



UNIVERSIDAD DE MATANZAS “CAMILO CIENFUEGOS”

FACULTAD DE CIENCIAS TECNICAS

DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E INGENIERÍA QUÍMICA

**Tratamiento a la corriente de gas hidrogenado de recicló
en el hidrotratamiento de diésel de la Refinería
Camilo Cienfuegos.**

**Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en
Tecnologías de refinación de petróleo**

Autor: Ing. Arnaldo Santos de la Horra

Matanzas

2019



UNIVERSIDAD DE MATANZAS

“CAMILO CIENFUEGOS”

FACULTAD DE CIENCIAS TECNICAS

**DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E
INGENIERÍA QUÍMICA**

**CENTRO POLITÉCNICO DEL
PETRÓLEO**

SEDE: CIENFUEGOS

**Tratamiento a la corriente de gas hidrogenado de reciclado
en el hidrotratamiento de diésel de la Refinería
Camilo Cienfuegos.**

**Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en
Tecnologías de refinación de petróleo**

Autor: Ing. Arnaldo Santos de la Horra

Tutores: Esp. Nery Saavedra Pérez

Dr. C. Yamile Martínez Ochoa

Matanzas

2019

NOTA DE ACEPTACIÓN

Presidente del Tribunal

Miembro del Tribunal

Miembro del Tribunal

Miembro del Tribunal

Miembro del Tribunal

Calificación

Ciudad, fecha

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Yo, Arnaldo Santos de la Horra, mayor de edad, vecino de Avenida 36A E/ Calle 79ª y Calle 81, Edificio 3 Apto 5, Reparto Junco Sur, Cienfuegos, identificado con CI-91053135708, actuando en nombre propio, en mi calidad de autor del presente trabajo denominado:

Tratamiento a la corriente de gas hidrogenado de reciclaje en el hidrotratamiento de diésel de la Refinería Camilo Cienfuegos.

Hago entrega del ejemplar respectivo y de sus anexos en formato, además de 2 copias impresas. Autorizo a la Universidad de Matanzas para que use en todas sus formas, los derechos patrimoniales de reproducción, comunicación pública, transformación y distribución que me correspondan como creador de la obra, objeto del presente documento. La presente autorización se hace extensiva no solo a las facultades y derechos de uso sobre la obra en formato o soporte material, sino también, para formato virtual, electrónico, digital, óptico, uso en red, internet e intranet.

Manifiesto que la obra objeto de la presente autorización, es original y se realizó sin violar o usurpar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es de su exclusiva autoría y detenta la titularidad sobre la misma.

Para constancia se firma el presente documento a los 2 días del mes mayo de 2019.

EL AUTOR

Arnaldo Santos de la Horra

Resumen

La unidad Hidrotratamiento de Diésel actualmente se enfrenta a problemas de corrosión en la sección de enfriamiento del efluente del reactor, lo que lleva a la circulación de partículas sólidas, aerosoles de humedad y cloro junto con la corriente de gas hidrogenado de reciclo. Estos productos de corrosión se acumulan en la succión del compresor alternativo C-01-301 que resulta en obstrucción, corrosión, taponamientos muy frecuentes en las válvulas de aspiración. La presencia de contaminantes, partículas que se forman en el proceso de hidrotratamiento del Diésel y que se arrastran en la corriente del gas hidrogenado de reciclo. El esquema tecnológico con que cuenta la planta de Hidrofinación de diésel no garantiza una eficiente eliminación de contaminantes en la corriente de gas circulante rico en hidrógeno que provocan la parada del compresor de reciclo. Esta situación conllevó a la presente investigación de las causas que originan los contaminantes en el proceso y de las deposiciones en el compresor así como la caracterización de equipos y corrientes del proceso, identificándose como principales contaminantes el HCl y H₂O. Se evaluó el tambor separador B-01-303 de succión del compresor C-01-301 para comprobar el proceso de separación del mismo arrojando los resultados que para las condiciones actuales no cumple con las dimensiones adecuadas para el tratamiento de la corriente de gas recirculante siendo esta mayor que la especificada como diseño. Se realiza la evaluación de los algunos parámetros del compresor logrando ajustar los valores de presión de succión y descarga de trabajo para disminuir los arrastres en el gas de reciclo para las condiciones actuales del proceso. Se propone la implementación de un filtro por adsorción aguas abajo del tambor B-01-303 para el tratamiento de la corriente de gas hidrogenado de reciclo con un lecho de adsorbente en base a Óxidos de Zinc, permitiendo una operación estable de los compresores que esto trae consigo un incremento de la producción por la no salida de operación de la planta y reusando equipos y líneas paralizados anteriormente, lo que abarata el costo del proyecto en las actuales condiciones económicas de la refinería y del país.

Abstract

The Diesel Hydrotreating unit is currently facing corrosion problems in the cooling section of the reactor effluent, which leads to the circulation of solid particles, moisture sprays and chlorine together with the stream of recycled hydrogenated gas. These corrosion products accumulate in the suction of the alternative compressor C-01-301 which results in clogging, corrosion, very frequent clogging in the suction valves. The presence of pollutants, particles that are formed in the hydrotreating process of Diesel and that are dragged in the stream of hydrogenated recycle gas. The technological scheme of the Diesel Hydrofining plant does not guarantee an efficient elimination of contaminants in the circulating gas stream rich in hydrogen that cause the compressor to stop recycling. This situation led to the present investigation of the causes that originate the pollutants in the process and of the depositions in the compressor as well as the characterization of equipment and currents of the process, identifying as main pollutants the HCl and H₂O. The separating drum B-01-303 of the suction of the compressor C-01-301 was evaluated to verify the process of separation of the same throwing the results that for the current conditions does not comply with the dimensions suitable for the treatment of the recirculating gas stream being greater than the one specified as design. The evaluation of the compressor parameters is carried out, adjusting the suction and discharge pressure values of the work to reduce the drag in the recycle gas for the current process conditions. It is proposed the implementation of an adsorption filter downstream of the Drum B-01-303 for the treatment of hydrogenated gas recycle stream with a bed of adsorbent based on Zinc Oxides, allowing a stable operation of the compressors that this brings an increase in production due to the non-exit of operation of the plant and reusing equipment and lines previously paralyzed, which lowers the cost of the project in the current economic conditions of the refinery and the country.

Agradecimientos

A todas las personas que de una forma u otra hicieron posible la realización de esta tesis de especialidad.

Índice

INTRODUCCIÓN.....	1
Capítulo 1. Análisis bibliográfico.....	4
1.1 Proceso de Hidrotratamiento	4
1.2 Principales parámetros del proceso de Hidrofinación	5
1.3 Lavado con agua en procesos de HDT	8
1.3.1. Calidad del agua de lavado en procesos de HDT	8
1.4 Gas reciclo en procesos de HDT	9
1.5 Funciones de los compresores en el proceso de Hidrotratamiento.....	9
1.5.1 Principio de funcionamiento de los compresores recíprocos	11
1.5.2 Problemas y fallas en el compresor recíproco	12
1.5.3 Causas de los fallos en el compresor recíproco.	14
1.5.4 Causa de los taponamientos, incrustaciones y deposiciones en los destilados medios	14
1.6 Procesos para depurar el gas de reciclo	16
1.6.1 Proceso de separación líquido-gas.....	16
1.6.2 Principios de separación	16
1.6.3 Función de un separador. Clasificación de los equipos de separación.....	17
1.7 Separación por filtración de contaminantes en el gas de reciclo.....	18
1.7.1 Filtros de cartuchos coalescentes.....	19
1.7.2 Filtro deflector	21
1.7.3 Filtro demister	21
1.8 Separación por adsorción de contaminantes en el gas de reciclo.....	22
1.9 Aspectos básicos sobre simulación	24
1.9.1 Softwares utilizados en la simulación de procesos químicos.....	26

1.9.2 El modelo de simulación utilizado en la investigación	28
Conclusiones del Capítulo.....	30
Capítulo 2. Diseño Metodológico.....	31
2.1 Descripción del caso de estudio.....	32
2.2 Características de los principales equipos del proceso del caso de estudio.....	33
2.3 Análisis de los depósitos en el compresor de Hidrofinación de diésel C-01-301.	36
2.3.2 Análisis realizados a los depósitos en el Compresor de Hidrofinación C-301.....	37
2.4 Evaluación del tambor separador B-01-303	38
2.5 Diseño del filtro por adsorción	38
Conclusiones Parciales	40
Capítulo 3. Análisis de los Resultados	41
3.1 Análisis de los depósitos en el compresor de Hidrofinación de diésel C-01-301	41
3.2 Resultados de la evaluación del separador bifásico B-01-303	44
3.3 Resultados de la simulación utilizando la herramienta PetroSimRx 6.0.....	47
3.3.1 Validación del modelo.....	49
3.4 Diseño de un filtro Adsorbedor	51
3.4.1 Cálculo de las dimensiones del filtro a partir del volumen de gas hidrogenado a tratar.....	51
Conclusiones Generales.....	56
Recomendaciones	57
Bibliografía.....	58
Anexos	61

INTRODUCCIÓN

El refino del petróleo comienza con la destilación, o fraccionamiento, de los crudos en grupos de hidrocarburos separados. Los productos resultantes están directamente relacionados con las características del petróleo crudo que se procesa. La mayoría de estos productos de la destilación se convierten a su vez en productos más útiles cambiando sus estructuras físicas y moleculares mediante craqueo, reformado y otros procesos de conversión (Kent & otros, 1976). Luego, estos productos se someten a diversos procesos de tratamiento y separación (extracción, hidrotratamiento y desmercantización), para obtener productos terminados. Mientras que las refinerías más sencillas se limitan generalmente a la destilación atmosférica y al vacío, en las refinerías integradas se hace fraccionamiento, conversión, tratamiento y mezcla con lubricantes, combustibles pesados y fabricación de asfalto, y, en ocasiones, procesado petroquímico (Harker & otros, 2013). Las refinerías se encargan del proceso de separación de las distintas fracciones de que está constituida la mezcla original; no sin razón se plantea que esta industria es la bisagra que articula la actividad petrolera propiamente pues relaciona la exploración y producción, con la actividad de almacenamiento, venta y distribución.

La destilación es un proceso de refinación continuo, es decir, el petróleo se bombea permanentemente, y los productos son ininterrumpidamente extraídos de las torres. El Hidrotratamiento es un proceso químico al cual se someten algunos productos con el fin de modificar algunas propiedades organolépticas cuyas características son no deseadas tales como el color y el olor no deseados para utilizarlos en la refinación de los cortes en la industria petroquímica, farmacéutica, etc.(Suárez B, 2004).

La unidad de Hidrotratamiento en la Refinería Camilo Cienfuegos enfrenta problemas de corrosión en la sección de enfriamiento, separación y endulzamiento del efluente del reactor, lo que lleva a la circulación de partículas sólidas y aerosoles húmedos junto con la corriente del gas hidrogenado recirculante. Los productos de corrosión se acumulan en la succión del compresor alternativo C-01-301 que resulta en obstrucción frecuente de la válvula de aspiración y el apagado de la unidad. Desde la puesta en marcha se ha observado que pasadas 72 horas de trabajo del compresor la unidad debe prescindir de su servicio ya que quedan

paralizados por la deposición de sales blancas, higroscópicas, producto de corrosión debido a la presencia de HCl, NH₃, H₂S, humedad, etc., en el gas de recicló.

Estas sustancias son el producto de reacción de un gas hidrogenado rico en compuestos clorados (HCl) y amoniaco producto de la Hidrofinación y forman sales de cloruro de amonio que de no retirarse antes el punto de rocío del agua del efluente del reactor provocan corrosión y su deposición en las zonas frías como es el compresor. Estas sales de cloruro de amonio básicamente precipitan a partir de corrientes de alta temperatura a medida que se enfrían, dependiendo de la concentración de NH₃ y HCl, y puede corroer tuberías y equipos, además estas sales de amonio son higroscópicas y absorben fácilmente el agua. Como parte de estudios anteriores, se adoptó un sistema de lavado continuo que logró minimizar la presencia de sales de amonio en el compresor, cuestión que ha sido agravada por la presencia de agua, amina, productos de corrosión que continúan depositándose, al no lograrse la correcta separación en el B-01-301 y B-01-303. Con una muy baja concentración de cloro en el gas de 0.1ppm y de agua se consigue que se activen estos mecanismos de corrosión caracterizados por formar una mezcla de color negro, característico del sulfuro de hierro, húmedo y olor amoniacal, lo que indica arrastres de amina del absolvedor T-01-302.

Mejorar la operatividad del compresor C-01-301 y reducir el tiempo de inactividad de la unidad de Hidrotratamiento de Diésel mediante la implementación de la solución adecuada del problema, es decir, deshacerse de paradas imprevistas del compresor de recirculación es el objetivo de la unidad con la solución más eficiente y económica para aumentar la confiabilidad operativa. La parada del compresor es debido a la obstrucción de la línea de aspiración/válvula de este equipo. Se sospecha que el taponamiento de la línea de aspiración/válvula del compresor está vinculado a problemas de corrosión en la sección de enfriamiento y separación de efluentes.

Antecedente:

La Unidad HDT actualmente se enfrenta a problemas de corrosión en la sección de enfriamiento del efluente del reactor, lo que lleva a la circulación de partículas sólidas, aerosoles de humedad y cloro junto con la corriente de gas hidrogenado de recicló. Estos productos de corrosión se acumulan en la succión del compresor alternativo C-01-301 que resulta en obstrucción, corrosión, taponamientos muy frecuentes en las válvulas de aspiración y filtros de succión. La presencia de contaminantes, partículas que se forman en el proceso de

hidrotratamiento del Diésel y que se arrastran en la corriente del gas hidrogenado de reciclo genera la paralización de los compresores y de la unidad, por tanto se impone adoptar tecnologías que eliminen o minimicen la acción de estos contaminantes en el proceso de refinación del hidrocarburo.

Problema Científico:

El esquema tecnológico con que cuenta la planta de Hidrofinación de diésel no garantiza una eficiente eliminación de contaminantes en la corriente de gas circulante rico en hidrógeno que provocan la parada del compresor de reciclo.

Hipótesis:

Con la implementación en el proceso de adecuadas tecnologías de separación de contaminantes en la corriente de gas circulante se evitarían las paradas y costosos mantenimientos del compresor de reciclo.

Objetivo general:

Proponer soluciones técnicas y económicamente viables para la remoción de contaminantes en la corriente de gas hidrogenado de reciclo que generan fallos al compresor y la parada de planta.

Objetivos específicos:

1. Identificar el origen de los contaminantes en el proceso y de las deposiciones en el compresor.
2. Evaluar cualitativamente los depósitos y contaminantes.
3. Evaluar el tambor separador B-01-303 de succión del compresor de Hidrofinación de Diésel C-01-301 utilizando PetroSim 6.0 como herramienta.
4. Evaluar el compresor de Hidrofinación de Diésel C-01-301.
5. Proponer una tecnología para el tratamiento del gas de reciclo.

Capítulo 1. Análisis bibliográfico

1.1 Proceso de Hidrotratamiento

El proceso de hidrotratamiento se utiliza para eliminar alrededor del 90 % de los contaminantes, como nitrógeno, azufre, metales e hidrocarburos insaturados (olefinas), de las fracciones de petróleo líquidas, como la gasolina y el diésel de destilación directa. El hidrotratamiento es similar al hidrocrqueo en que tanto el hidrógeno como el catalizador se utilizan para enriquecer el contenido de hidrógeno de la carga de olefinas (Sinnott, 2003). En cambio, el grado de saturación no es tan elevado como el que se consigue en el hidrocrqueo. Normalmente, el hidrotratamiento se realiza antes que otros procesos como el reformado catalítico, para que el catalizador no se contamine con la carga de material no tratado. El hidrotratamiento se utiliza también antes del craqueo catalítico para reducir el azufre y mejorar el rendimiento de producción, así como para mejorar las fracciones intermedias de petróleo destilado convirtiéndolas en queroseno, gasóleo diésel y gasóleos de calefacción.

Los procesos de hidrotratamiento difieren en función de las cargas y los catalizadores. La hidrodesulfuración elimina el azufre, reduce los aromáticos y las características que favorecen la formación de gomas, y satura cualquier olefina (Coulson, 2003).

En el proceso ocurren reacciones adicionales que permiten complementar el tratamiento al eliminar también compuestos nitrogenados, convertir las olefinas en compuestos saturados y reducir el contenido de aromáticos. El Hidrotratamiento requiere de altas presiones y temperaturas, y la conversión se realiza en un reactor químico con catalizador sólido constituido por GG-alúmina impregnada con molibdeno, níquel y cobalto. En el hidrotratamiento debe controlarse el ácido sulfhídrico que contiene la carga para mantenerlo en un nivel mínimo con objeto de reducir la corrosión (Barbosa & otros, 2014).

A veces se forma cloruro de hidrógeno y se condensa en forma de ácido clorhídrico en las secciones de baja temperatura de la unidad. En las unidades de alta presión y temperatura se forma bisulfuro amónico esto ocurre cuando se opera con corrientes de conversión. En caso de fuga se produce exposición a vapores de naftas aromáticas que contienen benceno, a ácido sulfhídrico o hidrógeno gaseoso, o a amoníaco si se origina una fuga o derrame de agua amarga. También puede haber fenol si se procesan cargas con alto punto de ebullición (Cienfuegos. Refinería de Ptroleo S.A, 1985).

El objetivo del proceso de Hidrotratamiento es el tratamiento de un hidrocarburo con hidrógeno molecular, en presencia de un catalizador en reactores de lecho fijo y bajo condiciones de operación adecuadas, para remover contaminantes como el oxígeno, el azufre y nitrógeno mediante la producción de agua, sulfuro de hidrogeno y amoniaco respectivamente (H_2O , H_2S , NH_3) a partir de la reacción del hidrógeno con el azufre y el nitrógeno presente en los hidrocarburos o hidrogenar los compuestos insaturados (Garea, 2010).

El proceso de Hidrotratamiento tiene un objetivo económico, pero con un gran componente ambiental ya que los compuestos de azufre y nitrógeno son agentes contaminantes del medio ambiente. Los anhídridos de estos elementos (SO_x , NO_x), formados por combustión, forman las llamadas lluvias ácidas y son contaminantes atmosféricos esenciales que son penalizados en la mayoría de los países por su carga contaminante para el medio ambiente y el hombre fundamentalmente (Cienfuegos. Refinería de Petróleo S.A, 1985).

Por el orden económico el proceso de refinación por Hidrotratamiento es necesario ya que:

- El azufre es un elemento altamente corrosivo, ataca la metalurgia de los equipos de procesos.
- El azufre, nitrógeno y oxígeno (S, N, O) y metales como el Vanadio son venenos de catalizadores.
- Estos compuestos afectan la calidad del producto (color, acidez, combustión, oxidación, etc.)

La condiciones para el desarrollo del proceso de hidrogenación depende de la composición química y de fracciones de la materia prima, así como del grado requerido de desulfuración, el tipo y el estado del catalizador que se use (Ramírez, 1981).

1.2 Principales parámetros del proceso de Hidrofinación

Para que el proceso de Hidrotratamiento se lleve a cabo deben existir condiciones de operación que permitan que las reacciones que se verifican en el bloque reactor se materialicen y se remuevan los contaminantes, se saturan los insaturados mediante la hidrogenación de la materia prima, para ello se requiere tener los siguientes parámetros de operación en el proceso (Cienfuegos. Refinería de Petróleo S.A, 1985).

1. Temperatura.
2. Presión.
3. Velocidad volumétrica de alimentación de la materia prima.

4. Relación de la circulación del gas hidrogenado a la cantidad de materia prima.
5. Actividad del catalizador.

1. Temperatura

La selección de la temperatura depende de la calidad de la materia prima, condiciones de desarrollo del proceso y de la pérdida de la actividad del catalizador. Esta se desarrolla normalmente en los 300°C a 380°C. La materia prima pesada se refina a una temperatura más baja que la materia liviana. Cuando se sube la temperatura el grado de hidrogenación se eleva alcanzando al máximo a 420°C. A la posterior subida de temperatura el grado de hidrogenación desciende un poco para los compuestos sulfurados, pero muy bruscamente para los hidrocarburos no saturados, ya que a las temperaturas elevadas se desarrollan las reacciones de hidrocraqueo, las cuales reducen el rendimiento en productos líquidos y aumentan la deposición de coque sobre el catalizador.

2. Presión

Con el aumento de la presión total en el sistema, se eleva el grado de desulfuración de la materia prima, se reduce la coquificación y se alarga la duración de servicio del catalizador. Los resultados del estudio de los factores que influyen en la profundidad de la Hidrofinación dicen que, en general, la intensidad de la hidrogenación no se coadyuva por el aumento de la presión total en el sistema, (Sino por la elevación de la presión parcial del hidrogeno) debido al aumento de la presión total del sistema. El proceso de Hidrofinación del combustible Diésel se efectúa a una presión parcial del hidrógeno no inferior a 2 MPa (20Kgf/cm²). A la elevación de la presión parcial del hidrogeno hasta 3Mpa (30Kgf/cm²) el grado de hidrogenación de los compuestos sulfurados se eleva bruscamente. Con el aumento de dicha presión hasta los valores superiores a 3MPa, la hidrogenación se intensifica muy poco.

3. Velocidad volumétrica de alimentación de materia prima

La velocidad volumétrica es la relación existente entre el volumen de la materia prima suministrada al reactor por hora y el volumen del catalizador. Con el aumento de esta se reduce el tiempo de permanencia de la materia prima en el reactor y viceversa, con la disminución de dicha velocidad se alarga el tiempo de contacto entre los vapores de materia prima y el catalizador y por consiguiente se eleva el grado de refinación. Sin embargo, con la disminución de la velocidad volumétrica se aminora la cantidad de materia prima que pasa por el reactor, es decir se reduce el rendimiento de la instalación. Por eso que para cada especie de

materia prima se determinará la velocidad volumétrica máxima admisible y el proceso de Hidrofinación se efectuará precisamente a esta velocidad de alimentación de materia prima. Para seleccionar la velocidad volumétrica se tomará no solo las composiciones químicas y en fracciones de la materia prima, sino también el estado del catalizador y otros parámetros (T, P) que influyen en el grado de desulfuración hidrogenada. Para el proceso de Hidrofinación del combustible Diésel se provoca la velocidad volumétrica de alimentación de materia prima igual a 3 h⁻¹.

4. Relación de circulación del gas hidrogenado a la cantidad de materia prima

La presencia de la cantidad teóricamente necesaria de hidrogeno en las reacciones de hidrogenación pueden efectuarse prácticamente hasta plena terminación. No obstante, la velocidad de las reacciones será, entonces, muy pequeña debido a la baja presión parcial del hidrogeno. Por eso el proceso de desulfuración se efectuará con exceso de H₂. Con el aumento del contenido de H₂ en la mezcla de gas y materia prima la velocidad del proceso crece, pero el aumento notable de la velocidad de la reacción pasara solamente hasta cierto límite. El incremento de la cantidad de H₂ circulante disminuirá también la coquificación sobre el catalizador. Actualmente en la industria se emplea mayormente la Hidrofinación con recirculación del gas hidrogenado. La cantidad relativa de gas hidrogenado, que se suministra, se expresa en la curvatura de gas circulante por 1m³ de materia prima liquida. Para el proceso de Hidrofinación del combustible Diésel se ha previsto la relación de circulación del gas hidrogenado en proporción de no menos de 75 a 220 nm³H₂/m³ de inyecto para el 100% de la concentración de hidrogeno. El contenido de H₂ en el gas circulante es no menor del 65% en volumen.

5. Actividad del catalizador

Cuanto mayor es la actividad del catalizador, tanto mayor es la velocidad volumétrica a la cual se puede realizar el proceso y obtener mayor profundidad de desulfuración. Con el tiempo la actividad del catalizador cae debido a la deposición de azufre y coque en su superficie. La calidad de la presión parcial del hidrogeno en el gas circulante y condiciones más duras del proceso contribuyen a la deposición de coque sobre el catalizador, por eso periódicamente, una vez al año se debe reactivar el catalizador, quemando el coque y azufre precipitados sobre

el catalizador. Poco a poco el catalizador “se envejecerá” debido a la recristalización y alteración estructural de su superficie, así como por causa de absorberse en la superficie del catalizador las sustancias organometálicas y otras análogas que bloquean los centros activos. En este caso la actividad catalítica disminuye irrecuperablemente y el catalizador se sustituirá por otro.

1.3 Lavado con agua en procesos de HDT

La acumulación de sales de cloruro de amonio puede ser muy localizada y la corrosión resultante puede ser difícil de detectar. El amoniaco se elimina de la corriente productos del reactor mediante la inyección de agua de lavado en el gas y enfriando la mezcla a una presión elevada para condensar el agua. El agua de lavado evita la acumulación de sales y la corrosión de las superficies de intercambio de calor, especialmente en las zonas donde hay interfaces de líquidos de gas y donde hay cambios bruscos de temperatura en las superficies de transferencia de calor. El lavado es necesario ya que, aunque las aleaciones sean más resistentes a picaduras, han mejorado la resistencia a las sales de cloruro de amonio.

Desde 1964 ha sido una práctica habitual instalaciones de agua en un lugar adecuado aguas abajo del reactor, donde la temperatura es de aproximadamente 200 ° C, que en realidad significa en la mayoría de los casos aguas abajo del producto del reactor después del intercambiador de calor del efluente del reactor donde pueden depositarse sales y productos de corrosión, antes el enfriador por aire. De esta manera se han reducido al mínimo la deposición de cloruro de amonio y consiguiente corrosión. La inyección de agua de lavado plantea el problema de la eliminación de aguas ácidas en los separadores de alta presión, debiéndose comprobar la capacidad y calidad de la separación, ya que, aunque contribuye a minimizar los efectos de las deposiciones de sales en los procesos de Hidrotratamiento pueden arrastrarse aerosoles de agua y otros contaminantes a equipos aguas abajo. Las fuentes primarias de agua son aguas ácidas despojadas, el condensado de vapor y el agua de alimentación de calderas. Algunas refinerías también utilizan los flujos de aguas agrias reciclados (Rodríguez, 2014).

1.3.1. Calidad del agua de lavado en procesos de HDT

El contenido de oxígeno es una variable crítica del agua de lavado dependiendo del pH del agua de proceso. La presencia de oxígeno aumenta el potencial de corrosión debido a la picadura de cloruro y justo aguas abajo del punto de inyección del agua. El oxígeno también aumenta la corrosión debido a sulfuros, especialmente a las concentraciones más bajas de

bisulfuro (pH más bajo) presentes en el punto de inyección del agua. Los niveles de hierro deben ser bajos porque el hierro en el agua va a formar sulfuro de hierro insoluble y se podría depositar en los tubos y equipos. Los sólidos en suspensión se deben mantener al mínimo también. Además de la principal fuente de agua, algunos lugares pueden tener una fuente alternativa de agua para su uso cuando la fuente principal no está disponible (Saavedra, 2015).

1.4 Gas reciclo en procesos de HDT

La sección del gas de reciclo consiste en un compresor de gas de reciclo, un separador de gas combinado con un absorbedor de sulfuro de hidrogeno y los equipos auxiliares. Los gases del separador de alta presión se enfrían y se condensan parcialmente antes de entrar en el separador del gas de reciclo y en el absorbedor de sulfuros de hidrógeno. Los hidrocarburos condensados en el separador de alta presión se separan y pasan al proceso de estabilización y luego pasan a la sección de producto terminado. Los gases fluyen a través de la torre, en la cual el H₂S es absorbido con metildietanolamina (MDEA) en la sección de Adsorción. El gas limpio se recircula a la sección del reactor con el compresor del gas reciclo. Una pequeña cantidad del gas fresco proveniente del Reformador Catalítico se mezcla al de reciclo para garantizar la pureza del hidrógeno, el hidrogeno se inyecta a la sección del reactor; el punto de inyección es en la descarga del compresor de reciclo (Saavedra, 2015).

1.5 Funciones de los compresores en el proceso de Hidrotratamiento

Los compresores son máquinas que tienen por finalidad aportar una energía a los fluidos compresibles (gases y vapores) sobre los que operan, para hacerlos fluir aumentando al mismo tiempo su presión. En esta última característica precisamente, se distinguen de los sopladores y ventiladores que manejan grandes cantidades de fluidos compresibles sin modificar sensiblemente su presión, con funciones similares a las bombas de fluidos incompresibles.

La misión del compresor es la de aspirar los gases a la presión de salida del separador, a la misma velocidad que se van produciendo y comprimirlos, disminuyendo así su volumen y aumentando en consecuencia la presión y temperatura del gas (Barrios, 2011).

Existen diferentes tipos de compresores, pero los utilizados en industria son:

- Centrífugos (de varias etapas);
- Rotativo (de tornillo)
- Axiales

- Reciprocante (de simple o de doble efecto y de una o dos etapas);

Compresores Centrífugos

El compresor centrífugo es una máquina en la que el gas es comprimido por la acción dinámica de las paletas giratorias de uno o más rodetes. El rodete logra esta transmisión de energía variando el momento y la presión del gas. El momento (relativo a la energía cinética) se convierte en energía de presión útil al perder velocidad el gas en el difusor del compresor u otro rodete (Salazar, 2001).

Compresores Rotativos

Este tipo de compresor consiste básicamente en dos rotores helicoidales situados dentro de la carcasa de la bomba. Por su movimiento absorben gas que posteriormente se comprime dentro de la cámara helicoidal formada entre los rotores y la carcasa. Como se ve en la figura, los rotores difieren en su forma de manera que ajusten entre sí formando un cierre hermético por el cual no pueda escapar el gas al ser comprimido (Porrás, 2015).

Compresores Axiales

El compresor de flujo axial trabaja acelerando el fluido y después difundiéndolo para obtener un incremento de presión. El fluido es acelerado por el rotor que consiste en una fila de paletas móviles y la difusión es llevada a cabo por el estator que está formado por una fila de paletas fijas o estacionarias de configuración divergente. Esto convierte el incremento de velocidad obtenido en el rotor en un incremento de presión (Rivera, 2007).

Compresores Reciprocante

Los compresores reciprocante son máquinas de desplazamiento positivo en las cuales sucesivas cantidades de gas quedan atrapadas dentro de un espacio cerrado y, mediante un pistón, se eleva su presión hasta que se llega a un valor de la misma que consigue abrir las válvulas de descarga (Espinoza & otros, 2005).

Dentro del proceso de Hidrotratamiento en una Refinería el papel de un compresor es vital porque es el que impone la energía y velocidad necesaria a los flujos para que atraviesen los bloques de reacción, separación, estabilización, etc. como operaciones decisivas para alcanzar el objetivo de eliminar contaminantes de los hidrocarburos y elevar su valor agregado. Puesto que las partes del compresor que más comúnmente requieren servicio son las válvulas de succión y de descarga, en los compresores están montadas en un plato de válvulas que puede ser sacado para su reparación. Los compresores reciprocante son los más utilizados en la

industria petrolera debido a que se adaptan fácilmente a los requerimientos de las mismas, no son sensibles a los cambios de las características del gas esto de gran importancia en el campo del petróleo ya que permite comprimir el gas, aunque su composición sufra alguna variación en su composición y son económicos para operaciones a altas presiones. La mayoría de las válvulas del compresor recíprocante son de tipo de lengüeta y deben asentar adecuadamente para evitar fugas. El más pequeño fragmento de materia extraña o corrosión bajo la válvula producirá y deberá tenerse el máximo cuidado para proteger el compresor contra contaminación (Al-haj, 2005).

1.5.1 Principio de funcionamiento de los compresores recíprocante

En la realidad los equipos de compresión no son perfectos, ni se puede pensar en una compresión ideal, por lo que es mejor analizar el ciclo real que sucede en un compresor recíprocante, modelo más conocido en el campo petrolero (Espinoza & otros, 2005).

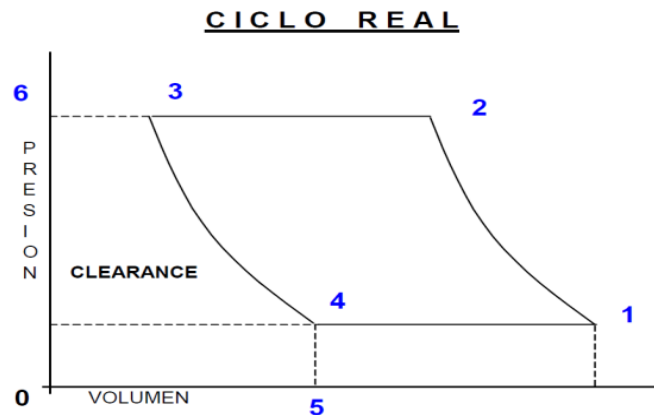


Figura 1. Representación del ciclo real de un compresor recíprocante.

Posición 1

Este es el inicio de la carrera o (*stroke*) de compresión. El cilindro está lleno de gas a la presión de succión. El pistón empieza a desplazarse para llegar a la posición 2, el gas es comprimido por éste desplazamiento del pistón y está representado por el tramo curvo 1-2.

Posición 2

En éste punto la presión del cilindro supera en un diferencial a la presión existente en la tubería de descarga. Este diferencial origina la apertura de la válvula de la descarga. La

descarga o transferencia de gas continúa hacia la tubería. Esta acción está representada por el tramo 2-3 en el diagrama y por el cambio de posición del pistón desde la posición 2 a la posición 3.

Posición 3

En ésta posición, el pistón completó toda la descarga o transferencia del gas desde el cilindro de compresión hasta la tubería ó línea de descarga. En éste instante termina la carrera de descarga.

Es obvio que el diseño de un compresor no pueda lograr un acoplamiento perfecto de la superficie circular del pistón y el extremo del cilindro, éste es el origen del volumen remanente de gas, el cual recibe el nombre de Volumen Muerto o (*Clearance Volumen*).

Al empezar el retorno del pistón, la presión dentro del cilindro será mayor que la presión de succión, porque el volumen muerto está a la presión de descarga, y se irá expandiendo (Ley de Boyle) con la consecuente disminución de presión a lo largo de la curva 3-4, hasta llegar a la presión de succión en el punto 4 (Salvadó, 2009).

Posición 4

En éste punto, al estar la presión del cilindro igualizada con la presión de succión o de carga al compresor, y empezar la carrera de succión, se produce la apertura de la válvula de succión permitiendo el ingreso del gas al cilindro. Esta acción está representada por el tramo 4-1. La compresión del gas natural origina también incremento de temperatura, éste incremento de temperatura hace necesario enfriar el gas para que pase a la siguiente etapa de compresión a la temperatura adecuada.

1.5.2 Problemas y fallas en el compresor recíprocante

El diseño del compresor recíprocante es algo similar a un motor de automóvil moderno con un pistón accionado por un cigüeñal que realiza carreras alternas de succión y compresión en un cilindro provisto con válvulas de succión y de descarga. La mayoría de las fallas del compresor, con excepción de los defectos del producto, puede ser clasificada en las siguientes categorías generales según (Barrios, 2011):

Retorno de líquido: Sucede principalmente cuando el sobrecalentamiento del gas en la succión del compresor tiende a "cero". Esta succión "húmeda", debido al efecto detergente del refrigerante, es capaz de remover toda la película lubricante de las partes móviles del compresor y, como consecuencia, provocará su rotura mecánica.

Golpe de líquido: Daño causado por la presión hidrostática cuando el compresor intenta comprimir un líquido (sea aceite, refrigerante o ambos).

Problemas de lubricación: Problemas relacionados con desgaste excesivo causado por la falta de cantidad suficiente de aceite lubricante en las áreas esenciales.

Contaminación del sistema: Material extraño resultando en desgaste excesivo, causando daño mecánico del motor o recalentamiento.

Humedad en la instalación: Formación del "*copperplating*" en las partes móviles y calientes del compresor, resultado que proviene de la mezcla de humedad/refrigerante/aceite que producen reacciones capaces de atacar químicamente tuberías de cobre y, principalmente, los motores eléctricos de los compresores herméticos y semiherméticos. Aparecen principalmente en las instalaciones donde no se ha hecho una buena evacuación y deshidratación del sistema (Espinoza & otros, 2005).

Suciedad de la instalación: Que resulta de la falta de cuidado de la instalación del sistema, o de cualquier otra intervención realizada. Son principalmente partículas de metal y óxidos de cobre y hierro, provenientes de la instalación donde no han sido utilizados cortadores de tubos y gas de protección durante toda la soldadura.

Temperatura de descarga elevada: Se produce principalmente cuando se trabaja con un valor elevado del sobrecalentamiento del gas en la succión del compresor, resultando la carbonización del aceite lubricante y la consecuente rotura mecánica del compresor.

Es por esto que es vital tener un cálculo exacto de los condensables de etapa en etapa, separadores de vapor y líquido adecuados y eficientemente deben ser empleados para proteger a cada una de las etapas posteriores aguas abajo de la compresión mediante la eliminación de todos los condensables, agua, hidrocarburos, o cualesquiera otros. Los líquidos son clasificados como incompresibles, es decir, no ocurre una reducción en el volumen que ocupan con la presión del pistón, por tanto, el efecto resultante de un compresor no "comprimir" un fluido incompresible, tal como agua dará lugar a un fallo mecánico o una explosión catastrófica. Por ello evitar esta situación y diseñar para que los líquidos no entren en el compresor. Esto implica eficientes separadores de 2 fases, bajas velocidades superficiales, detección de nivel de líquido y control (con alarma y apagar puntos), un buen control de la temperatura, y las válvulas de drenaje fiables y actuadores, porque los compresores no están diseñados para comprimir líquidos (Salvadó, 2009).

1.5.3 Causas de los fallos en el compresor reciprocante.

Contaminantes en los fluidos manejados en los equipos de presión, como el azufre, el cloro, el ácido sulfúrico, hidrógeno, carbono, cianuros, ácidos, agua, u otras especies corrosivas pueden reaccionar con los metales y causar la corrosión. Son comunes, fluctuaciones de tensión significativas o cambios de ellas en las partes de los equipos, particularmente en los puntos de alta tensión secundaria. Si las tensiones son altas y los cambios de estas son frecuentes, puede ocurrir la falla de partes debido a la fatiga. Cuando esto ocurre, la pérdida del espesor del metal es bastante más elevada que comparándolas en forma separada corrosión y erosión, en general la pérdida de metal tiene su tiempo, dichas pérdidas (desgastes) son muy relevantes para los cálculos de la vida útil de los equipos. La pérdida de metal, por otra parte, no siempre es constante, pero está en función de ciertas variables como sal y sulfuro que contiene el petróleo crudo y las temperaturas de operación.

La corrosión es la destrucción o alteración gradual de un metal o aleación y de sus propiedades mecánicas causado por un ataque químico directo o por una reacción electroquímica. Tipo, grado y velocidad de la corrosión dependen de las características de los fluidos cargados en los equipos. Un porcentaje de la carga está formado por los ya denominados contaminantes, azufre, cloro, material sólido, etc. La cantidad de estos ácidos presentes determinan el grado y tipo de corrosión que tendrán los metales (Groce, 1994).

1.5.4 Causa de los taponamientos, incrustaciones y deposiciones en los destilados medios

La entrada de hidrógeno a la unidad se puede obtener desde una unidad de obtención de hidrógeno, como un reformador de metano con vapor, o de una unidad de reformado catalítico donde el hidrógeno se produce como un subproducto de la reacción de reformado. La fuente y el procesamiento aguas arriba de la corriente de hidrógeno pueden tener un impacto significativo en el ensuciamiento y corrosión en las unidades de Hidrotratamiento donde los cloruros pueden ser un contaminante en estas corrientes de hidrógeno ya que puede formar HCl. Si el hidrógeno trae arrastres de cloruros antes de inyectarse a la corriente de alimentación de la unidad de Hidrotratamiento, es propenso a formar sales (Saavedra, 2015).

Experiencias anteriores demuestra que se ha experimentado un ensuciamiento de la válvula recurrente de las válvulas de succión y descarga de los compresores de gas de reciclaje debido a la deposición de lodos. El contenido de este lodo se analizó y se encontró que era

principalmente de carbono y azufre. Se sospecha que el lodo se forma a partir de arrastres de MDEA en contacto con la niebla de aceite lubricante de las válvulas que mejora la formación de espuma y luego se acumula para formar estos depósitos a través del tiempo, también forman las sales de NH_4Cl que son higroscópicas (es decir, absorber la humedad de su entorno) y forman en presencia de agua un ácido fuerte con un pH bajo transformándose en una sal húmeda produciendo corrosión localizada. Estas sales de amonio se pueden depositar directamente en las válvulas, émbolos del compresor del gas de reciclaje ya que llegan a este en forma de gas con el hidrógeno y se solidifican formando incrustaciones y dejándolo fuera de servicio, pero debido a que son higroscópicas al ponerse en contacto con la humedad ambiental desatan importantes mecanismos de corrosión (Rodríguez, 2014).

La experiencia ha demostrado que existen tres componentes causales de las anteriores dificultades tecnológicas.

1. Composición de la alimentación
2. Almacenamiento en tanque y manejo del producto.
3. Parámetros de funcionamiento.

Las corrientes inestables enviadas a los tanques tienen tendencia a ensuciarse más, debido a que se eleva el potencial de contaminarse con oxígeno. Los inestables reaccionan fácilmente con el oxígeno para formar peróxidos, el que puede polimerizar, resultando en suciedad. Trazas cuyos componentes son parte de la alimentación o corriente de hidrógeno, ejemplo, el cloro, olefinas, etc., con mayor tendencia en unidades que operan a menor capacidad que la de diseño.

Trabajar con velocidades inferiores a la de diseño, incrementará el potencial de deposiciones de cualquier partícula en la alimentación. Los cambios cuantitativos en la alimentación del hidrógeno, favorecen la vaporización de la corriente alimentada en los serpentines de los hornos e intercambiadores de efluentes de reactor. Condiciones de operación más severas que las diseñadas para elevar el grado de conversión incrementa la polimerización de cadenas más pesadas generando deposiciones y ensuciamiento, preferiblemente por el aumento de temperatura. El diseño mecánico de la unidad puede favorecer las deposiciones. Las partículas pueden quedar atrapadas en la superficie de transferencia o en el lecho del catalizador, dependiendo principalmente de la densidad y velocidad de la alimentación (Krohn, 2000).

Si la alimentación es completamente vaporizada en el precalentador, las partículas más grandes se quedan sobre la superficie de intercambio y disminuyen el área de transferencia y llevan a forzar el horno, al tener que elevar la carga térmica para compensar la falta de calor. Estas partículas pueden ser orgánicas e inorgánicas. Las inorgánicas son materiales como el sulfuro de hierro y otros productos de corrosión, partículas de catalizador, sales inorgánicas que se forman en el proceso. Las partículas orgánicas pueden formarse en los tanques o durante la transportación por diversos mecanismos de polimerización (Gómez, 2015).

1.6 Procesos para depurar el gas de recicló

Tanto un gas como los productos derivados del petróleo pueden contener sólidos en suspensión y gotas de agua. Esto puede originar deficiencias en el proceso, pérdidas de producción y daños por corrosión y desgaste en equipos principales: turbinas de gas, motores, bombas, compresores, intercambiadores, calderas, etc.

1.6.1 Proceso de separación líquido-gas

Un separador líquido-gas tiene dos secciones básicas. En la sección superior el gas fluye hacia arriba o a través del recipiente y las gotitas de líquido caen a través del mismo hacia la fase de líquido. La sección inferior permite que las burbujas de gas en el líquido emerjan y pasen a la fase de gas. Un recipiente de tamaño satisfactorio proveerá espacio apropiado en cada sección para permitir que estas funciones se lleven a cabo con alguna eficiencia arbitraria. Siempre habrá algún arrastre de cada fase en la otra. Por ello, es conveniente mantener el arrastre dentro de límites razonables. La mezcla de fases líquida y gaseosa entra al separador, choca contra un aditamento interno ubicado en la entrada, lo cual hace que cambie el momento de la mezcla, provocando así una separación de las fases. Seguidamente, en la sección de decantación (espacio libre) del separador, actúa la fuerza de gravedad sobre el fluido permitiendo que el líquido abandone la fase vapor y caiga hacia el fondo del separador (sección de acumulación de líquido). Esta sección provee del tiempo de retención suficiente para que los equipos aguas abajo pueden operar satisfactoriamente y, si se ha tomado la previsión correspondiente, liberar el líquido de las burbujas de gas atrapadas (Coulson, 2003).

1.6.2 Principios de separación

En el diseño de separadores es necesario tomar en cuenta los diferentes estados en que pueden encontrarse los fluidos y el efecto que sobre éstos puedan tener las diferentes fuerzas o principios físicos. Los principios fundamentalmente considerados para realizar la separación

física de vapor, líquidos o sólidos son: la fuerza de gravedad, la fuerza centrífuga y el choque de partículas o coalescencia. Toda separación puede emplear uno o más de estos principios, pero siempre las fases de los fluidos deben ser inmiscibles y de diferentes densidades para que ocurra la separación (PDVSA, 1995).

1.6.3 Función de un separador. Clasificación de los equipos de separación

Los separadores de mezcla gas/líquidos forman parte de un gran grupo de equipos que involucran los procesos físicos de separación de fases: Sólidas, líquidas y gaseosas. Se diseñan equipos para separar las diferentes fases: gas-líquido, sólido-sólido, sólido líquido-gas. El propósito esencial de todo separador es liberar la fase deseada completamente de la(s) otra(s), como sea posible y para esto hay que seleccionar el proceso físico adecuado (PDVSA, 1995).

Los separadores pueden clasificarse según sus fases y formas:

- Fases:

Separadores bifásicos: Son recipientes capaces de separar el gas y líquido inmiscible. Se emplean para dejar lo más libre posible el gas del petróleo y viceversa a presiones y temperaturas definidas (Requena, y otros, 2006).

Separadores trifásicos: Son recipientes capaces de separar el gas y las dos fases de líquidos inmiscibles. Por lo general resultan muy grandes porque se diseñan para garantizar que ambas fases (petróleo, aguas) salgan completamente libres una de la otra (agua sin petróleo y petróleo sin agua). Estos separadores se emplean para separar el agua que pueda estar presente en el crudo, con lo cual se reduce la carga en el equipo de tratamiento del petróleo y se aumenta la capacidad de transporte en las tuberías. También ayuda a mejorar la precisión de las mediciones de flujo.

- Forma:

Separadores Horizontales: El fluido entra en el separador y se contacta con un desviador de ingreso, causando un cambio repentino en el impulso y la separación bruta inicial de líquido y gas. La gravedad causa que gotas de líquido caigan de la corriente de gas al fondo del recipiente de recolección. Esta sección de recolección de líquido provee el tiempo de retención necesario para que el gas arrastrado evolucione del petróleo y suba al espacio de vapor. También provee volumen de oleada, si fuese necesario, para manejar los sobrepesos intermitentes de líquido. Luego el líquido sale del recipiente mediante una válvula de descarga

de líquidos, que es regulada por un controlador de nivel. El controlador de nivel siente cambios en el nivel del líquido y controla la válvula de descarga.

El gas fluye sobre el desviador de ingreso y luego horizontalmente por medio de la sección de asentamiento de gravedad sobre el líquido. Mientras el gas fluye por esta sección, gotas pequeñas de líquido que no fueron separadas por el desviador de ingreso son separadas por la gravedad y caen a la interfaz de gas - líquidos. Algunas gotas son de un diámetro tan pequeño que no son fácilmente separadas en la sección de asentamiento de gravedad. Por lo tanto, antes que el gas salga del recipiente, pasa por una sección de fundición, o un extractor de neblina. Esta sección emplea aletas, malla de alambre, o placas para fundir y remover las gotas muy pequeñas. Un controlador abre y cierra la válvula de control de presión en la salida de gas para mantener la presión deseada en el recipiente. Normalmente, los separadores horizontales se operan llenados solamente hasta la mitad con líquidos para maximizar el área de interfaz de gas – líquidos (Requena, y otros, 2006).

Separadores verticales: El flujo de entrada ingresa al equipo por un costado, el invertidor o desviador de flujo es el responsable de provocar la separación total inicial. Cuando el líquido llega al equilibrio las burbujas de gas comienzan a fluir en sentido contrario al flujo del líquido y eventualmente se desplazan al espacio del vapor. El regulador de nivel y la válvula de descarga funcionan de la misma manera que en separador horizontal.

El flujo de gas pasa sobre el desviador de entrada y luego asciende paulatinamente hacia la salida de gas. En la sección de separación gravitacional las gotas de líquido descienden en dirección opuesta del flujo de gas. El gas pasa por el extractor de neblinas antes de abandonar el separador. La presión y el nivel se mantienen controlados de igual manera que el separador horizontal (PDVSA, 1995).

1.7 Separación por filtración de contaminantes en el gas de recicló

Se denomina filtración al proceso unitario de separación de sólidos en suspensión en un líquido o gas mediante un medio poroso, que retiene los sólidos y permite el paso del líquido o el gas. Las aplicaciones de los procesos de filtración son muy extensas, encontrándose en muchos ámbitos de la actividad humana, tanto doméstica como de la industria en general, donde son particularmente importantes aquellos procesos industriales que requieren de las técnicas de química.

La filtración se ha desarrollado tradicionalmente desde un estudio de arte práctico recibiendo una mayor atención teórica desde el siglo XX. La clasificación de los procesos de filtración y los equipos es diversa y en general las categorías de clasificación no se excluyen unas de otras. La variedad de dispositivos de filtración o filtros es tan extensa como las variedades de materiales porosos disponibles como medios filtrantes y las condiciones particulares de cada aplicación desde dispositivos sencillos hasta grandes sistemas complejos de elevada automatización como los empleados en la industria petroquímica y de refino.

A continuación, se presentan algunas opciones que pueden eliminar las impurezas contenidas en el gas.

La formación de gotas de un líquido y su separación del fluido gaseoso que las contiene se fundamenta en la teoría cinética de los gases y en el proceso de estrangulación. El fluido gaseoso contaminado con un líquido pasa a través de los primeros espacios libres del elemento filtrante. Las partículas de líquido contenidas en el fluido gaseoso son muy pequeñas, incluso vapor. Debido al proceso de estrangulación estas partículas se ponen en contacto unas con otras, aumentando su tamaño y se inicia la formación de pequeñas gotas.

Las pequeñas gotas a través de sucesivos estrangulamientos del elemento filtrante chocan entre sí, aumentan su tamaño hasta que se desprenden del elemento filtrante y caen por gravedad. El proceso es continuo. El resultado es la eliminación (99,9%) de líquido de fluido gaseoso (Coulson, 2003).

1.7.1 Filtros de cartuchos coalescentes

La Coalescencia es una técnica de separación en la que el flujo de agua viaja a través de las fibras coalescedora llevándose consigo los aceites en forma de pequeñas gotas hasta que estas quedan interceptadas en la fibra. En este punto el aceite desplaza al agua y la gota se rompe.

A medida que las gotas de aceite se acumulan en la fibra, se juntan y crecen en tamaño, la gravedad les obliga a separarse de la fibra y flotar hacia arriba, dando como resultado un agua libre de aceites.

Un coalescedor es un contenedor que acelera la unión o la cohesión de dos o más partículas dispersas para formar partículas más grandes. Los coalescedores más comunes pasan las fases a través de algún tipo de cama sólida, red o manta de fibra, cedazos metálicos o membranas. Estos equipos ofrecen una gran superficie de interface, que permiten un tiempo de residencia

necesario para que se produzcan los fenómenos de coalescencia y de separación para una variada gama de aplicaciones.

Fundamentos

En el filtro coalescente tienen lugar tres mecanismos de captura de las partículas:

- **Interceptación directa:** Las partículas que pasan cerca de una fibra del medio filtrante a una distancia menor que su radio, las captura la fibra.
- **Inercia de impacto:** Las partículas entre 0,6 y 3 micras chocan contra las fibras, quedan adheridas formando una película que moja las fibras.
- **Difusión:** Las partículas menores de 0,6 micras tienen un movimiento transversal al sentido del flujo. Su tamaño aparente es similar al de gotas con un diámetro igual al de su desplazamiento. El desplazamiento aumenta a medida que el tamaño de las partículas disminuye. En consecuencia, la captura de los tamaños inferiores a 1 micra tiene la eficiencia del 99,9 %.

Los mecanismos indicados tienen lugar cuando la velocidad del gas a través del cartucho es la adecuada y constante. Puesto que la velocidad a través del cartucho es laminar la ΔP en el filtro es pequeña.

Empleo: Están destinados a la separación o captura de partículas líquidas muy pequeñas en fluidos tales como gotas de agua o aceite en gases / Gotas de agua (neblinas) en aceite, las cuales cuando alcanzan el tamaño adecuado se desprenden por gravedad (coalescencia).

Rango: El tamaño de las partículas líquidas a separar es el principal factor en el diseño del medio filtrante. Los tamaños de las fibras y los poros del medio filtrante son similares a los de las partículas a separar. El medio filtrante se diseña para retener o capturar las partículas:

- 100 % mayores de 1 micra.
- 99 % entre 0,3 y 1 micra.
- 99,9 % menores de 0,3 micras.

La eficiencia de separación total de un filtro de cartucho coalescente es del 99,9 % (Unitecno, 2015).

✓ Separación de líquidos y sólidos del gas

Los filtros coalescentes de *PallSepraSol*™ líquido/gas (L/G) se han utilizado en las refinerías y plantas de procesamiento de gas por más de treinta años. Los filtros coalescentes proporcionan un máximo de líquido y la remoción de sólidos a bajas presiones de saturación

lo que permite reducir el mantenimiento y los costos operativos asociados con gas contaminado. La filtración altamente efectiva del elemento área y resina de fibra de vidrio unidos a la construcción de cartucho plegado, tiene una potencia de 0.3 micras (99.99 % de eficiencia de remoción) para partículas sólidas y líquido aguas abajo, separa concentración de aerosoles tan bajo como 0.003 ppm en peso. Estas especificaciones garantizan una larga vida útil, reduce al mínimo los costos de operación y mano de obra, así como en gran medida mejora de la fiabilidad del equipo. Los filtros coalescentes de líquido/gas de *Pall* fusionan pequeñas gotas de líquido en gotas más grandes. Un gas se ve obligado a fluir a través de varias capas de filtro, teniendo cada capa una mayor apertura de poro medio. Como gotitas compiten por los poros abiertos, que se unan, y el proceso continúa hasta que las gotas más grandes recogen continuamente y drenar en un sumidero de recogida y eliminan prácticamente todos los líquidos en las corrientes de gas (hasta 0.003 ppm en peso en líquido el gas efluente). Además, tienen una propiedad de tratamiento oleóforo/hidrófobo que asegura la eliminación eficiente y la recuperación rápida de las variaciones del proceso (Villacrés, 2007).

1.7.2 Filtro deflector

El filtro deflector distribuye el flujo de gas y su empuje mecánico de forma uniforme y controlada en toda la sección del conducto.

La distribución de la velocidad del gas a la salida del deflector es igual en toda el área del conducto. Este filtro elimina las altas velocidades localizadas en zonas específicas las cuales originan severos arrastres de líquido.

Al igualarse el caudal en toda la sección, el impulso mecánico generado por la masa del flujo de gas se reduce y en consecuencia permite:

- Separar la mayor parte del líquido y sólidos arrastrados
- Igualar la distribución del flujo, evitando caminos preferenciales de paso con altas velocidades, para su posterior entrada al demister (deshumidificador)
- Minimizar la rotura de las gotas de líquido formadas y soslayar su arrastre adicional
- Reducir las velocidades del gas sobre la superficie del líquido ya recogido y eludir arrastre de partículas muy pequeñas.

1.7.3 Filtro demister

Este filtro consiste en un conjunto de mallas de hilos tejidos formando un cuerpo denso. Al pasar el gas a través del demister, las partículas pequeñas de líquido existentes en el gas

chocan contra los hilos del demister, se aglomeran por atracción molecular, aumentan su tamaño hasta que se desprenden por gravedad hacia el drenaje.

El diseño se ajusta a las especificaciones de los fluidos del proceso, para obtener la máxima eficiencia 99,9% en la retención del líquido contenido por el gas.

En el diseño se consideran factores tales como:

- Velocidad del gas a través del cuerpo del demister:
 - A velocidad excesiva se producen arrastres de gotas.
 - A velocidad baja las gotas pequeñas no son retenidas por falta de energía de choque.
- Diámetro de los hilos de las mallas (tamaño de las gotas).
- Densidad específica del tejido de las mallas (concentración de líquido).
- Sección o superficie de paso (caudal de gas).
- Espesor del cuerpo de las mallas (tiempo de contacto).
- Datos físicos de los fluidos (interacciones gas/líquido/demister (UNITECNO, 2015)).

1.8 Separación por adsorción de contaminantes en el gas de reciclo

La adsorción, se define como la acumulación de material (denominado adsorbato) en una superficie, es muy diferente de la absorción, que es un fenómeno de volumen.

Tipos de adsorción:

Fisisorción: la especie adsorbida (fisisorbida) conserva su naturaleza química.

Quimisorción: la especie adsorbida (quimisorbida) sufre una transformación, más o menos intensa, para dar lugar a una especie distinta.

Otras diferencias:

- En la fisisorción, el gas se adsorbe formando capas sucesivas, mientras que en la quimisorción la adsorción queda restringida a una monocapa.
- La energía de adsorción es mayor para la quimisorción que en el caso de la fisisorción. La fisisorción es un fenómeno más general y menos específico.
- La transformación química de la especie adsorbida (quimisorción) requiere una cierta energía de activación, que no es necesaria en la fisisorción, por lo que esta última suele ocurrir a temperaturas menores.

Los reactivos comúnmente utilizados en los sistemas de lecho fijo son sólidos que se presentan en forma de granulado, a diferencia de otros sistemas de depuración vía seca que utilizan sólidos en forma de polvo micronizado.

La morfología de los gránulos suele ser esférica con un diámetro medio comprendido entre cuatro y milímetros. Una de las principales características para alcanzar buenos rendimientos de depuración es la superficie específica del reactivo.

La superficie específica de un adsorbente es el área accesible para que las moléculas de adsorbato, en este caso gases ácidos, puedan reaccionar. Esta área puede estar situada sobre la superficie del adsorbente o en el interior de los poros de la superficie. Si el tamaño de estos poros es mayor que el de las moléculas del adsorbato, es posible utilizar dicha superficie para fijar moléculas de contaminante. Sin embargo, la utilización de gránulos presenta ciertas ventajas como, por ejemplo, la alta resistencia mecánica que conlleva este conformado, que permite a este material un adecuado y sencillo almacenamiento, manipulación y transporte (Alegsa, 2010).

A nivel químico, este tipo de sistemas se basan en la quimisorción. Este fenómeno es el resultado de la interacción química entre un sólido y la sustancia adsorbida en su superficie. La fuerza del enlace químico puede variar considerablemente e incluso puede suceder que no se forme un compuesto químico identificable como tal. La quimisorción es utilizada para transformar los contaminantes gaseosos de interés en un producto sólido. Para conseguirlo se utiliza una reacción química de neutralización ácido base mediante la utilización de diferentes compuestos.

Cualquier gas, vapor, líquido o soluto se puede adherir a una superficie sólida porosa a temperatura ambiente o menor (30 a 0°C). La estructura del adsorbente es cristalina y las fuerzas de valencia que unen los átomos del enrejado están insatisfechas en su superficie. Las moléculas del adsorbato son así atraídas a la superficie exterior y también a la interior a través de una amplia red de canales extremadamente finos y poros submicroscópicos. Éstas y la facilidad de manipulación son las características que hacen que estos sólidos sean preferidos de aire para recolectar muestras (Palacios, 2002). La cantidad de contaminante gaseoso adsorbido por una cantidad determinada de adsorbente depende de:

- La concentración de aire sobre la superficie

Altas concentraciones o presiones parciales del gas en el aire conducen a mayores adsorciones. Aunque no es técnicamente posible alcanzar 100% de eficiencia en la recolección, se consiguen valores muy altos que permiten que los análisis sean cuantitativos.

- La superficie total del adsorbente

Los mejores adsorbentes son los gránulos de materiales porosos, como la sílica gel o el carbón activado obtenido de cáscara de coco, cuyas superficies son muy grandes y ocupan pequeños volúmenes, además de no restringir el flujo del gas a través del lecho de gránulos. Un adsorbente granular puede retener hasta 40% de su peso en adsorbato (Monfort, 2012).

- La temperatura

La temperatura ambiente, o más baja, favorece la adsorción.

- Otros gases competidores por los sitios de adsorción

Algunos sistemas utilizan lechos múltiples de varios adsorbentes en serie para recolectar diferentes compuestos en el aire sin ocasionar problemas de contaminación de la muestra.

- Las propiedades del adsorbato (tamaño, polaridad, etc.)

Las moléculas gaseosas grandes son más fácilmente adsorbidas que las pequeñas, excepto los fluorocarbonos. Los compuestos ligeros son difíciles de ser adsorbidos físicamente. HCHO, NH₃ o HCl pueden adsorberse químicamente, lo cual involucra una reacción química, o ser absorbidos. La eficacia es mayor cuanto mayor es la afinidad del gas contaminante por el sustrato (Nolasco, 1980).

1.9 Aspectos básicos sobre simulación

La ingeniería química se encarga de la transformación de materias primas naturales y artificiales para la satisfacción de necesidades, para ello la síntesis de procesos corresponde a la etapa donde se crea la estructura básica del diagrama de flujo del proceso químico, seleccionando los equipos a ser utilizados, con sus correspondientes interconexiones, y se establecen los valores iniciales de las condiciones de operación. La simulación se define como una técnica para evaluar de forma rápida un proceso con base en una representación del mismo mediante modelos matemáticos. La solución de éstos se lleva a cabo por medio de programas computacionales y permite tener un mejor conocimiento del comportamiento del proceso (Pacheco, 2006).

Existe actualmente una gran variedad de simuladores de procesos comerciales, los cuales son poderosas herramientas de cálculo en procesos industriales. Cuentan con enormes bases de datos y un fuerte respaldo de bibliotecas para cálculos de equipos y bibliotecas de modelos para cálculos termodinámicos, que le dan al simulador la ventaja de una gran versatilidad. Otro aspecto importante en los simuladores de procesos es la disponibilidad de propiedades termodinámicas y de transporte de las corrientes del proceso. Estas propiedades son

fundamentales para efectuar los balances de materia y energía. Si se tienen buenos datos o buenas correlaciones para las propiedades, entonces los resultados de la simulación serán altamente confiables. Los simuladores modernos permiten la selección de los modelos de propiedades termodinámicas adecuados para la naturaleza de los componentes químicos, estado de agregación y condiciones de operación. Las corrientes del proceso pueden ser según Scenna, (1999):

- Gases a baja y alta presión.
- Soluciones líquidas con componentes no polares, polares y electrolitos a baja y alta presión.
- Sólidos en suspensión o finamente divididos.

Para Scenna, (1999), Hysys, (2006), Villegas, (2007) la simulación y la optimización de procesos químicos, pueden dividirse en los siguientes tipos según la filosofía bajo la cual se plantea el modelo matemático que representa el proceso a simular:

Simuladores globales u orientados a ecuaciones: se plantea el modelo matemático que representa al proceso construyendo un gran sistema de ecuaciones algebraicas que representa a todo el conjunto o planta a simular.

Simuladores secuenciales modulares: se basan en módulos de simulación independientes que siguen aproximadamente la misma filosofía que las operaciones unitarias, es decir, cada equipo: bomba, válvula, intercambiadores, entre otros; son descritos a través de modelos específicos para los mismos y además, el sentido de la información coincide con el “flujo físico” en la planta.

Simuladores híbridos o modular secuencial-simultáneo: son simuladores que combinan la estrategia modular y la orientada a ecuaciones de forma tal que aprovechan los aspectos positivos de ambas metodologías lo máximo posible. Para ello se selecciona un grupo de variables sobre las cuales se procederá según la filosofía global, estas las resolverá simultáneamente, mientras que para el resto se mantiene la filosofía modular, es decir, se trata de encontrar una secuencia acíclica, que provea por su cálculo en cada iteración, los valores de las variables a resolverse simultáneamente (Villegas, 2007).

Los simuladores también se pueden clasificar en generales o específicos:

Generales: en estos se pueden simular cualquier tipo de proceso que incluya diferentes equipos u operaciones unitarias (columnas, reactores, intercambiadores de calor, separadores, etc.) pueden igualmente calcularse propiedades para mezclas o componentes puros.

Específicos: este tipo de simuladores tienen uso limitado hacia ciertos equipos u operaciones unitarias, por ejemplo: simuladores para intercambiadores de calor, para cálculos de tubería, para tratamiento de gas, etc. o simplemente permiten el cálculo de diferentes propiedades de mezclas o componentes puros.

En general la simulación de procesos se ha convertido en una ventaja para los ingenieros químicos. El uso de los simuladores tiene como ventajas la reducción del tiempo de trabajo, permite al equipo de diseñadores probar rápidamente entre diferentes configuraciones de equipos. Permite mejorar procesos existentes a través de análisis de sensibilidad. Puede variar alguna condición del proceso y observar su comportamiento antes de llevarlo al caso real lo que representaría un riesgo para la planta. Determina las condiciones óptimas del proceso respetando las restricciones y realiza la evaluación económica en una planta o proceso (Pacheco, 2006).

1.9.1 Softwares utilizados en la simulación de procesos químicos

PRO/II

PRO/II es el programa de insignia *SimSci-Esscor's Process Engineering Suite* (PES). Este simulador realiza balances rigurosos de masa y energía para una amplia gama de procesos en estado estable. PRO/II combina los recursos de los datos de una biblioteca química y métodos de predicción de propiedad termodinámicos con las técnicas de funcionamientos de unidad más avanzada y flexible. El beneficio de los ingenieros con los medios computacionales es la realización de balances masa y energía que se necesitan para modelar la mayoría de los procesos químicos en estado estacionario como son: los procesos del petróleo, del gas natural, de sólidos procesados y las industrias de polímeros (PRO/II, 2007). Este programa contiene un método para modelar la remoción de H_2S y CO_2 del gas natural usando alcanolaminas. Provee datos de aminas primarias (metil-etanol-amina), secundarias (dietanol-amina, disopropanol-amina, diglicol-amina) y terciarias (metil-dietanol-amina). En solución acuosa el H_2S y el CO_2 reaccionan con las alcanolaminas a través de un mecanismo de buffer de ácido-base (PRO/II, 2007).

AspenPlus

El sistema avanzado para ingeniería de procesos *AdvancedSystemfor ProcessEngineering* (Aspen Technology) es en el mercado, el líder en herramientas de modelación de proceso, de diseño conceptual, optimización y monitoreo del desempeño, para la industria química, polímeros, especialidades químicas, metales y minerales. Se desarrolla en la década de 1970 por investigadores del *Massachusetts Institute of Technology* (MIT) y se comercializa desde 1980 por una compañía denominada AspenTech. AspenPlus es un simulador estacionario, secuencial modular (en las últimas versiones permite la estrategia orientada a ecuaciones). Actualmente es posible que sea el más extendido en la industria. Se ha utilizado para modelar procesos en industrias: química y petroquímica, refino de petróleo, procesamientos de gas y aceites, generación de energía, metales y minerales, industrias del papel y la pulpa y otros. AspenPlus tiene la base de datos más amplia entre los simuladores de procesos comerciales e incluye comportamiento de iones y de electrolitos. Además, modela y simula cualquier tipo de proceso para el cual hay un flujo continuo de materiales y energía de una unidad de proceso a otra. Posee herramientas para cálculos de costos y optimizaciones del proceso, generación de resultados en forma gráfica y en tablas (Hysys, 2006).

Petro-SIM. 6.0

Petro-SIM. 6.0 es un completo simulador gráfico de procesos que combina la destacada tecnología Profimatics(R) de KBC y modelos de procesos comprobados para efectuar simulaciones rigurosas de refinerías y plantas petroquímicas. Petro-SIM permite que los ingenieros de procesos optimicen, analicen y evalúen las complejas interacciones que se producen en una refinería mientras realizan simulaciones de múltiples unidades, determinan el impacto de diferentes materias primas y objetivos operativos, controlan el rendimiento de los procesos, efectúan análisis de inversión o actualizan un modelo de Programa Lineal.

Petro-SIM, una interfaz basada en HYSYS. Refinery (R), es una herramienta fácil de usar que ayuda a los usuarios a prever cómo el cambio en una variable puede afectar a miles de otras. Su arquitectura totalmente adaptable permite que los ingenieros optimicen una unidad de proceso determinada con el fin de mejorar el funcionamiento diario, o bien simulen una refinería entera para estimar con precisión el impacto de los cambios en los procesos. Petro-SIM es capaz de hacer proyecciones realistas sobre los rendimientos y determinar el potencial económico, lo que ayuda a los clientes a tomar decisiones mejores y más informadas.

Petro-SIM es un amplio conjunto de modelos de reactor estándares de KBC, que incluye: Fluid Catalytic Cracker (FCC-SIM) para craqueo catalítico del fluido, Hydrocracker (HCR-SIM) para craqueo con hidrógeno, CatalyticReformer (REF-SIM) para reformador catalítico, NaphthaHydrotreater (NHTR-SIM) para hidrotreatmento de la nafta, Diesel Hydrotreater (DHTR-SIM) para hidrotreatmento del Diesel, VGO Hydrotreater (VGOHTR-SIM) para hidrotreatmento de VGO, ResidueHydrosulfurizer (RHDS-SIM) para hidrosulfuración de residuos, DelayedCoker (DC-SIM) para coquización retardada, Alkylation (ALK-SIM) para alchoilación, Visbreaking (VIS-SIM) para reducción de viscosidad, e IsomerizationModeling and Blending para modelado de isomerización y mezclado. Petro-SIM le permitirá construir su propia base de datos de ensayos con datos de laboratorio o acceder a la más completa y actualizada base de datos de ensayos de crudos comerciales que incluye más de 400 clases de crudo que se comercializan internacionalmente. El modelo ajustable de columna de destilación hace de Petro-SIM el conjunto de soluciones de simulación de refinería muy completo. Para nuestro caso de estudio este programa establece el estado de equilibrio gas líquido a través de la Ley de Henry. Para propósitos generales los modelos de la ecuación de estado de SRK, GraysonStreed y Peng-Robinson (PR) son los más usados (Petro-SIM, 2008).

1.9.2 El modelo de simulación utilizado en la investigación

Para el caso del simulador *PetroSim 6.0*, el mismo programa cuenta con modelos predeterminados que sirven de base para realizar las modificaciones necesarias.

Verificación: En esta etapa se comprueba que no se haya cometido errores durante la implementación del modelo. Se debe revisar cada cálculo, estructura de programación o método utilizado.

Validación: En esta etapa se comprueba la exactitud del modelo desarrollado. Esto se lleva a cabo comparando las predicciones del modelo con mediciones realizadas en el sistema real, datos históricos o datos de sistemas similares. Como resultado de esta etapa puede surgir la necesidad de modificar el modelo o recolectar datos adicionales.

Interpretación: Se analiza la sensibilidad del modelo con respecto a los parámetros que tienen asociados una mayor incertidumbre. El modelo será sensible a determinados parámetros si ante pequeños cambios en los valores de los mismos, las respuestas varían notablemente.

Cuando se construye un modelo de simulación se deben seguir tres pasos en general:

1. Construcción del diagrama de flujo de información (DFI).

2. Definir el orden de cálculo de los módulos del DFI.
3. Definir los módulos e implementarlos en el simulador.

Paso 1. Construcción del diagrama de flujo de información (DFI)

Todos los programas de simulación requieren convertir los datos del diagrama de flujo en un diagrama de flujo de información.

El diagrama de flujo de información es una representación gráfica de los flujos de materia y de energía de un proceso, donde se representan las diferentes unidades de procesos u operaciones. Para su construcción, se transforma el diagrama de flujo del proceso, haciendo uso de símbolos establecidos para cada operación unitaria y se tienen en cuenta la cantidad de módulos que representan a una operación o proceso. En el DFI se emplea el nombre del modelo matemático que se usa para los cálculos, en lugar del nombre de la unidad de proceso.

- La información fluye de un módulo a otro a través de las corrientes de materia
- Se descomponen las operaciones complejas en otras más simples.
- Se incluyen todas las operaciones de mezcla y de división de corrientes.
- Un equipo puede ser simulado por uno o varios módulos y varios equipos pueden ser simulados con un solo módulo
- Finalmente se enumeran consecutivamente las operaciones y las corrientes del proceso.
- Los módulos que representan una misma operación deben tener igual nombre, sólo cambia la numeración.

Paso 2. Definir el orden de cálculo de los módulos del (DFI)

El objetivo de este paso es seleccionar el módulo por donde se comienza la simulación y el orden o secuencia que después le procederá. Se debe empezar por la unidad que tenga las corrientes de entradas definidas. La secuencia de cálculo para los módulos se determina con facilidad a partir del análisis del orden de precedencia dado que el flujo de información siempre avanza en una dirección.

El orden de cálculo depende de la presencia o no de corrientes de recirculación en el DFI porque desde el punto de vista computacional, la presencia de corrientes de recirculación es uno de los impedimentos para la resolución secuencial de un problema de simulación.

La etapa del proceso que se estudia no presenta corrientes de recirculación por lo que no es objetivo explicar el procedimiento para este caso.

Paso 3. Definir los módulos e implementarlos en el simulador

El proceso se puede representar como una colección de módulos en los que las ecuaciones que representan cada subsistema o equipo se reúnen y codifican de modo que el módulo pueda usarse aislado del resto del diagrama de flujo y por tanto pueda pasarse de un diagrama de flujo a otro o usarse más de una vez en un mismo diagrama. Un módulo es un modelo de un elemento individual del diagrama de flujo que se puede codificar, analizar, depurar e interpretar por sí solo.

Cada módulo contiene el tamaño de los equipos, las relaciones de balance de materia y de energía, las velocidades de flujo de los componentes y las temperaturas, presiones y condiciones de fase de cada corriente que entra en el equipo físico que representa el módulo o que sale de él. Los valores de algunos de estos parámetros y variables determinan los costos de capital y de operación de las unidades.

Conclusiones del Capítulo

1. Los productos derivados del petróleo pueden contener sólidos en suspensión y gotas de agua. Esto puede originar deficiencias en el proceso, daños por corrosión y desgaste en equipos principales: motores, bombas, compresores, intercambiadores, calderas, etc.
2. El hidrógeno trae arrastres de cloruros a la corriente de alimentación de la unidad de Hidrotratamiento que propicia la formación de sales que generan depósitos en los equipos de transferencia de calor, de compresión, etc., disminuyendo el rendimiento y causan severos daños de corrosión en las unidades.
3. Las tecnologías implementadas adecuadamente, minimizan el efecto de las deposiciones en la succión de compresores en unidades de refinación, particularmente las de separación por adsorción y filtración debido a su gran índice de eficiencia.
4. Los simuladores expuestos son fiables en el análisis y de amplio uso en la industria de refinación de petróleo, particularmente el Software Petro-SIM. 6.0 en el proceso investigativo.

Capítulo 2. Diseño Metodológico

Una refinería consiste en muchos procesos que convierten los crudos en productos valiosos como gasolina, combustible para aviones y diésel por consumo de hidrógeno, etc. El hidrógeno requerido en algunos procesos puede ser suministrado por otros procesos que son productores de hidrógeno. En los últimos años, la industria de refinación de petróleo utiliza, cada vez más, grandes cantidades de hidrógeno.

Las tendencias actuales en las industrias de refinación están reduciendo la disponibilidad del hidrógeno hasta el punto en que la mayoría de las refinerías están preocupadas por el futuro equilibrio de hidrógeno. La nueva especificación para combustibles bajos en azufre requiere un aumento de consumo hidrógeno en hidrotratadores. Al mismo tiempo, límites en el contenido de aromáticos de la gasolina y los requisitos para compuestos oxigenados han llevado a una menor severidad en el reformador catalítico y, por lo tanto, se produce menos hidrógeno. El hidrógeno generalmente se considera como una utilidad en la refinación de petróleo, pero representa un costo para la refinería,

La reactivación de la sección 300-1, en los primeros momentos se estimaba que sería una solución momentánea que daba respuesta a las exigencias del Sistema Energético Nacional. Los grupos electrógenos que se instalaban a lo largo de todo el país necesitaban diésel al 0,5% de azufre y el diésel que se obtenía no cumplía con estos requisitos. En estos momentos se han ampliado las perspectivas con esta planta dado el proceso inversionista que se lleva a cabo.

La actual sección estaba destinada para el Hidrotratamiento de la fracción 180 - 350 °C del crudo soviético Romaskino de 32⁰ API, con un contenido de azufre del 1,4% peso, con el fin de obtener el combustible diésel al 0,2% peso. Motivado por el proceso de reactivación de la refinería con ayuda de la empresa Petróleos de Venezuela, SA (PDVSA) se comenzó a refinar un crudo venezolano, que es una mezcla de Mesa de 30⁰ API y Merrey de 16⁰ API con una relación 12/88 obteniéndose un crudo Mesa-Merrey 28⁰ API. Producto del cambio de crudo, del deterioro de las instalaciones y la no reactivación de equipos vitales se realizaron ajustes en el proceso y actualmente se trabaja para refinar diesel de 0,4 - 0,8% peso de azufre., describiéndose el caso de estudio del tratamiento a la corriente de gas hidrogenado de reciclaje en el hidrotratamiento de diésel de la refinería Camilo Cienfuegos, de Cienfuegos.

2.1 Descripción del caso de estudio

A continuación se muestra la descripción del diagrama de flujo del caso de estudio

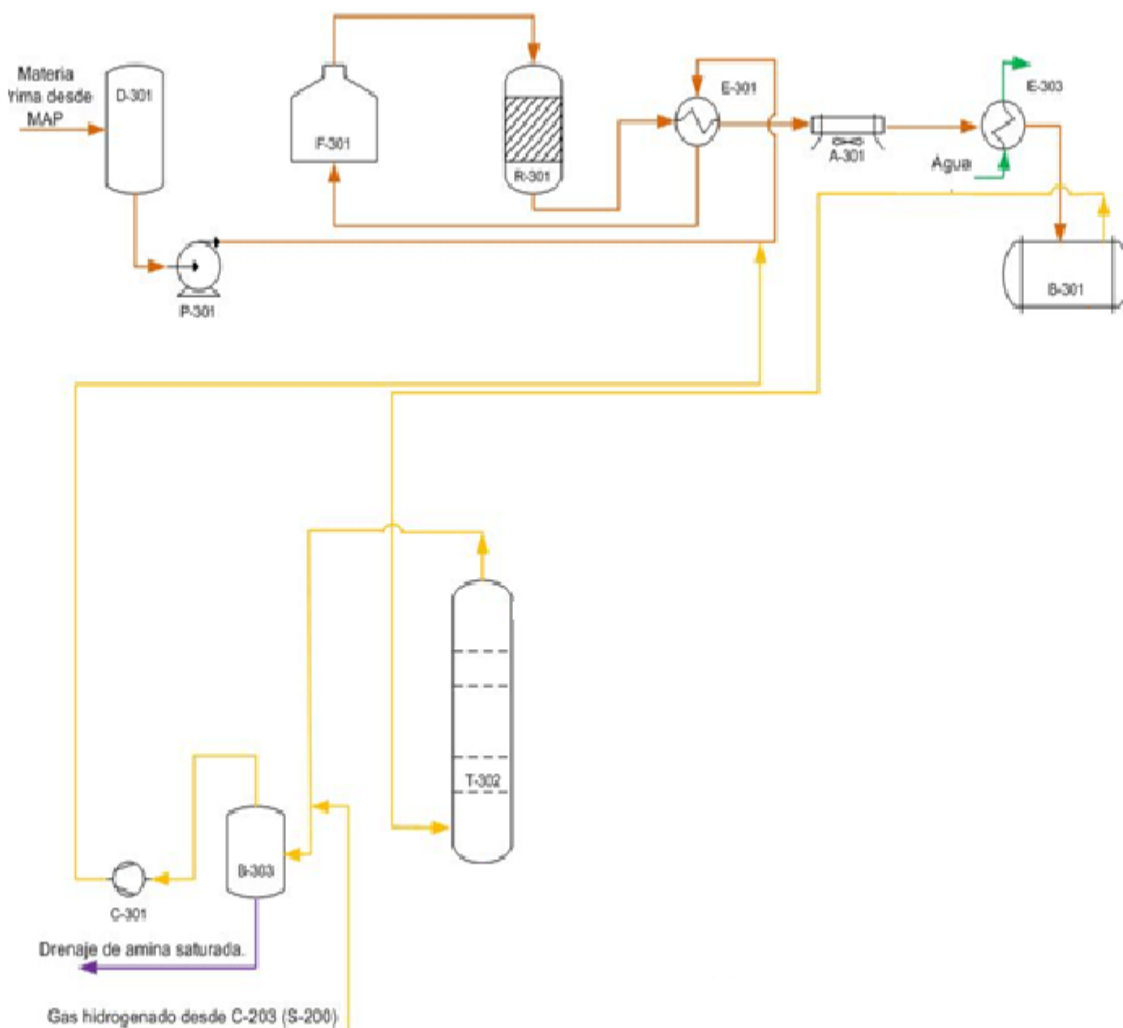


Fig. 1. Diagrama de flujo del caso de estudio

El Hidrot ratamiento de la fracción 180 - 350 °C se realiza utilizando el catalizador Ni / Mo soportado en base alúmina (GKD - 2) con un flujo de gas recirculante rico en hidrógeno y alimentando gas fresco rico en hidrógeno de la planta de Reformación Catalítica para mantener una concentración de H_2 requerida del gas recirculante. En el reactor R-01-301 tiene lugar una hidrogenación de los compuestos sulfurosos contenidos en la materia prima. Luego pasa por el banco de intercambio y llega al tambor separador de alta B-01-301 donde se separa el gas circulante impuro rico en hidrógeno para ser tratado en la torre absorbadora T-01-302. La eliminación de los compuestos sulfurosos del gas circulante se ejecuta con una solución de

MDEA al 40 % de concentración. El gas limpio va para el tambor separador B-01-303 donde se separa de la amina saturada que es drenada por el fondo del tambor separador para enviarla a regenerar. El gas circulante purificado del separador B-01-303 se envía a la succión del compresor C-01-301A, B y luego se mezcla con materia prima en el nudo de mezcla. Para mantener la concentración de hidrógeno en el gas recirculante a un nivel del 65 % volumétrico se inyecta hidrogeno fresco proveniente del reformador.

En la corriente de gas de reciclo luego de atravesar el separador de alta presión y la torre de adsorción para el endulzamiento persisten contaminantes sólidos y arrastres líquidos que no se separan en el tambor previsto B-01-303 en la succión del C-01-301A, B. Estos contaminantes presentes en el gas de reciclo provoca la creación de deposiciones en el compresor lo que genera desgaste en sus partes y un severo ataque corrosivo que se evidencian con una alteración en algunos parámetros de operación del compresor como son el aumento de la temperatura de descarga de 73-75°C hasta los 110 -120 °C, aumentan las vibraciones y disminuye considerablemente el flujo de descarga del gas afectando las condiciones de trabajo por diseño del compresor y por consiguiente la salida de operación del mismo. Por todo ello se requiere tratar la corriente a la succión del compresor para la separación de arrastres de líquido, humedad residual, compuestos clorados, y otros, en la corriente del gas de reciclo.

Este proceso ocurre bajo las siguientes condiciones de operación, el inyector es el 60% del de diseño debido que en horno F-01-301 tiene un serpentín fuera de servicio, limitando el inyector máximo de la planta de hidrotratamiento de diésel a 60m³/h y al no contar con una válvula reguladora en la descarga que nos permita controlar el flujo del compresor, esto provoca que aumente la relación entre circulación de gas rico en hidrógeno con respecto al hidrocarburo a tratar que debe ser de 220-300 nm³/m³ de materia prima. Esto trae consigo un aumento de la velocidad y cantidad de flujo del gas de reciclo que puede provocar arrastres de sólidos y líquidos aguas abajo que pueden llegar a la succión del compresor.

2.2 Características de los principales equipos del proceso del caso de estudio

En las tablas de la 2.1 a la 2.4 se muestran las características de diseño de los principales equipos involucrados en el caso de estudio.

Tabla 2.1 Características del reactor de Hidrofinación de diésel R-01-301

Parámetros	Valor
Presión parcial de hidrógeno kgf/cm ²	47
Caudal de materia prima m ³ /h	60-100
Temperatura a la entrada del reactor: °C	360-400
Velocidad volumétrica de alimentación de materia prima. Hr ⁻¹	3 a 3,5
Circulación de gas rico en hidrógeno (a base de hidrógeno al 100 %). nm ³ /m ³ materia prima	220-300
Contenido de hidrógeno en el gas recirculante, mínimo % volumétrico	65

Tabla 2.2 Características del tambor separador trifásico B-01-301.

Parámetros	Valores
Caudal del gas kg/h	11605
Temperatura, °C	45
Presión kgf/cm ²	30-35
Diámetro m	2,5
Longitud efectiva m	5,29
Longitud total m	8,31
Velocidad de Salida del gas m/s	30

Tabla 2.3 Características de la torre absorbidora T-01-302.

Parámetros		Valores
Caudal	nm ³ /h	34
Temperatura	°C	45-60
Presión	kgf/cm ²	30-35
Diámetro	m	1,4
Altura	m	25,8
# de Platos		20

Tabla 2.4. Características del tambor separador bifásico B-01-303.

Parámetros		Valores
Caudal,	m ³ /h	1343
Temperatura,	°C	50
Presión,	kgf/cm ²	30
Volumen,	m ³	4
Diámetro,	m	1,20
Altura,	m	4,340
Velocidad,	m/s	0,35

En la Tabla 2.5 se realiza una Caracterización de las corrientes líquidas y gaseosas del proceso caso de estudio.

Composición líquidos Kg/h	Corriente 1	Corriente 2	Corriente 3	Corriente 4	Corriente 5	Corriente 6	Corriente 7	Corriente 8
S	921	171	-	-	171	-	-	-
H ₂ S	-	796	-	-	130	-	-	-
H ₂	-	1943	-	-	76	-	-	-
Fr 180-350	82829	81371	-	-	81361	-	-	-
N ₂	2,94	2,52	-	-	-	-	-	-
Cl	0,0068		-	-	-	-	-	-
NH ₃	-	0,25499	-	-	-	-	-	-
Corriente total	83760	96759	-	-	84901	-	-	-
Conductividad (µs/cm)	-	-	-	106	-	-	-	-
pH	-	-	-	8,86	-	-	-	9.0
Cu(mg/l)	-	-	-	2,49	-	-	-	-
Fe(mg/l)	-	-	-	0,86	-	-	-	-

Continuación de la tabla 2.5

Composición gases %M	Corriente 1	Corriente 2	Corriente 3	Corriente 4	Corriente 5	Corriente 6	Corriente 7	Corriente 8
C ₁	-	-	0,0204	-	-	0,0195	0.0143	-
C ₂	-	-	0,0122	-	-	0,0115	0.0105	-
C ₃	-	-	0,0116	-	-	0,0105	0.0083	-
iC ₄	-	-	0.0022	-	-	0,0015	0.0012	-
nC ₄	-	-	0,0016	-	-	0,0013	0.0009	-
iC ₅	-	-	-	-	-	-	-	-
nC ₅	-	-	-	-	-	0,0013	0.0005	-
H ₂ O	-	-	-	-	-	0,0128	0.0112	-
H ₂	-	-	0,9324	-	-	0,9330	0,9419	-
H ₂ S	-	-	0.002	-	-	0,0110	0.0105	-
HCl	-	-	-	-	-	0,0118	0.0109	-

Leyenda

Corriente 1. Inyector de la Materia Prima.

Corriente 2. Salida del reactor R-01-301.

Corriente 3. Gas circulante a tratar en la Torre absorbadora T-01-302

Corriente 4. Agua sulfhídrica.

Corriente 5. Diésel Hidrogenado inestable.

Corriente 6. Gas circulante rico en hidrogeno limpio.

Corriente 7. Gas circulante rico en hidrogeno puro a succión del compresor C-01-301.

Corriente 8. Arrastres Líquidos.

2.3 Análisis de los depósitos en el compresor de Hidrofinación de diésel C-01-301.

Situación actual

Desde la puesta en marcha del Hidrofinador de Diésel se ha observado que pasadas 72h de trabajo del compresor la unidad debe prescindir de su servicio ya que quedan paralizados por la deposición de sales blancas, higroscópicas, producto de corrosión debido a la presencia de HCl, NH₃, H₂S y agua en el gas de reciclo (Ver Anexo 1). Estas sales son el producto de

reacción de un gas hidrogenado rico en compuestos clorados (HCl) y amoniaco productos de la hidrofinación y forman sales de cloruro de amonio que de no retirarse antes el punto de rocío del agua de efluentes del reactor reacciona con el metal formando una serie de contaminantes que se depositan en el compresor. En estudios anteriores se propuso un sistema de lavado continuo (Saavedra, 2015), que logró minimizar la presencia de sales de amonio, pero agrava la situación por la presencia de agua, amina, productos de corrosión que continúan arrastrándose, al no lograrse la correcta separación. Con una muy baja concentración de cloro en el gas y de agua se consigue que se activen estos mecanismos de corrosión caracterizados por formar una mezcla de color negro como se muestran en el (Anexo 2).

2.3.2 Análisis realizados a los depósitos en el Compresor de Hidrofinación C-301.

Se analizaron dos muestras colectadas en el compresor C-301 en noviembre del 2014 y por referencias de la Sección de Tecnología se identifica la **muestra 1**, compuesta por escamas con zonas de color claro y otras de color marrón oscuro recogida en los buffers de succión del compresor, mientras que la **muestra 2** formada por escamas de color marrón como correspondiente al sólido encontrado en las válvulas y los filtros de succión del compresor como se identifican en el (Anexo 3).(López, 2015)

A ambas muestras se les realizaron los siguientes ensayos:

- Humedad.
- Pérdida por ignición.
- Fracción soluble.
- Determinación de cloruros en la fracción soluble.
- Determinación de azufre y cloro mediante Fluorescencia de rayos X.
- Difracción de rayos X.

2.4 Evaluación del tambor separador B-01-303

La evaluación del tambor separador bifásico de B-01-303 se realiza con el objetivo de determinar si existe una correcta separación de las fases de la corriente del gas de reciclo que va a la succión del compresor C-01-301A, B utilizando como herramienta el software *PetroSim 2.0*, un programa interactivo enfocado a la ingeniería de procesos y la simulación, que se puede utilizar para solucionar un sin número de problemas relacionados con procesos químicos. Permite el empleo de operadores lógicos y herramientas que facilitan la simulación de diversos procesos. Para implementar un caso de estudio con un simulador de procesos es necesario, ante todo, realizar la selección del modelo termodinámico por el cual serán calculadas las propiedades físicas de cada corriente. La definición de la termodinámica se puede realizar según el árbol de decisión (Sinnott, 2003) y (Carlson, 1996).

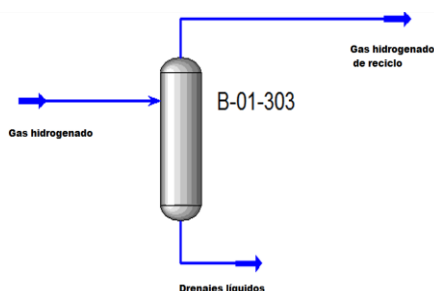


Figura 3. Diagrama de flujo del Separador B-01-303 en *PetroSim 6.0*.

A este módulo entra la corriente S1 que es el flujo de gas hidrogeno de reciclo con contenido de contaminantes. Para calcular este módulo se especifica el flujo de gas de diseño de operación ($1343 \text{ m}^3/\text{h}$), la presión (30 kgf/cm^2), la temperatura ($50 \text{ }^\circ\text{C}$), y de esa forma quedan definidas las corrientes S2 que es el gas hidrogeno de reciclo y S3 que son los drenajes líquidos.

De los resultados de la simulación se obtendrán las dimensiones que debe tener el B-01-303 para una adecuada separación.

2.5 Diseño del filtro por adsorción

Para poder atrapar y remover los arrastres de líquidos e impurezas que no se separan en el separador se procede al diseño de filtro por adsorción que consiste la retención, adhesión o concentración en la superficie de un sólido de sustancias disueltas o dispersas en un fluido. Por lo general, cuando un sólido se halla en contacto con una disolución, la sustancia disuelta

tiende a concentrarse en la superficie de contacto. Lo mismo ocurre con los gases que llevan alguna sustancia en suspensión. Los agentes de adsorción atrapan átomos, iones o moléculas y los llevan a la superficie de un material, siendo de gran utilidad en las refinerías de Petróleo para purificar aceites, gasolina y otros productos derivados del petróleo eliminando contaminantes como componentes azufrados y clorados del gas utilizando como material adsorbentes las zeolitas.

Las zeolitas son aluminosilicatos cristalinos formados por redes estructurales que poseen una gran cantidad de huecos y espacios vacíos de dimensiones moleculares (con diámetros que oscilan entre 2 y 10 Å) que impiden el paso de moléculas voluminosas a través de ellas. Es por esta razón que se consideran tamices moleculares. Los huecos de las zeolitas están ocupados por iones y/ moléculas de agua, los cuales poseen una libertad de movimiento considerable dentro de la estructura de las zeolitas. Esta movilidad permite el intercambio de los iones y/o moléculas de agua de las zeolitas, así como la deshidratación reversible. Las zeolitas poseen propiedades únicas, las cuales dependen de su estructura cristalina, así como del tipo de cavidades internas, como tamaño y forma de los poros. Entre las propiedades que tienen las zeolitas se encuentran la capacidad de intercambio catiónico, propiedades de adsorción, estabilidad ácida, capacidad de intercambio amónico y resistencia al agotamiento con humedad. La relación Si/Al de las zeolitas determina un número importante de propiedades útiles para la adsorción, catálisis e intercambio iónico.

Las zeolitas (Sánchez & otros, 2012) pueden encontrarse en la naturaleza (zeolitas naturales) o pueden ser fabricadas o modificadas para cambiar algunas de sus propiedades (zeolitas sintéticas). Se conocen alrededor de 45 zeolitas naturales no obstante, tan sólo algunas especies son utilizadas. La síntesis de zeolitas permite controlar el tamaño y la uniformidad de los poros de las zeolitas. Asimismo se pueden obtener diferentes estructuras variando el tipo de catión metálico (Na, K o Ca) y la relación Si/Al, como se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 2.6 Zeolitas o mallas moleculares diseñados y usados como adsorbentes.

Tipo de zeolita	Abertura de poro (Å)	Moléculas adsorbidas	Moléculas excluidas	Aplicaciones
LTA 3A Si/Al= 1, K ⁺	2,9	H ₂ O, NH ₃	<i>n-P, n-O</i>	Secado de corrientes que contienen olefinas
LTA 4A Si/Al=1, Na ⁺	3,8	H ₂ O, CO ₂ , C ₂ H ₆	<i>n-P, n-O > C₂</i>	Secado y purificación
LTA 5A Si/Al= 1, Ca ²⁺	4,4	<i>n-P</i>	<i>i-P</i>	Separación de <i>i-P/n-P</i>
FAU 13X Si/Al=1.2-1.5, Na ⁺	7,4	P, N y aromáticos	<i>PNA</i>	Secado y separación simultánea de H ₂ O, H ₂ S, CO ₂ y oxigenatos
FAU Ba(K)X	~ 7,4	Preferencia por <i>p</i> -xileno		Separación de <i>p</i> -xileno de mezclas de xileno-etilbenceno
LiX	~7,4			Enriquecimiento de oxígeno
EST-4	~3,7	N ₂ , CO ₂	Metano	Remoción de inertes del gas natural

I= iso, *n*= normal, *P*= parafina, *O*= olefina, *PNA*= aromático polinuclear

Conclusiones Parciales

1. Teniendo en cuenta las características del Gas circulante rico en hidrogeno puro que va a la succión del compresor por diseño se identificaron como principales contaminantes HCL y el H₂O.
2. El sistema de lavado adoptado no garantiza una completa eliminación de los contaminantes, así como provoca un cambio en la composición física de las deposiciones en el compresor.
3. Se propone una tecnología a implementar de diseño del filtro por adsorción para la remoción de los contaminantes depositados en la succión del compresor de reciclo que generan fallos al compresor y la parada de planta y se realiza el cálculo de los parámetros operacionales del compresor para analizar el comportamiento de los mismos.

Capítulo 3. Análisis de los Resultados

Los análisis de fallas del compresor C-01-301 por la deposición de sales, dados por un sobrecalentamiento, disminución del flujo de trabajo, hasta causar la parada total en menos de 72 horas del equipo y con ello de toda la planta, conllevaron a esta investigación. Como parte esencial del trabajo se muestran los resultados obtenidos de los ensayos realizados a ambas muestras, los cálculos y de la simulación del tambor separador B-01-301, así como el Diseño de un filtro Adsorbedor y determinar las dimensiones del filtro a partir del volumen de gas hidrogenado a tratar.

3.1 Análisis de los depósitos en el compresor de Hidrofinación de diésel C-01-301

Tabla 3.1 Resultados de los ensayos realizados a ambas muestras

Resultados de análisis % en peso	Muestra 1. (Buffers de succión del compresor)	Muestra 2. (Válvulas y los filtros de succión del compresor)
Humedad	3,95	3,49
Pérdida por ignición	21,94	29,84
Fracción soluble	0,560	7,28
Fracción soluble no volátil	0,225	0,305
Contenido de cloruros en la fracción soluble.	0,016	4,05
Cloro ²	≈ 0,1	≈ 5,0
Azufre ²	≈ 6,0	≈ 6,1

La difracción de rayos X (DRX) da una información muy útil sobre la composición y la estructura cristalina de los materiales. La difracción de rayos X es una característica de la estructura cristalina de la materia. Como cada sustancia cristalina tiene determinados parámetros característicos, como por ejemplo los espacios entre planos atómicos, el conocimiento de estas distancias es suficiente para identificarla de una manera inequívoca y

definitiva. La identificación de especies a partir del difractograma resultante se basa en la posición de las líneas de difracción y sus intensidades relativas.

Tabla 3.2 Difractogramas de rayos X (DRX) de las muestras estudiadas.

Muestra 1(buffers de succión del compresor)			
No	D(A)	Intensidad	Identificación
1	4,21	71	Goethita
2	3,85	55	Cloruro de Amonio
3	3,44	10	Azufre
4	3,38	5	Azufre
6	3,22	5	Azufre
7	3,11	5	Azufre
8	2,96	5	Azufre
9	2,84	60	Magnetita
10	2,70	60	Goethita
11	2,53	100	Magnetita
12	2,45	80	Goethita
13	2,093	55	Magnetita
14	1,725	65	Magnetita & Goethita
15	1,609	65	Magnetita
16	1,563	55	Goethita

Continuación de la Tabla 3.2

Muestra 2(válvulas y los filtros de succión del compresor)			
No	D(A)	Intensidad	Identificación
1	4,24	67	Goethita
3	3,94	14	Azufre
4	3,88	58	Cloruro de amonio
5	3,47	5	Azufre
6	3,24	5	Azufre
7	3,13	5	Azufre
9	2,98	70	Magnetita
10	2,86	8	Azufre
11	2,76	49	Cloruro de amonio
12	2,71	62	Goethita
13	2,54	54	Magnetita
14	2,47	37	Goethita
15	2,10	52	Magnetita
16	1,943	31	Cloruro de amonio
17	1,729	66	Magnetita & Goethita
18	1,614	33	Magnetita

En el análisis por cuanto los valores reportados como humedad dependen de la exposición de las muestras al ambiente, mientras que los valores de perdidas por ignición resultan de la combinación de varios procesos durante el calentamiento como son: transformación de las fases magnetita y goethita a hematita, combustión del azufre elemental y de los hidrocarburos poliaromáticos pesados y, desde luego, la sublimación del cloruro de amonio.

El análisis de estos materiales no constituye una fotografía de lo que realmente sucede en el sistema por cuanto al abrir el compresor y los filtros, etc. estas muestras se exponen al aire y sufren transformaciones que incluyen la oxidación de los sulfuros, de hierro dispersos que debían aparecer como principales compuestos de hierro, dadas las condiciones del proceso y la composición de los gases. Esta transformación puede explicar la presencia notable de azufre elemental encontrado en ambas muestras.

En sentido general, se mantiene la influencia de los cloruros en el sistema, incluso en la muestra 1, tanto por la presencia del cloruro de amonio como por el hecho de la manifestación de magnetita en los productos de corrosión que es indicativa de la acción de los iones cloruro. Es un hecho establecido que la acción de los iones cloruro implica la ruptura y desprendimiento de la capa pasivadora de sulfuro de hierro que, en las condiciones de proceso debe formarse en la superficie de las aleaciones ferrosas de modo que en las muestras analizadas resulta evidente el efecto de los cloruros en el problema confrontado en el compresor C-01-301.

3.2 Resultados de la evaluación del separador bifásico B-01-303

Este equipo, como su nombre indica, se encarga de separar la fase líquida constituida por arrastre del ácido clorhídrico, metildietanolamina, etc. del gas de reciclo, jugando un papel esencial en todo el proceso en que se realiza la investigación. Para facilitar el análisis de los resultados, el autor, ha decidido condensar en la tabla 3.1. los mencionados cálculos y entidades matemáticas involucradas en los mismos.

Tabla 3.2 Cálculo del separador bifásico B-01-303.

Cálculo	Resultado	Unidad de medida
Factor de Compresibilidad (Z)	1,0032	Adimensional

Cálculo del peso molecular del gas(PM)	10,14	lb/lb.mol
Cálculo de la densidad del gas(ρ)	1,59	kg/m ³
Cálculo de A	76,09	Adimensional
Cálculo de B	5,250	Adimensional
Cálculo de C	-1,277	Adimensional
Cálculo de la viscosidad del gas (μ)	0,012941	cP
Cálculo de velocidad de asentamiento (Vt)	1,55	m/s
Cálculo del número de Reynolds (Re)	19,25	Adimensional
Cálculo del coeficiente de arrastre (Cd)	2,26	Adimensional
Recálculo de la velocidad de asentamiento	0,60	m/s
Cálculo de la constante de Souders & Brown (K)	0,006	Adimensional
Cálculo de altura del líquido (hl)	0,38	m
Cálculo del flujo de líquido (Ql)	0,742	m ³ /h
Cálculo del flujo de gas (Qg)	9 167, 579	m ³ /h
Cálculo de la longitud efectiva (Leff)	3,6	m
Cálculo de la longitud total del equipo (Lt)	4,94	m

En la tabla 3.2 se muestran los resultados del cálculo del tambor separador B-01-303. La viscosidad del gas es 0,012941 cP. Lo que significa que esta baja viscosidad va a generar grandes velocidades lo que se opone a una separación satisfactoria.

Del cálculo de la velocidad de asentamiento se obtiene un valor de 1,55 m/s superior al valor de la velocidad de asentamiento por diseño que es de 0,89 m/s, esto resulta desfavorable para el proceso de separación ya que a altas velocidades no se alcanza el tiempo de residencia necesario en el tambor separador para lograr una adecuada separación de fases, esto es causado por el elevado flujo del compresor que es capaz de dar desde 38 000 nm³ hasta 50

000 nm³, por lo que se recomienda habilitar el C-01-301 con válvulas de regulación de flujo o la colocación de placas de orificio en las líneas de succión antes de los amortiguadores de vibraciones, ya que esta velocidad genera daños por vibraciones y puede causar severas averías a las partes mecánicas como a las estructuras civiles, siendo una catástrofe ambiental y humana por el gas que circula.

Referente al número de Reynolds, este es un parámetro adimensional importante en las ecuaciones que describen en qué condiciones el fluido será laminar o turbulento. En el caso de fluido que se mueve en un tubo de sección circular, el flujo persistente será laminar por debajo de un número de Reynolds crítico de aproximadamente 2000. En este caso se obtiene como resultado un valor de 19,25 lo que indica que el fluido es de régimen laminar por lo tanto el fluido es ordenado. Seguidamente se recalcula la velocidad de asentamiento dando como resultado un valor de 0,60 m/s. Esta velocidad recalculada resulta próxima a la de diseño que es favorable a la del proceso de separación y está condicionada por la densidad del gas, la que puede modificarse en función de las condiciones de operación y fundamentalmente por la composición del gas de reciclo.

Se calcula la constante de Souders & Brown (K) obteniéndose un resultado de 0,006. El valor de K tiene gran relevancia a la hora de predecir el comportamiento de los fluidos dentro de un recipiente. En cierto modo es el valor que acerca o aleja las predicciones de funcionamiento real del sistema.

La altura del líquido dio como resultado una longitud de 0,38 m. Lo que indica que hay capacidad suficiente para la separación de líquidos, por diseño la altura es de 4,0 m, por lo que no hay condiciones por esta causa para inundaciones y arrastres de líquidos en la corriente de gas. Seguidamente se calculan los flujos del gas y del líquido dando como resultados 9 167, 579 y 0,742 m³/h respectivamente, lo que significa que el flujo del gas es mayor que la de diseño (1 370 m³/h), lo que afecta la eficiencia del separador.

La longitud efectiva del equipo es la longitud de separador requerida para que ocurra la separación líquido-gas, esta se calcula obteniéndose como resultado un valor de 3,6 m. Esta longitud efectiva es superior a la de diseño, es decir, los cálculos sugieren un alargamiento de la misma para propiciar buena separación. Luego se calcula la longitud total del equipo dando como resultado 4,94 m.

Por los resultados expuestos anteriormente se puede llegar a las siguientes conclusiones.

- En el separador B-01-303 no hay capacidad suficiente para tratar el gas del compresor C-01-301 que opera con un flujo de gas de 9167,579 m³/h superior a la de diseño, por lo que se sugiere restablecer las válvulas de control de flujo máximo y lograr la operación bajo las condiciones de diseño.
- En el separador B-01-303 debe aumentarse la longitud efectiva aumentando la distancia mínima permisible entre la boquilla de entrada y la línea de tangente superior o la distancia mínima permisible del alto-alto nivel y la boquilla de entrada, lo que permitirá una mayor separación de fases.
- Los problemas son causados por la elevada tasa de gas que circula por el separador debido a que el mismo fue diseñado para otra calidad y composición del crudo que se trata, con mayores cantidades de gases, así como de la elevada velocidad del flujo.

3.3 Resultados de la simulación utilizando la herramienta PetroSimRx 6.0

Por medio del Simulador PetroSimRx 6.0, se pudo simular el separador B-01-303 lo cual da la medida de cuan efectivo es el mismo para lograr una separación de fases adecuada.

En la siguiente figura tomada del simulador se muestran las conexiones del separador definiendo la corriente de entrada denominada 1 gas hidrogenado y las de salidas llamadas 2 gas hidrogenado de reciclaje y 3 drenajes líquidos.

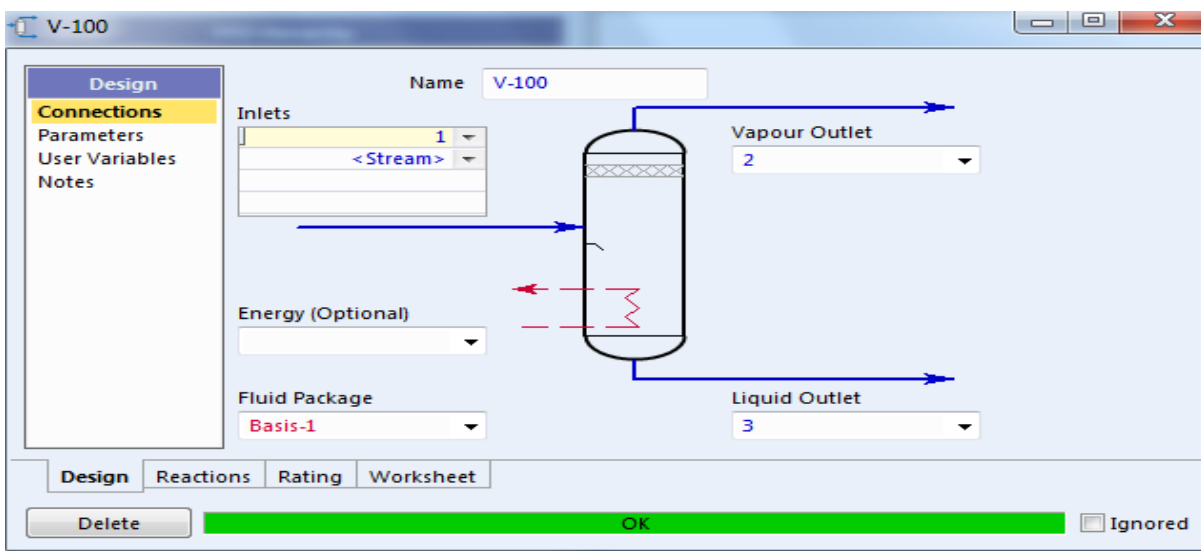


Figura 2 Corrientes de entrada y salidas del tambor B-01-301

Los parámetros del separador B-01-303 se muestran figura 2, tomadas del simulador operando a una presión de 30 atm, un volumen de 4,0 m³, volumen de líquido de 0,8 m³ y el nivel del líquido es de 20 %.

En la figura que aparece a continuación se muestra la caracterización de las corrientes tanto de entrada (dato) como las de salidas (simuladas), tomada del simulador, donde se pueden apreciar los principales parámetros que intervienen en el proceso y de la forma que influyen en las corrientes, ya sea la del gas de entrada, la del gas de salida o la de drenajes líquidos.

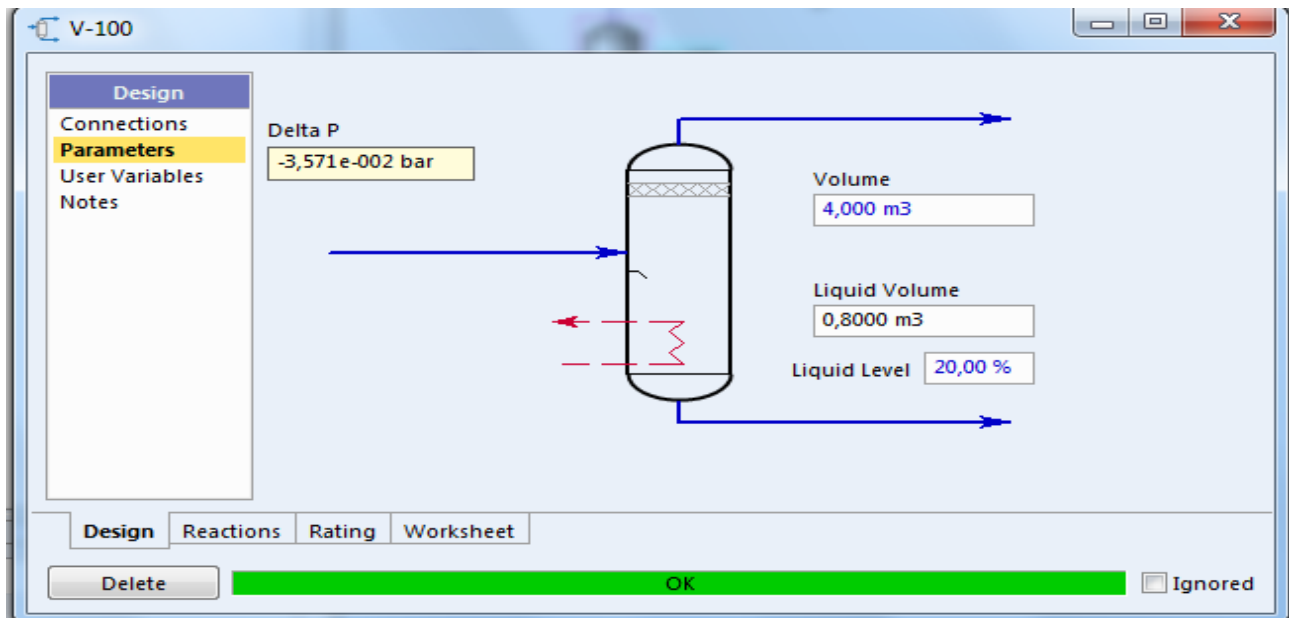


Figura 3 Parámetros del separador

Las propiedades de las corrientes gas de entrada, gas reciclo y drenajes líquidos aparecen representadas en la figura 4, extraída del simulador y mostrada a continuación. Dichas propiedades influyen directamente con el proceso de separación de las fases gaseosa y líquida.

Name	1	3	2
Vapour	0,9934	0,0000	1,0000
Temperature [C]	50,00	50,00	50,00
Pressure [bar_g]	29,38	29,42	29,42
Molar Flow [kNm3/h]	985,8	6,542	979,2
Mass Flow [kg/h]	1,583e+005	5258	1,530e+005
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	1343	5,270	1338
Molar Enthalpy [kcal/kgmole]	-1548	-6,779e+004	-1105
Molar Entropy [kcal/kgmol-C]	24,30	3,036	24,44
Heat Flow [Gcal/hr]	-68,07	-19,79	-48,28

Figura .4. Propiedades de las corrientes

Name	1	3	2
Mass Flow [kg/h]	1,583e+005	5258	1,530e+005
Mass Flow (Dry) [kg/h]	1,495e+005	0,9986	1,495e+005
Molar Flow [kNm3/h]	985,8	6,542	979,2
Molar Flow (Dry) [kNm3/h]	974,8	9,975e-004	974,8
Molecular Weight (Dry)	3,437	22,44	3,437
Act. Gas Flow [ACT_m3/h]	3,897e+004	< empty >	3,892e+004
Volume Average Boiling Point [C]	-242,3	-143,4	-242,3
C To H Ratio [wt %]	0,4163	0,0009	0,4163
Mass Lower Heating Value_1 [kcal/k	1,972e+004	1230	1,972e+004
Sulfur Content [wt %]	0,0000	0,0007	0,0000
Nitrogen Content [wt %]	< empty >	< empty >	< empty >
Hydrogen By Mol [mol %]	95,2492	40,7056	95,2492
Nitrogen By Mol [mol %]	0,0000	0,0000	0,0000
CO By Mol [mol %]	0,0000	0,0000	0,0000
Oxygen By Mol [mol %]	0,0000	0,0000	0,0000
Methane By Mol [mol %]	1,4419	0,0060	1,4419
Ethylene By Mol [mol %]	0,0000	0,0000	0,0000

Figura 5 Condiciones de operación.

3.3.1 Validación del modelo

Para mayor comprensión y análisis, en la Tabla 3.3 se muestra la comparación entre los resultados que se obtienen con el modelo de simulación y los parámetros de diseño.

Tabla 3.3 Validación del modelo.

corriente	gas hidrogenado			gas de reciclo		
	diseño	simulación	% error	diseño	simulación	% error
C1	0,95	0,95	0	0,87	0,95	9,1954
C2	0,65	0,65	0	0,6	0,65	8,33333
C3	0,5	0,5	0	0,474	0,5	5,48523
iC4	0,1	0,1	0	0,092	0,1	8,69565
nC4	0,05	0,05	0	0,047	0,05	6,38298
nC5	0,13	0,13	0	0,1198	0,13	8,51419
H2	97	97	0	97,3	97	0,308325
H2O	0,01	0,01	0	0	0,01	0
H2S	0,6	0,6	0	0,546	0,6	9,89011
HCl	0,01	0,01	0	0	0,01	0

El error es menor al 10% lo que demuestra la validez y validación del modelo, siendo así representativo para el análisis del funcionamiento del tambor B-01-303.

Tabla 3.4 Comparación de las composiciones entre el gas de entrada y el gas de reciclo.

corrientes	1 gas hidrogenado		2 gas de reciclo		3 arrastres líquidos
	condiciones de trabajo	diseño	condiciones de trabajo (Simulación)	diseño	
C ₁	0,0143	0,0095	0,0144	0,0087	0
C ₂	0,0105	0,0065	0,0105	0,006	0
C ₃	0,0083	0,005	0,0083	0,00474	0
iC ₄	0,0012	0,001	0,0012	0,00092	0
nC ₄	0,0009	0,0005	0,0009	0,00047	0
nC ₅	0,0005	0,0013	0,0005	0,001198	0
H ₂	0,9419	0,97	0,9481	0,973	0
H ₂ O	0,0112	0,0001	0,0046	0	0,999
H ₂ S	0,0005	0,006	0,0007	0,00546	0
HCl	0,0109	0,0001	0,0109	0	0,0001

La tabla 3.4 permite realizar una comparación a partir de las composiciones entre el gas de entrada y el gas de reciclo, lo que demuestra la ineficiencia del separador B-01-303, lo que demuestra que en el mismo no son eliminados los principales contaminantes y humedad que contiene el gas de entrada, los cuales son HCl y H₂O, afectando de esta forma el compresor recíprocante C-01-301.

3.4 Diseño de un filtro Adsorbedor

Por los resultados obtenidos en la simulación y en el cálculo del separador B-01-303 se puede observar que, a pesar de que el gas hidrogenado ha atravesado el separador, persisten contaminantes en el mismo, por lo que se propone implementar la tecnología de un filtro que trabaje bajo el principio de la separación por adsorción, con el fin de que este sea capaz de entregar al compresor C-01-301 un gas hidrogeno libre de contaminantes. Esta es una alternativa, pero también se puede sustituir el separador actual por uno con las dimensiones adecuadas para lograr la separación haciendo un análisis desde el punto de vista técnico y económico.

3.4.1 Cálculo de las dimensiones del filtro a partir del volumen de gas hidrogenado a tratar.

Con la utilización del simulador utilizado en la investigación, se tabulan los resultados para los parámetros: volumen del adsorbedor, área del filtro, flujo de gas, velocidad del gas, temperatura, presión absoluta, tiempo de contacto en el adsorbedor; además el cálculo del volumen necesario del adsorbedor, contenido de agua y productos clorados y caída de presión. En cada caso se realizan los comentarios aclaratorios.

Tabla 3.5 Resultados del cálculo de las dimensiones y parámetros del adsorbedor para tratar el gas de reciclo.

Cálculo	Resultado	Unidad de medida
Volumen del Adsorbedor V	12, 5	m ³
Área del recipiente. A	1,5	m ²
Caudal de gas a 38.9 kgf/cm ² en descarga compresor C-301 Q _d	928.89	m ³ /h
Caudal de gas a 34 kgf/cm ² en succión del compresor C-301 Q _s	1093	m ³ /h
Velocidad del gas a tratar. v	0,35	m/s

Temperatura absoluta T_{ABS}	323	K
Presión absoluta P_{ABS}	31	atm
Tiempo de contacto en el adsorbedor. Stc	22,4	s
Contenido de agua y productos clorados removido. W_w	0,0354	kg
Volumen necesario de adsorbente. V_{ads}	0,15	m ³
Volumen de adsorbente recomendado V_{ads}	1,4	m ³
Caída de Presión ΔP	0,00065	Kgf/cm ²

El tiempo de contacto es de 22,4 s no alcanzando el tiempo de contacto recomendado que debe ser de 25-30 s por lo que se debe incrementar la altura del lecho de adsorbente para disminuir la velocidad espacial a través del lecho y lograr el tiempo de contacto en el adsorbedor (Stc) recomendado, por lo que hay que aumentar el área del adsorbedor, que en la práctica genera mayores dificultades y eleva el costo del equipo. Se recomienda que el ciclo de trabajo de cada adsorbedor sea de aproximadamente 8 h para disponer de procesos de regeneración.

Otros cálculos necesarios para determinar el Volumen requerido de adsorbente

Contenido de agua T-302 $W_{ent} = 5.10 \text{ kgmol/h}$

Flujo de salida de gas de la T-302 = 1399kgmol/h = 11286 kg/h

Densidad de la corriente = 10.3kg/m³

Por tanto, contenido de agua a la salida de la T-01-302:

$$5.10 \frac{\text{kgmol}}{\text{h}} \text{ H}_2\text{O} = \text{PM H}_2\text{O} = 5.10 \cdot 18.05 = 92.05 \text{ kg/h}$$

$$\text{H}_2\text{O} = 95.05 \text{ kg/h} / 1 \text{ kg/m}^3 = 95.05 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$5.10 \frac{\text{kgmol}}{\text{h}} \text{ H}_2\text{O} / 1399 \frac{\text{kgmol}}{\text{h}} = 0.0036450 = 0.36\% \text{ molar} = 3645 \text{ ppm}$$

Calculando el contenido de agua según nomograma de saturación

En condiciones Reales de operación:

T-Temperatura 51 °C

P -Presión: 31 kgf/cm²

Pp H₂O=0,124kgf/cm²

X=Pp H₂O / P=0,124kgf/cm²/ 31= 0,004

X=0,004 =0,4 % v = 4000 ppm H₂O

Para eliminar esa humedad con una capacidad de adsorción del adsorbente Zeolita el 26% de su peso en agua se requieren:

Cantidad de agua adsorbida por la zeolita:

W_{ads}= W H₂O- W_{ads} ZEOLITA.

Si se cargan 1,4m³ de zeolita de densidad:

$\rho_{ads} = 650\text{kg/m}^3$

1,4m³ x 650kg/m³=910 kg ZEOLITA.

Entonces el 26% de su peso representan 236,6 kg de agua adsorbida = 236,6 m³ H₂O adsorbida por la zeolita.

W_{ads}=95., 5-236, 6= -141,5 m³, es decir que la zeolita tiene capacidad de adsorción mayor al agua de saturación y posibles arrastres.

Se recomienda cargar de adsorbente cumpliendo la regla de la relación H/D =1, por tanto, si el adsorbedor propuesto tiene D= 1,4m la altura del adsorbente es de H= 1,4

El volumen necesario de adsorbente:

$$V_{ads} = \frac{W_w}{\rho_{ads}} = 95.05\text{kg/h}/650 \text{ kg/m}^3=0.15 \text{ m}^3$$

Se recomienda cargar 1,4m³ para evitar canalizaciones.

Calculo de la caída de presión:

$$\frac{\Delta P}{L} = 91 V_g^2 + 38 V_g^2 \cdot \text{Kgf/cm}^2$$

$$\Delta p = 0.00221 \text{ Kgf/cm}^2$$

El resultado de la caída de presión fue de 0,00221 Kgf/cm² cumpliendo con la condición de que los dos adsorbedores no deben elevar la caída de presión del compresor que perjudicaría su funcionamiento.

La adsorción se favorece por temperaturas bajas y altas presiones, para la regeneración, es decir para la desorción se emplean temperaturas altas y bajas presiones, de este modo para la regeneración del adsorbente se puede utilizar vapor de agua o gas inerte caliente.

Se recomienda el uso de Zeolitas FAU 13X Si Al= 1.2-1.5, son costosas, no son inflamables, gran estabilidad térmica y exactitud de poros, capaces de remover toda la humedad y el cloro de la corriente. Puede utilizarse el carbón activado, pero se oxidan a 180°C, valor a tener en cuenta en la regeneración, son inflamables, poco costosos.

Se recomienda la utilización del R-01-303 como filtro adsorbedor por sus características técnicas, soporta la presión de trabajo del Hidrofinador, así como la capacidad de tratar el volumen de gases que se procesan.

Regeneración:

Se debe utilizar a contracorriente un flujo de aire seco, poco flujo y a temperaturas 180-200°C capaz de permitir la desorción rápida.

Se recomienda altas velocidades en la regeneración, o sea baja resistencia a la transferencia de masa.

En la tabla 3.6 se presentan los datos de diseño del R-01-303 comparados con los resultados obtenidos para el diseño del filtro por adsorción.

Parámetro	Valores	Resultados del Cálculo
Presión, kgf/cm ²	41	31
Volumen, m ³	12,50	12, 50
Diámetro , m	1,4	1,4
Altura , m	7,90	1.4
Velocidad , m/s	0,44	0.35
Área , m ²	1,54	1.5

Los valores de diseño del reactor R-01-303 cumplen con los valores obtenidos para el diseño del filtro por adsorción, propuesta tecnológica para el tratamiento del gas de reciclo de la planta de Hidrofinación de Diesel de la Refinería de Cienfuegos por lo que es económicamente factible la utilización del reactor R-01-303 de la planta de Hidrofinación de Kerosina el cual fue montado durante la etapa de construcción de la refinería y nunca se puso

en explotación y en la actualidad se encuentra en conservación, ya que solo con modificaciones internas y con nuestro personal podemos resolver el problema existente de los contaminantes en el gas de reciclaje disminuyendo el costo de inversión para la aplicación de la nueva tecnología (Ver anexo 4).

Conclusiones Generales

1. El análisis bibliográfico informa acerca de que tecnologías implementadas adecuadamente, minimizan el efecto de las deposiciones en la succión de compresores en unidades de refinación, particularmente las de separación por adsorción y filtración con gran índice de eficiencia y el uso de simuladores fiables en el análisis de la industria de refinación de petróleo, particularmente el Software Petro-SIM. 6.0.
2. Teniendo en cuenta las características del Gas circulante rico en hidrogeno puro que va a la succión del compresor por diseño se identificaron como principales contaminantes HCL y el H₂O.
3. El sistema de lavado adoptado no garantiza una completa eliminación de los contaminantes, así como provoca un cambio en la composición física de las deposiciones en el compresor.
4. Las dimensiones efectivas del tambor B-01-303 de succión del compresor C-01-301, no garantiza la separación de los líquidos debido al elevado flujo y velocidad de la corriente gaseosa.
5. Se ha obtenido una tecnología a implementar de diseño del filtro por adsorción para la remoción de los contaminantes depositados en la succión del compresor de reciclaje que generan fallos al compresor y la parada de la planta.

Recomendaciones

A partir de los resultados obtenidos se recomienda:

A la dirección de la refinería de petróleo “Camilo Cienfuegos”, de Cienfuegos:

- El estudio de la corriente de gas de reciclo de Hidrofinación debido al continuo cambio de las características de las materias primas y la tendencia a la disminución gradual a la pureza de hidrogeno en al gas de reciclo.
- Utilizar el reactor R-01-303 por sus características técnicas idóneas para la implementación del filtro por adsorción como tecnología para la remoción de los contaminantes depositados en la succión del compresor que contribuye a disminuir considerablemente el costo de la inversión.
- Realizar una evaluación técnico económica de la propuesta tecnológica para el tratamiento de la corriente de gas de reciclo de Hidrofinación de Diésel.

Bibliografía

- 1- Alegsa. (2010). Procesos de adsorción. Recuperado en: <http://www.alegsa.com.ar>.
- 2- Al-haj Ibrahim & Hassan. (2005). Investigation of the Fouling mechanisms in the heatexchangers of a hydrotreater. s.l. : University of Qatar. P. 9-14. Vol. 18
- 3- Barbosa, A. , Vega, A. & Río, A. del (2014). Hidrodesulfuración de crudos de petróleo: base para el mejoramiento de combustibles. Colombia: Universidad de Cartagena. P. 37-60. ISSN: 0718-8706
- 4- Barrios, T. (2011). Daños presentados en compresor reciprocante. Tuxpan : s.n
- 5- Carlson C. (1996). Don't Gamble With Physical Properties For Simulations. s.l: Aspen Technology
- 6- Coulson, R., Backhurst & Harquer. (2003). Ingeniería química: operaciones básicas
- 7- DYN SIM. (2017). Shneider Electric. Recuperado en: http://iom.invensys.com/AP/Pages/SimSci_DynSimSuite_DYN SIM.aspx.
- 8- Espinoza, H. & otros. (2005). Vibraciones en válvulas de compresores recíprocos análisis modal del sistema plato - resortes. Cumaná : SABER. Universidad de Oriente, Venezuela. P. 23-28. Vol. 17. ISSN: 1315-0162
- 9- Garea. (2010) Refino Petroquímico. Bloque III. Procesos de transformación en refinería. s.l.: ELSEVIER
- 10- Gómez P. (2015). Diseño y caolculo de compresores.
- 11- Groce, B. (1994). Controlling Hidrotreater Fouling. Identification is key to cost. Efectiva Solutions. Conference. San Antonio : s.n.
- 12- Harker, J. & Backhurst, J. & Richardson, J. (2013). Chemical Engineering. 5th. s.l: ELSEVIER. P. 12-32 Vol. 2. ISBN: 9780080490649.
- 13- Henao & Vélez. (2002). Manual del laboratorio diseño de procesos químicos-Usa del paquete de simulación HYSYS.Process. Medellín : s.n.
- 14- Hysys, A. (2006). Curso básico de simulación de procesos con Aspen Hysys.
- 15- Kent, R. & Eisenberg, B. (1976). Better Data for Amine Treating. Hydrocarbon Processing. P. 87. Vol. 55.
- 16- Krohn A. (2000). Análisis de fallas y desarrollo de planes específicos de mantenimiento para equipos del área de procesos del complejo de mejoramiento de crudo de Petrozuata. Chile: Universidad Metropolitana.

- 17-López, Rafael (2015). Informe sobre los resultados de los análisis a los sólidos recobrados del compresor C-01-301. La habana : Centro de Investigaciones del Petróleos
- 18-Monfort, El. (2012). Desarrollo de adsorbentes para la depuración de contaminantes gaseosos ácidos en lecho fijo. Castellón, España : Instituto de Catálisis y Petroleoquímica del Consejo Superior de Investigaciones Científicas
- 19-Nolasco M. (1980). Optimización de las condiciones de operación en un sistema de separación gas-aceite.
- 20-Pacheco, H. (2006). Evaluación del software para la simulación de procesos químicos
- 21-Palacios, S. (2002). Dimensionamiento de una unidad para la producción de Hidrogeno a partir de gases residuales. Iztapalpa : Universidad de Iztapalpa
- 22-PDVSA. (1995). Manual de diseño de proceso separación física tambores separadores, MDP-03-S-01. Principios básicos. s.l: PDVSA.
- 23-Petro-SIM. (2008). Simulation of LPG Unit Using Petro-SIM 3.2
- 24-Pinzón S. (2013). Aplicación de métodos heurísticos en la resolución de problemas de balanceo de líneas con estaciones en paralelo. Colombia : Universidad Tecnológica de Pereira. ISBN-1088284050.
- 25-Porras Alberto. (2015). Desarrollo de una estrategia de mantenimiento basada en los modos de fallos de equipos rotativos en una refinería. s.l: UNIVERSITAT JAUME I
- 26-PRO/II . (2007). United States of America: Invensys Systems
- 27-Ramirez. (1981). Hidrodesulfuración de crudos pesados. Merida : s.n
- 28-Refinería de Cienfuegos S.A. 1985. Reglamento Tecnológico Sección 300. Cienfuegos : s.n
- 29-Requena, J. & otros. (2006). .Diseño y evaluación de separadores bifásicos. venezuela : Universidad Central de Venezuela.
- 30-Rivera, F. (2007). Desarrollo Termogasdínámico del compresor centrífugo. Mexico D. F : Instituto Politécnico Nacional
- 31-Roldán A. (2014). Propuesta de mitigación para la presencia de cloruros orgánicos y sales amoniacales en el proceso de Hidrotratamiento del Diesel. Cienfuegos : Universidad de Cienfuegos. Carlos Rafel Rodríguez.

- 32-Saavedra N. (2015). Propuesta de un sistema de lavado y remoción de sales en el proceso de Hidrotratamiento del Diesel. Matanzas: Universidad de Matanzas
- 33-Sánchez Castro, M. E., Ortiz Reyes, J. M., & Aguilera González, E. N. (2012). Adsorbentes para la deshidratación de gas húmedo. 47-63.
- 34-Salazar R. (2001). *Compresores Centrífugos*. México: Universidad Autónoma de Nuevo León
- 35-Salvadó J. (2009). *Determinación de modos de fallos y sus efectos en maquinas en la industria petroquímica*. Madrid : Universidad Carlos III de Madrid
- 36-Scenna, N. (1999). *.Modelado, Simulación y Optimización de procesos Químicos*. Argentina : Universidad Tecnológica Nacional
- 37-Sinnott, R. (2003). *Chemical Engineering Design*. 4. s.l: ELSEVIER. Vol. 6. ISBN 0 7506 6538 6
- 38-Suárez B. (2004). *Química Industrial y Procesos industriales*. [ed.] Universidad de Los Andes. Ed.4. Mérida : Escuela venezolana para la enseñanza de la química
- 39-Tosell L., Mónica P. Guerrero, V. , Monesterolo M. & Romina A. (2009). Aplicación del Simulador ChemCAD en la enseñansa en carreras de Ingeniería. Argentina : Fac. Reg. Villa María, GISIQ, Av. Universidad 450, X5900HLR
- 40-UNITECNO. (2015). Equipos de filtración. Barcelona. Spain: UNITECNO. Engineering Solutions
- 41-Villacrés, M. (2007). *Diseño de una unidad de filtración de agua de formación de pozos petroleros*. Ecuador : Escuela Politécnica Nacional, Quito
- 42-Villegas Vivar, L. (2007). Simulación en Hysys de los procesos productivos de ENAP Magallanes. Chile : Universidad de Magallanes. Facultad de Ingeniería. Departamento de Química. Magallanes.

Anexos

Anexo 1. Depositiones de sales blancas, higroscópicas en los compresores antes del sistema de lavado



Anexo 2. Depositiones de sales, higroscópicas en los compresores después del sistema de lavado



Anexo 3. Muestras colectadas en el compresor C-301 en noviembre del 2014



Anexo 4. Croquis de la propuesta Técnica:

Las líneas en rojo representan las modificaciones nuevas a ejecutar.

