

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor(Vru) Estación

Intermedia Sur Campo Abarco

Andrés Mauricio Villalba Arjona

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2018

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor(Vru) Estación
Intermedia Sur Campo Abarco

Andrés Mauricio Villalba Arjona

Monografía para optar al título de Especialista en Ingeniería del Gas

Director

Manuel Cabarcas Simancas

Magíster en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Ingeniería del Gas

Bucaramanga

2018

Agradecimientos

Escuela de Ingeniería de Petróleos-UIS

Julio César Pérez Angulo- Ingeniero de petróleos; por su excelente orientación en el desarrollo de este programa de posgrado.

Helena Ribon- Ingeniera de Petróleos; por su excelente formación académica brindada.

Hermes Peña-Ingeniero de petróleos; por su excelente formación académica brindada.

Manuel Enrique Cabarcas-Ingeniero de petróleos; por su excelente formación académica brindada.

Zuly Himelda Calderón-Profesora especialista en Docencia universitaria; por su orientación en el plan de desarrollo de monografía.

Resumen

TÍTULO: EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO OPERACIONAL DE LA UNIDAD RECUPERADORA DE VAPOR (VRU) ESTACIÓN INTERMEDIA SUR CAMPO ABARCO*

AUTOR: ANDRÉS MAURICIO VILLALBA ARJONA**

PALABRAS CLAVE: VRU, GAS DE ANULARES, COMPRESOR DE GAS, SEPARADORES BIFÁSICOS Y TRIFÁSICOS

DESCRIPCIÓN:

En el campo Abarco ubicado en el municipio de Puerto Boyacá, cuenta con una unidad recuperadora de vapor (VRU) que está encargada de recuperar el gas que se separa inicialmente con un separador vertical bifásico (Surge Tank) y el otro es el gas asociado a los anulares de los pozos del mismo campo. Además de estos recupera los vapores producidos en un tanque de contingencia TK-325 ubicado en el mismo lugar E.I.S.A (Estación Intermedia Sur de Abarco).

Debido a la importancia frente a las regulaciones ambientales referente a la quema de gas, el factor económico que aporta este proceso y la optimización en la producción de los pozos petroleros, esta unidad se encuentra involucrada dentro de los equipos más importantes dentro del área de producción y operaciones.

Algunos de los factores que afectan el funcionamiento del equipo son su constante funcionamiento y las condiciones variables que presenta el gas que se recupera. Es por esto, que nace la necesidad de realizar este trabajo con el fin de garantizar, mejorar y mantener la VRU en las mejores condiciones para que el gas que se recupera y se utiliza como gas combustible para generadores de vapor sea constante y de una buena calidad.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Manuel Cabarcas Simancas, Magíster en Ingeniería Química.

Abstract

TITLE: EVALUATION OF THE OPERATIONAL PERFORMANCE OF THE VAPOR RECOVERY UNIT (VRU) SOUTHERN INTERMEDIATE STATION CAMPO ABARCO*

AUTHOR: ANDRES MAURICIO VILLALBA ARJONA**

KEYWORDS: VRU, GAS RINGS, GAS COMPRESSOR, TWO-PHASE AND THREE-PHASE SEPARATORS

DESCRIPTION:

In the Abarco field located in the municipality of Puerto Boyacá, it has a vapor recovery unit (VRU) that is responsible for recovering the gas that is initially separated with a vertical biphasic separator (Surge Tank) and the other is the gas associated with annular wells in the same field. In addition to these it recovers the vapors produced in a contingency tank TK-325 located in the same place E.I.S.A (South Intermediate Station of Abarco).

Due to the importance of environmental regulations regarding gas flaring, the economic factor that this process provides and the optimization of oil well production, this unit is involved in the most important equipment within the production area. and operations.

Some of the factors that affect the operation of the equipment are its constant operation and the variable conditions of the recovered gas. This is why the need to carry out this work is created in order to guarantee, improve and maintain the VRU in the best conditions so that the gas that is recovered and used as fuel gas for steam generators is constant and of good quality.

* Degree work

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director Manuel Cabarcas Simancas, Magister in Chemical Engineering.

Tabla de contenido

Introducción	13
1. Generalidades.....	14
1.1. Descripción de una Unidad de Recobro de Vapor.....	14
1.2. Tipos de unidades de recobro de vapor.....	14
1.2.1. Tipo refrigeración.....	15
1.2.2. Tipo absorción/ adsorción.	16
1.3. Aplicaciones de una unidad de recobro de vapor	16
1.3.1. Recuperación en tanques de almacenamiento.....	17
1.3.2. Sistema de estabilización en la producción de crudo.....	17
1.3.3. Sistema de reducción de emisiones contaminantes.....	18
1.4. Componentes de una unidad de recobro de vapor	18
1.4.1. Scrubber.	19
1.4.2. Compresor de tornillo.....	19
1.4.3. Separador bifásico vertical.....	21
1.4.4. Separador vertical trifásico.....	23
2. Funciones y características de componentes de la VRU-EISA	24
2.1. Scrubber de entrada.....	25
2.2. Compresor de tornillo SSUG99C Gardner Denver	27
2.3. Cooler.....	30
2.4. Separador gas-aceite VRU-EISA.....	31

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

2.5.	Separador de 3 fases VRU-EISA.....	32
2.6.	Evidencia de inspección.....	33
2.6.1.	Rangos de operación de instrumentos.....	37
3.	Alternativas de solución a las diferentes fallas que se presentan a nivel operativo.....	42
3.1.	Fallas del compresor	42
3.1.1.	Vibración.....	42
3.1.2.	Perdida de aceite.....	43
3.1.3.	Baja o perdida de presión en la descarga.	44
3.2.	Fallas de los separadores.....	44
3.2.1.	Bajo rendimiento en el separador.....	45
3.2.2.	Fugas.	45
3.2.3.	Formación de hidratos.....	46
3.3.	Fallas de válvula solenoide	46
3.3.1.	La válvula solenoide no abre.....	47
3.3.2.	La válvula solenoide se abre parcialmente.....	47
3.3.3.	La válvula solenoide no se cierra/se cierra parcialmente.	48
3.3.4.	La válvula solenoide emite un sonido anormal.....	48
3.4.	Falla de bombas de condensados.	48
3.4.1.	No hay flujo.....	48
3.4.2.	Dirección de rotación de la flecha.....	48
3.4.3.	Presión de descarga excesiva y/o cambio de la viscosidad del fluido.	49
3.4.4.	Cavitación.....	49
3.4.5.	Ruido o vibración excesiva.	49

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

3.4.6.	Falla de motores eléctricos (blower, compresor y bomba de condensados).	49
3.4.7.	Fallas eléctricas.	50
3.4.8.	Fallas mecánicas.....	50
3	Diseño de plan de mantenimiento para mitigar las fallas y tiempo de paro del equipo. ...	50
4.	Planteamiento de accesorios para mejorar las condiciones operativas de la unidad	54
4.1.	Válvula de control en la entrada de gas	54
4.2.	Sistema contra incendios.....	56
4.3.	Filtro de gas.....	57
4.4.	Válvula reguladora de gas.....	58
4.5.	Trampa de condensados	60
4.6.	Facilidad para mantenimiento de los demister.....	62
4.7.	Válvula controladora de drenaje de condensados	63
4.8.	Filtro de aceite.....	63
4.9.	Separador K.O Drum	64
	Referencias Bibliográficas	66

Lista de figuras

Figura 1. Partes de un separador bifásico	22
Figura 2. Partes de un separador trifásico	24
Figura 3. Diagrama de flujo VRU.....	25
Figura 4. Scrubber VRU-ubicación en la unidad.....	26
Figura 5. Modelo compresor SSUG99C.....	27
Figura 6. Diagrama de flujo compresor SSUG99C.	29
Figura 7. Cooler-VRU, sentido de flujo aceite y gas.....	31
Figura 8. Ubicación separador 2 fases en la VRU-EISA.....	32
Figura 9. Ubicación separador 3 fases en la VRU-EISA.....	33
Figura 10. Formato de inspección de componentes de la VRU-part.1	34
Figura 11. Formato de inspección de componentes de la VRU-part.2.	35
Figura 12. Formato de inspección de componentes de la VRU-part.3	36
Figura 13. Sistema de control y monitoreo SCADA para la identificación de su instrumentación y variables de control.	37
Figura 14. Mapa de selección de equipos de separación gas-líquido.	46
Figura 15. Partes de una válvula solenoide.....	47
Figura 16. Plan de mantenimiento VRU-4	51
Figura 17. Plan de mantenimiento VRU-13	52
Figura 18. Plan de mantenimiento VRU-26	53
Figura 19. Valvula línea de succión entrada VRU-EISA.	54

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

Figura 20. Ubicación de Hidrante manual VRU-EISA.	57
Figura 21. -Filtro de gas tipo canastilla.	58
Figura 22. Ubicación válvula solenoide VRU-EISA.	59
Figura 23. Válvula controladora neumática.....	60
Figura 24. Funcionamiento de una trampa de condensados	61
Figura 25. Posible ubicación de trampa de condensados en VRU-EISA.	61
Figura 26. Separador bridado para realizar mantenimiento.....	62
Figura 27. Ubicación para reemplazar por válvula controladora VRU-EISA.	63
Figura 28. Ubicación para instalación de filtro en la unidad.	64
Figura 29. -K.O. Drum proceso Gas Tea.	65

Introducción

Las regulaciones estrictas en los países con respecto a las emisiones de gas al medio ambiente y la reutilización de este favoreciendo los costos en las empresas, han generado un incremento en las ventas de unidades de recuperadoras de vapor. Se prevé que el mercado de estas unidades en ventas para el año 2022 estará en USD 1007,2 millones, con una tasa anual compuesta del 5.0% incremento desde el 2017 hasta el 2022.

Se pronosticó que en el 2017 la región europea lideraría el mercado de unidades de vapor, en el Reino Unido, Alemania, Italia y Turquía representando principalmente el aumento de demanda; debido a la preocupación por la liberación excesiva de gases peligrosos a la atmosfera, producidos del petróleo y el gas, productos químicos, petroquímicos y vertederos. Así mismo crecen las exigencias para que implementación de las unidades como medida de control para la contaminación.

La VRU de la Estación Intermedia Sur De Abarco tiene alineados 4 clúster con su línea de gas de anulares y un tanque de contingencia que se encuentra en el mismo lugar del equipo; el aporte de gas diario según el reporte operacional en el 2017 se recuperaba entre 200.000 scfd a 300.000 scfd hoy se encuentra entre los 70.000 SCFD Y 100.000 SCFD. Esto es uno de los factores que ocasiona que la unidad realice constantemente paradas generando averías en sus componentes.

1. Generalidades

1.1. Descripción de una Unidad de Recobro de Vapor

“Las VRU (Unidades de recuperación de vapor) son sistemas relativamente simples que pueden capturar aproximadamente el 95 % de los vapores ricos en Btu para la venta o para su uso como combustible. Los vapores recuperados contienen líquidos de gas natural, que tienen un contenido de Btu que es más alto que el gas natural de calidad (entre 950 y 1.100 Btu por pie cúbico estándar (scf)). Dependiendo del volumen de LGN en los vapores, el contenido de Btu puede alcanzar hasta 2.000 Btu por scf.” (Unimac, 2018)

Estas unidades generalmente se compran e instalan como un paquete y son instaladas por compañías autorizadas por el fabricante de VRU. Las unidades de VRU varían en tamaño desde una instalación de un galón por minuto, hasta una unidad de 10,000 barriles (420,000 galones) por minuto.

1.2. Tipos de unidades de recobro de vapor

Las unidades de recuperación de vapor (VRU) son casi en su totalidad de dos tipos operativos; que son: refrigerados y adsorción / absorción de carbono. El primero condensa los vapores al pasar el vapor a temperaturas muy frías. La segunda, elimina los vapores mediante la adsorción de carbono de los gases de hidrocarburo.

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

1.2.1. Tipo refrigeración. Los vapores primero ingresan a un tanque knockout donde el condensado se cae y los vapores pasan. El condensado del knockout se devuelve al tanque de almacenamiento del producto. Los vapores ingresan a la unidad de recuperación de vapor y se enfrían a 34 ° F para eliminar la mayor cantidad de vapor posible. El refrigerante utilizado en la mayoría de las unidades actuales es glicol.

Luego, el vapor ingresa a la sección superior de la bobina de condensación donde la humedad y los hidratos se eliminan a una temperatura muy baja entre -100 ° F y -120 ° F. Este enfriamiento extremo se logra con un esquema de refrigeración de espuma. Los vapores limpios se dejan ventilar en la atmósfera y los hidrocarburos condensados recogidos se decantan.

El producto recuperado se bombea a un tanque de almacenamiento en la terminal. La humedad eliminada se envía al sistema de tratamiento de agua interno antes de permitir su liberación al medio ambiente.

1.2.2. Tipo absorción/ adsorción. En esta unidad de recuperación de vapores de Adsorción / Absorción; el vapor primero ingresa a un tanque knockout donde el condensado recolectado se entrega a una línea de reciclaje de la torre de absorción. Los vapores de hidrocarburos entran en la VRU en uno de los dos absorbedores de carbono. La mezcla de hidrocarburo y aire fluye hacia arriba a través del absorbedor donde se adsorbe la mayor parte de los hidrocarburos. El aire continúa a través del absorbedor de carbón y se ventila a la atmósfera. Luego, el carbono saturado se retira empleando una regeneración al vacío, mientras que el segundo absorbente de carbono recibe la mezcla de hidrocarburo-aire generada en la actividad de carga de transporte. El propósito de la regeneración es restaurar el carbono a un nivel donde lo hará absorber los hidrocarburos de nuevo. Los dos absorbedores de carbono alternan entre la adsorción y la regeneración en intervalos de 15 minutos. (Bofd Prevention, 2018)

1.3.Aplicaciones de una unidad de recobro de vapor

La recuperación de hidrocarburos, incluido el metano y otros compuestos orgánicos volátiles (VOC), líquidos de gas natural (LGN), contaminantes peligrosos del aire (HAP), puede generar ahorros económicos significativos al tiempo que reduce las emisiones en un 95%. Estas son algunos sistemas que aplican el uso de estas unidades:

1.3.1. Recuperación en tanques de almacenamiento. Los tanques de almacenamiento se utilizan para retener el aceite durante períodos de tiempo que estabilizan el flujo entre los pozos de producción y los sitios de transporte. Durante el almacenamiento, los hidrocarburos ligeros disueltos en el petróleo crudo se "evaporan" y se acumulan en el espacio entre el líquido y el techo fijo del tanque. A medida que el nivel de líquido en el tanque cambia, estos vapores a menudo se ventilan a la atmósfera. La composición de estos vapores varía, pero el componente más grande es el metano (entre 40 y 60 por ciento). Otros componentes incluyen compuestos de hidrocarburos más complejos tales como propano, butano y etano; gases inertes naturales tales como nitrógeno y dióxido de carbono; y HAP como benceno, tolueno, etilbenceno y xileno (colectivamente estos cuatro HAP se conocen como BTEX) (Unimac, 2018)

1.3.2. Sistema de estabilización en la producción de crudo. Con el fin de evitar contrapresiones en los pozos y mejorar el desempeño de los pozos y extender su vida útil, se utiliza el gas de anulares que hay entre el revestimiento y la tubería de producción y que puede ejercer una presión significativa sobre la formación productora. Normalmente, este gas no puede ser producido y transportado por líneas de alta presión debido a que la contrapresión sobre la formación se incrementará y muchas veces, no puede ser venteado a la atmósfera, debido a restricciones regulatorias existentes en cada país.

Cuando existe una cantidad significativa de gas en la cara del pozo y el tipo de levantamiento artificial es por bombeo mecánico, se producirá una alta presión en el revestimiento, que ocasionará un bloqueo de las bombas de subsuelo por gas, bajas eficiencias de bombeo o disminuir la vida útil de la bomba y las varillas, debido a la generación de esfuerzos adicionales.

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

Debido a las razones expuestas anteriormente, se puede pensar en la instalación de equipos como una Unidad Recuperadora de Vapores que permitan disminuir la presión en la cabeza del revestimiento y, por lo tanto, una disminución de la P_{wf} y a la vez, aumentar la presión a la descarga de las líneas de recolección, de tal forma, que se pueda disponer de este fluido con una presión adecuada (Luque, 2004)

1.3.3. Sistema de reducción de emisiones contaminantes. Mezclas de vapor y aire formadas a partir del almacenamiento de petróleo y productos derivados del este, son emisiones peligrosas para el medio ambiente. La cantidad de emisiones nocivas en la atmósfera reducidas es el resultado de la utilización o recuperación de los vapores del petróleo. Las unidades de recuperación de vapor (VRU) son usadas para estos fines.

La mezcla vapor-aire se une a los filtros de adsorción; donde están compuestos de un carbón activado u otro absorbente (Sergeyevich Vlasenko, Vladimirovich Slesarenko, & Nefedovich Gulkov, 2014)

1.4.Componentes de una unidad de recobro de vapor

La unidad recuperadora de vapor cuenta principalmente de un Scrubber, un compresor tipo tornillo, un Cooler y dos separadores verticales (bifásico y trifásico).

1.4.1. Scrubber. Es un separador de dos fases que está diseñado para recuperar líquidos transportados desde las salidas de gas de los separadores de producción o para atrapar líquidos condensados debido al enfriamiento o las caídas de presión. La carga de líquido es mucho más baja que la de un separador. Las aplicaciones típicas incluyen:

- Aguas arriba de equipos mecánicos tales como compresores que podrían dañarse, destruirse o resultar ineficaces por líquido libre
- Corriente abajo del equipo que puede hacer que los líquidos se condensen a partir de una corriente de gas (como refrigeradores)
- Aguas arriba de equipos de deshidratación de gas que perderían eficiencia, se dañarían o destruirían si estuvieran contaminados con hidrocarburos líquidos
- Aguas arriba de una salida de ventilación.

Los Scrubber verticales son los más comúnmente utilizados. Se pueden usar Scrubber horizontales, pero las limitaciones de espacio generalmente imponen el uso de una configuración vertical (Stewart & Arnold, Two-Phase Gas-Liquid Separators, 2008)

1.4.2. Compresor de tornillo. La tecnología de los compresores de tornillo se basa en el desplazamiento del aire, a través de las cámaras que se crean con el giro simultáneo y en sentido contrario, de dos tornillos, uno macho y otro hembra. El aire llena los espacios creados entre ambos tornillos, aumentando la presión según se va reduciendo el volumen en las citadas cámaras.

El sentido del desplazamiento del aire es lineal, desde el lado de aspiración hasta el lado de presión, donde se encuentra la tobera de salida.

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

En el esquema inferior, se ve la sección de un conjunto rotórico, donde se pueden apreciar los tornillos en el interior de la carcasa.

Este tipo de tecnología se fabrica en dos ejecuciones diferentes, compresores de tornillo lubricado y compresores de tornillo exento. La diferencia entre ambos estriba en el sistema de lubricación.

“En el compresor de tornillo lubricado, se inyecta aceite en los rotores para lubricar, sellar y refrigerar el conjunto rotórico. Este tipo de compresor es el más habitual en la industria, debido a que, en la mayoría de las aplicaciones, el residual de aceite que queda en la línea de aire comprimido no es un obstáculo para el proceso” (Mundo Compresor, 2018)

Las siguientes son las fases del que realiza la maquina en la compresión:

- Fases de proceso
 - *Aspiración – Transporte:* Cuando giran lo rotores, el gas fluye a través de la entrada de aspiración y llena los espacios adyacentes situados entre los lóbulos. Estos espacios aumentan en longitud durante la rotación a medida que el engrane se aproxima al lado de descarga. Cuando el espacio entre los lóbulos se llena con el gas de aspiración, en toda la longitud del rotor, la conexión de aspiración se cierra y termina la fase de aspiración.
 - *Compresión:* Al continuar la rotación disminuye el espacio entre los lóbulos, de modo que el gas encerrado es comprimido y aumenta su presión.

- *Descarga:* Cuando el rotor está en cierta posición, el gas llega a la salida de descarga, iniciándose esta fase, la cual continúa hasta que el espacio entre los lóbulos quede completamente vacío.

1.4.3. Separador bifásico vertical. La Figura 1 muestra un separador vertical de dos fases. El flujo de entrada entra al recipiente por el costado. El desviador de entrada realiza la separación bruta inicial. El líquido fluye hacia la sección de recogida de líquido del recipiente. Rara vez hay elementos internos en la sección de recolección de líquidos, en este caso cuenta con un flotador para el control del nivel.

El líquido continúa fluyendo hacia abajo a través de esta sección hacia la salida de líquido. A medida que el líquido alcanza el equilibrio, las burbujas de gas fluyen en contra de la dirección del flujo de líquido y finalmente migran al espacio de vapor. El gas fluye sobre el desviador de entrada y luego verticalmente hacia arriba, hacia la salida de gas.

La separación secundaria ocurre en la sección de sedimentación de gravedad superior. Las gotas de líquido caen verticalmente contracorriente hacia el flujo ascendente de gas. La velocidad de sedimentación de una gota líquida es directamente proporcional a su diámetro. Si el tamaño de la gota de líquido es demasiado pequeño, se transportará hacia arriba y hacia afuera con el vapor.

Cuenta con una sección de extractor de niebla para capturar pequeñas gotas de líquido. El gas pasa por la sección del extractor de niebla antes de que abandone el recipiente. (Stewart & Arnold, Two-Phase Gas-Liquid Separators, 2008)

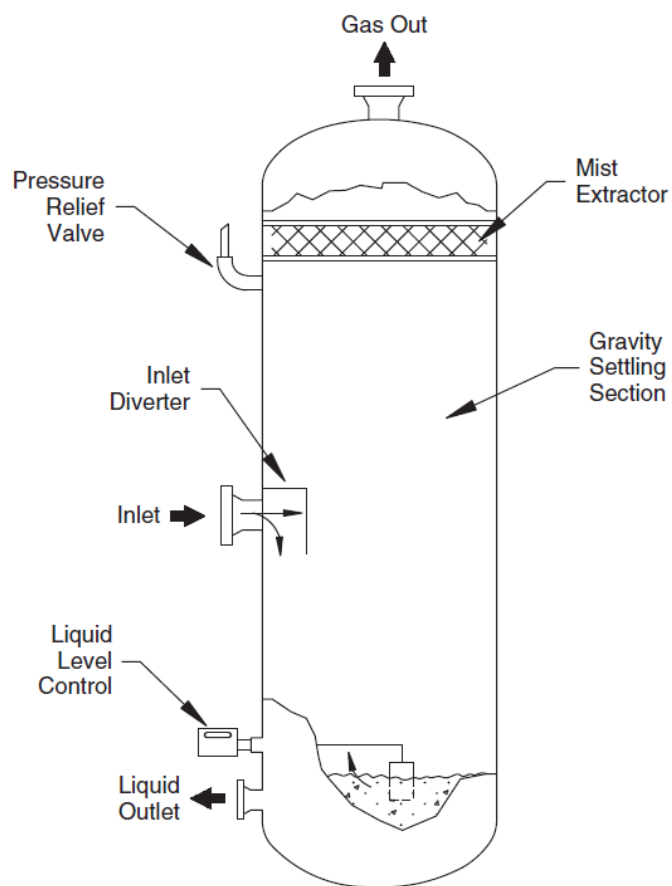


Figura 1. Partes de un separador bifásico. Ken Arnold. (2008).

1.4.4. Separador vertical trifásico. La Ilustración 2 muestra una configuración típica para un separador trifásico vertical. El flujo entra al recipiente a través del costado como en el separador horizontal. El desviador de entrada separa la mayor parte del gas. Se requiere un tubo de bajada para dirigir el líquido a través de la interfaz de petróleo y gas a fin de no perturbar la acción de desnatado de petróleo. Se necesita una chimenea o tubo para igualar la presión del gas entre la sección inferior y la sección de gas.

La salida del esparcidor está ubicada justo debajo de la interfaz aceite-agua, por lo tanto, lava la corriente entrante con agua. Desde este punto, a medida que el petróleo se eleva, cualquier agua libre atrapada dentro de la fase de aceite se separa. Las gotas de agua fluyen a contracorriente del aceite. De manera similar, el agua fluye hacia abajo y las gotas de aceite atrapadas en la fase de agua tienden a elevarse en contracorriente con el flujo de agua (Stewart & Arnold, Three-Phase Oil and Water Separator, 2008)

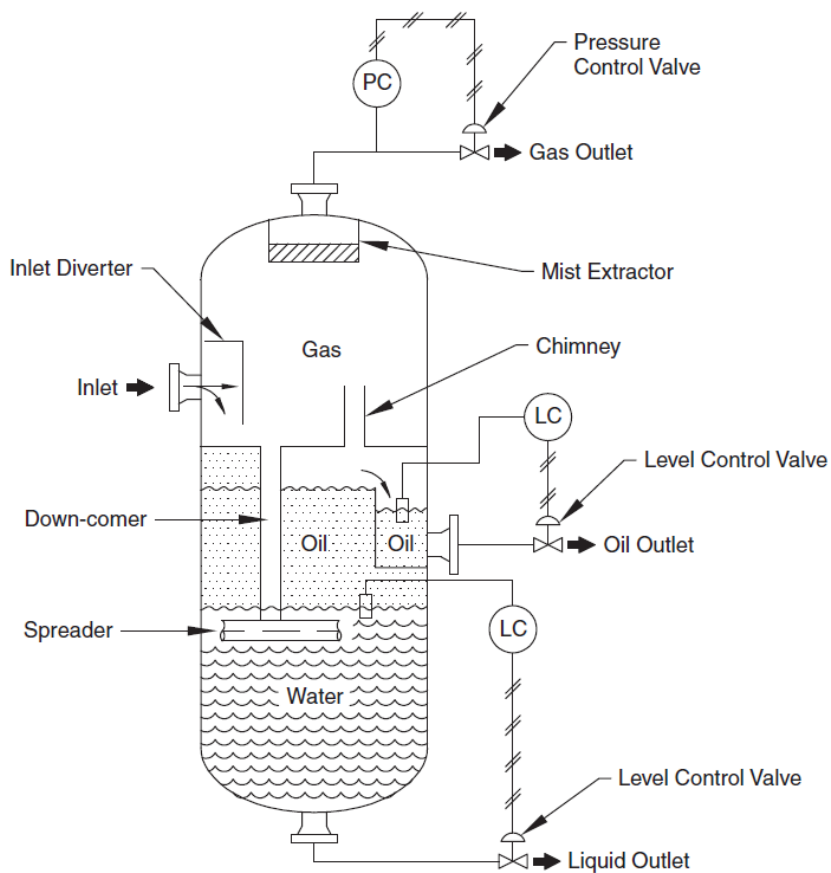


Figura 2. Partes de un separador trifásico

2. Funciones y características de componentes de la VRU-EISA

Para realizar la valoración de los componentes de la unidad recuperadora de vapor de la EISA (Estación Intermedia Sur de Abarco) es importante identificarlos por medio del diagrama de flujo de la unidad. Figura 3

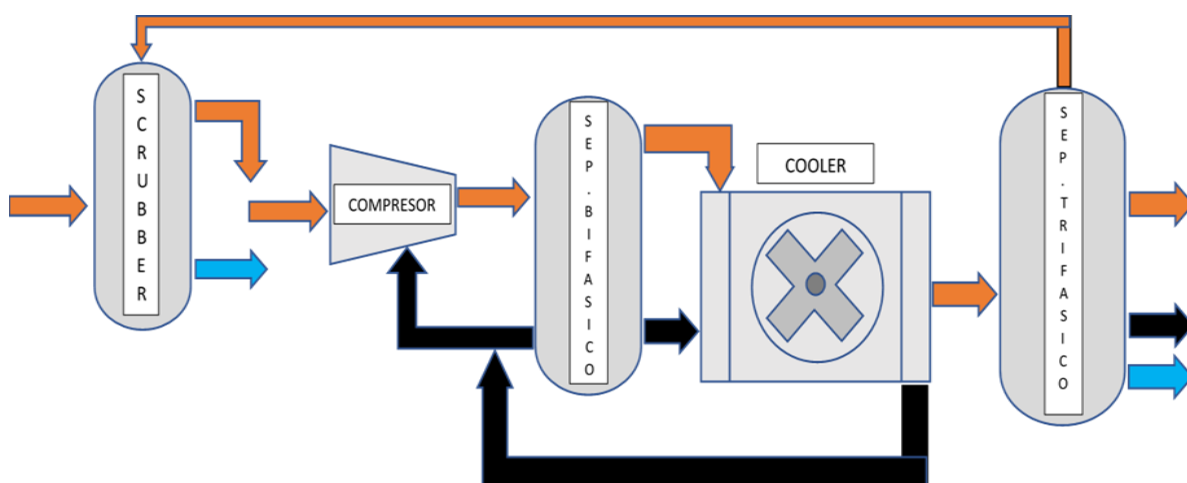


Figura 3. Diagrama de flujo VRU.

2.1.Scrubber de entrada

Esta unidad cuenta con un separador bifásico gas-líquido, con capacidad de 136 galones, su presión máxima de operación es 230 psi a 300F°; encargado de recibir el gas de los anulares y los vapores de los tanques asociados al sistema de recuperación. Cuenta una bomba de drenaje de condensados, tiene una válvula manual con la opción de tomar muestras en dos puntos. En el sistema de control y seguridad posee una PSV con un set de 120 psi, un switch de nivel tipo flotador y un transmisor de presión. El sentido de flujo es entrar al recipiente y expandirse y reducir la velocidad del gas y sus componentes; generando condensados y la otra parte será separada por gravedad. Después de que el gas se dirige hacia la parte superior pasa por el extractor antiniebla atrapa las pequeñas partículas del líquido, agrupándolas y formando gotas más grandes que rompen la fuerza gravitacional para dirigirse hacia la parte inferior. Cuando la fase líquida alcanza un nivel determinado por las condiciones operativas; la bomba de

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

condensados procede a evacuarlos. Una buena separación permite prolongar el funcionamiento y evitar daños al compresor que se encuentra conectado en serie con el Scrubber.

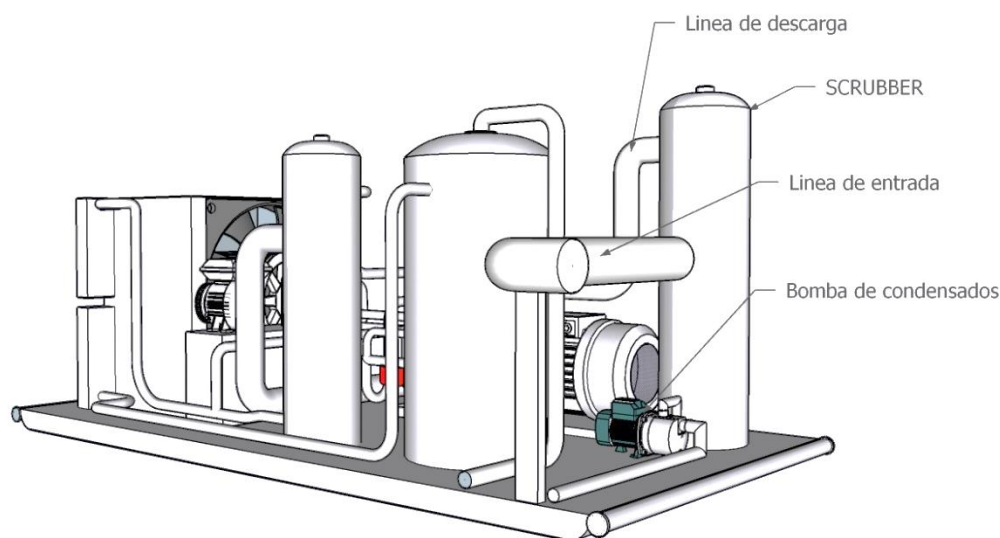


Figura 4. Scrubber VRU-ubicación en la unidad

Para la evaluación de este elemento se realiza la siguiente inspección:

- Estado de la pintura verificando que no presenten puntos de corrosión.
- Verificar los puntos de soldadura que no presenten fisuras o desgastes.
- Las conexiones estén debidamente ajustadas, que no exista tornillería suelta.
- Verificar que no existan fugas en la parte de condensado como en la sección de la salida de gas.
- Que exista visualización en la mirilla de nivel.
- Los instrumentos estén debidamente conectados, que no registren datos erróneos, y que estén conectados al sistema de puesta a tierra.

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

- La bomba de condensados debe estar en condiciones para su funcionamiento.
- Verificar el estado de la malla separadora de vapor-liquido.
- La calibración de la válvula de seguridad este por debajo de la capacidad de presión del tanque.

2.2.Compresor de tornillo SSUG99C Gardner Denver

El compresor instalado en la unidad recuperadora de vapor (VRU) de la Estación Intermedia sur Abarco tiene una capacidad de trabajo hasta 1 MMSCD, con una presión de descarga de 54.35 psi, como se ilustra en la Figura 5.

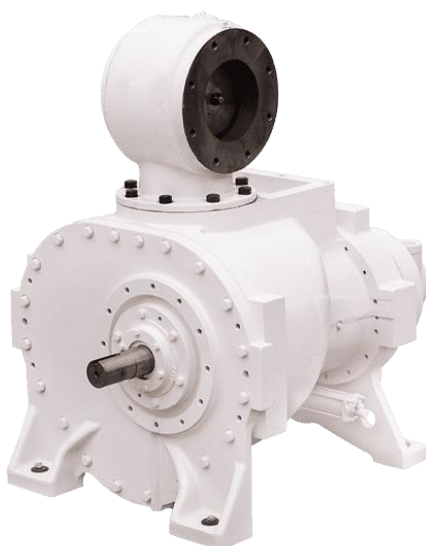


Figura 5. Modelo compresor SSUG99C. Recuperado www.gardnerdenver.com

El compresor es lubricado y refrigerado por un aceite lubricante, AEON NG-P10 el cual se encuentra almacenado una parte en la unidad y otra en un separador de gas y aceite; con aproximadamente 55 galones. El compresor cuenta con un motor eléctrico de 150 hp, 1780 rpm. Puede trabajar desde 1161 rpm como mínimo y un máximo de 3226 rpm; para el control de velocidad; cuenta con un variador de frecuencia. Cuenta con dos filtros de aceite de referencia SP80/90 que se encargan de realizar limpieza cuando retornan nuevamente a la máquina.

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

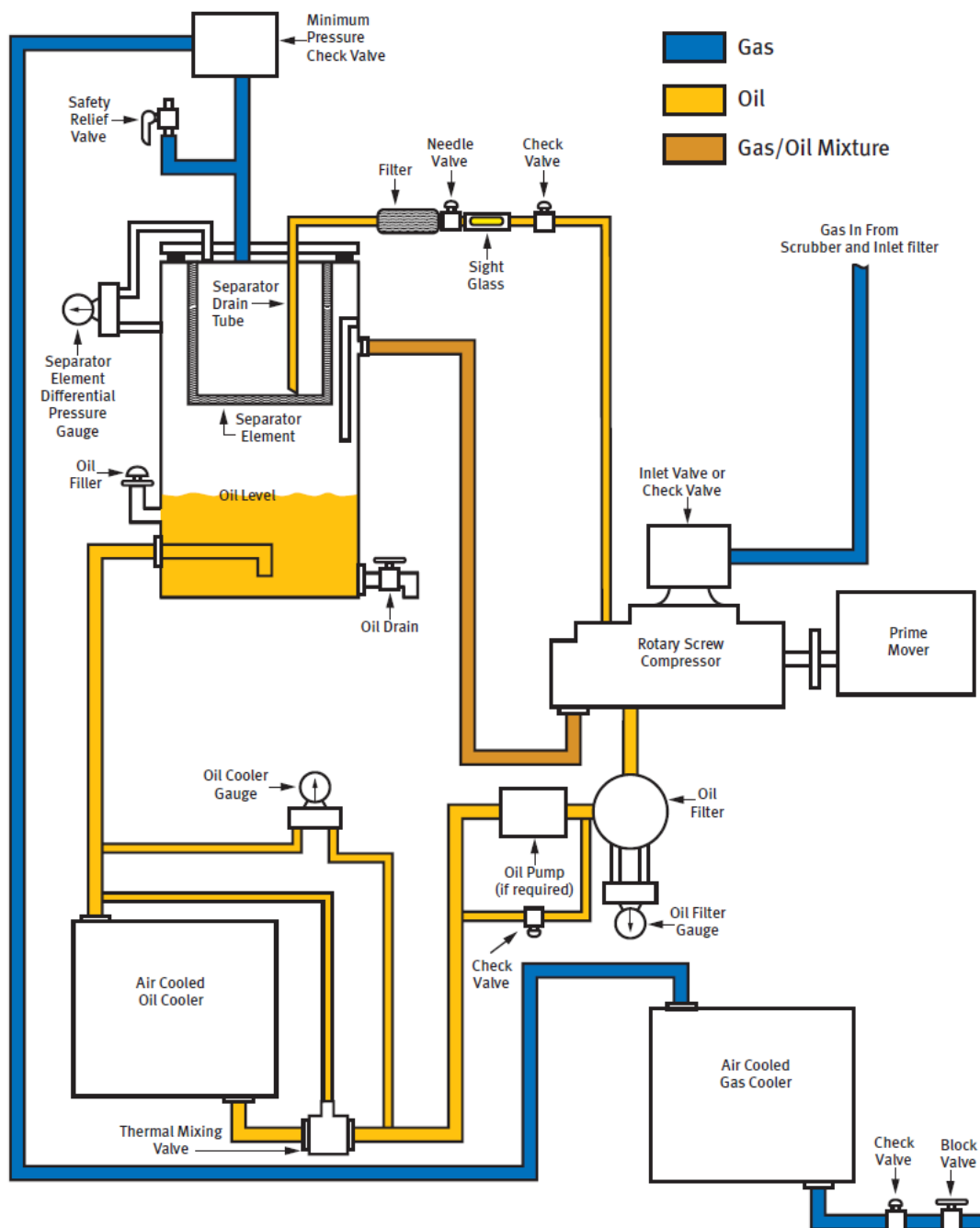


Figura 6. Diagrama de flujo compresor SSUG99C. Recuperado www.gardnerdenver.com

- Evaluación del compresor se inspecciona lo siguiente:

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

- Las características del equipo cumplen con las condiciones operativas; no se encuentra sobredimensionado y realizando un esfuerzo para su trabajo.
- Las conexiones y partes del equipo se encuentran debidamente aseguradas y con sus elementos completos y en buen estado.
- No presenta ruidos ni vibraciones anormales y se encuentra alineado a su motor eléctrico.
- Verificación del estado del aceite
- La instrumentación y sus componentes eléctricos se encuentren en buenas condiciones, calibrados y con su sistema de puesta a tierra.
- Condiciones de temperatura normales del equipo entre 65°F y 90°F.

2.3.Cooler

Encargado de refrigerar el aceite que sale del compresor y el gas que sale del separador de oil-gas; el cual va dirigido hacia el separador de 3 fases. La eficacia del equipo es reducir la temperatura desde 193 °F a 180°F para el aceite y desde 193°F a 120°F para el gas. Tiene una capacidad de 81.7 galones por minuto de aceite y 1 MMSCFD para el gas. Un motor eléctrico es el en cargado del funcionamiento del blower por medio de una caja reductora.

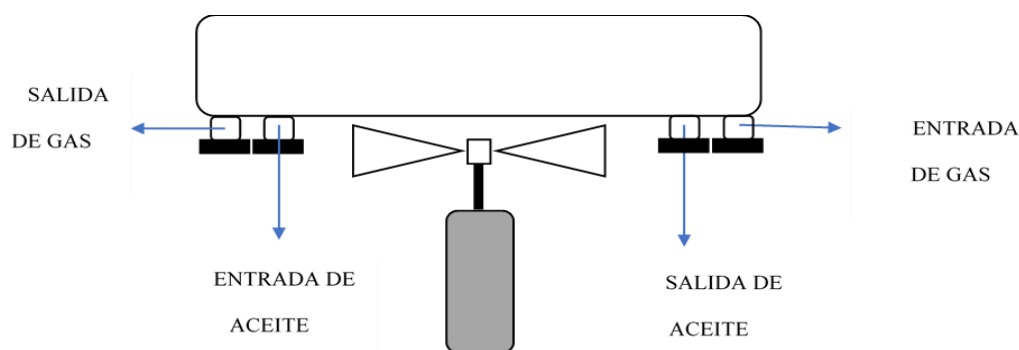


Figura 7. Cooler-VRU, sentido de flujo aceite y gas

2.4.Separador gas-aceite VRU-EISA

Tiene una capacidad de 55 galones cuenta con un transmisor de presión y temperatura. Este separador bifásico almacena el aceite y separa el gas que es comprimido por el compresor; cuenta con deflector y un extractor de niebla para la separación del gas. Como recibe la descarga directa del compresor el aceite posee la misma temperatura del compresor. Para realizar un control en la temperatura por medio de una válvula de 2 vías que direcciona el aceite por un radiador o Cooler que refrigera el aceite para retornar nuevamente al compresor. Cuenta con un visor de nivel (mirilla de vidrio), 2 controladores de nivel; uno tipo switch de nivel y el otro un transmisor de nivel; tiene un transmisor de temperatura.

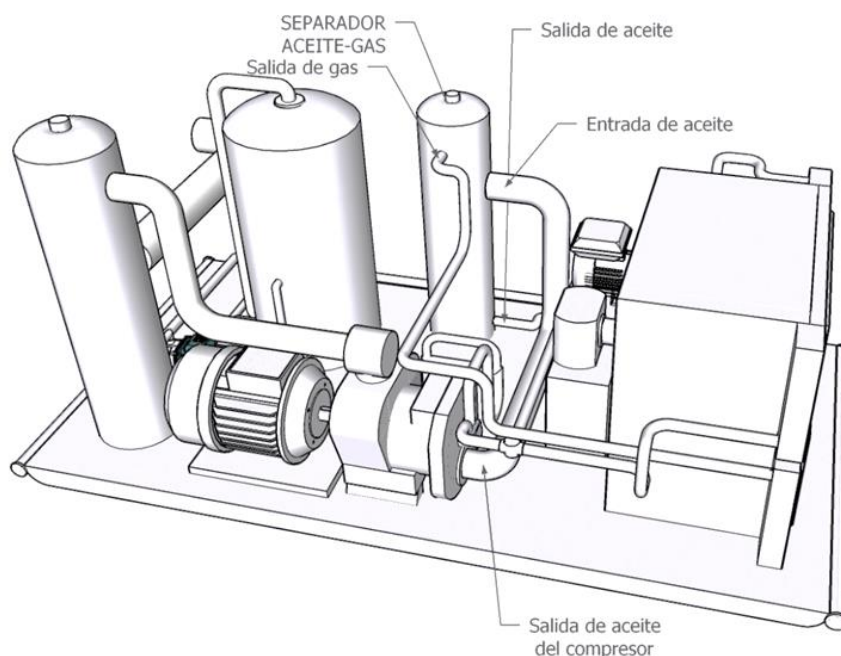


Figura 8. Ubicación separador 2 fases en la VRU-EISA.

2.5.Separador de 3 fases VRU-EISA

Al igual que los demás separadores tiene dos secciones de separación primaria y secundaria. Donde inicia por un cambio de dirección y velocidad de flujo; donde el gas impacta en un plato deflector y produce este efecto. En el siguiente paso el gas se dirige hacia la parte superior y en este recorrido se separan gotas del líquido y aceite por gravedad, y se desplazan hacia la interfaz de aceite-líquido; algunas de las gotas de aceite llegan a la sección líquida y se desplazan hacia la sección aceite por densidad. Esta interfaz es controlada por switch de nivel y donde ambos evacúan el separador cada válvula de salida de aceite y líquido; según el nivel establecido para

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

cada uno. El gas que es separado es controlado por una válvula que abre para descargar a presión establecida según su necesidad.

Tiene como objetivo separar los condensados y el residuo de aceite, y el gas después de procesos de compresión. Cuenta con 1 switch de nivel, 1 transmisor de temperatura, y una válvula de seguridad de 120 psi.

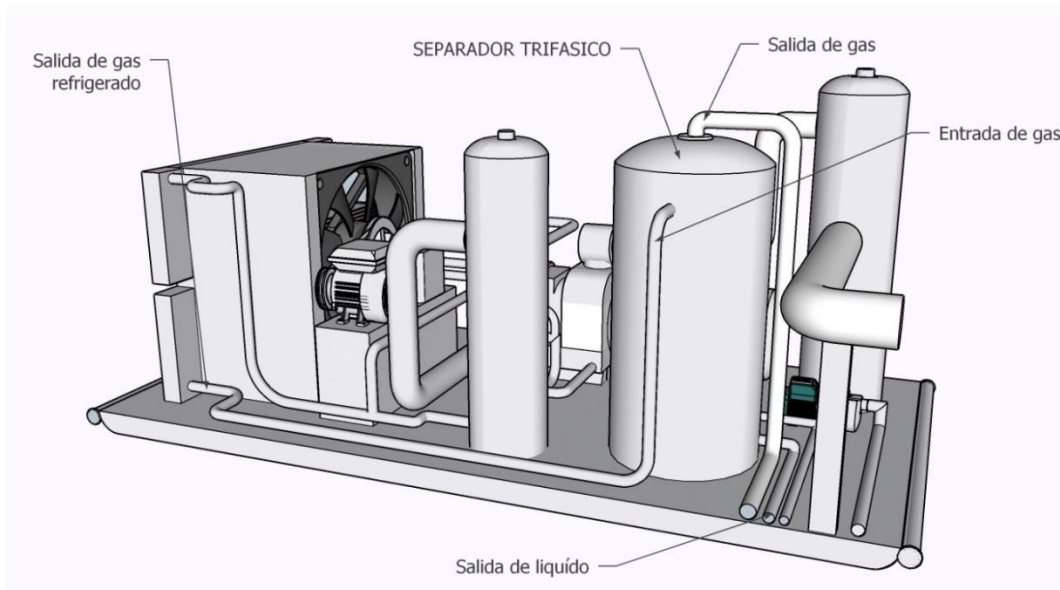


Figura 9. Ubicación separador 3 fases en la VRU-EISA.

2.6.Evidencia de inspección

La siguiente es una inspección realizada a la unidad en compañía del supervisor de facilidades.

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

 		INSPECCION DE TANQUES (SEPARADORES VERTICALES PARA TRATAMIENTO, SEPARACION Y ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS, BAJO LA NORMA API 650, 12B, 12C Y 12J) Y COMPRESOR, DE UNIDAD RECUPERADORA DE VAPOR "VRU"	FO-INSP-VRU-001
Edición:00		fecha de formato:22/01/2018	

FECHA DE INSPECCION			DATOS DEL EQUIPO	NOMBRES
D	M	A	VRU-E15A	Andrés Villalba Arjona Jhon Jairo Carrion (supervisor)
08	08	2018		

	REVISION	OBSERVACIONES
1 BASE, PLATAFORMA O SKIT		
a. Sin grietas, fracturas, desgaste, oxidación.	✓	
b. No existe presencia de vegetación.	✓	
c. Verificar que el agua lluvia no se acumule y sea evacuada.	✓	
d. La tornillería del anclaje se encuentra ajustada.	✓	
2 SCRUBBER DE ENTRADA		
2.1 CUERPO		
a. No presenta fallas de pintura, picaduras, deformaciones y puntos de corrosión.	✓	
b. Inspeccionar que los cordones o puntos de soldadura no presenten ninguna falla y/o desgaste.	✓	
c. La conexión entre bridas se encuentran con sus empaques y ajustadas.	✓	
d. Los pernos se encuentran debidamente ajustados.	✓	
e. Verificar que en pernos no exista corrosión o desgaste, y que no existan pernos faltantes.	✓	
f. No se encuentra desnivelado, forzado, ni tensionado en sus puntos de conexión.	✓	
g. Verificar el adecuado funcionamiento, verificar presencia de fugas, la no excesiva vibración.	✓	
h. Estado de la mirilla de inspección del nivel.	✓	Realizar limpieza
2.2 ACCESORIOS		
a. Verificar que no haya existencia de fracturas o signos de fuga en las conexiones de los instrumentos.	✓	
b. Verificar que no existan fugas en bridas y en sus pernos o espárragos.	✓	
c. Verificar que las conexiones de descarga a tierra se encuentren en buen estado y debidamente conectadas.	✓	
d. Verificar que no existan fugas en los toma-muestras y estado de sus válvulas.	✓	
e. Verificar el funcionamiento de los instrumentos de nivel, presión y temperatura	✓	
f. Verificar el buen funcionamiento de las reglas de medición de nivel.	✓	
g. Revisar que los demás puntos disponibles para la conexión de accesorios no presenten fugas, estén ajustadas y sin deterioro o puntos de corrosión.	✓	
i. Estado de bomba de condensado; y que cumplan las características contra explosiones.	✓	Bomba tipo lobulo
3 SEPARADOR ACEITE-GAS		
3.1 CUERPO		
a. No presenta fallas de pintura, picaduras, deformaciones y puntos de corrosión.	✓	
b. Inspeccionar que los cordones o puntos de soldadura no presenten ninguna falla y/o desgaste.	✓	
c. La conexión entre bridas se encuentran con sus empaques y ajustadas.	✓	
d. Los pernos se encuentran debidamente ajustados.	✓	
e. Verificar que en pernos no exista corrosión o desgaste, y que no existan pernos faltantes.	✓	
f. No se encuentra desnivelado, forzado, ni tensionado en sus puntos de conexión.	✓	
g. Verificar el adecuado funcionamiento, verificar presencia de fugas, la no excesiva vibración.	✓	

Figura 10. Formato de inspección de componentes de la VRU-part.1

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

h.	Estado de la mirilla de inspección del nivel.	✓	
3.2	ACCESORIOS		
a.	Verificar que no haya existencia de fracturas o signos de fuga en las conexiones de los instrumentos.	✓	
b.	Verificar que no existan fugas en bridas y en sus pernos o espárragos.	✓	
c.	Verificar que las conexiones de descarga a tierra se encuentren en buen estado y debidamente conectadas.	✓	
d.	Verificar que no existan fugas en los toma-muestras y estado de sus válvulas.	✓	
e.	Verificar el funcionamiento de los instrumentos de nivel, presión y temperatura	✓	
f.	Verificar el buen funcionamiento de las reglas de medición de nivel.	✓	
g.	Revisar que los demás puntos disponibles para la conexión de accesorios no presenten fugas, estén ajustadas y sin deterioro o puntos de corrosión.	✓	
4	SEPARADOR DE 3 FASES		
4.1	CUERPO		
a.	No presenta fallas de pintura, picaduras, deformaciones y puntos de corrosión.	✓	
b.	Inspeccionar que los cordones o puntos de soldadura no presenten ninguna falla y/o desgaste.	✓	
c.	La conexión entre bridas se encuentran con sus empaques y ajustadas.	✓	
d.	Los pernos se encuentran debidamente ajustados.	✓	
e.	Verificar que en pernos no exista corrosión o desgaste, y que no existan pernos faltantes.	✓	
f.	No se encuentra desnivelado, forzado, ni tensionado en sus puntos de conexión.	✓	
g.	Verificar el adecuado funcionamiento, verificar presencia de fugas, la no excesiva vibración.	✓	
h.	Estado de la válvula de descarga.	✓	
g.	Estado de la mirilla de inspección del nivel.	✓	
4.2	ACCESORIOS		
a.	Verificar que no haya existencia de fracturas o signos de fuga en las conexiones de los instrumentos.	✓	
b.	Verificar que no existan fugas en bridas y en sus pernos o espárragos.	✓	
c.	Verificar que las conexiones de descarga a tierra se encuentren en buen estado y debidamente conectadas.	✓	
d.	Verificar que no existan fugas en los toma-muestras y estado de sus válvulas.	✓	
e.	Verificar el funcionamiento de los instrumentos de nivel, presión y temperatura	✓	
f.	Verificar el buen funcionamiento de las reglas de medición de nivel.	✓	
g.	Revisar que los demás puntos disponibles para la conexión de accesorios no presenten fugas, estén ajustadas y sin deterioro o puntos de corrosión.	✓	
5	COMPRESOR		
5.1	CUERPO		
a.	No presenta fallas de pintura, picaduras, deformaciones y puntos de corrosión.	✓	Re pintura-Válvula cheque
b.	Inspeccionar que los cordones o puntos de soldadura no presenten ninguna falla y/o desgaste.	✓	
c.	La conexión entre bridas se encuentran con sus empaques y ajustadas.	✓	
d.	Los pernos se encuentran debidamente ajustados.	✓	
e.	Verificar que en pernos no exista corrosión o desgaste, y que no existan pernos faltantes.	✓	
f.	No se encuentra desnivelado, forzado, ni tensionado en sus puntos de conexión.	✓	
g.	Verificar el adecuado funcionamiento, verificar presencia de fugas, la no excesiva vibración.	✓	
h.	Verificar el estado y/o condiciones del aceite.	✓	
i.	Identificar si existe un recalentamiento del equipo.	✓	Temperatura normal 70°C
j.	Que no existan puntos calientes en las instalaciones.	✓	
k.	Verificar ajuste y torque de anclaje	✓	

Figura 11. Formato de inspección de componentes de la VRU-part.2.

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

Tabla 3. Inspección VRU

5.2	ACCESORIOS		
a.	Verificar que no haya existencia de fracturas o signos de fuga en las conexiones de los instrumentos.	✓	
b.	Verificar que no existan fugas en bridas y en sus pernos o espárragos.	✓	
c.	Verificar que las conexiones de descarga a tierra se encuentren en buen estado y debidamente conectadas.	✓	
d.	Inspeccionar si las instalaciones eléctricas cuentan con el aislamiento contra explosión. (resina sello cortafuegos, que sean antiexplosión, intrínsecamente seguro)	✓	
e.	Verificar el funcionamiento de los instrumentos de nivel, presión y temperatura.	✓	
f.	Revisar que los demás puntos disponibles para la conexión de accesorios no presenten fugas, estén ajustadas y sin deterioro o puntos de corrosión.	✓	
i.	Inspección de filtros (separador, aceite)	✓	
j.	Revisión de alineación de motor eléctrico y unidad compresora; estado del acople de conexión.	✓	
i.	Verificar el funcionamiento y estado del motor eléctrico y su variador, arrancador o controlador de velocidad.	✓	
5	COOLER		
5.1	CUERPO		
a.	No presenta fallas de pintura, picaduras, deformaciones y puntos de corrosión.	✓	
b.	Inspeccionar que los cordones o puntos de soldadura no presenten ninguna falla y/o desgaste.	✓	
c.	La conexión entre bridas se encuentran con sus empaques y ajustadas.	✓	
d.	Verificar el adecuado funcionamiento, verificar presencia de fugas, la no excesiva vibración.	✓	
e.	Verificar la temperatura de entrada y la temperatura de salida.	✓	
f.	No se encuentra desnivelado, forzado, ni tensionado en sus puntos de conexión.	✓	
g.	Verificar el funcionamiento de la válvula de 2 vías.	✓	
5.2	ACCESORIOS		
a.	Verificar que no haya existencia de fracturas o signos de fuga en las conexiones de los instrumentos.	✓	
b.	Verificar que el motor del blower funcione adecuadamente.	✓	
c.	El motor del blower se encuentra con su protección puesta a tierra y cumple los requerimientos del área clasificada.	✓	
d.	Estado de poleas, correas y elíctico de blower.	✓	
6	NOTAS		

Figura 12. Formato de inspección de componentes de la VRU-part.3

2.6.1. Rangos de operación de instrumentos

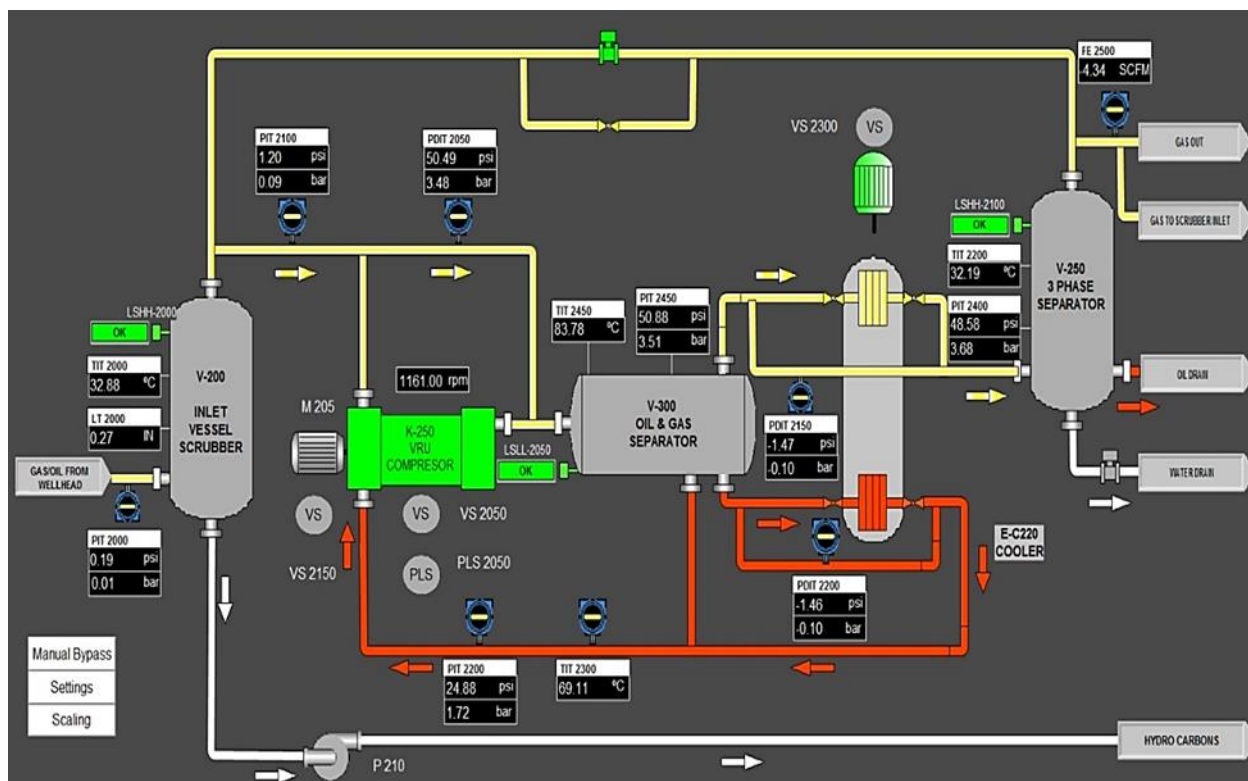


Figura 13. Sistema de control y monitoreo SCADA para la identificación de su instrumentación y variables de control.

- Scrubber de entrada

Presión Scrubber de Entrada PIT 2000

- Inferior a 1 psig SHUT DOWN
- Inferior a 2.5 psig ALARM
- Presión normal de operación 5 psig
- Superior a 7.5 psig ALARM
- Superior a 10 psig SHUT DOWN

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

- Temperatura Scrubber de Entrada TTI 2000
 - Temperaturas bajas no provocan alarmas o apagado del equipo (SHUT DOWN)
 - Temperatura normal de operación 37°C
 - Superior a 50 °C ALARM
 - Superior a 54 °C SHUT DOWN

- Transmisor de Nivel Scrubber de Entrada LT 2000
 - Como indicador se utiliza el visor de vidrio.
 - Se utilizan 4 diferentes niveles para controlar las bombas de drenaje.
 - Nivel bajo DETIENE EL DRENAJE
 - Nivel alto ENCIENDE LA BOMBA

- Switch de Nivel Scrubber de Entrada LSHH 2000
 - Solo producirá un SHUT DOWN en caso de que el nivel de condensados en el Scrubber de entrada sea muy alto y/o las bombas de drenaje no estén en funcionamiento.

- Presión Salida de Scrubber / Entrada del Compresor PIT 2100
 - Inferior a 1 psig SHUT DOWN
 - Inferior a 2.5 psig ALARM
 - Presión normal de operación 5 psig
 - Superior a 7.5 psig ALARM

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

- Superior a 10 psig SHUT DOWN

- **Compresor**

Presión de Aceite en el Compresor PIT 2200

- Rango de presión normal de aceite en el compresor 50 – 65 psig
- Presiones de aceite inferiores a 40 psig ALARM
- Presión baja en el aceite del compresor PSL 2050, para presiones inferiores a 7 psig SHUT DOWN

Temperatura del aceite a la entrada del Compresor TTI 2300

- Temperatura normal de entrada 83 °C
- Inferior a 15 °C ALARM
- Inferior a 10 °C SHUT DOWN después de un periodo de 5 min.
- Superior a 90 °C ALARM
- Superior a 100 °C SHUT DOWN
- Diferencial de Presión en el Compresor. PDIT 2050
- El diferencial de presión es determinado por la presión de entrada y descarga respectivamente. Baja presión diferencial indica mal funcionamiento de la válvula de by-pass. Después de 30 segundos de arranque a máxima velocidad y presión diferencial inferior a 1 psig se ejecutará un SHUT DOWN.

Switch de Vibración del Compresor. VS 2050

- Si es activado constantemente SHUT DOWN

Switch de Vibración del Motor del Compresor. VS 2150

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

Si es activado constantemente SHUT DOWN

- ***Separador gas / aceite***

Transmisor de Presión PIT 2450

- Presión normal de funcionamiento 60 – 80 psig Inferiores a 50 psig ALARM
- Inferiores a 30 psig SHUT DOWN
- Superiores a 100 psig ALARM
- Superiores a 110 psig SHUT DOWN

Transmisor de Temperatura TTI 2450

- Temperatura normal de entrada 94 °C
- Inferior a 15 °C ALARM
- Inferior a 10 °C SHUT DOWN después de un periodo de 5 min. Superior a 90 °C
ALARM
- Superior a 100 °C SHUT DOWN

Switch de Nivel LSL 2200

- Cuando indica nivel bajo SHUT DOWN

- ***Cooler***

Diferencial de Presión de Aceite en el Cooler PDIT 2200

- Presión en 7 psig ALARM
- Presión en 15 psig SHUT DOWN
- Diferencial de Presión de Gas en el Cooler PDIT 2150
- Presión en 2 psig ALARM

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

- Presión en 5 psig SHUT DOWN

Switch de Vibración VS 2300

- Si es activado constantemente SHUT DOWN y apagara la unidad.

- ***Separador de 3 fases***

Transmisor de Presión en el Separador PTI 2400

- Presión normal de funcionamiento 60 – 80 psig
- Inferiores a 30 psig ALARM
- Inferiores a 20 psig SHUT DOWN
- Superiores a 80 psig ALARM
- Superiores a 100 psig SHUT DOWN

Transmisor de Temperatura del Separador TTI 2200

- La temperatura normal es de 38 °C
- La baja temperatura está determinada por el ambiente no tiene un mínimo. Temperatura superior a 60°C ALARM
- Temperatura superior a 65 °C SHUT DOWN

Switch de Nivel LSHH 2100

- Cuando es activado entonces se genera SHUT DOWN

Control de Nivel en el separador trifásico LC 2200

- La sonda toma la medida diferencial entre el agua y los hidrocarburos. Una vez el nivel del agua alcance la sonda se abrirá la válvula de drenaje por 30 segundos lo cual hará

descender el nivel del agua en el separador. Este tiempo es suficiente para bajar el nivel varias pulgadas, por lo cual se tendrá que esperar que el agua vuelva a subir de nivel para realizar nuevamente la operación.

3. Alternativas de solución a las diferentes fallas que se presentan a nivel operativo.

La importancia de poder identificar que elemento de este equipo presenta una falla y adicionalmente, poder diagnosticar alguna de las causas por el cual se encuentra fallando, evita daños severos y mayores tiempo de paro de la unidad recuperadora de vapor.

3.1.Fallas del compresor

3.1.1. Vibración. Las vibraciones en cualquier equipo son indicios del origen de problemas o causal de deterioro de los estos. Es muy importante tener controlado ya que afectan el funcionamiento normal de los equipos hasta llegar al punto de averiarlos; por eso es importante detectarlas y corregirlas.

Estas son algunas de las posibles causas y alternativas para corregir las vibraciones en los elementos del equipo:

- Que exista alineación incorrecta/ descentramiento del eje; cuando el eje no está centrado, existe una alineación incorrecta entre el motor y la bomba. Esta alineación incorrecta

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

puede producirse durante su instalación o por una dilatación térmica. Las vibraciones que resultan de esto son de tipo radiales o axiales.

- Verificar que no exista un desequilibrio donde una parte pesada del componente giratorio puede producir vibraciones. Esto se produce cuando el peso desequilibrado rota alrededor del eje de la máquina y genera una fuerza centrífuga. Puede ser causado por defectos de fábrica o por un problema de mantenimiento, además de deteriorar el equipo afecta los rodamientos de este.
- Posible desgaste en los componentes como los rodamientos, retenedores, engranajes; identificando con un análisis de vibraciones periódico.
- Evitar y corregir holguras donde aquellas vibraciones que parecen mínimas en el equipo se vuelven evidentes y destructivas; como por ejemplo si un componente que vibra tiene los rodamientos flojos o está unido sin firmeza. También se presenta por elementos conectados con sobrefuerzos o sueltos.

3.1.2. Pérdida de aceite. Esta puede ser producida por una fuga, por una mala refrigeración o un arrastre después de la descarga. Se puede originar debido a la falla de un separador (ver falla de separadores), el llenado excesivo del depósito de aceite y/o la obstrucción de la línea de retorno de aceite.

Si se produce un remanente después de la descarga del equipo o existe una pérdida constante:

- Inspeccionar que el depósito de aceite cuente con el nivel óptimo
- Que el aceite no esté formando espuma excesivamente
- La línea de retorno de aceite desde el alojamiento del separador al cilindro del compresor no está obstruida o comprimida.

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

- El retorno el tubo dentro del separador no está suelto o roto.
- La válvula de retención en la línea de retorno de aceite está funcionando correctamente.
- No exista agua o una emulsión de aceite / gas en el aceite.
- Suciedad dentro del separador o un lavado inadecuado.
- Uso de aceite inadecuado o el mismo haya sus propiedades fisicoquímicas.
- El extractor antiniebla se encuentre averiado.
- El ángulo de inclinación tanto del compresor como el separador.
- Verificar el sistema de refrigeración del aceite.

3.1.3. Baja o pérdida de presión en la descarga. Los factores que afectan la descarga del compresor son:

- Fugas en las conexiones
- Pérdida de eficiencia del compresor
- Bajo nivel de aceite: verificar el nivel de aceite del compresor y el separador
- Que el filtro de aceite admisión se encuentre dañado o contaminado.
- Acople del motor eléctrico se encuentre desgastado o dañado afectando funcionamiento en la eficiencia del compresor.
- Verificar obstrucciones en la succión (válvula cheque)

3.2.Fallas de los separadores

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

Cuando estos elementos se encuentran sobre los parámetros en los cuales fueron diseñados, pueden causar daños en los mismos y perder su eficiencia. Algunas de las principales fallas en los separadores son las siguientes:

3.2.1. Bajo rendimiento en el separador. Se seleccionó un tipo de separador incorrecto o la capacidad no es la adecuada, esto depende de la corriente de gas a tratar teniendo en cuenta la relación gas-líquido y variabilidad del flujo. Para los Scrubber como vemos en la Figura 10 se observa que no son tolerables a las variaciones de flujo, pero si a la relación gas-líquido. Igualmente, para los demás separadores que manejan un poco más de relación gas-líquido.

3.2.2. Fugas. Es muy importante dentro del plan de inspección verificar que no exista degaste del material, pintura y no presente corrosión; verificar que no existan conexiones o tornillería suelta.

Se debe evitar la descarga volúmenes mínimos de líquidos ya que pueden causar erosión y trefilado en el interior de las válvulas reduciendo el sello de estas.

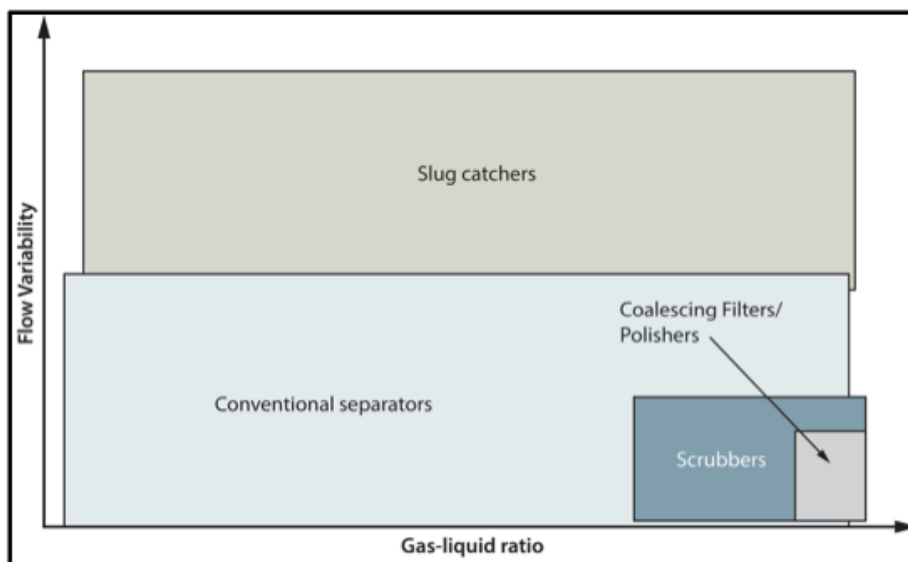


Figura 14. Mapa de selección de equipos de separación gas-líquido. Recuperado <http://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/2014/12/troubleshooting-gas-liquid-separators-removal-of-liquids-from-the-gas/>

3.2.3. Formación de hidratos. Los separadores de la unidad deben operarse por encima de las temperaturas de formación de hidratos, de lo contrario estos pueden ocasionar una obstrucción parcial o completamente afectando el funcionamiento del separador y/o presionándolo ocasionado un disparo de la válvula de seguridad.

3.3.Fallas de válvula solenoide

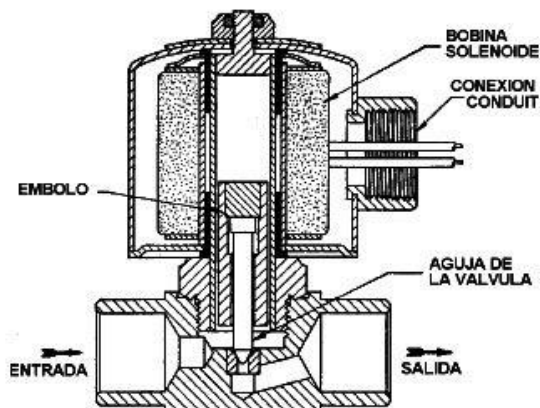


Figura 15. Partes de una válvula solenoide. Recuperado de: <https://info-maquinarias.blogspot.com/2015/12/valvula-solenoide.html>

Estas fallas que se presentan en este componente se presentan comúnmente por el exceso de trabajo el cual dentro del funcionamiento de la VRU es por la ausencia de gas ya que esta tiene como trabajo retroalimentar el equipo con el mismo gas de descarga al Scrubber de entrada.

Algunas de sus fallas constantes son las siguientes:

3.3.1. La válvula solenoide no abre. Puede ser originado por ausencia o poca alimentación de energía eléctrica, puede tener su bobina quemada, presión diferencial demasiada alta, partículas de suciedad en el diafragma o en el asiento de la válvula, corrosión.

3.3.2. La válvula solenoide se abre parcialmente. Presión diferencial demasiada baja, suciedad en el diafragma o partículas de suciedad en el asiento, corrosión.

3.3.3. La válvula solenoide no se cierra/se cierra parcialmente. Comprobar si hay corte de energía para que actúe la bobina, suciedad en el orificio piloto, pulsaciones en la línea de presión, presión diferencial demasiado elevada en la posición de apertura, la presión en el lado de salida es, de forma periódica, más elevada que la presión del lado de entrada, defecto del plato de la válvula, el diafragma o el asiento de la válvula, diafragma del revés, partículas de suciedad en el asiento de la válvula, corrosión, válvula instalada del revés.

3.3.4. La válvula solenoide emite un sonido anormal. Zumbido ocasionado por la frecuencia de la corriente alterna, golpe de ariete cuando se abre la válvula, golpe de ariete cuando se cierra la válvula, presión diferencial demasiado alta y/o pulsaciones en la línea de presión.

3.4.Falla de bombas de condensados.

La evacuación de condensados del Scrubber de entrada se realiza por medio de una bomba de lóbulos, sus principales fallas son:

3.4.1. No hay flujo. Dirección de giro de la flecha incorrecta, excesiva presión de descarga y/o cambio en la viscosidad del fluido, la bomba es incapaz de cebarse, cavitación, presencia de gas (aire).

3.4.2. Dirección de rotación de la flecha. Esto, aunque es obvio se suele pasar por alto a menudo. La dirección del flujo es regida por la dirección del giro de la flecha del motor. Al invertir la dirección de la rotación se invertirá también la del flujo.

3.4.3. Presión de descarga excesiva y/o cambio de la viscosidad del fluido. El funcionamiento de una bomba de lóbulos con fluidos de baja viscosidad se ve altamente afectado por la excesiva presión de descarga y/o por cambios en la viscosidad del fluido. Esto se debe al “Slip”, definido como la pérdida de fluido por fugas a través de las separaciones de la bomba. La dirección del slip será desde la zona de alta presión de la bomba hacia la de baja presión.

3.4.4. Cavitación. El termino cavitación se deriva de la palabra cavidad, que significa un espacio hueco. Para la materia el termino cavitación es un espacio vacío indeseable en la succión de la bomba, ocupado normalmente por el líquido. El punto de presión más baja de una bomba ocurre en la succión, debido a una reducción parcial de la presión, si el líquido puede evaporarse este genera pequeñas burbujas de vapor conocidas como vacuoles. Estas vacuolas son transportadas por el fluido e implosionan instantáneamente cuando consiguen espacios con presiones más elevadas.

3.4.5. Ruido o vibración excesiva. El funcionamiento de una bomba de lóbulos con fluidos de baja viscosidad se ve altamente afectado por la excesiva presión de descarga y/o por cambios en la viscosidad del fluido. Esto se debe al “Slip”, definido como la pérdida de fluido por fugas a través de las separaciones de la bomba. La dirección del slip será desde la zona de alta presión de la bomba hacia la de baja presión.

3.4.6. Falla de motores eléctricos (blower, compresor y bomba de condensados). Son innumerables los factores que pueden producir los daños o fallas en los motores eléctricos. Las averías más frecuentes son ocasionadas por problemas de tipo eléctrico, pero también existe un porcentaje considerable por daños mecánicos u otros factores.

3.4.7. Fallas eléctricas. Son ocasionadas por el deterioro del sistema de aislamiento en los devanados, como resultado de sobrecargas prolongadas, operación del motor en una sola fase, voltaje alimentación desbalanceados y envejecimiento del material aislante. Estos defectos pueden ser causados por malas conexiones, contactos débiles y/o sucios, mala operación de los fusibles, incorrecta calibración en los sistemas de protección, etc.

3.4.8. Fallas mecánicas. Son originadas por vibraciones excesivas del motor y la carga acoplada, bases de montaje defectuosas, falta de lubricación en cojinetes o problemas de ajuste en las partes constructivas del motor.

Existen otras causas menos frecuentes que también influyen en el daño del motor. Las más relevantes son el funcionamiento del motor en condiciones locativas adversas, una mala operación y selección del motor.

3 Diseño de plan de mantenimiento para mitigar las fallas y tiempo de paro del equipo.

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

Plan de Mantenimiento Preventivo							
PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PDV FRECUENCIA CADA 004 SEMANAS TIEMPO DE SERVICIO CONJUNTO EQUIPO VRU							
DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO		PERSONAL		RECURSOS			
CODIGO	ACTIVIDAD	TM	AM	MATERIAL / INSUMOS	MATERIALES	DURACIÓN DE LA ACTIVIDAD	DURACIÓN PARADA EQUIPO
VRU-001	INSPECCIÓN Y TOMA DE PARAMETROS ELEC MOTOR COMPRESOR VRU	X	X	MULTIMETRO/HERRAMIENTAS/MEGGER/PINSA VOLTI AMPERIMETRICA	N/A	60 (min)	30 (min)
VRU-002	INSPECCIÓN ELECTRICA MOTOR COOLER VRU	X	X	MULTIMETRO/HERRAMIENTAS/PISTOLA DE TEMPERATURA	TRAPOS	30 (min)	10 (min)
VRU-003	INSPECCIÓN Y TOMA DE PARAMETROS ELEC MOTOR COOLER VRU	X	X	MULTIMETRO/HERRAMIENTAS/MEGGER/PINSA VOLTI AMPERIMETRICA	N/A	60 (min)	30 (min)
VRU-004	INSPECCIÓN Y TOMA DE PARAMETROS ELEC MOTOR BOMBA CONDENSADOS VRU	X	X	MULTIMETRO/HERRAMIENTAS/MEGGER/PINSA VOLTI AMPERIMETRICA	N/A	60 (min)	30 (min)
VRU-005	INSPECCIÓN ELEC VARIADOR DE FRECUENCIA FC-302 COMPRESOR VRU	X		MULTIMETRO/HERRAMIENTAS/PISTOLA DE TEMPERATURA	TRAPOS/BROCHA/CRC-226	40 (min)	10 (min)
VRU-006	INSPECCIÓN COMPRESOR VRU	X		HERRAMIENTAS MANUALES	TRAPOS/LUBRICANTE DE CORREAS	30 (min)	N/A
VRU-007	INSPECCIÓN RADIADOR COOLER VRU	X	X	HERRAMIENTAS/ENVASES/TRAPOS	REFRIGERANTE	10 (min)	N/A
VRU-008	INSPECCIÓN MECÁNICA BOMBA VRU	X	X	HERRAMIENTAS/ENVASES/TRAPOS	N/A	20 (min)	N/A
VRU-009	INSPECCIÓN VALVULA DE SEGURIDAD SCRUBBER PSV VRU	X		N/A	N/A	10 (min)	N/A
VRU-010	INSPECCIÓN VALVULA DE SEGURIDAD SEPARADOR ACEITE GAS PSV VRU	X		N/A	N/A	10 (min)	N/A
VRU-011	INSPECCIÓN VALVULA DE SEGURIDAD SEPARADOR DE TRES FASES PSV VRU	X		N/A	N/A	10 (min)	N/A
VRU-012	INSPECCIÓN TRANSMISOR INDICADOR DE PRESIÓN VRU	X		HERRAMIENTAS / TRAPOS / BROCHAS	N/A	30 (min)	N/A
VRU-013	INSPECCIÓN TRANSMISORES INDICADOR DE NIVEL VRU	X		HERRAMIENTAS / TRAPOS / BROCHAS	N/A	30 (min)	N/A
VRU-014	INSPECCIÓN TRANSMISORES INDICADOR DE TEMPERATURA VRU	X		HERRAMIENTAS / TRAPOS / BROCHAS	N/A	30 (min)	N/A
VRU-015	INSPECCIÓN TRANSMISORES INDICADOR DIFERENCIAL VRU	X		HERRAMIENTAS / TRAPOS / BROCHAS	N/A	30 (min)	N/A
VRU-016	INSPECCIÓN TRANSMISORES INDICADOR DE FLUJO VRU	X		HERRAMIENTAS / TRAPOS / BROCHAS	N/A	30 (min)	N/A

Figura 16. Plan de mantenimiento VRU-4

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

Plan de Mantenimiento Preventivo						
PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PDVO FRECUENCIA CADA 013 SEMANAS TIEMPO DE SERVICIO CONJUNTO EQUIPO VRU						
DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO		PERSONAL		RECURSOS		
<u>CODIGO</u>	<u>ACTIVIDAD</u>	<u>TM</u>	<u>AM</u>	<u>MATERIAL / INSUMOS</u>	<u>MATERIALES</u>	<u>DURACIÓN DE LA ACTIVIDAD</u> <u>DURACIÓN PARADA EQUIPO</u>
VRU-017	TERMOGRAFIA MOTOR ELEC COMPRESOR VRU	X		CAMARA TERMOGRAFICA	N/A	30 (min) N/A
VRU-018	MEDIR VIBRACIONES MOTOR COMPRESOR VRU	X		ANALIZADOR DE VIBRACIONES	N/A	30 (min) N/A
VRU-019	TERMOGRAFIA MOTOR ELEC COOLER VRU	X		CAMARA TERMOGRAFICA	N/A	30 (min) N/A
VRU-020	MEDIR VIBRACIONES MOTOR ELEC COOLER VRU	X		ANALIZADOR DE VIBRACIONES	N/A	30 (min) N/A
VRU-021	TERMOGRAFIA VARIADOR DE FRECUENCIA FC-302 COMPRESOR VRU	X		CAMARA TERMOGRAFICA	N/A	30 (min) N/A
VRU-022	TERMOGRAFIA MOTOR ELEC BOMBA DE CONDENSADOS VRU	X		CAMARA TERMOGRAFICA	N/A	30 (min) N/A
VRU-023	MEDIR VIBRACIONES BOMBA DE CONDENSADOS VRU	X		ANALIZADOR DE VIBRACIONES	N/A	30 (min) N/A
VRU-024	MEDIR VIBRACIONES VENTILADOR COOLER VRU	X		ANALIZADOR DE VIBRACIONES	N/A	30 (min) N/A
VRU-025	MEDIR VIBRACIONES BOMBA CONDENSADOS VRU	X		ANALIZADOR DE VIBRACIONES	N/A	30 (min) N/A
VRU-026	TOMAR MUESTRA DE ACEITE COMPRESOR VRU	X		TARROS TOMA MUESTRA / HERRAMIENTAS	TRAPOS	30 (min) N/A

Figura 17. Plan de mantenimiento VRU-13

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

Plan de Mantenimiento Preventivo							
PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PVO FRECUENCIA CADA 026 SEMANAS TIEMPO DE SERVICIO CON JUNTO EQUIPO VRU							
DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO		PERSONAL		RECURSOS			
CODIGO	ACTIVIDAD	TM	AM	MATERIAL / INSUMOS	MATERIALES	DURACIÓN DE LA ACTIVIDAD	DURACIÓN PARADA EQUIPO
VRU-027	PVO MTTO MOTOR ELECTRICO COMPRESOR VRU	X	X	HERRAMIENTAS MANULES / MULTIMETRO / MEGGER	TRAPOS / CRC-256	60 (min)	30 (min)
VRU-028	PVO MTTO CAMBIO DE FILTROS Y ACEITE COMPRESOR VRU	X	X	HERRAMIENTAS MANUALES / ENVASES PLASTICOS	TRAPOS / ACEITE / FILTRO ACEITE	60 (min)	30 (min)
VRU-029	PVO MTTO VARIADOR DE FRECUENCIA FC-302 COMPRESOR VRU	X	X	HERRAMIENTAS MANULES / MULTIMETRO	TRAPOS / BROCHA / CRC-256	60 (min)	30 (min)
VRU-030	PVO MTTO MOTOR ELECTRICO COOLER VRU	X	X	HERRAMIENTAS MANULES / MULTIMETRO / MEGGER	TRAPOS / CRC-256	60 (min)	30 (min)
VRU-031	PVO MTTO Y CAMBIO REFRIGERANTE RADIADOR COOLER VRU	X	X	HERRAMIENTAS MANUALES / ENVASES PLASTICOS	TRAPOS / REFRIGERANTE / ESCOBA	60 (min)	30 (min)
VRU-032	PVO MTTO MOTOR ELECTRICO BOMBA CONDENSADO VRU	X	X	HERRAMIENTAS MANULES / MULTIMETRO / MEGGER	TRAPOS / CRC-256	60 (min)	30 (min)
VRU-033	PVO MTTO ENGRASE Y ALINEACIÓN BOMBA CONDENSADO VRU	X	X	HERRAMIENTAS / ALINEADOR / TRAPOS	GRASA	60 (min)	60 (min)
VRU-034	PVO MTTO VALVULA DE SEGURIDAD SCRUBBER PSV VRU	X	X	HERRAMIENTAS/TRAPOS	N/A	1440 (min)	10 (min)
VRU-035	PVO MTTO VALVULA DE SEGURIDAD SEPARADOR ACBITE GAS PSV VRU	X		HERRAMIENTAS/TRAPOS	N/A	1440 (min)	10 (min)
VRU-036	PVO MTTO VALVULA DE SEGURIDAD SEPARADOR DE TRES FASES PSV VRU	X		HERRAMIENTAS/TRAPOS	N/A	1440 (min)	10 (min)
VRU-037	PVO MTTO TRANSMISOR INDICADOR DE PRESIÓN VRU	X		HERRAMIENTAS/TRAPOS	N/A	180 (min)	10 (min)
VRU-038	PVO MTTO TRANSMISORES INDICADOR DE NIVEL VRU	X		HERRAMIENTAS/TRAPOS	N/A	180 (min)	10 (min)
VRU-039	PVO MTTO TRANSMISORES INDICADOR DE TEMPERATURA VRU	X		HERRAMIENTAS/TRAPOS	N/A	180 (min)	10 (min)
VRU-040	PVO MTTO TRANSMISORES INDICADOR DIFERENCIAL VRU	X		HERRAMIENTAS/TRAPOS	N/A	180 (min)	10 (min)
VRU-041	PVO MTTO TRANSMISORES INDICADOR DE FLUJO VRU	X		HERRAMIENTAS/TRAPOS	N/A	180 (min)	10 (min)
VRU-042	PVO MTTO TRANSMISORES INDICADOR DE FLUJO VRU	X		HERRAMIENTAS/TRAPOS	N/A	180 (min)	10 (min)
VRU-042	PVO MTTO TRANSMISORES INDICADOR DE FLUJO VRU	X		HERRAMIENTAS/TRAPOS	N/A	180 (min)	10 (min)
VRU-043	PVO MTTO LIMPIAR TUBERIAS VRU	X	X	HERRAMIENTAS/TRAPOS / ENVASES PLASTICOS / JABON DESENGRASANTE / ESCOBAS	N/A	180 (min)	N/A
VRU-044	PVO MTTO LIMIEZA DE FILTROS ENTRADA Y SALIDA VRU	X	X	HERRAMIENTAS/TRAPOS / ENVASES PLASTICOS / JABON DESENGRASANTE / ESCOBAS	N/A	240 (min)	N/A

Figura 18. Plan de mantenimiento VRU-26

4. Planteamiento de accesorios para mejorar las condiciones operativas de la unidad

Dentro de la evaluación del equipo se encontró que según requerimientos y condiciones operativas estos elementos son necesarios para mejorar el funcionamiento de la VRU.

4.1.Válvula de control en la entrada de gas



Figura 19. Válvula línea de succión entrada VRU-EISA.

Se evidencio que el corte en la entrada de gas al equipo se realiza mediante una válvula de compuerta manual, para mejorar las condiciones de bloqueo del equipo en una parada es

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

necesario tener una válvula controladora. Otra de las condiciones que se presenta es cuando sistema de retroalimentación de gas con la válvula de solenoide con esta válvula en la entrada se garantiza que el gas llegue directamente al Scrubber de entrada.

La ecuación básica (**Ec. 1**) para dimensionar una válvula de control que se utiliza con gases es la siguiente:

$$C_g = \frac{Q_{scfh}}{\sqrt{\frac{520}{G * T}} * P * \sin \left[\left(\frac{3417}{C1} \right) * \sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}} \right]_{grad}} \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde:

C_g = Coeficiente que se relaciona con la capacidad de flujo de la válvula

Q = Tasa de flujo de gas (scfh)

G = Gravedad específica del gas

T = Temperatura (°R)

P_1 = Presión a la entrada de la válvula (Psi)

Δp = Caída de presión $P_1 - P_2$ (Psi).

$C1$ = Coeficiente que indica la capacidad de recuperación de la válvula

Para calcular el coeficiente de recuperación de la válvula ($C1$), se utiliza la siguiente ecuación:

$$C_1 = 39,76 * \sqrt{X_T} \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde:

X_T = Es un valor que depende del tamaño de la válvula.

4.2.Sistema contraincendios

El equipo no cuenta con un sistema de apagado de incendios automático, su única protección un hidrante del sistema contra incendios que se encuentra a unos 15 metros y su operación se ejecuta manualmente (Figura 20). Para esto se necesita adicionar rociadores automáticos según la norma J.4.3.3.1 donde especifica que toda edificación industrial debe estar protegida por un sistema aprobado y eléctricamente supervisado de rociadores automáticos diseñados de acuerdo con la última versión del Código de suministro y distribución de agua para extensión de incendios NTC2301 y con la Norma para Instalación de Sistemas de Rociadores NFPA 13. Adicionalmente los detectores de gas regulados por la Norma Técnica Colombiana (NTC) 1483 con el fin de garantizar la seguridad de las personas, medio ambiente y equipos.



Figura 20. Ubicación de Hidrante manual VRU-EISA.

4.3.Filtro de gas

Se ha detectado que existe un gran porcentaje de hollín y condensado que no son removidos en la separación. La bomba de condensados ha presentado una gran cantidad de fallas en su funcionamiento ya que por la presencia de estas partículas sólidas de hollín genera obstrucción en la tubería y en la misma bomba, teniendo como consecuencia retención de condensados y los mismos solidos que son desplazados hacia el resto del equipo.



Figura 21. -Filtro de gas tipo canastilla. Recuperado <http://www.indufilter.com/filtros-compuestos.php>

4.4. Válvula reguladora de gas

Debido al exceso de trabajo a la que se ve sometida la válvula solenoide de by pass se genera constantes fallas en ella (falla en funcionamiento mecánico, bobina quemada por recalentamiento, falla en su hermeticidad) y que tiene como causa principal la baja cantidad de gas suministrada por los pozos actualmente que están alineados al sistema. Esta válvula permite retroalimentar el gas de la descarga con la succión para evitar que el compresor genere paradas y mantenga una de succión de gas constante.



Figura 22. Ubicación válvula solenoide VRU-EISA.

Para mejorar estas condiciones se debe reemplazar esta válvula solenoide por una válvula controladora reguladora neumática (Ejemplo en la Figura 17) ya que garantizan un mejor funcionamiento, durabilidad ante el trabajo constante y la más importante la seguridad porque no estaría sometida a una chispa y/o corto eléctrico.



Figura 23. Válvula controladora neumática.. Recuperado <https://www.emerson.com/es-es/catalog/fisher-et-es-es>

4.5.Trampa de condensados

En la evacuación del condensado existe pérdida de presión de gas ya que la bomba de condensados ejerce una presión negativa en la succión y cuando el compresor esta encendido este trabajo dificulta desplazamiento del condensado hacia el drenaje, para esto existen trampas que permite realizar un cierre mientras se evacua el condensado existente.

Evaluación del Desempeño Operacional de la Unidad Recuperadora de Vapor

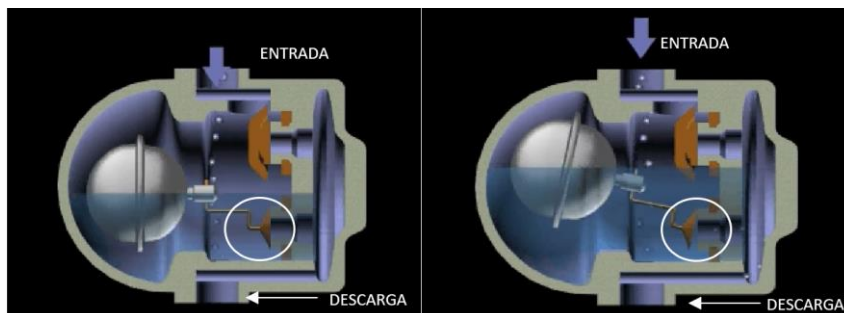


Figura 24. Funcionamiento de una trampa de condensados-recuperado.
<https://www.youtube.com/watch?v=apFULT0OP4A>



Figura 25. Posible ubicación de trampa de condensados en VRU-EISA.

4.6.Facilidad para mantenimiento de los demister

Actualmente todos los separadores de la unidad son totalmente sellados lo cual impide que se le pueda realizar mantenimiento cambio de los extractores antiniebla afectando y disminuyendo el funcionamiento de estos. Para poder extraerlos se tendría que parar la unidad por un largo tiempo ya que se deben trasladar hacia los proveedores de la unidad.

Para solucionar este inconveniente se deben realizar cambio en el diseño remplazando la costura superior por bridas convirtiéndolo en una tapa removible para realizarle según lo requiera el mantenimiento o cambio del extractor antiniebla.

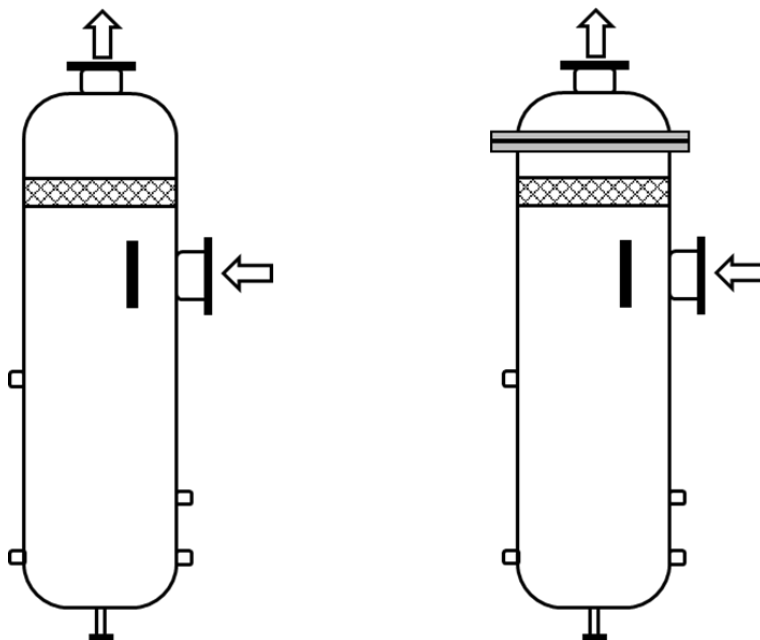


Figura 26. Separador bridado para realizar mantenimiento.

4.7. Válvula controladora de drenaje de condensados

El drenaje de condensados del separador de tres fases está controlado por una válvula manual que es operada cada vez que el operador realiza la inspección por una mirilla de nivel o cuando el switch de nivel apaga la maquina por alto nivel. Al reemplazar esta válvula por una válvula de control permitirá el drenaje de condensados sea más controlado y seguro.



Figura 27. Ubicación para reemplazar por válvula controladora VRU-EISA.

4.8. Filtro de aceite

Se ha evidenciado en los sistemas que son alimentados por este gas recuperado pequeñas partículas de aceite del compresor que no son removidas completamente por el separador de 2 fases, adicionalmente se debe instalar un filtro acompañado de una válvula cheque como se ve en

la Ilustración 17 del diagrama de flujo del compresor. En la Ilustración 32 muestra la ubicación donde se instalaría el filtro.

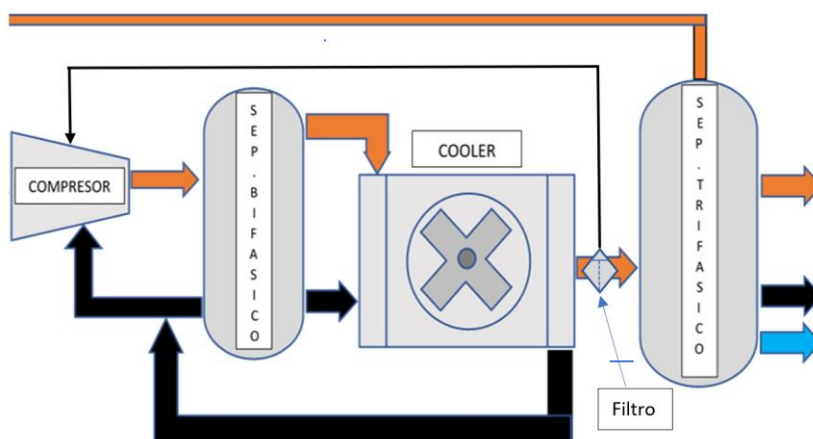


Figura 28. Ubicación para instalación de filtro en la unidad.

4.9.Separador K.O Drum

En las condiciones operativas varia tanto la cantidad de flujo de gas como la cantidad del condensado; para asegura que el gas llegue al Scrubber de entrada de la unidad con una cantidad mínima de partículas de condensado; es necesario la instalación de un separador horizontal vapor-liquido K.O drum.



Figura 29. -K.O. Drum proceso Gas Tea.

Referencias Bibliográficas

- Sergeyevich Vlasenko, V., Vladimirovich Slesarenko, V., & Nefedovich Gulkov, A. (2014). Recuperation Vapors of Crude for Reducing Polluting Emissions Recuperation Vapors of Crude for Reducing Polluting Emissions. *International Society of Offshore and Polar Engineers* , 674-678.
- Bofd Prevention. (2018). *Pollution Prevention Services*. Obtenido de Pollution Prevention Services: <https://p2infohouse.org/ref/14/13356.pdf>
- Luque, O. I. (2004). *Recuperación del gas producido por los anulares de los pozos de campo nare*. Bucaramanga.
- Mundo Compresor. (2018). *Mundo Compresor*. Obtenido de Mundo Compresor: https://www.mundocompresor.com/articulos-tecnicos/diferentes-tipos-compresores#compresores_desplazamiento_positivo
- Stewart, M., & Arnold, K. (2008). Three-Phase Oil and Water Separator. En M. Stewart, & K. Arnold, *Gas-Liquid and Liquid-Liquid Separators* (págs. 131-174). Burlington: Gulf Professional Publishing.
- (2008). Two-Phase Gas-Liquid Separators. En M. Stewart, & K. Arnold, *Gas-Liquid And Liquid-Liquid Separators* (págs. 65-130). Burlington: Gulf Professional Publishing.
- Unimac. (2018). *Unimac*. Obtenido de Unimac: <http://www.unimaclp.com/vapor-recovery-unit-vru-package/>