógeno.

El rombo de seguridad establece que el sulfuro de hidrógeno es nocivo a la salud humana y altamente explosivo. Lo cual cataloga al H₂S como una sustancia muy peligrosa.



Figura 12. Rombo de seguridad de la NFPA 704 para el Sulfuro de Hidrógeno. (CHEM BASE)

En la tabla 5 se encuentra información referente a las propiedades del sulfuro de hidrógeno, (AIR LIQUIDE, 2009):

PROPIEDADES DEL SULFURO DE HIDRÓGENO	
Densidad del gas (15°C):	1,45 kg/m ³
Temperatura de auto-ignición:	270°C
Gravedad específica (aire) a (15°C):	1,189
Volumen específico (15°C):	0,689
Factor de compresibilidad:	0,9915

Tabla 5. Propiedades físicas del sulfuro de hidrógeno.

ANEXO B. Equipo de medición de gases Dräger.

Ácido Sulfhídrico 0,2/a	Ácido Sulfhídrico 1/d	Ácido Sulfhídrico 100/a
Ref. 8101461	Ref. 8101831	Ref. CH29101
Rango: 0,2 - 5 ppm	Rango: 1-20/10-200 ppm	Rango: 100-2000 ppm



Figura 13. Imágenes de las tres referencias de tubos colorimétricos Dräger utilizados en el protocolo de medición de H_2S disuelto en soluciones acuosas (Dräger, 2006).

Junto a los tubos colorimétricos Dräger, se requirió el uso de una bomba especial, a la cual se le acopla el tubo colorimétrico, para llevar a cabo la succión del gas y poder medir la concentración de sulfuro de hidrógeno, disuelto en la solución acuosa.



Figura 14. Imagen correspondiente a la Bomba Dräger Accuro, utilizada en el protocolo de medición de H_2S .

La preparación del agente tratante, se llevó a cabo en soluciones de concentración fija, para verificar su eficacia en el control del sulfuro de hidrógeno de aguas contaminadas.

En las siguientes gráficas se presentan los componentes principales empleados en el desarrollo del agente químico, utilizado como secuestrante de H_2S .

Figura 15. Imágenes correspondientes a los componentes bases, empleados en el desarrollo del agente químico secuestrante de H_2S .

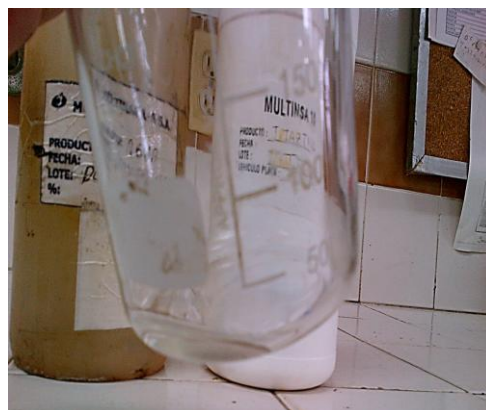


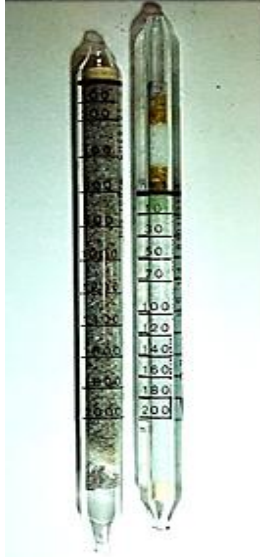
Figura 16. Etapa de medición para corroborar la eficacia del agente químico desarrollado, en el tratamiento de aguas contaminadas con sulfuro de hidrógeno.



A continuación se presentan los resultados obtenidos a través de los tubos colorimétricos Dräger para las diversas pruebas desarrolladas. Los tubos ubicados a la izquierda representan las mediciones iniciales, sin tratamiento, los ubicados a la derecha, corresponden a la medición después de aplicar el tratamiento.

TRATAMIENTO UTILIZANDO COMO AGENTE SECUESTRANTE HDT.

- **Solución H_2S de 2000 a 10 ppm:**



- **Solución H_2S de 2000 a 2 ppm:**



- **Solución H_2S de 300 a 0 ppm:**



TRATAMIENTO UTILIZANDO COMO AGENTE SECUESTRANTE TPAT.

- **Solución H_2S de 2000 a 1500 ppm:**



- **Solución H_2S de 2000 a 1800 ppm:**



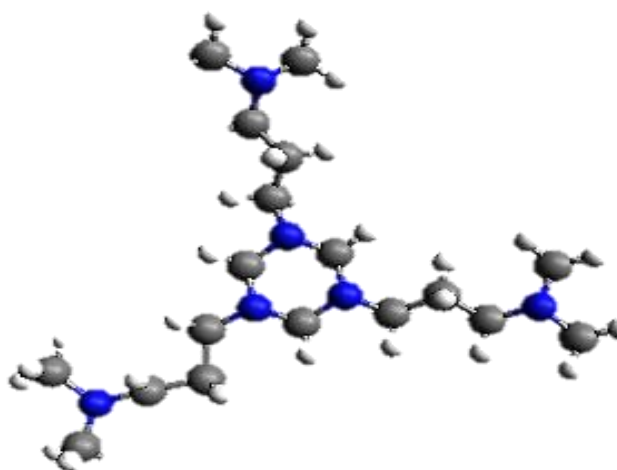
- **Solución H_2S de 300 a 160 ppm:**



ANEXO C. Hoja de información técnica de la dimetil amino propil hexahidro triazina o (TPAT).

Nombre del producto	Dimetil amino propil hexahidro triazina
----------------------------	---

Estructura molecular



Fórmula molecular	$C_{18}H_{42}N_6$
Peso molecular	342,57
Numero CAS	15875-13-5
Apariencia	Amarillo claro
Punto de ebullición	141°C
pH	10,7 – 11,5

- **Identificación de riesgos.**

Inhalación: Puede causar quemaduras severas en ojos, tracto respiratorio y piel.

Contacto con los ojos: Puede causar alteraciones temporales en la visión, quemaduras e irritación, frente a altas exposiciones.

Contacto con la piel: Puede generar quemaduras leves en contacto directo con la piel, además síntomas como dolor de cabeza, agotamiento, náuseas y vomito.

Ingestión: Si es ingerido puede ocasionar quemaduras en la boca y en el tracto intestinal, incluso perforaciones en la mucosa estomacal.

- **Medida de primeros auxilios.**

Advertencia general: En caso de que la respiración se detenga, suministrar asistencia respiratoria, lo más indicado es suministrar oxígeno, en caso de que el corazón se detenga, suministrar por parte de personal capacitado, resucitación cardiopulmonar inmediatamente.

Contacto con los ojos: Conservar los ojos abiertos e irrigarlos continuamente con abundante agua hasta recibir atención médica especializada, si no es posible tener cuidado médico de forma inmediata, mantener el lavado durante una hora.

Contacto con la piel: Remover la ropa contaminada, lavarse con abundante agua hasta recibir atención médica, en caso de no ser así, mantener el lavado durante una hora.

Contacto con la piel: No inducir al vómito sin recomendación médica, no suministrar nada vía oral.

- **Estabilidad y reactividad.**

Este es un compuesto estable bajo condiciones normales de presión y temperatura; presenta incompatibilidad al hipoclorito de sodio, ácidos minerales, aluminio, zinc y superficies galvanizadas además presenta reacciones violentas en presencia de agentes oxidantes como lo son los peróxidos, posiblemente pueden generarse explosiones.