


	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					  	
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 1

Neiva, 23 de mayo de 2016

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El suscrito:

Manuel Eduardo Salinas Vanegas, con C.C. No. 1032'392.495, autor del trabajo de grado titulado "MANUAL DE PROCESOS PARA LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE LAS ESTACIONES VENADO 1 Y VENADO 2", presentado y aprobado en el año 2016 como requisito para optar al título de Ingeniero de petróleos; autorizo al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

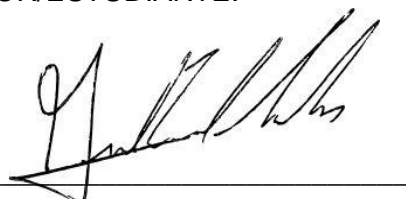
Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.





- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.

- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: 

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						  
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 4

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: MANUAL DE PROCESOS PARA LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE LAS ESTACIONES VENADO 1 Y VENADO 2

AUTOR O AUTORES:





Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Salinas Vanegas	Manuel Eduardo

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Olmos Garzón	Martha Patricia
Aranda Aranda	Ervin

ASESORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Botero Rojas	Luz Marina
Bonilla	Luis Fernando

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						  
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 4

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Petróleos

CIUDAD: NEIVA **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2016 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 468

TIPO DE ILUSTRACIONES:

Diagramas Fotografías Grabaciones en discos ___ Ilustraciones en general Grabados ___ Láminas ___
 Litografías ___ Mapas ___ Música impresa ___ Planos ___ Retratos ___ Sin ilustraciones ___ Tablas o Cuadros

SOFTWARE:

MATERIAL ANEXO:





Manual de procesos para la estación Venado 1

Manual de procesos para la estación Venado 2

PREMIO O DISTINCIÓN:

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>Coordinación Tello</u>	<u>Tello coordination</u>	6. _____	_____
2. <u>Inyección de agua</u>	<u>Water injection</u>	7. _____	_____
3. <u>Deshidratación de gas</u>	<u>Gas dehydration</u>	8. _____	_____
4. <u>Pirotubo</u>	<u>Pirotube</u>	9. _____	_____
5. <u>Simbología ISA</u>	<u>ISA Symbology</u>	10. _____	_____

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						  
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 4

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Hasta 2015 la información disponible como referencia operacional para el campo Venado, presentó varias no conformidades respecto a la realidad de las instalaciones, equipos y vasijas de las estaciones asociadas a dicho campo; razón por la cual es de suma importancia contar con un conjunto de documentos que conforme a la realidad de la estación.

Información se estructuró categorizando la información, según un esquema de procesos, sistemas y componentes, de las facilidades de superficie partiendo de los aspectos generales, hasta alcanzar el mayor nivel de detalle posible; de manera que todo cuanto se encuentra en la estación sea descrito y su rol en el entorno.

El proyecto se llevó a cabo reuniendo los diversos equipos y vasijas de la estación en sistemas, que a su vez se agrupan como procesos; siendo cada uno de estos últimos, la materialización de las funciones que debe cumplir la estación. Los procesos en que se categorizó la estación fueron designados en primer lugar según el fluido (Crudo, Agua o gas) sobre el cual se enfoque la operación en dicha área y en segundo lugar, las condiciones del fluido al terminar dicho proceso.

Se concluyó que el valor agregado del producto final, radica en la coherencia existente entre las facilidades de la estación y el material gráfico que combinado entrega una información de fácil interpretación y de alto detalle, siendo de gran utilidad para todo el personal operativo y administrativo del campo.





ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

Until 2015 the operational information available as reference for the oilfield Venado, presented several nonconformities regarding the reality of facilities, equipment and vessels of the stations associated with that field; why it is extremely important to have a set of documents according to the reality of the station.

Information is structured by categorizing the information as a scheme of processes, systems and components, surface facilities based on the general aspects, reaching the highest level of detail; so that everything is in the station is described and its role in the environment.

The project was carried out by bringing together the various equipment and vessels of station systems, which in turn are grouped as processes; each of the latter, the materialization of the functions that must meet the station. Processes categorized the station were designated as the first fluid (oil, water or gas) on which the operation is focus on that area and secondly, fluid conditions at the end of the process.

It was concluded that the added value of the final product lies in the coherence between the facilities of the station and the graphic material combined delivers an easily interpretable information and high detail, being very useful for all operational and administrative staff oilfield.

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					  	
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	4 de 4

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Jurado: Luz Marina Botero

Firma:



Nombre Jurado: Luis Fernando Bonilla

Firma:



**“MANUAL DE PROCESOS PARA LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN
DE LAS ESTACIONES VENADO 1 Y VENADO 2”**

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA HUILA
2016**

**“MANUAL DE PROCESOS PARA LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN
DE LAS ESTACIONES VENADO 1 Y VENADO 2”**

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Trabajo de grado presentado como requisito académico para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

**Directora
Ingeniera MARTHA PATRICIA OLMOS GARZÓN
Profesional de producción III
ECOPETROL S.A.**

**Codirector
Ingeniero ERVIN ARANDA ARANDA
Docente de la Facultad de Ingeniería, programa de Petróleos
Universidad Surcolombiana**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA HUILA
2016**

Nota de aceptación

Firma de la Directora

Firma del Codirector

Firma del Evaluador

Firma del Evaluador

Neiva, Huila Septiembre 2016

DEDICATORIA

*A Dios,
Quien me fortalece y me guía*

*A mis Abuelos,
Que me abrigan, con sus cálidas palabras, que se enorgullecen de todo cuanto soy y a quienes nunca
podré recompensar como ellos lo merecen.*

*A mi Madre,
Quien ha confiado en mí, me ha dado todo su inmenso amor y en quien siempre he encontrado el más
tierno consuelo*

*A mi Padre,
El hombre que más admiro y que siempre me acompaña, entregándome toda su sabiduría y amor, de una
manera única y especial*

*A mi Esposa,
Mi dulce compañera con quien compartimos un amor que siempre me ha impulsado a seguir adelante y
que me recuerda todos los días que todo esfuerzo tiene una gran recompensa.*

*A mi Hijo,
El hermoso regalo que Dios me ha dado, a quien he amado incluso antes de saber que llegaría a mi vida.*

A mis Hermanos

A mi familia, amigos y conocidos por su apoyo incondicional.

*A todos los compañeros de trabajo que me han dado su conocimiento, llenando vida laboral de alegrías y
satisfacciones.*

Manuel Eduardo Salinas Vanegas

AGRADECIMIENTOS

A la ingeniera Martha Olmos Directora del Proyecto de Grado, quien además de orientar este trabajo, ha brindado su total apoyo en cada una de las actividades que fueran necesarias para llevarlo a cabo.

Al profesor Ervin Aranda quién aconsejó y revisó de manera minuciosa todo el trabajo de campo que fue necesario para este proyecto.

A Davier Conde y Juan Manuel Cabrera, Operadores de producción, quienes brindaron todo su conocimiento y facilitaron los medios requeridos para el levantamiento de la información necesaria.

Al personal de las áreas de producción y mantenimiento, quienes siempre brindaron los conocimientos que hoy constituyen este manual.

Al ingeniero Víctor Rojas, Coordinador del área de producción, quien buscó y proporcionó los medios necesarios para darle relevancia y expandir este proyecto.

A todos los docentes, administrativos, compañeros y personal de la universidad Surcolombiana, por todo el empeño que invierten para que nuestra institución sea cada vez mejor.

A todo el personal de las compañías involucradas que proporcionaron los recursos para hacer realidad este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	12
2. GENERALIDADES	13
2.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO	13
2.2. INFORMACIÓN TÉCNICA DEL CAMPO	13
3. METODOLOGÍA	15
4. OPERACIÓN DE LAS ESTACIONES	19
4.1. ACTIVIDADES DE RUTINA	19
4.2. ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO.....	21
5. ESTACIÓN VENADO 1.....	22
5.1. DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES	22
5.2. PROCESOS Y SISTEMAS	24
5.2.1. PROCESO DE RECOLECCIÓN Y DISTRIBUCIÓN	26
5.2.1.1. SISTEMA DE MÚLTIPLES	26
5.2.1.2. SISTEMA DE TRAMPAS	26
5.2.2. PROCESO DE TRATAMIENTO Y ALMACENAMIENTO DE CRUDO.....	27
5.2.2.1. INYECCIÓN DE QUÍMICOS	28
5.2.2.2. SEPARACIÓN.....	28
5.2.2.3. PRUEBA	29
5.2.2.4. CALENTAMIENTO.....	29
5.2.2.5. DESHIDRATACIÓN	30
5.2.2.6. ALMACENAMIENTO Y DESPACHO	30
5.2.2.7. MANEJO DE AGUAS ACEITOSAS	31
5.2.2.8. CONTROL Y MONITOREO	32
5.2.2.9. AUXILIARES.....	32
5.2.2.9.a. COMPRESIÓN Y SUMINISTRO DE AIRE	33
5.2.2.9.b. DESCARGADERO PARA VEHICULOS CISTERNA	33
5.2.3. PROCESO DE MANEJO DEL GAS.....	34
5.2.3.1. COMPRESIÓN.....	35
5.2.3.2. DESHIDRATACIÓN Y ENTREGA DE GAS	35
5.2.3.3. REGENERACIÓN DE TRIETILENGLICOL.....	36
5.2.3.4. GAS DE CONSUMO.....	37

5.2.3.5. TEAS.....	38
5.2.4. PROCESO DE MANEJO DE AGUA DE PRODUCCIÓN.....	39
5.2.4.1. TRATAMIENTO Y ALMACENAMIENTO	39
5.2.4.2. INYECCIÓN	40
5.2.5. PROCESO CONTRA INCENDIOS	41
5.2.5.1. PRESURIZACIÓN.....	42
5.2.5.2. INYECCIÓN DE ESPUMA	42
5.2.5.3. DISTRIBUCIÓN	43
6. ESTACIÓN VENADO 2.....	44
6.1. DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES	44
6.2. PROCESOS Y SISTEMAS	46
6.2.1. PROCESO DE RECOLECCIÓN Y DISTRIBUCIÓN	48
6.2.1.1. MÚLTIPLES	48
6.2.1.2. TRAMPAS.....	48
6.2.2. PROCESO DE TRATAMIENTO Y ALMACENAMIENTO.....	49
6.2.2.1. INYECCIÓN DE QUÍMICOS	50
6.2.2.2. SEPARACIÓN.....	50
6.2.2.3. PRUEBA	51
6.2.2.4. CALENTAMIENTO.....	51
6.2.2.5. ALMACENAMIENTO Y DESPACHO	52
6.2.2.6. SISTEMAS AUXILIARES.....	52
6.2.2.6.a. COMPRESIÓN Y SUMINISTRO DE AIRE	52
6.2.2.6.b. SUMINISTRO DE AGUA INDUSTRIAL	53
6.2.3. PROCESO DE MANEJO DEL GAS.....	54
6.2.3.1. COMPRESIÓN.....	54
6.2.3.2. GAS COMBUSTIBLE	54
6.2.3.3. TEAS.....	55
6.2.4. PROCESO DE MANEJO DE AGUAS.....	56
6.2.4.1. RECOLECCIÓN Y DISPOSICIÓN DE AGUAS ACEITOSAS	56
6.2.4.2. DESPACHO DE AGUA.....	57
6.2.5. PROCESO CONTRA INCENDIOS	58
6.2.5.1. PRESURIZACIÓN Y DISTRIBUCIÓN.....	58
6.2.5.2. GENERACIÓN Y ASPERSIÓN DE ESPUMA.....	59
CONCLUSIONES.....	60

COMENDACIONES 61
BIBLIOGRAFÍA..... 62
ANEXOS..... 63

TABLA DE IMÁGENES

Ilustración 1. Diagrama preexistente del tanque de lavado 301 en Venado 1. Archivo S.A. LTDA.	15
Ilustración 2. Diagramas actuales del tanque de lavado 301 en Venado 1.	16
Ilustración 3. Registro fotográfico preexistente (A) y actual (B) del filtro de cáscara de nuez en Venado 1. Archivo S.A. LTDA.....	16
Ilustración 4. Diagrama de funcionamiento (A) y diagrama unifilar (B) del filtro de cáscara de nuez.....	17
Ilustración 5. Computadora de bolsillo.....	19
Ilustración 6. Vista de la estación Venado 1	22
Ilustración 7. Proceso general de la estación Venado 1	24
Ilustración 8. Proceso de tratamiento y almacenamiento de crudo en Venado 1	27
Ilustración 9. Proceso de manejo del gas en Venado 1.....	34
Ilustración 10. Proceso de manejo de agua de producción en Venado 1	39
Ilustración 11. Proceso contraincendios en Venado 1	41
Ilustración 12. Vista de la estación Venado 2.....	44
Ilustración 13. Proceso general de la estación Venado 2.....	46
Ilustración 14. Proceso de tratamiento y almacenamiento de crudo en Venado 2	49
Ilustración 15. Proceso de manejo de gas en venado 2	54
Ilustración 16. Proceso de manejo de aguas en Venado 2	56
Ilustración 17. Proceso contraincendios en Venado 2.....	58

RESUMEN

El proyecto aquí presentado, “MANUAL DE PROCESOS PARA LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE LAS ESTACIONES VENADO 1 Y VENADO 2”, fue realizado gracias al trabajo conjunto de la Empresa Colombiana de Petróleos y el Programa de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana.

Muchas de las estaciones de producción que hoy forman parte de la infraestructura petrolera en Colombia, fueron diseñadas y construidas bajo circunstancias contractuales muy diversas entre sí, que han ido modificándose en múltiples etapas, a partir de cambios en las compañías operadoras y las condiciones productivas; cuando dichas facilidades pasan a ser parte de una nueva compañía, es posible que los sistemas de gestión integral, gestión en calidad y otras normativas que influyen de manera directa sobre el manejo de las facilidades de producción, requieran de ajustes que según el tiempo transcurrido desde su última revisión pueden ser muy significativos.

Hasta 2015 la información disponible como referencia operacional para el campo VENADO (Denominación que se le ha dado en el presente documento), presentó varias no conformidades respecto a la realidad de las instalaciones, equipos y vasijas de las estaciones asociadas a dicho campo (VENADO 1 Y VENADO 2); razón por la cual es de suma importancia contar con un conjunto de documentos que conforme a la realidad de la estación, permitan al personal obtener información clara, respecto al funcionamiento y operación de la misma.

El manual de procesos de cada estación es una descripción de la estación, que permite conocer el funcionamiento de la misma. En este caso particular el manual se estructuró categorizando la información, según un esquema de procesos, sistemas y componentes, de las facilidades de superficie partiendo de los aspectos generales, hasta alcanzar el mayor nivel de detalle posible; de manera que todo cuanto se encuentra en la estación sea descrito y su rol en el entorno.

El proyecto se llevó a cabo reuniendo los diversos equipos y vasijas de la estación en sistemas, que a su vez se agrupan como procesos; siendo cada uno de estos últimos, la materialización de las funciones que debe cumplir la estación, para llevar a cabo los objetivos de producción del campo. Los procesos en que se categorizó la estación fueron designados en primer lugar según el fluido (Crudo, Agua o gas) sobre el cual se enfoque la operación en dicha área y en segundo lugar, las condiciones del fluido al terminar dicho proceso.

ABSTRACT

The project presented here, " MANUAL DE PROCESOS PARA LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE LAS ESTACIONES VENADO 1 Y VENADO 2", was carried out thanks to the whole of the Colombian Petroleum Company and Petroleum Engineering Program at the University Surcolombiana efforts.

Many of the production stations that are now part of the oil infrastructure in Colombia, were designed and built under very different from each other contractual circumstances, which have been modified in multiple stages, from changes in operating companies and production conditions; when such facilities become part of a new company, it is possible that the integrated management systems, management quality and other regulations that have a direct bearing on the management of production facilities, require adjustments depending on the time elapsed since its latest review can be very significant.

2015 available information as an operational reference for the VENADO field (name that has been given in this document) presented several nonconformities with respect to the reality of the facilities, equipment and vessels of the stations associated with that field (VENADO 1 And VENADO 2); it is extremely important to have a set of documents according to the reality of the station, allow staff to obtain clear information about the functioning and operation thereof.

The manual processes of each station is a description of the station list showing the operation thereof. In this particular case the manual is structured by categorizing the information as a scheme of processes, systems and components, surface facilities based on the general aspects, reaching the highest level of detail; so that everything is in the station is described and its role in the environment.

The project was carried out by bringing together the various equipment and vessels of station systems, which in turn are grouped as processes; each of the latter, the materialization of the functions that must meet the station, to carry out the objectives of field production. Processes categorized the station were designated as the first fluid (oil, water or gas) on which the operation is focus on that area and secondly, fluid conditions at the end of the process.

1. INTRODUCCIÓN

La elaboración del manual de procesos concerniente a las estaciones Venado 1 y Venado 2, es una puesta en práctica de los conocimientos adquiridos por el proyectista en cuanto a las propiedades de los fluidos de yacimiento, los métodos de producción, el manejo de la producción, la instrumentación, la ingeniería de gas y el manejo de aguas; que son ofrecidos por el programa de ingeniería de petróleos y que bajo la supervisión de la ingeniera Martha Patricia Olmos, la codirección del docente Ervin Aranda y el apoyo del personal que labora en las mencionadas estaciones, han creado el documento que hoy se presenta.

Esta coordinación desarrolló el proyecto de levantamiento, elaboración y actualización de la información concerniente a cada una de las estaciones asociadas al campo, que si bien cuentan con material originado durante el periodo de administración anterior, carecen de la estructura, profundidad y detalle que hoy se requieren, razón por la cual se ejecutaron tareas de descripción de procesos y sistemas, levantamiento de diagramas de flujo, diagramación de instrumentos, señales y líneas asociadas a cada uno de los equipos y vasijas presentes.

2. GENERALIDADES

2.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO

El Campo VENADO forma parte de la Asociación celebrada el 11 de Enero de 1984 entre la Empresa Colombiana de Petróleos y la compañía Huila Exploration (HUILEX). La ultima operó el Contrato de Asociación hasta el 27 de marzo de 1.986, fecha en la cual la compañía INTERCOL, hoy EXXON MOBIL, tomó la operación del mismo.

En 1988 la compañía EXXON MOBIL perforó los pozos exploratorios Venado 1 y 2, estableciendo el descubrimiento de un nuevo campo de hidrocarburos; en la primera mitad de 1989 se solicitó el permiso de comercialidad del mismo. En 1990 se declaró que se permitiría explotar el pozo Venado 1. El pozo Venado 2 quedó suspendido de forma transitoria, estableciéndose su potencial para producción de gas.

Para 1992, con la perforación del pozo Venado 3 fue posible confirmar de manera definitiva la existencia de un campo de petróleo y gas, motivo por el cual se aprobó la comercialidad del campo el día 20 de abril de 1993.

El primero de julio de 1995 una nueva compañía asume la operación del campo luego de haber adquirido la totalidad de los intereses pertenecientes a la compañía ESSO COLOMBIANA en el marco del Contrato Asociación Caguán.

La reversión final de la concesión se da en 2012 recibiendo el campo en operación con una participación total para la actual compañía operadora que no ha cambiado hasta el momento en que se realiza el presente proyecto.

2.2. INFORMACIÓN TÉCNICA DEL CAMPO

Formación	Honda Inferior y Superior
Mecanismo producción	Gas en solución, capa de Gas Acuífero
API	24,5
GOR	96-440
Porosidad	17-23
Permeabilidad (md)	5-500
OOIP (MBbls)	(161.2) discriminado 62.1 Mbls AS y 99.1 Mbls AI
Py (psi)	1200AS-1780 AI
Ty (F)	119°-138°
Profundidad (ft)	4128
Característica fluidos	Crudo parafínico GOR alto

Tabla 1. Información general del yacimiento. Archivo Ecopetrol S.A.

El campo está generando actualmente una producción de aproximadamente 1500 barriles netos de aceite, con una alta relación gas-petróleo (Ver Tabla 1) que genera una producción elevada de gas que se aprovecha de diversas maneras; por tal razón una buena parte de las facilidades de la estación están destinadas al tratamiento y aprovechamiento de dicho fluido.

Los pozos se han agrupado en clústeres denominados “Islas”, que se distribuyen geográficamente a distancias de varios kilómetros de la estación en ciertos casos; para facilitar la recolección de los fluidos producidos por los pozos, existen varios (ocho) múltiples satélites, que agrupan los fluidos en las diversas troncales que finalmente convergen en la estación que operacionalmente se defina.

En varias de estas islas se encuentran diversos tipos de pozos que cumplen con propósitos específicos, de manera que las facilidades de superficie en cada una de las estaciones están diseñadas para coleccionar y en algunos casos despachar fluidos hacia los pozos, tal es el caso de aquellos que funcionan con gas lift, que inyectan agua o gas. Inclusive en el campo se realizan operaciones de recirculación de gas entra las troncales para mejorar el desplazamiento de los fluidos.

Adicionalmente el campo cuenta con un sistema de recobro por reinyección de agua; las facilidades para cumplir con dicho propósito están distribuidas por el campo de manera que existe un sistema de separación del agua emulsionada dentro de la estación, que es complementado por dos estaciones satélites ubicadas de manera estratégica, en donde se realiza el proceso de bombeo e inyección.

Tipo de Pozos	Cantidad
Inyectores de agua	14
Inyectores de gas	4
Productores de crudo	47
Productores de gas	1
Suministro de agua potable	2

Tabla 2. Tipos de pozos activos en campo Venado. Archivo Ecopetrol S.A.

Sistema de levantamiento artificial	Cantidad
Bombeo mecánico	2
Flujo natural	3
Electrosumergible	1
Gas lift	18
PCP	23
TOTAL	47

Tabla 3. Sistemas de levantamiento artificial en campo Venado. Archivo Ecopetrol S.A.

3. METODOLOGÍA

La elaboración del manual de procesos para las dos estaciones del campo VENADO, requirió de una etapa preliminar de revisión de la información preexistente, en dicha etapa se encontró un conjunto de instructivos operacionales que de manera general ilustran algunos procesos y la manera en que debían ser llevados a cabo; sin embargo estos documentos carecen de ilustraciones o contenidos actualizados que se ajusten al momento actual.

También se incluyeron en la información de soporte, un conjunto de planos “As Built” y algunos “P&ID” que son fundamentales para el entendimiento de las líneas de flujo entre los diversos equipos y vasijas, sin embargo la información debió ser verificada y rectificada en la mayoría de casos, debido a que se realizaron modificaciones cuyos registros no están disponibles de forma abierta.

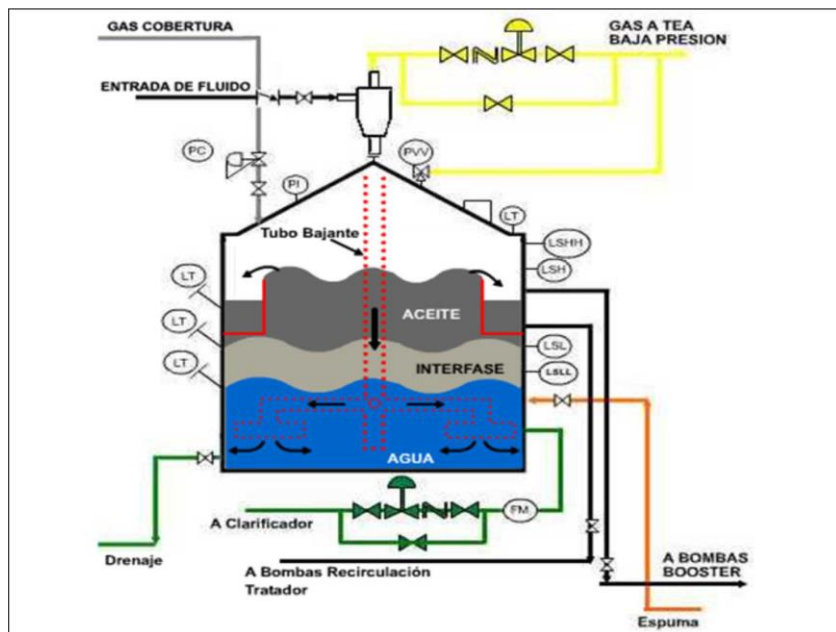


Ilustración 1. Diagrama preexistente del tanque de lavado 301 en Venado 1. Archivo S.A. LTDA.

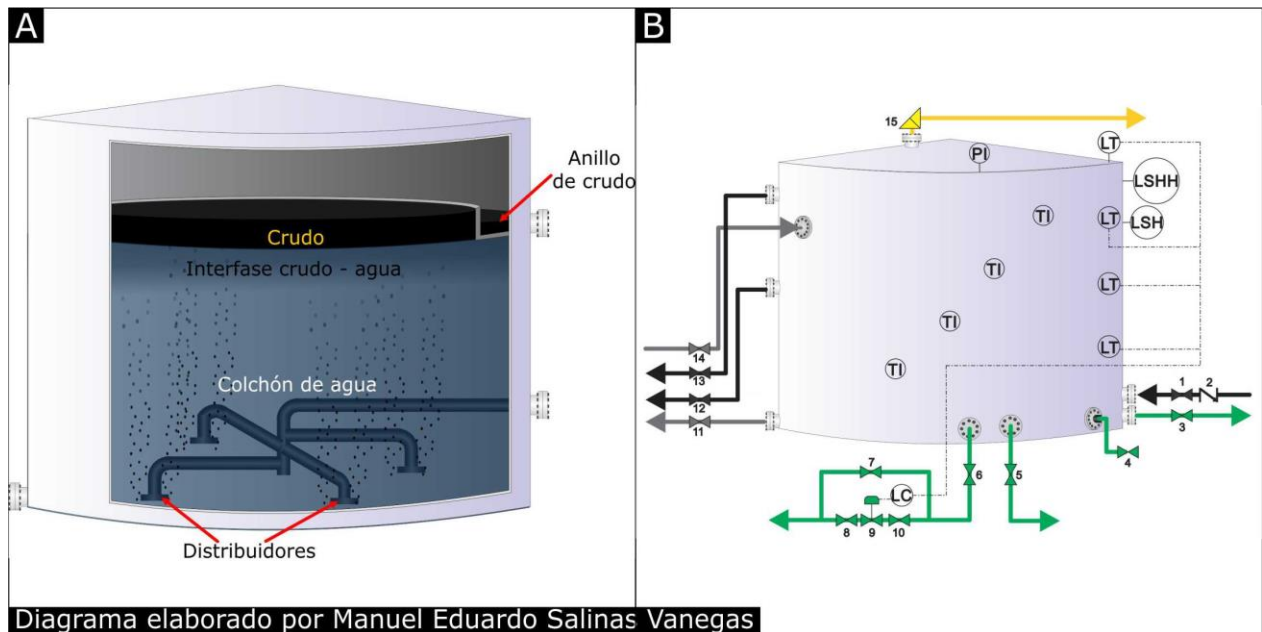


Ilustración 2. Diagramas actuales del tanque de lavado 301 en Venado 1.

El registro fotográfico es fundamental para facilitar el entendimiento de la estación, por tal razón se tomaron fotografías de la mayor cantidad de equipos, vasijas e instrumentos presentes en cada una de las áreas operativas, el registro fotográfico se llevó a cabo con un plan de trabajo en el que se seleccionaron las imágenes más relevantes, de manera que dieran el mejor detalle; siguiendo los lineamientos de seguridad y confiabilidad exigidos por la compañía.



Ilustración 3. Registro fotográfico preexistente (A) y actual (B) del filtro de cáscara de nuez en Venado 1. Archivo S.A. LTDA

La designación de procesos y sistemas fue producto de las constantes revisiones y evaluaciones grupales que se llevaron a cabo, incluyendo en las mismas a diversos integrantes de personal de trabajo asociado a la estación en diversos niveles jerárquicos. Logrando de esta manera que el alcance de cada categorización obedeciera a una lógica de equilibrio entre su fácil comprensión y el nivel de detalle.

Con el propósito de mejorar la comprensión del manual se incluyeron diagramas de proceso, que resumen el funcionamiento de los mismos de manera que se evite la confusión con otros procesos que físicamente sean próximos; diagramas de sistema que indican los equipos o vasijas que se involucran entre sí, permitiendo la discriminación entre el propósito de los mismos; diagramas de vista de equipos y vasijas (Ver Ilustración 4A) que muestran de manera detallada la instrumentación asociada a cada uno de los mismos y el funcionamiento de las líneas de flujo que se a ellos se conecten; finalmente se incluyeron diagramas unifilares (Ver Ilustración 4B), que se sirven de pictogramas y convenciones establecidas por la simbología ISA, para ilustrar la interacción entre las líneas de flujo, los equipos o vasijas, los instrumentos y las señales que allí intervienen.

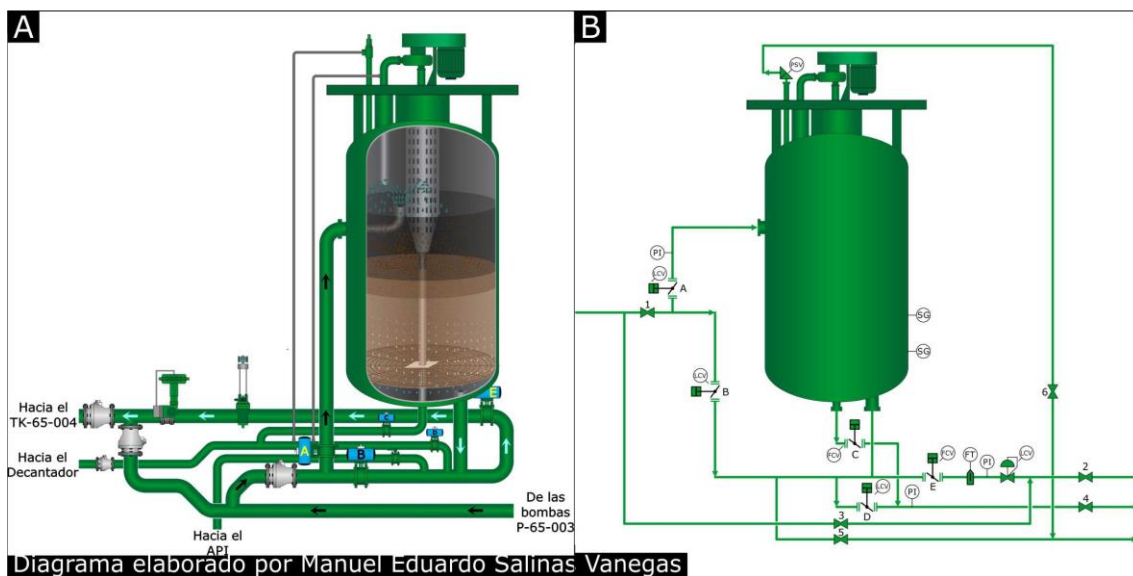


Ilustración 4. Diagrama de funcionamiento (A) y diagrama unifilar (B) del filtro de cáscara de nuez

A demás del texto que se redactó de acuerdo con el trabajo de campo y la información que en él se recabó; a varios equipos y vasijas, escogidos por su relevancia, se les incluyeron tablas que resumen la información técnica que de ellos pudiera requerirse, entre ellos se cuentan la mayoría de vasijas, equipos de compresión y/o desplazamiento y troncales asociadas tanto a la estación como a las Islas.

También se incluyeron tablas que se asocian a los diagramas unifilares para mejorar su comprensión, en ellas se describe la posición de la válvula y su condición, de acuerdo con el tipo de operación que se esté realizando (Ver Tabla 4).

N°	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Entrada de agua de producción	Abierta
2	Salida de agua filtrada hacia el TK-65-004	Abierta
3	By pass del filtro	Cerrada
4	Salida de agua hacia el decantador	Cerrada
5	Drenaje hacia la piscina API	Cerrada
6	Alivio de presión hacia la línea de drenaje	Abierta

Tabla 4. Condiciones normales de operación de las válvulas manuales del filtro de cáscara de nuez

OPERACIÓN DE LAS ESTACIONES

Parte importante del trabajo de campo fue el acompañamiento de los Operadores de la estación, identificando y registrando las tareas que generalmente se llevan a cabo.

4.1. ACTIVIDADES DE RUTINA

Independientemente del turno existen diversas tareas que deben llevarse a cabo siguiendo las normas de seguridad; como practica implementada, se realizan las rondas estructuradas, que consisten en una lista organizada (en secuencia y frecuencia) de tareas de campo que deben ejecutarse para garantizar el correcto desempeño de la batería y cuya ejecución está a cargo de los operadores mediante la captura en campo con la computadora de bolsillo conocida como “Pocket” (Ver Ilustración 5). Se considera un procedimiento clave por ser la forma sistematizada de realizar las tareas diarias, correspondientes a cada turno, con enfoque centrado en la confiabilidad e integridad de las unidades.



Ilustración 5. Computadora de bolsillo

- **Estación Venado 1**

- Recibir turno e informarse de las novedades ocurridas durante el turno anterior.
- Revisar el funcionamiento de la estación a través del supervisorio; niveles de vasijas, estado de válvulas (manual o automático), puntos de ajuste, etc.
- Verificar el bombeo de crudo a la estación LOS PINOS.
- Autorizar y verificar la recepción de crudo y agua de la estación VENADO 2.
- Verificar el flujo de gas hacia el centro de generación de la estación LOS PINOS.
- Revisar las alarmas de los pozos parados y coordinar con el recorridor de campo su revisión.
- Verificar el funcionamiento de las bombas de inyección de agua y las bombas de recirculación.
- Verificar el funcionamiento de la planta deshidratadora de gas.
- Realizar un recorrido por la batería, para:
 - Verificar la interfase del gun barrel que se encuentre operando.
 - Verificar el estado de las diferentes válvulas manuales.
 - Revisar los separadores y condiciones de los mismos.
 - Revisar las bombas de inyección de química, el stock y su funcionamiento.
 - Drenar los scrubbers general y auxiliares.
 - Revisar el CCM, observando las condiciones de operación de los equipos.
 - Revisar las bombas booster, purgándolas en caso de ser necesario.
 - Verificar el funcionamiento de las bombas de transferencia de crudo.
 - Revisar el calentador y condiciones del mismo.
 - Revisar la operación de los motores-generadores.
 - Revisar el funcionamiento de los compresores de gas.
 - Verificar la operación de la tea.

- **Estación Venado 2**

- Recibir turno e informarse de las novedades ocurridas durante el turno anterior.
- Revisar el funcionamiento de la estación a través del supervisorio; niveles de vasijas, estado de válvulas (manual o automático), puntos de ajuste, etc.
- Verificar el bombeo de crudo y agua a la estación Venado 1.
- Verificar el funcionamiento del sistema de compresión de gas.
- Realizar la recolección y cambio de las cartas de los registradores de flujo de gas.
- Realizar un recorrido por la estación, para:
 - Verificar la interfase del tanque de almacenamiento que se encuentre operando.
 - Verificar el estado de las diferentes válvulas manuales.
 - Revisar el separador de prueba, separadores generales y condiciones de los mismos.
 - Revisar las bombas de inyección de química, el stock y su funcionamiento.
 - Drenar los scrubbers general y auxiliares.
 - Revisar el CCM, observando las condiciones de operación de los equipos.
 - Revisar las bombas booster, desairándolas si es necesario.
 - Revisar el tratador térmico y condiciones del mismo.
 - Revisar el funcionamiento de los compresores de gas.
 - Verificar la operación de la tea.

4.2. ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO

Contribuir con el mantenimiento y buen funcionamiento de los equipos utilizados en cada una de las actividades realizadas en la estación, son también responsabilidad del operador. Las irregularidades frecuentes, que se podrían detectar son:

- Líneas obstruidas que impiden el flujo normal del fluido.
- Puntos de corrosión externa que debilitan el material.
- Válvulas, motores y/o Bombas que requieran reparación o cambio.
- Equipos de medición estática descalibrados.
- Ruidos y vibraciones anormales, indicando mal funcionamiento de los equipos.
- Fugas o pérdidas de fluido en líneas, equipos o accesorios.

5. ESTACIÓN VENADO 1



Ilustración 6. Vista de la estación Venado 1

La estación VENADO 1 recibe los fluidos de producción de 47 pozos con el fin de separar el gas y el agua del crudo, para dejarlo con las especificaciones establecidas por el Ministerio de Minas y Energía (BS&W menor o igual a 0.5 % y un contenido de sal menor a 20 lb /1000 Bbls), recibiendo adicionalmente la producción de la estación 2 que sumada a la propia, se bombea al oleoducto.

5.1. DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES

Para iniciar el proceso, la estación cuenta con un múltiple general que recibe los fluidos de los pozos y troncales pertenecientes al campo distribuyéndolos hacia cuatro separadores bifásicos; de los cuales dos reciben la producción general de los pozos mientras que los dos restantes son separadores de menor volumen que reciben la producción de los pozos que se encuentran en proceso de prueba.

La emulsión agua-crudo proveniente de los separadores de prueba se dirige hacia los tanques de prueba correspondientes (TK-350-1/2), en tanto a la emulsión proveniente de los separadores generales se le incorpora el agua aceitosa bombeada por la estación VENADO 2 formando así una sola corriente que ingresa al calentador designado, en donde se incrementa la temperatura de los fluidos, que más tarde ingresan en el gun

barrel (GB-65-001 o TK-301-A), este equipo efectúa el proceso de deshidratación de todo el crudo colectado. Allí el crudo sale por rebose con las especificaciones establecidas hacia los tanques de almacenamiento (TK-325 o TK-326) que también reciben el crudo producido por la estación sur, finalmente es bombeado mediante las bombas de transferencia de crudo hacia el Oleoducto.

En el gun barrel el agua libre y parte del agua emulsionada en el crudo es separada, a su salida se le añade el agente clarificador y luego se conduce al skimming tank (TK-65-003), equipo en el que el agua reposa y se da inicio al proceso de separación de las partículas de aceite y sólidos asociados a la misma; de allí es conducido al filtro de cáscara de nuez (Filtro Wemko) en donde un lecho granulado retiene los sólidos y trazas de grasa que no se separó en el skimming tank. Posteriormente el agua fluye hacia el tanque de agua clarificada (TK-65-004) que la almacena y dispone por medio de las bombas centrífugas (P-65-004 A/B) hacia los tanques pulmón ubicados en las islas 9 y G, en dichas islas se bombea el agua hacia las plantas de inyección (PIA's) distribuidas por el campo y los correspondientes pozos que la inyectan en el yacimiento.

El gas derivado del proceso llevado a cabo en los separadores, sale por una línea a la cual se incluye el gas producido por el pozo Chaparro, luego ingresa al scrubber general donde se atrapan y remueven los condensados, impurezas y arrastres de crudo. La corriente de gas que sale de dicho equipo se reparte en dos líneas, una de ellas va directamente a los compresores de gas lift, la otra se conecta a los scrubbers de consumo que mejoran el proceso de limpieza del fluido; la línea de gas de consumo alimenta los tres motores con sus correspondientes generadores eléctricos, alimenta también el piro tubo del calentador para tratamiento térmico y un remanente se incorpora también a los compresores de gas lift.

El gas comprimido se emplea para dos fines, una parte va por la línea de gas de inyección para reincorporarse al yacimiento por los pozos inyectoros, la segunda línea lleva el gas a la planta deshidratadora que funciona con una torre cuyo contenido de TEG retira el vapor de agua, logrando un gas a condiciones mínimas de humedad que se destina en parte al centro de generación eléctrica de la estación LOS PINOS, no obstante el gas procesado en la planta deshidratadora alimenta el consumo de las bombas de inyección de agua y se distribuye además a los pozos que cuentan con sistema de levantamiento por gas lift, este gas recircula de manera continua en el sistema general del campo al retornar al múltiple de la estación junto con las corrientes de producción de los pozos mencionados.

Para el proceso de liquidación, el crudo proveniente del campo VENADO se está entregando a la estación LOS PINOS, en donde se encuentra la unidad LACT que realiza las mediciones correspondientes a las propiedades y cantidades de la producción transferida.

5.2. PROCESOS Y SISTEMAS

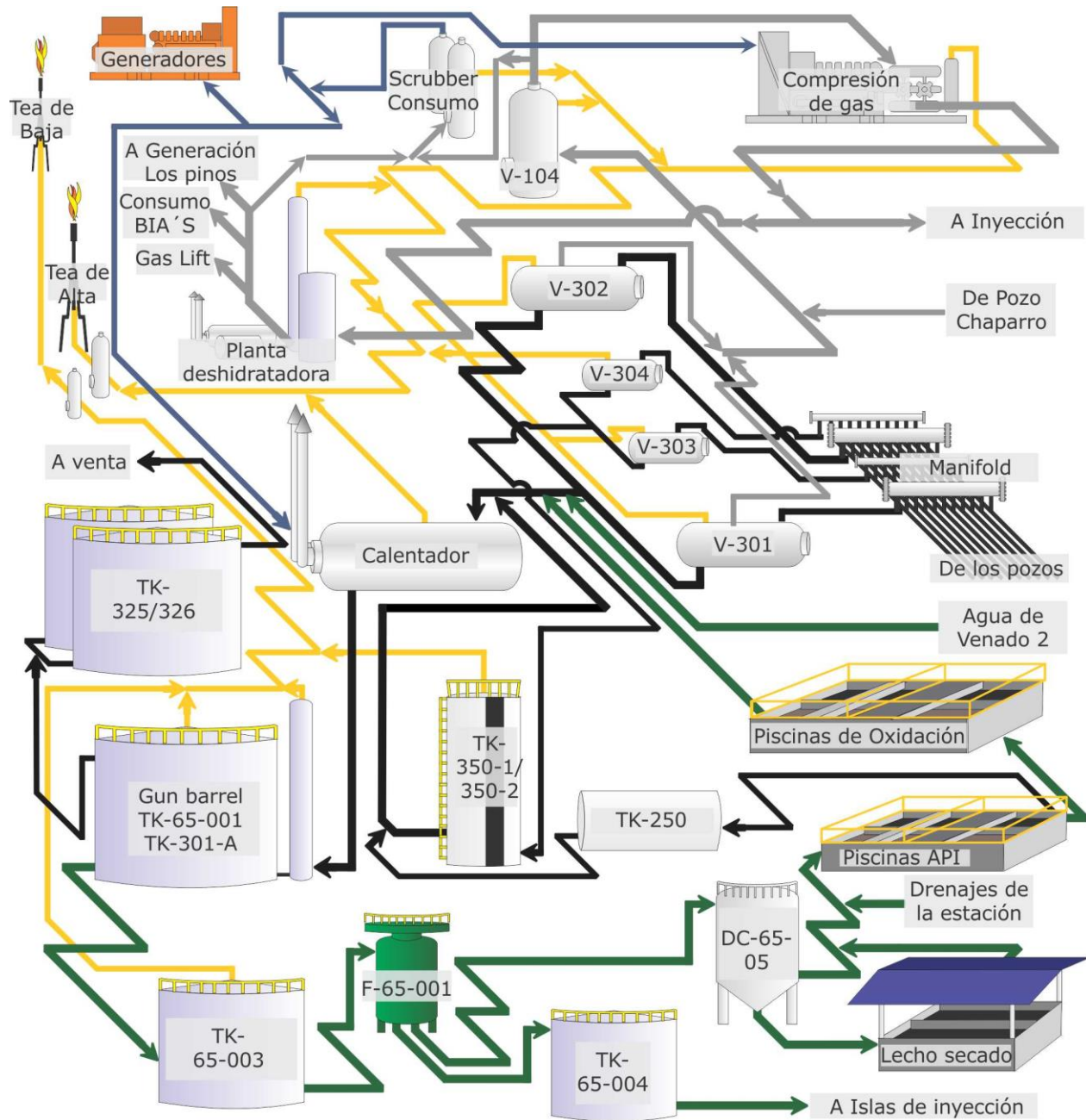


Ilustración 7. Proceso general de la estación Venado 1

El manual describe los procesos de manejo del crudo, el agua y el gas, cumpliendo así los estándares de calidad en pro de la seguridad y salud de los empleados, el cuidado del medio ambiente, el beneficio social y la eficiencia de las operaciones; en él se incluyen los procesos y sistemas que se describen a continuación:

Proceso recolección y distribución, integrado por los sistemas de:

- Múltiples.
- Trampas para raspadores.

Proceso de tratamiento y almacenamiento, integrado por los sistemas de:

- Inyección de químicos.
- Separación.
- Prueba.
- Tratamiento.
- Deshidratación.
- Almacenamiento y despacho.
- Manejo de aguas aceitosas.
- Control y monitoreo remoto
- Auxiliares.
 - Compresión y suministro de aire.
 - Recepción y descargue con vehículos cisterna

Proceso de manejo del gas, integrado por los sistemas de:

- Compresión.
- Deshidratación y entrega.
- Regeneración de glicol.
- Gas de consumo.
- Teas.

Proceso de manejo de aguas, integrado por los sistemas de:

- Tratamiento y almacenamiento.
- Inyección.

Proceso Contraincendios, integrado por los sistemas de:

- Presurización.
- Producción de espuma.
- Distribución.

5.2.1. PROCESO DE RECOLECCIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Permite coleccionar los fluidos desde los pozos, hacia la estación; brindando flexibilidad para recircular gas a través de las troncales, circular gas hacia los sistemas Gas lift y la realización de maniobras de limpieza de los ductos por medio del uso de raspadores.

5.2.1.1. SISTEMA DE MÚLTIPLES

Objetivo

Recibir los fluidos provenientes de los pozos productores del campo para encausarlos hacia los respectivos separadores.

Descripción

El sistema de recolección está estructurado a partir de ocho múltiples satélites distribuidos por el campo de manera estratégica con el fin de agrupar las líneas provenientes de las islas en líneas troncales o líneas de prueba que a su vez coleccionan los fluidos producidos por los pozos.

Cada pozo produce a través de una línea individual denominada línea de flujo o de producción, y cuenta con una línea de prueba; las dos líneas llegan hasta los múltiples externos (satélites) que agrupan los fluidos de cada pozo en líneas troncales que finalmente llegan al múltiple general que se localiza en la estación VENADO 1, el cual reparte la producción a los cuatro colectores para dar funcionalidad a la operación de la estación.

5.2.1.2. SISTEMA DE TRAMPAS

Objetivo

Proveer un medio de inserción o extracción de raspadores de tubería (también llamados “scrappers”, “pigs” o “marranos”) para las labores de mantenimiento de la red de tuberías entre el múltiple general y los múltiples externos.

Descripción

Como parte de la política de confiabilidad, es fundamental realizar maniobras de limpieza de tuberías debido a la considerable producción de parafinas que tiene el campo VENADO, estas maniobras de limpieza se desarrollan de dos formas principales, una de ellas es el bombeado de baches alcalinos o de solventes que desprendan las

obstrucciones y reducciones de naturaleza orgánica; la segunda manera en que se puede limpiar la tubería es mediante el desplazamiento de raspadores que barren a nivel interno las depositaciones que pueden ocasionar obstrucción; estos dos métodos pueden usarse combinados para mejorar los resultados.

El campo cuenta con trampas distribuidas en ciertos puntos estratégicos, que funcionan como trampas lanzadoras que convergen hacia el conjunto de trampas receptoras ubicado dentro de la estación.

5.2.2. PROCESO DE TRATAMIENTO Y ALMACENAMIENTO DE CRUDO

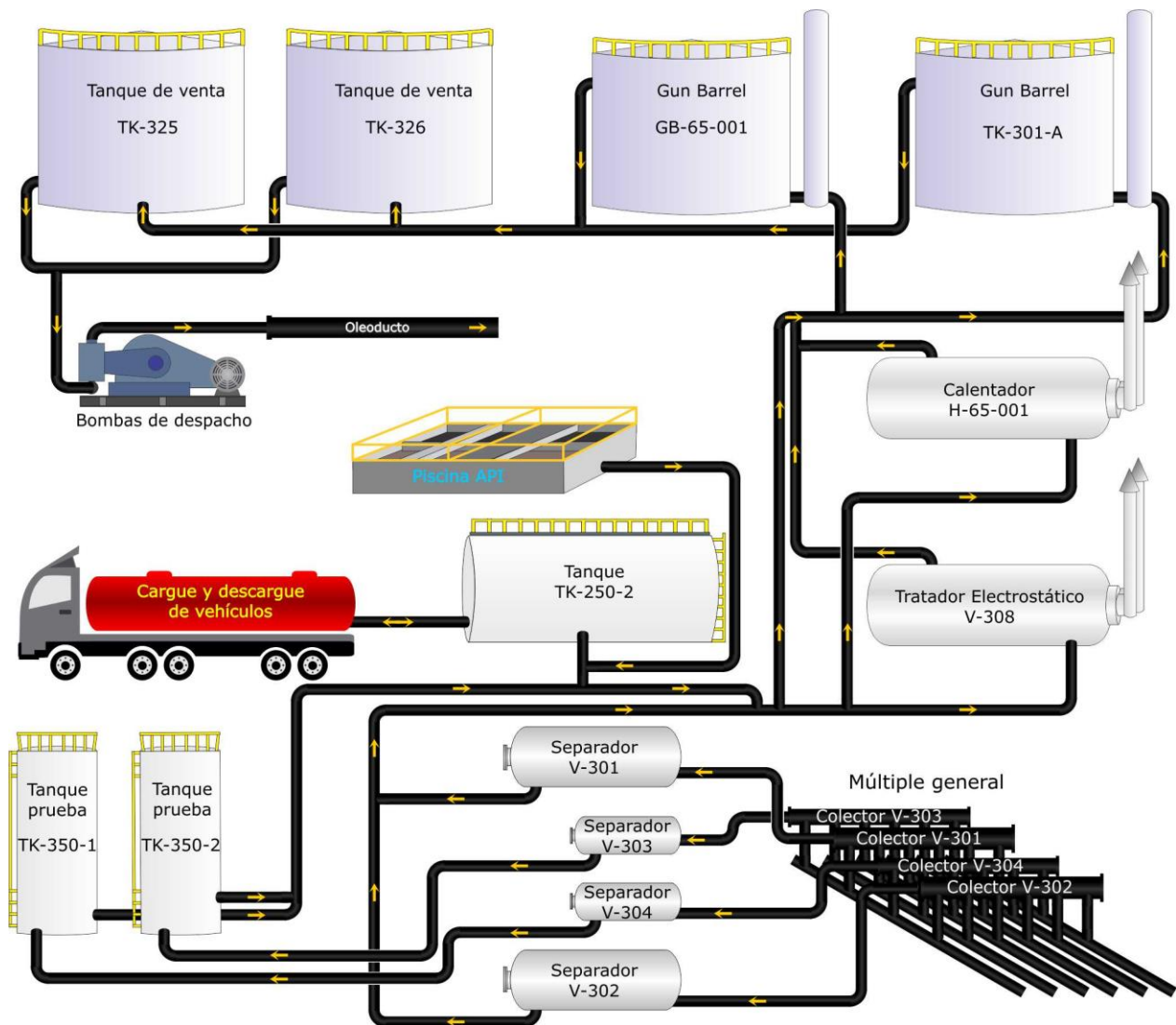


Ilustración 8. Proceso de tratamiento y almacenamiento de crudo en Venado 1

5.2.2.1. INYECCIÓN DE QUÍMICOS

Objetivo

Adicionar a los fluidos provenientes de los pozos un sistema de sustancias cuyo propósito es ayudar en el tratamiento de éstos dentro de las vasijas de la estación, lográndose así petróleo en condiciones aptas para la venta bajo los parámetros establecidos por el MM&E y agua con las condiciones óptimas para su inyección en el yacimiento.

Descripción

Una vez el fluido producido llega al múltiple de entrada, se somete a un tratamiento con productos químicos tales como desemulsificante o rompedor directo y antiespumante que se inyectan antes de los separadores. El tratamiento se realiza desde una caseta que dispone de dosificadores eléctricos para inyectar el químico a cada uno de los colectores de producción general y de prueba. Las bombas dosificadoras eléctricas suministran un flujo constante de químicos que mejoran la separación del agua contenida en el crudo, evitando el arrastre de líquidos con el gas y permitiendo un buen equilibrio entre las fases, las cuales están mezcladas de forma heterogénea.

Además del tratamiento de crudo, se debe realizar la dosificación de productos químicos para el tratamiento del agua asociada y agua libre. Los productos más utilizados son: rompedor inverso, y clarificadores o “deoilers”. Estos productos se dosifican con bombas eléctricas, en la línea de entrada del tanque Stage (TK-65-003) y el calentador desde una segunda caseta ubicada cerca al calentador.

5.2.2.2. SEPARACIÓN

Objetivo

Separar los fluidos provenientes de los pozos de producción que entran a la estación, en dos fases (gas y emulsión agua-petróleo).

Descripción

El sistema de separación de la estación, cuenta con cuatro separadores horizontales de tipo bifásico que reciben los fluidos provenientes de los colectores, dos de ellos son destinados a pruebas de pozo y los otros dos se destinan a la separación de la producción en general. El gas separado se dirige al scrubber general, mientras que la emulsión agua-crudo se destina al calentador o al gun barrel según sea necesario.

5.2.2.3. PRUEBA

Objetivo

Determinar las propiedades y la cantidad de fluido producido por el pozo que se pone en prueba.

Descripción

El fluido del pozo que se pone en prueba, es dirigido a través del colector al separador bifásico de prueba, el cual por medio de varios dispositivos, permite realizar las mediciones dinámicas de la cantidad de gas producido en un periodo de tiempo dado, de acuerdo al potencial estimado del pozo. El líquido separado, es conducido hacia el tanque de prueba (TK-350-1 ó TK-350-2), donde se realizan las mediciones estáticas requeridas para conocer el volumen de líquido producido, que luego se complementa con el análisis de laboratorio y así permiten determinar el potencial real del pozo.

Una vez terminado el proceso de prueba, los fluidos se recirculan hacia el gun barrel gracias a las bombas de circulación de los tanques de prueba.

5.2.2.4. CALENTAMIENTO

Objetivo

Elevar la temperatura del crudo que sale de los separadores, para mejorar el posterior proceso de deshidratación al que será sometido en los tanques de lavado (gun barrels).

Descripción

Las emulsiones desgasificadas por los separadores (V-301/302/303 y 304), circulan normalmente hacia el calentador principal (H-65-001); esta vasija genera y transfiere calor al crudo gracias a la combustión del gas de consumo que se realiza en los pirotubos. Al salir, el crudo fluye hacia el gun barrel operante, con una temperatura que facilita su deshidratación. La cantidad de calor que se debe suministrar al líquido depende de su temperatura de entrada, la temperatura de salida esperada y el caudal; para una operación segura, es fundamental que el crudo de entrada contenga el mínimo volumen posible de gas asociado.

De manera similar, el calentador secundario (V-308) eleva la temperatura de los fluidos que en él residen; puede operar como relevo del calentador principal cuando las actividades de mantenimiento lo requieren, o actuar como tratamiento complementario para mejorar la calidad del crudo que sale de los anillos de los gun barrels.

5.2.2.5. DESHIDRATACIÓN

Objetivo

Retirar de forma óptima y eficiente, altos volúmenes de agua que conforma la emulsión, permitiendo así la recuperación (por rebose) de crudo con valores mínimos de agua asociada.

Descripción

Los fluidos tratados por el calentador se direccionan a la bota de gas, que gracias a su estructura interna, retira los remanentes de gas (que son mínimos) con que pueda venir el crudo y además iguala las presiones en el interior del tanque. Al salir de la bota, el crudo ingresa por la parte inferior del tanque, en donde reside el agua separada a manera de colchón, sobre el cual flota el crudo; estas vasijas están provistas de líneas externas de muestreo (perfilador) que permiten al operador tomar muestras del contenido del tanque a diferentes niveles de llenado y de esta manera conocer la ubicación del colchón de agua, la interface crudo-agua y el nivel del crudo limpio. Además cuenta con ánodos de sacrificio, que son elementos que prolongan la vida útil del tanque disminuyendo ostensiblemente la corrosión causada por agua y/o gas producido.

5.2.2.6. ALMACENAMIENTO Y DESPACHO

Objetivo

Ofrecer un medio seguro de almacenamiento transitorio para el crudo proveniente de la estación y despacharlo de manera oportuna a los ductos destinados para su transporte.

Descripción

El crudo sale por rebose desde el gun barrel, generalmente bajo las especificaciones exigidas por el MM&E (BSW < 0.5% y salinidad < 20 libras por cada mil barriles), dicho rebose llega por efecto de gravedad a los tanques de almacenamiento (TK-325 y TK-326); no obstante, si el nivel de líquido contenido supera la capacidad media del contenedor, su llenado será muy lento o nulo, entonces será asistido por medio de las bombas de transferencia P-65-001.

Una vez en los tanques, el crudo se almacena temporalmente, se fiscaliza y se despacha con bombas quintuplex hacia el Oleoducto.

En dado caso que el crudo no supere el control de calidad, es posible retornar el fluido almacenado hacia el proceso general de la estación, para que sea sometido nuevamente al proceso, mejorando la calidad y cumpliendo así con las especificaciones requeridas.

5.2.2.7. MANEJO DE AGUAS ACEITOSAS

Objetivo

Recolectar de forma segura, las aguas aceitosas que se drenan o se desnatan de las vasijas de la estación y realizar su correspondiente tratamiento.

Descripción

Los fluidos que se drenan y se desnatan como parte de la operación normal de la estación o actividades de limpieza y mantenimiento, son dirigidos hacia este sistema directamente por medio de una red de ductos y cajillas que le dan funcionalidad, para almacenarlo, tratarlo y en ocasiones enviarlo nuevamente al proceso general.

La recolección de los sistemas de drenaje se agrupa según la ubicación y el tipo de vasijas; en el caso de los tanques (GB-65-001, TK-301-A, TK-65-003, TK-65-004, TK-350-1 y TK-350-2) se direcciona previamente a la cajilla de aguas aceitosas junto al múltiple principal, los demás drenajes van directamente a la piscina API, para los tanques de fiscalización (TK-325 y TK-326) se cuenta con una caja de drenaje junto a las bombas quintuplex. Respecto al filtro de cáscara de nuez, se realizan un retrolavado diario que regenera el lecho filtrante, el fluido resultante, con alto contenido de partículas suspendidas se procesa en el decantador y los lechos de secado.

El agua lluvia es colectada por las cunetas perimetrales y de acuerdo a las condiciones que presente, será devuelta al ambiente o direccionada a las piscinas API.

Los fluidos residentes en la piscina API se decantan por gravedad, de manera que es posible destinar el agua hacia las piscinas de oxidación y el crudo hacia el tanque TK-250-2, de donde puede reincorporarse al proceso general; las borras que se separan por flotación tanto en las piscinas API como en las piscinas de oxidación, se disponen en el tanque de borras que les almacena hasta que se programe su disposición final.

5.2.2.8. CONTROL Y MONITOREO

Objetivo

Proporcionar un medio eficiente que permita supervisar y controlar los equipos de la estación que se encuentran sistematizados.

Descripción

El supervisor permite monitorear y controlar los equipos e instrumentos sistematizados de la estación, por medio de dos computadores que gracias al supervisor procesan las señales de los controladores lógicos programables (PLC).

Varios de los equipos existentes en la estación VENADO 1, cuenta con transmisores de nivel, presión, temperatura y otras variables significativas; estos transmisores envían señales eléctricas que convergen hacia los PLC's ubicados dentro de las Unidades Terminales Remotas (RTU) distribuidas por la estación.

Las RTU de la estación envían sus señales de manera inalámbrica hacia la antena canopy ubicada sobre el cuarto de control, que toma la información y la convierte en señales eléctricas que por cableado llegan al CCM, cuyo PLC principal procesa los datos recibidos; algunas señales análogas emitidas por los transmisores multivariable se dirigen hacia el Controlador de Operaciones Remotas (ROC), que se enlaza al PLC principal.

El PLC principal procesa la información y permite su visualización en el computador principal del cuarto de control, allí el operador monitorea los equipos observando los cambios en tiempo real, lo que facilita la toma de decisiones operativas.

5.2.2.9. AUXILIARES

Los sistemas auxiliares se denotan de dicha manera puesto que su funcionamiento es paralelo al de los demás sistemas y aunque no afectan directamente el proceso de tratamiento y almacenamiento; el funcionamiento adecuado de la estación puede verse afectado seriamente si no se cuenta con ellos.

Estos sistemas auxiliares son:

- Compresión y suministro de aire.
- Descargadero para tractocamiones.

5.2.2.9.a. COMPRESIÓN Y SUMINISTRO DE AIRE

Objetivo

Mantener el suministro de aire necesario para la operación de los transmisores, válvulas, controladores y demás equipos, en las cantidades y presiones que para ello se requieren.

Descripción

Para el funcionamiento del sistema de aire comprimido, en la estación se cuenta con tres compresores de aire, que permiten mantener constante la presión del sistema (150 Psig).

Una vez comprimido, el aire se almacena en dos tanques acumuladores, uno de ellos alimenta el arranque de los generadores y los compresores de gas, mientras que el otro está destinado a la instrumentación del campo; el sistema cuenta además con varios tanques acumuladores distribuidos por la estación de acuerdo con la distribución de los equipos (fundamentalmente compresores de gas y generadores).

5.2.2.9.b. DESCARGADERO PARA VEHICULOS CISTERNA

Objetivo

Permitir el cargue y descargue de fluidos transportados en tanques móviles (Fractank, Vehículos cisterna y similares) cuando se realizan operaciones en los pozos cuyos fluidos se van a tratar en la estación, cuando no se puede despachar crudo por el oleoducto o cuando se requieren fluidos de la estación para operaciones de campo.

Descripción

El descargadero cuenta con dos bombas centrífugas que mediante varios accesorios tales como válvulas, cheques y mangueras permiten llenar o evacuar los tanques que se encuentren en el descargadero en el menor tiempo posible.

5.2.3. PROCESO DE MANEJO DEL GAS

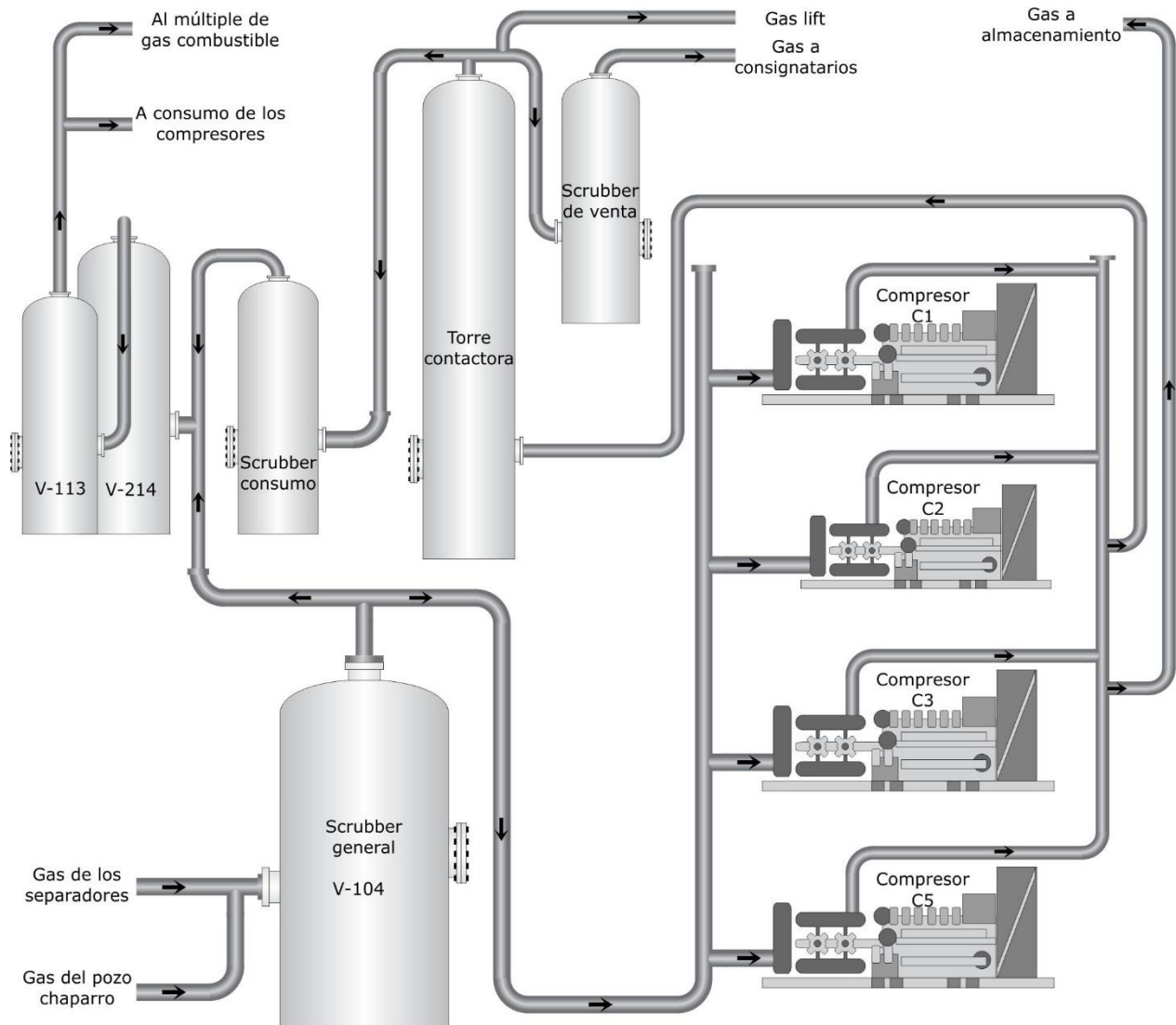


Ilustración 9. Proceso de manejo del gas en Venado 1

5.2.3.1. COMPRESIÓN

Objetivo

Elevar la presión del gas colectado para facilitar posteriores procesos de disposición tales como su uso en levantamiento artificial y despacho a consignatarios.

Descripción

El campo tiene dos fuentes de producción de gas, la primera es el gas asociado al crudo que se extrae al pasar por los separadores, la segunda es el producido por el pozo de gas "Chaparro" que se incorpora a la línea de gas que de los separadores va al scrubber general (V-104). Una vez que ingresa en el scrubber general el gas pasa por una serie de extractores de neblina que gracias a proceso de coalescencia extraen remanentes de hidrocarburos líquidos que son arrastrados por el gas, este líquido recuperado se incorpora al colector de salida de los separadores hacia el sistema de tratamiento.

Retirados los hidrocarburos líquidos, el gas se divide en dos corrientes, una es succionada por los compresores reciprocantes que elevan la presión de 20 Psig hasta 1300 Psig para luego ir al sistema de deshidratación, la otra corriente de gas va al sistema de gas de consumo en donde se da su aprovechamiento energético.

5.2.3.2. DESHIDRATACIÓN Y ENTREGA DE GAS

Objetivo

Remover el agua asociada al gas natural en forma de vapor, con el propósito de cumplir con los estándares exigidos para entrega a consignatarios, minimizar la generación de hidratos en la red de gasoductos, prolongar la vida útil de las tuberías y mejorar la eficiencia en el transporte.

Descripción

La deshidratación del gas comprimido, se efectúa en una torre de absorción, conocida como torre contactora. El gas proveniente del cabezal colector de los compresores, a una presión aproximada de 1300 psi, entra en un filtro de elementos intercambiables para retirarle los sólidos y líquidos que pueda contener.

La corriente de gas húmedo desde el fondo de la torre fluye hacia arriba aunque el contactor medio esté contra la corriente del flujo de glicol. La torre contactora está provista de 8 platos internos, donde el flujo en contracorriente al glicol absorbe la humedad del gas; en el fondo, está provista de un plato con chimenea a través de la cual fluye el gas hacia la zona de absorción. Por debajo de los platos, retira hidrocarburos líquidos por medio de un lazo de control LCT y la válvula de control LCV para enviarlos a la tea de alta presión. La torre contactora tiene instaladas dos válvulas de seguridad PSV que desfogan a la atmósfera.

5.2.3.3. REGENERACIÓN DE TRIETILENGLICOL

Objetivo

Garantizar de manera cíclica, un flujo constante de glicol concentrado para el proceso de deshidratación del gas en la torre contactora.

Descripción

En el proceso de deshidratación del gas se emplea trietilenglicol, dada la capacidad del agua para disolverse en él; de esta manera el flujo a contracorriente de glicol en la torre contactora extrae la humedad del gas, esta corriente de salida de glicol de la torre contactora se conoce como glicol rico (por su contenido de agua).

El glicol diluido o húmedo que ha absorbido el vapor de agua de la corriente de gas, sale por el fondo del intercambiador térmico de glicol-gas y pasa por un filtro de alta presión. El filtro de alta presión removerá algunas partículas sólidas extrañas que pueden haber sido adquiridos de la corriente de gas en el contactor antes de que el glicol entre a generar la energía de la bomba de glicol.

La filtración en éste punto protegerá la bomba de glicol, que es la parte más crítica de la unidad porque es la única parte en movimiento en el sistema. De la bomba de glicol, el glicol fluye al tanque de agitación-intercambiador de calor. El glicol húmedo pasa por el espiral en el tanque de agitación donde intercambia calor con el glicol seco que está en la parte interior del tanque. Este proceso enfría el glicol seco del reboiler y precalienta la corriente húmeda de glicol.

La corriente de glicol húmedo caliente fluye desde el espiral del intercambiador de calor a un separador de glicol de baja presión (opcional) que permite la separación del gas que ha entrado en solución, el gas separado sale por la parte superior del separador y puede ser usado como suplemento del gas combustible que requiere el reboiler. El exceso de gas es descargado por la back Pressure valve.

El separador normalmente está equipado con un nivel de control y una válvula de control que descarga la corriente de glicol húmedo a la conexión de entrada al “strippingstill”. La corriente de glicol húmedo caliente y filtrado entra por la parte interior de la columna del “strippingstill” que está cubierta con un aislamiento de cerámica. En el tope de la columna del “strippingstill” hay un condensador de reflujo a condiciones atmosféricas, que condensa algunos vapores de glicol y de agua que alcancen a llegar al condensador para proporcionar el reflujo adecuado requerido en la columna del “strippingstill”. El condensador de reflujo está también recubierto con un aislamiento de cerámica para asegurar que todos los vapores sean venteados cuando entren en contacto con las paredes frías del condensador. Esto asegura que las posibles trazas remanentes de vapor de glicol sean condensadas y no expulsadas con el venteo del vapor de agua.

El glicol húmedo es calentado entre 375 y 400 °F para remover el vapor de agua en una concentración de 99,5% o más. Las unidades estándar de deshidratación con glicol están normalmente equipadas con una caja de fuego que quema el gas natural en el reboiler utilizando una porción de la corriente de gas natural y gas de venteo del separador para combustible. Un control de temperatura en el reboiler opera una válvula de control para mantener la temperatura apropiada en el glicol. El reboiler está equipado con un controlador de alta temperatura para cerrar el sistema de gas combustible en caso de que falle el control primario.

Las unidades estándar de campo están equipadas con un scrubber para el gas combustible, un regulador de presión y una válvula de alivio.

El glicol concentrado sale del reboiler y pasa al interior del tanque intercambiador – agitador de calor. En el tanque de agitación, el glicol concentrado caliente es enfriado por intercambio de calor con la corriente de glicol húmedo que está pasando por el espiral. El tanque de agitación actúa como un acumulador de líquidos para alimentar la bomba de glicol. El glicol concentrado fluye desde el tanque de agitación pasando por un filtro a la bomba del glicol. De la bomba pasa al compartimiento interior del intercambiador de calor del glicol-gas, fluye hacia arriba a través del intercambiador de calor y retorna a la columna del contactor glicol-gas en el punto de alimentación en el tope de la sección de bandejas o empaquetaduras.

5.2.3.4. GAS DE CONSUMO

Objetivo

Aprovechar una fracción del gas producido por la estación VENADO 1, como fuente de generación de energía para la operación de la misma, garantizando un suministro constante de gas combustible en las mejores condiciones de operación posibles.

Descripción

Del gas deshidratado por la torre contactora de glicol, una fracción tiene como destino la alimentación de los sistemas de generación de energía para el funcionamiento de la estación. Este gas en condiciones mínimas de humedad pasa por un scrubber de consumo ubicado junto a la torre contactora; en donde se retiran condensados que surgen por la refrigeración lograda en el intercambiador térmico.

Más adelante el gas de consumo pasa por dos scrubber más que mejoran la calidad del gas de consumo; evitando así complicaciones operativas en los motores de combustión interna principalmente. De los scrubber de consumo el gas se divide en dos corrientes, una de ellas alimenta directamente a los motores de combustión interna correspondientes a los compresores recíprocos de gas, la otra corriente va al múltiple de gas de consumo ubicado junto a los generadores eléctricos, allí se reparte a los diversos equipos que le requieren.

5.2.3.5. TEAS

Objetivo

Efectuar la combustión controlada de volúmenes de gas que por condiciones operativas se desvían de los equipos y vasijas para mantener la confiabilidad e integridad del proceso; y retener los líquidos que por las líneas de alivio se puedan liberar hacia las teas.

Descripción

El sistema de teas se divide en dos colectores generales, uno para alta presión y otro para baja presión; de manera que aquellos equipos que manejan cantidades bajas de gas disuelto en los fluidos que procesan, cuentan con válvulas de seguridad que alivian dichas concentraciones de gas. Los equipos que se enlazan al colector de la tea de baja presión son los gun barrels con sus respectivas botas de gas; los tanques de prueba, el calentador y el tanque desnatador.

Por otra parte, los equipos que cuentan con conexión al colector de la tea de alta presión son aquellos en que por el volumen de gas que manejan es necesario instalar mecanismos de alivio para altas presiones, estos equipos son los separadores, todos los scrubbers, los compresores, los calentadores y los equipos de la planta deshidratadora de gas.

Cada uno de los colectores tanto de la tea de alta presión como de la tea de baja presión conduce los gases aliviados hacia dos scrubber (uno de alta y otro de baja presión), que en caso de dispararse el mecanismo de las válvulas de seguridad con volúmenes de crudo, retienen dichos fluidos; evitando así la contaminación ambiental.

5.2.4. PROCESO DE MANEJO DE AGUA DE PRODUCCIÓN

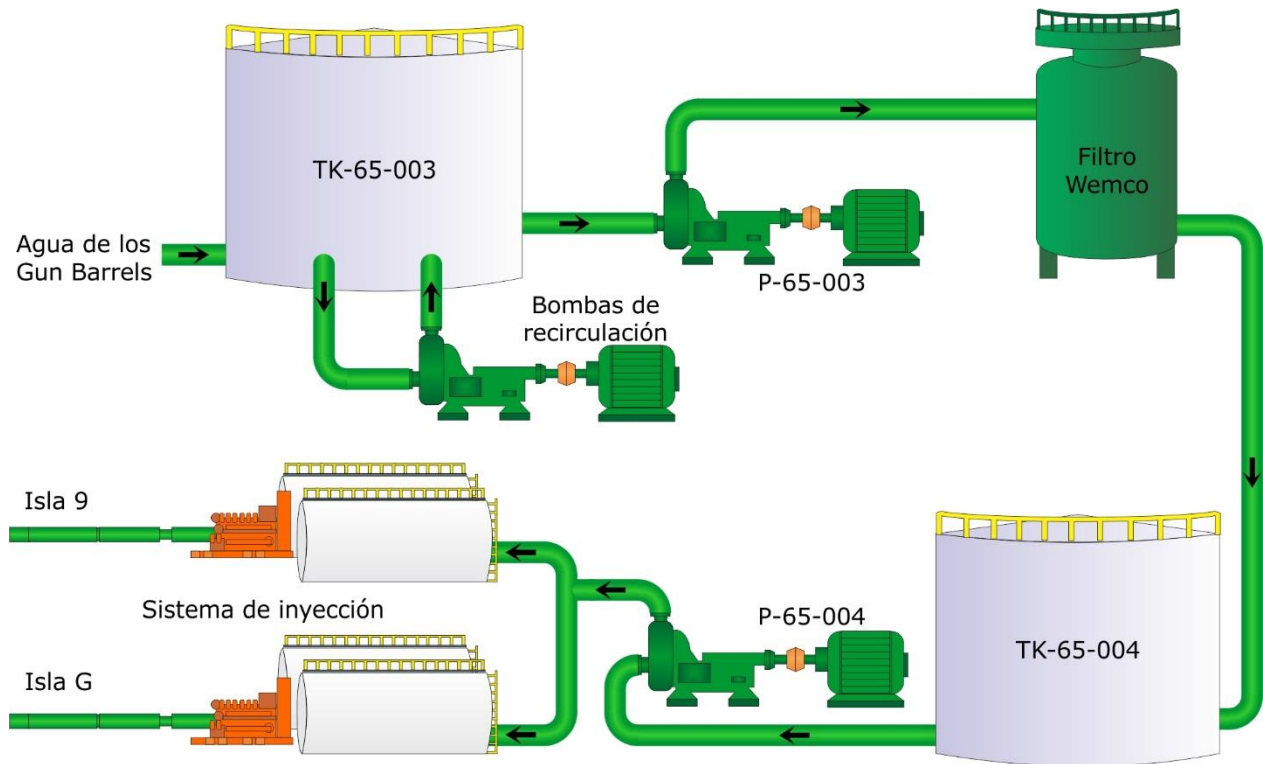


Ilustración 10. Proceso de manejo de agua de producción en Venado 1

5.2.4.1. TRATAMIENTO Y ALMACENAMIENTO

Objetivo

Recibir el agua libre y agua asociada que se separa en el sistema de deshidratación, eliminando la mayor cantidad de hidrocarburos y sólidos por medio de varios métodos de tratamiento que incluyen agentes químicos, decantación, coalescencia y filtrado; de manera que se obtengan aguas de producción en las condiciones requeridas para ingresar al sistema de inyección.

Descripción

El agua llega al sistema de tres fuentes diferentes, de los gun barrels, de la estación sur y de los pozos productores de agua; este fluido es acopiado en el tanque clarificador (TK-65-003) en donde recibe tratamiento químico con el agente clarificador, el tiempo de retención en el tanque facilita la coalescencia de las trazas de crudo que van agrupándose en una nata de crudo flotante. El tanque cuenta con un mecanismo de desnate que permite recuperar este crudo de manera periódica, consiste en dos mangueras flexibles que permiten la recolección de la nata hacia una tubería en la parte inferior del tanque que lleva estos fluidos hacia la cajilla de recolección de aceites; dichas mangueras cuentan con colectores cónicos flotantes que pueden moverse de forma manual por un operario, durante la acción de desnate.

El agua pasa luego por el filtro Wemco que cuenta con un lecho sólido granular a base de cáscara de nuez, diseñado para retener los sólidos suspendidos; saliendo así con unas propiedades físicas y químicas que la hacen apta para su inyección en el yacimiento. Por esta razón se le denomina agua clarificada y tanque clarificador al recipiente en que se le almacena; de este tanque es succionada por las bombas P-65-004 1 y 2, hacia las islas de inyección G y 9.

5.2.4.2. INYECCIÓN

Objetivo

Distribuir el agua en condiciones de inyección, garantizando su contante suministro hacia las islas, y bombeándola en las condiciones pertinentes hacia el yacimiento.

Descripción

Para efectuar la inyección de agua en la formación el campo cuenta con varios pozos inyectoros distribuidos por las islas en que se agrupan los diversos tipos de pozos; el agua es repartida hacia ellos gracias a las instalaciones de la Isla 9 e Isla G, en donde el agua es almacenada y bombeada.

El campo cuenta con dos fuentes de agua diferentes, en primer lugar están los pozos tigre 1 y tigre 2 que suministran agua libre de hidrocarburos y baja en sólidos; en segundo lugar se tiene el agua asociada al crudo que se separa a lo largo del proceso y se dispone a inyección en el sistema de tratamiento y almacenamiento.

Cada una de las islas cuenta con dos tanques de almacenamiento de agua; habitualmente uno de ellos recibe el agua de los pozos y el otro el agua tratada de la estación. De los tanques es succionada por las bombas booster y desplazada hacia las

bombas de inyección; estas bombas son accionadas por motores de combustión interna a gas presurizan al agua para garantizar su llegada a los pozos del sistema.

En total el campo produce alrededor de 4276 barriles diarios de agua, de los cuales se inyectan alrededor de 4065 barriles; del agua producida 1124 barriles son producidos por los pozos tigre 1 y 2, el detalle del balance de inyección se encuentra en el anexo 5 del MANUAL DE PROCESOS DE LA ESTACIÓN VENADO 1.

5.2.5. PROCESO CONTRAINCENDIOS

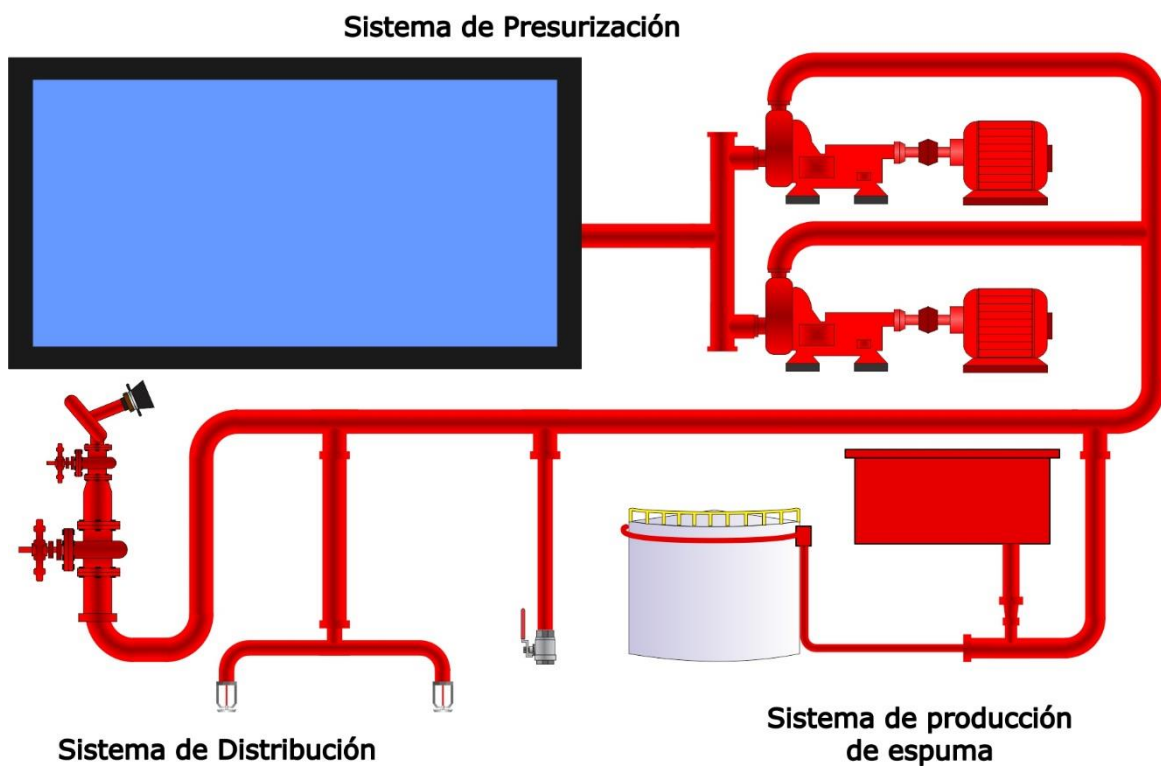


Ilustración 11. Proceso contraincendios en Venado 1

5.2.5.1. PRESURIZACIÓN

Objetivo

Mantener el sistema contraincendios a una presión constante, garantizando además un caudal suficiente durante las maniobras que requieran su uso.

Descripción

El sistema de presurización succiona el agua dulce almacenada en la piscina contraincendios, gracias a las bombas del sistema; en primera instancia se encuentran las bombas sustentadoras que proveen presión para mantener el sistema en 150 PSI, si por algún motivo la presión cae de dicho valor, las bombas presurizadoras (Jockey y Centrifuga) se encenderán para recuperar la presión, ellas sólo se apagan cuando la presión sea 150 psi.

En caso de una eventual emergencia y el consumo de agua sea mayor al ofrecido por la bomba Jockey, la bomba eléctrica principal arrancará cuando la presión llegue a 100 libras entregando 750 gpm a una presión aproximada de 130 libras. Adicionalmente se cuenta con la bomba de motor Diésel la cual arrancará si la presión cae a 90 libras y suministra de igual manera 750 gpm a una presión aproximada de 130 libras.

Este conjunto de bombas suministra el agua para operación de los hidrantes monitores, los aspersores que se encuentran en las áreas de los motores de Compresión y Autogeneración.

Dos bombas centrífugas adicionales de bajo caudal suministran el agua para uso industrial en ciertas áreas donde se requiere como complemento a las actividades de mantenimiento.

5.2.5.2. INYECCIÓN DE ESPUMA

Objetivo

Permitir la producción y bombeo de una mezcla agua-aire con un agente espumante tipo AFFF para control de incendios con hidrocarburos, tanto para los tanques de fiscalización como para los tanques del sistema de deshidratación.

Descripción

Para la producción e inyección de espuma el sistema cuenta con dos bombas centrífugas que permiten el mezclado de agente espumante con la corriente de agua, para la formación de espuma en dicha corriente se cuenta con el inyector de espuma balanceado por presión (BPP por su sigla en inglés), que difumina el concentrado espumante en la corriente de agua, regulando el caudal de espumante de acuerdo con la presión a la que fluye el agua.

Al pasar por los HBPG se incorpora aire a la mezcla, generando la expansión de la espuma que luego va al sistema de distribución para los anillos de los tanques TK-301-A y GB-65-001, o hacia los tanques de fiscalización TK-325 y TK-326.

Adicionalmente el sistema cuenta con dos líneas de lavado que permite de manera sencilla la limpieza del concentrado espumante que pudiera depositarse en las tuberías luego de la activación de las bombas, lo cual resulta de alta importancia para mantenimiento del sistema puesto que la mezcla agua-concentrado es altamente corrosiva.

5.2.5.3. DISTRIBUCIÓN

Objetivo

Distribuir la corriente de agua presurizada de forma que sea posible direccionarla hacia los hidrantes monitores, anillos refrigerantes (GB-65-001 y TK-301-A) y aspersores, además de facilitar el flujo de espuma a los equipos que lo puedan requerir como es el caso de los tanques del sistema de deshidratación (GB-65-001 y TK-301-A).

Descripción

El agua presurizada es distribuida por este sistema hacia la red de hidrantes que cubre los equipos cuya prioridad de contingencia es alta, además destina agua también para los aspersores ubicados en las zonas de compresores de gas, generadores eléctricos y bombas de despacho de crudo; este recibe también mezcla agua-AFFF con el propósito de generar espuma en dos áreas estratégicas que destinan espuma hacia los vertedores de espuma de los tanques del sistema de deshidratación y los tanques de almacenamiento y despacho.

Los anillos con que también cuenta el sistema de deshidratación cumplen la función de refrigerar las paredes de los tanques en caso de presentarse una conflagración interna, el agua con que funcionan también es distribuida por el mencionado sistema.

6. ESTACIÓN VENADO 2



Ilustración 12. Vista de la estación Venado 2

La estación VENADO 2 recibe los fluidos de producción de 18 pozos con el fin de separar el gas y el agua del crudo, para dejarlo con las especificaciones establecidas por el Ministerio de Minas y Energía (BS&W menor o igual a 0.5 % y un contenido de sal menor a 20 lb /1000 Bbls), la producción de crudo es despachada hacia la estación Venado1 en donde se realiza su venta.

6.1. DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES

Para iniciar el proceso, los fluidos provenientes de los pozos son colectados en dos troncales, la troncal ISLA I; que colecta los fluidos de la ISLA I y la ISLA Z1, y la troncal ISLA H que colecta los fluidos de la ISLA N2 y de la ISLA H. Dichas troncales llevan la producción a los separadores bifásicos; de los cuales dos reciben la producción general de los pozos y el restante de menor volumen que recibe la producción de los pozos que se encuentran en proceso de prueba.

La emulsión agua-crudo proveniente del separador de prueba se dirige hacia el tanque de prueba, en tanto la emulsión proveniente de los separadores generales ingresa al calentador, en donde se incrementa la temperatura de los fluidos, que más tarde pasan

por la bota de gas previo a su ingreso a los tanques de almacenamiento (TK-2000-1 TK-2000-2) allí se da lugar a la separación final del agua de producción por efecto de decantación, luego de un tiempo pertinente de residencia en el tanque, el agua (decantada en la parte inferior del tanque) es bombeada hacia la estación VENADO 1. Una vez drenada el agua el crudo puede ser bombeado mediante las bombas de transferencia hacia estación VENADO 1.

Durante las operaciones de mantenimiento y lavado de las vasijas, las aguas aceitosas generadas se destinan por las líneas de drenaje de cada equipo hacia la piscina API; lo mismo sucede con los fluidos drenados de los Scrubbers. En la piscina API se puede colectar el aceite flotante para recuperarlo hacia el calentador y el agua puede ser bombeada hacia la estación VENADO 1.

El gas derivado del proceso llevado a cabo en los separadores ingresa al scrubber de succión donde se atrapan y remueven los condensados, impurezas y arrastres de crudo. La corriente de gas que sale de dicho equipo se reparte en dos líneas, una de ellas va directamente a los compresores que permiten su despacho hacia las islas como mecanismo de levantamiento artificial, la otra se conecta al scrubber de consumo que mejora el proceso de limpieza del gas, la línea de gas de consumo alimenta los motores con sus correspondientes compresores recíprocos y alimenta también el piro tubo del calentador para tratamiento térmico.

6.2. PROCESOS Y SISTEMAS

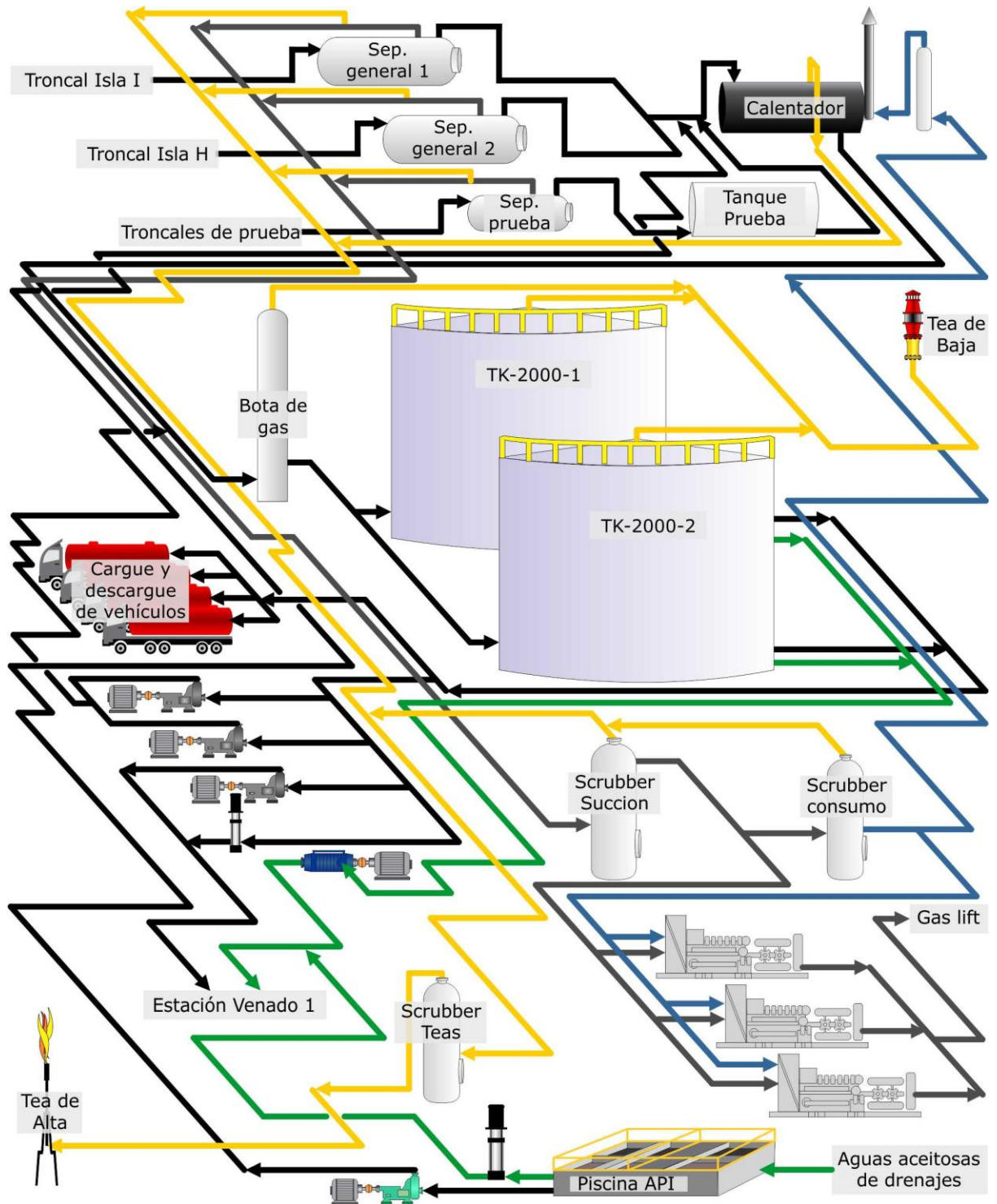


Ilustración 13. Proceso general de la estación Venado 2

El manual describe los procesos de manejo del crudo, el agua y el gas, cumpliendo así los estándares de calidad en pro de la seguridad y salud de los empleados, el cuidado del medio ambiente, el beneficio social y la eficiencia de las operaciones; en él se incluyen los procesos y sistemas que se describen a continuación:

Proceso recolección y distribución, integrado por los sistemas de:

- Sistema de múltiples.
- Sistema de trampas para raspadores.

Proceso de tratamiento y almacenamiento, integrado por los sistemas de:

- Sistema de inyección de químicos.
- Sistema de separación.
- Sistema de prueba.
- Sistema de tratamiento.
- Sistema de almacenamiento y despacho.
- Sistema general de manejo de aguas aceitosas.
- Sistema de control y monitoreo remoto
- Sistemas auxiliares.
 - Compresión y suministro de aire.
 - Distribución de agua industrial.

Proceso de manejo del gas, integrado por los sistemas de:

- Sistema de compresión.
- Sistema de gas de consumo.
- Sistema de teas.

Proceso de manejo de aguas, integrado por los sistemas de:

- Sistema de despacho.

Proceso Contraincendios, integrado por los sistemas de:

- Sistema de presurización.
- Sistema de producción de espuma.
- Sistema distribución.

6.2.1. PROCESO DE RECOLECCIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Permite coleccionar los fluidos desde los pozos, hacia la estación; brindando flexibilidad para recircular gas a través de las troncales, circular gas hacia los sistemas Gas lift y la realización de maniobras de limpieza de los ductos por medio del uso de raspadores.

6.2.1.1. MÚLTIPLES

Objetivo

Recibir los fluidos provenientes de los pozos productores del campo para encausarlos hacia los respectivos separadores.

Descripción

El sistema de recolección está estructurado a partir de cuatro múltiples distribuidos por el campo de manera estratégica con el fin de agrupar las líneas provenientes de las islas en líneas troncales o líneas de prueba que a su vez coleccionan los fluidos producidos por los pozos.

Cada pozo produce a través de una línea individual denominada línea de flujo o de producción, hasta los múltiples externos (satélites) correspondientes a cada isla agrupando así los fluidos de cada pozo en líneas troncales que finalmente llegan a los separadores de la estación.

6.2.1.2. TRAMPAS

Objetivo

Proveer un medio de inserción o extracción de raspadores de tubería (también llamados "Scrappers", "Pigs" o "Marranos") para las labores de mantenimiento de la red de tuberías entre las dos estaciones del campo.

Descripción

Como parte de la política de confiabilidad, es fundamental realizar maniobras de limpieza de tuberías debido a la considerable producción de parafinas que tiene el campo Rio Ceibas, estas maniobras de limpieza se desarrollan de dos formas principales, una de ellas es el bombeo de baches alcalinos o de solventes que desprendan las obstrucciones y reducciones de naturaleza orgánica; la segunda manera en que se puede limpiar la tubería es mediante el desplazamiento de raspadores que barren a nivel interno las depositaciones que pueden ocasionar obstrucción; estos dos métodos pueden usarse combinados para mejorar los resultados.

El campo cuenta con trampas distribuidas en ciertos puntos estratégicos, que funcionan como trampas lanzadoras que convergen hacia el conjunto de trampas receptoras ubicado dentro de la estación.

6.2.2. PROCESO DE TRATAMIENTO Y ALMACENAMIENTO

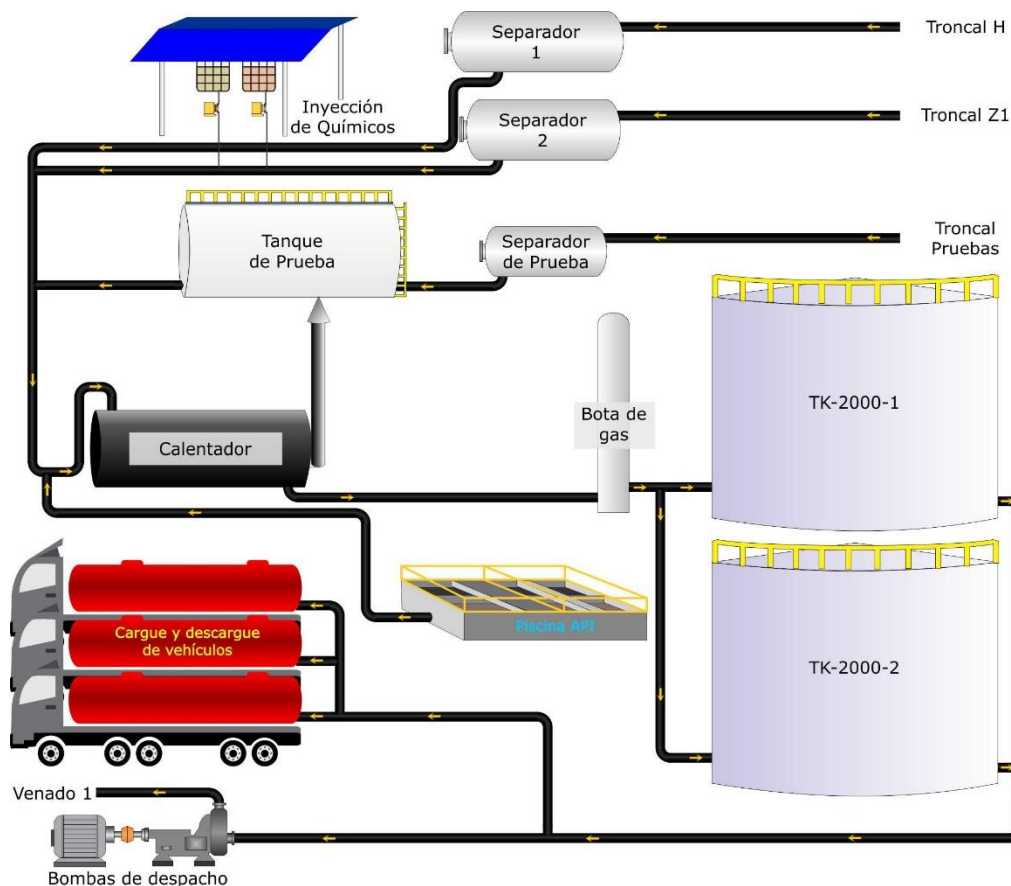


Ilustración 14. Proceso de tratamiento y almacenamiento de crudo en Venado 2

6.2.2.1. INYECCIÓN DE QUÍMICOS

Objetivo

Adicionar a los fluidos provenientes de los pozos un conjunto de productos cuyo propósito es ayudar en el tratamiento de éstos dentro de las vasijas de la estación, lográndose así petróleo en condiciones aptas para la venta bajo los parámetros establecidos por el MM&E.

Descripción

Una vez el fluido producido llega a la estación por las dos troncales principales (Z1 y H), se somete a un tratamiento con productos químicos tales como rompedor directo y dispersante de parafinas que se inyectan antes de su ingreso a los separadores. El tratamiento se realiza desde una caseta que dispone de dosificadores eléctricos para inyectar el químico directamente a las dos troncales. Las bombas dosificadoras eléctricas suministran un flujo constante de químicos que mejoran la separación del agua contenida en el crudo, evitando el arrastre de líquidos con el gas y permitiendo un buen equilibrio entre las fases, las cuales están mezcladas de forma heterogénea; además se garantiza que el bombeo del crudo hacia la estación 2 se pueda efectuar en las condiciones adecuadas gracias al dispersante de parafinas.

6.2.2.2. SEPARACIÓN

Objetivo

Separar los fluidos provenientes de los pozos de producción que entran a la estación, en dos fases (gas y emulsión agua-petróleo).

Descripción

El sistema de separación de la estación Venado 2, cuenta con tres separadores horizontales de tipo bifásico que reciben los fluidos provenientes de los colectores, dos de ellos son destinados a pruebas de pozo y los otros dos se destinan a la separación de la producción en general. El gas separado se dirige al scrubber general, mientras que la emulsión agua-crudo se destina al calentador o al gun barrel de según sea necesario.

6.2.2.3. PRUEBA

Objetivo

Determinar las propiedades y la cantidad de fluido producido por el pozo que se pone en prueba.

Descripción

El fluido del pozo que se pone en prueba, llega al separador bifásico por la troncal de pruebas, en dicha vasija se realizan las mediciones dinámicas de la cantidad de gas producido en un periodo de tiempo dado, de acuerdo al potencial estimado del pozo. El líquido separado, es conducido hacia el tanque de prueba, donde se realizan las mediciones estáticas requeridas para conocer el volumen de líquido producido (agua y crudo), que luego se complementa con el análisis de laboratorio y así permiten determinar el potencial real del pozo.

Una vez terminado el proceso de prueba, los fluidos se recirculan hacia el calentador gracias a la bomba de circulación del tanque de prueba.

6.2.2.4. CALENTAMIENTO

Objetivo

Elevar la temperatura de emulsiones crudo-agua, para mejorar su proceso de decantación en los tanques de almacenamiento.

Descripción

Las emulsiones desgasificadas en los separadores generales 1 y 2, se circulan hacia el calentador, este equipo genera calor suficiente gracias a la combustión del gas de consumo que se le suministra, para luego conducir el fluido hacia los tanques de almacenamiento con una temperatura que facilita la decantación de la fase acuosa de la emulsión. La cantidad de calor que se debe suministrar depende de la temperatura a la cual entra el fluido, la temperatura a la cual debe salir y la cantidad de fluido que ingresa por hora; para su correcto funcionamiento es fundamental que el contenido de gas en la línea de entrada sea el mínimo.

6.2.2.5. ALMACENAMIENTO Y DESPACHO

Objetivo

Almacenar el fluido tratado, brindándole un tiempo de retención suficiente para que se dé la decantación final de la fase acuosa; de manera tal que el crudo se encuentre en las condiciones ideales para ser despachado por el método de transporte vigente.

Descripción

Los fluidos tratados por el calentador se direccionan a la bota de gas que se encarga de retirar, gracias su estructura interna, los remanentes de gas (que son mínimos) con que pueda venir el crudo, al salir de la bota, el crudo ingresa por la parte inferior del tanque de almacenamiento que se encuentre recibiendo fluido; gracias a la temperatura de la emulsión es posible separar el crudo por efecto de la diferencia de densidades; los tanques están provistos de líneas externas de muestreo que permiten al operador tomar muestras del contenido del tanque a diferentes alturas (perfilador) y de esta manera conocer la ubicación del colchón de agua, la interface crudo-agua y el nivel del crudo limpio. Además cuenta con ánodos de sacrificio, los cuales son elementos que permiten aumentar la vida útil del tanque disminuyendo ostensiblemente la corrosión causada por agua y las sales asociadas a la misma.

6.2.2.6. SISTEMAS AUXILIARES

Tienen como propósito complementar la operación de la estación; si bien estos sistemas no tienen contacto directo con los fluidos que se procesan en la estación (crudo, agua y gas), el funcionamiento de la estación está estrechamente ligado al funcionamiento de los equipos, vasijas y fluidos que en dichos sistemas se incluyen.

6.2.2.6.a. COMPRESIÓN Y SUMINISTRO DE AIRE

Objetivo

Mantener el suministro de aire necesario para la operación de los transmisores, válvulas, controladores y demás equipos, en las cantidades y presiones que para ello se requieren.

Descripción

Para el funcionamiento del sistema de aire comprimido, en la estación Venado 2 se cuenta con tres compresores de aire, que permiten mantener la presión (150 Psig) del sistema constante.

De los compresores se almacena en dos acumuladores de aire (scrubbers), alimenta el arranque de generadores y compresores, el otro la instrumentación del campo; el sistema cuenta además con varios tanques acumuladores distribuidos por la estación de acuerdo con la distribución de los equipos (fundamentalmente compresores de gas y generadores).

6.2.2.6.b. SUMINISTRO DE AGUA INDUSTRIAL

Objetivo

Transportar y distribuir el agua producida por los pozos el Tigre 1 y 2, hacia la estación y las correspondientes áreas en que el agua de uso industrial es requerida.

Descripción

El agua producida por cualquiera de los dos pozos asociados al sistema, cuneta con las facilidades para llegar a la estación por tuberías de acero convencional; dentro de la estación se distribuye hacia diversas zonas, como el área de compresores, en donde se utiliza para lavado de los equipos y llenado de los Intercooler; también cubre las zonas de la piscina API, las bombas de despacho de agua, las bombas de despacho de crudo, bombas contraincendios y caseta de química.

El agua de este sistema se denomina agua industrial puesto que sus condiciones fisicoquímicas impiden su uso como agua potable, no obstante su contacto directo con la piel es completamente seguro así como su uso en labores de limpieza y como complemento a trabajos de mantenimiento.

El agua proporcionada por los pozos de este sistema es suficiente para suplir el uso industrial de las dos estaciones asociadas al campo y además suple en parte el proceso de inyección de aguas.

6.2.3. PROCESO DE MANEJO DEL GAS

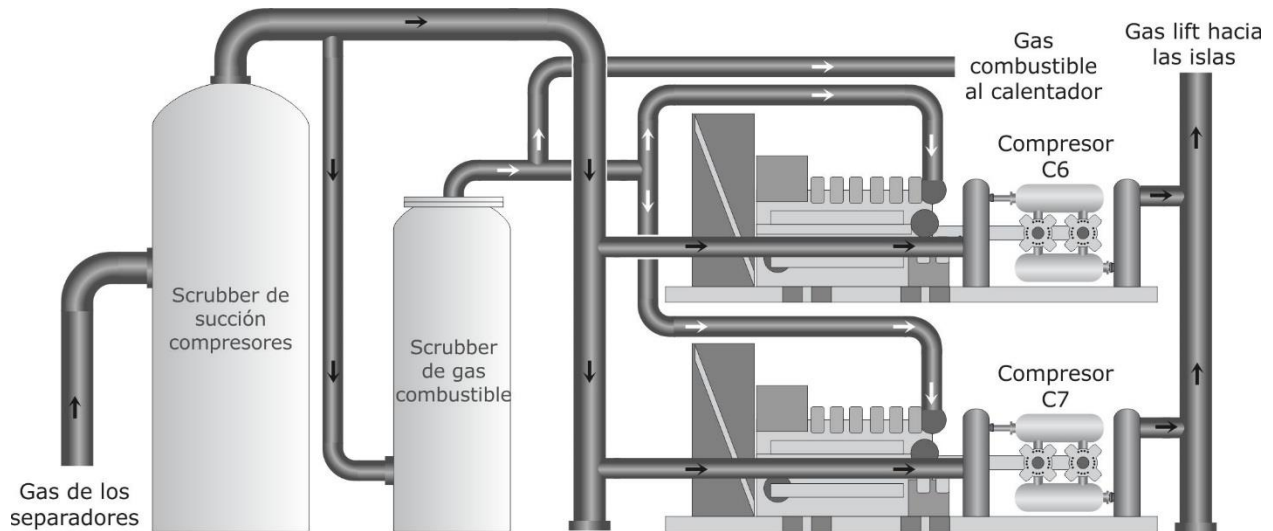


Ilustración 15. Proceso de manejo de gas en venado 2

6.2.3.1. COMPRESIÓN

Objetivo

Elevar de manera segura y eficiente, la presión del gas colectado para facilitar su transporte seguro desde la estación hacia las islas en donde se aprovecha como gas de levantamiento en los pozos que producen por sistema artificial gas lift.

Descripción:

El gas liberado en los separadores uno, dos y de prueba, es colectado hacia el scrubber de succión, en él se retienen trazas de humedad e hidrocarburo que puedan generar problemas operacionales durante la compresión; en cada etapa de los motocompresores la presión es incrementada de manera que ingresa a 30 Psig y sale a 1300 Psig, para su respectivo aprovechamiento.

6.2.3.2. GAS COMBUSTIBLE

Objetivo

Aprovechar una fracción del gas producido por la estación Venado 2, garantizando un suministro constante de gas combustible en las mejores condiciones posibles para los equipos y vasijas que lo requieren para su funcionamiento.

Descripción

Del gas que sale del scrubber de succión una fracción se deriva hacia el scrubber de gas combustible, en donde se extraen hidrocarburos y humedad condensados que pueden poner en riesgo el funcionamiento de los equipos que lo emplean como combustible. Del scrubber de gas combustible, se distribuye hacia los dos scrubber de gas combustible de los compresores y el del calentador.

6.2.3.3. TEAS

Objetivo

Efectuar la combustión controlada de volúmenes de gas que por condiciones operativas se desvían de los equipos y vasijas para mantener la confiabilidad e integridad del proceso; y retener los líquidos que por las líneas de alivio se puedan liberar hacia las teas.

Descripción

El sistema de teas se divide en dos colectores generales, uno para alta presión y otro para baja presión; de manera que aquellos equipos que manejan cantidades bajas de gas disuelto en los fluidos que procesan, cuentan con válvulas de seguridad que alivian dichas concentraciones de gas. Los equipos que se enlazan al colector de la tea de baja presión son los tanques de almacenamiento y la bota de gas.

Por otra parte, los equipos que cuentan con conexión al colector de la tea de alta presión son aquellos en que por el volumen de gas que manejan es necesario instalar mecanismos de alivio para altas presiones, estos equipos son los separadores, todos los scrubbers, los compresores y el calentador.

El colector de baja presión lleva los gases aliviados hacia la tea de baja que los ventea a la atmósfera, cuenta con una línea de una pulgada de diámetro que permite drenar trazas de líquido hacia las cunetas del calentador; en el caso del colector de alta presión, los gases y vapores aliviados por las válvulas de seguridad llegan al scrubber de la tea de alta presión, en donde se retienen líquidos que pudieran desviarse hacia la tea, dicho scrubber cuenta con dos bombas centrifugas que drenan hacia la piscina API el crudo que bajo condiciones críticas puede llegar a la vasija.

6.2.4. PROCESO DE MANEJO DE AGUAS

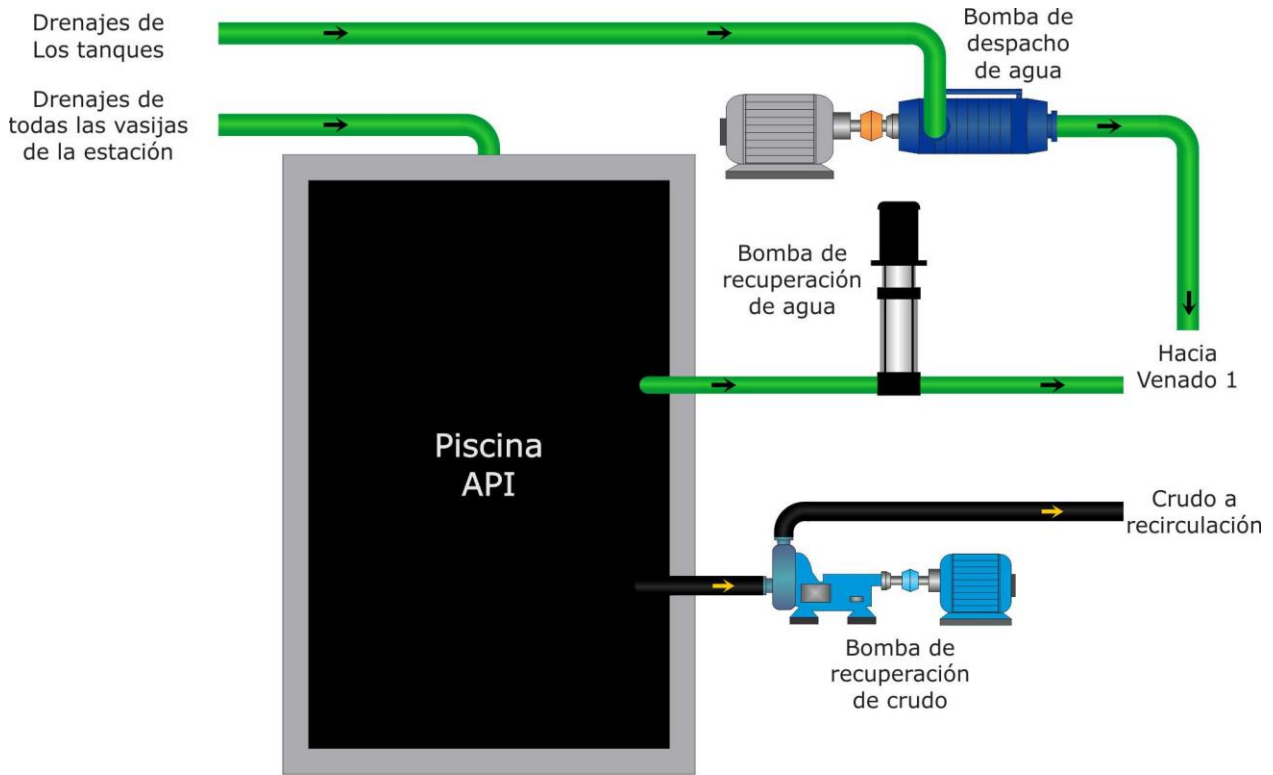


Ilustración 16. Proceso de manejo de aguas en Venado 2

6.2.4.1. RECOLECCIÓN Y DISPOSICIÓN DE AGUAS ACEITOSAS

Objetivo

Recibir el líquido y los sólidos remanentes en el fondo de las vasijas de la estación, cuando se realizan operaciones de drenaje, lavado o mantenimiento en general; facilitando además la recuperación de agua y crudo asociados los fluidos de drenaje.

Descripción

Las vasijas de la estación son drenadas de forma periódica como parte del proceso convencional de operación, adicionalmente se programan lavados internos de las vasijas y mantenimientos; estos procedimientos dan como resultado aguas contaminadas con trazas de aceite, condensados, y sustancias químicas tales como surfactantes, alcalinos y solventes.

Estas aguas denominadas aguas aceitosas se colectan hacia la piscina API, en donde su disposición final es posible.

6.2.4.2. DESPACHO DE AGUA

Objetivo

Drenar el agua de la piscina API hacia la estación Venado 1, bajo las condiciones operacionales seguras que mantengan la integridad de los ductos y bombas asociados a dicho proceso.

Descripción

El agua que se produce en la estación Venado 2, se decanta en los tanques de almacenamiento, de donde diariamente es drenada y despachada hacia la estación Venado 1, para este propósito se cuenta con una bomba centrífuga multietapas que suministra el caudal y presión suficientes para tal fin; una vez llega a la estación, se incorpora al proceso principal para su correspondiente tratamiento.

6.2.5. PROCESO CONTRAINCENDIOS

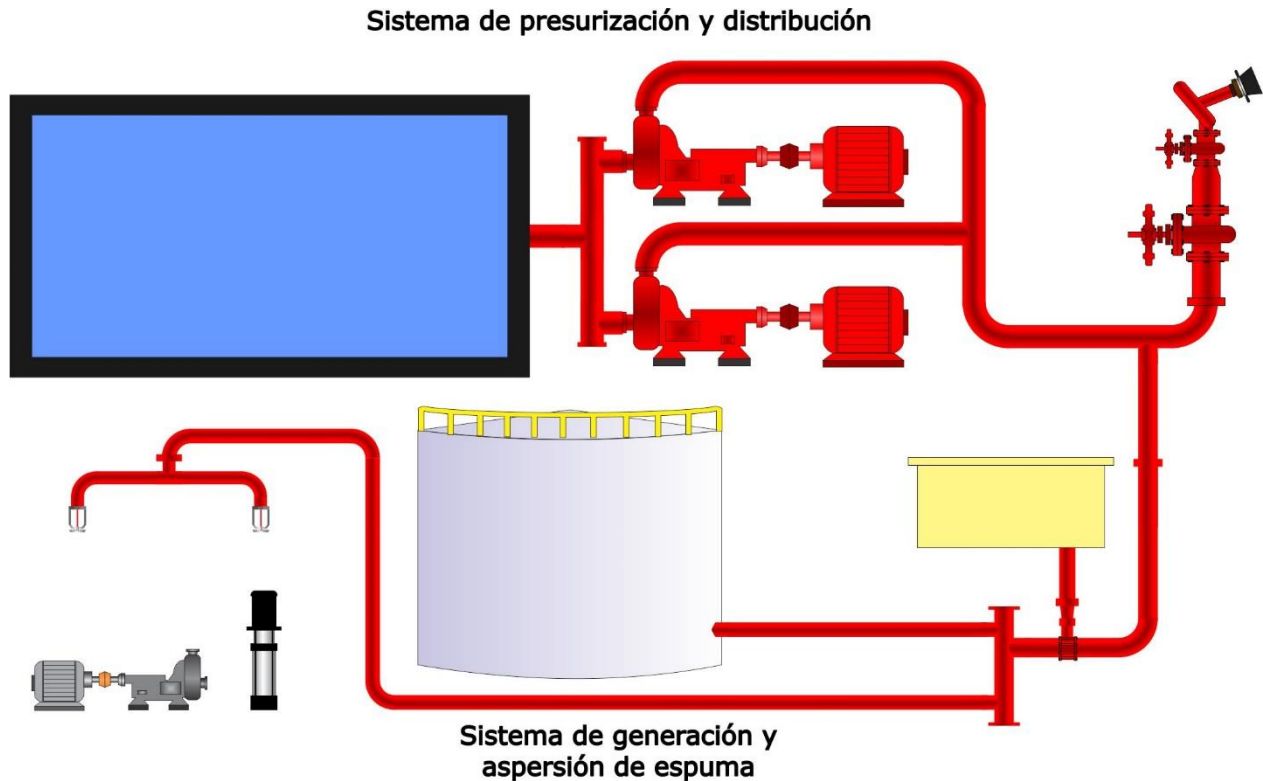


Ilustración 17. Proceso contraincendios en Venado 2

6.2.5.1. PRESURIZACIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Objetivo

Mantener el sistema contraincendios a una presión constante, garantizando además un caudal suficiente durante las maniobras que requieran su uso.

Descripción

El sistema de presurización succiona el agua dulce almacenada en la piscina contraincendios, gracias a las bombas del sistema; en primera instancia se encuentran las bombas sustentadoras que proveen presión para mantener el sistema en 150 PSI, si por algún motivo la presión cae de dicho valor, las bombas presurizadoras (Jockey) se encenderán para recuperar la presión, ellas sólo se apagan cuando la presión sea 150 psi.

En caso de una eventual emergencia y el consumo de agua sea mayor al ofrecido por las bombas Jockey, la bomba eléctrica principal arrancará cuando la presión llegue

a 100 libras entregando 750 gpm a una presión aproximada de 130 libras. Adicionalmente se cuenta con la bomba de motor Diésel la cual arrancará si la presión cae a 90 libras y suministra de igual manera 750 gpm a una presión aproximada de 130 libras.

Este conjunto de bombas suministra el agua para operación de los hidrantes monitores, la inyección de espuma en los tanques de almacenamiento y los aspersores del área de las bombas de despacho.

6.2.5.2. GENERACIÓN Y ASPERSION DE ESPUMA

Objetivo

Permitir la generación y bombeo de una mezcla agua-aire con un agente espumante para control de incendios con hidrocarburos, tanto para los tanques de almacenamiento, como para los aspersores de la caseta de bombas de despacho.

Descripción

Para la generación e inyección de espuma el sistema cuenta con dos bombas centrífugas que permiten el mezclado de agente espumante con la corriente de agua, para la formación de espuma en dicha corriente se cuenta con el Proporcionador de Espuma Balanceado por Presión (BPP por su sigla en inglés), que difumina el concentrado espumante en la corriente de agua, regulando el caudal de espumante de acuerdo con la presión a la que fluye el agua.

Al pasar por los HBPG se incorpora aire a la mezcla, generando la expansión de la espuma que luego va a los tanques de almacenamiento o a los aspersores de la caseta de bombas de despacho. Adicionalmente el sistema cuenta con dos líneas de lavado que permite de manera sencilla la limpieza del concentrado espumante que pudiera depositarse en las tuberías luego de la activación de las bombas, lo cual resulta de alta importancia para mantenimiento del sistema puesto que la mezcla Agua-Concentrado es altamente corrosiva.

CONCLUSIONES

- El manual generado para la estación Venado 1, abarca en su totalidad los procesos asociados a las facilidades de producción de la estación; incluso algunos procesos sin los cuales el funcionamiento de la estación no podría darse, ya sea por razones económicas o ambientales.
- El proceso de suministro de agua industrial en la estación Venado 1 no se incluyó, debido a su simplicidad y al hecho de que el personal de producción o mantenimiento interviene el mismo en casos aislados y esporádicos.
- Los equipos incluidos en las Islas de inyección de agua se describen en un menor detalle con respecto a otros, debido principalmente a que no se consideran parte de la estación Venado 1 ó 2, y la compañía operadora tomo la decisión de dejar su levantamiento para un proyecto independiente.
- Es pertinente la elaboración de documentos complementarios al manual de procesos; que tiendan a mejorar la capacidad de toma de decisiones por parte del personal que opera las estaciones del campo.
- Las socializaciones de los manuales de procesos para el personal de las dos estaciones del campo han sido y continuarán siendo fundamentales para que se cumpla su propósito.
- El código de colores estándar de la compañía operadora se encuentra en proceso de implementación; razón por la cual los manuales de procesos del campo deben ser actualizados cuando dicha implementación se lleve a cabo totalmente.
- Este trabajo permite a todos los trabajadores que intervienen en el funcionamiento y operación del campo Venado, la evaluación de su nivel de entrenamiento; incentivando el mejoramiento de las practicas operacionales.
- La interacción entre las dos estaciones del campo, las diversas líneas de flujo y los múltiples distribuidos por el campo dan una gran funcionalidad que garantiza opciones de operación muy diversas entre sí, lo cual representa una ventaja para la solución de problemas; aunque requiere un nivel de entrenamiento y experticia altos, entre quienes coordinan la operación del campo.

RECOMENDACIONES

Es fundamental culminar con el proceso de señalización de líneas, equipos y vasijas, puesto que el actual sistema se ve limitado en muchas ocasiones para describir de forma completa los procesos en cada área operativa.

El proceso contraincendios y el sistema de regeneración de trietilenglicol, requiere una especial supervisión y manejo de conocimientos, que deben ser objetivo fundamental para los programas de entrenamiento y reentrenamiento, tanto de la compañía operadora como sus contratistas.

El programa de mantenimiento preventivo, para toda la instrumentación del campo debe mantenerse y mejorarse, evitando así eventuales fallas de integridad.

El currículo del programa de Ingeniería de petróleos debe reforzar las asignaturas del área de gas y manejo de aguas, además de incluir asignaturas que mejoren las habilidades en el campo de la instrumentación, ya que los ejecutores de este proyecto consideran que tal conocimiento es clave para quienes se desempeñan en el área de producción.

BIBLIOGRAFÍA

American Petroleum Institute, Downstream Segment, Welded Steel Tanks for Oil Storage, 2001.

American Petroleum Institute, Api Recommended Practice, Cathodic Protection of Aboveground Petroleum Storage Tanks, 1997.

Ecopetrol S.A., Gerencia de producción y desarrollo, Coordinación los Pinos Manual de Operaciones de la Estación los Pinos, 2013.

Instrument Society of América, Information Handling Services, Instrumentation Symbols and identification, 2000.

Jayaprakash Saththasivam, Kavithaa Loganathan, Sarper Sarp, Qatar Environment and Energy Research Institute (QEERI), Hamad Bin Khalifa University, Qatar Foundation, Doha, Qatar, An overview of oil–water separation using gas flotation systems, 2015.

Pb. Internacional S.A., Sistema de Instrumentación General del campo Venado, 1998.

S.A. LTDA, Procedimiento, Operación y Mantenimiento para campo Venado, 2009.

ANEXOS

MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Tabla de contenido

1. OBJETIVO	3
2. GLOSARIO.....	3
3. CONDICIONES GENERALES	11
3.1 Alcance	11
3.2 Descripción general de la estación	12
3.3 Actividades rutinarias del operador de la estación	17
3.3.a. Turno de la mañana (de las 6:00 a las 14:00 horas)	17
3.3.b. Turno de la tarde (de las 14:00 a las 22:00 horas).	18
3.3.c. Turno de la noche (de las 22:00 a las 6:00 horas).	18
3.4 Mantenimiento de los equipos.....	18
4. DESARROLLO	19
4.1 Proceso de recolección y distribución	19
4.1.a. Sistema de múltiples.....	20
4.1.b. Sistema de trampas para raspadores	32
4.2 Proceso de tratamiento y almacenamiento	35
4.2.a. Sistema de inyección de químicos	36
4.2.b. Sistema de separación.....	39
4.2.c. Sistema de prueba	47
4.2.d. Sistema de calentamiento.....	56
4.2.e. Sistema de deshidratación	65
4.2.f. Sistema de almacenamiento y despacho.....	75
4.2.g. Sistema general de manejo de aguas aceitosas	89
4.2.h. Sistema de control y monitoreo remotoiError! Marcador no definido.
4.2.i. Sistemas auxiliares	102
4.2.i.1. Sistema de compresión y suministro de aire.....	102
4.2.i.2. Cargue y descargue con vehículos cisterna.....	106
4.3 Proceso de manejo del gas	110
4.3.a. Sistema de compresión	111
4.3.b. Sistema de deshidratación y entrega de gas.....	125
4.3.c. Sistema de regeneración de glicol	140
4.3.d. Sistema de gas de consumo	150



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

4.3.e.	Sistema de teas.....	167
4.4	Proceso de manejo de agua de producción	177
4.4.a.	Sistema de tratamiento y almacenamiento.....	178
4.4.b.	Sistema de inyección.....	200
4.5	Proceso contraincendios	204
4.5.a.	Sistema de presurización	205
4.5.b.	Sistema de producción de espuma	210
4.5.c.	Sistema de distribución	214
5.	ANEXOS	220
5.3	Información de las líneas y troncales del sistema de recolección	226
5.4	Capacidad de las vasijas de la estación	232
5.4.a.	Tablas de aforo.....	232
5.5	Hojas de seguridad de las sustancias químicas empleadas en la estación	237
5.5.a.	Hoja de seguridad del Trietilenglicol	237
5.6	Balance de gas	239
5.7	Balance de inyección de agua	241



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

1. OBJETIVO

Proporcionar al personal de la estación Venado 1 un manual de operaciones integral que permita conocer las distintas etapas que se llevan a cabo dentro de los procesos de recolección, tratamiento, almacenamiento, venta de crudo, aprovechamiento de gas e inyección de agua, para que se puedan operar en forma adecuada, contribuyendo así con la seguridad del personal y la integridad de los equipos.

2. GLOSARIO

Accidente: Es un acontecimiento no deseado, que da por resultado un daño físico, lesión a personas, daño a la propiedad o al medio ambiente y/o pérdidas en el proceso. Generalmente es la consecuencia de un contacto con la fuente de energía por encima de la capacidad límite del cuerpo o estructura.

Agua libre: Se refiere al contenido de agua de formación que tiene el crudo y que se separa por gravedad en los primeros cinco (5) minutos sin necesidad de tratarlo. Se mide en porcentaje (%).

Aislamiento: Suministrar un ambiente seguro, evitando que las personas, los equipos y las vasijas, entren en contacto con los peligros asociados a una actividad. El aislamiento puede ser de tipo eléctrico o de proceso.

ALARP: As Low As Reasonably Practicable; tan bajo como razonablemente sea práctico.

Altura de referencia: Es la distancia indicada en la tabla de aforo del tanque, desde el fondo del tanque hasta la marca o punto de referencia.

API (American Petroleum Institute): Instituto Americano del Petróleo de Estados Unidos de Norteamérica, encargado de estandarizar y normalizar bajo estrictas especificaciones de control de calidad, diferentes materiales y equipos para la industria petrolera.

ATS: Análisis de Trabajo Seguro; metodología de análisis de riesgos documentada mediante la cual las personas involucradas en una actividad se reúnen en la planeación de la misma para analizar la secuencia ordenada de pasos para su ejecución, identificando los peligros asociados, estableciendo las consecuencias de la liberación de los mismos, definiendo los controles requeridos y especificando el responsable por cada uno de éstos, con el propósito de lograr llevar el riesgo de ejecución a un nivel ALARP.

Barril (Bbl): Unidad corriente para la medida de líquidos en la industria petrolera. Contiene 42 galones a 60 °F.

BDP: Base de Datos Petrolera.

Bombas centrífugas: Son aquellas en que el fluido ingresa a ésta por el eje y sale siguiendo una trayectoria periférica por la tangente.

Bomba dosificadora: Bomba de pistón que por su tamaño pequeño puede manejar volúmenes de pocos galones por día. Se usa para añadir productos químicos en pequeñas cantidades dentro de un proceso.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Bombas quintuplex: son unidades de desplazamiento positivo que estructuralmente se componen de cinco pistones Reciprocantes, cuyo propósito es generar altas presiones para garantizar desplazamientos de grandes volúmenes de líquido, en trayectos largos.

Bombas reciprocantes: Son unidades de desplazamiento positivo que descargan una cantidad definida de líquido durante el movimiento del pistón o émbolo a través de la distancia de carrera.

Bombas de transferencia: Recibe este nombre toda bomba centrífuga, rotatoria o de pistón, que se usa para mover un líquido de un recipiente a otro a través de tuberías.

Borras: Mezcla de parafinas, sólidos y otros componentes del fluido producido por el yacimiento, que se floclula en las piscinas, tanques y demás vasijas, al separarse del líquido por decantación.

Bota de gas: Es el accesorio por el cual la emulsión que sale de los separadores generales, ingresa por la parte superior y choca contra una serie de platinas de impacto, que provocan la separación entre la fase líquida y gaseosa; el gas liberado, debido a su menor densidad asciende y sale por la parte superior de la bota, mientras que el líquido cae por gravedad y entra al gun barrel por la parte inferior.

Bloqueo: Instalación de un candado o barrera sobre un dispositivo fijo asociado con el equipo, evitando una activación inadvertida del peligro o alteración de la posición del equipo. Donde está instalado un sistema de enclavamiento mecánico es considerado una forma de bloqueo.

BS&W: Basic Sediments and Water; contenido de sedimentos y agua que tiene el crudo después de descontar el agua libre. Se mide en porcentaje (%).

By – pass: Se refiere a un tipo de conexión de tuberías y válvulas a modo de derivación, cuyo objeto es el de no interrumpir el flujo de un fluido que pasa a través de un equipo o accesorio cuando hay necesidad de repararlo o retirarlo del sitio para su revisión o reparación.

Caída de presión: Es la diferencia entre la presión de entrada y la presión de salida, que hace que el fluido se mueva a través de una tubería, accesorio o equipo.

Casi-accidente: Incidente sin consecuencias reales o con consecuencias potenciales.

Cavitación: Proceso ocurrido al interior de tuberías, accesorios y equipos, que consiste en la formación de microburbujas de gas o vapor dentro del líquido. Se puede detectar por vibraciones y golpeteo del fluido en la tubería de conducción; genera corrosión entre otros problemas operativos.

Cinta de medición: Usualmente es una cinta metálica (acero), graduada para medir el nivel de fluido en forma directa (a fondo) o indirecta (al vacío).

Condensados: Se refiere a los hidrocarburos más pesados del Gas Natural que por disminución de temperatura o elevación de presión pasa del estado gaseoso al estado líquido.

Contaminación ambiental: Daño, alteración del medio ambiente por sustancias o formas de energía puestas allí por la actividad humana o de la naturaleza, en cantidades, concentraciones o niveles capaces de interferir con el bienestar y la salud de las personas, atentar contra la flora y la fauna,



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

degradar la cantidad del medio ambiente o afectar los recursos de la Nación o de particulares (Ley 23 de 1973).

Corrosión: Indica el deterioro de una pieza o lámina metálica (generalmente de hierro o acero) por efecto de alguna sustancia corrosiva, por ejemplo: Sal, Soda Cáustica, Ácidos y otros.

Densidad API: Es una escala del INSTITUTO AMERICANO del PETRÓLEO, para medir la densidad del crudo. Se da en términos de grados API.

Dispositivos de alivio: Son accesorios usados para proteger las líneas (tuberías), vasijas o recipientes expuestos a sobrepresiones; este exceso de presión puede desfogarse a la atmósfera o descargarse en algún otro punto de presión más baja existente en el sistema. Entre estos sistemas se encuentran las válvulas de seguridad, de alivio o descarga.

Drenaje de tanques: Operación realizada para sacar del tanque el agua que se ha separado del crudo y que por ser más densa que éste se encuentra en el fondo. Esta operación se efectúa a través de una o más conexiones que poseen los tanques en su parte más baja, accionando la válvula instalada en esta conexión.

Dureza: Representa la concentración total de iones de calcio y magnesio expresada como CaCO_3 en mg/L y MgCO_3 en Mg/L.

Emulsión: Dispersión formada entre dos líquidos inmiscibles o poco miscibles, tales como crudo y agua, en donde gotas finas de uno permanecen suspendidas en el otro. El tamaño de estas gotas varía desde 0.00001 mm hasta glóbulos de varios milímetros de diámetro.

EPP: Elementos de Protección Personal; son dispositivos o prendas seleccionados para uso de los trabajadores, con el fin de prevenir lesiones o efectos adversos sobre su salud, por exposición a peligros en el lugar de trabajo.

Espuma: Una preparación de gas, químico y líquido proveniente de dos soluciones sometidas a agitación.

Filtros: Son equipos dotados de sistemas internos que permiten la retención de sólidos suspendidos.

Gravedad específica: Es definida como la relación entre la densidad de cualquier fluido y la densidad de otro fluido patrón. La densidad es simplemente el peso por unidad de volumen. El agua destilada pesa 1 g/ml a 4 °C. Así, una gravedad específica mayor de 1.0, indica que la muestra es más densa o más pesada que el agua destilada; en el caso de los gases, la densidad de referencia es la del aire cuya gravedad específica es 1.0.

Gun barrel: Recipiente (vasija) que cuenta con sistemas internos para la generación de turbulencia, que facilita la separación de las gotas de aceite y agua. Se crea un colchón de agua por debajo del cual entra la corriente, y el aceite separado asciende formando una película que fluye a la siguiente fase por rebose.

Impacto ambiental: Cualquier cambio en el medio ambiente, sea adverso o benéfico, total o parcial como resultado de las actividades, productos o servicios de una organización.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Incidente: Evento o cadena de eventos no planeados, no deseados y previsibles que generaron (accidente) o que, bajo circunstancias ligeramente diferentes, pudieron haber generado (casi-accidente): lesiones, enfermedades o muerte a las personas, daño a los bienes, al medio ambiente y/o a la imagen de la Empresa y/o la satisfacción del cliente.

Inmiscible: Se dice que dos líquidos son inmiscibles cuando no se mezclan el uno y el otro.

Intercooler: También conocido como Cooler, es un intercambiador térmico generalmente accionado por la circulación de aire generada por una hélice, retirando el calor del agua de refrigeración del motor; su uso permite mantener motores de combustión interna en condiciones térmicas de operación normal.

Interfase: Área de contacto entre dos o más líquidos de diferentes densidades almacenadas en un recipiente; por ejemplo, entre el agua y el crudo o el crudo y la emulsión, etc.

LACT: Es la sigla en inglés para "Sistema Automático de Control y Medición" (Lease Automatic Custody Transfer); es un conjunto de componentes y tuberías montados sobre un patín, diseñado para medir de manera precisa tanto la calidad como la cantidad de un hidrocarburo líquido el cual es comercialmente explotable. Esta medición será de gran utilidad para transferir de manera automática y precisa la custodia del petróleo; evitando además la transferencia de hidrocarburos de calidad inaceptable.

Lavado de crudo: Se refiere a la adición de agua fresca que se le hace al crudo durante su tratamiento para mejorar los resultados finales de calidad, (reduciendo la salinidad).

Lechos de secado: Son piscinas, generalmente de concreto impermeabilizadas, que se encuentran rellenas con un lecho filtrante de grava y arena uniformemente distribuidas con el objetivo de retener los sólidos separándolos del agua.

Múltiple: Es un punto de distribución de los fluidos, también conocido como *manifold*; está compuesto por tuberías, válvulas y accesorios, que permiten recibir y controlar adecuadamente la producción de los diferentes pozos que componen el campo petrolero.

Matriz de valoración de riesgos (RAM – Risk Assessment Matrix): Herramienta para la valoración cualitativa y cuantitativa de los riesgos, facilitando su clasificación para la gestión.

CCM: Cuarto o Centro de Control de Máquinas.

Medida a fondo: Es la distancia medida desde el fondo del tanque hasta el corte de la superficie del líquido con las cintas.

Medida a vacío: Es la medida tomada desde la superficie del líquido hasta la marca de referencia. La deducción de esta medida de la altura de referencia, dará la altura de líquido en el tanque.

Medidor: Es un dispositivo o aparato utilizado para determinar el valor o magnitud de una cantidad o una variable, las variables de interés son las que ayudan a definir o describir un proceso.

Medidor tipo coriólis: Este medidor consta de un dispositivo electrónico y un tubo en "U" colocado en la línea de líquido a la salida del Separador. Cuando, el fluido pasa a través del tubo, se genera una fuerza coriólis directamente proporcional a la masa de la rata de flujo del fluido, la magnitud de esta



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

fuerza y la frecuencia de oscilación del tubo, son enviadas mediante un transmisor al dispositivo electrónico que se encarga de calcular y proporcionar el volumen de fluido que ha pasado por el medidor.

MM&E: Ministerio de Minas y Energía.

Muestra: Es una porción extraída del total de volumen que no necesariamente contiene los componentes en la misma proporción que están presentes en el total del volumen a evaluar.

Muestra representativa: Es una muestra que representa una pequeña parte del volumen total del material (por ejemplo: el fluido contenido en los tanques) obtenida con una precisión igual o mejor que la precisión del método de laboratorio por el cual esta muestra ha sido analizada.

Nata de crudo: Se refiere a los residuos de crudo que puede arrastrar el agua de formación al ser drenada de algún recipiente y que por ser más liviano que el agua, sobrenada en ésta formando una película.

Oleoducto: Es el medio tubular por el cual las Estaciones de Bombeo envían el crudo a los diferentes centros de procesamiento.

Platina de orificio: Lámina metálica circular con o sin mango, con un orificio central de determinado diámetro y geometría, que se inserta en accesorios específicos sobre la tubería de descarga de gas del separador de prueba para medir el volumen de gas producido por cada pozo y en otros sitios donde se requiera medir gas o líquido.

PPM: Unidad de medida en partes por millón (ppm) ya sea en volumen o masa; que se emplea para especificar la concentración de una sustancia en un medio.

Permiso de trabajo: Autorización que un Emisor otorga a un Ejecutor para que un grupo de trabajadores asignados realice una actividad específica, con un alcance limitado, en un equipo o sistema definido, en una fecha y horas establecidas, y bajo unas condiciones previamente acordadas.

Presión atmosférica: Es la presión que ejerce la atmósfera sobre la superficie de la tierra y depende de la altura del sitio con respecto al nivel del mar.

Presión de descarga: Se refiere a la presión con que se expulsa un fluido de un equipo o tubería. Por ejemplo: de la salida de un separador, de una bomba, etc.

Presión de operación: Presión interna a la cual trabaja un equipo, accesorio o tubería, en un proceso determinado. Puede ser inferior pero nunca superior a la de trabajo especificada por el fabricante.

Presión de succión: Indica la presión de diseño necesaria de una bomba en su succión, para que ella trabaje eficientemente.

Presión de trabajo: Presión interna a que puede someterse un equipo, accesorio o tubería, sin que se corra el riesgo de falla o ruptura.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Punto de Referencia: Es una guía señalada por la tabla de calibración del tanque en el techo del mismo, la cual puede ser una marca o pestaña fija ubicada dentro de la escotilla de medición. Su finalidad es definir o determinar el punto de medición.

Purga: Es una conexión provista de un acoplamiento y de una válvula, situados en un lugar bajo de una tubería o de un recipiente. Se usa para muestreo, drenaje de agua, condensado o gas.

Rata de inyección: Hace referencia a la velocidad de inyección de la bomba, la cual tiene gran influencia en la cantidad de fluido inyectado por día.

Registrador de presiones: Este instrumento es complementario al medidor de platina de orificio; se encarga de registrar en una carta circular la presión diferencial, la presión estática y otras variables, por medio de las señales que envía el medidor; estas señales neumáticas son recibidas y transformadas por una serie de mecanismos, que accionan las plumillas de impresión. El medidor también es llamado *medidor barton* debido al nombre de uno de los fabricantes más conocidos.

Retención: Tiempo que permanece un volumen de líquido o gas dentro de un recipiente (separador, tanque, etc.), contando desde el momento en que entra, hasta cuando sale de él.

Riesgo: Producto de combinar la probabilidad de que un evento específico indeseado ocurra y la severidad de las consecuencias.

Rompedor de emulsión: Sustancias químicas que neutralizan el efecto de los agentes emulsificantes y son las que constituyen la base del tratamiento de crudos.

Salinidad: Contenido de sal como Cloruro de Sodio (NaCl, sal común), que contiene el crudo, medida generalmente en libras de sal por cada mil barriles de crudo o en partes por millón (ppm).

Scrubber (Depurador): Equipo (vasija) cuya función es extraer el contenido líquido en una corriente de gas, lo que se logra haciendo pasar la corriente por un camino tortuoso que disminuye su capacidad de arrastre, ocasionando condensación del líquido por contacto en las placas internas.

Separador (Bifásico): Equipo (vasija) en el cual el fluido pasa por varias etapas de dispersión, decantación y coalescencia, que ocasionan la separación de la fase gaseosa y la líquida. Para su operación se requiere de unas condiciones determinadas de presión, temperatura y nivel de fluido.

Separadores de prueba: Son separadores bifásicos o trifásicos, a los cuales llega únicamente el fluido de un pozo, con el fin de determinar sus características y cantidad de fluido producido. Cuenta con los accesorios y vasijas necesarios para realizar las pruebas: medidor de platina de orificio, registrador de presión y tanque Vertical entre otros, que permiten recolectar la información con la cual se calculan los datos, para su posterior análisis y registro.

Punto de ajuste (Setting Point): Es el valor establecido como punto de control para las variables que actúan en un proceso, por ejemplo si la temperatura en un tanque no debe superar los 100°F, ese valor será el punto de ajuste para el controlador de temperatura.

Sistema de control: Permite comparar el valor de la variable o condición (a controlar) con un valor deseado y toma una acción de corrección de acuerdo con la desviación existente sin que el operador intervenga en absoluto. Está compuesto por una unidad de medida, una unidad de control y un elemento final.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Skimmer: Es una piscina, generalmente de cemento impermeabilizado, cuyo propósito es recibir las aguas aceitosas drenadas en varios puntos del proceso; también es llamado *separador API*.

Skimming tank: Recipientes (vasijas) conocidos como tanques desnatadores, tanques Stage o tanques clarificadores, los cuales mediante un establecido tiempo de retención facilitan la separación gravitacional agua – aceite. La película de aceite se retira por rebose y el agua se drena.

Supervisorio: Es un sistema computarizado que permite monitorear y controlar los equipos e instrumentos sistematizados de la estación, a través de computadores que están conectados a unos controladores lógicos programables (PLC), encargados de convertir las señales de entrada y de salida, desde los instrumentos hacia los computadores y viceversa.

Tablas de aforo: Son las tablas que determinan el volumen de producto contenido en un tanque, en función de la altura del producto en el interior del mismo. En otras palabras, la tabla de aforo determina el volumen correspondiente para cada altura de contenido.

Tanque de almacenamiento: Recipiente (vasija) donde se almacena el fluido en la etapa final del proceso. De este recipiente se despacha la producción hacia el destino final.

Tarjeteo: Colocar una tarjeta de seguridad en el lugar del aislamiento para evitar el accionamiento involuntario o no controlado del sistema.

TEG: Trietilenglicol, empleado para el proceso de deshidratación, dado que diluye el agua sin diluir metano.

Trabajo en altura: Cualquier tarea que se deba realizar a cierta distancia de un nivel inferior. Se debe brindar protección contra caídas cuando se trabaje a una altura de 1.5 metros o más por encima de un nivel inferior. En los casos donde la altura sea menor, se deberán tomar de todos modos las debidas precauciones para evitar lesiones.

Tratamiento: Indica el proceso (químico, térmico, eléctrico, etc.) al que se somete el crudo con el fin último de reducir su contenido de Sal y BS&W, dejándolo en condiciones óptimas para su venta.

Tratamiento térmico: Proceso en el cual se calienta la emulsión crudo-agua con el fin de romper la misma, esto facilitado por el tratamiento químico previamente suministrado.

Tratamiento electrostático: Proceso que por medio de campos eléctricos logra debilitar las fuerzas repulsivas de las gotas de agua, ocasionando su cohesión y posterior separación por coalescencia.

Válvulas: Una válvula se puede definir como un aparato mecánico con el cual se puede iniciar, detener o regular la circulación (paso) de fluidos mediante una pieza movable que abre, cierra o restringe en forma parcial uno o más orificios o conductos.

Válvula de control: Regula el paso de fluidos con el propósito de mantener el caudal o la presión dentro de los valores normales de operación.

Válvula de bola: Estas válvulas tienen en su cuerpo una cavidad interna esférica que alberga un obturador en forma de esfera o bola. Son de ¼ de vuelta, en la cual la bola gira 90° de posición



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

abierta a cerrada, entre asientos elásticos que permiten en cierre hermético cuando la válvula se cierra al girar el servomotor exterior (palanca). En la posición de apertura total, la válvula equivale aproximadamente en tamaño a 75% del tamaño de la tubería. Se emplean principalmente para el control de caudal de fluidos turbios, o bien en fluidos con gran porcentaje de sólidos en suspensión.

Válvula cheque (Válvula de retención): Son válvulas de accionamiento automático, ya que funcionan sin controles externos. Su función esencial es permitir el paso del fluido en un sentido determinado; Mientras el fluido se mueve en el sentido correcto, la válvula de retención se mantiene abierta, pero cuando su velocidad o sentido de flujo cambia, la válvula de retención tiende a cerrarse evitando así el retroceso.

Válvula de compuerta: Estas válvulas consisten de un disco plano que se mueve verticalmente y perpendicular al movimiento del fluido a través de una manija exterior que acciona el vástago roscado acoplado a éste, mediante vueltas múltiples. Es utilizada para posiciones extremas, es decir, completamente abierta o completamente cerrada, ya que de ser así ofrecen la mínima resistencia al paso del fluido y así su caída de presión es muy pequeña, además se evita el deterioro de sus partes internas por erosión.

Válvula de macho (Tapón): Estas válvulas son de apertura - cierre a 1/4 de vuelta, en la que un macho cilíndrico o cónico que tiene un agujero en el centro, se mueve de la posición cerrada a abierta mediante un giro de 90°, conectando los extremos de entrada y salida de la válvula y permitiendo un flujo lineal. Es utilizada al igual que la válvula de compuerta para servicios de corte sin estrangulamiento, es decir, completamente abierta o completamente cerrada.

Válvula de mariposa: Estas válvulas son de ¼ de vuelta que controlan la circulación por medio de un disco circular, con el eje de su orificio en ángulos rectos en el sentido del flujo. Son recomendadas y usadas especialmente en servicios donde el fluido contiene gran cantidad de sólidos en suspensión, ya que por su forma, es difícil que éstos se acumulen en su interior entorpeciendo su funcionamiento. También son utilizadas para el servicio de corte y estrangulamiento cuando se manejan grandes volúmenes de gases y líquidos a presiones relativamente bajas.

Válvula de seguridad: Es un accesorio que sirve para proteger un equipo o una instalación que genera o almacena presión interna, de cualquier exceso de presión por encima de la de operación, ya que ella alivia este exceso descargándolo automáticamente.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

3. CONDICIONES GENERALES

3.1 Alcance

El manual incluirá la descripción de las distintas etapas que intervienen en los procesos de recolección, tratamiento, almacenamiento, venta de crudo, aprovechamiento del gas e inyección de agua, así como también los procedimientos autorizados, aplicables a las operaciones que se realizan en cada uno de éstos, contribuyendo al cumplimiento de los estándares de calidad en pro de la seguridad y salud de los empleados, el cuidado del medio ambiente, el beneficio social, la vida útil de los equipos y la eficiencia de las operaciones; en él se incluyen todos los procesos asociados a la producción de la estación que se describen a continuación:

Proceso recolección y distribución, integrado por los sistemas de:

- Múltiples.
- Trampas para raspadores.

Proceso de tratamiento y almacenamiento, integrado por los sistemas de:

- Inyección de químicos.
- Separación.
- Prueba.
- Tratamiento.
- Deshidratación.
- Almacenamiento y despacho.
- Manejo de aguas aceitosas.
- Control y monitoreo remoto.
- Auxiliares.
 - Compresión y suministro de aire.
 - Recepción y descargue con vehículos cisterna.

Proceso de manejo del gas, integrado por los sistemas de:

- Compresión.
- Deshidratación y entrega.
- Regeneración de glicol.
- Gas de consumo.
- Teas.

Proceso de manejo de aguas, integrado por los sistemas de:

- Tratamiento y almacenamiento.
- Inyección.

Proceso Contraincendios, integrado por los sistemas de:

- Presurización.
- Producción de espuma.
- Distribución.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

3.2 Descripción general de la estación

Fotografía 1. Vista general de la estación VENADO 1



La estación VENADO 1 recibe los fluidos de producción de 44 pozos con el fin de separar el gas y el agua del crudo, para dejarlo con las especificaciones establecidas por el Ministerio de Minas y Energía (BS&W menor o igual a 0.5 % y un contenido de sal menor a 20 lb /1000 Bbls), recibiendo adicionalmente la producción de la estación 2 que sumada a la propia, se bombea al Oleoducto.

Para iniciar el proceso, la estación cuenta con un múltiple general que recibe los fluidos de los pozos y troncales pertenecientes al campo distribuyéndolos hacia cuatro separadores bifásicos; de los cuales dos reciben la producción general de los pozos mientras que los dos restantes son separadores de menor volumen que reciben la producción de los pozos que se encuentran en proceso de prueba.

La emulsión agua-crudo proveniente de los separadores de prueba se dirige hacia los tanques de prueba correspondientes (TK-350-1/2), en tanto a la emulsión proveniente de los separadores generales se le incorpora el agua aceitosa bombeada por la estación VENADO 2 formando así una sola corriente que ingresa al calentador designado, en donde se incrementa la temperatura de los fluidos, que más tarde ingresan en el gun barrel (GB-65-001 o TK-301-A), este equipo efectúa el proceso de deshidratación de todo el crudo colectado. Allí el crudo sale por rebose con las especificaciones establecidas hacia los tanques de almacenamiento (TK-325 o TK-326) que también reciben el crudo producido por la estación 2, finalmente es bombeado mediante las bombas de transferencia de crudo hacia el Oleoducto.

En el gun barrel el agua libre y parte del agua emulsionada en el crudo es separada, a su salida se le añade el agente clarificador y luego se conduce al skimming tank (TK-65-003), equipo en el que el agua reposa y se da inicio al proceso de separación de las partículas de aceite y sólidos asociados a la



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

misma; de allí es conducido al filtro de cáscara de nuez (Filtro Wemko) en donde un lecho granulado retiene los sólidos y trazas de grasa que no se separó en el skimming tank. Posteriormente el agua fluye hacia el tanque de agua clarificada (TK-65-004) que la almacena y dispone por medio de las bombas centrífugas (P-65-004 A/B) hacia los tanques pulmón ubicados en las islas 9 y G, en dichas islas se bombea el agua hacia las plantas de inyección (PIA's) distribuidas por el campo y los correspondientes pozos que la inyectan en el yacimiento.

El gas derivado del proceso llevado a cabo en los separadores, sale por una línea a la cual se incluye el gas producido por el pozo Chaparro, luego ingresa al scrubber general donde se atrapan y remueven los condensados, impurezas y arrastres de crudo. La corriente de gas que sale de dicho equipo se reparte en dos líneas, una de ellas va directamente a los compresores de gas lift, la otra se conecta a los scrubbers de consumo que mejoran el proceso de limpieza del fluido; la línea de gas de consumo alimenta los tres motores (Waukesha) con sus correspondientes generadores eléctricos, alimenta también el pirotubo del calentador para tratamiento térmico y un remanente se incorpora también a los compresores de gas lift.

El gas comprimido se emplea para dos fines, una parte va por la línea de gas de inyección para reincorporarse al yacimiento por los pozos inyectoros, la segunda línea lleva el gas a la planta deshidratadora que funciona con una torre cuyo contenido de TEG retira el vapor de agua, logrando un gas a condiciones mínimas de humedad que se destina en parte al centro de generación eléctrica de la estación LOS PINOS, no obstante el gas procesado en la planta deshidratadora alimenta el consumo de las bombas de inyección de agua y se distribuye además a los pozos que cuentan con sistema de levantamiento por gas lift, este gas recircula de manera continua en el sistema general del campo al retornar al múltiple de la estación junto con las corrientes de producción de los pozos mencionados.

Para el proceso de liquidación, el crudo proveniente del campo VENADO se está entregando a la estación LOS PINOS, en donde se encuentra la unidad LACT que realiza las mediciones correspondientes a las propiedades y cantidades de la producción transferida.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

Para llevar a cabo las operaciones básicas de la estación, se cuenta con los siguientes equipos:

- Dos (2) Separadores bifásicos horizontales (V-301 y V-302)
- Dos (2) Separadores bifásicos horizontales de Prueba (V-303 y V-304)
- Dos (2) Calentador (H-65-001 y V-308)
- Dos (2) Gun barrel (TK-301-A Y TK-6500-1)
- Dos (2) Botas de gas (V-65-001 y V-301-A)
- Dos (2) Bombas de transferencia de los anillos de los gun barrels (P-65-001 A/B)
- Dos (2) Tanques de Prueba (TK-350-1 y TK-350-2)
- Un (1) Tanque horizontal (TK-250-2)
- Un (1) Tanque clarificador (TK-65-003)
- Dos (2) Tanques de venta (TK-325 y TK-326)
- Un (1) Tanque de agua clarificada (TK-65-004)
- Dos (2) Tanques de cabeza para inyección de agua (Isla G e Isla 9)
- Un (1) Scrubber general (V-104)
- Dos (3) Scrubbers de gas combustible (V-214 y V-113)
- Dos (2) Scrubbers para las teas de alta y de baja presión (Uno para cada Tea)
- Dos (2) Bombas booster para carga de las bombas quintuplex
- Dos (2) Bombas quintuplex (Wheatley Gasso) de transferencia de crudo
- Dos (2) Bombas de transferencia de agua al filtro de cáscara de nuez (P-65-003-1/2)
- Dos (2) Bombas de transferencia de agua clarificada (P-65-004 1/2)
- Seis (6) Bombas booster de transferencia para inyección de agua (Tres en cada isla)
- Dos (2) Bombas horizontales centrífugas multietapas para inyección (Una en cada isla)
- Un (1) Filtro de cáscara de nuez (F-65-001)
- Un (1) Decantador vertical (DC-65-005)
- Un (1) Lecho de secado
- Una (1) Piscina API
- Una (1) Piscina de oxidación
- Cuatro (4) Compresores de gas de tres etapas (C1, C2, C3 y C5)
- Tres (3) Conjuntos motor-generador para suministro eléctrico (G-1/2/3))
- Una (1) Torre contactora de glicol
- Un (1) Intercambiador térmico gas-gas
- Un (1) Rehervidor de glicol
- Un (1) Separador de liberación instantánea
- Dos (2) Bombas de glicol (Kimray)
- Un (1) Scrubber de descarga



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Como practica implementada, se realizan las rondas estructuradas, que consisten en una lista organizada (en secuencia y frecuencia) de tareas de campo que deben ejecutarse para garantizar el correcto desempeño de la batería y cuya ejecución está a cargo de los operadores mediante la captura en campo con la computadora de bolsillo conocida como "Pocket". Se considera un procedimiento clave por ser la forma sistematizada de realizar las tareas diarias, correspondientes a cada turno, con enfoque centrado en la confiabilidad e integridad de la unidad.

Fotografía 2. Computadora de bolsillo





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

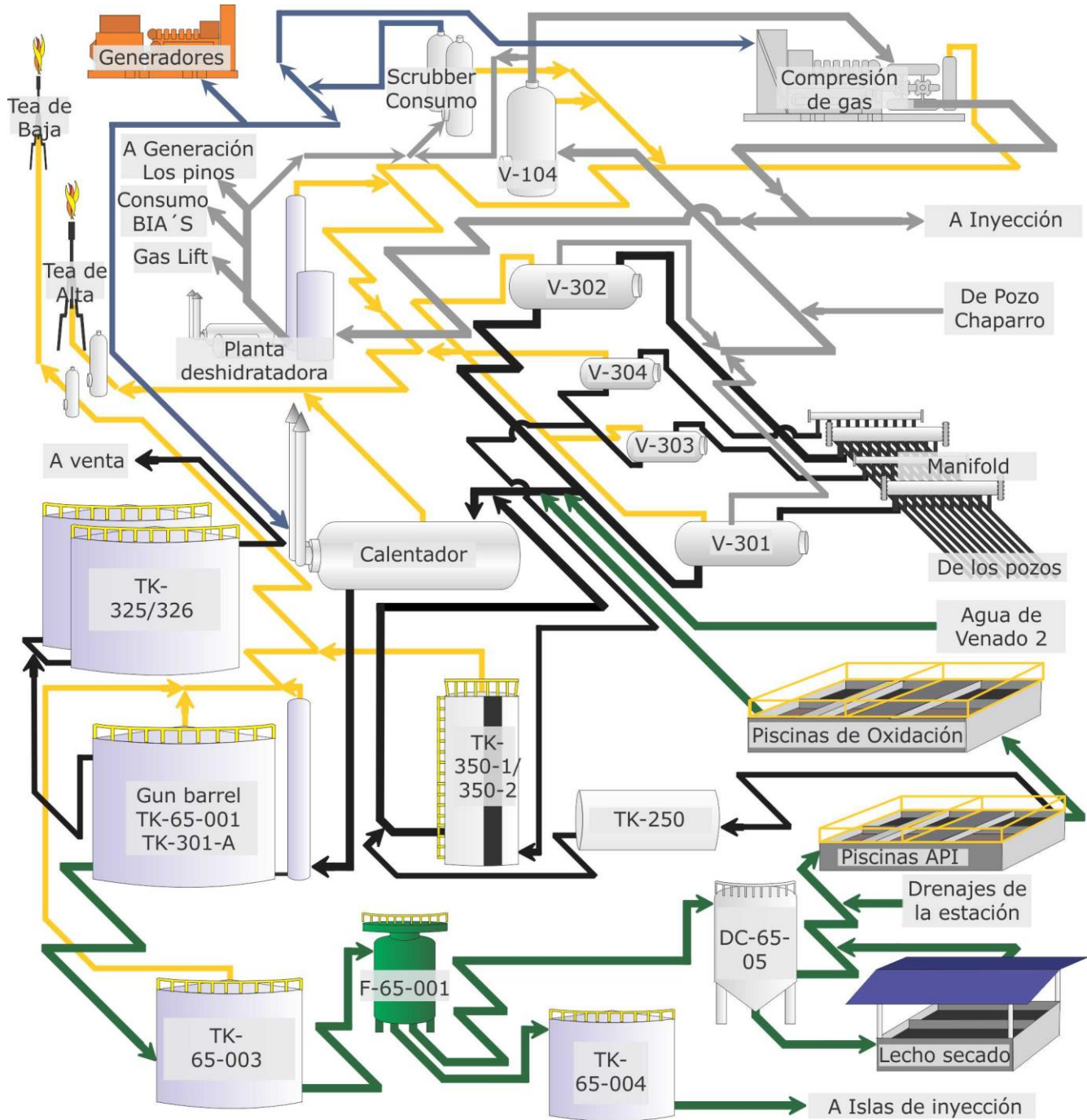
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Figura 1. Procesos de la estación Venado 1





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

3.3 Actividades rutinarias del operador de la estación

Las actividades que debe hacer a diario el operador de la estación VENADO 1, independientemente del turno, son:

- Recibir turno e informarse de las novedades ocurridas durante el turno anterior.
- Revisar el funcionamiento de la batería a través del supervisor; niveles de vasijas, estado de válvulas (manual o automático), puntos de ajuste, etc.
- Verificar el bombeo de crudo a la estación LOS PINOS.
- Autorizar y verificar la recepción de crudo y agua de la estación VENADO 2.
- Verificar el flujo de gas hacia el centro de generación de la estación LOS PINOS.
- Revisar las alarmas de los pozos parados y coordinar con el recorridor de campo su revisión.
- Verificar el funcionamiento de las bombas de inyección de agua y las bombas de recirculación.
- Verificar el funcionamiento de la planta deshidratadora de gas.
- Realizar un recorrido por la batería, para:
 - Verificar la interfase del gun barrel que se encuentre operando.
 - Verificar el estado de las diferentes válvulas manuales.
 - Revisar los separadores de prueba, separadores generales y condiciones de los mismos.
 - Revisar las bombas de inyección de química, el stock y su funcionamiento.
 - Drenar los scrubbers general y auxiliares.
 - Revisar el CCM, observando las condiciones de operación de los equipos.
 - Revisar las bombas booster, purgándolas en caso de ser necesario.
 - Verificar el funcionamiento de las bombas de transferencia de crudo.
 - Revisar el calentador y condiciones del mismo.
 - Revisar la operación de los motores-generadores.
 - Revisar el funcionamiento de los compresores de gas.
 - Verificar la operación de la tea.

3.3.a. Turno de la mañana (de las 6:00 a las 14:00 horas)

- Revisar los reportes de producción del sistema AVM.
- Ingresar al sistema los reportes de laboratorio realizados a las muestras de campo y de tanques.
- Ajustar reportes y balance de producción para enviarlos al supervisor de producción y personal.
- Solicitar las muestras de los pozos al recorridor.
- Cumplir con la programación de pozos a prueba.
- Abrir y cerrar los permisos de trabajo, verificando las actividades que se desarrollarán en el sitio.
- Verificar las actividades diarias del personal de la cuadrilla de producción en el área.
- Realizar perfiles al gun barrel que se encuentre operando.
- Coordinar con el personal de la estación LOS PINOS, para cumplir con la programación de bombeo.
- Coordinar con el auxiliar de operaciones el recibo de fluidos de la estación VENADO 2.
- Realizar los respectivos análisis de BSW a las muestras de pozos.
- Actualizar los archivos de control de producción.
- Suministrar la información requerida.
- Actualizar el libro de minuta para actividades menores.
- Realizar la ronda estructurada y actualizar la información en el sistema REVO.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

3.3.b. Turno de la tarde (de las 14:00 a las 22:00 horas).

- Solicitar las muestras de los pozos al Recorredor.
- Cumplir con la programación de pozos a prueba.
- Verificar las actividades que se estén realizando en el área.
- Revisar los permisos de trabajo en sitio y según sea el caso, abrirlos o cerrarlos.
- Coordinar con el personal de VENADO 1, para cumplir con la programación de recibo.
- Coordinar con el auxiliar de operaciones el recibo de fluidos de estación 2.
- Realizar los análisis de BSW a las muestras de los pozos.
- Actualizar los archivos de control de producción.
- Suministrar la información requerida.
- Realizar la ronda estructurada y actualizar la información en el sistema REVO.

3.3.c. Turno de la noche (de las 22:00 a las 6:00 horas).

- Tomar los datos de los medidores de gas, para introducirlos en el AVM.
- Tomar las muestras para la realización del perfil del gun barrel que se encuentre operando.
- Tomar las muestras para liquidación de los tanques.
- Coordinar con el personal de la estación LOS PINOS, para cumplir con la programación de bombeo.
- Realizar el bombeo de crudo hacia la estación LOS PINOS.
- Monitorear el proceso de recibo de crudo en la estación LACT en LOS PINOS.
- Realizar el cambio de las cartas de 24 horas en los registradores de la Presión del oleoducto y gas de los anulares.
- Liquidar la producción del campo (AVM).
- Coordinar con el operador de inyección de agua la liquidación del agua inyectada.
- Cumplir con la programación de pozos a prueba.
- Actualizar los archivos de control de producción.
- Realizar la ronda estructurada y actualizar la información en el sistema REVO.
- Suministrar la información requerida.
- Realizar el cambio de recibo de crudo en los tanques de fiscalización.

3.4 Mantenimiento de los equipos

Contribuir con el mantenimiento y buen funcionamiento de los equipos utilizados en cada una de las actividades realizadas en la estación, son también responsabilidad del operador; por esto es importante inspeccionar cada elemento que hace parte de la misma; para detectar a tiempo cualquier anomalía y así evitar daños mayores o reparaciones costosas. Las irregularidades frecuentes, que se podrían detectar son:

- Líneas obstruidas que impiden el flujo normal del fluido.
- Punto de corrosión externa que debilitan el material.
- Válvulas, motores y/o Bombas que requieran reparación o cambio, de acuerdo a su estado mecánico.
- Equipos de medición estática descalibrados, que necesiten ser sustituidos o enviados a calibrar.
- Ruidos y vibraciones anormales que indican mal funcionamiento de los equipos.
- Fugas o pérdidas de fluido en líneas, equipos o accesorios.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

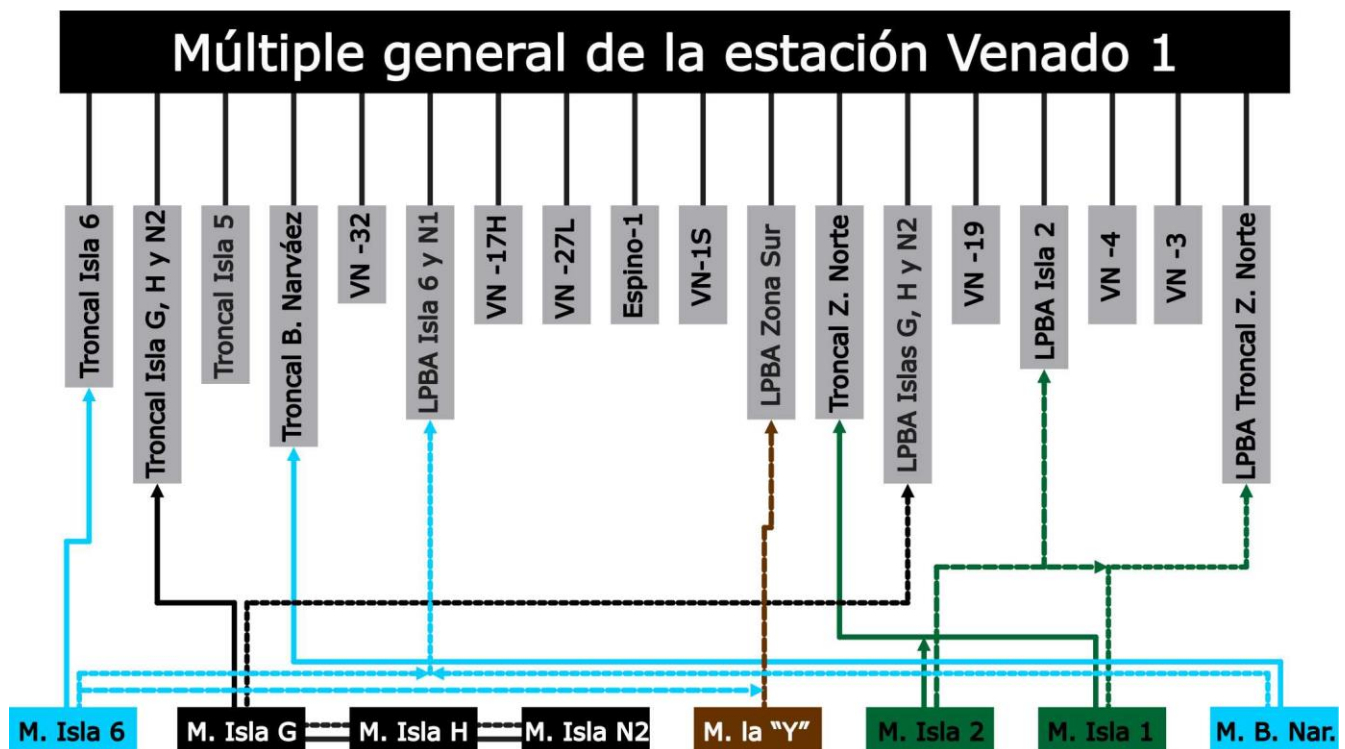
3.5 Normas de seguridad

- Utilizar los EPP de uso obligatorio.
- No hacer trabajos sin antes diligenciar el permiso de trabajo, Versión actual.
- Mantener en orden y limpieza las herramientas, equipos e instalaciones.
- No manipular instrumentos de los cuales no se tenga un buen conocimiento, preferiblemente solicitar ayuda del instrumentista.
- En caso de hacer trabajos con químicos, conocer y tener a la mano las fichas de seguridad de los químicos utilizados.
- Cumplir con las reglas fundamentales de seguridad establecidas.
- Aislar y bloquear equipos o líneas en proceso de mantenimiento.

4. DESARROLLO

4.1 Proceso de recolección y distribución

Figura 2. Distribución de los múltiples de recolección





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

4.1.a. Sistema de múltiples

Fotografía 3. Múltiple de la estación



Objetivo

Recibir los fluidos provenientes de los pozos productores del campo para encausarlos hacia los respectivos separadores.

Descripción

El sistema de recolección está estructurado a partir de ocho múltiples satélites distribuidos por el campo de manera estratégica con el fin de agrupar las líneas provenientes de las islas en líneas troncales o líneas de prueba que a su vez colectan los fluidos producidos por los pozos.

Cada pozo produce a través de una línea individual denominada línea de flujo o de producción, hasta los múltiples externos (satélites) que agrupan los fluidos de cada pozo en líneas troncales que finalmente llegan al múltiple general que se localiza en la estación VENADO 1, el cual reparte la producción a los cuatro colectores para dar funcionalidad a la operación de la estación.

Para la recepción de los fluidos producidos por los pozos del campo VENADO se cuenta con:

Un (1) múltiple general, recibe la producción de los pozos que ingresan a la estación VENADO 1 mediante líneas (flautas) de llegada individuales (VN-32/17H/27L/1S/4/3/19 y Espino1), troncales (Islas 6/G/H/N2/Base Narváez/5) y ,líneas de prueba (Zona Norte/Sur, Islas 6/G/H/ N2/Base Narváez/N1), que se conectan a los colectores dirigiendo los fluidos al separador deseado.

En la entrada de cada una de estas flautas se encuentra para el cierre manual de la línea una válvula de bola para líneas de 3" pulgadas y de tapón para aquellas de 6" u 8", un manómetro, dos toma



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

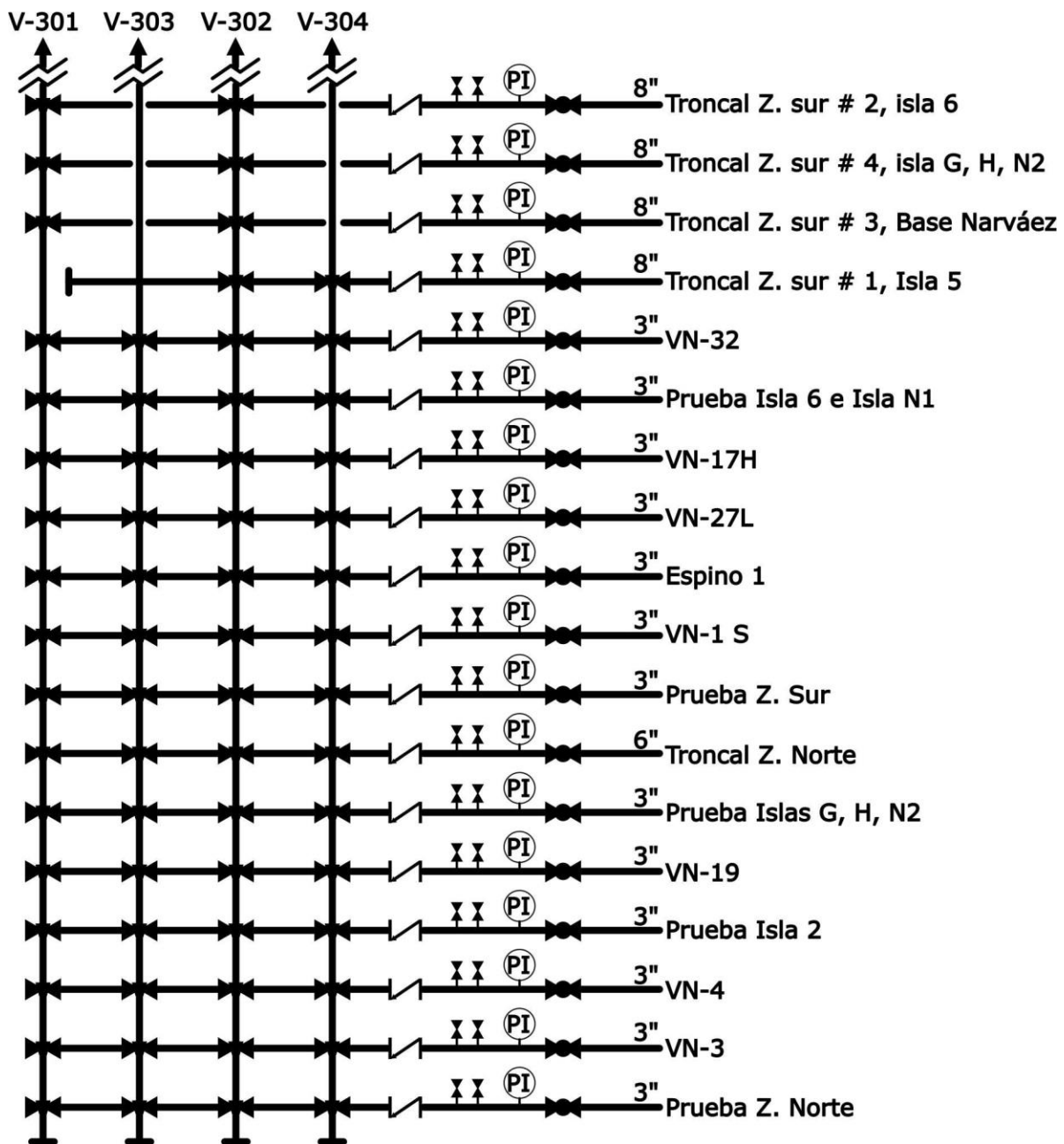
MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

muestras y una válvula cheque para evitar el contra-flujo. De igual forma en la unión de las flautas con cada uno de los colectores existentes (4) hay una válvula de tapón para dirigir el fluido hacia el colector indicado y en la salida de cada uno de éstos, una boquilla para el sistema de inyección de químicos.

Figura 3. Múltiple general





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

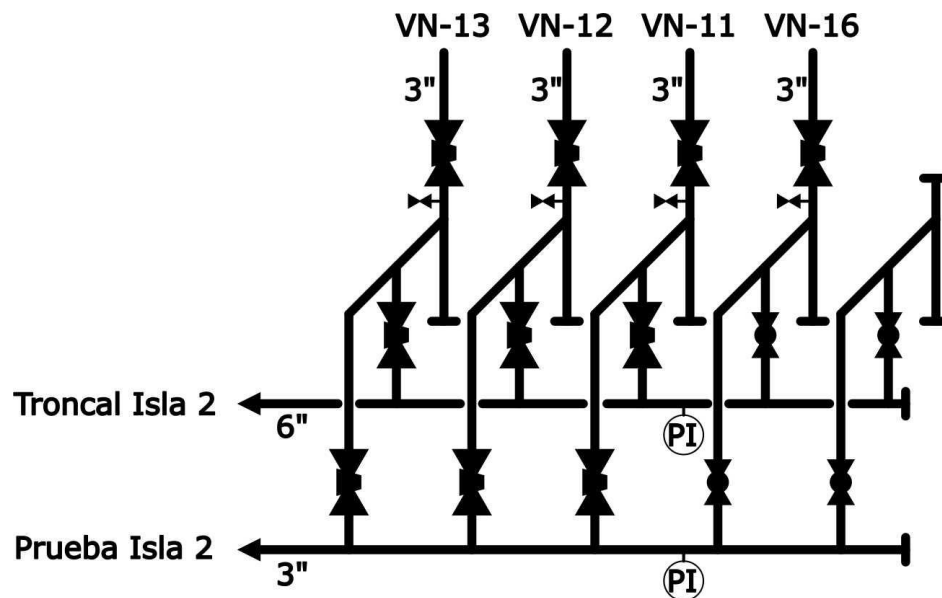
MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- **Ocho (8) múltiples externos**, que reciben y distribuyen las líneas de producción y prueba de los pozos que se encuentran en las islas; agrupando los fluidos en las líneas troncales que llegan a la estación.
 - Múltiple Isla 2, Recibe los fluidos de los pozos VN - 16, 11, 12 y 13, colectando sus fluidos en la línea Troncal Isla 2 que se une a la línea Troncal Zona Norte que llega al múltiple general.

Figura 4. Múltiple Isla 2





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

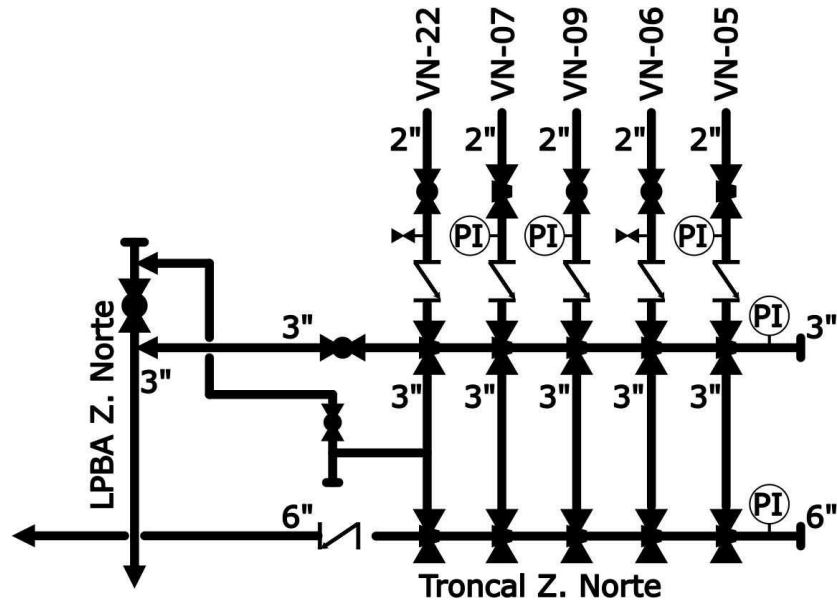
MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- Múltiple Isla 1, Recibe los fluidos de los pozos VN - 05, 06, 09, 07 y 22, colectando sus fluidos en la línea Troncal Zona Norte que se une a la línea colectora del múltiple de Isla 2 llegando así al múltiple general, al igual que la línea LPBA Zona Norte que puede coleccionar además de los pozos propios, la línea de prueba de Isla 2.

Figura 5. Múltiple Isla 1





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

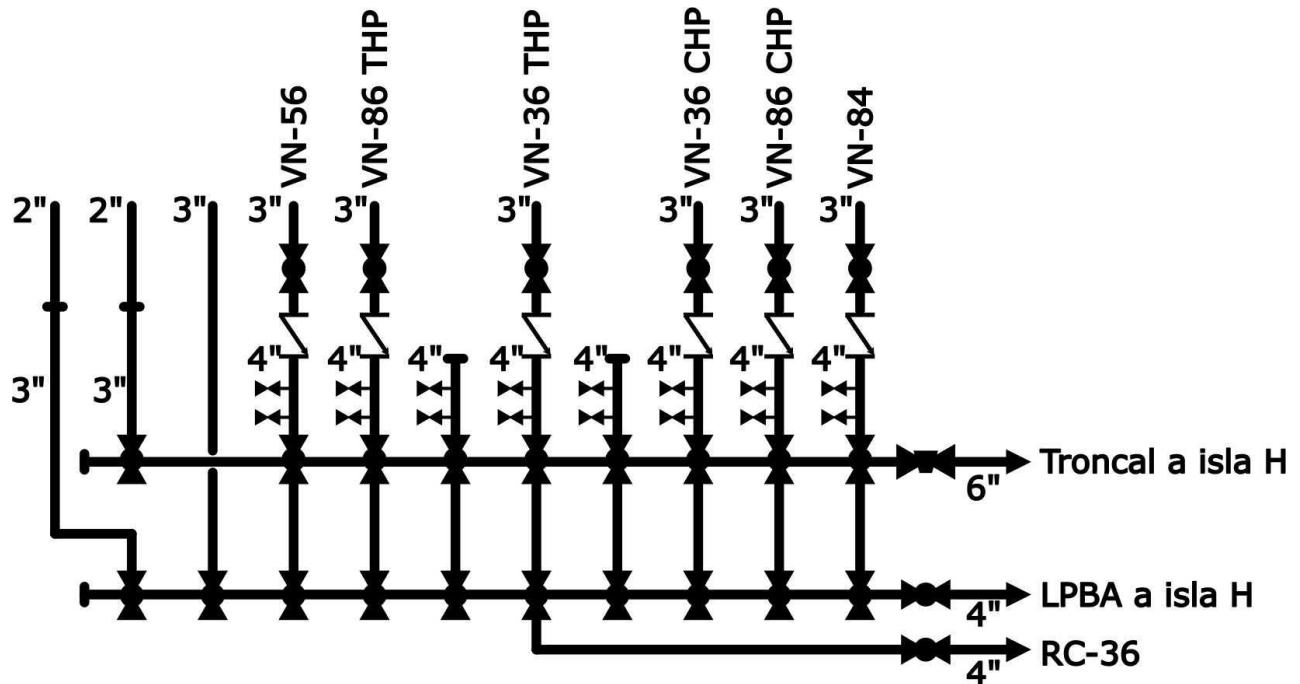
MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- Múltiple de la Isla N2, Recibe los fluidos de los pozos VN - 84, 86 CHP, 36 CHP, 36 THP, 86 THP y 56, colectando sus fluidos en la línea Troncal Isla N2 que se une a la Línea Troncal G, H, N2 que llega al múltiple general; su línea de prueba de manera similar se une a la línea troncal de prueba LPBA G, H, N2.

Figura 6. Múltiple Isla N2





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

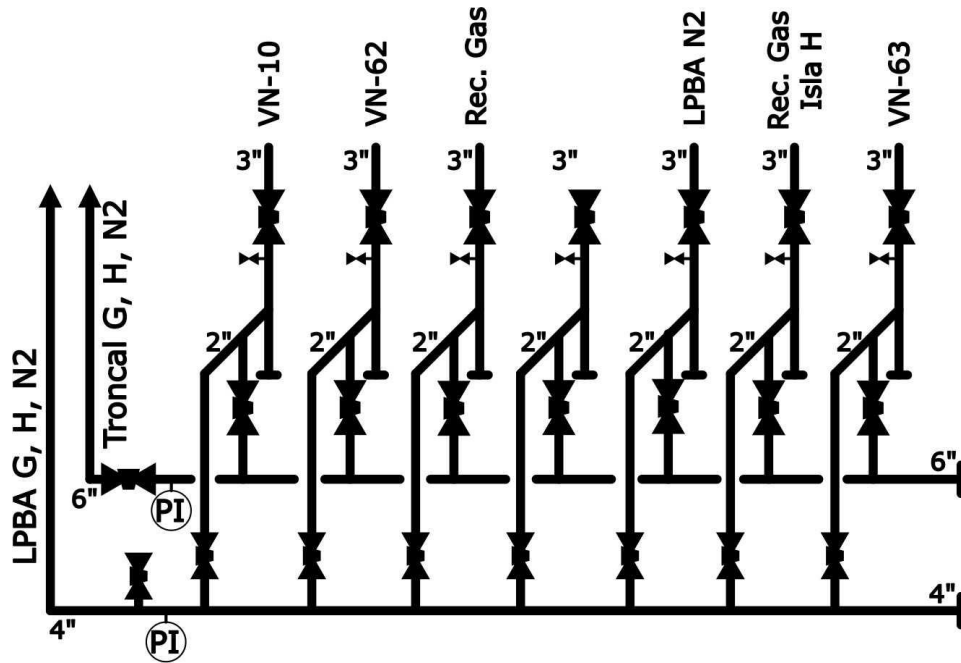
MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- Múltiple de la Isla H, Recibe los fluidos de los pozos VN-63, 62 y 10, dos líneas de recirculación de gas y la línea de prueba de la isla N2, su colector hace parte de la troncal G, H, N2 y su línea de prueba hace parte de la línea de Prueba G, H, N2.

Figura 7. Múltiple Isla H





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

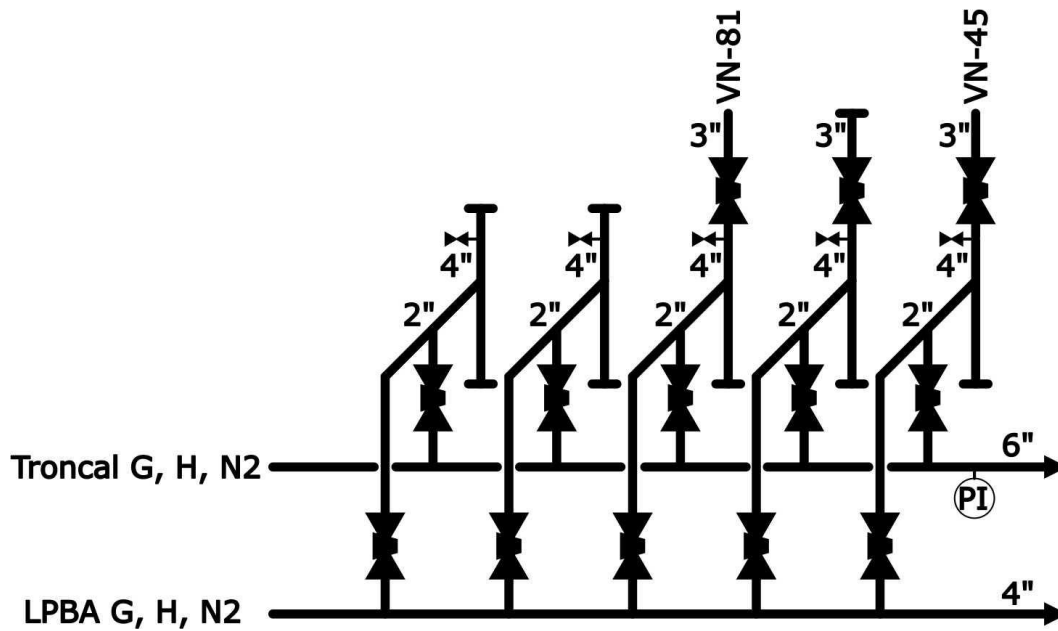
MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- Múltiple de la Isla G, Recibe los fluidos de los pozos VN-45 y 81, colectando sus fluidos en la línea Troncal G, H, N2 que llega al múltiple general; su línea de prueba corresponde a la línea LPBA G, H, N2.

Figura 8. Múltiple Isla G





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

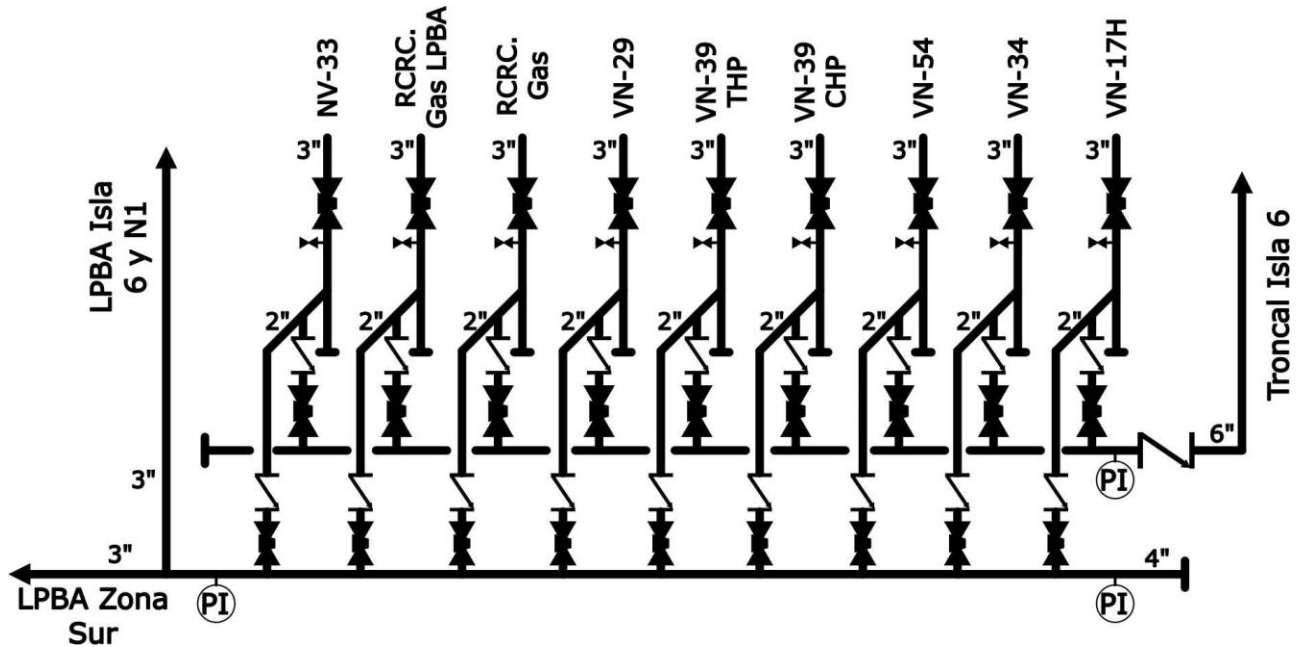
MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- Múltiple de la Isla 6, Recibe los fluidos de los pozos VN - 17H, 34, 54- 39 CHP, 39 THP, 29 y 33, además a él ingresan dos líneas de recirculación de gas que facilitan el flujo por las troncales. Los fluidos del colector principal se destinan a la estación por la Troncal Isla 6 al múltiple general; la línea de prueba permite la opción de enviar sus fluidos por la Línea de prueba "Zona Sur" o por la línea de prueba "Isla 6 y N1".

Figura 9. Múltiple Isla 6





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

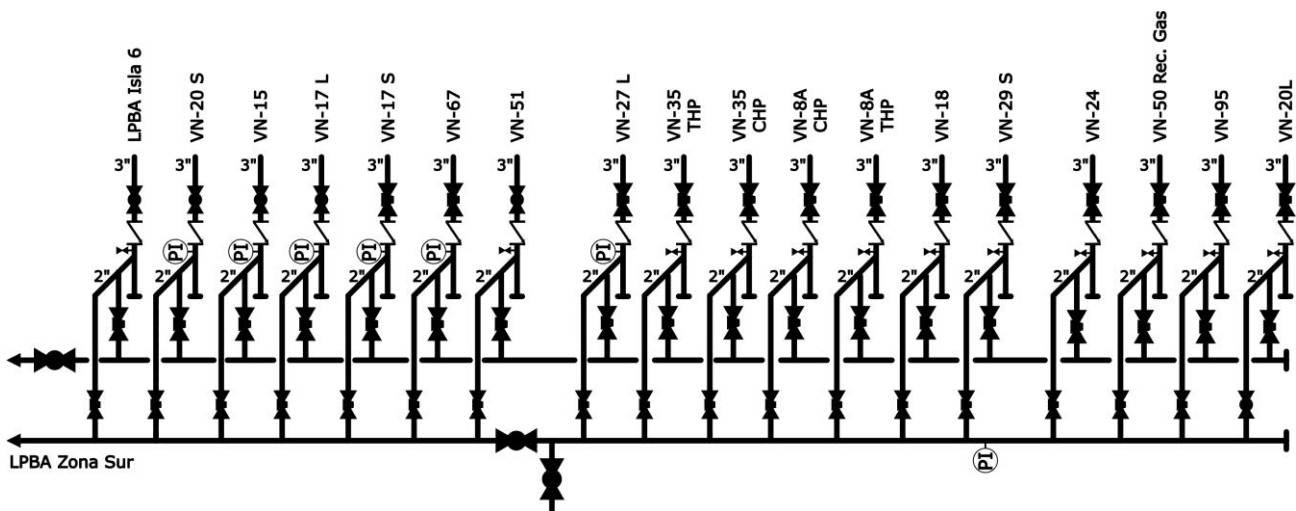
Versión:
1

- Múltiple de la Ye, Recibe los fluidos de los pozos pertenecientes a las islas 5, 6 y F, colectando sus fluidos en la línea Troncal Zona Sur que llega al múltiple general; de la misma manera sus líneas de prueba se colectan en la línea LPBA Zona Sur.

Fotografía 4. Múltiple de la Ye



Figura 10. Múltiple de la Ye





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

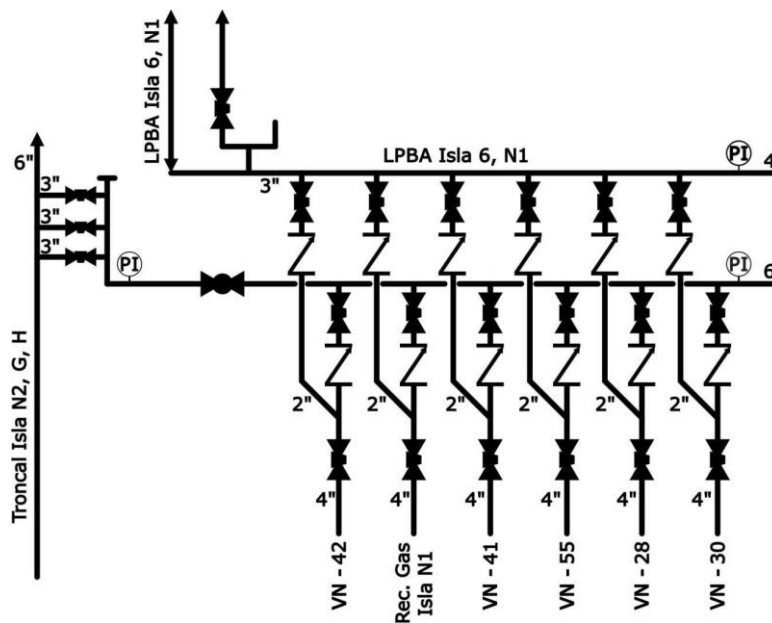
Versión:
1

- Múltiple de Base Narváez, Recibe los fluidos de los pozos VN - 42, 41, 55, 28 y 30, colectando sus fluidos en la línea Troncal Isla 2 que se une a la Línea Isla G, H, N2 que llega al múltiple general; mientras que sus líneas de prueba van a la línea troncal 6, N1.

Fotografía 5. Múltiple Base Narváez



Figura 11. Líneas y válvulas del múltiple Base Narváez





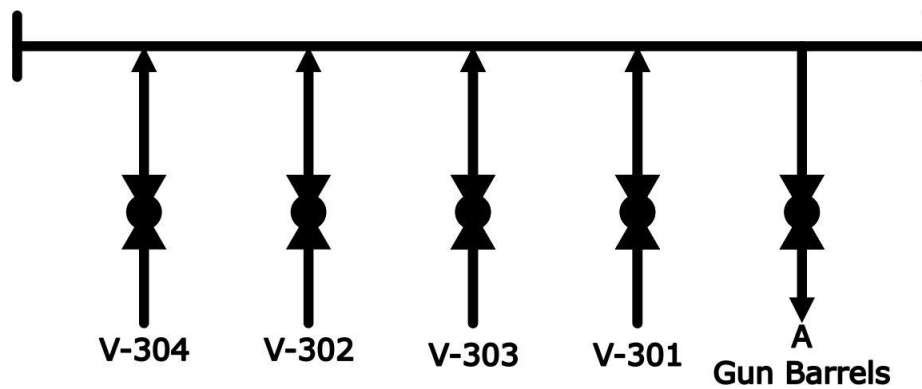
- **Dos (2) múltiples selectores**, reciben fluidos de diversa índole provenientes principalmente de los separadores y los anillos de los gun barrel, permitiendo disponerlos hacia el calentador, hacia los tanques o incluso permite realizar recirculación entre los equipos mencionados.

Fotografía 6. Múltiples auxiliares



- Múltiple del gun barrel, recibe los fluidos de los separadores, colectándolos hacia los gun barrels.

Figura 12. Múltiple selector del gun barrel





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

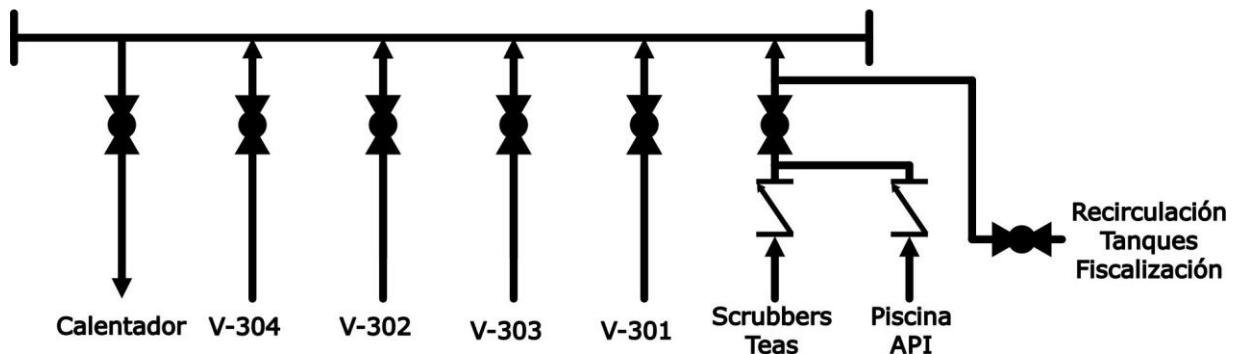
MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

- Múltiple del calentador, recibe los fluidos de los separadores, de los scrubbers de las teas, de la piscina API conectándolos hacia el calentador; adicionalmente este múltiple permite recirculación entre la estación y los tanques de fiscalización.

Figura 13. Múltiple selector del calentador



La ubicación y las condiciones normales de operación de las válvulas de accionamiento manual ubicadas en el área del múltiple se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 1. Condiciones normales de operación de las válvulas del múltiple general

UBICACIÓN	CONDICIÓN
Entrada al Múltiple	Abierta para pozos e islas en condiciones de servicio.
Entrada al Colector SPG-V301	Abierta solamente para las líneas de prueba de la zona norte e islas G/H/N2, los pozos VN -03/20s - Chaparro - Espino 1, las líneas de producción de Base Narváez - Islas G/H/N2/6.
Entrada al Colector SPG-V303	Abierta solamente para el pozo en prueba, cerrada para los otros Colectores.
Entrada al Colector SPG-V302	Abierta solamente para las líneas de prueba de la zona sur, los pozos VN -02/19/23S/17H/32, las líneas de producción de la zona Norte y Islas 5/6.
Entrada al Colector SPG-V304	Abierta solamente para el pozo en prueba, cerrada para los otros Colectores.

Operación

- Revisar la alineación de los pozos a cada colector, verificando el cumplimiento del programa de producción establecido.
- Revisar los indicadores de presión PI y de temperatura TI (presión de 30 a 50 Psig y temperatura de 80 a 100 °F).
- Depurar y drenar las líneas fuera de servicio, por medio de los drenajes.
- Poner y sacar de prueba un pozo, según el procedimiento para poner un pozo a prueba.



4.1.b. Sistema de trampas para raspadores

Fotografía 7. Trampas de recepción dentro de la estación



Objetivo

Proveer un medio de inserción o extracción de raspadores de tubería (también llamados "scrapers", "pigs" o "marranos") para las labores de mantenimiento de la red de tuberías entre el múltiple general y los múltiples externos.

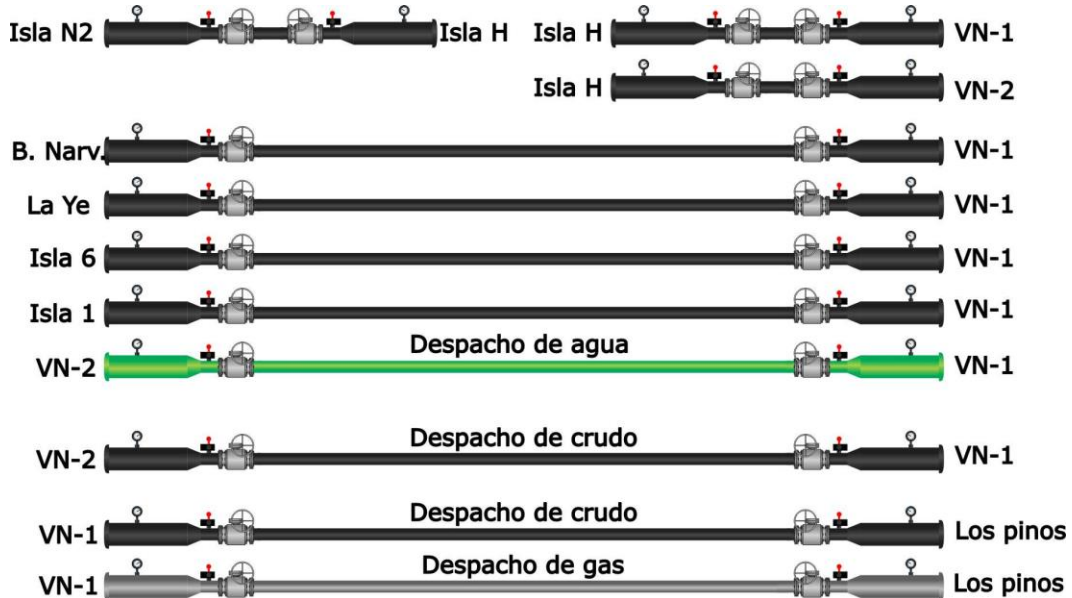
Descripción

Como parte de la política de confiabilidad, es fundamental realizar maniobras de limpieza de tuberías debido a la considerable producción de parafinas que tiene el campo VENADO, estas maniobras de limpieza se desarrollan de dos formas principales, una de ellas es el bombeado de baches alcalinos o de solventes que desprendan las obstrucciones y reducciones de naturaleza orgánica; la segunda manera en que se puede limpiar la tubería es mediante el desplazamiento de raspadores que barren a nivel interno las depositaciones que pueden ocasionar obstrucción; estos dos métodos pueden usarse combinados para mejorar los resultados.

El campo cuenta con trampas distribuidas en ciertos puntos estratégicos, que funcionan como trampas lanzadoras que convergen hacia el conjunto de trampas receptoras ubicado dentro de la estación.



Figura 14. Sistema de trampas para raspadores



Para la limpieza de las troncales del campo VENADO, cada trampa cuenta con:

- Cámara de inserción o extracción, consiste en un segmento de tubería de diámetro mayor (una o dos pulgadas más) al de la tubería a raspar; cuenta con una escotilla o tapa de apertura que permite el ingreso del raspador.

Fotografía 8. Trampa del oleoducto VENADO - LOS PINOS





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

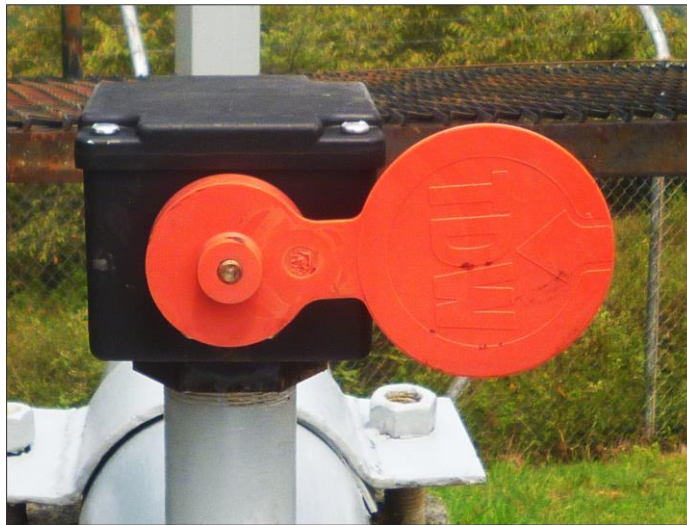
MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- Indicador de presión, muestra la presión en la cámara, permitiendo realizar una apertura segura sin riesgo de descompresiones que puedan poner en riesgo al personal.
- Válvulas, permiten ingresar y desplazar el raspador de manera segura evitando derrames o contacto con fluidos a alta presión.
- Indicador de paso del raspador, consiste en una paleta de color contrastante que se levanta en el momento en que el raspador pasa por el punto en que se encuentra instalado.

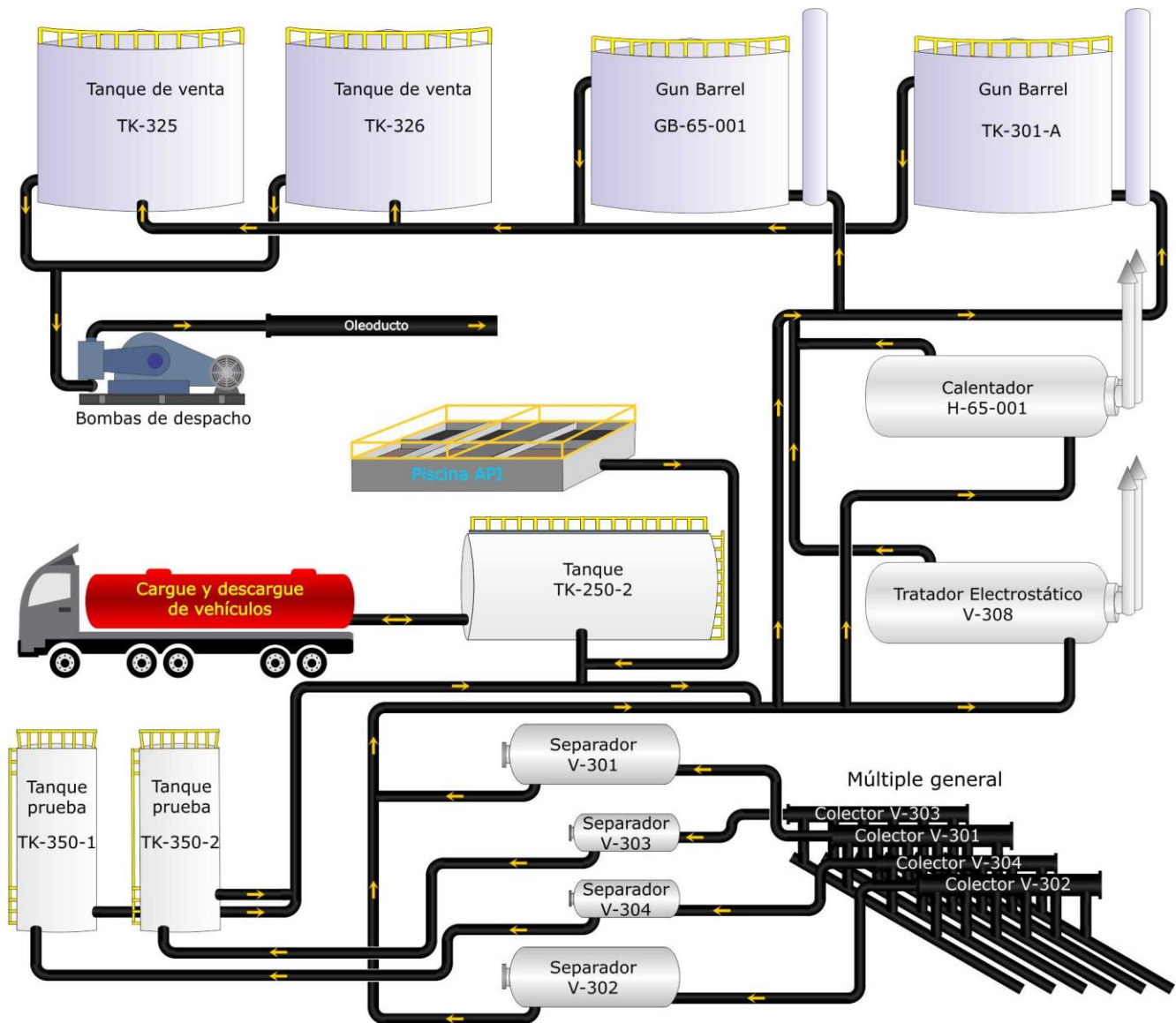
Fotografía 9. Indicador de paso para raspadores





4.2 Proceso de tratamiento y almacenamiento

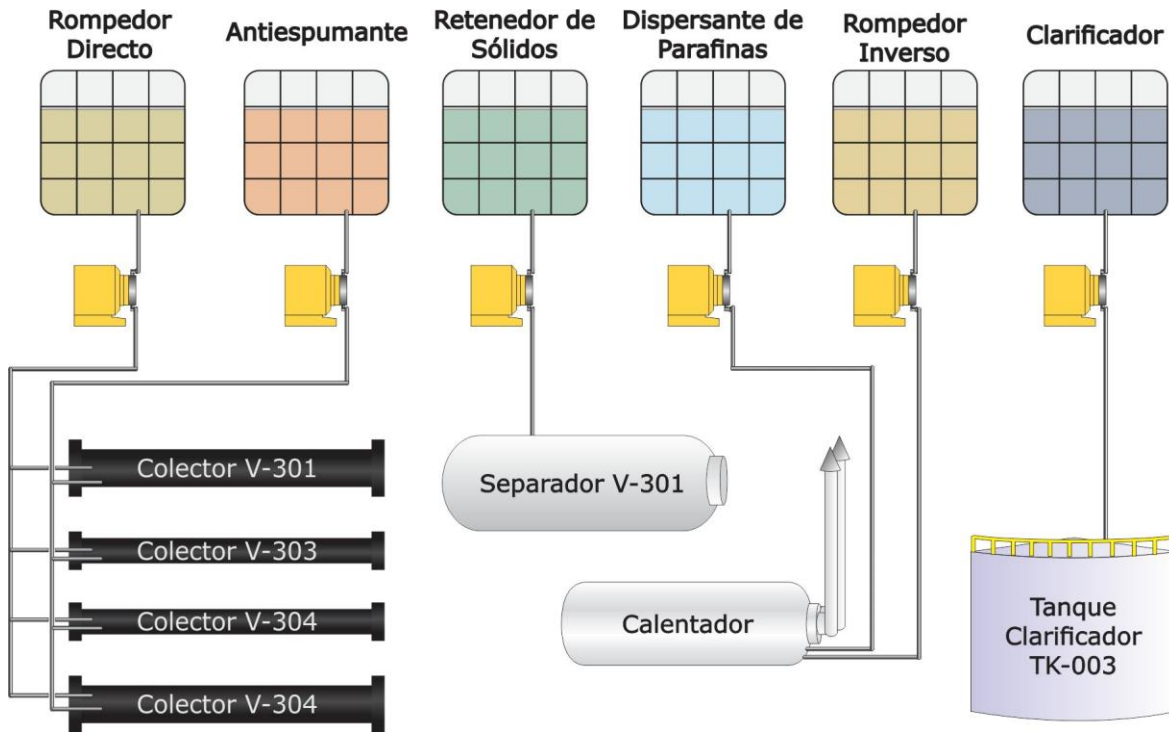
Figura 15. Diagrama del proceso de tratamiento y almacenamiento de crudo





4.2.a. Sistema de inyección de químicos

Figura 16. Sistema de inyección de Químicos



Objetivo

Adicionar a los fluidos provenientes de los pozos un sistema de sustancias cuyo propósito es ayudar en el tratamiento de éstos dentro de las vasijas de la estación, lográndose así petróleo en condiciones aptas para la venta bajo los parámetros establecidos por el MM&E y agua con las condiciones óptimas para su inyección en el yacimiento.

Descripción

Una vez el fluido producido llega al múltiple de entrada, se somete a un tratamiento con productos químicos tales como desemulsificante o rompedor directo y antiespumante que se inyectan antes de los separadores. El tratamiento se realiza desde una caseta que dispone de dosificadores eléctricos para inyectar el químico a cada uno de los colectores de producción general y de prueba. Las bombas dosificadoras eléctricas suministran un flujo constante de químicos que mejoran la separación del agua contenida en el crudo, evitando el arrastre de líquidos con el gas y permitiendo un buen equilibrio entre las fases, las cuales están mezcladas de forma heterogénea.

Además del tratamiento de crudo, se debe realizar la dosificación de productos químicos para el tratamiento del agua asociada y agua libre. Los productos más utilizados son: rompedor inverso, y clarificadores o "deoilers". Estos productos se dosifican con bombas eléctricas, en la línea de entrada del tanque Stage (TK-65-003) y el calentador desde una segunda caseta ubicada cerca al calentador.



Fotografía 10. Casetas de inyección de químicos



Para la inyección de estos químicos se cuenta con:

- **Diez (10) bombas dosificadoras de químicos**, que permiten graduar la rata de inyección en galones por día del producto químico deseado, de acuerdo a las características y al volumen de fluido a tratar.
- **Seis (6) tanques almacenadores (bulk drum)**; recipientes utilizados para el almacenamiento de cada uno de los químicos utilizados en el tratamiento de los fluidos provenientes de los pozos, de los cuales tres están ubicados en la caseta adyacente al múltiple: Uno con antiespumante, uno con rompedor directo y uno con retenedor de sólidos; los otros tres se ubican en la caseta cercana al calentador: uno de ellos con clarificador de aguas, uno con rompedor inverso, y uno con dispersante de parafinas.

Fotografía 11. Bombas dosificadoras / Tanques almacenadores (bulk drum)



**MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1****PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS****MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS****Elaborado
09/02/2015****Versión:
1****Tabla 2. Tasas de inyección de química**

UBICACIÓN	PRODUCTO	TASA DE INYECCIÓN
Múltiple general	Antiespumante	4 galones/día
Múltiple general	Rompedor directo	4 galones/día
Múltiple general	Retenedor de sólidos	1 galones/día
Calentador	Dispersante de parafinas	4 galones/día
Calentador	Rompedor inverso	6 galones/día
Calentador	Clarificador de aguas	7 galones/día

Operación:

- Verificar que los químicos dispuestos para el tratamiento de los fluidos se estén inyectando en las dosis adecuadas (de acuerdo con lo programado).
- Aplicar el procedimiento puesta en marcha de una bomba dosificadora.
- Disponer la reutilización del producto cuando se realizan los mantenimientos.
- Verificar y ajustar la rata de inyección de cada una de las bombas dosificadoras de químico.

Precauciones:

- Al verificar la rata de inyección, asegurarse que la válvula que comunica la línea de alimentación de las bombas con el visor quede cerrada, para evitar que éstas queden trabajando al vacío cuando el fluido se agote.
- Asegurarse de utilizar los EPP adecuados cuando se manipulen los químicos a fin de prevenir inhalaciones, salpicaduras en los ojos y en la piel, según el Procedimiento para selección, uso y mantenimiento de los EPP.
- Tener disponible la ficha técnica de los químicos utilizados, para actuar de manera adecuada según lo estipulado por el fabricante al manipularlos o en caso de alguna eventualidad.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

4.2.b. Sistema de separación

Fotografía 12. Área de separadores



Objetivo

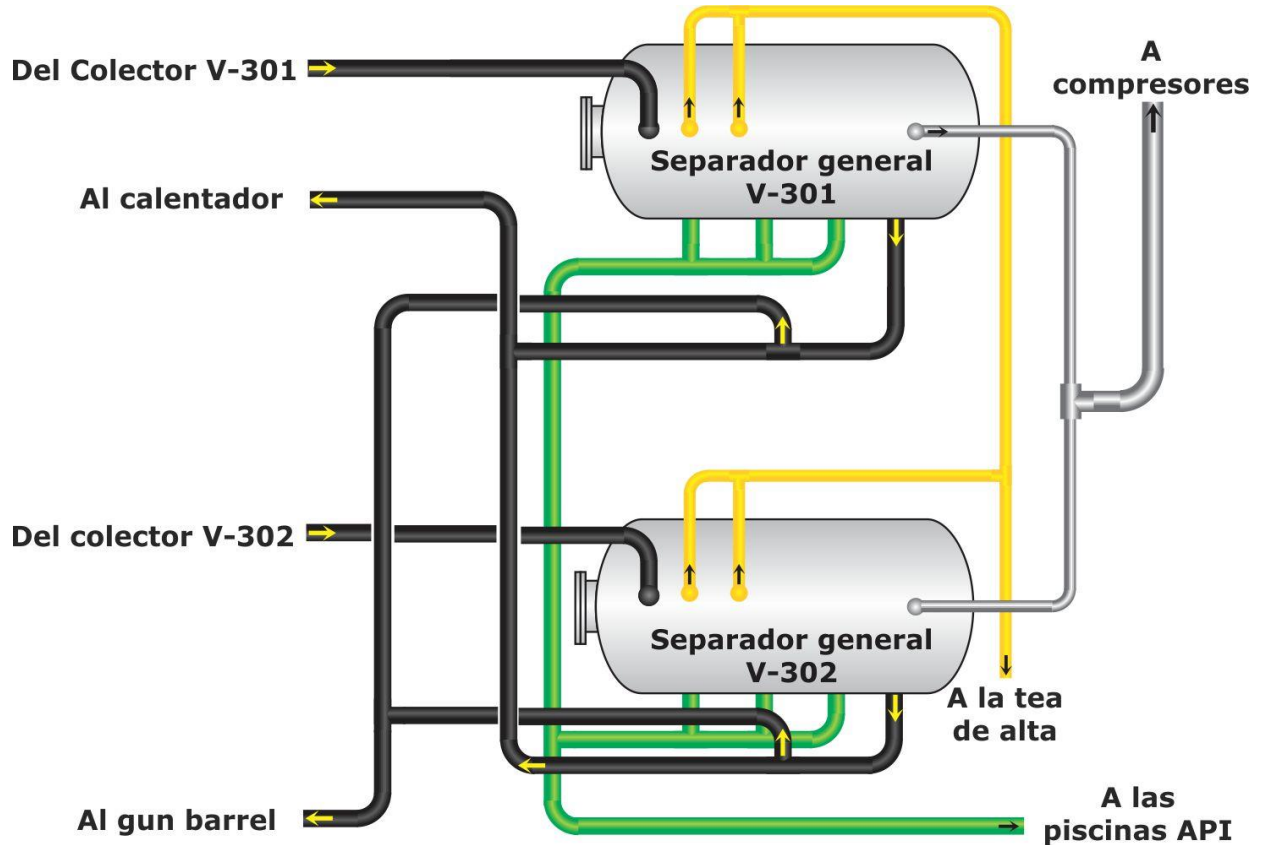
Separar los fluidos provenientes de los pozos de producción que entran a la estación, en dos fases (gas y emulsión agua-petróleo).

Descripción

El sistema de separación de la estación, cuenta con cuatro separadores horizontales de tipo bifásico que reciben los fluidos provenientes de los colectores, dos de ellos son destinados a pruebas de pozo y los otros dos se destinan a la separación de la producción en general. El gas separado se dirige al scrubber general, mientras que la emulsión agua-crudo se destina al calentador o al gun barrel según sea necesario.



Figura 17. Diagrama del sistema de separación

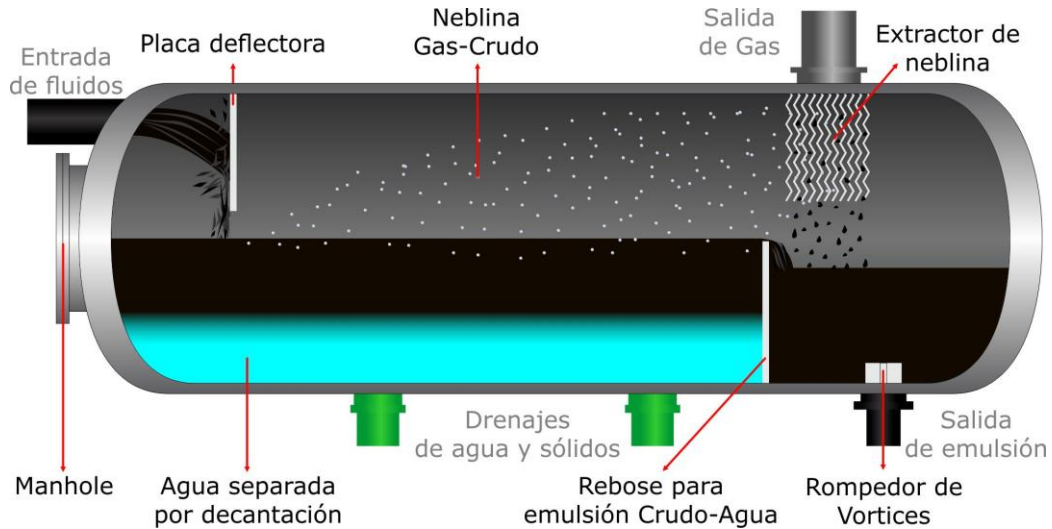


Los Separadores anteriormente nombrados con los que cuenta la Batería son:

- **Dos (2) separadores horizontales bifásicos**, reciben la producción de los pozos que entran a La Batería por el colector general. Inicialmente el fluido entra y choca con una platina de impacto provocando una separación parcial entre la fase gaseosa y la líquida. Por la parte superior circula el gas separado, fluyendo a través de la zona de coalescencia y del eliminador de neblina para retirarle el líquido presente y finalmente salir hacia el scrubber general a través de la válvula automática que es accionada por el controlador de presión. Por la parte inferior fluye el líquido emulsionado (petróleo y agua) hasta el otro extremo del separador dando lugar a que el gas disuelto a esas condiciones de presión y temperatura, se libere y ascienda, permitiendo así que la emulsión salga con la menor cantidad de gas posible hacia el calentador o la bota de gas del gun barrel según se defina (TK-301 y GB-65-001) gracias a la válvula automática que actúa de acuerdo al controlador de nivel de la vasija.

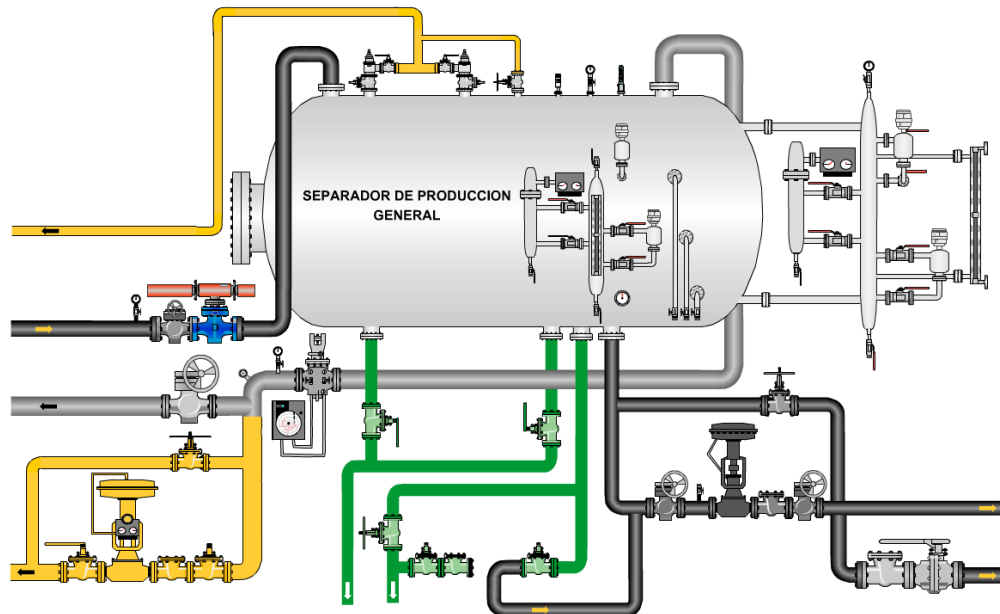


Figura 18. Vista interna del separador bifásico



Estos separadores cuentan con switches de nivel y presión que se encargan, en el caso de los electrónicos, de enviar señales de alarma por alto nivel y alta presión a la sala de control avisándole al operador del inconveniente para que tome los correctivos necesarios y en el caso de los neumáticos, de activar los dispositivos de shutdown.

Figura 19. Líneas y válvulas de los separadores generales (V-301 y V-302)





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Los dispositivos de control anteriormente nombrados, así como la válvula seguridad, los instrumentos y los equipos de shutdown, con que adicionalmente cuentan los separadores operan de la siguiente manera:

- **Válvulas automáticas controladoras de nivel (LCV)**, regulan el nivel de líquido dentro del separador, cuenta con un control neumático el cual es accionado por un flotador instalado en un brazo de nivel del separador. Cuando el nivel de líquido en el separador sube por encima del punto de control previamente establecido en la operación, el flotador transmite una señal mecánica al controlador, el cual a su vez deja pasar presión de aire al diafragma de la válvula de control, haciéndola abrir. Cuando el nivel baja, el controlador corta la presión de aire que actúa sobre el diafragma y la válvula se cierra.
- **Válvulas reguladoras de presión (PCV)**, ubicadas en la línea de salida de gas del separador. Esta válvula regula la presión de operación del separador y cuenta con un controlador neumático para su operación. Cuando la presión en el separador aumenta por encima del punto de control establecido para su operación normal, el controlador corta la señal de aire de suministro sobre el diafragma de la válvula y la hace abrir, descargando el gas a la tea; cuando la presión del separador cae por debajo del punto de control normal de operación, el controlador deja pasar aire de suministro sobre el diafragma de la válvula y la hace cerrar.
- **Válvulas de Seguridad (PSV)**, Su función es liberar el exceso de presión cuando la válvula controladora de presión no actúa. Tanto los separadores de producción general como los de prueba, disponen de dos PSV cada uno. Se encuentra instalada en la parte superior del separador y su funcionamiento es automático; cuando la presión sobrepasa el límite establecido, ésta actúa y permite descargar la presión del separador a la tea de alta. Una vez la presión del separador se baja, la válvula se cierra. Esta válvula es graduada para que abra a unas 20 a 30 psi por encima de la presión a la cual va a trabajar el separador.

Fotografía 13. Válvulas en la salida de emulsión (LCV) y salida de gas (PCV)





Fotografía 14. Válvulas de seguridad (PSV) de los separadores generales



- **Válvulas de Shutdown (ESDV):** Esta válvula está ubicada a la entrada de cada uno de los separadores. Su actuador es de tipo solenoide que la cierra para impedir la entrada de fluidos al separador, cuando las variables de presión o de nivel han excedido los puntos de ajuste establecidos en la operación. Esta válvula actúa por alta presión o por alto nivel. Los equipos de shutdown además de activarse automáticamente, se pueden activar de forma manual desde el tablero ESD ubicado en la sala de control, cuando el operador lo crea conveniente y sea previamente consultado con el supervisor de la estación, aunque una vez actuados deben reiniciarse de manera manual.

Fotografía 15. Válvula de shutdown (ESDV)





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- **Switch de alta presión (PSH):** Cuando se presenta alta presión en el separador, éste Switch actúa enviando una señal a la ESDV para que se cierre. Debe estar ajustado a una presión más alta que la alarma de alta presión.
- **Switch de alto nivel (LSH):** Usado para prevenir que el líquido entre en la línea de gas. Cuando se presenta alto nivel de líquidos en el separador, envía una señal a la ESDV para que se cierre. Debe estar ajustado a un nivel más alto que la alarma de alto nivel.
- **Alarma indicadora de alta presión (PIAH):** Su señal es enviada al panel de control.
- **Alarma Indicadora de baja Presión (PIAL):** Su señal es enviada al panel de control.
- **LIAH:** Alarma indicadora de alto Nivel. Su señal es enviada al panel de control.
- **LIAL:** Alarma indicadora de bajo Nivel. Su señal es enviada al panel de control.
- **FR:** Registradores de flujo. Son registradores de 3 plumillas para medir presión, pulgadas de agua y temperatura. Se utilizan en la medición del gas, para determinar la rata de flujo a condiciones estándar.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

La ubicación y las condiciones normales de operación de las válvulas de accionamiento manual ubicadas en el área de los separadores se muestran en las siguientes figuras y tablas:

Figura 20. Diagrama de instrumentos y válvulas para los separadores generales

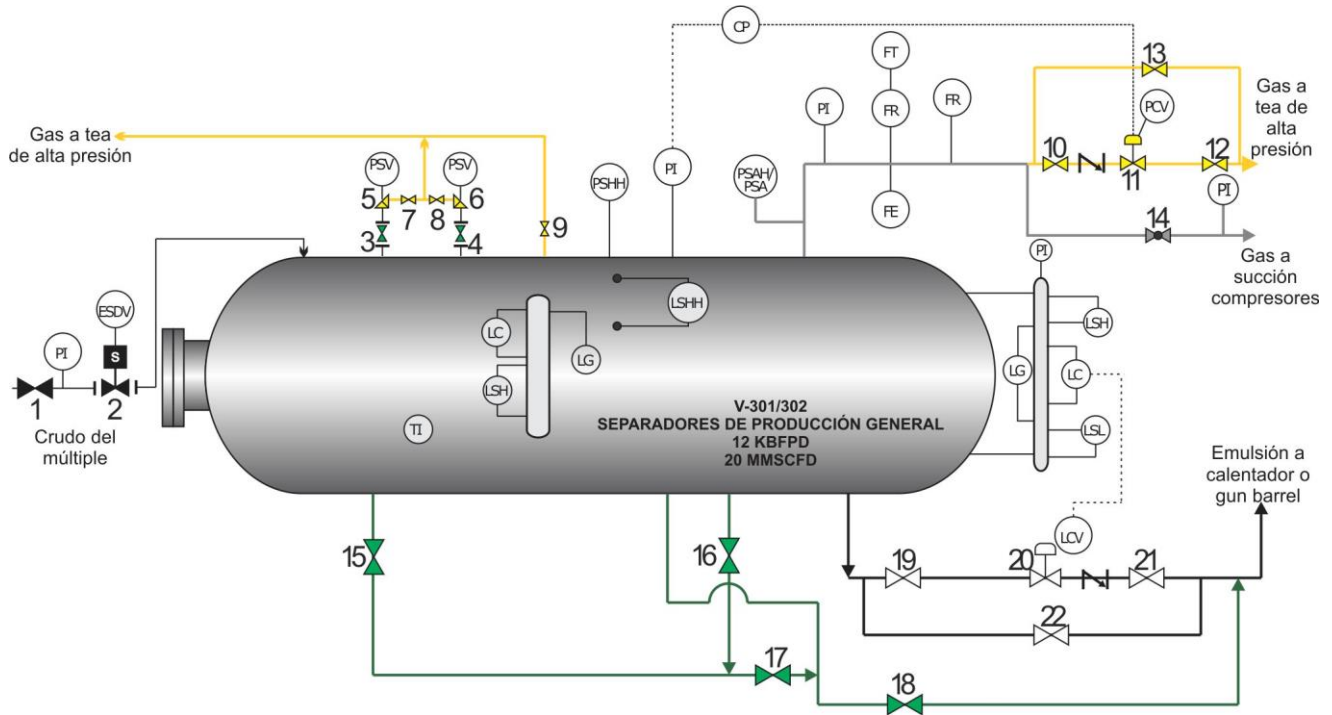


Tabla 3. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de los separadores generales V-301 y V-302

N°	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Entrada de fluido al separador	Abierta
2	Válvula de shutdown	Abierta
3 y 4	Salidas de gas a tea antes de los relevos	Abiertas
5 y 6	Salidas de gas a tea	Cerradas
7 y 8	Salidas de gas a tea después de los relevos	Abiertas
9	By pass de los relevos en la salida de gas	Cerrada
10	Salida de gas a tea antes de la PCV	Abierta
11	Salida de gas a tea	Abierta
12	Salida de gas a tea después de la PCV	Abierta
13	By pass de la PCV	Cerrada
14	Salida de gas a la succión de los compresores	Abierta
15	Primer drenaje del separador	Cerrada
16	Tercer drenaje del separador	Cerrada
17	Primer drenaje antes del segundo drenaje	Cerrada
18	Segundo drenaje hacia la salida de emulsión	Cerrada

**MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1****PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS****MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS****Elaborado
09/02/2015****Versión:
1**

19	Salida de emulsión hacia el calentador antes de la LCV	Abierta
20	Salida de emulsión hacia el calentador	Abierta
21	Salida de emulsión hacia el calentador después de la LCV	Abierta
22	By pass de la LCV	Cerrada

Tabla 4. Datos de operación para cada uno de los separadores

Variable	Valor	Unidades
Presión de diseño	150	PSIG
Presión de operación	30 – 40	PSIG
Temperatura de diseño	200	° F
Temperatura de operación	100	°F
Flujo de gas	10	MMPCD
Flujo de líquido	6.000	BFPD

Operación

- Verificar inicialmente desde la sala de control las condiciones operacionales de los separadores, especialmente la presión y el nivel, y luego en campo corroborar lo observado, revisando el nivel en los visores y la presión en los manómetros. Igualmente confirmar que las válvulas automáticas estén funcionando correctamente y que las válvulas manuales se encuentren abiertas o cerradas de acuerdo a la operación normal de las vasijas.
- Restablecer (de forma manual) los equipos de shutdown en caso de ser necesario.
- Sacar transitoriamente de línea un separador cuando las condiciones operacionales de éstos lo requieran, según el Procedimiento para operación, parada y puesta en marcha de los separadores Generales V-301 y V-302.
- Poner en funcionamiento el separador sacado de línea transitoriamente, según el procedimiento para operación, parada y puesta en marcha de los separadores generales V-301 y V-302.

Precauciones

- Si es necesario subir a los separadores, se debe ser cuidadoso al ascender por la escalera y al caminar sobre el techo de éste, utilizando siempre los implementos de seguridad para trabajos en alturas, según el "Procedimiento para trabajos en alturas", versión actual.
- Antes de abrir la vasija, desconectar tuberías, dispositivos o válvulas, aliviar la presión del recipiente para evitar derrames no deseados o lesiones severas.
- Abrir y cerrar suavemente las válvulas manuales para prevenir los golpes de ariete.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

4.2.c. Sistema de prueba

Fotografía 16. Sistema de prueba



Objetivo

Determinar las propiedades y la cantidad de fluido producido por el pozo que se pone en prueba.

Descripción

El fluido del pozo que se pone en prueba, es dirigido a través del colector al separador bifásico de prueba, el cual por medio de varios dispositivos, permite realizar las mediciones dinámicas de la cantidad de gas producido en un periodo de tiempo dado, de acuerdo al potencial estimado del pozo. El líquido separado, es conducido hacia el tanque de prueba (TK-350-1 ó TK-350-2), donde se realizan las mediciones estáticas requeridas para conocer el volumen de líquido producido, que luego se complementa con el análisis de laboratorio y así permiten determinar el potencial real del pozo. Una vez terminado el proceso de prueba, los fluidos se recirculan hacia el gun barrel gracias a las bombas de circulación de los tanques de prueba.


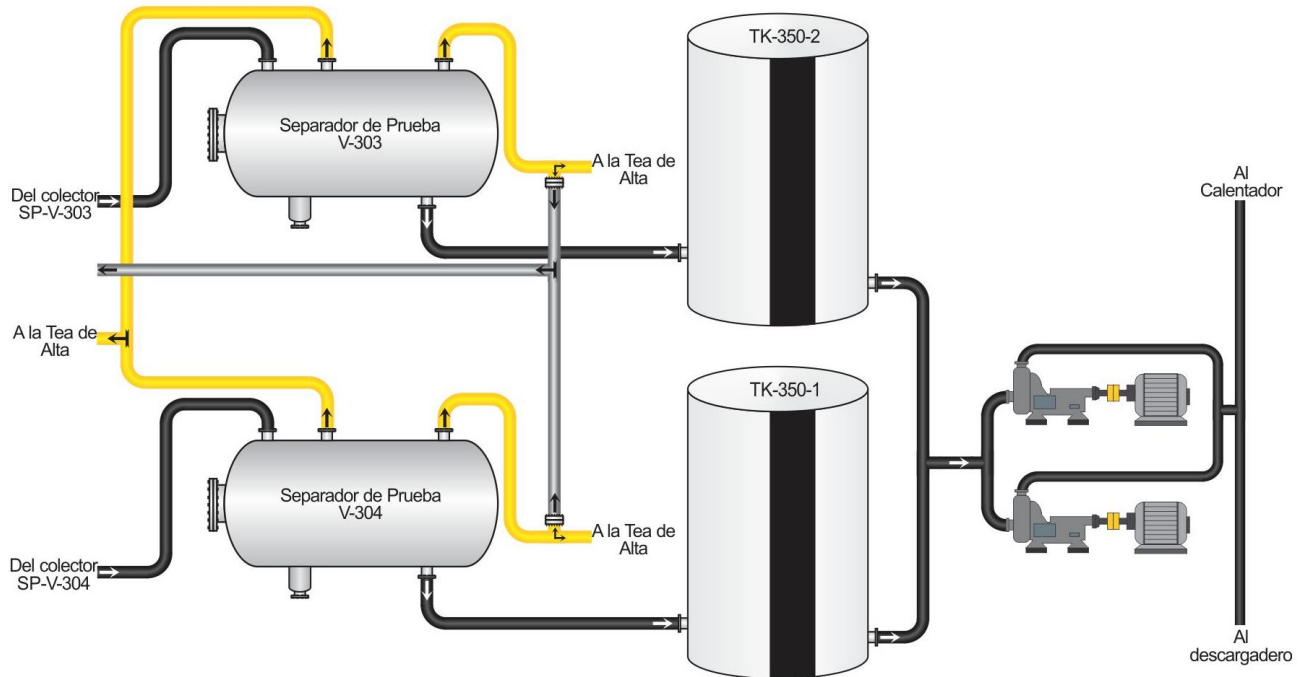
	MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1		
	PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS		
	MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS	Elaborado 09/02/2015	Versión: 1

Figura 21. Sistema de prueba

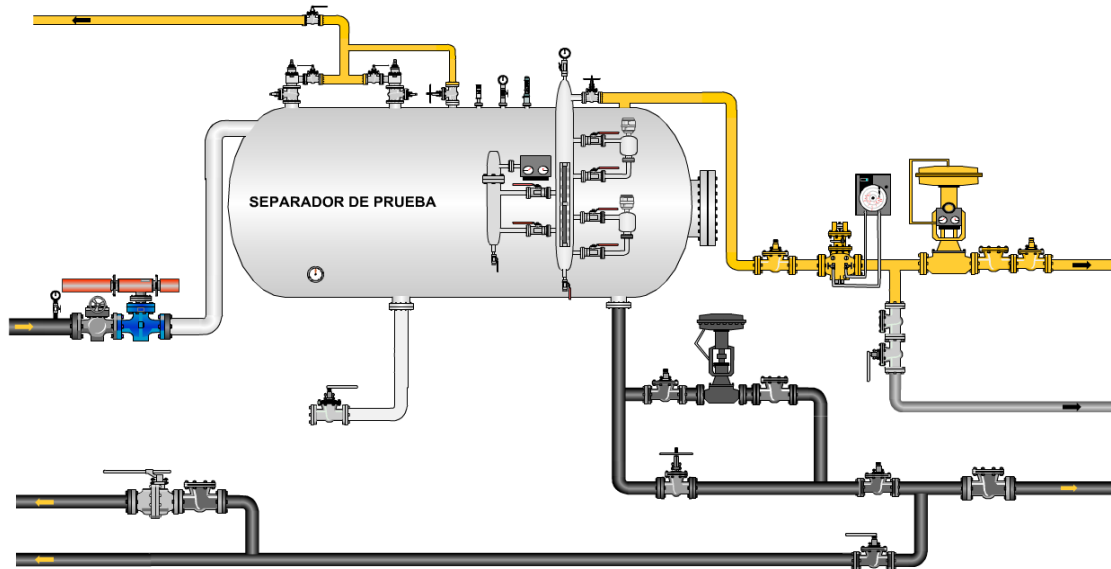


El sistema de prueba está constituido por:

- Dos (2) separadores horizontales bifásicos**, en cada uno de ellos el fluido entra por la parte superior y choca contra una platina de impacto que provoca una separación parcial entre la fase gaseosa y la líquida. Por la parte superior circula el gas separado, fluyendo a través de la zona de coalescencia y del eliminador de neblina para retirarle el líquido presente y finalmente salir hacia la Tea de alta presión pasando por el medidor de platina de orificio seguido de la válvula automática que actúa de acuerdo al controlador de presión. Por la parte inferior fluye el líquido emulsionado (petróleo y agua) hasta el otro extremo del Separador dando lugar a que el gas que se encuentra a esas condiciones de presión y temperatura y aun no se ha separado se libere, permitiendo así que la emulsión salga por la válvula automática que actúa de acuerdo al controlador de nivel, con la menor cantidad de gas posible, y luego se dirige hacia el Tanque de Prueba que se encuentre operando (TK-350-1 o TK-350-2). El Separador además cuenta con switches de nivel y presión que se encargan de enviar señales neumáticas por alto nivel y alta presión a la sala de control con el propósito de activar los dispositivos de shutdown avisándole al operador del inconveniente para que tome los correctivos necesarios.



Figura 22. Líneas, válvulas e instrumentos asociados a los separadores de prueba



La descripción de los dispositivos de control y seguridad (válvula reguladora de nivel, la válvula reguladora de presión, válvula de seguridad y los equipos de shutdown), con los que cuenta el separador de prueba, se pueden ver en el sistema de separación.

Los elementos de medida destinados al flujo de gas operan de la siguiente manera:

- **Medidor de platina de orificio (FE)**, está ubicado en la línea de salida de gas del Separador y consta de un platina de acero circular con un orificio en el centro (de diferentes diámetros de acuerdo al pozo que se pone en prueba), la cual al introducirla dentro del medidor y al hacer pasar el gas por ésta, genera una diferencia de presión que se utiliza para determinar la cantidad de gas producido por el pozo que está en prueba.

Fotografía 17. Medidor de platina de orificio





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- **Registrador de presión (FR)**, este instrumento es complementario al medidor de platina de orificio, ya que se encarga de registrar en una carta, la presión diferencial y la presión estática enviada por el medidor mediante una señal neumática, que es captada y transformada por una serie de dispositivos encargados de accionar las dos plumillas de impresión; en algunos casos es posible encontrar estos registradores de tipo digital y computarizados.

Fotografía 18. Registrador de presión de carta circular diaria



- **Dos (2) tanques verticales de prueba (TK-350-1 y TK-350-2)**, la emulsión que sale de los separadores de prueba, entra a estos tanques por la parte inferior y se almacena por un periodo de tiempo razonable, en el que el fluido alcanza las condiciones de estabilidad necesarias para realizar las mediciones estáticas de nivel y temperatura, que en conjunto con las tablas de aforo del tanque y las pruebas de laboratorio, permiten determinar la cantidad y calidad del fluido producido por el pozo en prueba. Luego de realizadas estas mediciones, si el nivel del fluido en la vasija es muy elevado, éste es transferido hacia el calentador.

En el techo de cada tanque se cuenta con una válvula de presión y vacío como dispositivo de seguridad, para evitar el estallido o colapso de la vasija cuando ésta se llena o se desocupa, permitiendo la salida de gas o entrada de aire de acuerdo a la presión.


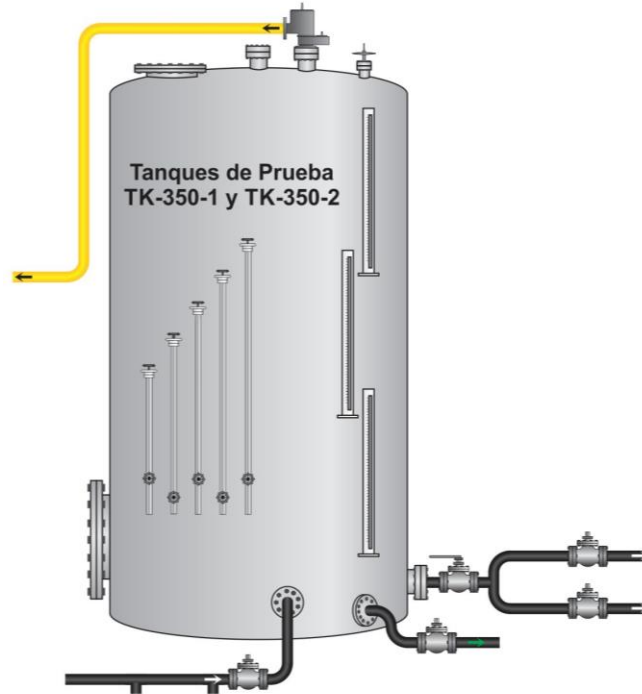
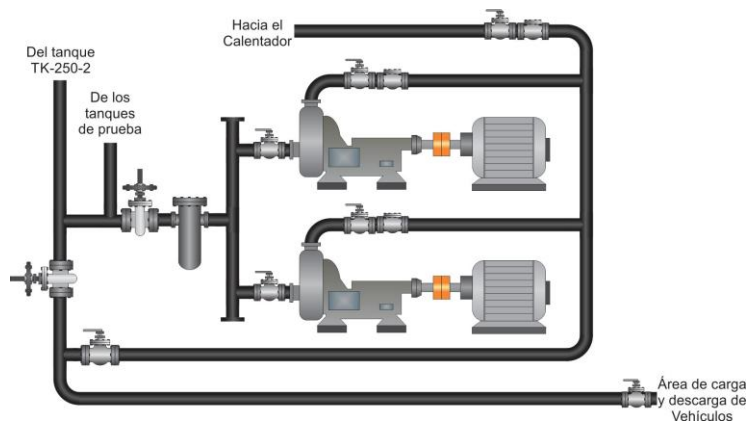
	MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1		
	PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS		
	MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS	Elaborado 09/02/2015	Versión: 1

Figura 23. Líneas y válvulas de los tanques de prueba TK-350-1 y TK-350-2



- **Dos (2) bombas booster de circulación para los tanques de prueba D-319-A/B**, estas bombas de tipo centrifugas son impulsadas por dos motores eléctricos, una vez realizado el proceso de prueba evacuan los tanques de prueba hacia la línea de recolección hacia el calentador, la cual también recoge los fluidos provenientes de los separadores. También puede usarse para dirigir dichos fluidos hacia el área de carga y descarga de vehículos tipo cisterna.

Figura 24. Bombas de circulación para los tanques de prueba D-319-A/B





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

La ubicación y las condiciones normales de operación de los instrumentos y válvulas ubicadas asociadas al separador de prueba, tanque de prueba y bombas de circulación, se muestran a continuación:

- **Separadores de prueba V-303 y V-304.**

Figura 25. Válvulas e instrumentos para los separadores de prueba bifásicos V-303 y V-304.

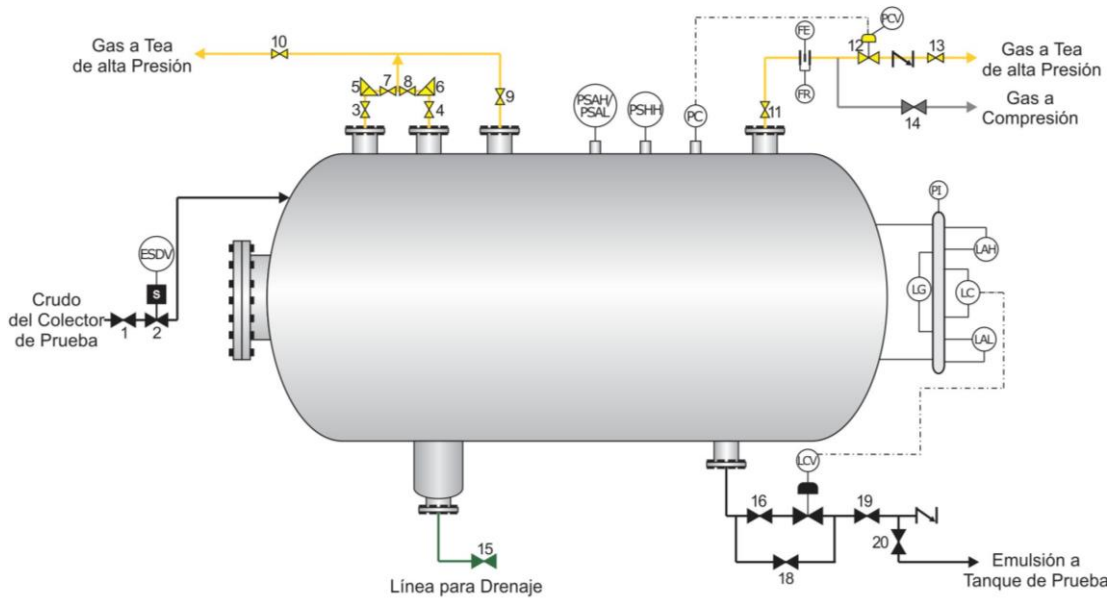


Tabla 5. Condiciones normales de las válvulas asociadas a los separadores de prueba

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Entrada de fluido al separador	Abierta
2	Válvula de shutdown	Abierta
3 y 4	Salidas de gas a tea antes de los relevos	Abiertas
5 y 6	Salidas de gas a Tea	Cerradas
7 y 8	Salidas de gas a tea después de los relevos	Abiertas
9	By pass de los relevos en la salida de gas	Cerrada
10	Salida de gas a tea después del by pass	Abierta
11	Salida de gas a tea antes de los medidores	Abierta
12	Salida de gas a tea después de los medidores	Abierta
13	Salida de gas a tea después de la PCV	Abierta
14	Salida de gas a compresores	Abierta
15	Drenaje	Cerrada
16	Salida de emulsión antes de la LCV	Abierta
17	Salida de emulsión	Abierta
18	By pass de la LCV	Cerrada
19	Salida de emulsión después de la LCV	Abierta
20	Salida de emulsión a tanque de prueba	Abierta



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

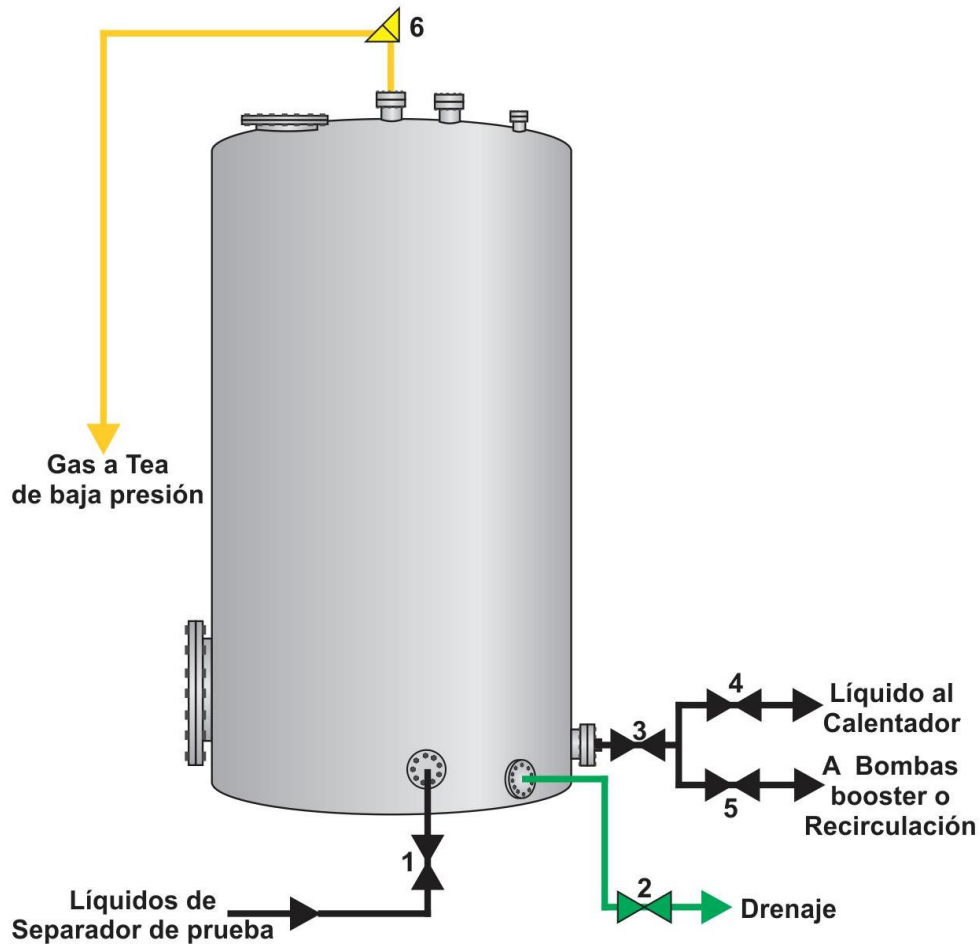
Versión:
1

Tabla 6. Datos de operación para cada uno de los separadores de prueba V-303 y V-304

Variable	Valor	Unidades
Presión de diseño	150	PSIG
Presión de operación	30 a 40	PSIG
Temperatura de diseño	-20 a 200	° F
Temperatura de operación	80 a 90	°F
Flujo de gas	1.5	MMPCD
Flujo de líquido	1.800	BFPD
Tiempo de residencia	6	min

- Tanques de prueba TK-350-1 y TK-350-2.

Figura 26. Válvulas e instrumentos para los separadores de prueba TK-350-1 y TK-350-2





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Tabla 7. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de los tanques de prueba TK-350-1 y TK-350-2.

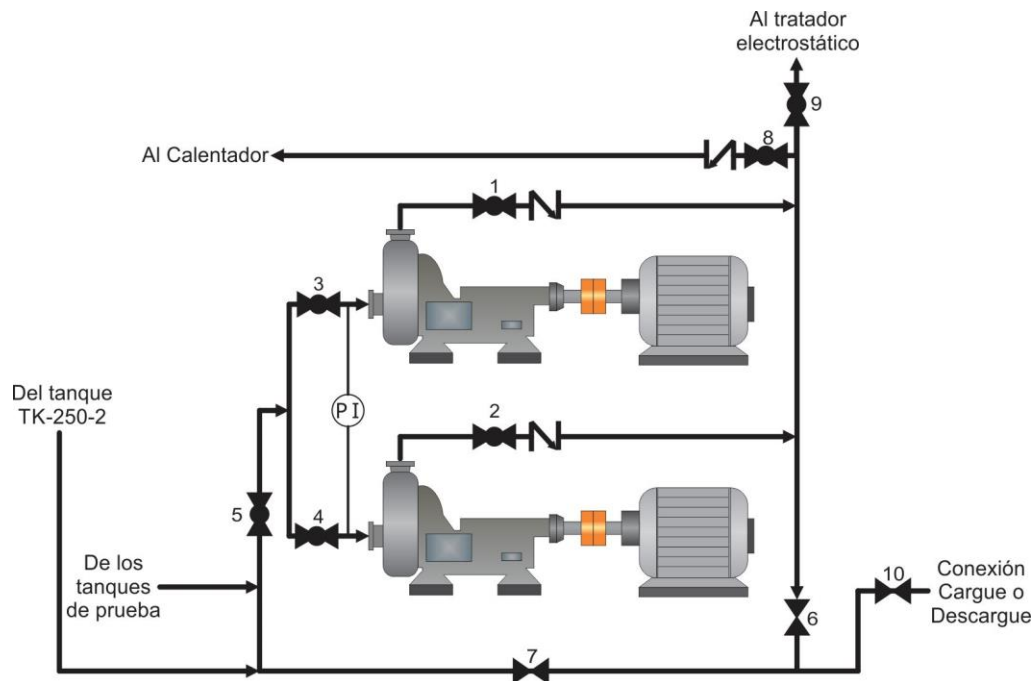
N°	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Entrada de fluidos	Abierta
2	Drenaje	Cerrada
3	Salida de líquidos	Cerrada
4	Salida de líquidos al calentador	Cerrada
5	Salida de líquidos a las bombas booster	Cerrada
6	Línea de gas a tea	Cerrada

Tabla 8. Datos de operación para los tanques de prueba TK-350-1 y TK-350-2

VARIABLE	VALOR	UNIDADES
Temperatura de diseño	150	°F
Presión de diseño	Atmosférica	
Nivel de diseño	24	Ft
Gravedad específica de diseño	1	
Capacidad	335	Bbls
Díámetro nominal	10	Ft
Altura	24	Ft

- **Bombas de circulación para los tanques de prueba TK-350-1 y TK-350-2.**

Figura 27. Válvulas e instrumentos para las bombas de prueba



**MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1****PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS****MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS****Elaborado
09/02/2015****Versión:
1****Tabla 9. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de las bombas de prueba**

N°	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Descarga Bomba A	Cerrada
2	Descarga Bomba B	Cerrada
3	Succión Bomba A	Cerrada
4	Succión Bomba B	Cerrada
5	Antes de la succión de las Bombas	Abierta
6	Después de la descarga de las Bombas	Cerrada
7	By pass de las Bombas	Cerrada
8	Línea del Calentador, antes del cheque	Cerrada
9	Línea de hacia el Calentador V-308	Cerrada
10	Conexión de cargue y descargue de vehículos	Cerrada

Tabla 10. Datos de operación para las bombas de prueba

VARIABLE	VALOR	UNIDADES
Potencia	15	HP
Velocidad	2915	RPM
Fabricante	Ingersoll	



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

4.2.d. Sistema de calentamiento

Fotografía 19. Calentador principal (H-65-001)



Objetivo

Elevar la temperatura del crudo que sale de los separadores, para mejorar el posterior proceso de deshidratación al que será sometido en los tanques de lavado (gun barrels).

Descripción

Las emulsiones desgasificadas por los separadores (V-301/302/303 y 304), circulan normalmente hacia el calentador principal (H-65-001); esta vasija genera y transfiere calor al crudo gracias a la combustión del gas de consumo que se realiza en los pirotubos. Al salir, el crudo fluye hacia el gun barrel operante, con una temperatura que facilita su deshidratación. La cantidad de calor que se debe suministrar al líquido depende de su temperatura de entrada, la temperatura de salida esperada y el caudal; para una operación segura, es fundamental que el crudo de entrada contenga el mínimo volumen posible de gas asociado.

De manera similar, el calentador secundario (V-308) eleva la temperatura de los fluidos que en el residen; puede operar como relevo del calentador principal cuando las actividades de mantenimiento lo requieren, o actuar como tratamiento complementario para mejorar la calidad del crudo que sale de los anillos de los gun barrels.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

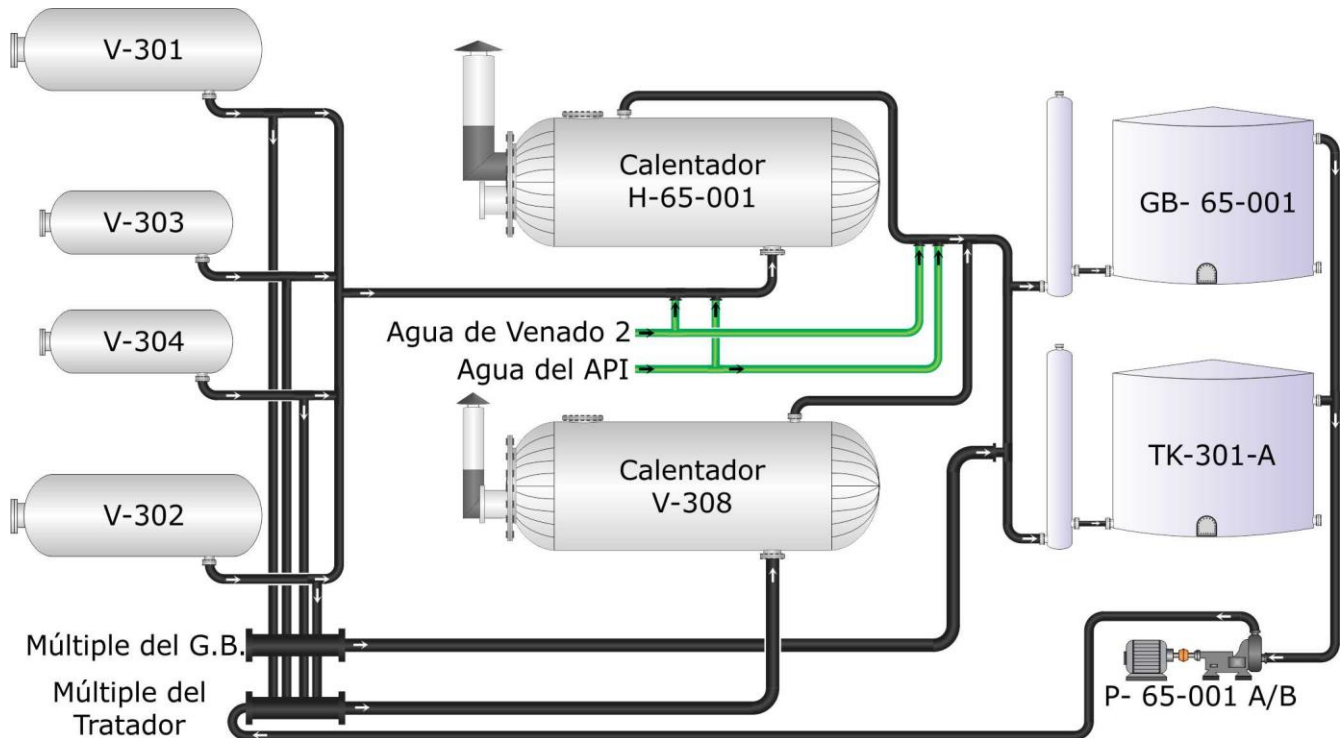
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Figura 28. Sistema de calentamiento



El sistema de calentamiento está constituido por:

- **Un (1) calentador (H-65-001)**, en cuyo interior se encuentran dos tuberías flexionadas en forma de "U" llamadas piro tubos, por cuyo interior fluye una corriente de aire caliente que eleva su temperatura. Cuando los líquidos provenientes de los separadores entran por debajo del contenedor, hacen contacto con la cara externa de los piro tubos de manera que la temperatura del crudo se incrementa hasta los valores deseados; cada piro tubo cuenta con un sistema de quemador, un sistema de piloto y una chimenea, el funcionamiento de los quemadores depende de las condiciones a las que ingresa el fluido, si la temperatura es baja, la combustión de gas será alta o en el caso contrario se reducirá la combustión, inclusive apagándolos de ser necesario.

Para el correcto funcionamiento del calentador, es fundamental que el líquido de entrada tenga el mínimo posible de gas asociado, el caso contrario representaría un elevado riesgo operacional; además es de aclarar que la llama de los quemadores nunca entra en contacto directo con los fluidos (Puesto que solo hace contacto con la cara interna del tubo), de hecho una exposición muy prolongada del crudo con el piro tubo o temperaturas excesivas del mismo pueden ocasionar la calcinación del hidrocarburo (coquización).

Cuenta con varios switches (de nivel, presión y temperatura) que se encargan, de enviar señales de alarma al PLC, para apagarlo o a la sala de control; adicionalmente varios sensores de llama, permiten al operador conocer el encendido y porcentaje de trabajo de los quemadores, alertando inconvenientes como muy baja o muy alta temperatura.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

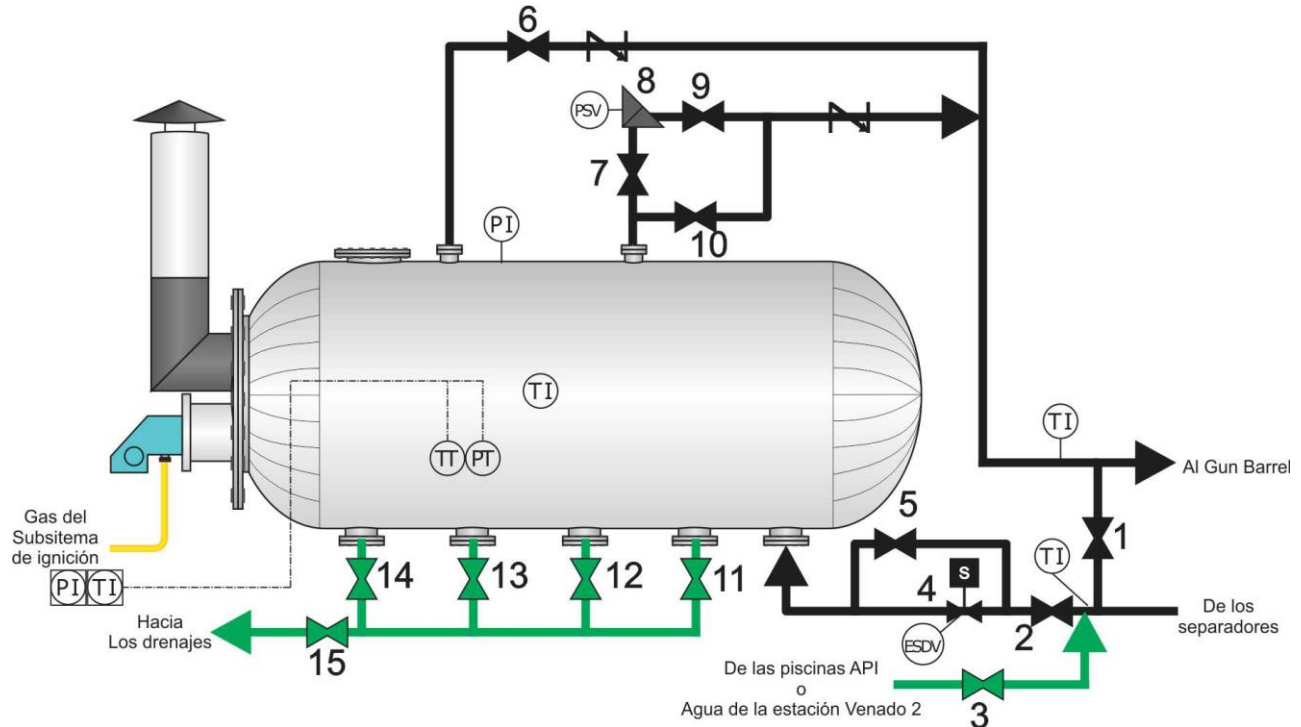
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Figura 29. Líneas y válvulas asociadas al calentador principal H-65-001



Los dispositivos de control anteriormente nombrados, así como las válvulas de seguridad y los instrumentos, con que adicionalmente cuenta el calentador H-65-001 operan de la siguiente manera:

- **PI:** indicador de presión (0-100 Psi).
- **TI:** indicador de temperatura (rango 0-250 °F).
- **PIT:** transmisor indicador de presión.
- **TIT:** transmisor indicador de temperatura.
- **TT:** transmisor de temperatura.
- **LSL:** switch de bajo nivel.
- **PSV:** válvula de seguridad, ajustada a 40 Psi.
- **Subsistema de ignición:** está diseñado para realizar la combustión del gas y generar una corriente de aire que circula por el piro tubo, calentándolo de manera progresiva y uniforme. Su funcionamiento controla el flujo gas combustible hacia los quemadores y hacia los pilotos, según las condiciones operativas, tales como temperatura del fluido en la vasija, nivel de líquido y condiciones del motor de ventilación; desde luego las chimeneas son fundamentales para evacuar los gases de combustión acumulados en el piro tubo (principalmente CO₂), razón por la cual su temperatura es monitoreada, y está incluida en el lazo de control.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

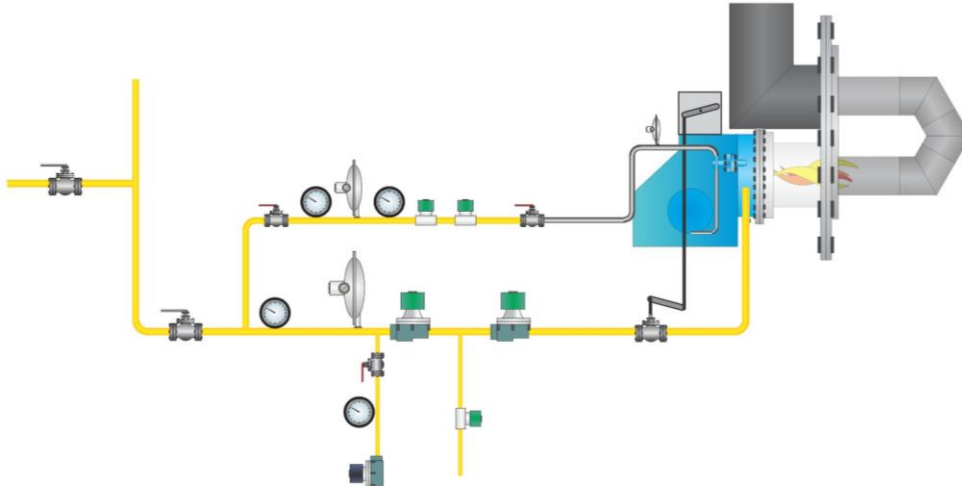
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Figura 30. Subsistema de ignición



El subsistema de ignición está conformado por los suministros de aire y combustible, quemadores, indicadores de presión, válvulas de control, motores eléctricos y controladores que se muestran a continuación:

- **Detector de llama en los pilotos**, permite conocer el estado de los quemadores de gas, a fin de saber si están encendidos o no.
- **Pilotos**, tienen la función de mantener una baja combustión mezclando aire de la línea de ventilación y gas combustible, su encendido es de tipo eléctrico y garantizan un encendido de los quemadores seguro para el operador.

Fotografía 20. Quemador y pilotos





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- **Válvula solenoide de gas en los pilotos**, esta válvula de accionamiento eléctrico regula de forma automática el paso de gas hacia los pilotos.
- **Válvula solenoide de gas combustible**, esta válvula de accionamiento eléctrico regula de forma automática el paso de gas hacia los quemadores.

Fotografía 21. Válvulas de solenoide en las líneas de gas combustible para quemadores y pilotos



- **Motor eléctrico de 440 voltios (sistema de ventilación forzada)**, acciona el sistema para suministro del aire necesario para la combustión del gas en los quemadores, este aire es succionado de la atmósfera y se deriva en una pequeña porción para el funcionamiento de los pilotos, garantizando así un encendido fácil de los quemadores cuando se encuentran apagados.
- **Trasformador de 5000 voltios**, usado para generar la chispa de encendido para los pilotos, por medio de las bujías.

Fotografía 22. Motor eléctrico y transformador





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- **Controladores (PLC)**, reciben las señales eléctricas de los diversos transmisores asociados al calentador; con el fin de compararlos con los puntos de ajuste correspondientes, facilitando así el monitoreo y control de su funcionamiento.

Fotografía 23. Controladores





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

• **Calentador**

Figura 31. Diagrama de válvulas para el calentador H-65-001

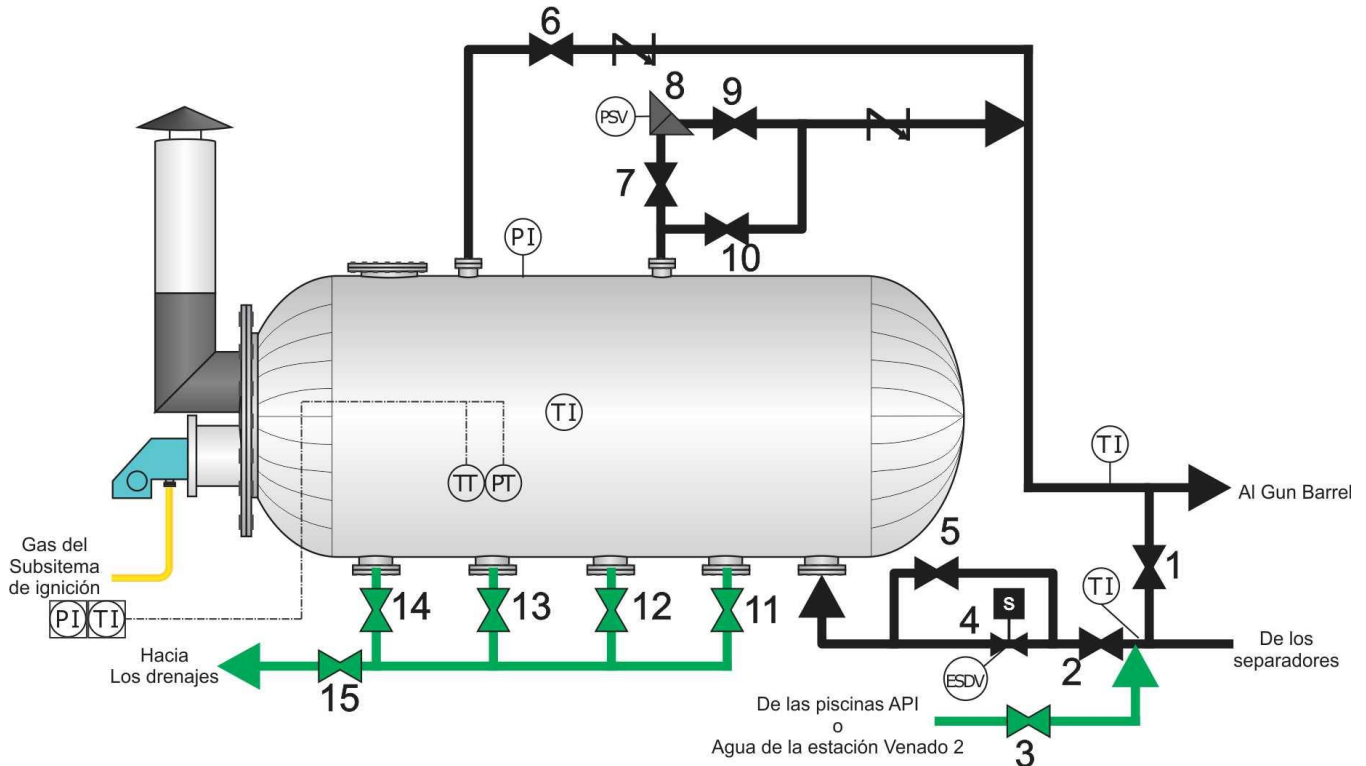


Tabla 11. Condiciones normales de operación de las válvulas asociadas al calentador

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Conexión entre las líneas de entrada y de salida.	Cerrada
2	Entrada al calentador, después de la intersección con línea del API.	Abierta
3	Línea de agua del API al calentador.	Cerrada
4	Entrada al calentador.	Cerrada
5	By pass de la válvula de shutdown.	Abierta
6	Salida de crudo del calentador, antes del cheque.	Abierta
7	Línea de alivio, antes de la PSV.	Abierta
8	Línea de alivio.	Cerrada
9	Línea de alivio, después de la PSV.	Abierta
10	By Pass de la PSV.	Cerrada
11	Salida de drenaje del primer compartimento.	Cerrada
12	Salida de drenaje del segundo compartimento.	Cerrada
13	Salida de drenaje del tercer compartimento.	Cerrada
14	Salida de drenaje del cuarto compartimento.	Cerrada
15	Línea de drenaje general.	Cerrada



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

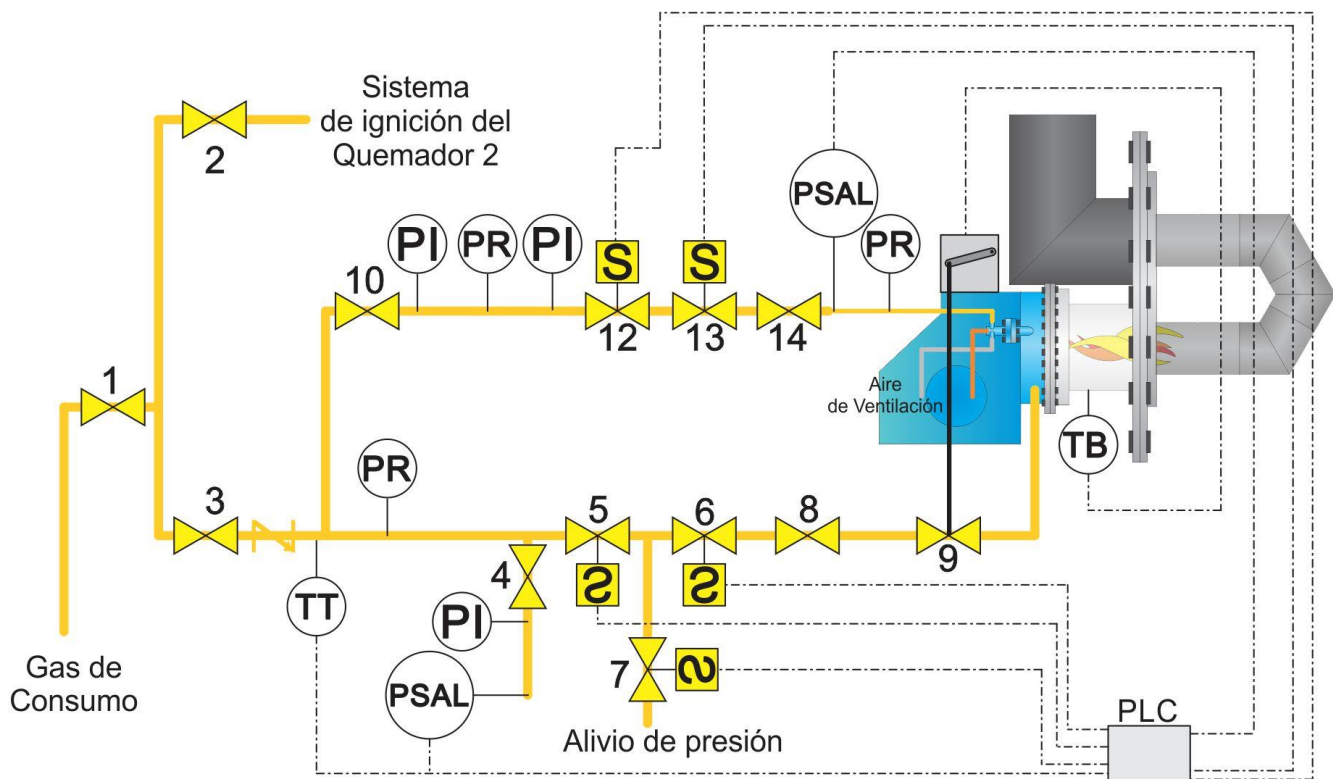
Versión:
1

Tabla 12. Datos de operación del calentador H-65-001

VARIABLE	VALOR	UNIDADES
Máxima presión permitida de trabajo a 300°F	70	Psig
Mínima temperatura de diseño del metal a 70 Psig	-20	°F
Temperatura de entrada del fluido	100	°F
Temperatura de salida del fluido	130	°F

- Subsistema de ignición

Figura 32. Diagrama de válvulas para el subsistema de ignición de los quemadores 1 y 2



**MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1****PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS****MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS****Elaborado
09/02/2015****Versión:
1****Tabla 13. Condiciones normales de operación de las válvulas asociadas al subsistema de ignición de los quemadores 1 y 2**

N°	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Línea de entrada de gas combustible	Abierta
2	Gas a quemador antes del cheque	Abierta
3	Gas a sistema de ignición paralelo	Abierta
4	Conexión al switch de presión (PSAL)	Abierta
5	Gas a quemador después de la conexión a PSAL	Abierta
6	Gas a quemador antes de la línea de alivio	Abierta
7	Línea de alivio	Abierta
8	Gas a quemador después de la línea de alivio	Abierta
9	Entrada de gas al quemador	Abierta
10	Gas a piloto antes del PI	Abierta
11	Gas a piloto después del PI	Abierta
12	Gas a piloto	Abierta
13	Gas a piloto	Abierta
14	Entrada de gas al piloto	Abierta

Operación

- Revisar tanto en campo como desde la sala de control, que el funcionamiento de los quemadores sea el correcto y no presente ninguna señal de alarma, es decir:
 - Que la temperatura en las chimeneas sea la correcta.
 - Que el suministro de gas esté funcionando.
 - Que los motores de ventilación funcionen según lo esperado.
 - Que los pilotos se encuentren encendidos.
- Verificar el nivel de líquido y presión en el calentador.
- Sacar de servicio los quemadores cuando sea necesario realizar operaciones de mantenimiento.

Precauciones

- Realizar el encendido de los pilotos o de los quemadores, usando el medidor de gases para detectar atmósferas de posible o segura explosión, por presencia de hidrocarburos combustibles.
- Abrir suavemente las válvulas para evitar efectos de ariete.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

4.2.e. Sistema de deshidratación

Fotografía 24. Área de gun barrels y botas de gas



Objetivo

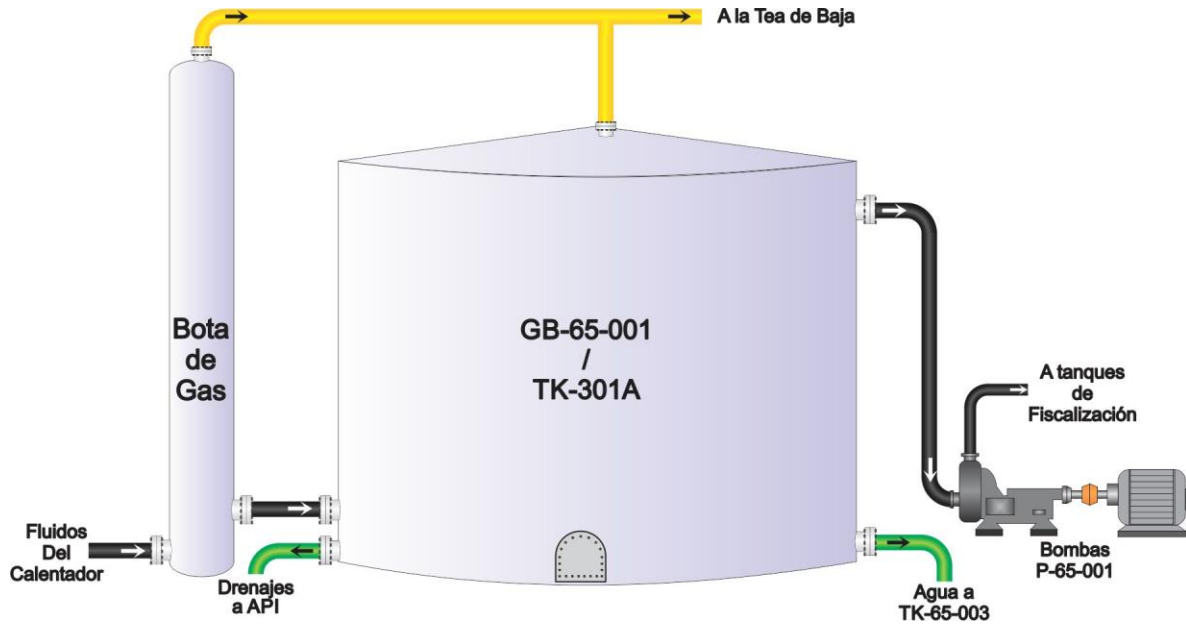
Retirar de forma óptima y eficiente, altos volúmenes de agua que conforma la emulsión, permitiendo así la recuperación (por rebose) de crudo con valores mínimos de agua asociada.

Descripción

Los fluidos tratados por el calentador se direccionan a la bota de gas, que gracias a su estructura interna, retira los remanentes de gas (que son mínimos) con que pueda venir el crudo y además iguala las presiones en el interior del tanque. Al salir de la bota, el crudo ingresa por la parte inferior del tanque, en donde reside el agua separada a manera de colchón, sobre el cual flota el crudo; estas vasijas están provistas de líneas externas de muestreo (perfilador) que permiten al operador tomar muestras del contenido del tanque a diferentes niveles de llenado y de esta manera conocer la ubicación del colchón de agua, la interface crudo-agua y el nivel del crudo limpio. Además cuenta con ánodos de sacrificio, que son elementos que prolongan la vida útil del tanque disminuyendo ostensiblemente la corrosión causada por agua y/o gas producido.



Figura 33. Sistema de deshidratación

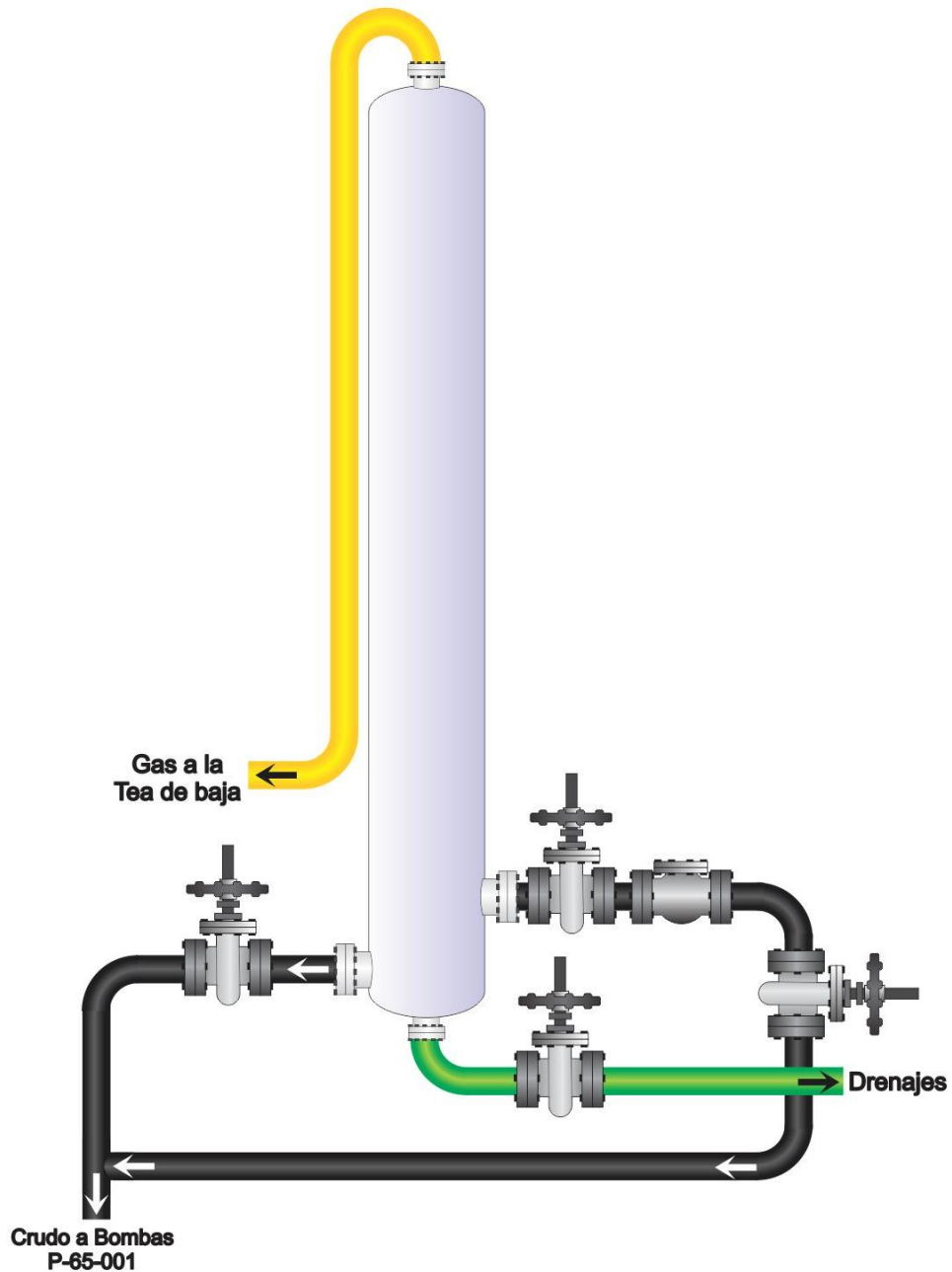


El sistema de deshidratación está constituido por:

- **Dos (2) botas de gas**, cada una de estas vasijas está constituida principalmente por una carcasa cilíndrica de forma tubular que alcanza una altura superior a la del gun barrel, su objetivo es el de facilitar la liberación de remanentes de gas que no se hayan podido liberar en el sistema de separación, y que son más fáciles de retirar después del calentamiento. Los fluidos ingresan por la parte inferior y ascienden por una tubería interna hasta la zona superior en donde se vierten siguiendo una caída zigzagueante entre las placas deflectoras, proceso que ocasiona la liberación de microburbujas de gas; este gas liberado se evacúa por la salida dispuesta en la zona superior y que se conecta al colector de la tea de baja presión; manteniendo así el equilibrio de presiones dentro del tanque.



Figura 34. Bota de gas



- **Dos (2) gun barrels (GB-65-001 y TK-301-A)**, en donde se da el proceso de "lavado", que consiste en la remoción del agua contenida en las gotas de crudo que fluyen a través del colchón



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

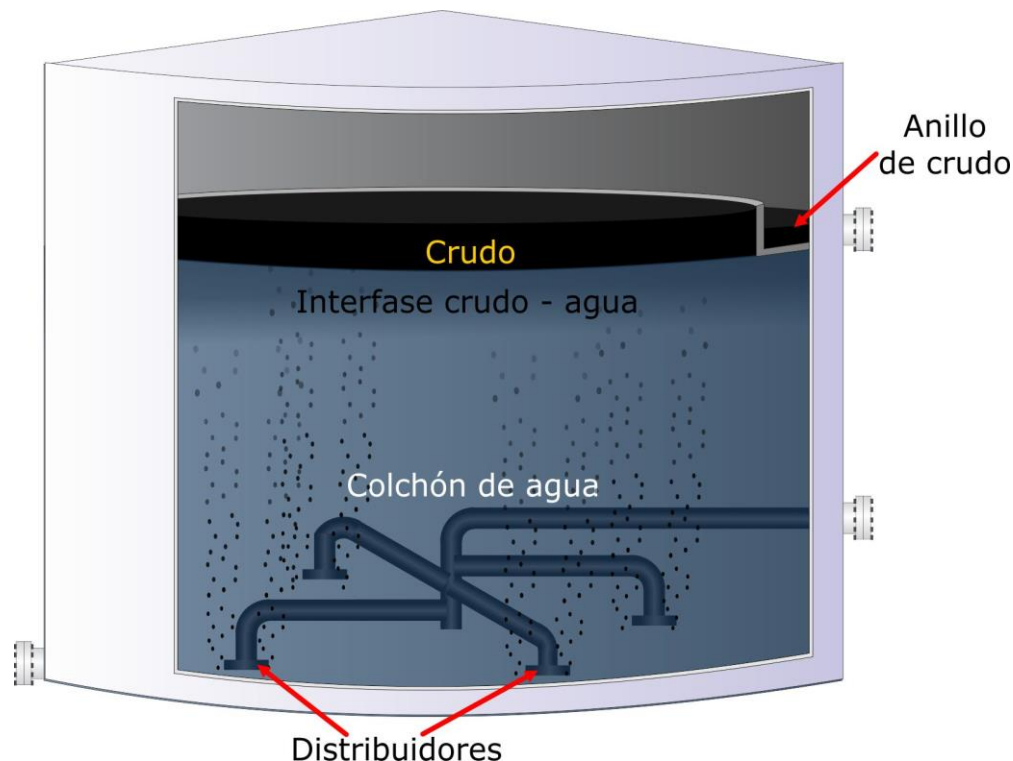
de agua, dándose así el proceso de deshidratación; adicionalmente, se permite un tiempo de retención mayor, que facilita la decantación y separación del agua libre. Entregando aceite con un porcentaje de agua y sedimentos (BSW) por debajo del 0.5% o del límite que se haya establecido para la estación.

El gun barrel está provisto de líneas externas de muestreo que permiten al operador tomar muestras del contenido del tanque a diferentes alturas, y de esta manera conocer la ubicación del colchón de agua, la interfase crudo-agua y el nivel del crudo limpio; tal proceso se realiza también de forma automatizada, gracias a tres transmisores de nivel que envían señales respecto al nivel de crudo, interface y agua en el tanque.

Los gun barrels se componen de:

- Tanque cilíndrico vertical en acero soldado.
- Válvula de venteo.
- Tubo conductor.
- Campanas difusoras.
- Toma muestras (a diversos niveles de llenado del tanque).
- Válvula controladora de nivel de interface (LCV).
- Transmisor de nivel por radar.

Figura 35. Vista interna del gun barrel (GB-65-001)



El gun barrel GB-65-004, cuenta con un tubo conductor que permite el ingreso de los fluidos por la parte inferior del tanque, estos se reparten en varias líneas con campanas difusoras cuyo objetivo es generar micro corrientes de crudo que pierden humedad a medida que ascienden hacia la zona (ver figura 35). En el caso del TK-301-A no se cuenta con tubo conductor ni campanas difusoras sino que



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

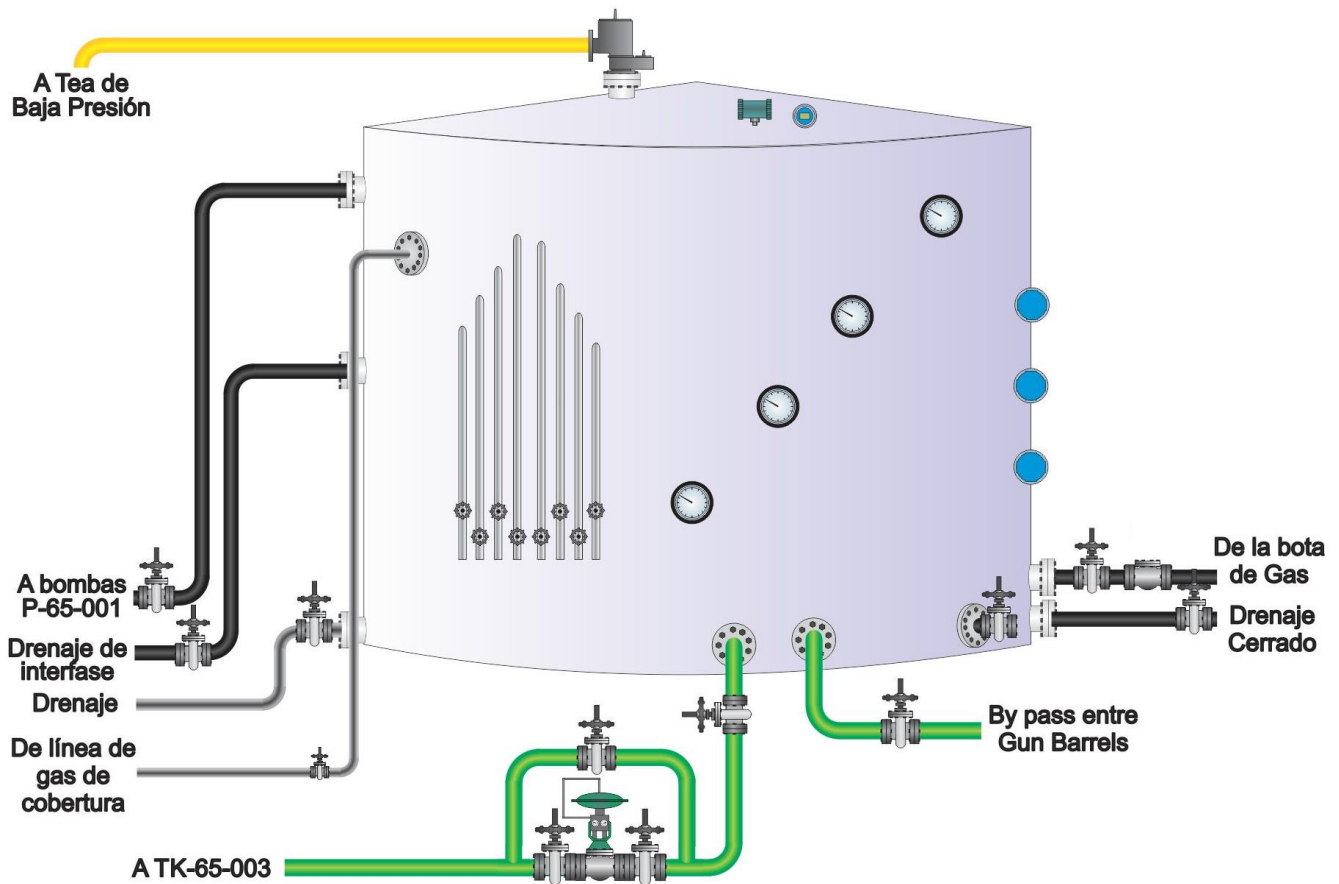
Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

entra la corriente de fluidos por la zona inferior del tanque y el proceso de lavado se da durante el ascenso del crudo por efecto de flotación.

Internamente, estos tanques cuentan en su zona superior con un canal perimetral denominado "Anillo", esta disposición permite la recuperación del crudo flotante que rebosa, y que por la línea de salida llegará a las bombas P-65-001.

Figura 36. Diagrama del gun barrel (TK-301-A)



- **Válvula controladora de nivel de interfase (LCV)**, regula de manera automática el nivel del colchón de agua en el gun barrel, su set point se calibra alrededor de 56,7%, que implica que el nivel de agua en el tanque nunca supera dicha capacidad, su operación está vinculada al transmisor de nivel de interfase que envía a dicha válvula una señal neumática.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Fotografía 25. Válvula controladora de nivel de interfase



- **Dos (2) bombas para drenaje de los anillos de recolección (P-65-001-A/B)**, cada una de estas bombas centrifugas es actuada por un motor eléctrico, su funcionamiento es automático; de forma que al llenarse el anillo recolector por encima de la línea de rebose se encienden para drenar el crudo con mayor rapidez.

Fotografía 26. Bombas P-65-001-A y P-65-001-B





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

La ubicación y las condiciones normales de operación de las válvulas asociadas al gun barrel y la bota de gas, se muestran en las siguientes figuras y tablas:

Figura 37. Diagrama de válvulas e instrumentos asociados a la bota de gas

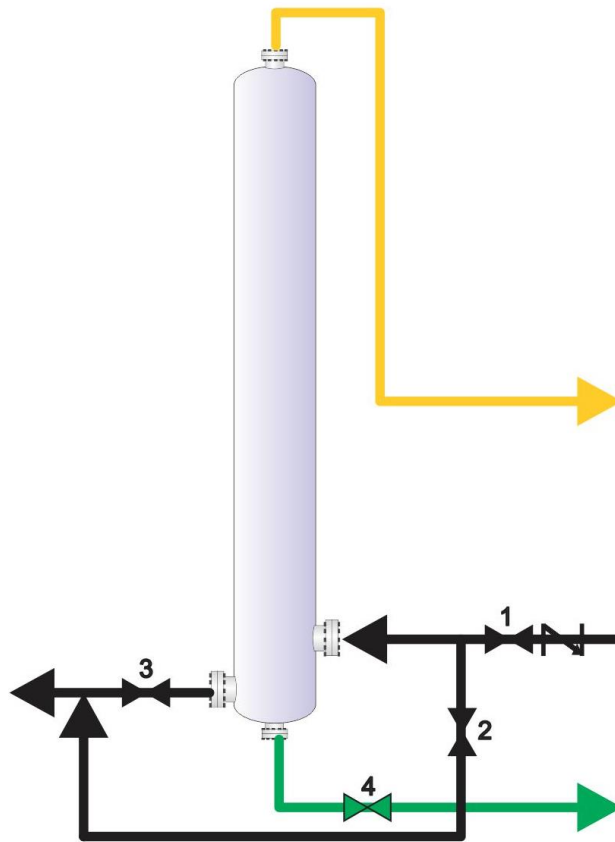


Tabla 14. Condiciones normales de operación de las válvulas asociadas a la bota de gas

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Entrada de fluidos a la bota de gas	Abierta
2	By pass de la bota de gas	Cerrada
3	Salida de fluidos de la bota de gas	Abierta
4	Salida a drenajes	Cerrada



Figura 38. Válvulas e instrumentos del gun barrel TK-301-A

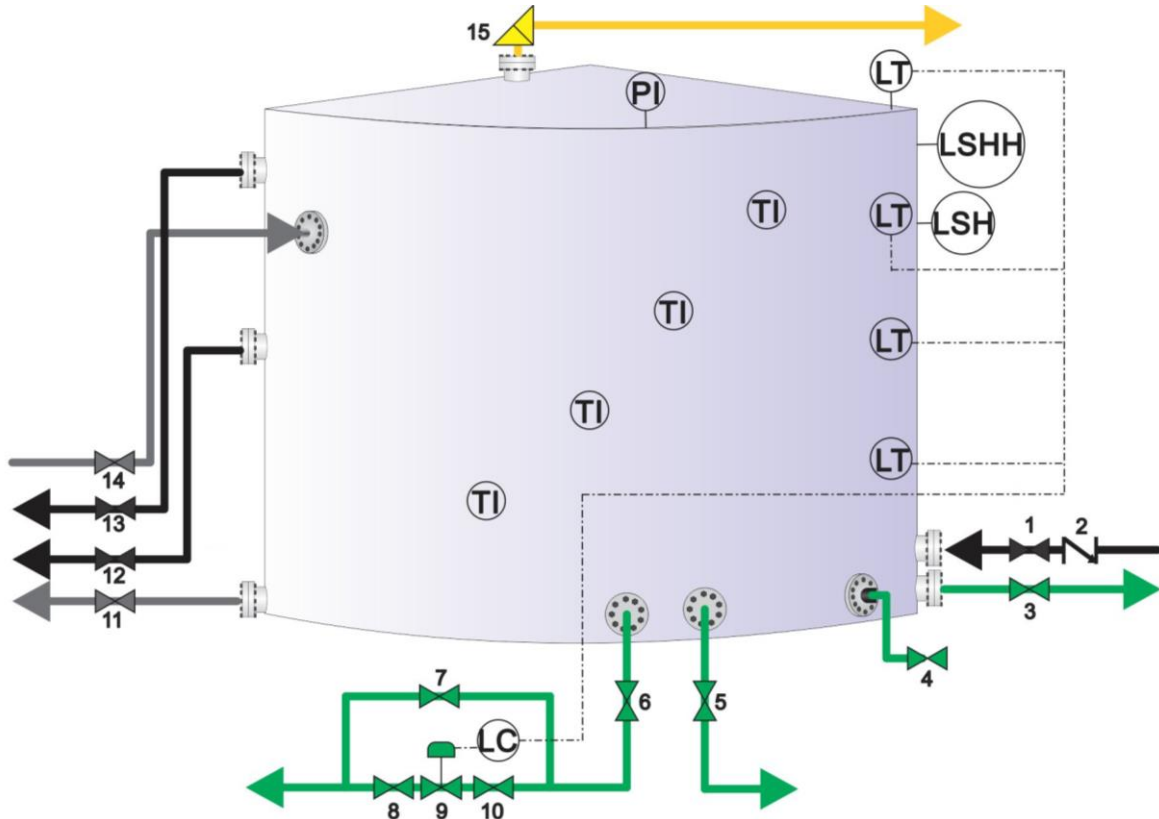


Tabla 15. Condiciones normales de operación de las válvulas asociadas al gun barrel TK-301-A

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Entrada de fluidos al gun barrel	Abierta
2	Entrada de fluidos al gun barrel	Abierta
3	Antigua línea de drenaje de agua, hoy inhabilitada	Cerrada
4	Cierre de antigua línea de drenaje	Cerrada
5	By Pass entre gun barrels	Cerrada
6	Salida de agua	Cerrada
7	By Pass de la LCV	Cerrada
8	Después de la LCV	Abierta
9	Salida de agua	Cerrada
10	Antes de la LCV	Abierta
11	Drenaje, junto a la línea de gas de cobertura	Cerrada
12	Drenaje de interfase	Abierta
13	Rebose de crudo	Abierta
14	Gas de cobertura	Abierta
15	Línea de venteo	Cerrada



Figura 39. Válvulas e instrumentos asociados a las bombas P-65-001-A/B

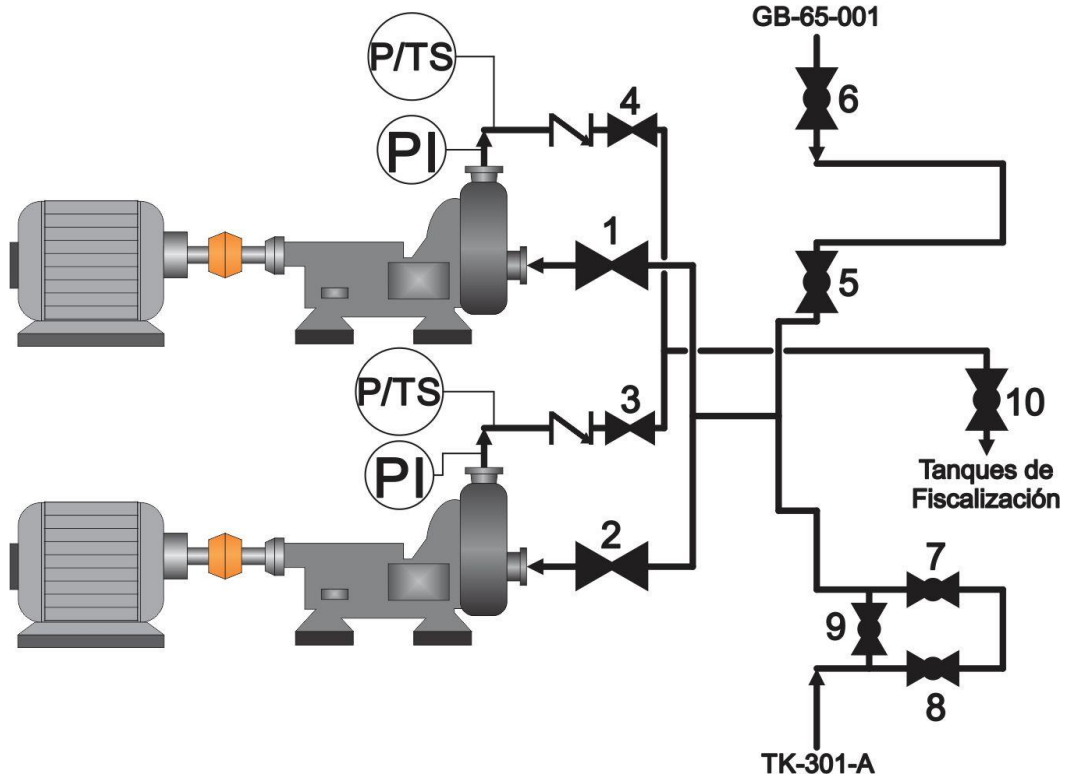


Tabla 16. Condiciones normales de operación de las válvulas asociadas a las bombas P-65-001 A y B

N°	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Succión de la bomba A	Abierta
2	Succión de la bomba B	Abierta
3	Descarga de la bomba A	Abierta
4	Descarga de la bomba B	Abierta
5	Crudo de rebose del GB-65-001, después del medidor de BS&W	Cerrada
6	Crudo de rebose del GB-65-001, antes del medidor de BS&W	Cerrada
7	Crudo de rebose del TK-301-A, después del medidor de BS&W	Cerrada
8	Crudo de rebose del TK-301-A, antes del medidor de BS&W	Cerrada
9	Crudo de rebose del TK-301-A, by pass del medidor de BS&W	Abierta
10	Descarga de las bombas hacia tanques de almacenamiento	Abierta



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Operación

- Revisar tanto en campo como desde la sala de control, que el gun barrel esté funcionando adecuadamente y no presente ninguna señal de alarma, es decir:
 - Que la válvula automática de salida de agua este abriendo y cerrando de acuerdo al nivel establecido.
 - Que las entradas y salidas de fluidos estén alineadas.
 - Que en las líneas y válvulas no hayan fugas.
 - Que las válvulas del perfilador estén cerradas.
- Verificar y ajustar el nivel de la interfase de acuerdo a la salinidad y al BSW obtenidos en laboratorio, según lo establecido en el Cap. 10, "Determinación de agua y sedimento" del Manual de Medición de Hidrocarburos, versión actual.
- Realizar periódicamente el drenado del colector del perfilador del gun barrel.

Precauciones

- Si es necesario subir a los tanques; tener precaución al ascender por la escalera y caminar sobre el techo de éste, utilizando siempre los implementos de seguridad para trabajos en alturas según el "procedimiento para trabajos en alturas".
- Emplear la máscara de gases y vapores, siempre que se abran las escotillas del tanque.
- Abrir suavemente las válvulas del perfilador para no ocasionar contaminación.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

4.2.f. Sistema de almacenamiento y despacho

Fotografía 27. Tanques de almacenamiento



Objetivo

Ofrecer un medio seguro de almacenamiento transitorio para el crudo proveniente de la estación y despacharlo de manera oportuna a los ductos destinados para su transporte.

Descripción

El crudo sale por rebose desde el gun barrel, generalmente bajo las especificaciones exigidas por el MM&E (BSW < 0.5% y salinidad < 20 libras por cada mil barriles), dicho rebose llega por efecto de gravedad a los tanques de almacenamiento (TK-325 y TK-326); no obstante, si el nivel de líquido contenido supera la capacidad media del contenedor, su llenado será muy lento o nulo, entonces será asistido por medio de las bombas de transferencia P-65-001.

Una vez en los tanques, el crudo se almacena temporalmente, se fiscaliza y se despacha con bombas quintuplex hacia el Oleoducto del Alto Magdalena.

En dado caso que el crudo no supere el control de calidad, es posible retornar el fluido almacenado hacia el proceso general de la estación, para que sea sometido nuevamente al proceso, mejorando la calidad y cumpliendo así con las especificaciones requeridas.


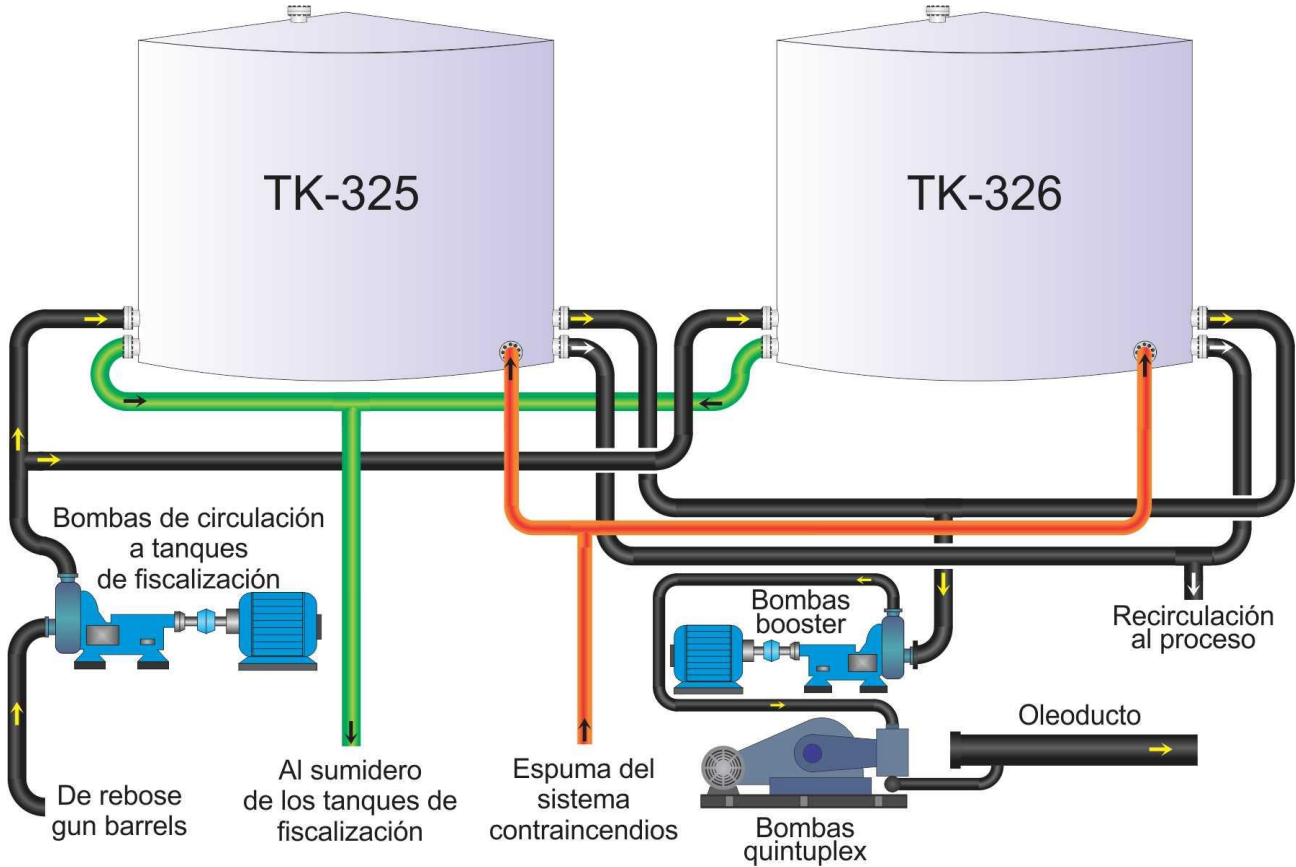
	MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1		
	PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS		
	MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS	Elaborado 09/02/2015	Versión: 1

Figura 40. Sistema de almacenamiento



Para cumplir con su propósito, el sistema de almacenamiento y despacho cuenta con los siguientes equipos y vasijas:

- **Dos (2) bombas "booster" para llenado de los tanques de fiscalización (D-319-A y D-319-B)**, de tipo centrífugas y accionadas por motores eléctricos, pueden operarse directamente de forma manual o de manera remota desde la sala de control; asisten el llenado de los tanques cuando no sea posible realizarlo por gravedad, debido al nivel de líquido almacenado. Además es posible usarlas para recircular el crudo hacia el proceso general de la estación, cuando no supera el control de calidad (principalmente basado en la medición de BS&W).



Fotografía 28. Bombas booster (D-319-A y D-319-B) para llenado de los tanques



- **Dos (2) tanques de almacenamiento (TK-325 y TK-326)**, cuya función es la de contener el crudo para ventas que ha sido transferido desde las estaciones (1y 2) del campo. En condiciones normales de operación, uno de los tanques está recibiendo el crudo, mientras que el otro está en reposo y listo para despacho; en ningún momento se debe recibir y despachar crudo de manera simultánea en el mismo tanque.

Son tanques cilíndricos de techo cónico de tipo API 650 con capacidad de 10.000 barriles; poseen instrumentación para lectura de nivel, un sistema de alarmas y switches de apagado para proteger las bombas quintuplex de despacho.


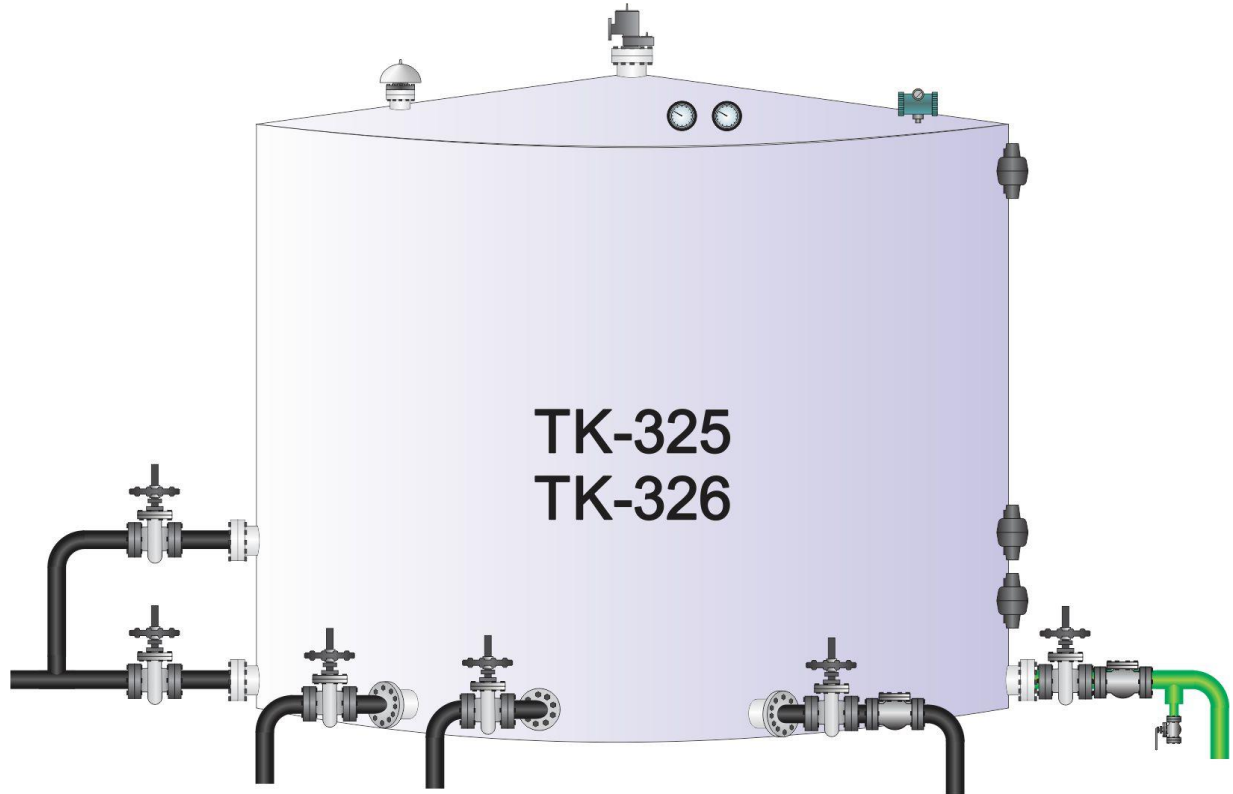
	MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1		
	PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS		
	MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS	Elaborado 09/02/2015	Versión: 1

Figura 41. Tanques de almacenamiento (TK-325 y TK-326)



Para su funcionamiento y monitoreo, los tanques 325 y 326 cuentan con los siguientes instrumentos:

- **Switch de bajo nivel (LSL)**, tiene la función de parar las bombas booster y las bombas quintuplex cuando el nivel de crudo del tanque haya llegado al mínimo establecido.
- **Switch por alto nivel (LSH)**, tiene la función de informar a la sala de control cuando el nivel de crudo almacenado en el tanque haya alcanzado el punto de ajuste.
- **Switch bajo-bajo nivel (LSLL)**, su señal es enviada a la sala de control y realiza el apagado automático de las bombas en caso de que el nivel de crudo en el tanque alcance el nivel mínimo establecido.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Fotografía 29. Arreglo de switch de nivel



- **Válvula de presión y vacío (PVV)**, descarga vapores presurizados al colector de la tea de baja presión, para regular la presión interna del tanque.
- **Indicadores de temperatura (TI)**, su señal es local y su función es la de indicar la temperatura del fluido almacenado.
- **Indicador de presión (PI)**, indica la presión de vapor dentro del tanque.
- **Válvula de seguridad (PV)**, descarga a la atmósfera cuando la presión de vapor alcanza el valor establecido, evitando así que se deforme el tanque.
- **Transmisor de nivel (LT)**, transmite una señal eléctrica proporcional al nivel de llenado.

Fotografía 30. Válvula de presión y vacío, válvula de seguridad y transmisor de nivel





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

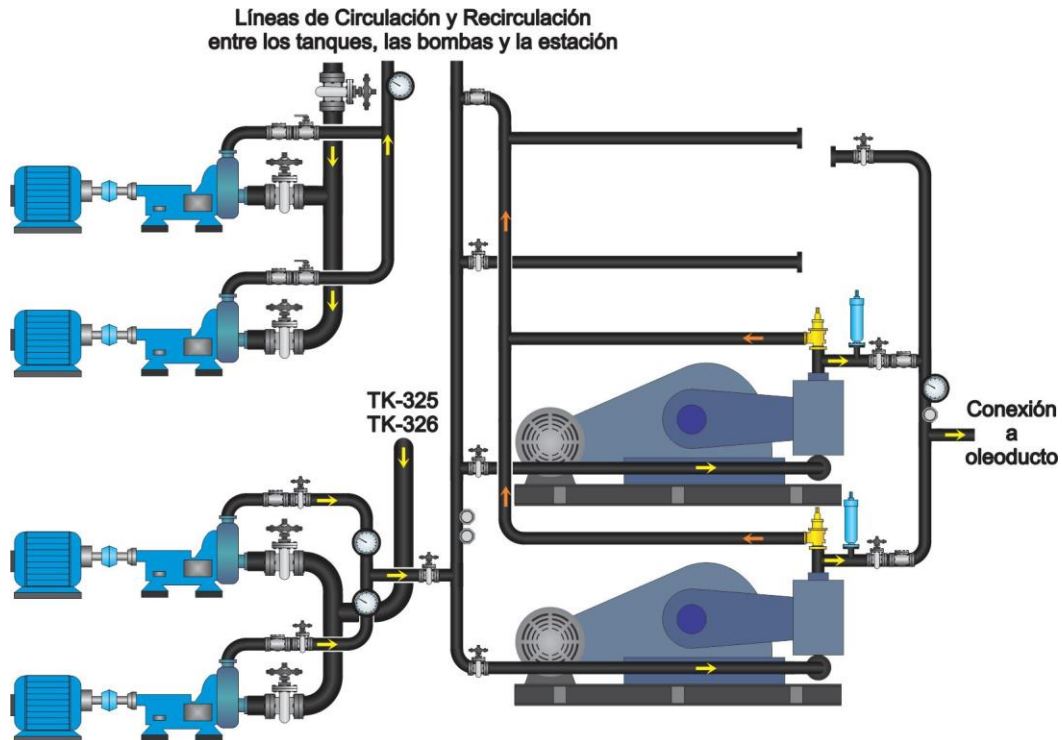
MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- **Seis (6) bombas para despacho de crudo**, este juego de bombas está compuesto por cuatro bombas centrífugas y dos bombas quintuplex de desplazamiento positivo. Su objetivo es el de suministrar suficiente presión y caudal para que el crudo se desplace por el oleoducto según los márgenes de operación segura.

Figura 42. Bombas para despacho de crudo al oleoducto



Para su funcionamiento y monitoreo, las bombas de despacho cuentan con los siguientes instrumentos:

- **Switch de presión baja (PSL)**, tiene la función de parar las bombas booster cuando baja la presión en la línea de descarga, evitando el daño de las bombas por trabajo en seco.
- **Switch de presión baja baja (PSLL)**, tiene la función de informar cuando baja la presión en la línea de descarga.
- **Switch de presiones límites (PS H/L)**, tiene la función de parar las bombas quintuplex cuando baja la presión en la línea de descarga, lo que podría indicar una ruptura en el oleoducto; también actúa para evitar condiciones críticas si se acumula presión en el oleoducto.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Fotografía 31. Switch de presiones límite (murphy)



- **Amortiguador de flujo (dampener)**, tiene la función de reducir los pulsos de presión ocasionados por la acción de los pistones de la bomba quintuplex, evitando así el efecto ariete.

Fotografía 32. Amortiguador de flujo (dampener)





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Para su correcta operación y monitoreo, este punto de despacho al oleoducto cuenta con los siguientes instrumentos y disposiciones:

- **Switch de presión baja (PSL)**, envía una señal eléctrica cuando el fluido en el oleoducto se aproxima al límite por baja presión.
- **Switch de presión baja baja (PSLL)**, envía una señal eléctrica cuando el fluido en el oleoducto alcanza el límite por baja presión, lo que genera el apagado de las bombas.
- **Switch de presión alta (PSH)**, envía una señal eléctrica cuando el fluido en el oleoducto se aproxima al límite por alta presión.
- **Switch de Presión alta alta (PSHH)**, envía una señal eléctrica cuando el fluido en el oleoducto alcanza el límite por alta presión, lo que genera el apagado de las bombas.
- **Registrador de presión en el oleoducto (PR)**, este registrador de carta circular genera un gráfico que indica los cambios de presión durante el proceso de despacho.

Fotografía 33. Switch y registrador de presión en el oleoducto





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- **Cupones para monitoreo de corrosión**, son placas metálicas que se introducen en la tubería a través de un cuello soldado, diseñado para su inserción y remoción; luego de treinta días de exposición al fluido son retiradas para su posterior análisis.

Fotografía 34. Cupón para monitoreo de corrosión





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

La ubicación y las condiciones normales de operación de las válvulas e instrumentos ubicados en el área de los tanques TK-325 y TK-326, bombas de llenado, bombas de despacho y oleoducto se muestran en las siguientes figuras y tablas:

- **Bombas booster para llenado de los tanques TK-325 y TK-326**

Figura 43. Válvulas ubicadas en el área de las bombas booster

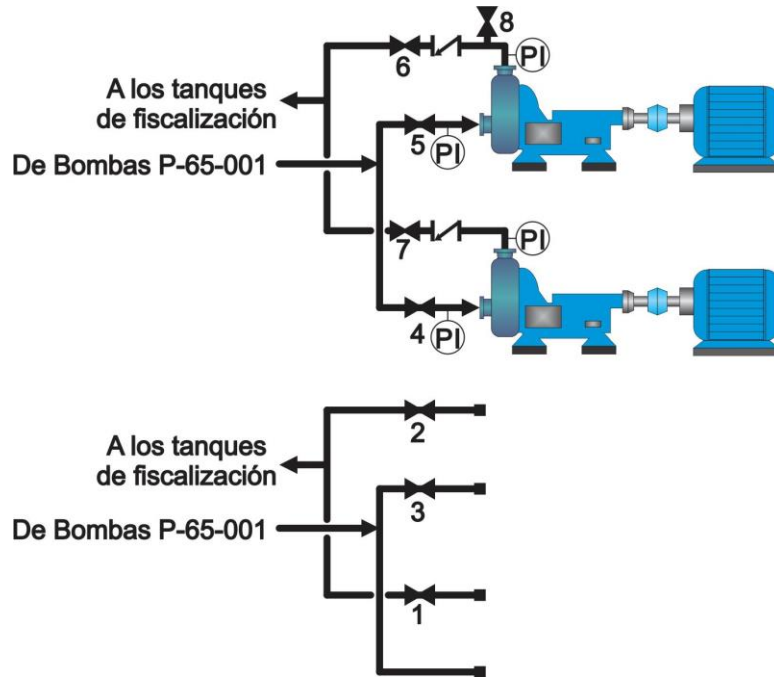


Tabla 17. Condiciones de operación de las válvulas asociadas a las bombas booster

N°	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Línea de descarga Bomba 1	Cerrada
2	Línea de descarga Bomba 2	Cerrada
3	Línea de Succión Bomba 2	Cerrada
4	Línea de Succión Bomba 3	Abierta
5	Línea de Succión Bomba 4	Abierta
6	Línea de descarga Bomba 4	Abierta
7	Línea de descarga Bomba 3	Abierta
8	Cuello en la línea de descarga de la Bomba 4	Cerrada



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

- Tanques de fiscalización TK-325 y TK-326

Figura 44. Válvulas asociadas a los tanques de fiscalización (TK-325 y TK-326)

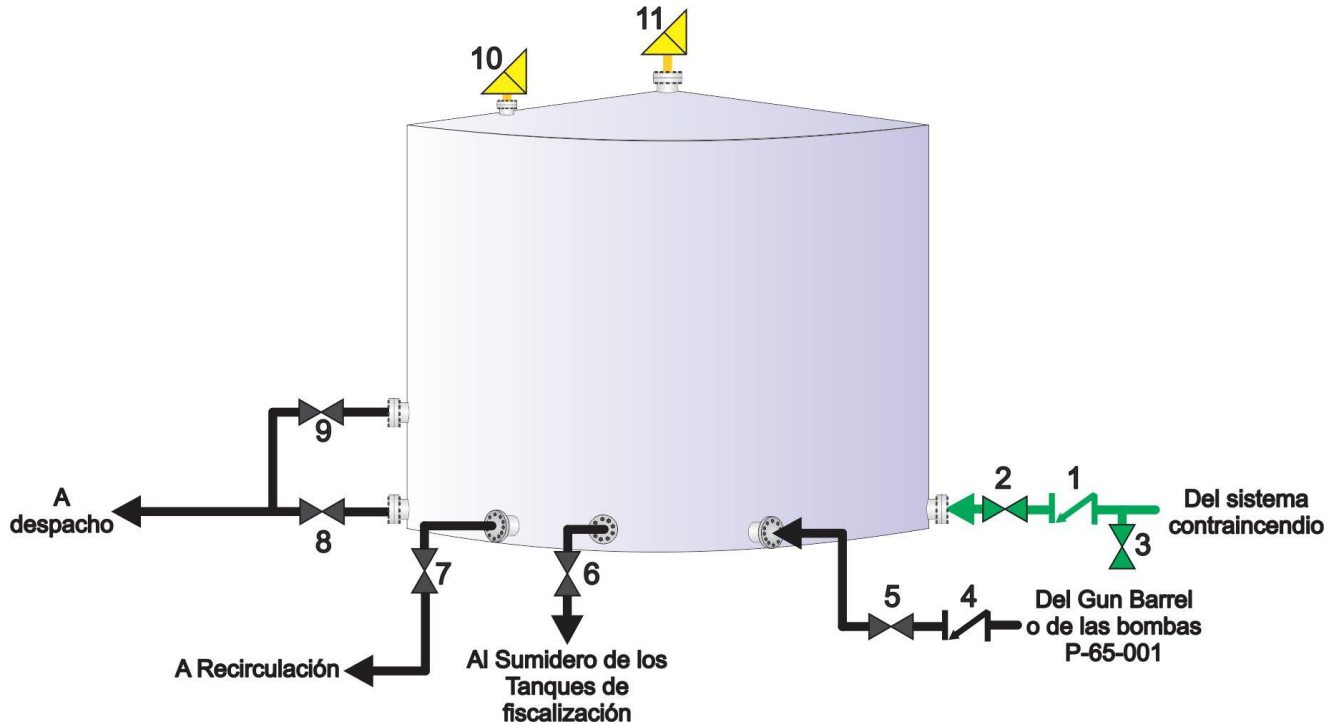


Tabla 18. Condiciones normales de operación de las válvulas asociadas a los tanques de almacenamiento (tk-325 y tk-325)

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Línea de entrada de espuma contraincendios	Cerrada
2	Línea de entrada de espuma contraincendios, después del cheque	Abierta
3	Derivación en la línea de entrada de espuma contraincendios	Cerrada
4	Entrada de crudo al tanque	Abierta
5	Entrada de crudo al tanque, después del cheque	Abierta
6	Salida hacia el sumidero	Cerrada
7	Recirculación hacia la estación Venado 1	Cerrada
8	Salida inferior a despacho	Cerrada
9	Salida superior a despacho	Cerrada
10	Línea de alivio de presión	Cerrada
11	Línea de alivio de presión y vacío	Cerrada



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Tabla 19. Datos de operación para los tanques de almacenamiento TK-325 y TK-326

Parámetro	Valor	Unidades
Altura de referencia	13.880	mm
Capacidad	10.000	Bbl
Diámetro nominal	43	Ft
Altura nominal	43	Ft
Temperatura del fluido	100	°F

Figura 45. Área de las bombas de despacho

Líneas de Circulación y Recirculación
entre los tanques, las bombas y la estación

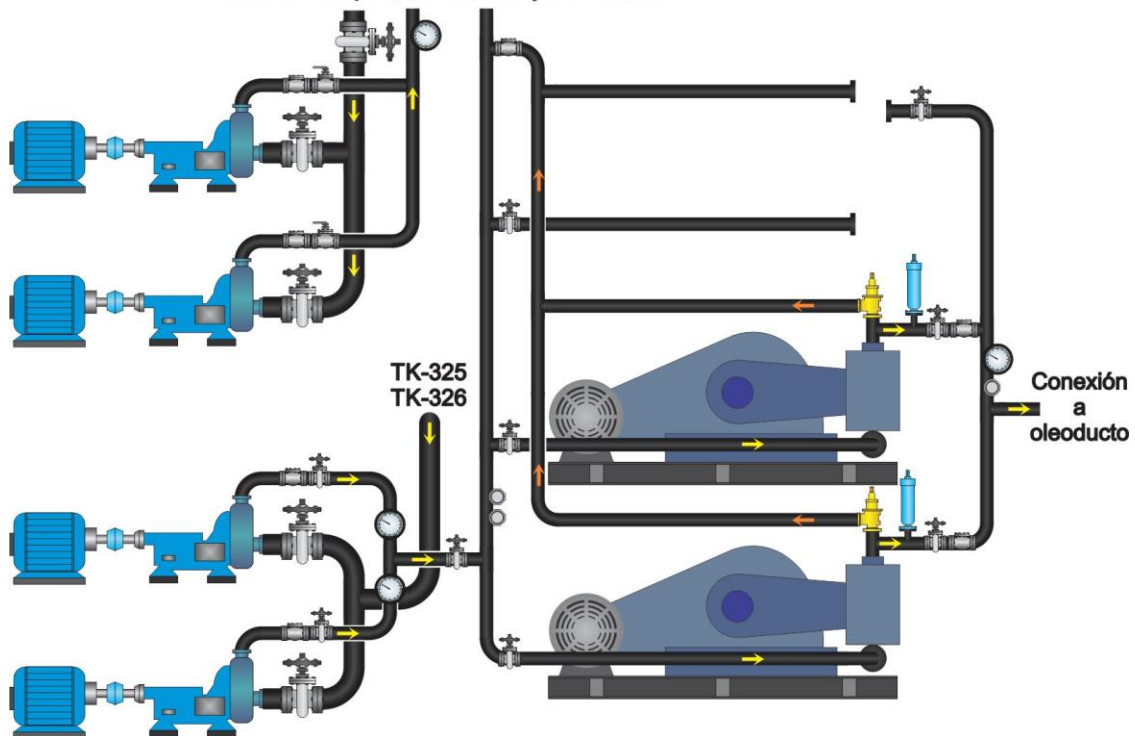




Figura 46. Válvulas asociadas a las bombas de despacho

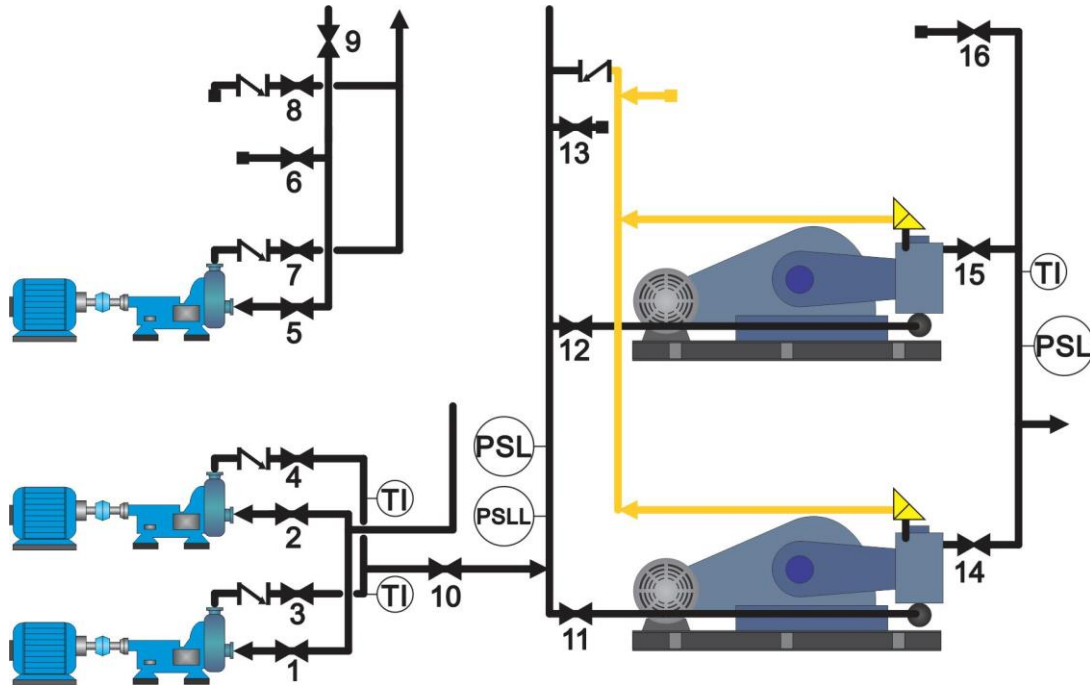


Tabla 20. Condiciones de operación de las válvulas asociadas a las bombas de despacho, durante el proceso de despacho

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Succión de la bomba booster 1	Abierta
2	Succión de la bomba booster 2	Abierta
3	Descarga de la bomba booster 1	Abierta
4	Descarga de la bomba booster 2	Abierta
5	Succión de la bomba booster 3	Cerrada
6	Succión de la bomba booster 4	Cerrada
7	Descarga de la bomba booster 3	Cerrada
8	Descarga de la bomba booster 4	Cerrada
9	Succión conjunta de las bombas 3 y 4	Cerrada
10	Descarga conjunta de las bombas 1 y 2	Abierta
11	Succión de la bomba quintuplex 1	Abierta
12	Succión de la bomba quintuplex 2	Abierta
13	Succión de la bomba quintuplex 3	Cerrada
14	Descarga de la bomba quintuplex 1	Abierta
15	Descarga de la bomba quintuplex 2	Abierta
16	Descarga de la bomba quintuplex 3	Cerrada



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Operación

- Drenar periódicamente el agua que se acumula en el fondo de los tanques de almacenamiento.
- Monitorear el funcionamiento de todos los elementos asociados a los tanques.
- Revisar constantemente el nivel de crudo en los tanques de almacenamiento, desde la sala de control.
- Realizar las mediciones de nivel, empleando las cintas específicas.
- Tomar muestras del fluido almacenado según lo planeado.

Precauciones

- Si es necesario subir al tanque; tener cuidado al ascender por la escalera y caminar sobre el techo de éste, utilizando siempre los implementos de seguridad para trabajos en alturas según el "Procedimiento para trabajos en alturas", y utilizar la máscara de protección respiratoria siempre que se destape la escotilla.
- Abrir suavemente la válvula de drenaje para evitar la creación de vórtices o remolinos dentro del tanque que causen la conificación del lecho de sedimento en el fondo.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

4.2.g. Sistema general de manejo de aguas aceitosas

Fotografía 35. Piscinas API y de oxidación



Objetivo

Recolectar de forma segura, las aguas aceitosas que se drenan o se desnatan de las vasijas de la estación y realizar su correspondiente tratamiento.

Descripción

Los fluidos que se drenan y se desnatan como parte de la operación normal de la estación o actividades de limpieza y mantenimiento, son dirigidos hacia este sistema directamente por medio de una red de ductos y cajillas que le dan funcionalidad, para almacenarlo, tratarlo y en ocasiones enviarlo nuevamente al proceso general.

La recolección de los sistemas de drenaje se agrupa según la ubicación y el tipo de vasijas; en el caso de los tanques (GB-65-001, TK-301-A, TK-65-003, TK-65-004, TK-350-1 y TK-350-2) se direcciona previamente a la cajilla de aguas aceitosas junto al múltiple principal, los demás drenajes van directamente a la piscina API, para los tanques de fiscalización (TK-325 y TK-326) se cuenta con una caja de drenaje junto a las bombas quintuplex. Respecto al filtro de cáscara de nuez, se realizan un retrolavado diario que regenera el lecho filtrante, el fluido resultante, con alto contenido de partículas suspendidas se procesa en el decantador y los lechos de secado.

El agua lluvia es colectada por las cunetas perimetrales y de acuerdo a las condiciones que presente, será devuelta al ambiente o direccionada a las piscinas API.

Los fluidos residentes en la piscina API se decantan por gravedad, de manera que es posible destinar el agua hacia las piscinas de oxidación y el crudo hacia el tanque TK-250-2, de donde puede reincorporarse al proceso general; las borras que se separan por flotación tanto en las piscinas API como en las piscinas de oxidación, se disponen en el tanque de borras que les almacena hasta que se programe su disposición final.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

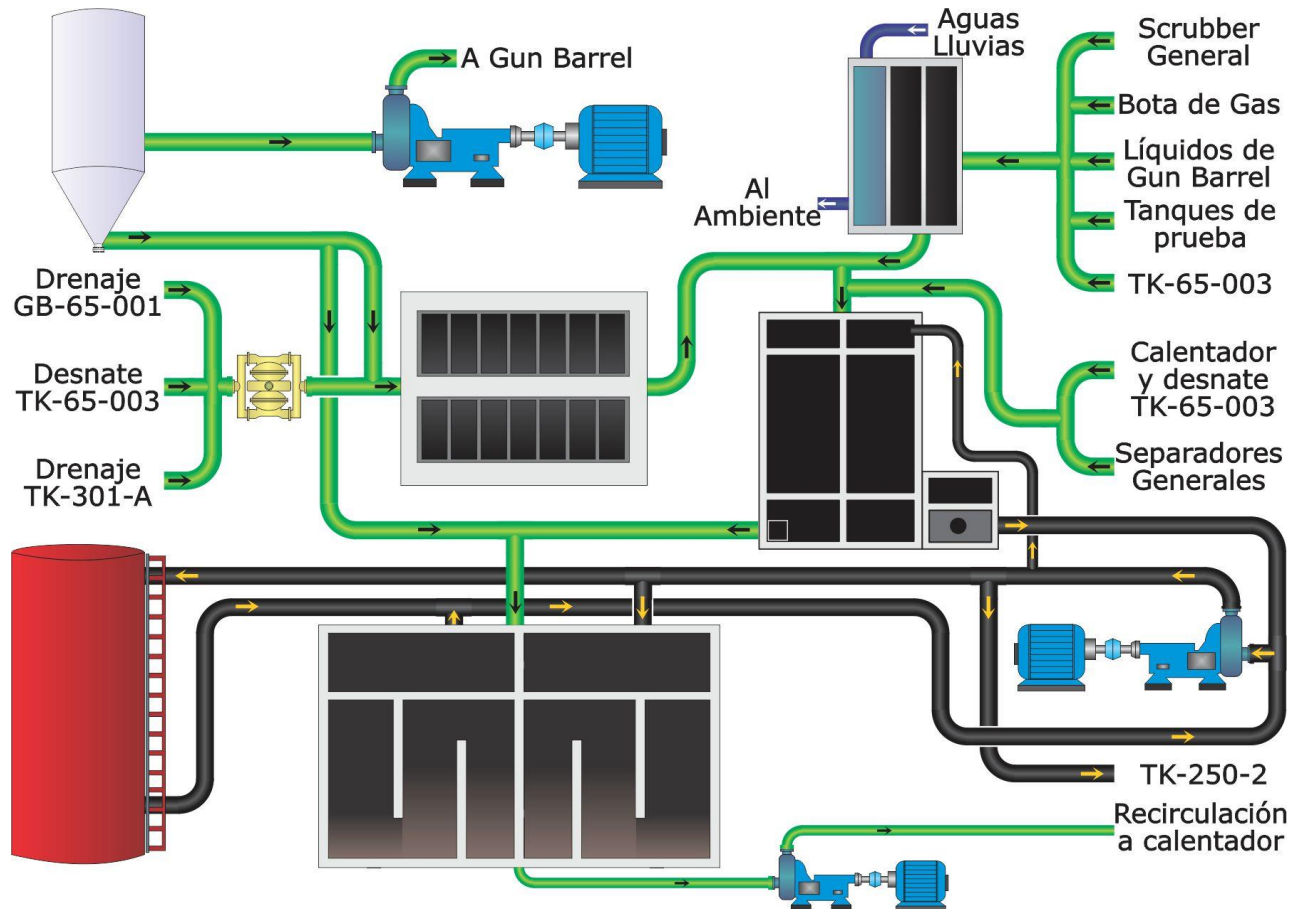
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Figura 47. Sistema general de manejo de aguas aceitosas





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

El sistema de manejo de aguas aceitosas está integrado por los siguientes equipos y construcciones:

- **Una (1) caja de aceites y aguas lluvias:** Es una caja de concreto, excavada en el suelo e impermeabilizada, que se ubica junto al múltiple general, constituida por tres compartimentos: el primero diseñado para la disposición de las válvulas de las seis líneas que llegan a la caja, el segundo para recibir los fluidos de drenaje de los dos gun barrels (TK-301-A y GB-65-001), las botas de gas, los tanques de prueba (TK-350-1 y TK-350-2) y el tanque clarificador (GB-65-003), y el tercero que recolecta las aguas lluvias provenientes de las cunetas y trampas de los diques; las líneas de salida de aguas aceitosas conducen los fluidos hacia las piscinas API, mientras que la línea de salida de aguas lluvias, cuenta con varias válvulas antes de verterlas de manera segura en el ambiente.

Por otra parte, el drenaje que se deriva del scrubber general se recoge en una cajilla auxiliar ubicada en el área de los separadores cuya salida conduce también hacia las piscinas API.

Fotografía 36. Caja de aceites y aguas lluvias





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

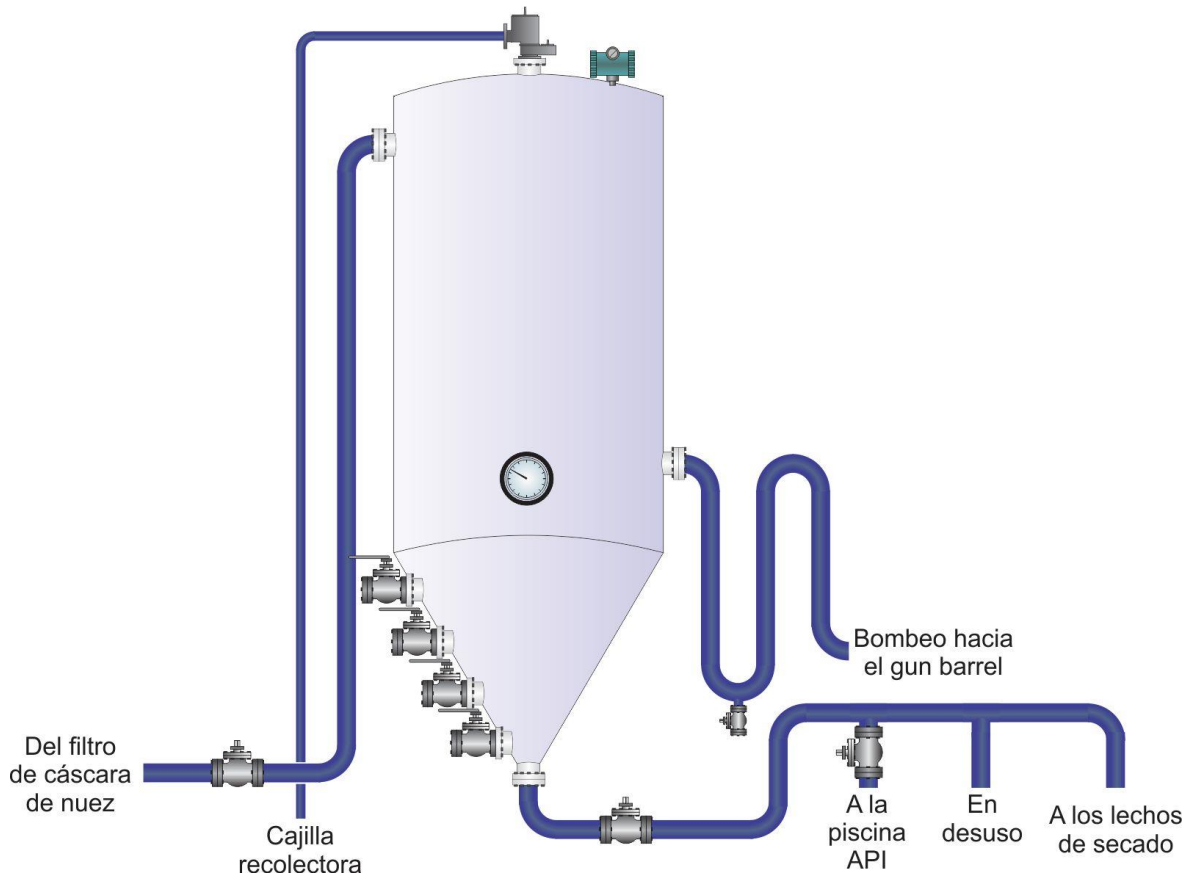
- **Un (1) decantador (DC-65-005):** Está diseñado para un caudal máximo de 500 GPM y opera a una temperatura de 120°F; en ésta vasija de fondo cónico, se retiene el agua con los sólidos procedentes del retrolavado del filtro de cáscara de nuez, por un tiempo aproximado de cuatro horas; al cabo de las cuales se decantan las fases, primero se evacúan los sólidos decantados hacia el lecho de secado y luego el agua es drenada a la piscina API.

Fotografía 37. Decantador (DC-65-005)





Figura 48. Diagrama de líneas y válvulas asociadas al decantador





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- **Dos (2) bombas de recirculación del decantador:** Estas bombas centrífugas con motor eléctrico, permiten recircular el agua libre de sólidos del decantador para reintegrarla al proceso en el calentador o el gun barrel, cuando la piscina API no cuente con capacidad suficiente para su tratamiento.

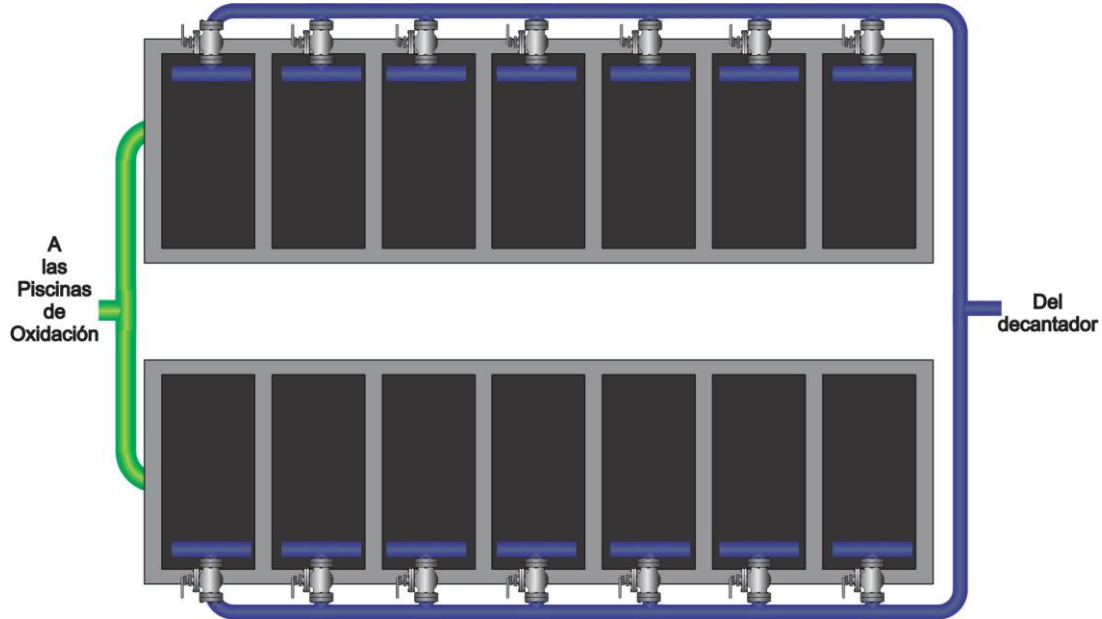
Fotografía 38. Bombas de recirculación del decantador



- **Un (1) lecho de secado:** Es una serie de compartimentos impermeabilizados, cuyo objetivo es el de retener los sólidos generados en las labores de drenaje de vasijas y retrolavado del filtro de cáscara de nuez, en cada uno de ellos existe un conjunto de capas filtrantes: de arriba hacia abajo se encuentra primero una capa de rocas de mediano tamaño, luego una capa de grava, más abajo arena y finalmente una rejilla que las sostiene y actúa también como filtro, la fase líquida de las mezclas que aquí se vierten, drena gradualmente hacia una caja de recolección de donde se dirige hacia la piscina API.
En total son catorce compartimentos distribuidos en dos hileras, cada uno cuenta con una válvula de bola que permite realizar el vertimiento en el lecho (ver figura 49); es importante abrir gradualmente las válvulas con el fin de evitar un acelerado rebose que podría ocasionar derrames de fluido contaminado.



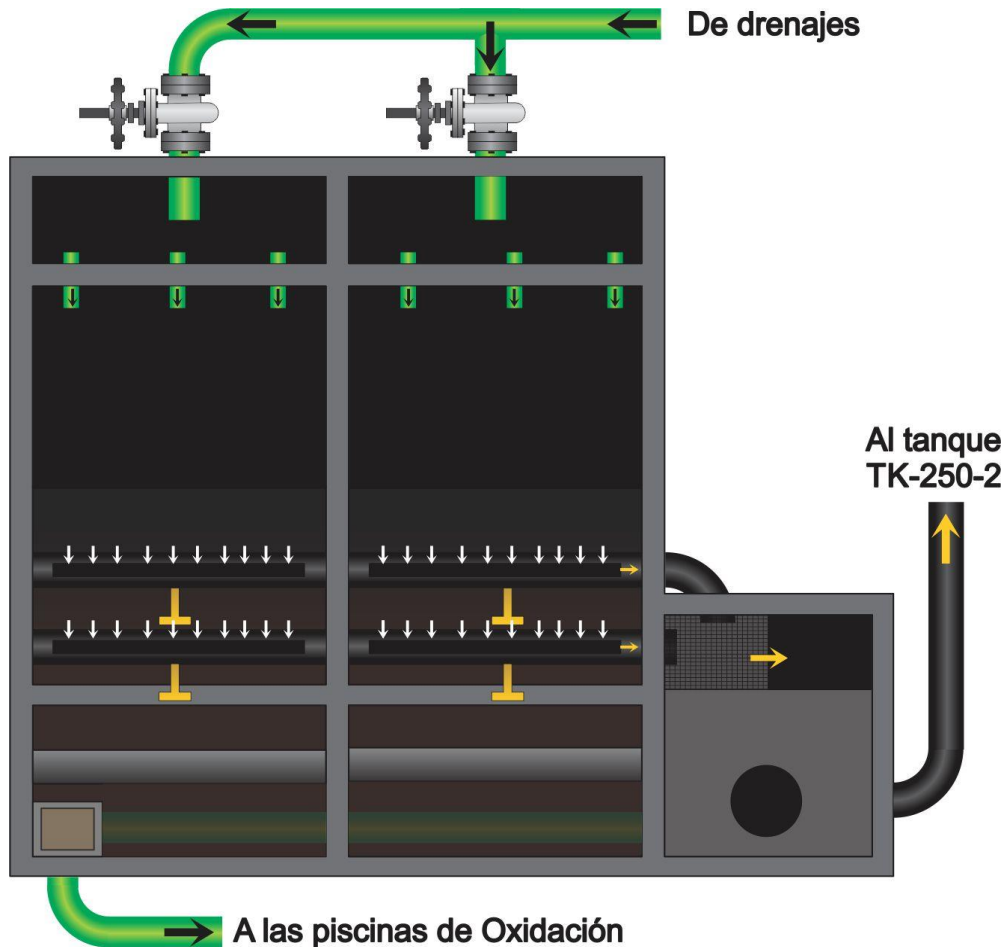
Figura 49. Vista de planta del lecho de secado.



- **Una (1) piscina API:** Se divide en dos cámaras paralelas que retienen las aguas aceitosas durante un tiempo, al cabo del cual se separan sus fases por decantación. Dichos fluidos provienen principalmente de la caja de aguas aceitosas, ingresan por dos válvulas de compuerta ubicadas en la parte frontal hacia una trampa en que los sólidos son retenidos, gracias a un mecanismo de rebose, el agua pasa a una etapa de reposo en la que el aceite se agrupa como una capa flotante que gana espesor a medida que transcurre su tiempo de residencia; en la parte posterior de la piscina, dos tuberías ranuradas (flautas) colectan por rebose el crudo flotante, que se almacena gradualmente en su correspondiente caja de recuperación (ver figura 50). Para reducir el contenido de objetos suspendidos (generados por el ambiente) el crudo pasa por una rejilla retenedora antes de caer en la caja de recuperación, de allí puede ser bombeado hacia el tanque TK-250-2 cuando se considere necesario. Por su parte, el agua aceitosa aún remanente bajo la nata de crudo, llena la cámara posterior de donde gracias a un juego de tuberías es drenada hacia las piscinas de oxidación.



Figura 50. Vista de planta de las piscinas API



En condiciones normales de uso solo una de las dos válvulas principales de entrada se mantiene abierta, las flautas colectoras correspondientes se giran con el propósito de regular la cantidad de aceite a recuperar; la salida de agua hacia las piscinas de oxidación se habilita con las válvulas instaladas en su entrada. Para la recuperación de crudo se debe revisar el nivel en la cajilla de recuperación que al ser suficiente se bombea hacia el tanque TK-250-2.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

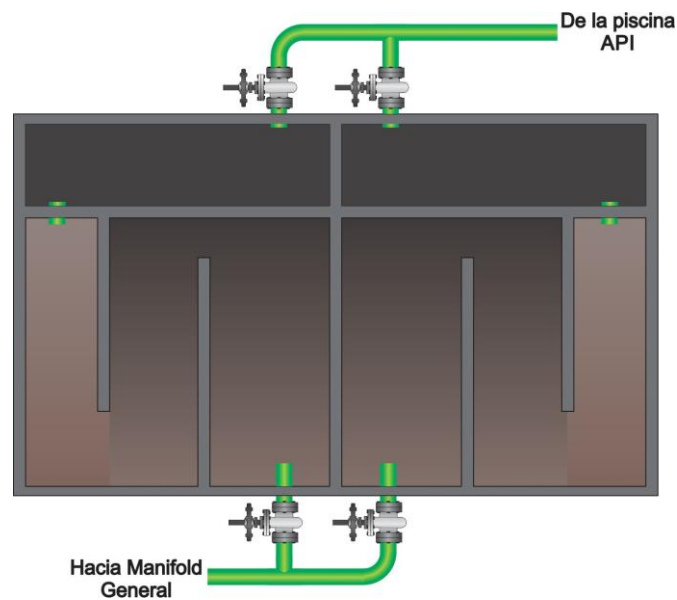
- **Dos (2) bombas de recuperación de crudo:** Estas bombas centrífugas con motor eléctrico, permiten aprovechar el crudo almacenado en la caja recuperadora de la piscina API, enviándolo hacia el tanque TK-250-2, de donde se retorna al proceso general.

Fotografía 39. Bombas de recuperación de crudo



- **Una (1) piscina de oxidación:** Compuesta por dos cámaras generales, cada una de las cuales cuenta con un receptor de entrada y un canal zigzagueante diseñado para restar capacidad de arrastre a la corriente; al final del canal se encuentran las mangueras de succión que gracias a las bombas de recuperación de agua permiten reincorporar estas aguas al proceso general (ver figura 51).

Figura 51. Vista de planta de las piscinas de oxidación





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- **Dos (2) bombas de recuperación de agua:** Estas bombas centrífugas con motor eléctrico, permiten circular el agua almacenado en la piscina de oxidación, enviándola hacia el calentador para que se incluya de nuevo en el proceso general.

Fotografía 40. Bombas de recuperación de agua





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- **Un (1) tanque de borras:** Es una vasija cilíndrica vertical, en la que se almacenan las borras extraídas de la piscina de oxidación por medio de recolección manual o asistida por bombas auxiliares (Wilden); allí permanecen hasta que se determina su disposición final.

Fotografía 41. Tanque de borras





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- **Un (1) sumidero de los tanques de fiscalización:** Permite coleccionar los fluidos y sólidos drenados del fondo de los tanques de fiscalización, de manera que puedan disponerse gracias a camiones de vacío.

Fotografía 42. Sumidero de tanques de fiscalización





La ubicación y condiciones normales de operación de las válvulas en el área del decantador y el lecho de secado, se describen a continuación:

Figura 52. Diagrama de las válvulas asociadas al decantador (DC-65-005)

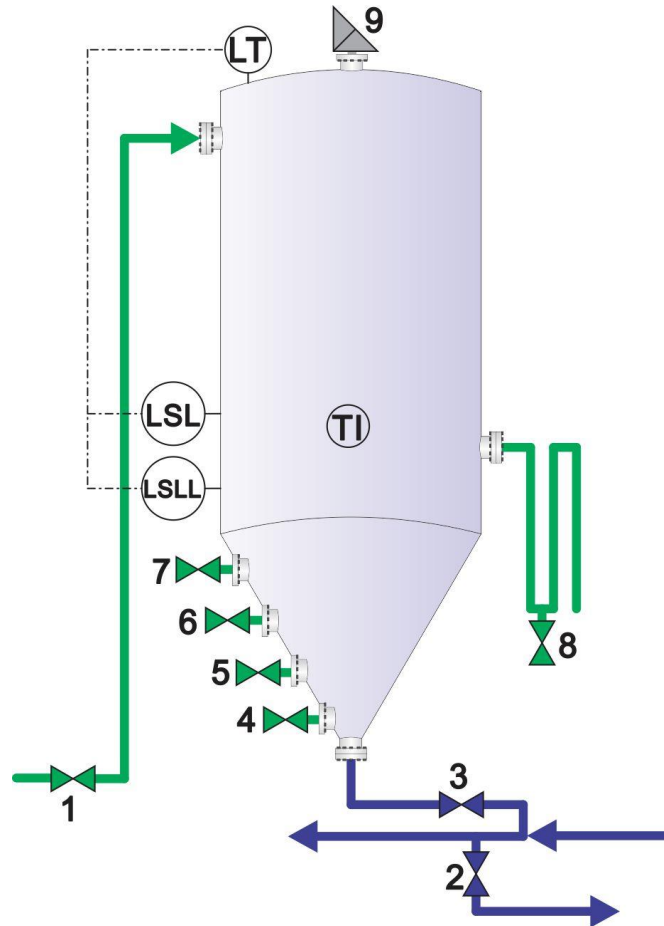


Tabla 21. Condiciones de operación de las válvulas asociadas al decantador (DC-65-005)

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Entrada de fluido del retrolavado del filtro de cáscara de nuez	Abierta
2	Salida de aguas aceitosas hacia la Piscina API *	Cerrada
3	Salida de aguas aceitosas **	Cerrada
4, 5, 6 y 7	Líneas laterales para muestreo	Cerradas
8	Drenaje del cuello de ganso	Cerrada
9	Alivio de presión y vacío	Cerrada

* Abierta solamente durante el proceso de evacuación de aguas aceitosas.

** Abierta solamente durante el proceso de evacuación de aguas aceitosas y durante el proceso de evacuación de borras.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

4.2.h. Sistemas auxiliares

Los sistemas auxiliares se denotan de dicha manera puesto que su funcionamiento es paralelo al de los demás sistemas y aunque no afectan directamente el proceso de tratamiento y almacenamiento; el funcionamiento adecuado de la estación puede verse afectado seriamente si no se cuenta con ellos.

Estos sistemas auxiliares son:

- Compresión y suministro de aire.
- Descargadero para tractocamiones.

Su funcionamiento y equipos se detallan a continuación.

4.2.h.1. Sistema de compresión y suministro de aire

Fotografía 43. Sistema de compresión y suministro de aire



Objetivo

Mantener el suministro de aire necesario para la operación de los transmisores, válvulas, controladores y demás equipos, en las cantidades y presiones que para ello se requieren.

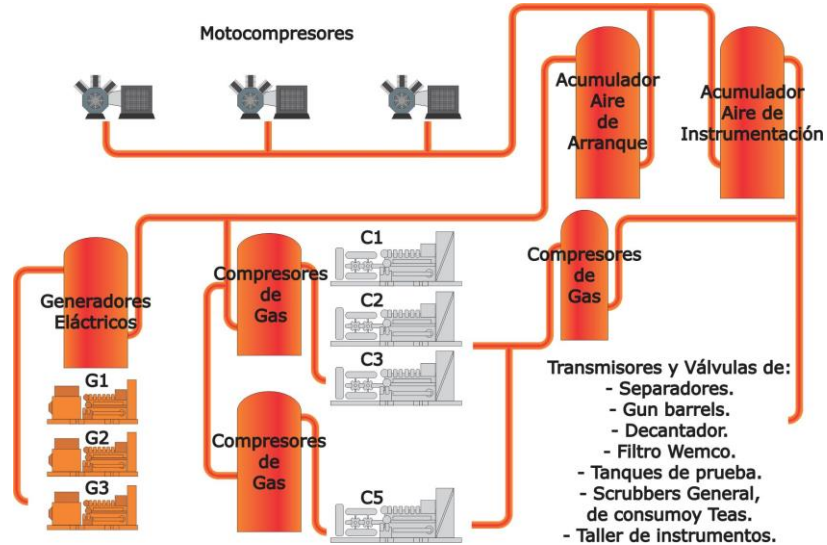
Descripción

Para el funcionamiento del sistema de aire comprimido, en la estación se cuenta con tres compresores de aire, que permiten mantener constante la presión del sistema (150 Psig).

Una vez comprimido, el aire se almacena en dos tanques acumuladores, uno de ellos alimenta el arranque de los generadores y los compresores de gas, mientras que el otro está destinado a la instrumentación del campo; el sistema cuenta además con varios tanques acumuladores distribuidos por la estación de acuerdo con la distribución de los equipos (fundamentalmente compresores de gas y generadores).



Figura 53. Sistema de compresión y suministro de aire.



El sistema de compresión y suministro de aire está compuesto por:

- **Tres (3) motocompresores de aire:** Dos de ellos se mueven gracias a la potencia de motores eléctricos, siendo los compresores principales; se encienden de forma automática gracias a los switches de presión instalados en los acumuladores de aire, cada vez que la presión del sistema cae por debajo de 150 Psig, o se apagan en caso de que la presión exceda dicho nivel. El tercer compresor se mueve gracias a un motor de combustión interna alimentado con ACPM, su encendido es manual y se utiliza como back up en caso de que los motores eléctricos fallen.

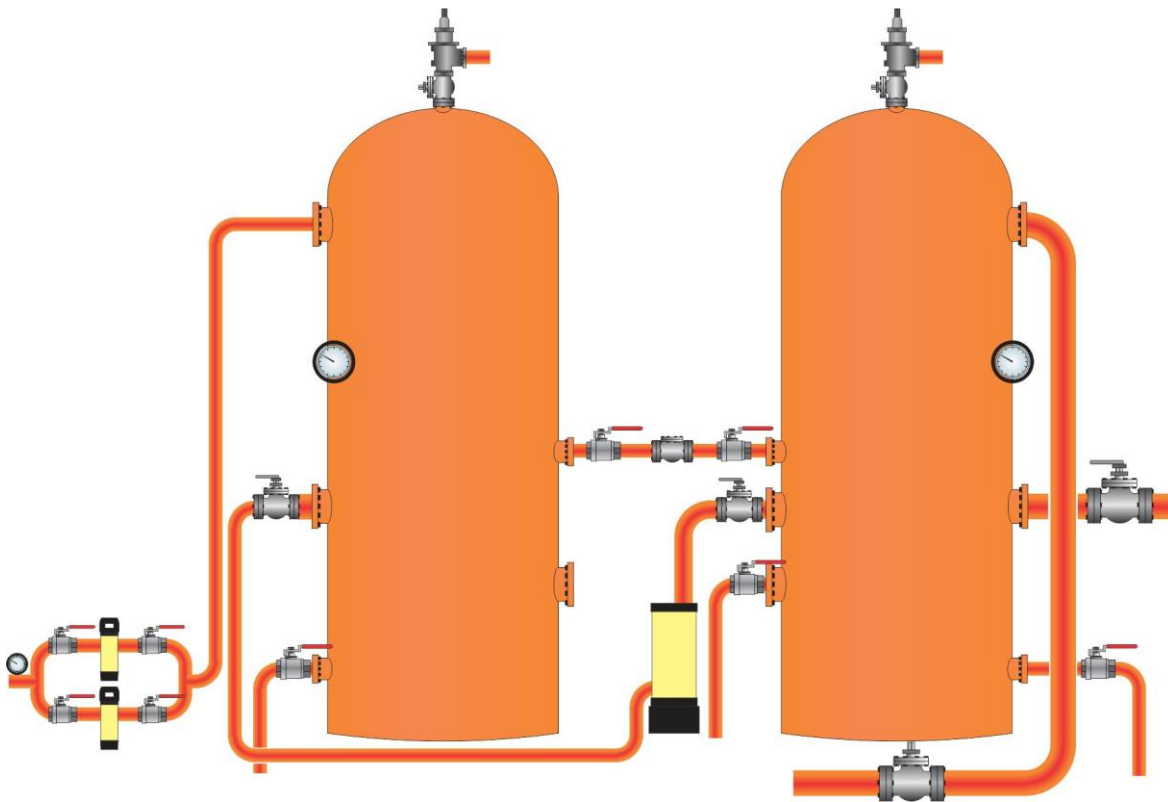
Fotografía 44. Motocompresores de aire





- **Dos (2) acumuladores primarios de aire:** Se ubican junto al área de compresores, su función es mantener una cantidad de aire suficiente a la presión requerida para que el sistema pueda alimentar los equipos que lo requieren, de manera inmediata; su estructura interna es sencilla, siendo solamente una vasija contenedora que permite extraer en su parte baja la humedad condensada en el interior por efectos de cambio de presión. El aire que sale a presión de los compresores, es contenido inicialmente en el acumulador de aire para arranque de los motores de combustión interna; el aire allí contenido sale por dos líneas, una conduce a los motores, la otra ingresa al deshumidificador y pasa al acumulador de aire para instrumentación de donde sale por una sola línea que distribuye dicho aire a todos los equipos que lo requieren. En dicha línea de salida se encuentran en paralelo dos filtros que evitan que los tubing de instrumentación se obstruyan por sólidos arrastrados. En los acumuladores el aire ingresa por su parte media, llenando el recipiente generando la presión requerida, en su carrera hacia la salida (Ubicada en la parte alta del acumulador) se condensa humedad que se decanta por gravedad; en caso de acumularse presión por encima de lo deseado, el acumulador cuenta con una válvula de alivio en la parte superior, que permite mantener el equipo en condiciones seguras.

Figura 54. Acumuladores primarios
(Aire para motores de combustión interna a la derecha y aire para instrumentación a la izquierda)





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- **Cuatro (4) acumuladores secundarios de aire:** Se distribuyen en la estación según es necesario a fin de garantizar que al descender la presión de aire en el sistema, se tengo suficiente aire acumulado para darle tiempo a los compresores de reestablecer dicha presión; así se garantiza que los motores de combustión interna siempre cuenten con la alimentación de aire requerida.
Se cuenta con los acumuladores de aire mencionados, en las siguientes áreas:

Tabla 22. Ubicación y propósito de los acumuladores de aire secundarios

UBICACIÓN	EQUIPOS	PROPÓSITO
Generadores eléctricos	G1, G2 y G3	ARRANQUE
Compresores de gas	C1, C2 y C3	ARRANQUE
Compresores de gas	C5	ARRANQUE
Compresores de gas	C1, C2, C3 y C5	INSTRUMENTACIÓN

Fotografía 45. Acumulador de aire secundario (área de generadores)





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

4.2.h.2. Cargue y descargue con vehículos cisterna

Fotografía 46. Área de cargue y descargue



Objetivo

Permitir el cargue y descargue de fluidos transportados en tanques móviles (Fractank, Vehículos cisterna y similares) cuando se realizan operaciones en los pozos cuyos fluidos se van a tratar en la estación, cuando no se puede despachar crudo por el oleoducto o cuando se requieren fluidos de la estación para operaciones de campo.

Descripción

El descargadero cuenta con dos bombas centrífugas que mediante varios accesorios tales como válvulas, cheques y mangueras permiten llenar o evacuar los tanques que se encuentren en el descargadero en el menor tiempo posible.

El descargadero está integrado por los siguientes equipos:

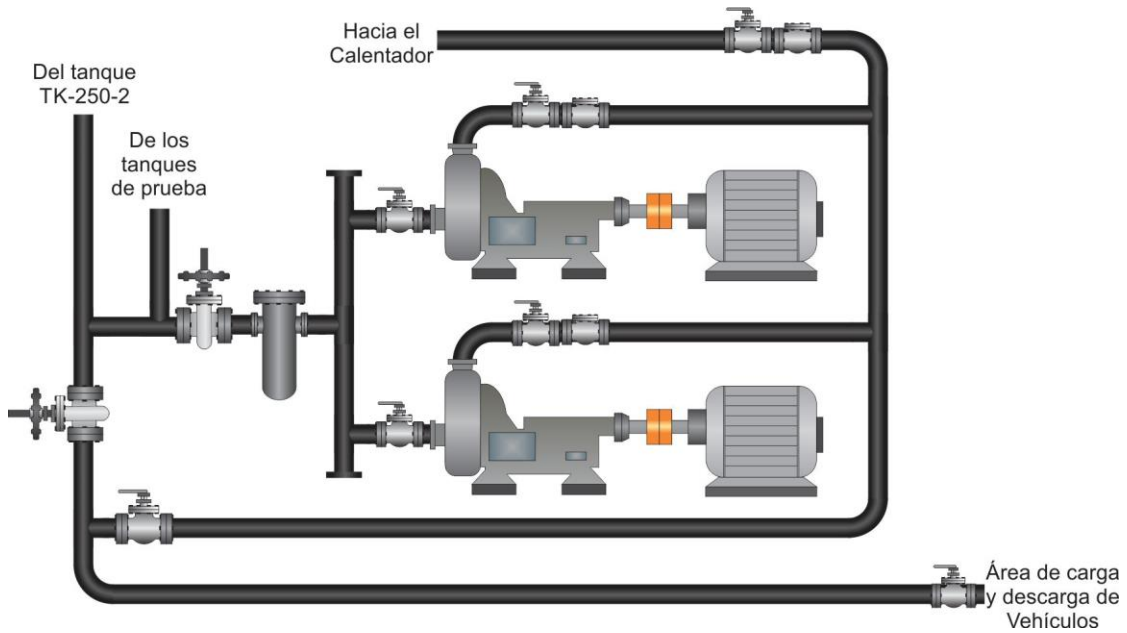
- **Dos (2) bombas booster (Centrífugas):** Se ubican junto a los tanques de prueba, cada una de las bombas booster son accionadas por un motor eléctrico, su línea de succión permite bombear fluidos desde los tanques de prueba, el calentador e incluso el tanque TK-250-2; Por otra parte su línea de descarga va hacia el descargadero.



Fotografía 47. Bombas booster



Figura 55. Válvulas y Líneas en el área de las bombas booster





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- **Un (1) tanque horizontal TK-250-2:** Se ubica junto a los tanques de prueba, puede llenarse con crudo proveniente de la piscina API o de los tanques de prueba y su línea de salida puede ir a recirculación o a las bombas booster.

Fotografía 48. Tanque TK-250-2



- **Un (1) descargadero:** Esta área está delimitada y señalizada para facilitar el estacionamiento de vehículos tipo cisterna, cuenta con mangueras, conexiones y válvulas, que facilitan el flujo de los fluidos desde o hacia el tanque que se encuentre estacionado.

Fotografía 49. Válvula para cargue o descargue de vehículos cisterna



La ubicación y condiciones normales de las válvulas en el área de las Bombas Booster y el descargadero, se muestran a continuación:



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

• **Bombas booster**

Figura 56. Ubicación de las válvulas e instrumentos en el área de las bombas booster D-319-A/B

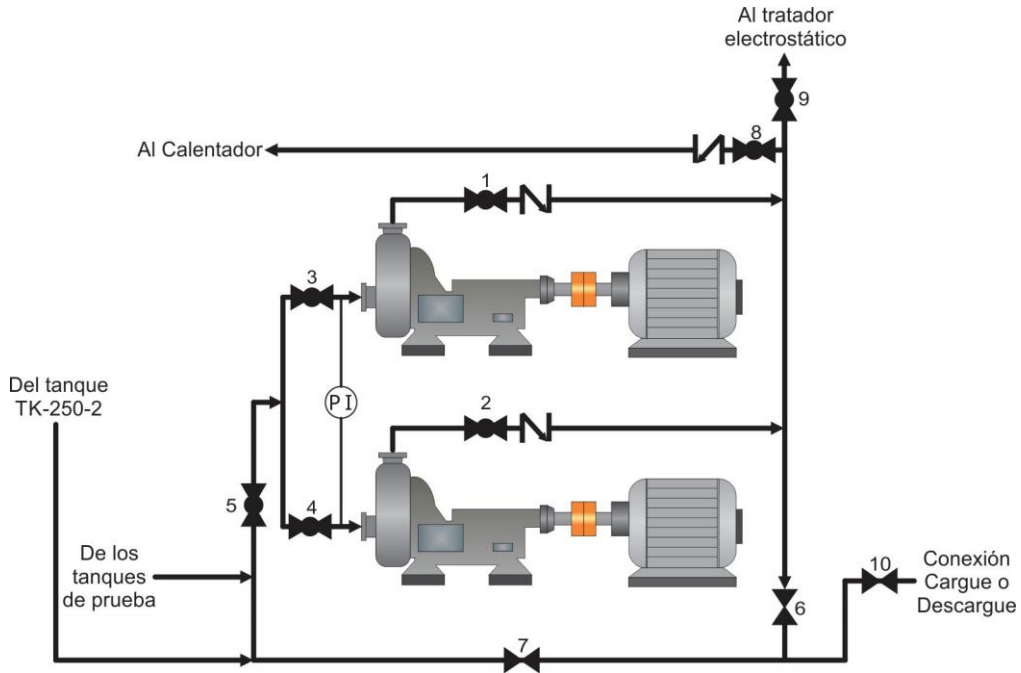


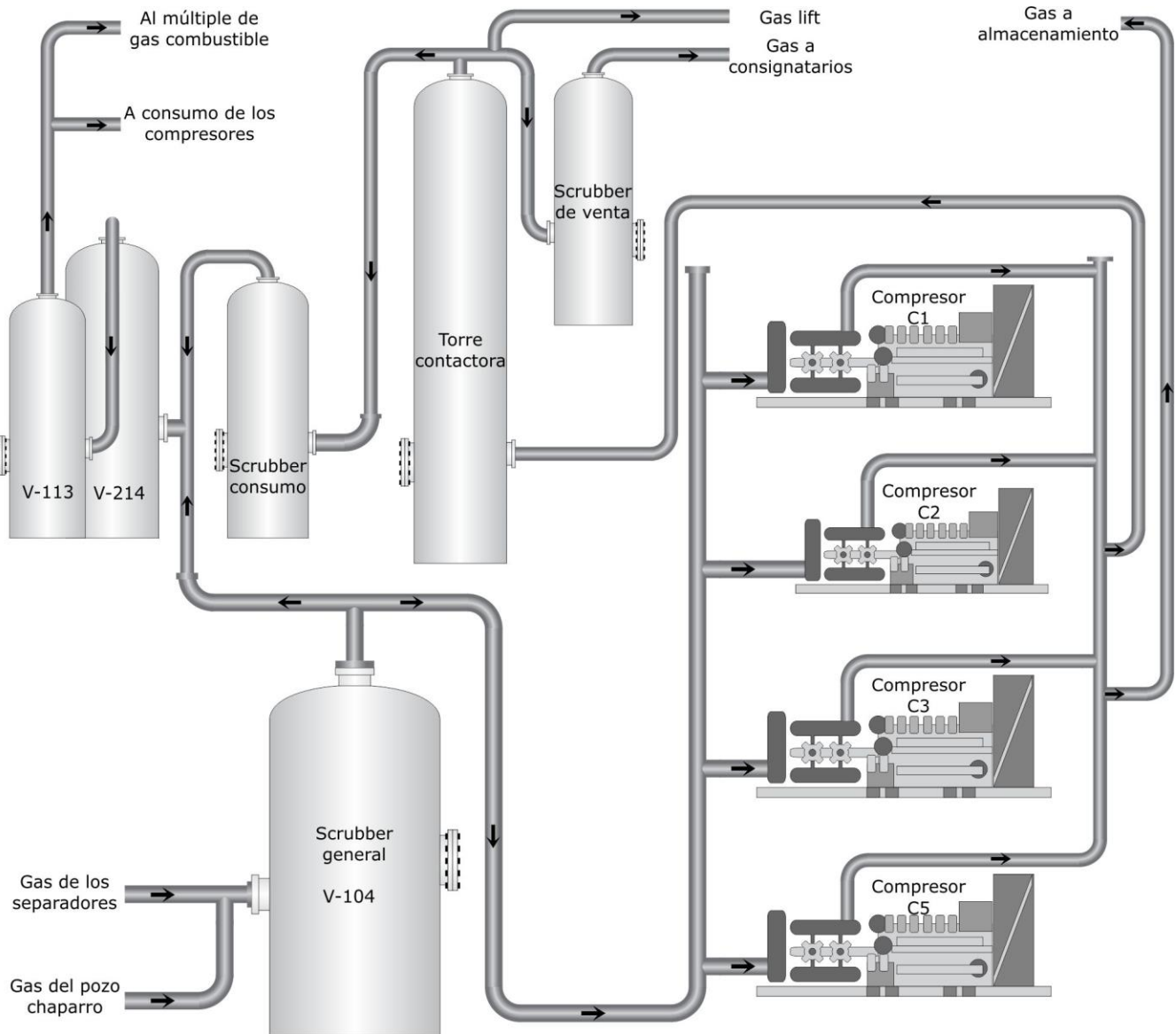
Tabla 23. Condiciones normales de operación de las válvulas en el área de las bombas booster D-319-A/B

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Descarga bomba A	Cerrada
2	Descarga bomba B	Cerrada
3	Succión bomba A	Cerrada
4	Succión bomba B	Cerrada
5	Antes de la succión de las bombas	Abierta
6	Después de la descarga de las bombas	Cerrada
7	By pass de las bombas	Cerrada
8	Línea del calentador, antes del cheque	Cerrada
9	Línea de hacia el calentador V-308	Cerrada
10	Conexión de cargue y descargue de vehículos	Cerrada



4.3 Proceso de manejo del gas

Figura 57. Proceso general para manejo y disposición del gas



El aprovechamiento de gas que se destina a cada sistema del campo y la estación se detalla en el anexo 5.5.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

4.3.a. Sistema de compresión

Fotografía 50. Área de compresores



Objetivo

Elevar la presión del gas colectado para facilitar posteriores procesos de disposición tales como su uso en levantamiento artificial y despacho a consignatarios.

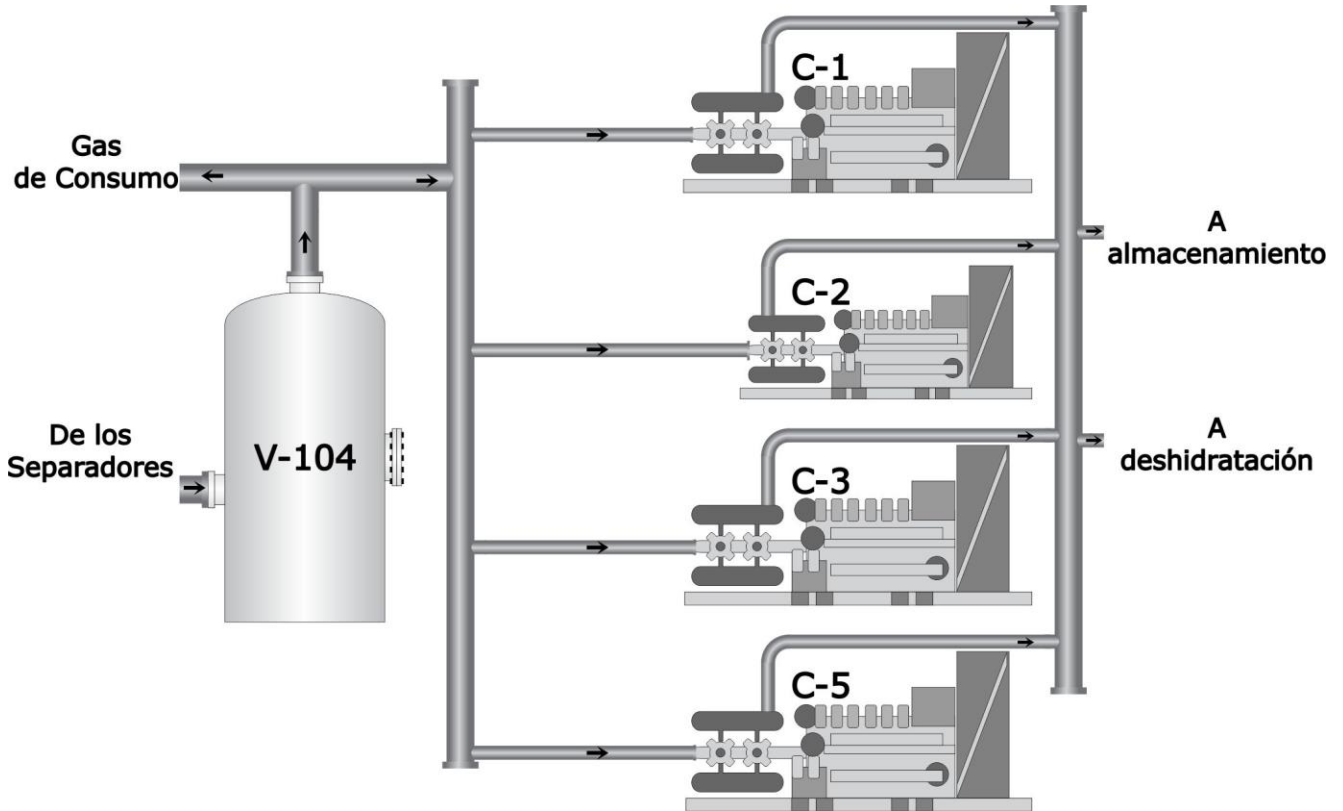
Descripción:

El campo tiene dos fuentes de producción de gas, la primera es el gas asociado al crudo que se extrae al pasar por los separadores, la segunda es el producido por el pozo de gas "Chaparro" que se incorpora a la línea de gas que de los separadores va al scrubber general (V-104). Una vez que ingresa en el scrubber general el gas pasa por una serie de extractores de neblina que gracias a proceso de coalescencia extraen remanentes de hidrocarburos líquidos que son arrastrados por el gas, este líquido recuperado se incorpora al colector de salida de los separadores hacia el sistema de tratamiento.

Retirados los hidrocarburos líquidos, el gas se divide en dos corrientes, una es succionada por los compresores recíprocos que elevan la presión de 20 Psig hasta 1300 Psig para luego ir al sistema de deshidratación, la otra corriente de gas va al sistema de gas de consumo en donde se da su aprovechamiento energético.



Figura 58. Sistema de compresión





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Para la compresión del gas, el sistema cuenta con:

- **Un (1) scrubber general (V-104)**, es una vasija cilíndrica en posición vertical que a nivel interno cuenta con mecanismos de coalescencia (rejillas) cuya tortuosidad hace que el gas fluyente pierda velocidad, esta reducción de velocidad hace que a su vez pierda capacidad de arrastre de líquidos y como consecuencia se agrupan las gotas para luego caer al fondo del scrubber, en el momento en que el nivel de líquidos alcanza una altura suficiente, se abre una válvula automática de control que permite su incorporación a la corriente de emulsión que va de los separadores hacia el sistema de tratamiento.

Fotografía 51. Scrubber general (V-104)




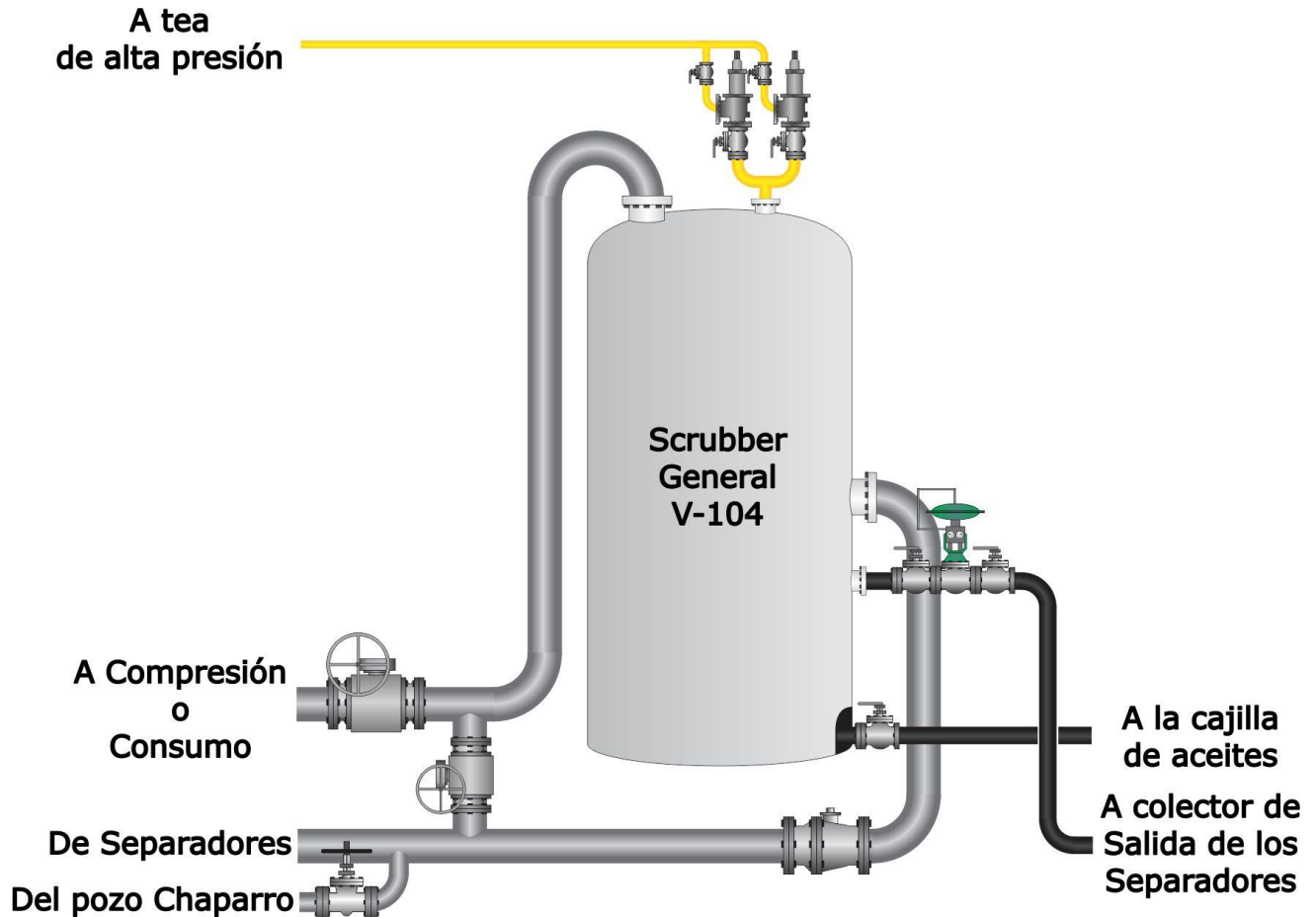
	MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1		
	PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS		
	MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS	Elaborado 09/02/2015	Versión: 1

Figura 59. Líneas y válvulas del scrubber general



Para su correcto funcionamiento el scrubber general cuenta con los siguientes instrumentos.

- **PSV**, válvulas de seguridad por sobrepresión en la vasija.
- **LI**, indica el nivel de líquido en el scrubber por medio de una sonda magnética que gira las laminillas según su posición, indicando el nivel de líquido por la diferencia de color.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Fotografía 52. Indicador de nivel del scrubber general



- **LCV, válvula de control de nivel de líquido** que se abre para evacuar los líquidos retenidos desviándolos hacia el sistema de tratamiento de crudo.
- **Cuatro (4) compresores recíprocos**, accionados por motores de combustión interna cuyo combustible es el gas producido en la estación, los cilindros compresores de cada máquina son de desplazamiento positivo, alternativo de pistón, de doble efecto. Tiene válvulas de succión y de descarga localizadas adelante y atrás del pistón para permitir la succión y la descarga del gas en forma alterna y simultánea.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Fotografía 53. Compresor de gas (C3)



Este movimiento alternativo ocasiona fluctuaciones o pulsaciones de la presión del gas por lo cual es necesario que los cilindros dispongan de botellas que amortigüen las pulsaciones tanto en la succión como en la descarga.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

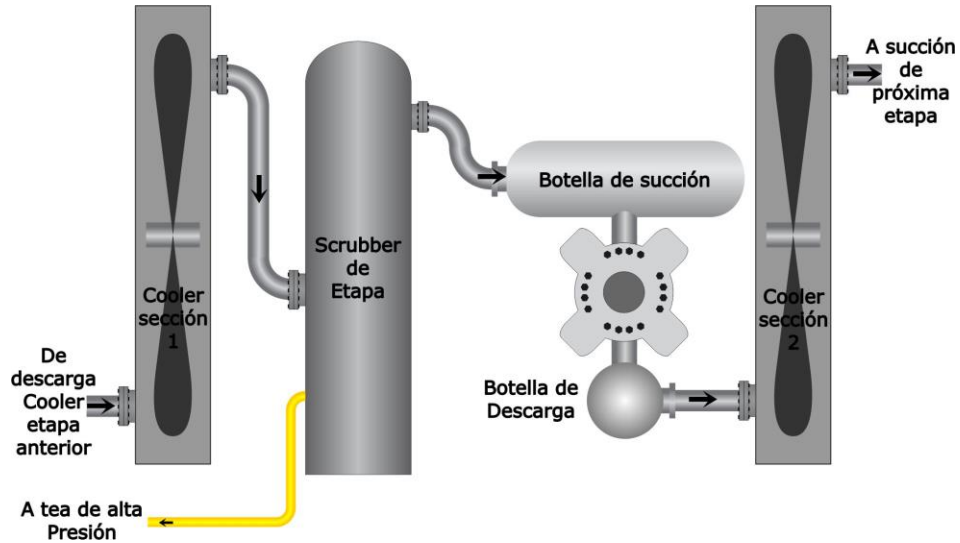
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

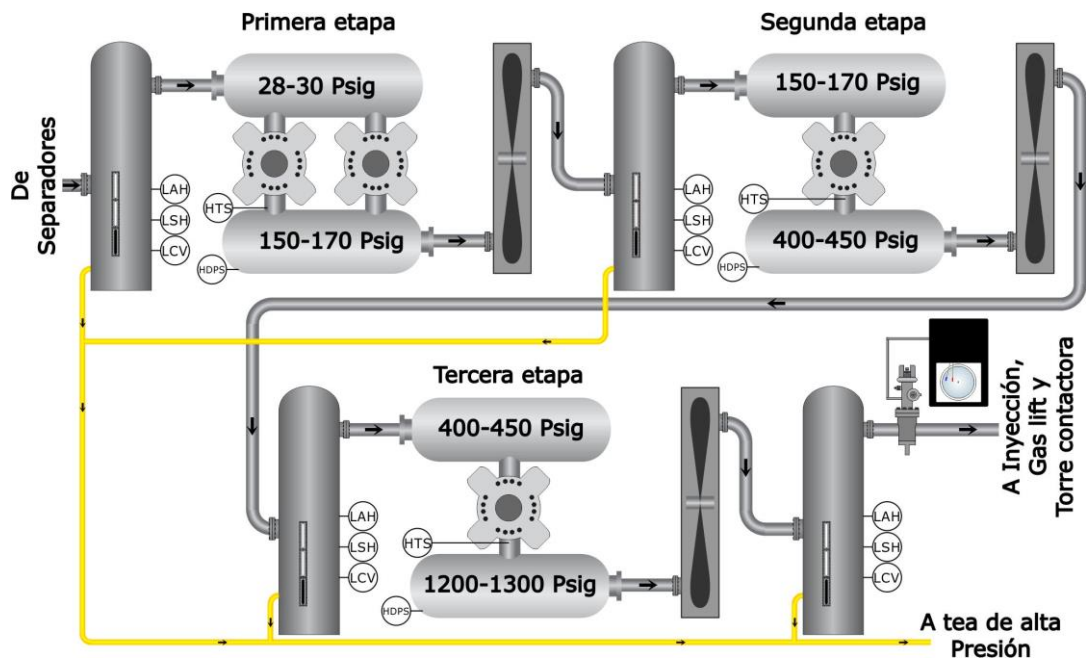
Versión:
1

Figura 60. Funcionamiento de una etapa de compresión



En todos los compresores hay 3 etapas, la primera etapa succiona entre 20 y 30 Psig y descarga entre 150 y 170 Psig; la segunda etapa succiona entre 150 y 170 Psig y descarga entre 400 y 450 Psig y la tercera etapa succiona entre 400 y 450 Psig y descarga entre 1200 y 1300 Psig.

Figura 61. Funcionamiento del compresor





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Para su correcto funcionamiento, cada uno de los cuatro compresores reciprocantes cuenta con los siguientes instrumentos:

- **Protecciones**, los compresores cuentan con múltiples instrumentos que protegen su funcionamiento, los cuales se relacionan a continuación.

Tabla 24. Protecciones asociadas a los compresores reciprocantes

Protección	Valor Máximo	Ubicación
Alta T° descarga cilindros	350 / 300°F	Una en cada cilindro
Alto nivel líquidos scrubber	Fijo	4 en cada scrubber
Vibración alta en motor	Fijo	Compresor
Vibración alta en compresor	Fijo	Motor
Vibración alta en radiador	Fijo	Radiador
Sobrevelocidad del motor	1100/1200 r.p.m	Panel
Baja presión aceite lubricante motor	30 psig	Panel
Baja presión aceite lubricante compresor	40 psig	Panel
Bajo nivel aceite motor	Fijo	Motor
Bajo nivel aceite compresor	Fijo	Compresor
No flujo aceite a cilindros compresores	Fijo	Lubricador compresor
Recalentamiento cilindros motor	1250°F	Motor
Recalentamiento turbocargadores	1250°F	Motor
Alta temperatura casquete bancadas motor	250°F	Motor
Alta temperatura agua motor	210°F	Panel
Bajo nivel agua refrigeración	Fijo	radiador
Alta temperatura casquetes motor	250°F	Panel
Alta presión succión 1ª etapa	40 psig	Panel
Baja presión succión 1ª etapa	20 psig	Panel
Alta presión succión 2ª etapa	200 psig	Panel
Baja presión succión 2ª etapa	ajustable	Panel
Alta presión succión 3ª etapa	500 psig	Panel
Baja presión succión 3ª etapa	Ajustable	Panel
Alta presión de descarga	1400 psig	Panel

- **Scrubbers entre etapas**, que retienen cantidades de líquidos que pueden condensarse por efecto ya sea de la alta presión aplicada o el proceso de refrigeración entre etapas; este proceso es de alta importancia dado que los líquidos en las botellas de compresión reducen la eficiencia del proceso e incluso en caso de tratarse de cantidades pequeñas de agua esta puede comportarse a manera de sólidos que generan serios deterioros en los pistones o camisas. Cada etapa cuenta con un Scrubber en su línea de succión y su línea de descarga siendo en total cuatro Scrubbers por cada compresor.
- **Intercambiador térmico (intercooler)**, funciona gracias a una hélice que genera una corriente de aire circundante que combinado con un sistema de agua circulante, permite retirar cantidades sustanciales de calor generado en zonas críticas como las camisas y pistones por efecto del movimiento reciprocante; también se refrigera el gas comprimido que sale de cada etapa de compresión, lo que también mejora la eficiencia de dicho proceso.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

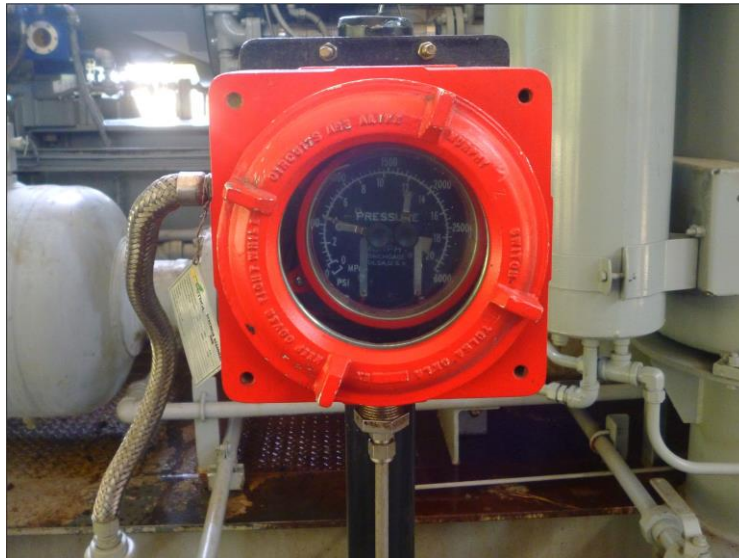
MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- **Registrador de carta circular (registrador Barton)**, recibe la señal de presiones del medidor de placa de orificio registrando las variaciones en la presión y caudal de descarga de cada compresor en rangos de 24 horas.
- **Medidor de placa de orificio (medidor Daniel)**, instalado en la línea de descarga de los compresores, envía señales de presurización de la línea y presión diferencial en la placa de orificio.
- **Switch de presiones (Murphy)**, envía señales de apagado hacia el panel de control del motor.

Fotografía 54. Switch de presión





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- **Panel de control**, que permite manipular, monitorear y configurar además de otras variables, los puntos de ajuste de varios mecanismos de protección.

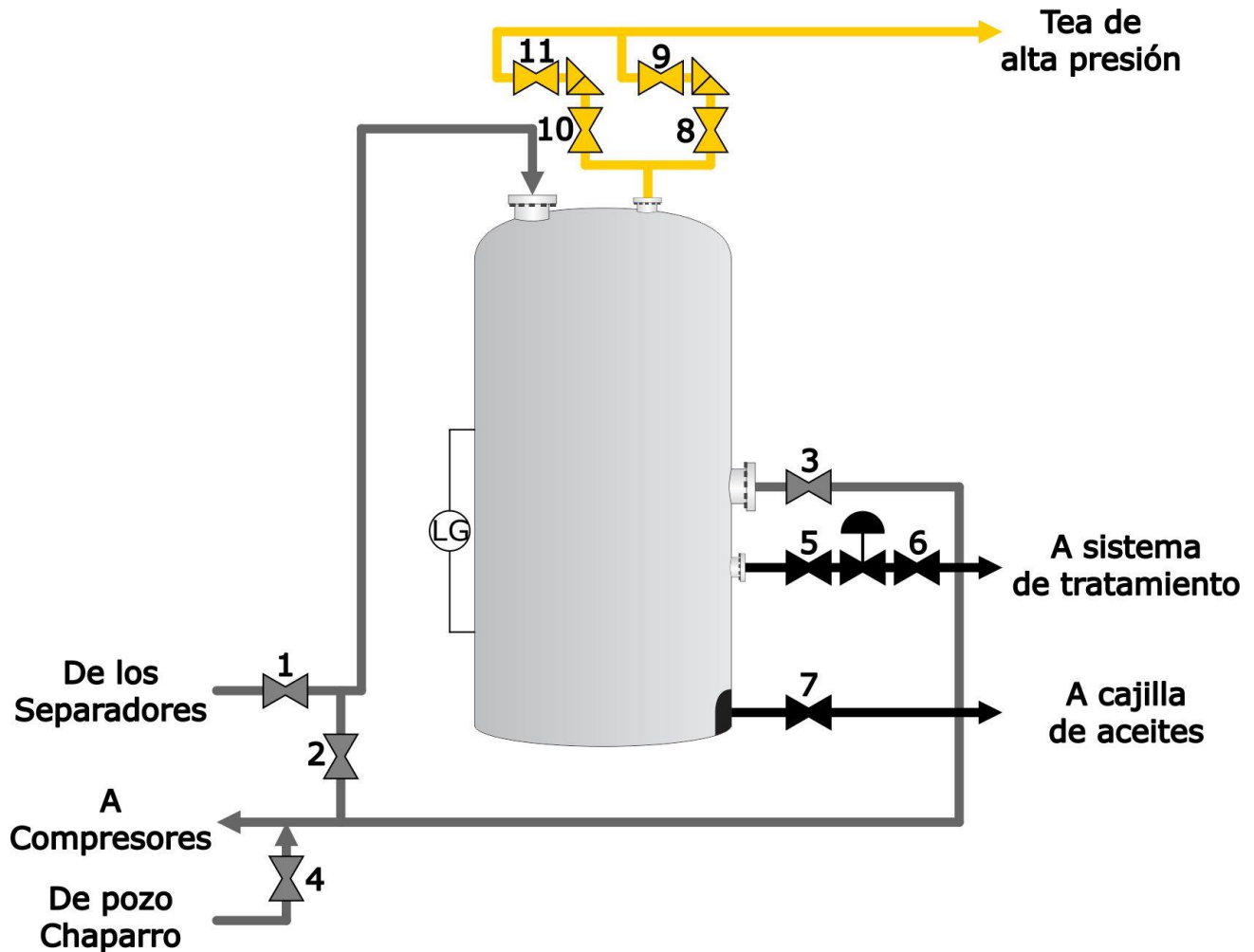
Fotografía 55. Panel de control (C1)





Las condiciones normales de operación para el scrubber general y los compresores recíprocos se muestran en los siguientes gráficos y tablas.

Figura 62. Ubicación de las válvulas e instrumentos del scrubber general





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Tabla 25. Condiciones normales de operación del scrubber general V-104

Nº	Ubicación	Condición
1	Entrada de gas al scrubber general	Abierta
2	By pass del scrubber general	Cerrada
3	Salida de gas hacia compresores	Abierta
4	Gas del pozo Chaparro hacia compresores *	Cerrada
5	Salida de líquidos del scrubber general antes de la LCV	Cerrada
6	Salida de líquidos del scrubber general después de la LCV	Cerrada
7	Drenaje del Scrubber general	Cerrada
8	Alivio de presión hacia tea de alta presión antes de PSV	Abierta
9	Alivio de presión hacia tea de alta presión después de PSV	Abierta
10	Alivio de presión hacia tea de alta presión antes de PSV (línea paralela)	Abierta
11	Alivio de presión hacia tea de alta presión después de PSV (línea paralela)	Abierta

- **Área de compresores:**

Figura 63. Válvulas e instrumentos en el área de los compresores

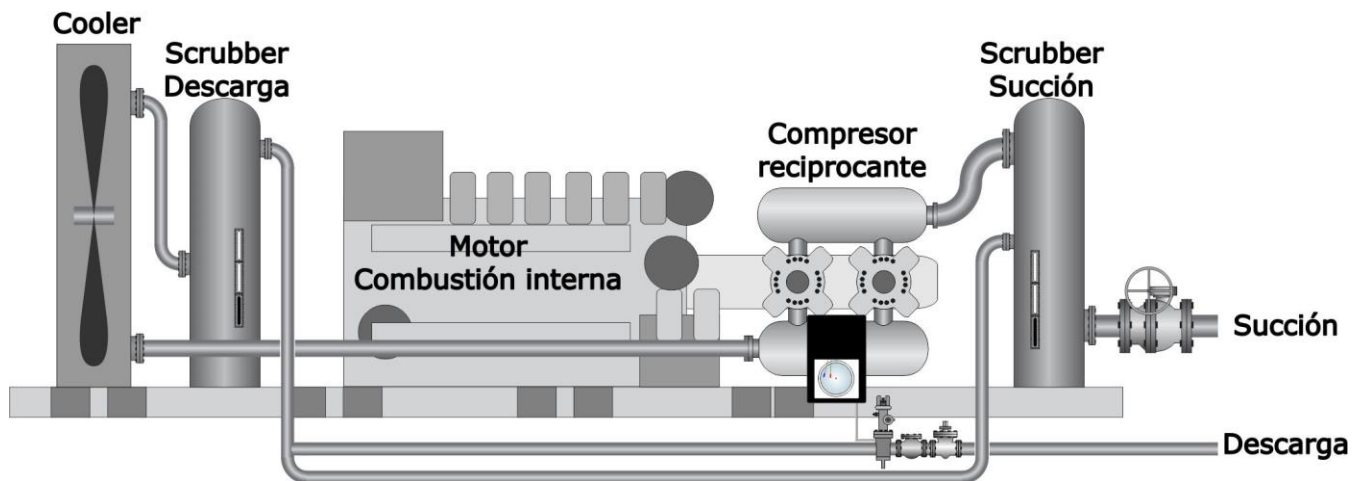




Figura 64. Ubicación de las válvulas en el área de los compresores

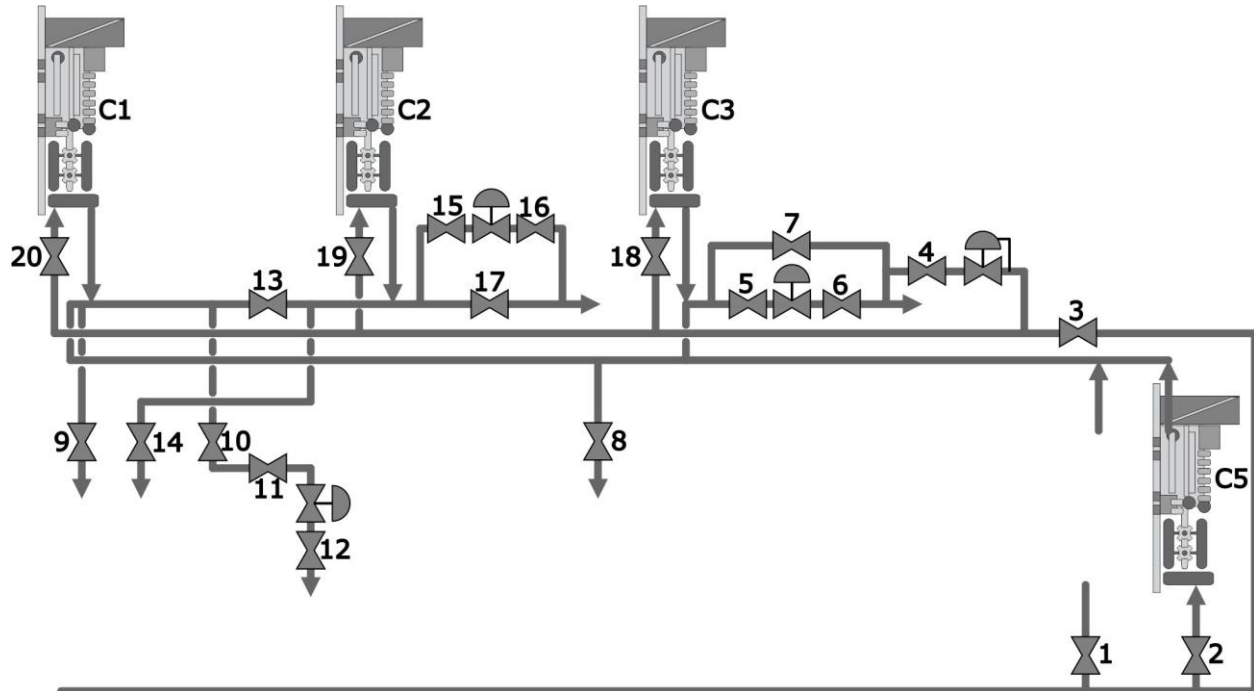


Tabla 26. Condiciones normales de operación para las válvulas de los compresores de gas

Nº	Ubicación	Condición
1	Succión del C4	Cerrada
2	Succión del C5	Abierta
3	Gas del scrubber general hacia área de C1, C2 y C3	Abierta
4	Alivio de presión para la succión, después de la PCV	Abierta
5	Alivio de presión para la descarga de los compresores, antes de la PCV	Abierta
6	Alivio de presión para la descarga de los compresores, después de la PCV	Abierta
7	By pass del alivio de presión para la descarga de los compresores	Cerrada
8	Descarga de los compresores hacia el sistema de deshidratación	Abierta
9	By pass de la torre contactora a gas lift (C1, C3 y C5)	Cerrada
10	Gas a almacenamiento	Cerrada
11	Gas a almacenamiento, antes de la PCV	Cerrada
12	Gas a almacenamiento, después de la PCV	Abierta
13	Conexión a descarga de C2	Abierta
14	By pass de la torre contactora a gas lift (C2)	Cerrada
15	Salida de gas a inyección, antes de la PCV	Cerrada
16	Salida de gas a inyección, después de la PCV	Cerrada
17	Salida de gas a inyección, by pass de la PCV	Cerrada
18	Succión del C3	Abierta
19	Succión del C2	Cerrada
20	Succión del C1	Abierta

**MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1****PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS****MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS****Elaborado
09/02/2015****Versión:
1****Tabla 27. Límites operacionales del compresor C1**

Protección	Límite Máximo	Límite Mínimo
Rpm	1000	800
Presión oil motor	90 PSI	35 PSI
Presión oil compresor	90 PSI	35 PSI
Temperatura agua	210°F	166°F
Temperatura 1ª etapa	350°F	250°F
Temperatura 2ª etapa	350°F	250°F
Temperatura 3ª etapa	350°F	250°F
Presión succión	40 PSI	20 PSI
Presión 1 etapa	220 PSI	130 PSI
Presión 2 etapa	440 PSI	300 PSI
Presión 3 etapa	1400 PSI	1000 PSI
Presión descarga	1400 PSI	1000 PSI
Nivel agua	100 %	75%
Nivel aceite motor	100 %	75 %
Nivel aceite compresor	100 %	75 %
Nivel lubricación	100 %	75%
Nivel tanque Rep.	100 %	30 %
Temperatura cilindro	1250°F	950 °F

Tabla 28. Límites operacionales de los compresores C2, C3, y C5

Protección	Límite Máximo	Límite Mínimo
Rpm	1000	800
Presión oil motor	90 PSI	35 PSI
Presión oil compresor	90 PSI	35 PSI
Temperatura oil moto	220°F	165°F
Temperatura oil compresor	220°F	165°F
Temperatura agua	210°F	166°F
Temperatura 1ª etapa	350°F	250°F
Temperatura 2ª etapa	350°F	250°F
Temperatura 3ª etapa	350°F	250°F
Temperatura descarga	150F	90 °F
Presión succión	40 PSI	20 PSI
Presión 1 etapa	220 PSI	130 PSI
Presión 2 etapa	440 PSI	300 PSI
Presión 3 etapa	1400 PSI	1000 PSI
Presión descarga	1400 PSI	1000 PSI
Nivel agua	100 %	75%
Nivel aceite motor	100 %	75 %
Nivel aceite compresor	100 %	75 %
Nivel lubricación	100 %	75%
Nivel tanque Rep.	100 %	30 %
Temperatura cilindro	1250°F	950 °F



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

4.3.b. Sistema de deshidratación y entrega de gas

Fotografía 56. Planta de deshidratación de gas



Objetivo

Remover el agua asociada al gas natural en forma de vapor, con el propósito de cumplir con los estándares exigidos para entrega a consignatarios, minimizar la generación de hidratos en la red de gasoductos, prolongar la vida útil de las tuberías y mejorar la eficiencia en el transporte.

Descripción

La deshidratación del gas comprimido, se efectúa en una torre de absorción, conocida como torre contactora. El gas proveniente del cabezal colector de los compresores, a una presión aproximada de 1300 psi, entra en un filtro de elementos intercambiables para retirarle los sólidos y líquidos que pueda contener.

La corriente de gas húmedo desde el fondo de la torre fluye hacia arriba aunque el contactor medio esté contra la corriente del flujo de glicol. La torre contactora está provista de 8 platos internos, donde el flujo en contracorriente al glicol absorbe la humedad del gas; en el fondo, está provista de un plato con chimenea a través de la cual fluye el gas hacia la zona de absorción. Por debajo de los platos, retira hidrocarburos líquidos por medio de un lazo de control LCT y la válvula de control LCV para enviarlos a la tea de alta presión. La torre contactora tiene instaladas dos válvulas de seguridad PSV que desfogan a la atmósfera.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

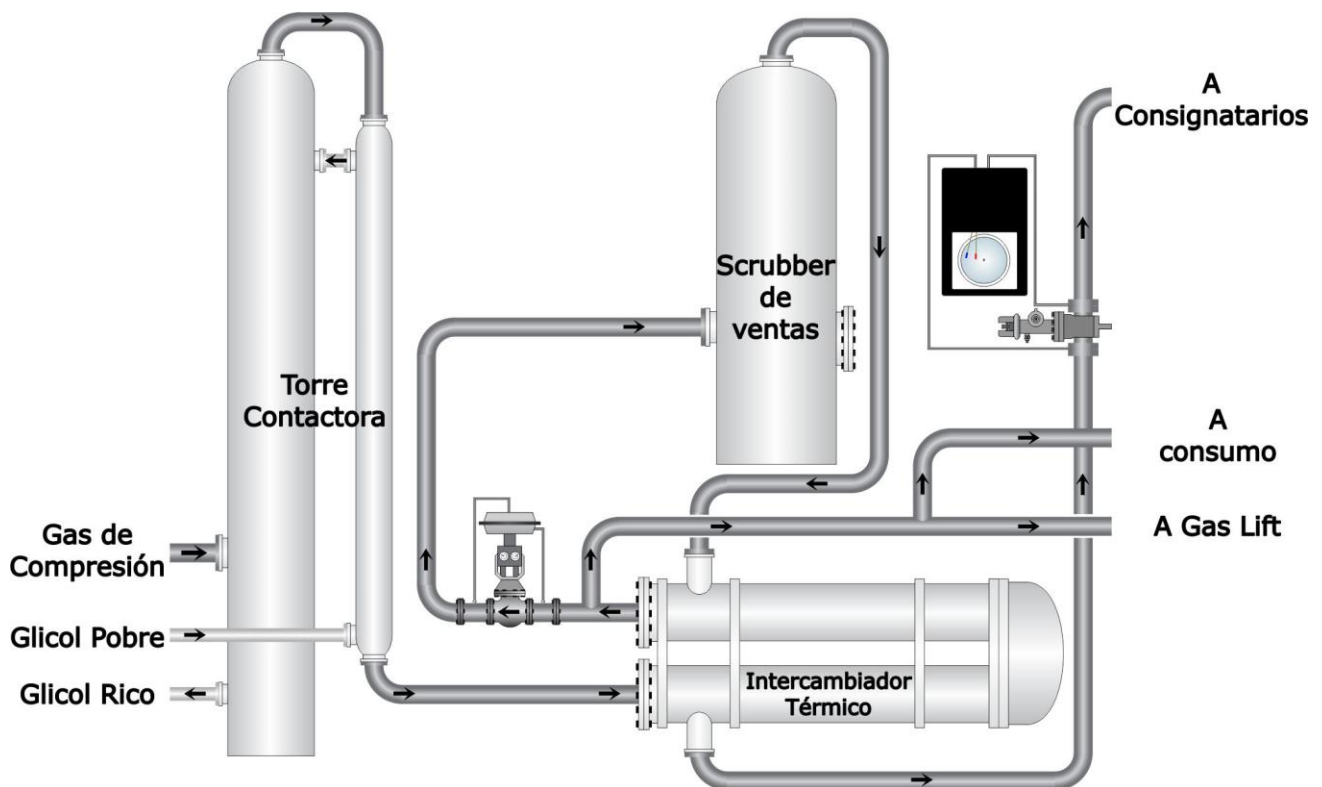
Versión:
1

El glicol líquido fluye hacia abajo a través del empaquetamiento y el vapor de gas fluye hacia arriba por el empaquetamiento que contacta el glicol. En la columna de bandejas, el gas, contacta el glicol a medida que pasa cada bandeja de la vasija y el glicol absorbe el vapor de agua de la corriente de gas. Si algún glicol no se separa, este será removido por el eliminador de neblina en el tope del contactor de la vasija.

El gas seco fluye desde el tope de la torre contactora de glicol-gas por un intercambiador de calor glicol-gas, pegado a la parte externa de la vasija. El glicol seco que viene del tanque de vaporización es enfriado en el intercambiador de calor antes de que entre al contactor para obtener la máxima eficiencia del contactor.

El gas seco sale de la unidad por el fondo del intercambiador de calor glicol-gas, para dividirse en dos ramales: uno que conduce parte del gas al sistema de levantamiento artificial (gas lift) y el otro se dirige al scrubber de ventas, pasando primero por la válvula estranguladora (Joule Thompson), la cual permite el paso del gas a través de un intercambiador de calor en donde se le disminuye la temperatura al gas y luego se envía al scrubber para que los hidrocarburos líquidos que se han precipitado por las caídas de presión y temperatura, se depositen en el fondo del scrubber para enviarlos a la tea de alta presión. El gas completamente seco sale por el tope de la vasija hacia el tren de medición que fiscaliza el gas que va a ventas.

Figura 65. Equipos del sistema de deshidratación





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

El sistema de deshidratación del gas, está constituido por los siguientes equipos:

- **Una (1) torre contactora de glicol:** Esta vasija está configurada internamente con ocho platos diseñados para favorecer el contacto entre el vapor de agua (ascendente con la corriente gas) y el glicol (descendente), por su parte inferior ingresa gas húmedo que sale por su parte superior con niveles mínimos de humedad; el glicol que fluye a través de la misma tiene una corriente en sentido inverso a la de gas.

Fotografía 57. Torre contactora





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

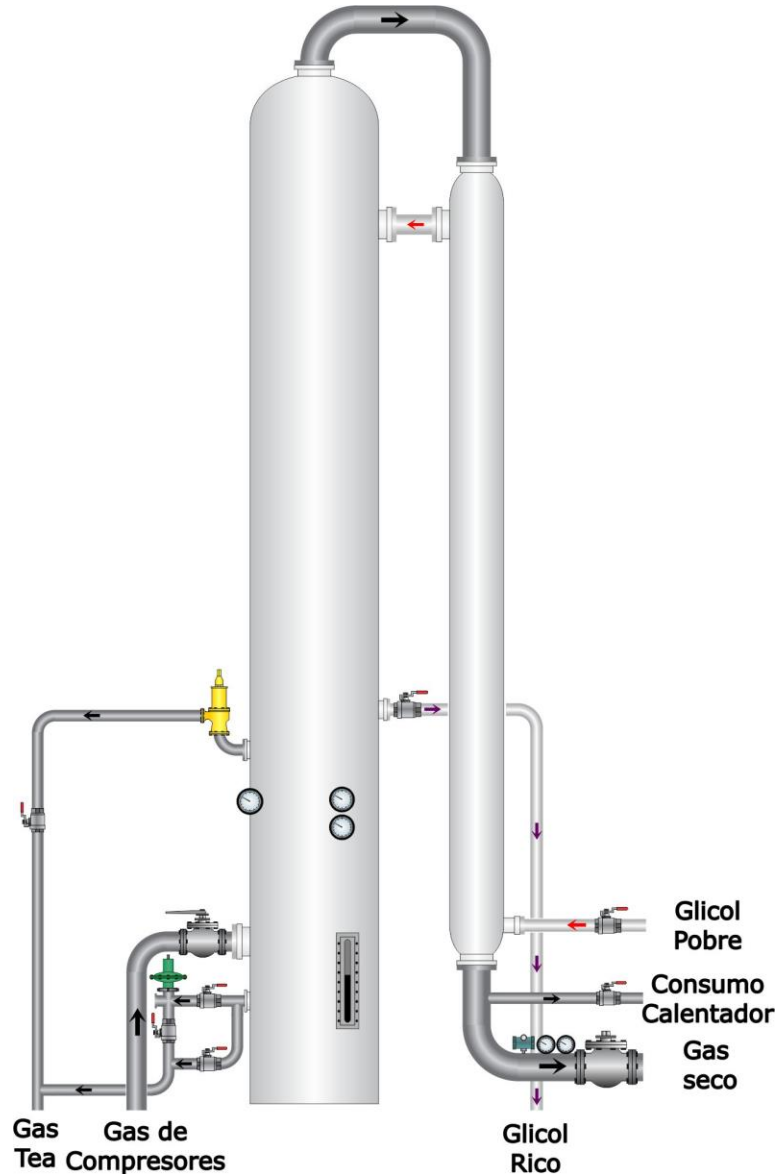
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Figura 66. Válvulas y líneas de la torre contactora



La torre contactora cuenta con los siguientes instrumentos y equipos que complementan su funcionamiento.

- Intercambiador térmico glicol - gas, su construcción se basa en dos tuberías concéntricas, el gas fluye por la tubería de menor diámetro (flujo descendente), mientras que el glicol fluye por el espacio restante entre las dos tuberías (flujo ascendente); los fluidos nunca tienen contacto físico, no obstante el glicol (a alta temperatura) entrega calor al gas antes de entrar al contactor, lo que mejora el proceso de absorción de humedad dentro de la torre.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

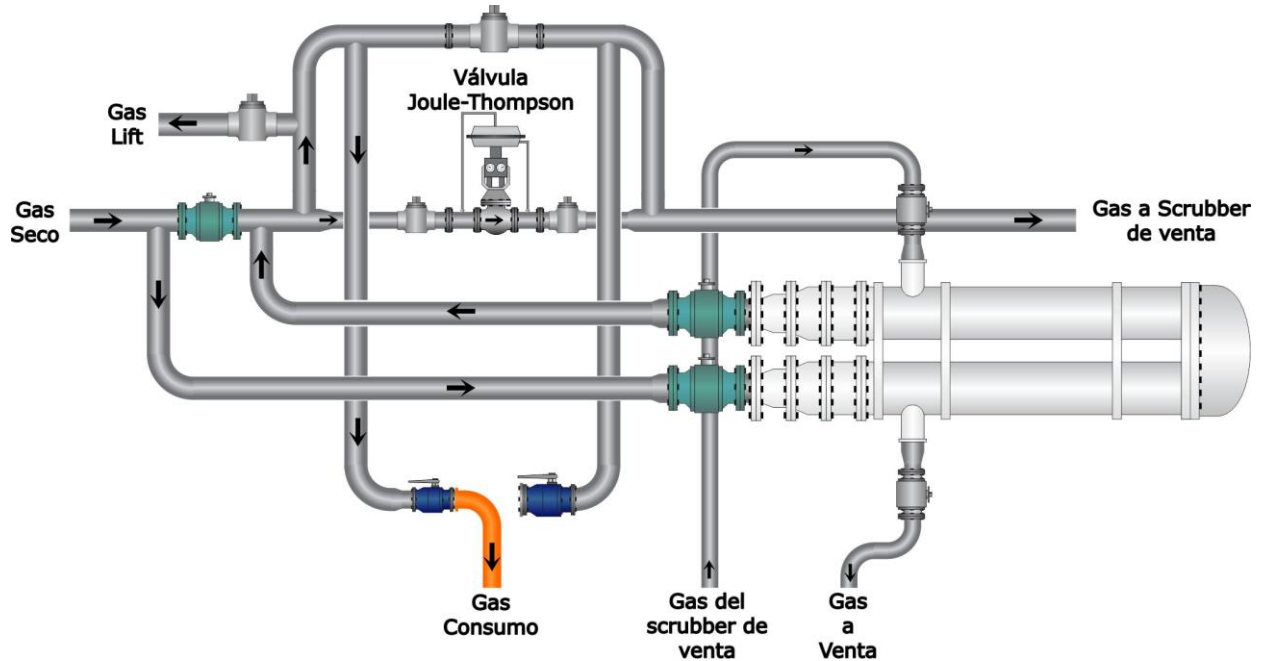
- Válvula de alivio de presión (PSV), ubicada en la zona baja del contactor, se abre en caso de que se generen presiones altas por encima de los límites normales de operación, liberando el gas a la tea de alta presión.
- Indicador de nivel (LG), instalado en su parte baja, permite observar el nivel de glicol pobre (húmedo) acumulado en el fondo de la vasija.
- Indicador de temperatura (TI), instalado en la línea de entrada de gas a la torre contactora.
- Indicador de Presión (PI), en la parte inferior de la torre contactora.
- **Un (1) Intercambiador térmico gas - gas**, esta vasija en forma de Tubo en "U", está conformada por dos tuberías concéntricas, la tubería interior transporta el gas deshidratado que sale de la torre contactora a alta temperatura, mientras que por el espacio entre las dos tuberías fluye gas a baja temperatura que sale del scrubber de ventas a una baja temperatura.

Fotografía 58. Intercambiador térmico gas - gas





Figura 67. Válvulas y líneas del intercambiador térmico Gas-Gas



El intercambiador térmico gas-gas cuenta con los siguientes instrumentos y equipos que complementan su funcionamiento.

- Válvula de estrangulamiento - PCV (Joule-Thompson), esta válvula automática para el control de la presión actúa gracias a una alimentación neumática, siendo su principal objetivo el garantizar una presión constante aguas arriba; para ello tiene alimentación de las presiones tanto aguas arriba como aguas debajo de manera que el controlador envía una señal de apertura o estrangulamiento en la línea según se requiera.

Fotografía 59. Válvula de estrangulamiento





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

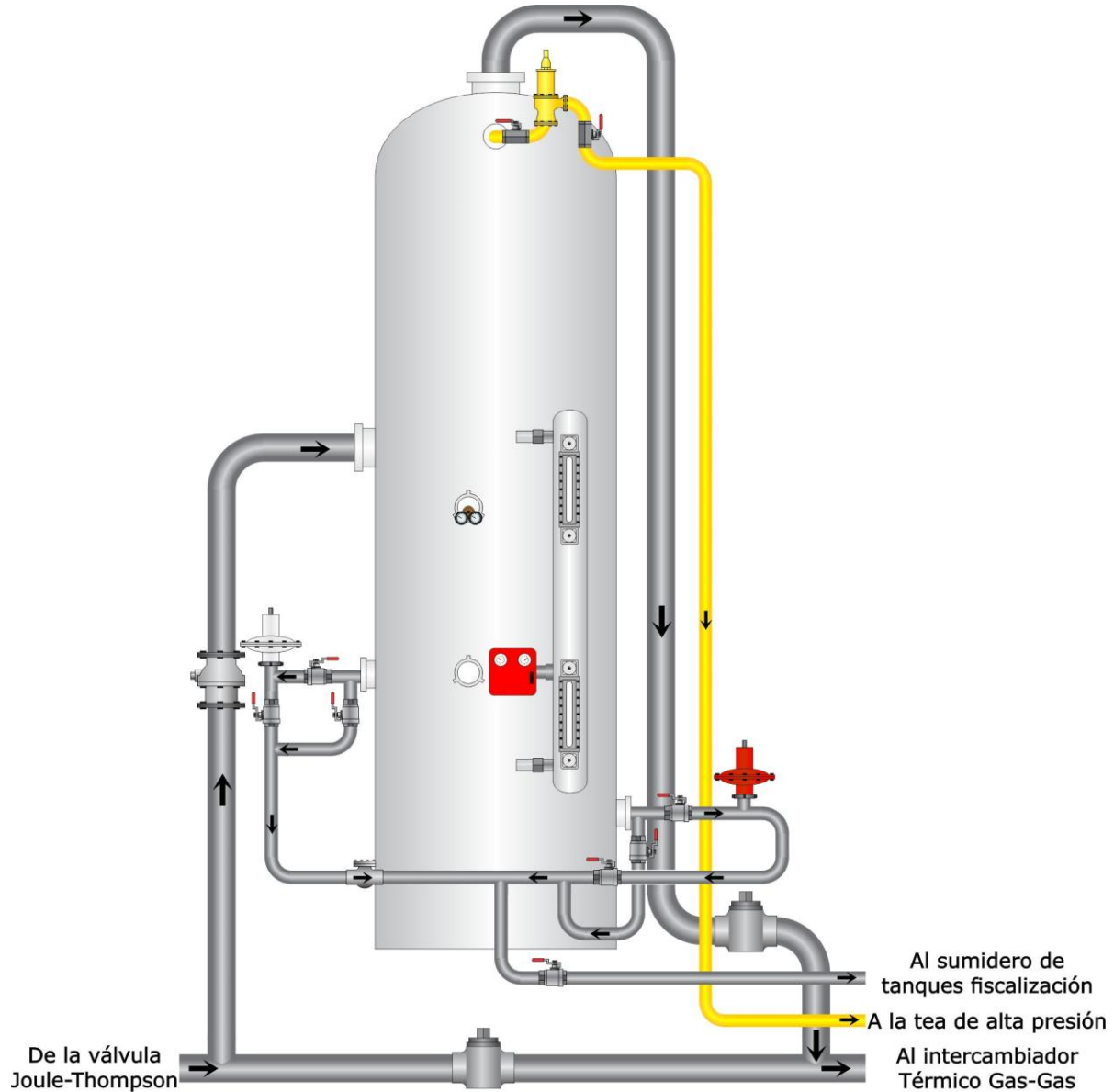
- **Un (1) scrubber de venta**, esta vasija cuenta con extractores de neblina en su zona superior que permiten retener condensados que se puedan ocasionar por el efecto Joule-Thompson al pasar por la válvula de estrangulamiento.

Fotografía 60. Scrubber de venta





Figura 68. Válvulas y líneas del scrubber de venta



El scrubber de venta cuenta con los siguientes instrumentos y equipos que complementan su funcionamiento.

- o LCV (válvulas de control de nivel), estas dos válvulas accionadas por presión neumática se abren en caso de presentarse niveles considerables de líquidos en la vasija, drenando los mismos hacia el sumidero de los tanques de fiscalización.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Fotografía 61. Válvulas de control de nivel



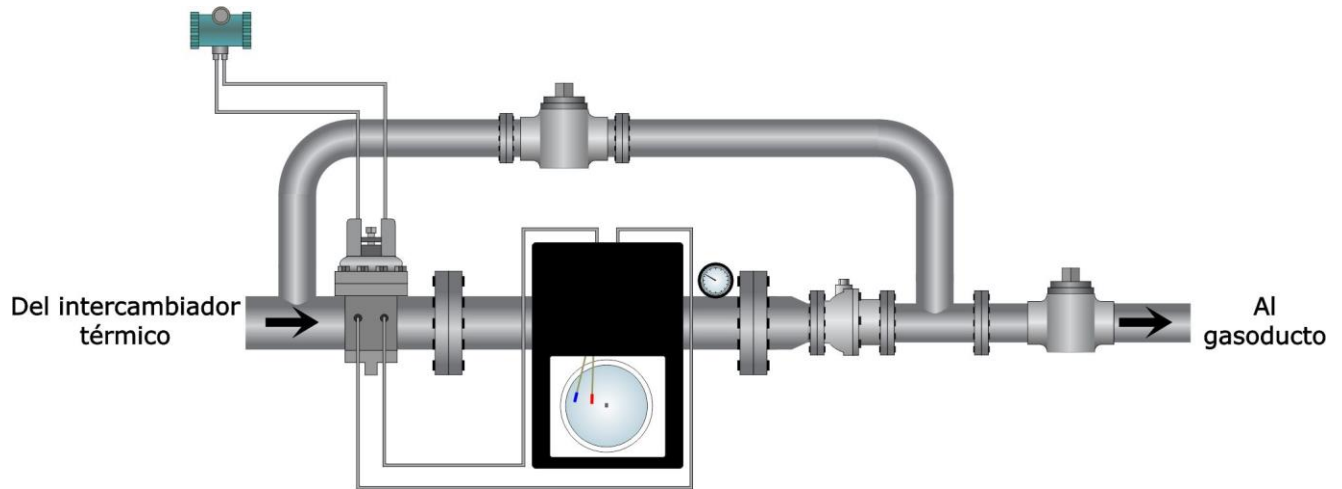
- LT (Transmisores de nivel), envían señales neumáticas a las válvulas de control de nivel, correspondientes a la altura en la que se encuentran instalados; de esta manera las válvulas se abrirán secuencialmente en caso de que el nivel de líquidos en la vasija se incremente.
- LG (Visores de nivel), estos tubos de vidrio resistentes a altas presiones permiten observar la presencia considerable de líquido en la vasija. Su resistencia a las altas presiones se debe a la armadura de acero con que cuentan.
- PSV (Válvula de alivio de presión), esta válvula actuada por resorte se abre cuando la presión del gas en el scrubber alcanza el punto de ajuste, aliviando el gas presurizado hacia la línea de la tea de alta presión.
- **Un (1) tren de medición**, consiste en una secuencia de instrumentos instalados sobre la línea que del intercambiador térmico conduce el gas hacia el gasoducto; su propósito es realizar el registro de la cantidad y presión del gas que se despacha.

Fotografía 62. Tren de medición para gas de venta





Figura 69. Válvulas e instrumentos del tren de medición de gas de venta





Las condiciones normales de operación de las válvulas de accionamiento manual en el sistema de deshidratación y venta son las siguientes.

- Torre contactora

Figura 70. Válvulas e instrumentos en el área de la torre contactora

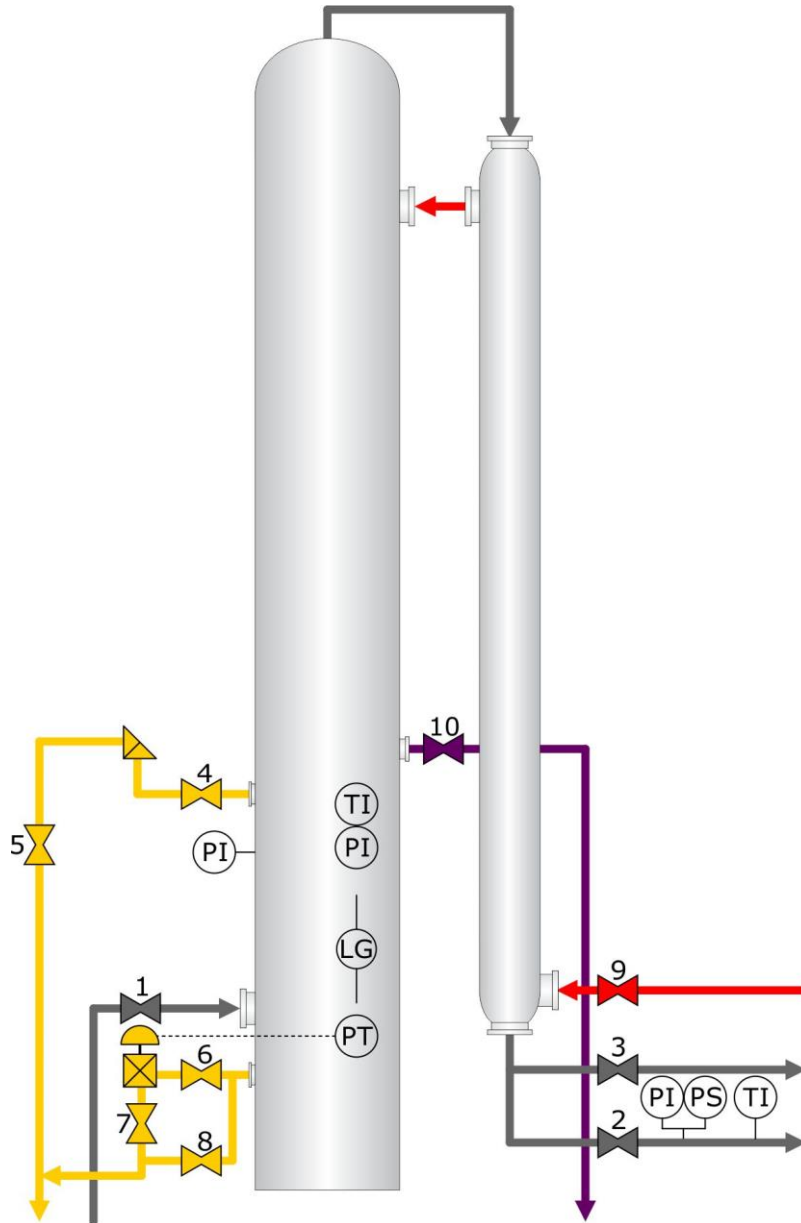


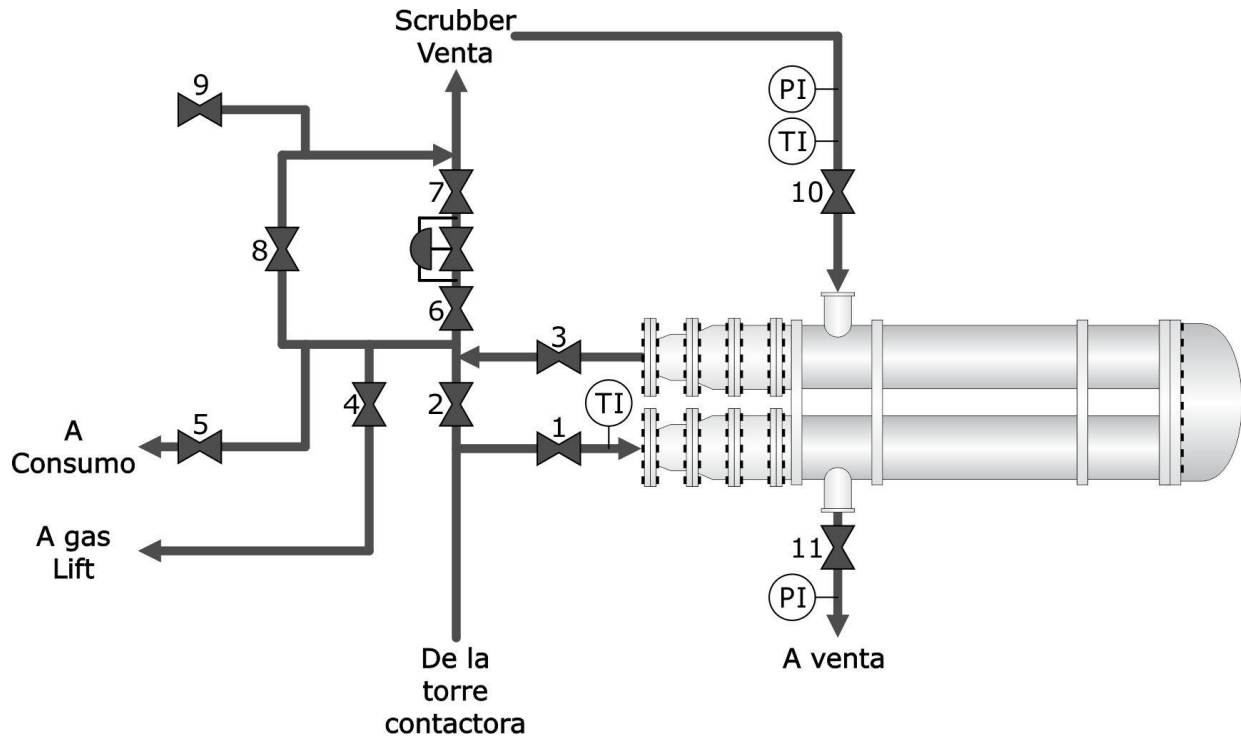


Tabla 29. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de la torre contactora

N°	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Entrada de gas húmedo	Abierta
2	Salida de gas seco	Abierta
3	Gas de consumo del rehervidor de glicol	Abierta
4	Alivio superior de presión, antes de la PSV	Abierta
5	Alivio superior de presión, después de la PSV	Abierta
6	Alivio inferior de presión, antes de la PCV	Abierta
7	Alivio inferior de presión, después de la PCV	Abierta
8	Alivio inferior de presión, by pass de la PCV	Cerrada
9	Entrada de glicol pobre al intercambiador térmico gas-glicol	Abierta
10	Salida de glicol rico del intercambiador térmico gas-glicol	Abierta

- Intercambiador térmico gas-gas

Figura 71. Válvulas e instrumentos en el área del intercambiador térmico gas-gas



**MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1****PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS****MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS****Elaborado
09/02/2015****Versión:
1**

Tabla 30. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del intercambiador térmico gas-gas

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Entrada de gas a refrigerar	Abierta
2	By pass del intercambiador térmico (gas a refrigerar)	Cerrada
3	Salida de gas refrigerado	Abierta
4	Gas a levantamiento artificial (gas Lift)	Abierta
5	Gas al sistema de gas de consumo	Abierta
6	Gas al scrubber de venta, antes de la PCV	Abierta
7	Gas al scrubber de venta, después de la PCV	Abierta
8	By pass de la PCV	Cerrada
9	Línea ciega	Abierta
10	Entrada de gas refrigerante al intercambiador térmico	Abierta
11	Salida de gas refrigerante del intercambiador térmico	Abierta



- Scrubber de venta

Figura 72. Válvulas e instrumentos en el área del scrubber de venta

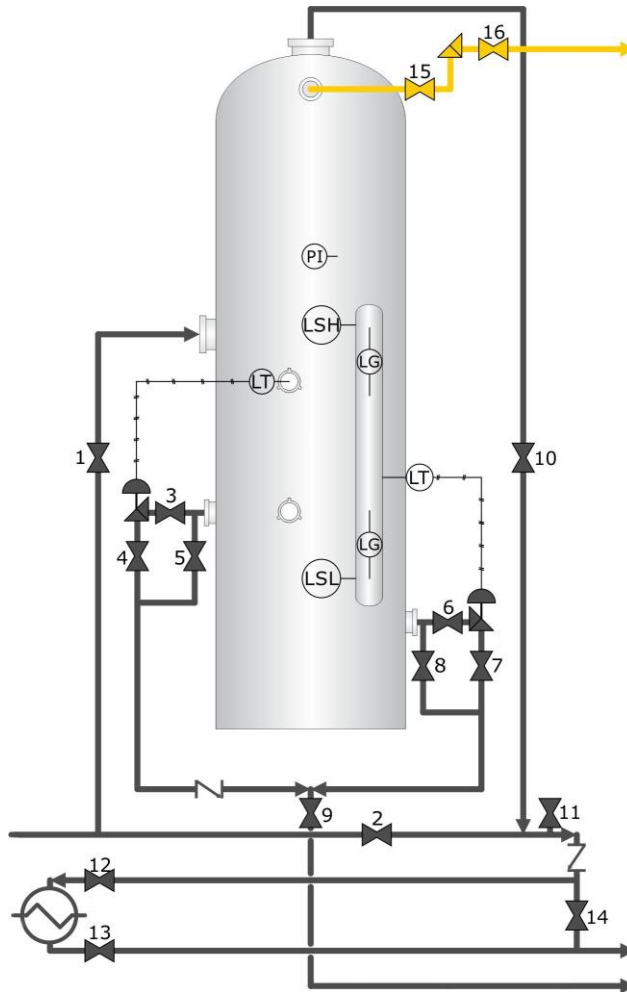


Tabla 31. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del scrubber de venta

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Entrada de gas	Abierta
2	By pass del scrubber de venta	Cerrada
3	Drenaje superior de condensados, antes de la LCV	Abierta
4	Drenaje superior de condensados, después de la LCV	Abierta
5	Drenaje superior de condensados, by pass de la LCV	Cerrada
6	Drenaje inferior de condensados, antes de la LCV	Abierta



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

7	Drenaje inferior de condensados, después de la LCV	Abierta
8	Drenaje inferior de condensados, by pass de la LCV	Cerrada
9	Drenaje de condensados hacia el rack de tuberías (Línea anulares)	Abierta
10	Salida de gas del scrubber de venta	Abierta
11	Línea inhabilitada, antes del cheque	Cerrada
12	Entrada de gas de refrigeración al intercambiador térmico gas-gas	Abierta
13	Salida de gas de refrigeración al intercambiador térmico gas-gas	Abierta
14	By pass del intercambiador térmico gas-gas	Cerrada
15	Alivio de presión antes de la PSV	Abierta
16	Alivio de presión después de la PSV	Abierta

• **Tren de medición para gas de venta**

Figura 73. Válvulas e instrumentos en el área del tren de medición para gas de venta

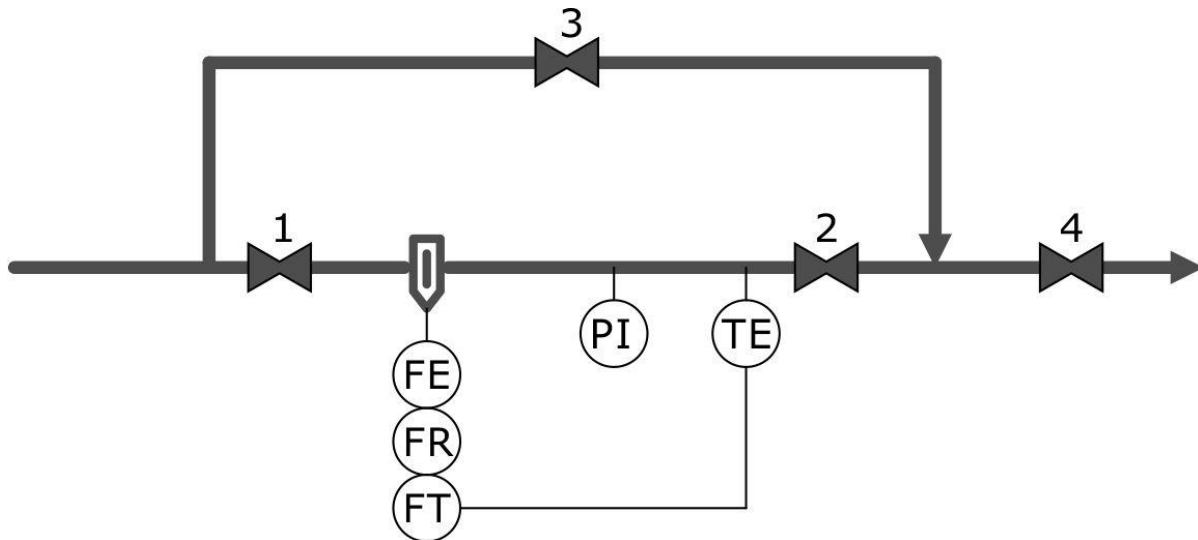


Tabla 32. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del scrubber de venta

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Línea de gas antes del porta placa de orificio	Abierta
2	Línea de gas después del porta placa de orificio	Abierta
3	By pass de medidor de placa de orificio	Cerrada
4	Línea de gas después del by pass de la placa de orificio	Abierta



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

4.3.c. Sistema de regeneración de glicol

Fotografía 63. Sistema de regeneración de glicol



Objetivo

Garantizar de manera cíclica, un flujo constante de glicol concentrado para el proceso de deshidratación del gas en la torre contactora.

Descripción

En el proceso de deshidratación del gas se emplea trietilenglicol, dada la capacidad del agua para disolverse en él; de esta manera el flujo a contracorriente de glicol en la torre contactora extrae la humedad del gas, esta corriente de salida de glicol de la torre contactora se conoce como glicol rico (por su contenido de agua).

El glicol diluido o húmedo que ha absorbido el vapor de agua de la corriente de gas, sale por el fondo del intercambiador térmico de glicol-gas y pasa por un filtro de alta presión. El filtro de alta presión removerá algunas partículas sólidas extrañas que pueden haber sido adquiridos de la corriente de gas en el contactor antes de que el glicol entre a generar la energía de la bomba de glicol.

La filtración en éste punto protegerá la bomba de glicol, que es la parte más crítica de la unidad porque es la única parte en movimiento en el sistema. De la bomba de glicol, el glicol fluye al tanque de agitación-intercambiador de calor. El glicol húmedo pasa por el espiral en el tanque de agitación donde intercambia calor con el glicol seco que está en la parte interior del tanque. Este proceso enfría el glicol seco del reboiler y precalienta la corriente húmeda de glicol.

La corriente de glicol húmedo caliente fluye desde el espiral del intercambiador de calor a un separador de glicol de baja presión (opcional) que permite la separación del gas que ha entrado en solución, el gas separado sale por la parte superior del separador y puede ser usado como suplemento del gas combustible que requiere el reboiler. El exceso de gas es descargado por la back Pressure valve.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

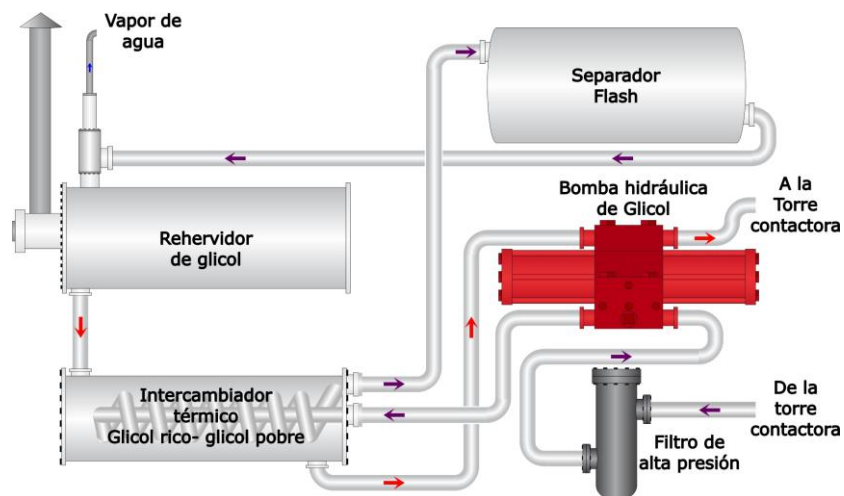
El separador normalmente está equipado con un nivel de control y una válvula de control que descarga la corriente de glicol húmedo a la conexión de entrada al "strippingstill". La corriente de glicol húmedo caliente y filtrado entra por la parte interior de la columna del "strippingstill" que está cubierta con un aislamiento de cerámica. En el tope de la columna del "strippingstill" hay un condensador de reflujo a condiciones atmosféricas, que condensa algunos vapores de glicol y de agua que alcancen a llegar al condensador para proporcionar el reflujo adecuado requerido en la columna del "strippingstill". El condensador de reflujo está también recubierto con un aislamiento de cerámica para asegurar que todos los vapores sean venteados cuando entren en contacto con las paredes frías del condensador. Esto asegura que las posibles trazas remanentes de vapor de glicol sean condensadas y no expulsadas con el venteo del vapor de agua.

El glicol húmedo es calentado entre 375 y 400 °F para remover el vapor de agua en una concentración de 99,5% o más. Las unidades estándar de deshidratación con glicol están normalmente equipadas con una caja de fuego que quema el gas natural en el reboiler utilizando una porción de la corriente de gas natural y gas de venteo del separador para combustible. Un control de temperatura en el reboiler opera una válvula de control para mantener la temperatura apropiada en el glicol. El reboiler está equipado con un controlador de alta temperatura para cerrar el sistema de gas combustible en caso de que falle el control primario.

Las unidades estándar de campo están equipadas con un scrubber para el gas combustible, un regulador de presión y una válvula de alivio.

El glicol concentrado sale del reboiler y pasa al interior del tanque intercambiador – agitador de calor. En el tanque de agitación, el glicol concentrado caliente es enfriado por intercambio de calor con la corriente de glicol húmedo que está pasando por el espiral. El tanque de agitación actúa como un acumulador de líquidos para alimentar la bomba de glicol. El glicol concentrado fluye desde el tanque de agitación pasando por un filtro a la bomba del glicol. De la bomba pasa al compartimiento interior del intercambiador de calor del glicol-gas, fluye hacia arriba a través del intercambiador de calor y retorna a la columna del contactor glicol-gas en el punto de alimentación en el tope de la sección de bandejas o empaquetaduras.

Figura 74. Funcionamiento del sistema de regeneración de glicol





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

El sistema de regeneración de glicol, está constituido por los siguientes equipos:

- **Un (1) filtro de alta presión:**

Consiste en una carcasa metálica con una tapa removible en su parte superior a través de la que es instalar o retirar el medio filtrante que retiene los sólidos incorporados al glicol en la torre contactora generando la menor caída de presión posible, en su parte inferior cuenta con una válvula para el drenaje de los sólidos decantados.

Fotografía 64. Filtro de alta presión



- **Dos (2) bombas hidráulicas de glicol (bombas Kimray):**

Son energizadas por el glicol rico que sale de la torre contactora a alta presión, así gracias a un juego interno de válvulas cheque, el pistón adquiere un movimiento reciprocante que genera el flujo de glicol pobre hacia la torre contactora. Por estas bombas pasan dos corrientes de glicol, la de alta presión y alto contenido de agua acciona la bomba, y la corriente deshidratada a baja presión que es bombeada hacia la torre contactora. Las bombas están instaladas en paralelo de tal manera que una actúa como bomba principal, trabajando de manera constante, mientras que la segunda se acciona mediante la manipulación de válvulas a modo de relevo, cuando sea necesario.

Fotografía 65. Bomba principal de glicol





- **Un (1) intercambiador térmico glicol pobre - glicol rico:**

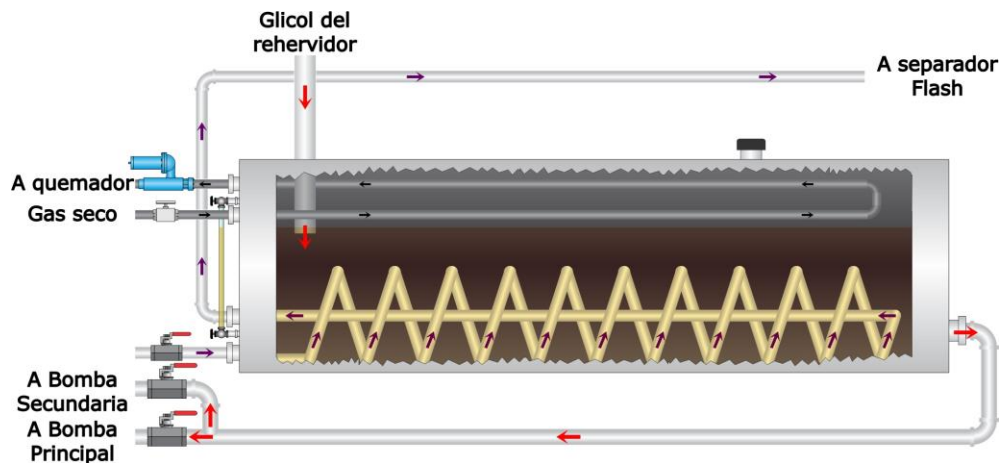
Consiste en una vasija cilíndrica en posición horizontal, diseñada para realizar el intercambio térmico entre el glicol rico (baja temperatura) que fluye por una tubería helicoidal y el glicol pobre (alta temperatura) contenido en la vasija. El proceso de precalentamiento del glicol rico minimiza el consumo de gas combustible en el rehervidor, mientras que el enfriamiento del glicol rico mejora su capacidad de absorción de gas en el contactor.

Este equipo cuenta con un indicador de nivel que permite verificar su nivel de llenado, dado que la cantidad de glicol en el sistema entero es fundamental por cuestiones tanto operativas como de seguridad e integridad.

Este intercambiador térmico, además efectúa un proceso de precalentamiento del gas que se deriva de la salida de gas seco de la torre contactora y que tiene como destino la combustión en el quemador del rehervidor; dicho proceso de precalentamiento mejora la eficiencia energética del gas combustible.

El glicol pobre llega este contenedor desde el rebose del rehervidor instalado sobre el mismo, así el intercambiador térmico actúa también como tanque suministro de la bomba hidráulica.

Figura 75. Funcionamiento del intercambiador térmico glicol rico- glicol pobre



- **Un (1) separador de liberación instantánea:**

Consiste en una vasija cuyo funcionamiento es el de un separador bifásico, siendo su principal objetivo la extracción del gas disuelto en el glicol rico. A nivel interno cuenta con un rebose por el cual se extraen por flotación, algunos hidrocarburos condensados que pudieran encontrarse en el glicol rico; también cuenta con un extractor de neblina que retiene trazas de glicol que pueden ser arrastrados en la corriente de gas.

El gas es liberado gracias a la descompresión instantánea que sufre al ingresar a la vasija, y es aliviado gracias a la válvula de seguridad (PSV), el equipo cuenta con la facilidad de aprovechar el gas liberado para alimentación del quemador a manera de gas de consumo.

Para la salida de líquidos, existen una línea que evacua el glicol pobre y otra que drena los condensados del rebose, cada una con válvulas de apertura automática.

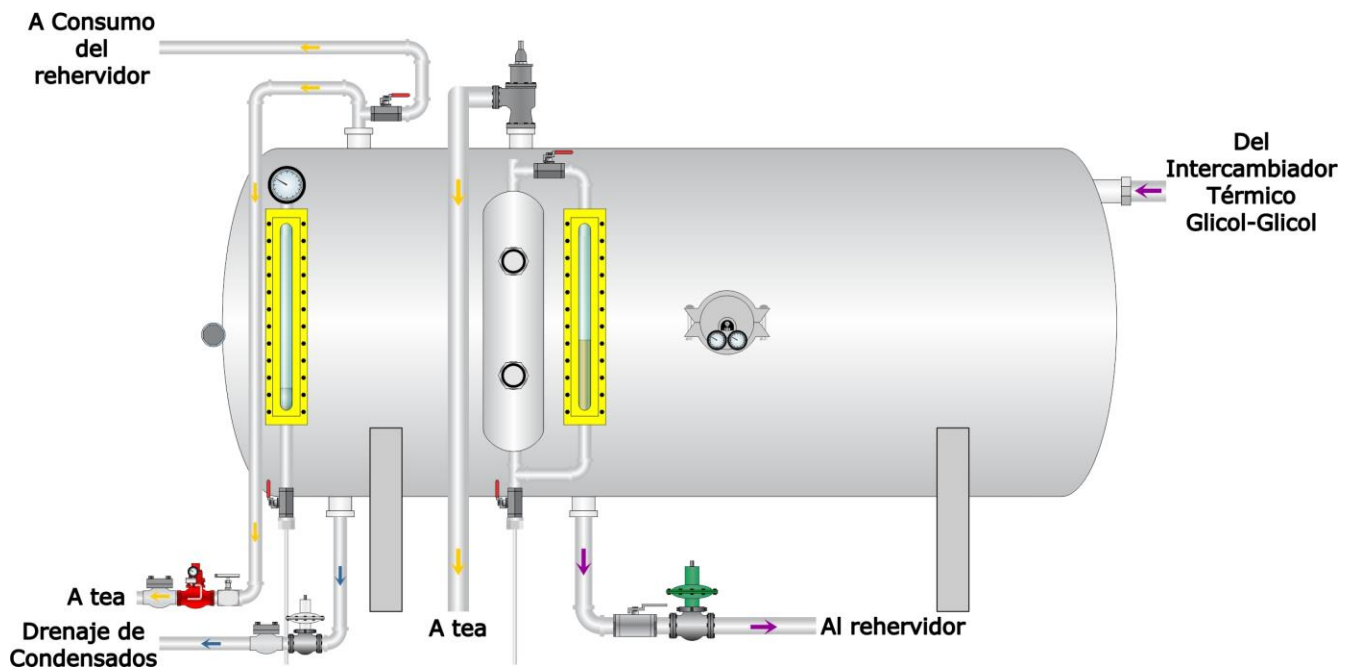


Fotografía 66. Separador de liberación instantánea (separador flash)



Este separador cuenta también con una bota lateral dispuesta para el acople de los instrumentos para control de nivel de glicol en la cámara principal.

Figura 76. Funcionamiento del separador de liberación instantánea



El funcionamiento del separador de liberación instantánea cuenta con los siguientes instrumentos, como complemento a su funcionamiento:



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

- Indicadores de nivel (LG), permiten conocer el nivel de llenado de la cámara principal de glicol rico y el llenado de la cámara del rebose de condensados. Ambos cuentan con armadura para garantizar su resistencia a las presiones.
- Indicador de presión (PI), instalado en la tubería superior del visor de nivel para la cámara de rebose de condensados, señalando la presión de vapor en el separador.
- Switch de alto nivel de glicol (LSH), envía una señal eléctrica cuando el nivel de glicol en la cámara principal alcanza el punto de ajuste; previniendo así el rebose de glicol hacia la cámara de rebose de condensados, lo que generaría pérdidas de glicol en el sistema.
- Controlador de nivel de glicol(LC), instalado en la bota lateral para enviar una señal neumática que acciona la válvula de control de nivel, regulando así el flujo de glicol rico que se encuentra contenido en la cámara principal hacia el rehervidor; su funcionamiento se basa en la flotación de una sonda acoplada a un sistema de palancas y engranes.
- Switch de alto nivel de condensados (LSH), ubicado en la zona del separador correspondiente a la cámara de rebose de condensados, envía una señal neumática para abrir el drenaje de dicha cámara gracias a la válvula de accionamiento neumática.
- Válvula de control de nivel de glicol (LCV), ubicada en la línea de salida de glicol hacia el rehervidor, se acciona gracias a la señal neumática del controlador de nivel.
- Válvula de control de nivel de condensados (LCV), ubicada en la línea de drenaje de la cámara de rebose para condensados, se acciona gracias a la señal neumática del controlador de nivel.
- Válvula de alivio de presión (PSV), se ubica en la parte superior del separador y se abre cuando la presión de vapor es suficiente para contraer completamente el resorte que la mantiene cerrada, al abrirse los gases presurizados se alivian hacia el colector de la tea de alta presión.
- Válvula de control de presión (PCV), se ubica en la línea de alivio de presión complementaria a la válvula de alivio de presión, su accionamiento es gracias a un sistema de piloto que la mantiene cerrada y se abre solo cuando la presión en la línea supera el punto de ajuste.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- **Un (1) rehervidor de glicol:**

Su objetivo principal es el de calentar el glicol hasta una temperatura entre los 375 y 400 grados Fahrenheit, de manera que el agua contenida se separe del glicol por ebullición. Para realizar este calentamiento el rehervidor cuenta con un pirotubo en forma de "U" que se calienta gracias al quemador instalado en uno de sus extremos, el cual genera una llama gracias a un constante suministro de gas combustible y aire.

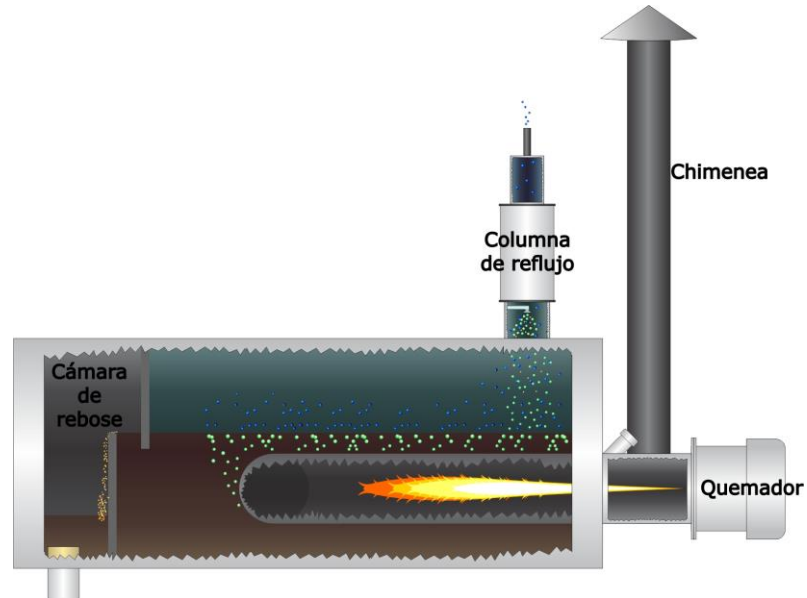
Fotografía 67. Rehervidor de glicol (Reboiler)



El glicol rico entra al rehervidor por la torre de reflujo ubicada en su parte superior, donde es vertido a contracorriente del vapor de agua que sale por la misma, este proceso permite recuperar los arrastres de glicol que pueda contener el vapor de agua, luego en la cámara principal es calentado por el pirotubo de manera que se deshidrata el glicol por ebullición del agua, para luego salir de dicha cámara por rebose hacia el intercambiador térmico glicol rico – glicol pobre ubicado bajo el rehervidor.

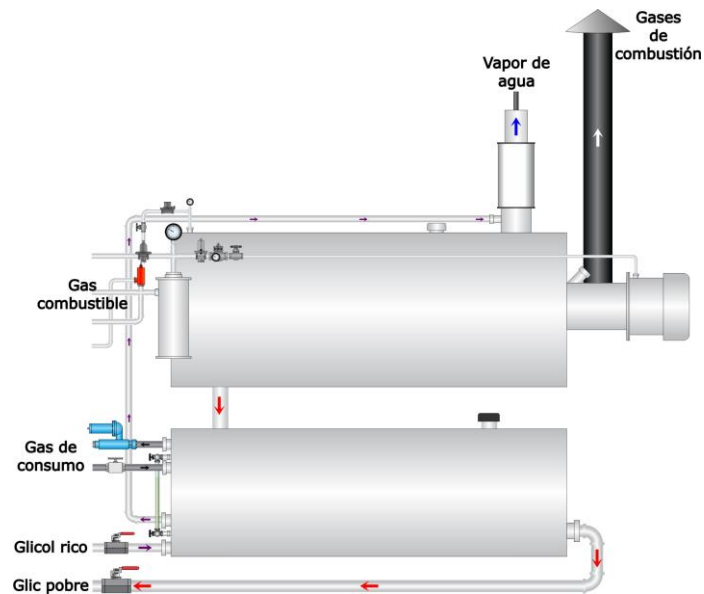


Figura 77. Funcionamiento interno del rehervidor



Para evitar la intrusión de agua en la cámara de rebose, se cuenta con una placa que hace sello hidráulico con el nivel de glicol, cuya degradación es evitada al mantener controlada la temperatura de operación, gracias a un juego de válvulas que regula el flujo de gas combustible hacia el quemador; Los gases de combustión son eliminados por la chimenea y el vapor de agua se ventea a la atmósfera.

Figura 78. Válvulas y líneas del rehervidor





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

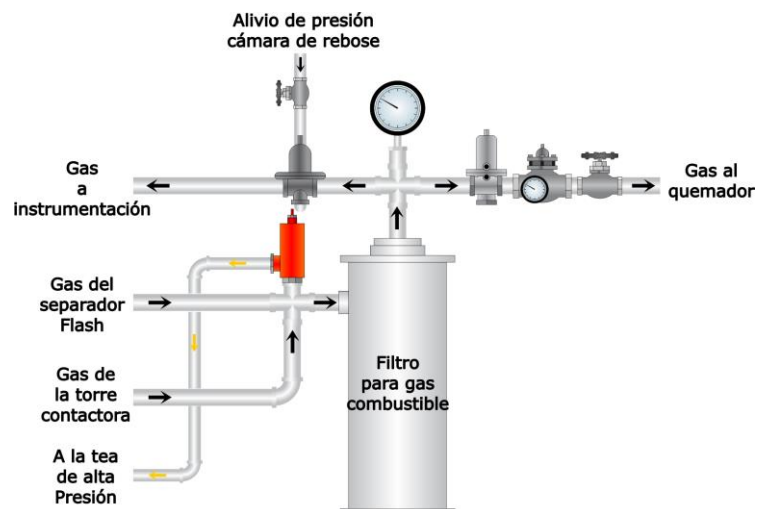
El funcionamiento del rehervidor de glicol es complementado por los siguientes instrumentos y ensambles.

- **Gas combustible**, este conjunto de tuberías y accesorios controla el flujo de gas hacia el quemador y garantiza una mezcla aire – gas que hace más eficiente el consumo energético. El suministro principal de dicho gas se deriva de la línea que sale del intercambiador térmico glicol – gas (junto a la torre contactora), este gas pasa por un filtro que retiene partículas finas que pueden incorporarse en el proceso de deshidratación.

Fotografía 68. Sistema para consumo de gas en el rehervidor



Figura 79. Válvulas y líneas del sistema para consumo de gas del rehervidor





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- **Columna de reflujo**, está ubicada en la parte superior del rehervidor para generar una corriente cruzada entre el vapor de agua producido por el calentamiento del glicol y el glicol rico desgasificado que es vertido en este punto. Este proceso permite reducir las pérdidas por arrastre de glicol en el flujo de vapor, la columna cuenta con un revestimiento cerámico que evita el enfriamiento del vapor y la posible condensación de agua, de forma que se optimiza el proceso de deshidratación del glicol, al garantizar que por la parte superior de la columna salga la mayor cantidad de vapor de agua con el mínimo contenido de glicol posible y a su vez se disminuye el consumo de gas combustible en el quemador.
- **Quemador de gas combustible**, recibe un aporte regulado de gas con el objetivo de mantener una llama que calienta el piro tubo en uno de sus extremos; el calor generado se regula a partir de la alimentación de gas combustible y los gases de combustión serán eliminados por la chimenea instalada en el otro extremo del piro tubo.

Las condiciones normales de operación de las válvulas del sistema de regeneración de glicol se muestran en los gráficos y tablas que se incluyen a continuación.

- **Intercambiador térmico glicol pobre – glicol rico**

Figura 80. Válvulas e instrumentos del regenerador glicol

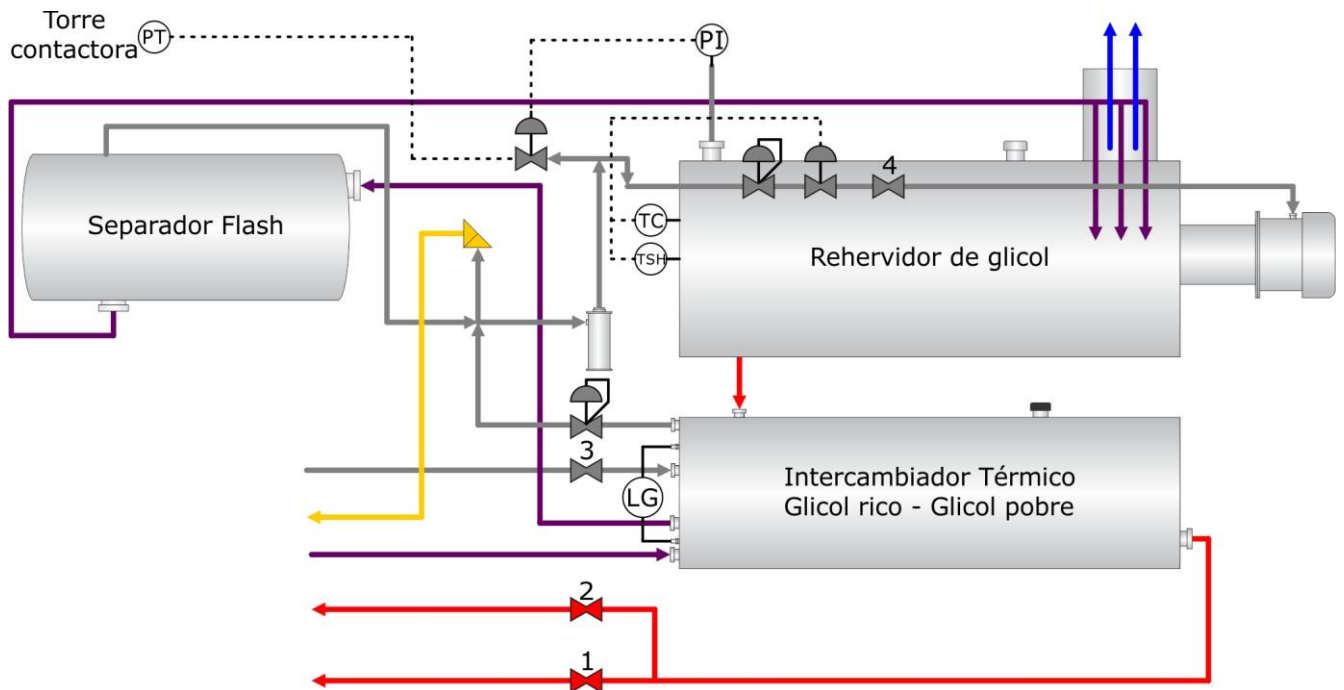




Tabla 33. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de regeneración de glicol

N°	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Salida de glicol pobre hacia la bomba hidráulica principal	Abierta
2	Salida de glicol pobre hacia la bomba hidráulica secundaria	Cerrada
3	Entrada de gas combustible al intercambiador térmico	Abierta
4	Línea de gas combustible hacia el quemador, después de la PCV	Abierta

• **Separador de liberación instantánea (separador flash)**

Figura 81. Válvulas e instrumentos del separador de liberación instantánea

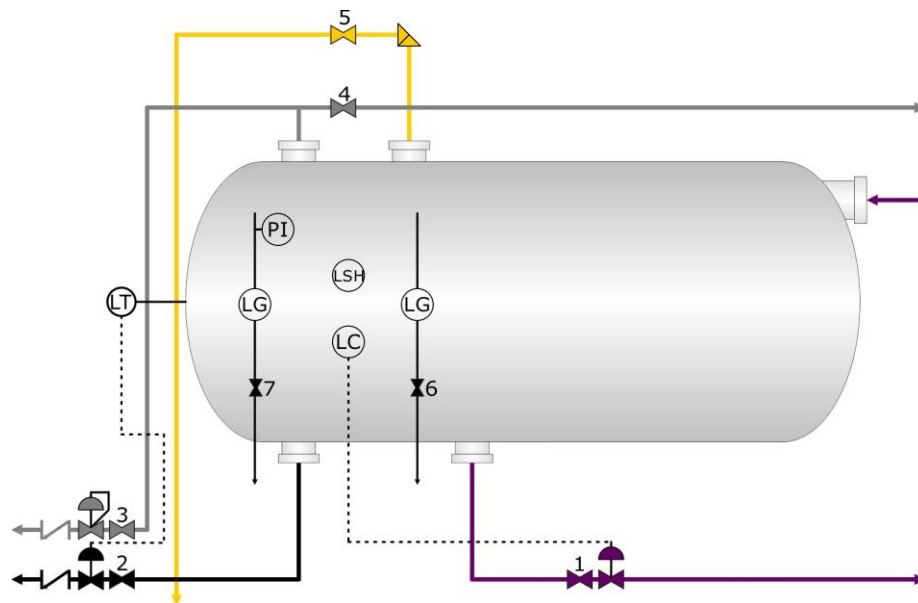


Tabla 34. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del separador de liberación instantánea

N°	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Salida de glicol rico desgasificado hacia el rehervidor, antes de la LCV	Abierta
2	Salida de condensados a drenaje, antes de la LCV	Abierta
3	Alivio de presión del rebose de condensados antes de la PSV	Abierta
4	Salida de gas hacia el quemador del rehervidor	Cerrada
5	Alivio de presión hacia la tea de alta presión	Abierta
6	Drenaje del visor de nivel de la cámara principal	Cerrada
7	Drenaje del visor de nivel del rebose de condensados	Cerrada



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

4.3.d. Sistema de gas de consumo

Fotografía 69. Área de scrubbers de consumo



Objetivo

Aprovechar una fracción del gas producido por la estación VENADO 1, como fuente de generación de energía para la operación de la misma, garantizando un suministro constante de gas combustible en las mejores condiciones de operación posibles.

Descripción

Del gas deshidratado por la torre contactora de glicol, una fracción tiene como destino la alimentación de los sistemas de generación de energía para el funcionamiento de la estación. Este gas en condiciones mínimas de humedad pasa por un scrubber de consumo ubicado junto a la torre contactora; en donde se retiran condensados que surgen por la refrigeración lograda en el intercambiador térmico.

Más adelante el gas de consumo pasa por dos scrubber más que mejoran la calidad del gas de consumo; evitando así complicaciones operativas en los motores de combustión interna principalmente. De los scrubber de consumo el gas se divide en dos corrientes, una de ellas alimenta directamente a los motores de combustión interna correspondientes a los compresores recíprocos de gas, la otra corriente va al múltiple de gas de consumo ubicado junto a los generadores eléctricos, allí se reparte a los diversos equipos que le requieren.


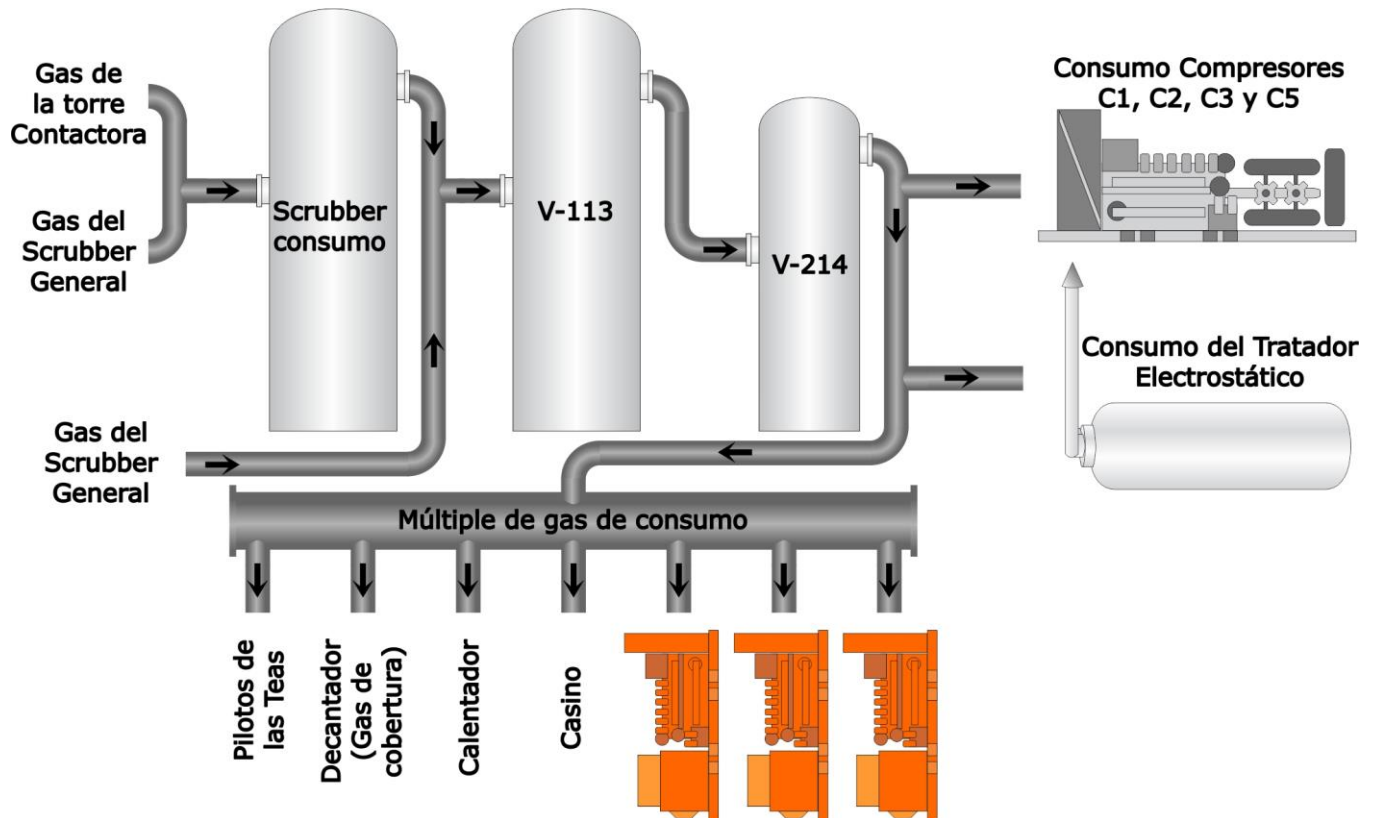
	MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1		
	PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS		
	MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS	Elaborado 09/02/2015	Versión: 1

Figura 82. Funcionamiento del sistema de gas combustible



El sistema de gas de consumo, está constituido por los siguientes equipos:

- Tres (3) scrubber (scrubber de consumo, scrubber V-214 y scrubber V-113):**
 Estos equipos retiran los condensados que se generan en el proceso de distribución del gas de consumo; Pese a que el gas ha pasado por el proceso de deshidratación suelen generarse trazas de humedad al sufrir pérdidas de presión o de temperatura. Las pérdidas de presión se ocasionan cuando el flujo de gas pasa por accesorios como válvulas, medidores y conexiones, pero es considerable también la pérdida de presión por fricción con la tubería, sobre todo cuando se recorren tramos largos. En el caso del enfriamiento del gas, este evento sucede por intercambio térmico del fluido con las paredes de la tubería hacia la atmósfera, no obstante también puede existir un enfriamiento drástico cuando se ocasionan grandes caídas de presión de manera súbita (esto se conoce como el efecto Joule-Thompson). En el proceso de distribución del gas de consumo el fluido pasa en primera instancia por el scrubber de consumo que extrae posibles condensados generados por la reducción en la presión a que es sometido gracias a las válvulas de estrangulamiento instaladas antes de su ingreso a dicha vasija.


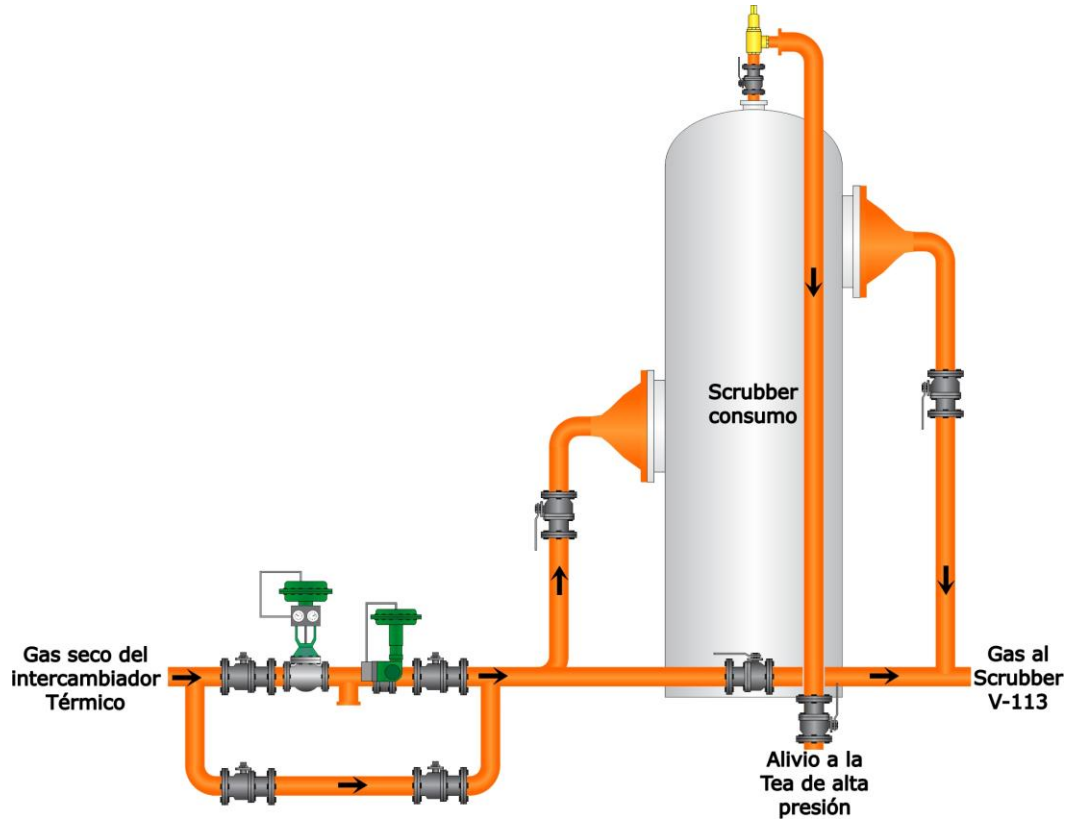
	MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1		
	PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS		
	MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS	Elaborado 09/02/2015	Versión: 1

Figura 83. Líneas y válvulas en el scrubber de consumo



Para su correcto funcionamiento el scrubber de consumo cuenta con los siguientes instrumentos:

- **Válvulas de estrangulamiento (PCV)**, ambas son accionadas gracias a la presión del gas que por ellas fluye, sus controladores se configuran de tal manera que la válvula restringe o permite el flujo de gas manteniendo siempre la misma presión aguas abajo.

○

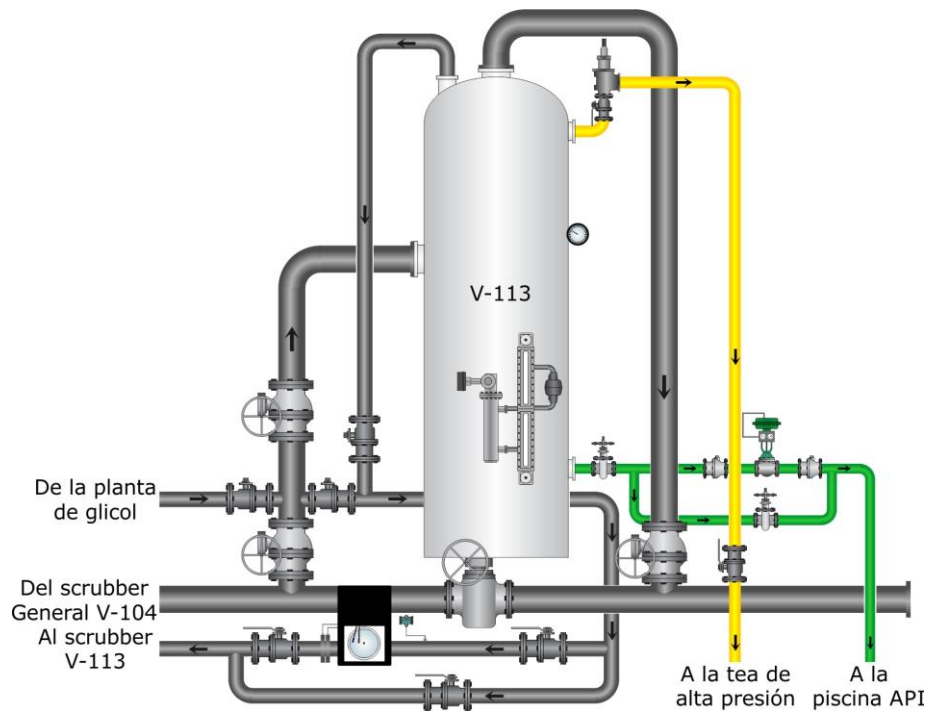


Fotografía 70. Válvulas de estrangulamiento previas al scrubber de consumo



Del scrubber de consumo el gas fluye hacia el scrubber V-113 ubicado junto al filtro Wemco, este Scrubber permite que el proceso de medición del gas se pueda realizar de manera confiable, puesto que la presencia de líquido resta precisión a las lecturas censadas por el registrador de carta circular; Estos condensados pueden presentarse principalmente por las pérdidas de presión implicadas en la distancia que debe recorrer el gas entre el scrubber de consumo y el V-113.

Figura 84. Líneas y válvulas en el scrubber V-113





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Para su correcto funcionamiento el scrubber V-113 cuenta con los siguientes instrumentos:

- **Controlador de nivel (CT)**, instalado en el visor de nivel envía una señal de apertura proporcional al nivel de líquido, en el scrubber; accionando así de forma neumática la válvula controladora de nivel.
- **Switch de alto nivel (LSH)**, instalado en el visor de nivel envía una señal neumática de alarma que indica un nivel cercano a límite superior de líquido permitido en la vasija.
- **Válvula de control de nivel de líquido (LCV)**, recibe las señales neumáticas del transmisor y el switch de nivel, controlando la cantidad de líquido retenida en el tanque.

Fotografía 71. Controlador, switch y válvula para control de líquidos en el V-113



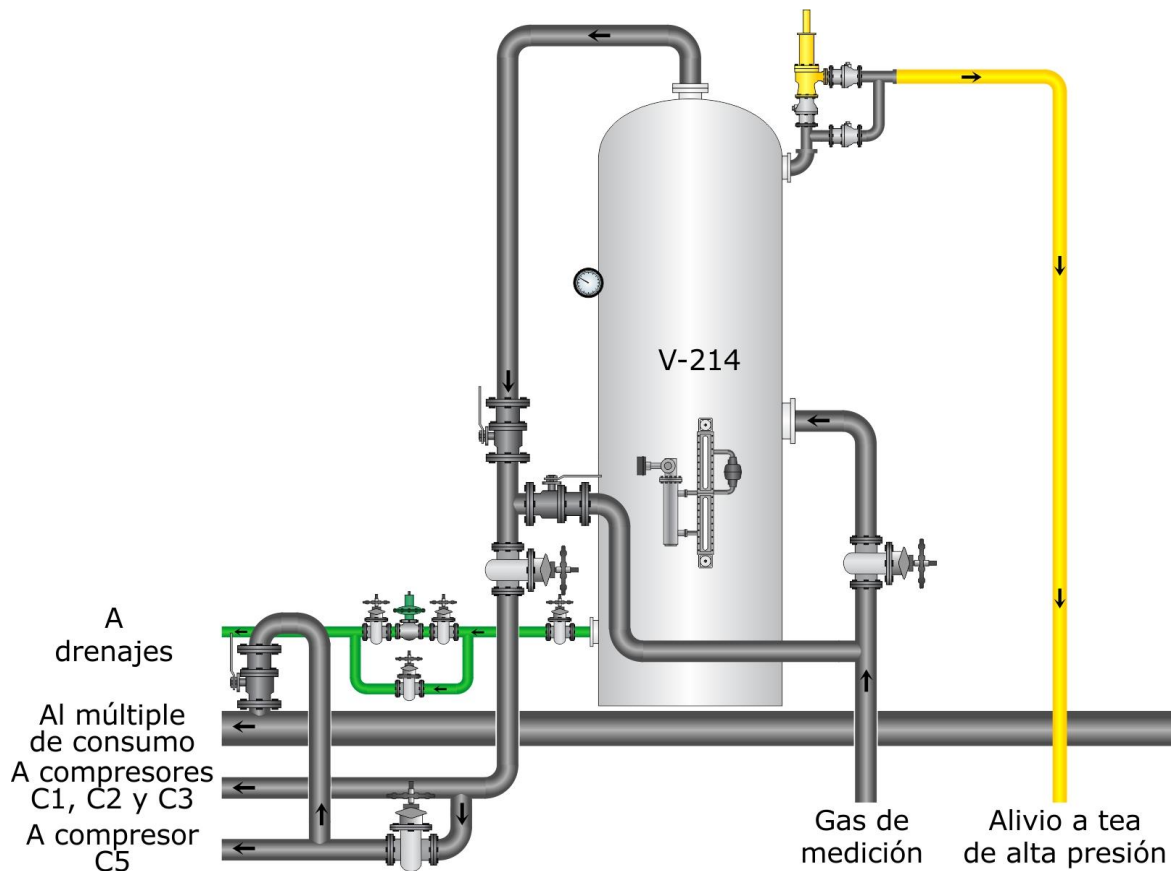
- **Portaplaca de orificio (FE)**, instalada en la línea de salida de gas para generar una caída de presión que se registra y permite así conocer el caudal instantáneo. Este instrumento está diseñado para instalar en su interior una placa circular con un orificio de geometría y posición definidos; la selección de dicha placa está sujeta a las propiedades del gas contabilizado, cuando dichas propiedades cambian y es necesario reemplazar la placa de orificio, es necesario interrumpir el flujo y despresurizar la línea para efectuar dicho cambio.
- **Registrador de carta circular (FR)**, recibe la señal de presión del portaplaca de orificio, y gracias a un mecanismo de plumillas realiza un registro gráfico de geometría radial, sobre una carta circular en que se podrán leer los cambios en la presión diferencial durante el periodo de tiempo fijado (7 días o 24 horas); por medio de la caída de presión registrada es posible calcular el caudal en cualquier momento del periodo tiempo.

La caída de presión generada en el portaplaca de orificio puede generar condensación de líquidos, por esta razón el gas contabilizado pasa por un tercer scrubber (V-214) de menor capacidad volumétrica que retirará estos volúmenes de líquido.



Una vez retirados los condensados, el gas es dirigido por una línea perimetral de seis pulgadas hacia el múltiple de gas de consumo que se ubica junto a los generadores eléctricos, en su trayectoria hacia tal punto, de dicha línea se desprenden otras de menor diámetro que alimentan el consumo de gas de los compresores de gas en el área de los scrubber V-214 y V-113, más adelante se desprenden también líneas que alimentan el quemador del calentador V-308 y algunas que suministran gas de cobertura en algunas vasijas.

Figura 85. Líneas y válvulas en el scrubber V-214



Para su correcto funcionamiento el scrubber V-113 cuenta con los siguientes instrumentos:

- **Controlador de nivel (CT)**, instalado en el visor de nivel envía una señal de apertura proporcional al nivel de líquido, en el scrubber; accionando así de forma neumática la válvula controladora de nivel.
- **Switch de alto nivel (LSH)**, instalado en el visor de nivel envía una señal neumática de alarma que indica un nivel cercano a límite superior de líquido permitido en la vasija.
- **Válvula de control de nivel de líquido (LCV)**, recibe las señales neumáticas del transmisor y el switch de nivel, controlando la cantidad de líquido retenida en el tanque.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

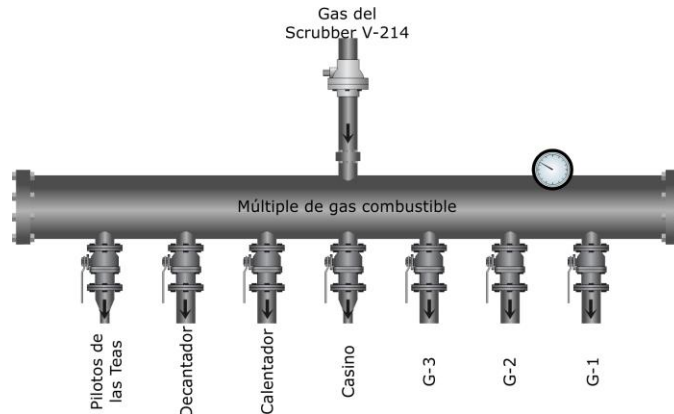
Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- **Un (1) múltiple de gas combustible:**

Se encuentra ubicado en el área de los generadores eléctricos, permitiendo seleccionar los equipos a los que se desee alimentar con gas de consumo, de él se desprenden líneas que van a los tres generadores, al calentador, al casino, al decantador (gas de cobertura), y al piloto de las teas.

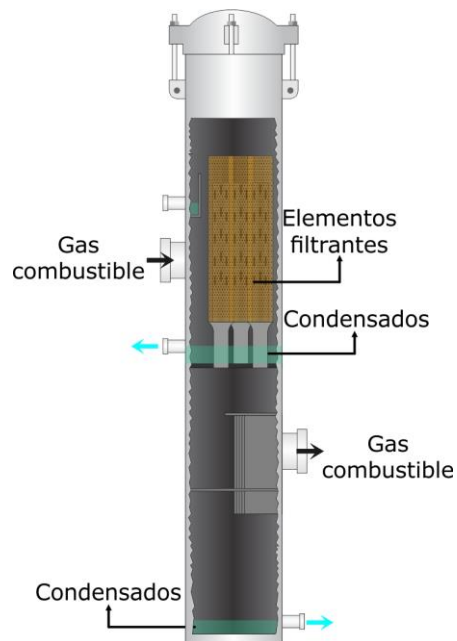
Figura 86. Líneas y válvulas en el múltiple de gas combustible



- **Tres (3) filtros de gas combustible:**

También conocidos como filtros "Peco", están diseñados para evitar que partículas finas y líquidos ingresen a las cámaras de combustión de los motores; internamente cuenta con sistemas de retención mecánica para líquidos y con sistema de drenaje automático para los mismos.

Figura 87. Vista interna del filtro de gas combustible





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

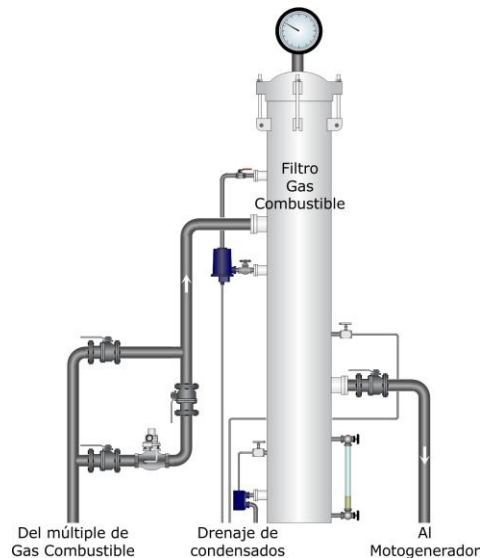
MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

El filtro cuenta internamente con dos cámaras en que se da el proceso de retención de líquidos en primera instancia el gas entra a la sección superior en donde el elemento filtrante retiene la humedad en forma de neblina que pueda venir suspendida en la corriente, al atravesar el cuerpo del filtro interno ingresa a un tubo ranurado que conecta con la cámara inferior, en donde la trayectoria de flujo puede condensar niveles mínimos de líquido. En la parte inferior de ambas cámaras existen drenajes para condensados que gracias a las trampas de líquido mantienen controlado dicho nivel.

Figura 88. Líneas y válvulas de los filtros de gas combustible



Para su funcionamiento los filtros de gas combustible cuentan con los siguientes instrumentos y accesorios:

- Válvula reguladora - reductora de presión (PCV), instalada en la línea que del múltiple de gas combustible conduce el gas hacia el filtro, con el objetivo de mantener una presión constante de 30 PSI de alimentación hacia el motor; su posicionamiento se da gracias a la presión de la línea de gas sobre la que está instalada y un resorte ubicado en su parte superior, adicionalmente tiene instalado un indicador de presión que permite verificar la presión aguas abajo.

Fotografía 72. Válvula reguladora – reductora de presión





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- **Trampas de condensados (LCV)**, ubicadas en las líneas de drenaje laterales para condensados, están internamente diseñadas con un sistema que se abre por flotación cuando el nivel de líquido alcanza el punto de ajuste, evacuando los líquidos tanto de la cámara superior como de la cámara inferior del filtro, dado que cada una de estas cámaras cuenta con su respectiva trampa.

Fotografía 73. Trampas de condensados



- **Elemento filtrante**, instalados al interior del filtro en la cámara superior y contruidos en un polímero poroso a través del cual fluye el gas, perdiendo capacidad de arrastre y dejando allí los condensados; se insertan en un tubo ranurado por el que el gas fluirá hacia la cámara de condensación inferior.

- **Tres (3) motogeneradores eléctricos:**

Aprovechan el gas combustible en condiciones de mínima humedad, con el propósito de generar la electricidad que requiere la estación y los sistemas de levantamiento artificial para su operación normal.

Cada uno cuenta con un prefiltro que retiene partículas finas y trazas de humedad que pudiera arrastrar el gas, luego pasa al motor de combustión interna que moviliza el generador eléctrico cumpliendo así su objetivo.

Fotografía 74. Área de los generadores eléctricos (G1, G2 y G3)





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Para su correcto funcionamiento los generadores eléctricos cuentan con los siguientes instrumentos y equipos:

- **Intercambiador térmico (intercooler)**, su funcionamiento consiste en la circulación de agua a 180°F por tuberías que circundan las zonas críticas del motor de combustión interna llevando así el calor hacia la hélice refrigerante que por medio de la corriente de aire disipa el calor hacia el ambiente a una tasa aproximada de 53,160 ft³/min.
- **Válvula reguladora de presión del suministro de gas (PCV)**, instalada junto al motor para mantener una presión alrededor de los 15 PSI en el suministro de gas combustible para el motor a razón de 111 ft³/min.

Fotografía 75. Válvula reguladora de presión del suministro del motor



- **Filtro de aceite**, cuenta internamente con elementos filtrantes intercambiables que evitan el ingreso de impurezas en el sistema de lubricación.
- **Visor de nivel de aceite (LG)**, de diseño esférico que permite identificar fácilmente el nivel de aceite para lubricación de las piezas móviles del motor.

Fotografía 76. Filtro y visor de nivel de aceite





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- **Sistema de arranque**, por aire entre 150 psi y 100 psi; aproximadamente 110 Ft³/seg. Arranque a 125 psi.
- **Sistema de escape**, no debe exceder a 18 pulgadas de agua en contrapresión, incluyendo el silenciador. Flujo 3,812 Ft³/ min. 1,014 °F a la carga rateada.
- **Generadores eléctricos**, de tipo trifásico que movidos por los motores de combustión interna pueden generar hasta 2710 KW en total, cuentan con sistemas de control automáticos y cuentan con enfriamiento totalmente hermético.

Fotografía 77. Generador eléctrico





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

Las condiciones normales de operación de los equipos, vasijas y válvulas manuales del sistema de gas combustible se relacionan en los siguientes gráficos y tablas:

- **Scrubber de consumo:**

Figura 89. Condiciones normales de operación de las válvulas del scrubber de consumo

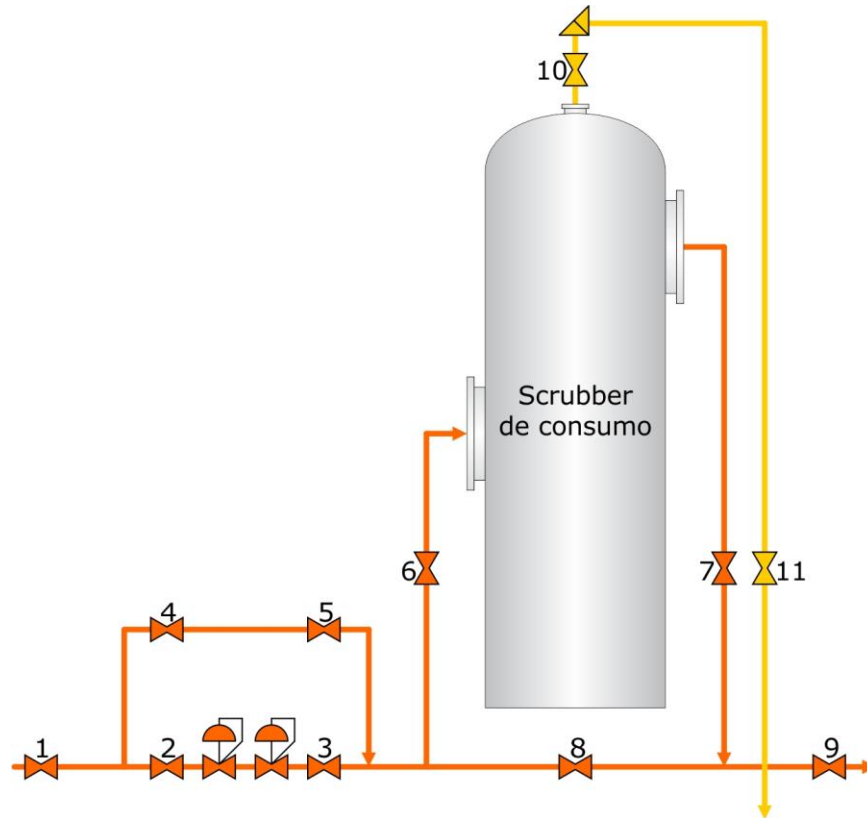


Tabla 35. Condiciones normales de operación de las válvulas del scrubber de consumo

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Gas del intercambiador térmico gas-gas hacia el scrubber de consumo	Abierta
2	Gas al scrubber de consumo antes de la primera PCV (1300 Psig)	Abierta
3	Gas al scrubber de consumo después de la Segunda PCV (200 Psig)	Abierta
4	By pass de las PCV, antes del spool	Cerrada
5	By pass de las PCV, después del spool	Cerrada
6	Entrada de gas al scrubber de consumo	Abierta
7	Salida de gas del scrubber de consumo	Abierta
8	By pass del scrubber de consumo	Cerrada
9	Gas hacia el scrubber V-113	Abierta
10	Alivio de presión, antes de la PSV	Abierta
11	Alivio de presión, conexión a la línea de la tea de alta presión	Abierta



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

• **Scrubber V-113:**

Figura 90. Condiciones normales de operación de las válvulas del scrubber V-113

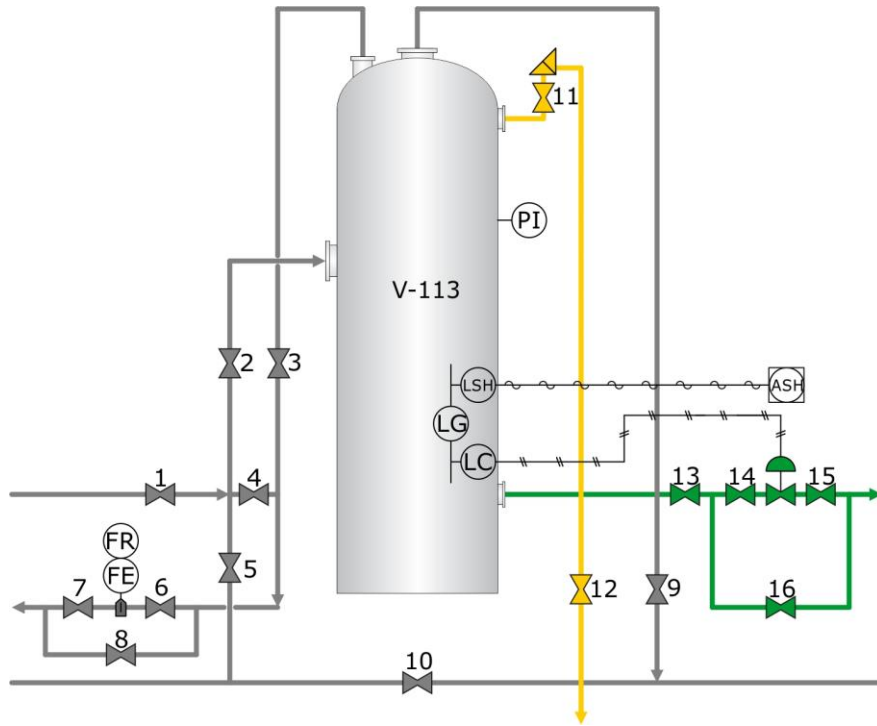


Tabla 36. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del scrubber V-214

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Gas del scrubber de consumo al V-113, antes del by pass	Abierta
2	Entrada de gas al V-113, después del by pass	Abierta
3	Salida de gas del V-113 hacia el medidor de caudal	Abierta
4	By pass del V-113 (gas del scrubber de consumo)	Cerrada
5	Gas del scrubber general al V-214, antes del by pass	Cerrada
6	Gas a medición, antes del portaplaca de orificio	Abierta
7	Gas de medición, después del portaplaca de orificio	Abierta
8	By pass del medidor de placa de orificio	Cerrada
9	Salida de gas del V-113 hacia la línea de 6 pulgadas	Cerrada
10	By pass del V-113, línea de 6 pulgadas	Cerrada
11	Alivio de presión, antes de la PSV	Abierta
12	Alivio de presión, después de la PSV	Abierta
13	Drenaje de condensados	Abierta
14	Drenaje de condensados antes de la LCV	Abierta
15	Drenaje de condensados después de la LCV	Abierta
16	By pass de la LCV del drenaje de condensados	Cerrada

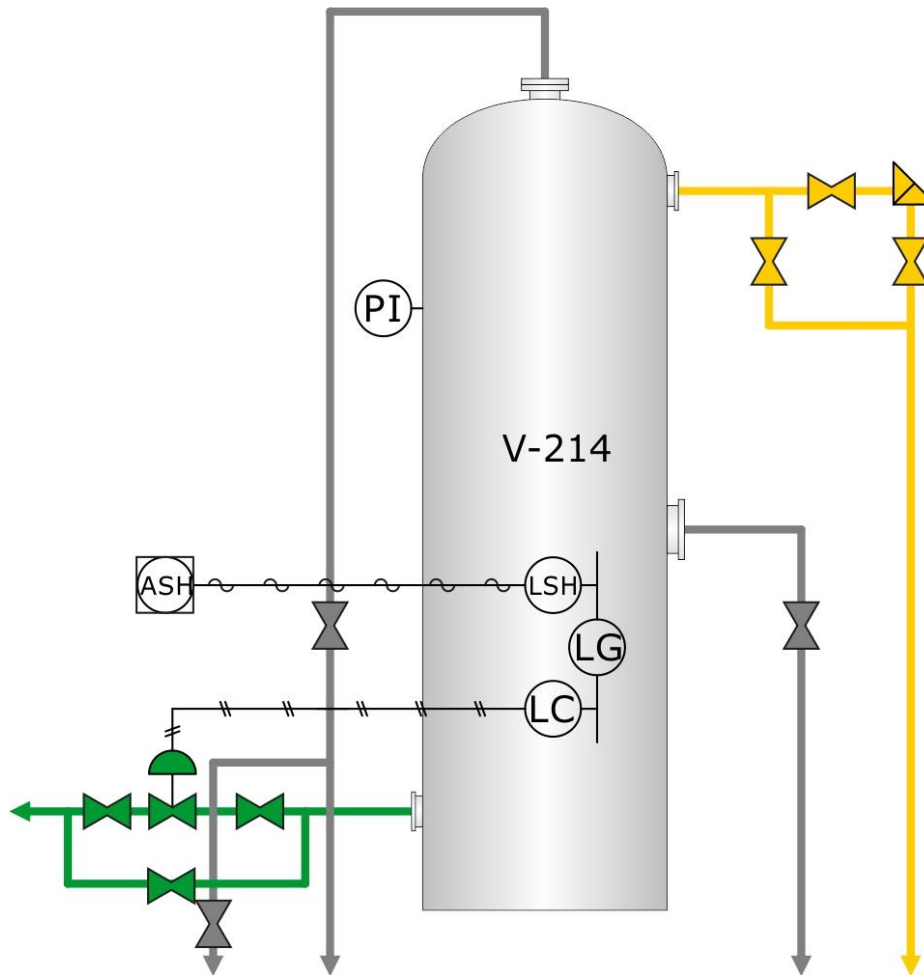


Tabla 37. Datos de operación para el Scrubber V-113

Parámetro	Valor	Unidades
Diámetro	24	Pulgadas
Altura	10	Ft
Caudal promedio	10	MMSCFD
Mínima temperatura de diseño del metal a 150 Psig	-20	°F
Máxima presión de operación permitida a 150°F	150	Psig
Capacidad	856	Gal
Peso vacío	4165	Lbs
Presión de trabajo	35	Psig

- Scrubber V-214:

Figura 91. Condiciones normales de operación de las válvulas del scrubber V-214





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

Tabla 38. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del scrubber V-214

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Entrada de gas al scrubber V-214	Abierta
2	Salida de gas del scrubber V-214	Abierta
3	By pass del scrubber V-214	Cerrada
4	Salida de gas del scrubber después del by pass, hacia C1, C2 y C3	Abierta
5	Gas hacia C5	Abierta
6	Gas hacia el múltiple de consumo	Abierta
7	Línea de drenaje, by pass de la LCV	Abierta
8	Alivio de presión, antes de la PSV	Cerrada
9	Alivio de presión, después de la PSV	Abierta
10	Alivio de presión, by pass de la PSV	Abierta

Tabla 39. Especificaciones técnicas del scrubber V-214

Parámetro	Valor	Unidades
Diámetro	24	Pulgadas
Altura	7	Ft
Caudal promedio	1	MMSCFD
Mínima temperatura de diseño del metal a 150 Psig	-20	°F
Máxima presión de operación permitida a 150°F	566	Psig
Presión de operación	35	Psig

- **Múltiple de gas combustible:**

Figura 92. Ubicación de las válvulas e instrumentos del múltiple de gas combustible

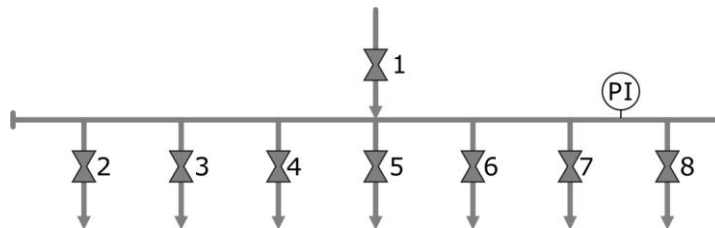


Tabla 40. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del scrubber V-113

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Entrada de gas al colector	Abierta
2	Gas hacia los pilotos de las teas	Abierta
3	Gas de cobertura hacia el decantador	Abierta
4	Gas combustible hacia el calentador	Abierta
5	Gas combustible hacia el casino	Abierta
6	Gas combustible hacia el Generador 3	Abierta



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

7	Gas combustible hacia el Generador 2	Abierta
8	Gas combustible hacia el Generador 1	Abierta

• **Filtro/separadores de gas combustible:**

Figura 93. Ubicación de las válvulas e instrumentos de los filtro/separadores de gas combustible

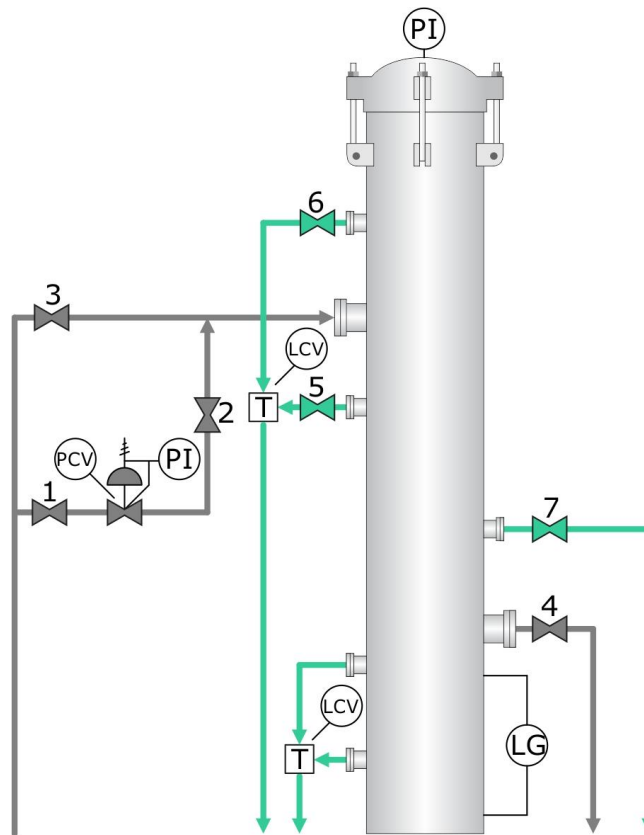


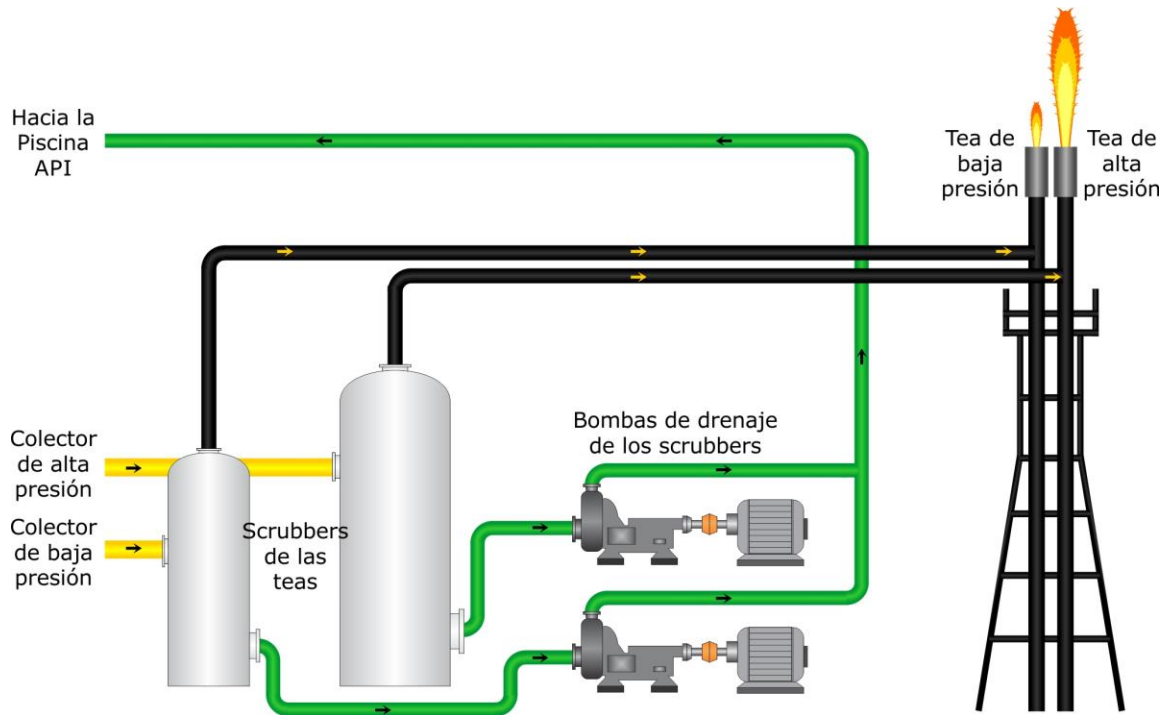
Tabla 41. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del scrubber V-113

N°	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Entrada de gas al filtro/separador, antes de la PCV	Abierta
2	Entrada de gas al filtro/separador, después de la PCV	Abierta
3	Entrada de gas al filtro/separador, by pass de la PCV	Cerrada
4	Salida de gas del filtro/separador	Abierta
5	Drenaje de la trampa de líquidos de la cámara superior	Abierta
6	Conexión superior de la trampa de líquidos de la cámara superior	Abierta
7	Drenaje manual de fluidos de la cámara superior	Cerrada



4.3.e. Sistema de teas

Figura 94. Funcionamiento del sistema de teas



Objetivo

Efectuar la combustión controlada de volúmenes de gas que por condiciones operativas se desvían de los equipos y vasijas para mantener la confiabilidad e integridad del proceso; y retener los líquidos que por las líneas de alivio se puedan liberar hacia las teas.

Descripción

El sistema de teas se divide en dos colectores generales, uno para alta presión y otro para baja presión; de manera que aquellos equipos que manejan cantidades bajas de gas disuelto en los fluidos que procesan, cuentan con válvulas de seguridad que alivian dichas concentraciones de gas. Los equipos que se enlazan al colector de la tea de baja presión son los gun barrels con sus respectivas botas de gas; los tanques de prueba, el calentador y el tanque desnatador.

Por otra parte, los equipos que cuentan con conexión al colector de la tea de alta presión son aquellos en que por el volumen de gas que manejan es necesario instalar mecanismos de alivio para altas presiones, estos equipos son los separadores, todos los scrubbers, los compresores, los calentadores y los equipos de la planta deshidratadora de gas.

Cada uno de los colectores tanto de la tea de alta presión como de la tea de baja presión conduce los gases aliviados hacia dos scrubbers (uno de alta y otro de baja presión), que en caso de dispararse el mecanismo de las válvulas de seguridad con volúmenes de crudo, retienen dichos fluidos; evitando así la contaminación ambiental.


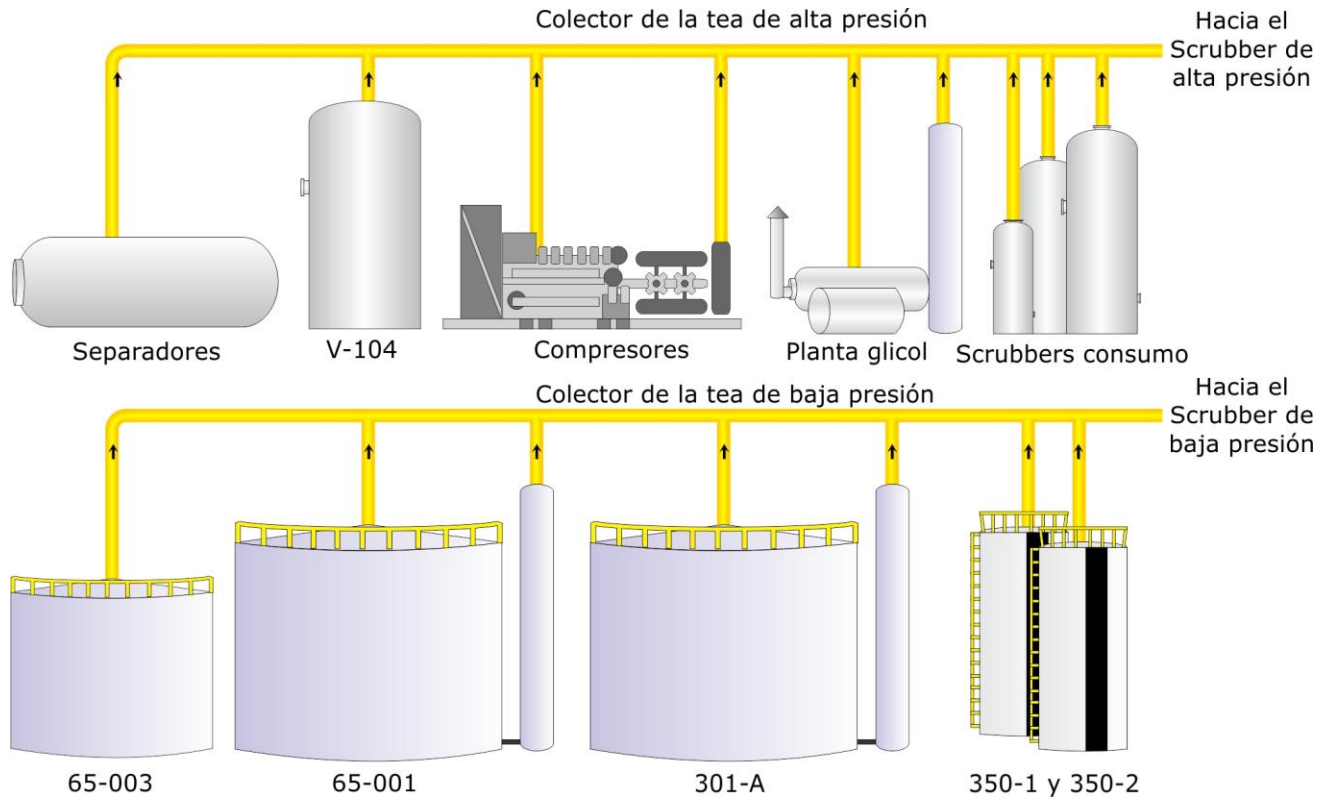
	MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1		
	PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS		
	MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS	Elaborado 09/02/2015	Versión: 1

Figura 95. Funcionamiento de los colectores de las teas



Con el objetivo de evitar el apagado de las teas, que podría generar un vertido de gas a la atmósfera, se cuenta con pilotos instalados en cada una de ellas de manera que al reanudarse el flujo de gas después de una interrupción, no sea necesario realizar un encendido manual; el gas es quemado en las teas a razón de 40 MSCFD.

El funcionamiento del sistema de teas, está integrado por los siguientes equipos e instrumentos:

- **Dos (2) scrubbers:**

Ubicados entre la piscina contraincendios y las teas; reciben el gas aliviado por las válvulas de seguridad de los equipos y vasijas, su función principal es la de retener condensados (agua e hidrocarburos líquidos) que de otra manera se verterían al ambiente generando, además de pérdidas económicas (por la combustión de crudo) una serie de efectos que ponen en riesgo el medio ambiente.

El gas llega a estas vasijas por los dos colectores que reciben los disparos de las válvulas de seguridad de los diversos contenedores de la estación, la existencia de dos colectores permite mantener la confiabilidad de los equipos que manejan más altas presiones, y además facilita la liberación de presiones de vapor bajas que pueden generarse en los tanques, sin que ello comprometa la operatividad del sistema.



Fotografía 78. Scrubbers de las teas



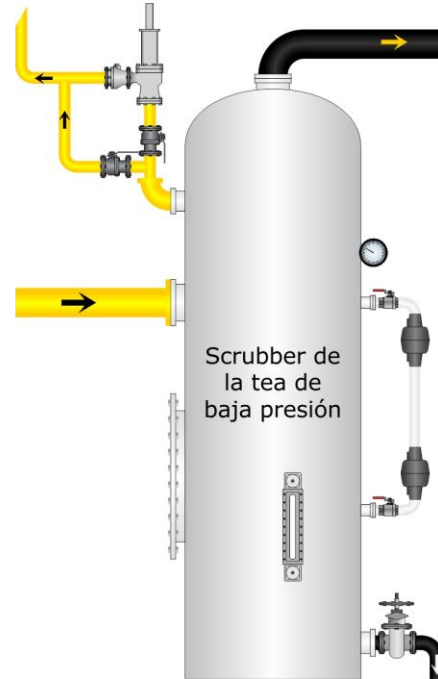
El scrubber de baja presión cuenta con un colector y bomba de drenaje independiente, a nivel interno se encuentra un bafle extractor de neblina que por efecto de coalescencia retiene las microgotas transportadas por la corriente de gas que al agruparse caen al fondo del scrubber; finalmente son drenados de allí por medio de la bomba centrífuga.

Para su correcto funcionamiento, el scrubber de baja presión cuenta con los siguientes instrumentos:

- **Switch de nivel alto (LSH)**, envía una señal eléctrica cuando el nivel de líquido alcanza su altura, de esta manera se encienden las bombas y se acciona la alarma que indica que el nivel de líquidos ha alcanzado el límite de operación normal.
- **Switch de nivel bajo (LSL)**, envía una señal eléctrica cuando el nivel de líquido alcanza su altura, dicha señal apaga las bombas de drenaje dejando el sistema en condiciones normales de operación.
- **Válvula de alivio de presión (PSV)**, se mantiene posicionada gracias a un resorte ubicado en su interior; cuando la presión del scrubber es suficiente para retraer el resorte, el obturador se abre para aliviar la presión hacia la atmósfera.



Figura 96. Líneas, válvulas e instrumentos del scrubber de baja presión



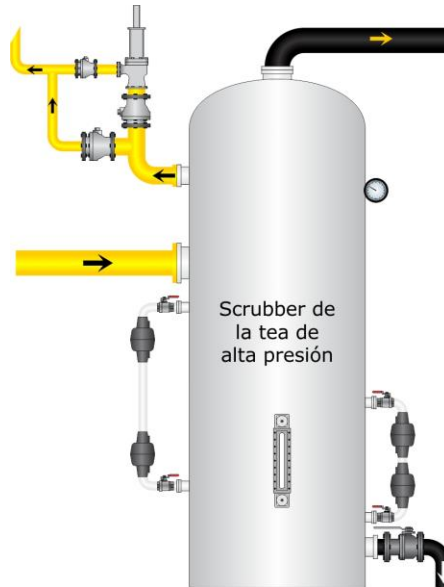
El scrubber de alta presión cuenta también con un colector y bomba de drenaje independientes, a nivel interno funciona de la misma manera que el scrubber de baja presión, es importante tomar en cuenta que los mecanismos internos no retendrán altos volúmenes de líquidos; si ocurre que el caudal de líquido que entra al scrubber, supera su capacidad, debe activarse el plan de emergencias para contener dicha eventualidad en el área de la tea.

Para su correcto funcionamiento, el scrubber de baja presión cuenta con los siguientes instrumentos:

- **Switch de nivel alto (LSH)**, envía una señal eléctrica cuando el nivel de líquido alcanza su altura, de esta manera se encienden las bombas y se acciona la alarma que indica que el nivel de líquidos ha alcanzado el límite de operación normal.
- **Switch de nivel alto alto (LSHH)**, envía una señal eléctrica cuando el nivel de líquido alcanza su altura, accionando la alarma que indica que el nivel de líquidos ha superado el límite de operación normal comprometiendo la integridad del proceso.
- **Switch de nivel bajo (LSL)**, envía una señal eléctrica cuando el nivel de líquido alcanza su altura, dicha señal apaga las bombas de drenaje dejando el sistema en condiciones normales de operación.
- **Válvula de alivio de presión (PSV)**, se mantiene posicionada gracias a un resorte ubicado en su interior; cuando la presión del scrubber es suficiente para retraer el resorte, el obturador se abre para aliviar la presión hacia la atmósfera.



Figura 97. Líneas, válvulas e instrumentos del scrubber de alta presión



- **Cuatro (4) bombas de drenaje de los scrubbers:**

Cada una es de tipo centrífuga y accionada por un motor eléctrico que se enciende al recibir las señales de los switches de nivel alto, evacuando de los líquidos acumulados en el fondo de la vasija hacia la piscina API.

Están dispuestas de forma que dos de ellas drenan el scrubber de alta presión y las dos restantes se encargan de la función en el scrubber de baja presión; en ambos casos las bombas se encienden en paralelo garantizando un drenaje rápido a fin de evitar rebose de las vasijas o posibles vertidos de líquido hacia las teas.

Fotografía 79. Bombas de drenaje de los scrubbers





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

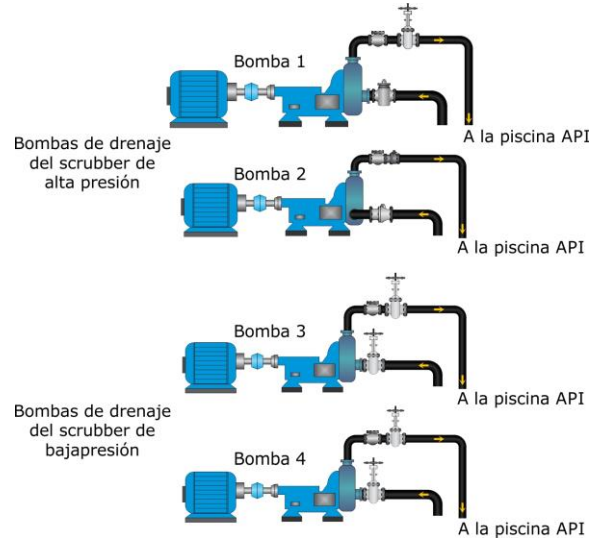
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Figura 98. Líneas y válvulas de las bombas de drenaje de los scrubbers



- **Dos (2) teas de incineración de gas:**

Están ubicadas a una distancia segura del proceso de producción de la estación, en un área despejada de vegetación y a una altura suficiente para que los gases de combustión o el calor no afecten directamente al personal o al medio ambiente. Una de ellas recibe el gas del colector de baja presión mientras que la otra recibe el del colector de alta presión.

Su función es la de incinerar el gas residual de la batería así como los gases aliviados por las válvulas de seguridad, reduciendo la emanación de gases con alto impacto ambiental que se consideran gases de invernadero (metano y etano primordialmente).

Fotografía 80. Teas de alta y baja presión





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Para su correcto funcionamiento, las teas cuentan con los siguientes instrumentos y accesorios:

- **Pilotos de las teas**, son quemadores de tamaño reducido que alimentados por el sistema de gas combustible permiten efectuar el encendido de las teas de manera controlada; para tal efecto están instalados por un sistema móvil, que permite deslizarlos hacia el área de combustión en la tea por medio de un conjunto de poleas que se ubica en la base de la estructura.
- **Controladores de llama de los pilotos (BIC)**, ubicados junto a los scrubbers de las teas, regulan el flujo de gas hacia los pilotos de las teas para mantenerlos encendidos, a pesar que la llama principal de la tea se haya apagado.

Fotografía 81. Controladores de los pilotos / poleas de los pilotos





Las condiciones normales de operación y ubicación de las válvulas se muestran en los siguientes gráficos y tablas:

- **Scrubber de baja presión**

Figura 99. Ubicación de las válvulas en el área de scrubber de baja presión

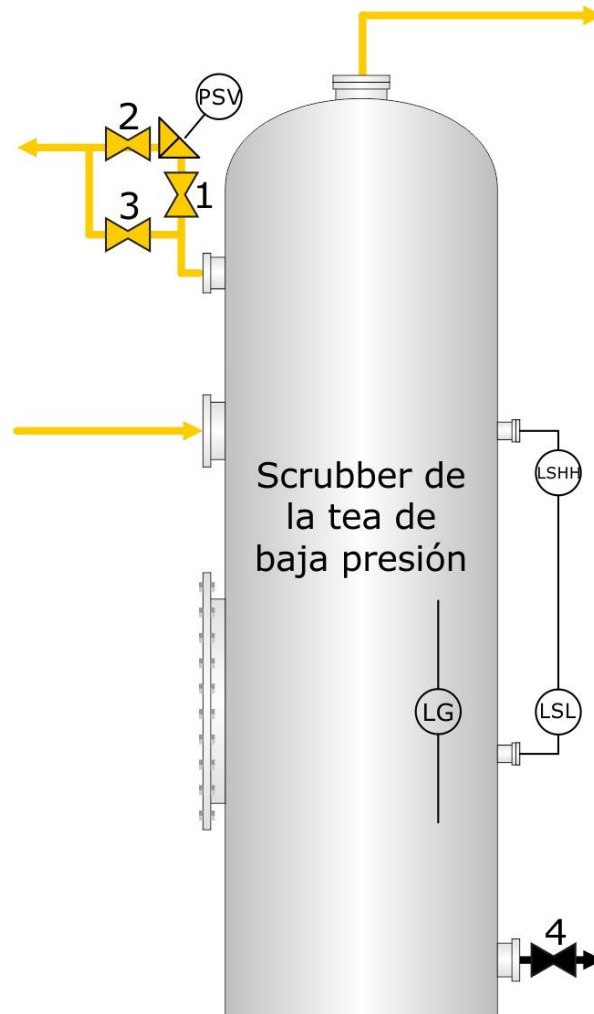


Tabla 42. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del scrubber de baja presión

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Alivio de presión a la atmósfera, antes de la PSV	Abierta
2	Alivio de presión a la atmósfera, después de la PSV	Abierta
3	Alivio de presión a la atmósfera, by pass de la PSV	Cerrada
4	Drenaje de condensados hacia las bombas	Abierta



- Scrubber de alta presión

Figura 100. Ubicación de las válvulas en el área de scrubber de alta presión

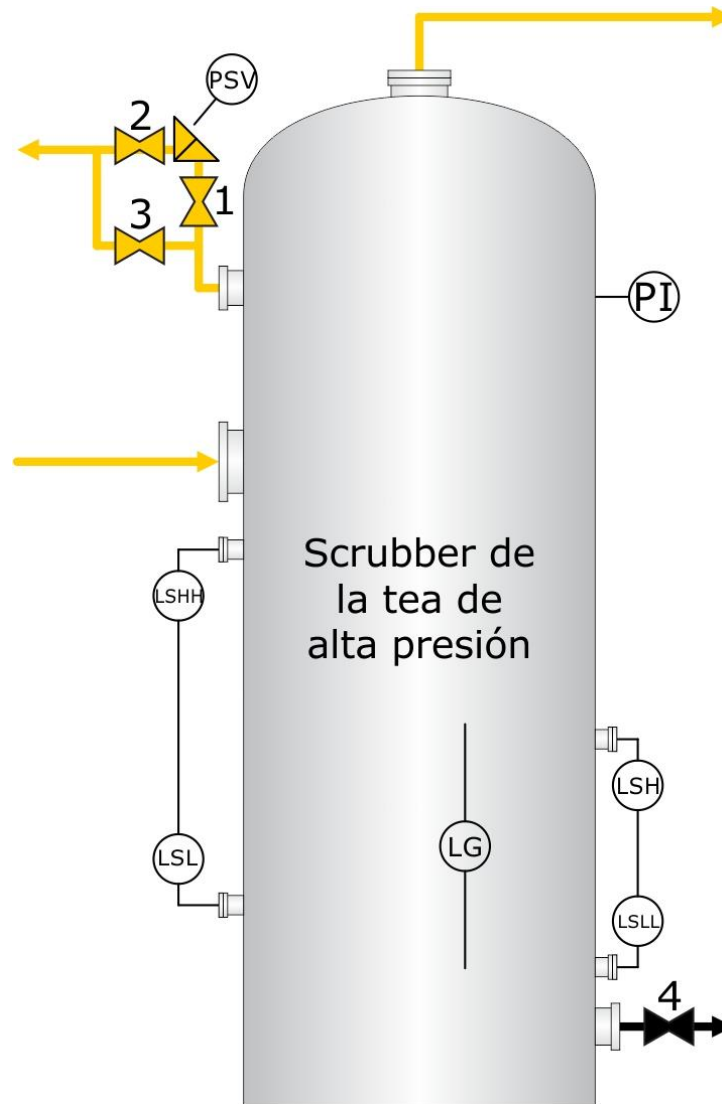


Tabla 43. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del scrubber de alta presión

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Alivio de presión a la atmósfera, antes de la PSV	Abierta
2	Alivio de presión a la atmósfera, después de la PSV	Abierta
3	Alivio de presión a la atmósfera, by pass de la PSV	Cerrada
4	Drenaje de condensados hacia las bombas	Abierta



- Bombas de drenaje de los scrubbers

Figura 101. Ubicación de las válvulas en el área de las bombas de drenaje

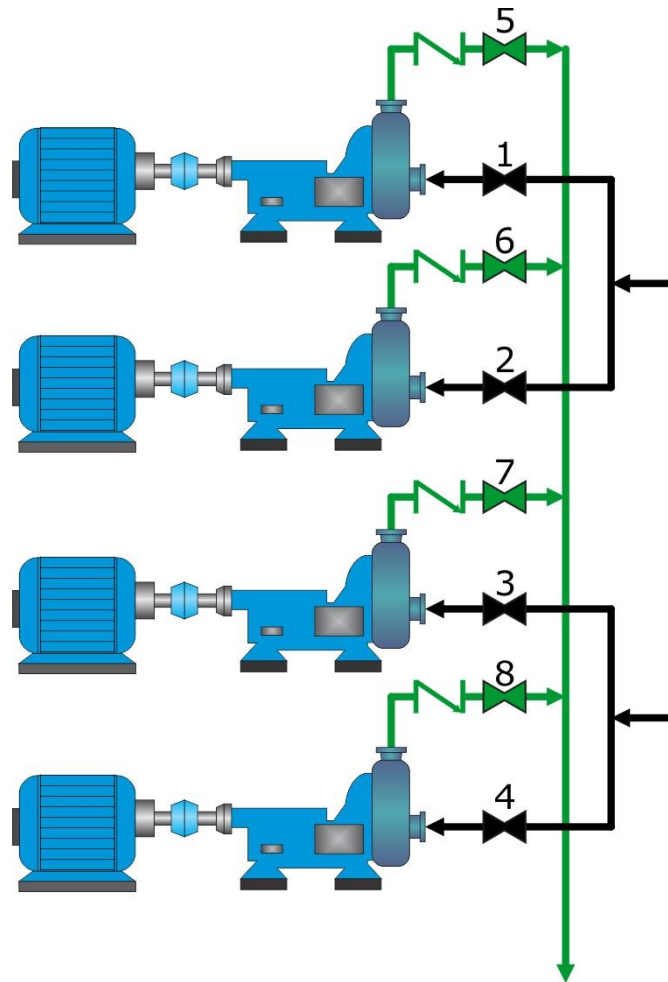


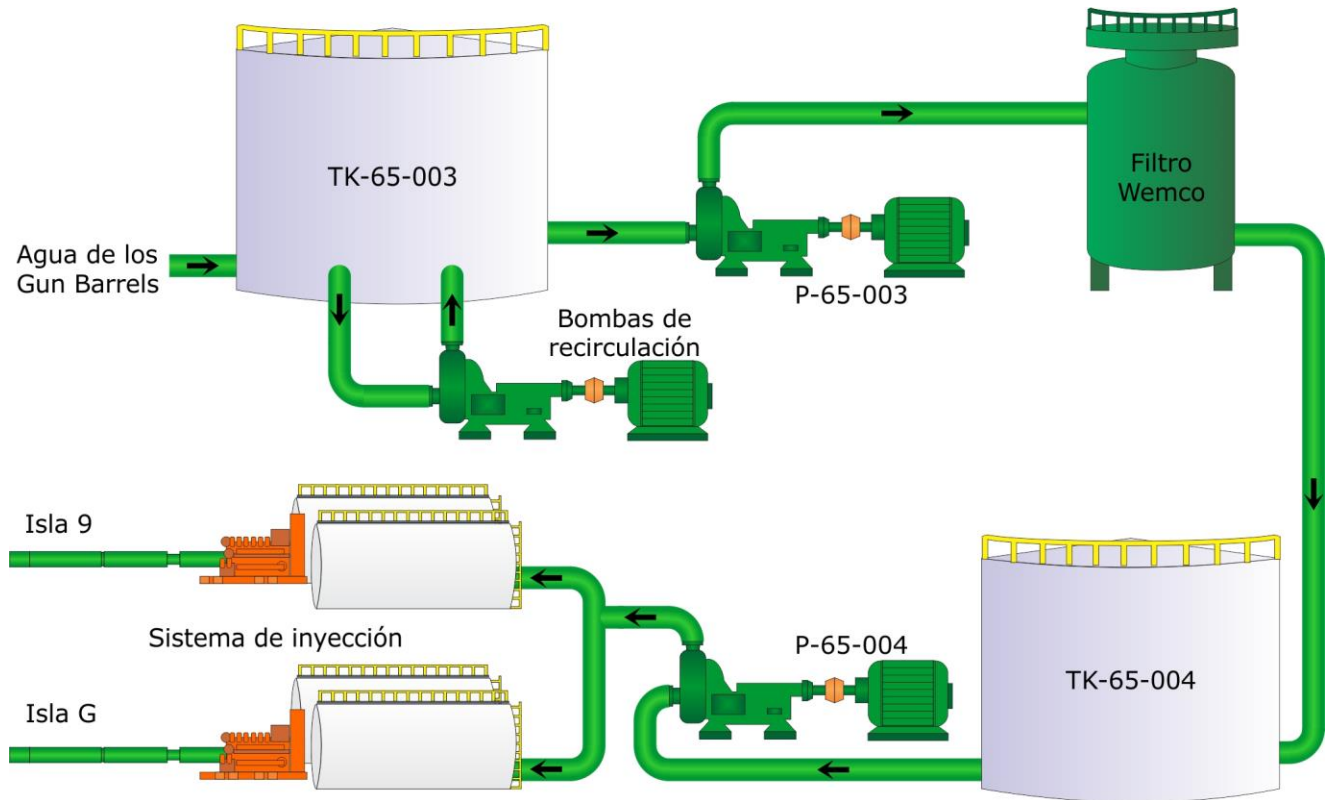
Tabla 44. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de las bombas de drenaje

N°	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Succión de la bomba 1	Abierta
2	Succión de la bomba 2	Abierta
3	Succión de la bomba 3	Abierta
4	Succión de la bomba 4	Abierta
5	Descarga de la bomba 1	Abierta
6	Descarga de la bomba 2	Abierta
7	Descarga de la bomba 3	Abierta
8	Descarga de la bomba 4	Abierta



4.4 Proceso de manejo de agua de producción

Figura 102. Sistemas asociados al proceso de manejo de aguas





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

4.4.a. Sistema de tratamiento y almacenamiento

Fotografía 82. Isla 9



Objetivo

Recibir el agua libre y agua asociada que se separa en el sistema de deshidratación, eliminando la mayor cantidad de hidrocarburos y sólidos por medio de varios métodos de tratamiento que incluyen agentes químicos, decantación, coalescencia y filtrado; de manera que se obtengan aguas de producción en las condiciones requeridas para ingresar al sistema de inyección.

Descripción

El agua llega al sistema de tres fuentes diferentes, de los gun barrels, de la estación 2 y de los pozos productores de agua; este fluido es acopiado en el tanque clarificador (TK-65-003) en donde recibe tratamiento químico con el agente clarificador, el tiempo de retención en el tanque facilita la coalescencia de las trazas de crudo que van agrupándose en una nata de crudo flotante. El tanque cuenta con un mecanismo de desnate que permite recuperar este crudo de manera periódica, consiste en dos mangueras flexibles que permiten la recolección de la nata hacia una tubería en la parte inferior del tanque que lleva estos fluidos hacia la cajilla de recolección de aceites; dichas mangueras cuentan con colectores cónicos flotantes que pueden moverse de forma manual por un operario, durante la acción de desnate.

El agua pasa luego por el filtro Wemco que cuenta con un lecho sólido granular a base de cáscara de nuez, diseñado para retener los sólidos suspendidos; saliendo así con unas propiedades físicas y químicas que la hacen apta para su inyección en el yacimiento. Por esta razón se le denomina agua clarificada y tanque clarificador al recipiente en que se le almacena; de este tanque es succionada por las bombas P-65-004 1 y 2, hacia las islas de inyección G y 9.

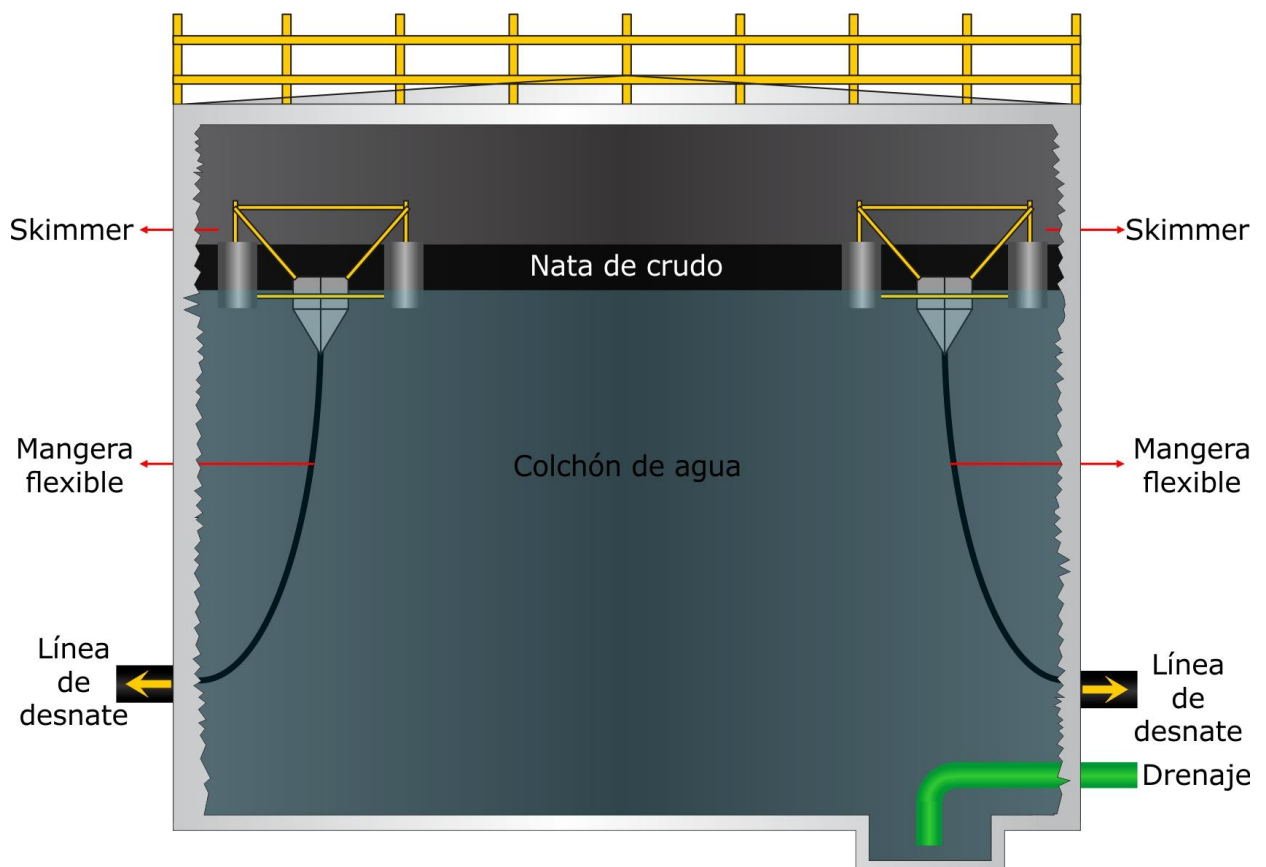
El sistema de tratamiento y almacenamiento de agua, está integrado por los siguientes equipos, vasijas e instrumentos:



- **Un (1) tanque clarificador o skimmer tank (TK-65-003):**

Es un tanque atmosférico, recto y de fondo circular, con una capacidad de 3.000 Bbls; cuenta con un sistema de skimmer flotantes dotados con tubería de 1 ½ pulgada para el desnate de la espuma que se forma de aceite y sólidos en la superficie de la vasija, además está provisto con un sistema de recirculación de agua. El tanque también debe tener un volumen de agua disponible para una eventualidad (retrolavado, mantenimiento, etc.), para tal fin el recipiente trabaja a una altura de aproximadamente de 14 pies (75 % del nivel total), lo cual garantiza dicha disponibilidad de agua. El tanque presenta en su parte superior una válvula de seguridad accionada por presión, y en su parte inferior un drenaje para la operación de limpieza; este tanque igualmente posee un sistema de control de nivel que facilita el seguimiento de la cantidad de agua (alto y bajo nivel), apagando o accionando las bombas de agua clarificada dependiendo el caso.

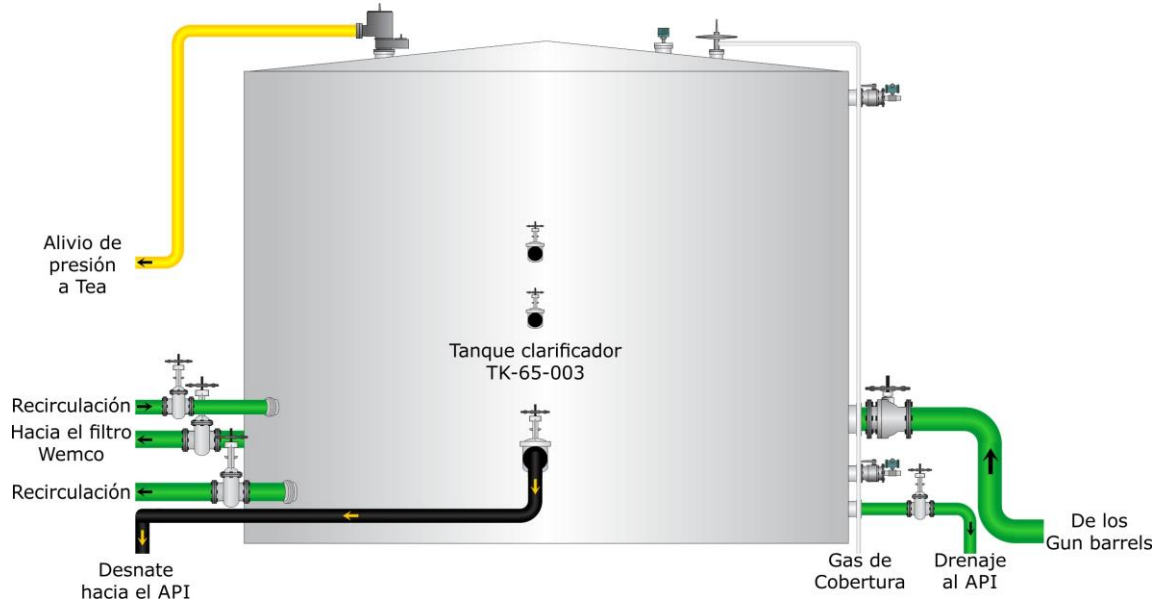
Figura 103. Vista interna del tanque clarificador



Los skimmer consisten en dos embudos colectores que gracias a las mangueras flexibles permiten recuperar la nata de crudo en un proceso conocido como desnate; se mantienen al nivel adecuado gracias a una estructura flotante que puede moverse desde las escotillas por medio de cables de acero a fin de facilitar el drenaje de crudo y posibles parafinas que se agrupan en la superficie del crudo.



Figura 104. Líneas, válvulas e instrumentos del tanque clarificador



Para su funcionamiento el tanque clarificador cuenta con los siguientes instrumentos y accesorios:

- **Transmisor de nivel (LT)**, instalado para enviar una señal de tipo neumática, proporcional al nivel de crudo y nivel total de líquido en el tanque.
- **Desnatadores o skimmers**, son dos estructuras flotantes cuyo propósito es colectar por medio de un embudo los hidrocarburos flotantes. Para la operación de desnate cuentan con cables de acero que facilitan su movilidad por medio de un operario ubicado en las escotillas del techo diseñadas para tal fin.
- **Mangueras flexibles**, acopladas a los embudos de los skimmers permiten conducir el crudo colectado desde la superficie del líquido hasta las tuberías para desnate ubicadas en la zona baja del tanque.
- **Válvula de alivio de presión (PSV)**, instalada en el techo del tanque para mantener la integridad del equipo y del proceso; se mantiene cerrada gracias un juego de resortes que se contraen ya sea por efecto de presión interna del tanque o por vacío del tanque.
- **Válvula reguladora de presión (PCV)**, instalada en el techo del tanque para regular la entrada o salida del gas de cobertura según se esté llenado o vaciando el tanque respectivamente.
- **Motobombas de recirculación**, estas dos bombas de tipo centrífugas son accionadas por motores eléctricos; recirculan el agua del tanque clarificador para generar una turbulencia suficiente para fluidizar los floculados que flotan junto con la nata de crudo en la superficie del fluido del tanque, durante este proceso el agua sale del tanque y retorna al mismo de manera continua.



Fotografía 83. Bombas de recirculación del tanque clarificador



- **Dos (2) motobombas de transferencia (P-65-003 1/2):**

Estas bombas de tipo centrífugas son accionadas por motores eléctricos de 50 HP a 3545 RPM y se ubican junto a la caseta de inyección química para el proceso de tratamiento de aguas; su función principal es la de hacer circular el agua clarificada desde el tanque clarificador (TK-65-003) hacia el filtro Wemco, siendo la bomba número la que normalmente se encuentra en operación, mientras que la bomba número dos se acciona durante las operaciones de retrolavado del filtro.

Fotografía 84. Bombas P-65-003 1 y 2





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Para su funcionamiento las bombas de transferencia P-65-003 cuentan con los siguientes instrumentos y accesorios:

- **Panel de control**, instalado en cada una de las bombas, permite seleccionar una operación automática o manual según se requiera; además el sistema de apagado está enlazado con los switches de presión.
- **Switch de presión alta**, instalados en las líneas de descarga de las bombas, envían una señal eléctrica que detiene las bombas si su presión de descarga alcanza el punto de ajuste del switch; esto mantiene la integridad del proceso y garantiza que el filtrado del agua se realice satisfactoriamente.

- **Un (1) filtro Wemco (F-65-001):**

Tiene como objetivo remover la concentración de partículas de aceite y sólidos suspendidos en el agua proveniente del tanque de agua de producción (clarificador). Estos filtros remueven grasas y aceites desde 80 - 90 ppm hasta menos de 3 ppm. Las propiedades de la cáscara de nuez (material oleofílico) y el método de retrolavado a emplear tienen la gran ventaja de que no requiere la aplicación de aditivos químicos para filtración y retrolavado.

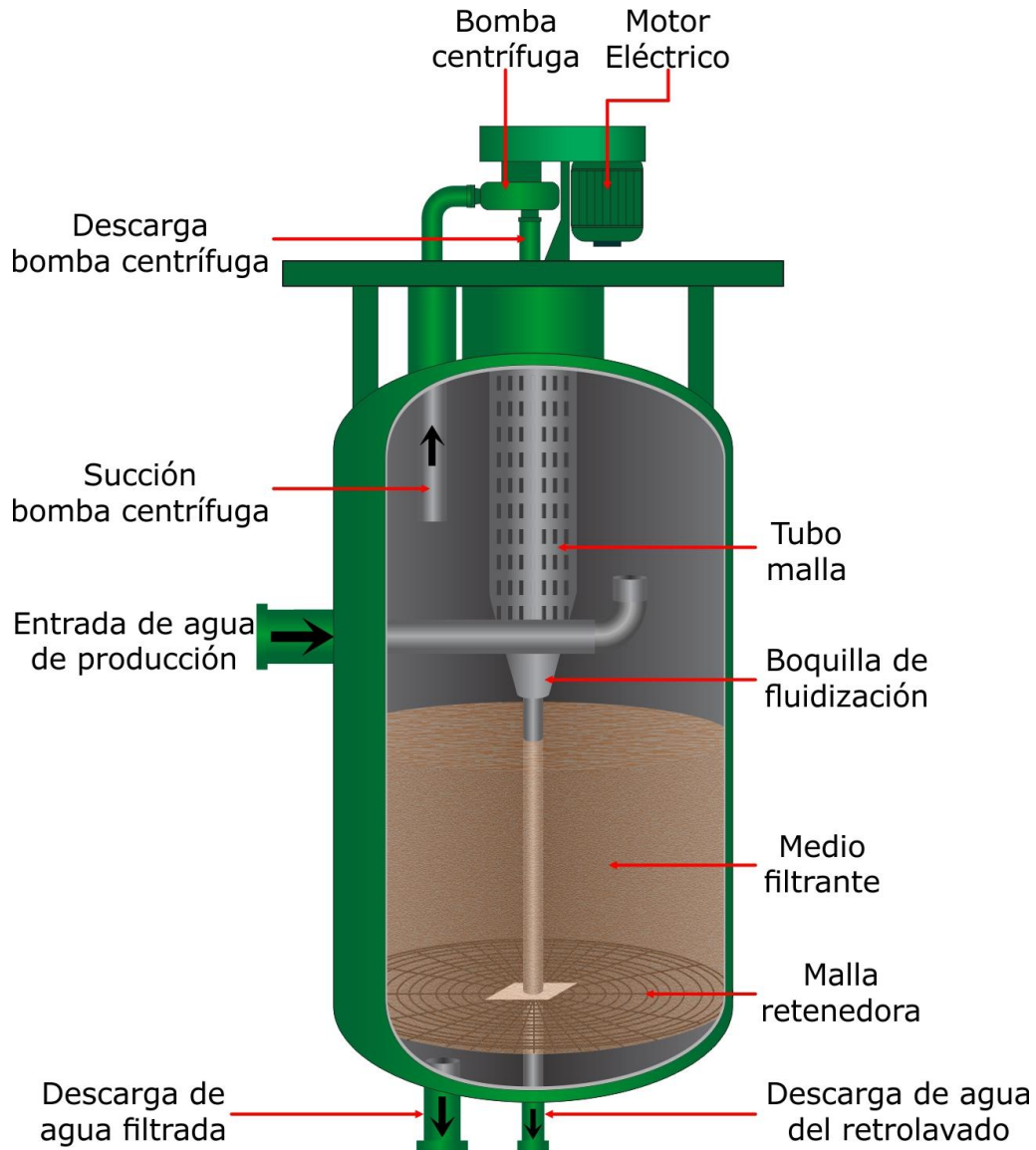
Fotografía 85. Filtro de cáscara de nuez





El filtro remueve hasta el 98% de contaminantes de aceite y sólidos suspendidos del agua utilizada para la inyección.

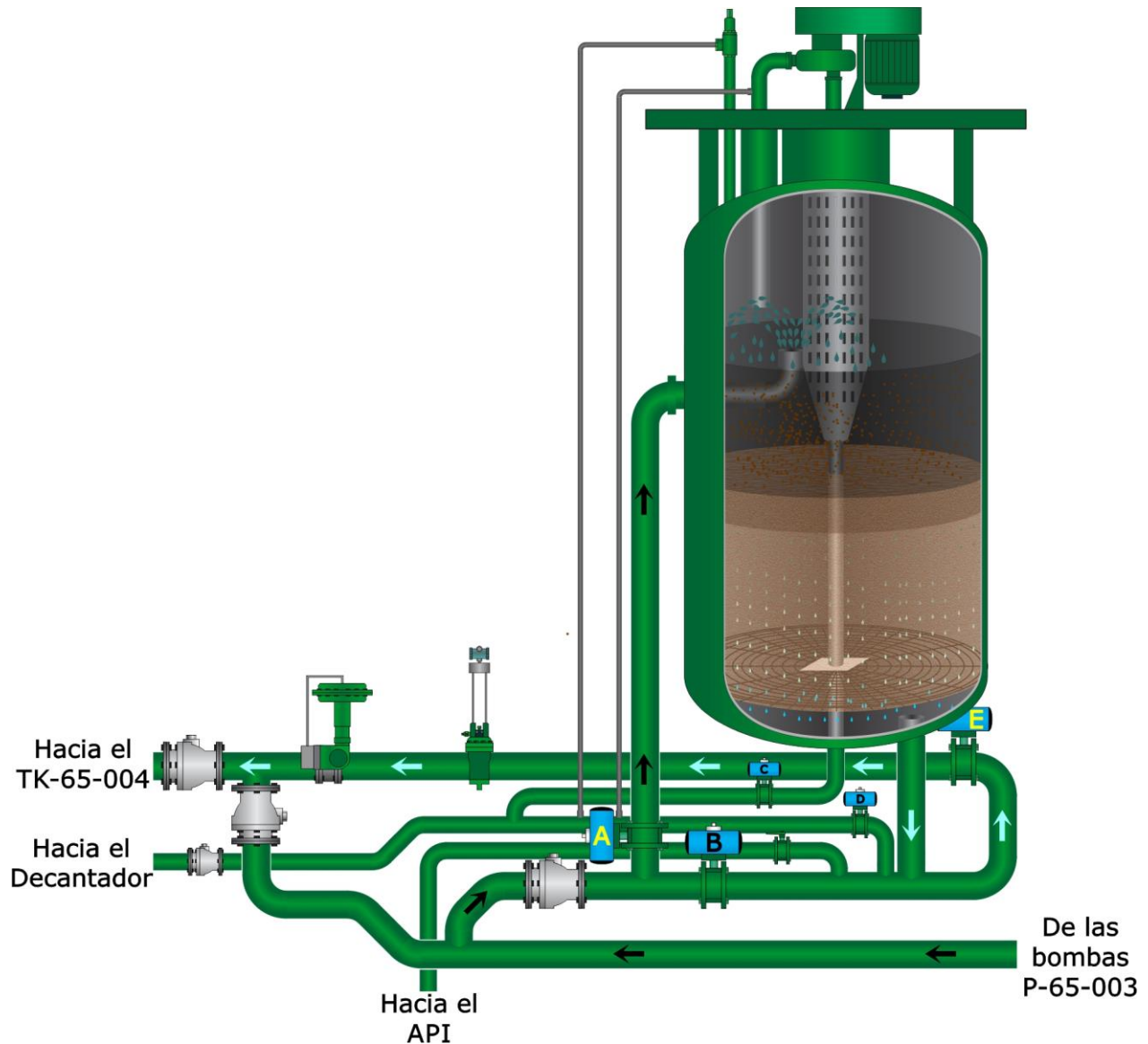
Figura 105. Vista interna y partes del filtro de cáscara de nuez



Durante el ciclo de filtración del sistema, el agua de producción entra por la parte lateral del recipiente cerca de su zona superior. En seguida el líquido pasa a través del medio filtrante que retiene sólidos y aceites; luego este líquido se evacúa por la línea de descarga de agua limpia.



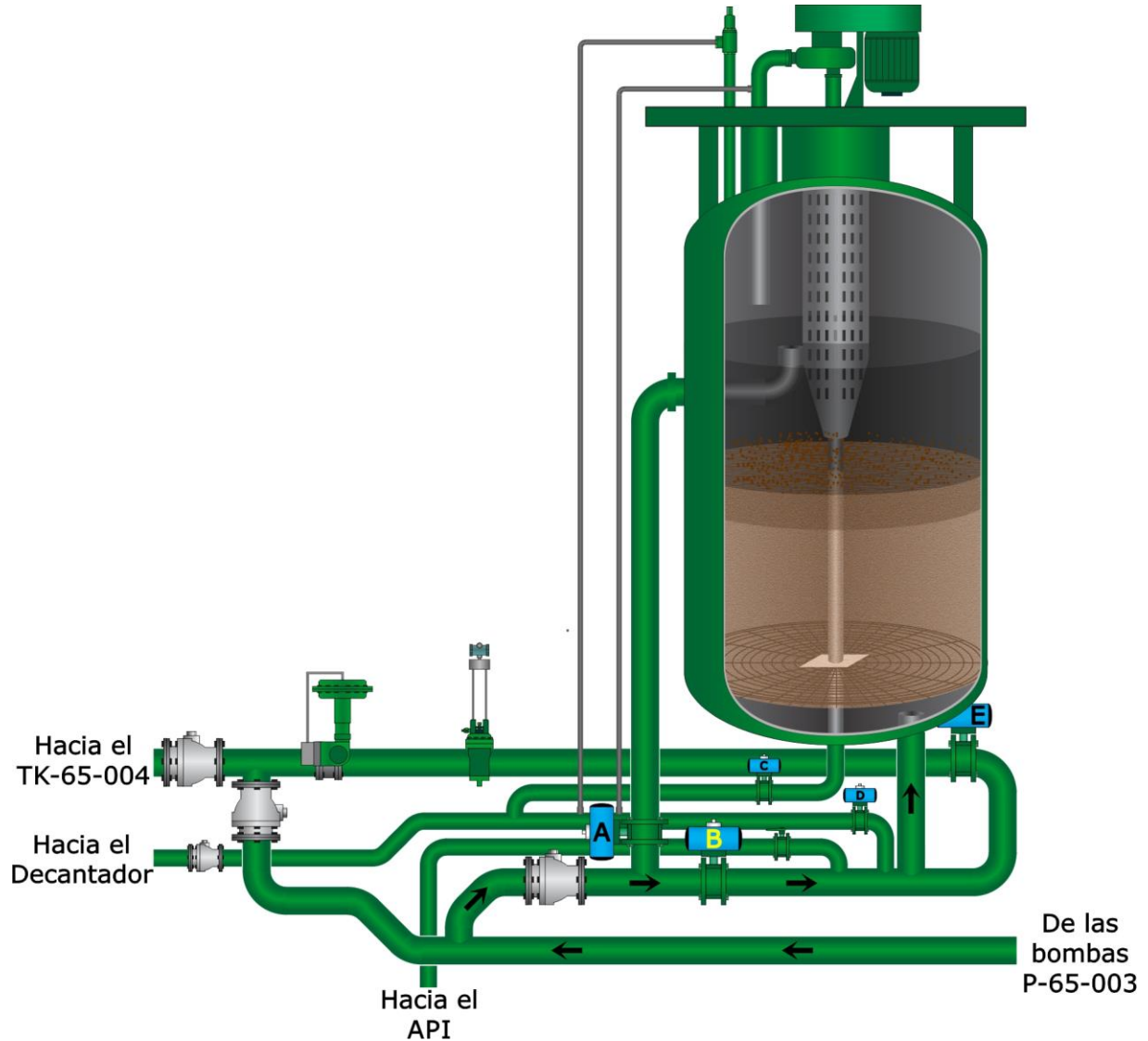
Figura 106. Operación normal del filtro de cáscara de nuez



Para la regeneración del medio filtrante, el filtro está diseñado para efectuar de forma automática un proceso de retrolavado en el que los sólidos e impurezas del agua de producción son eliminados por una línea diferente a la que normalmente permite la salida del agua limpia (Ver figura 128); dicho proceso de retrolavado está constituido por 6 etapas consecutivas que se llevan a cabo por medio del accionamiento automático de las válvulas de solenoide y la bomba centrífuga.



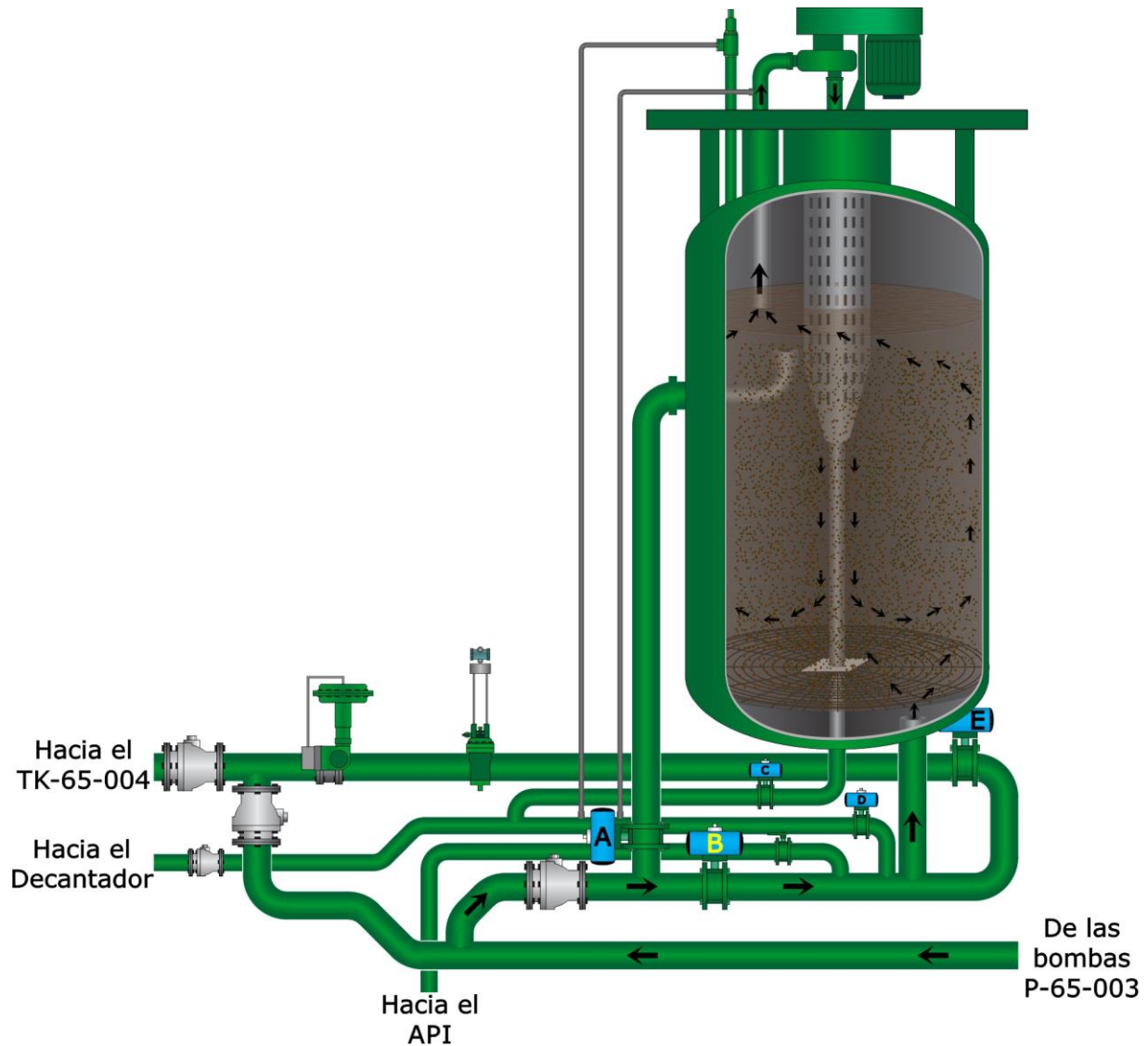
Figura 107. Etapa de primera sedimentación



La primera sedimentación tiene como fin darle movilidad al medio filtrante gracias al ingreso de agua de producción por la línea de descarga de agua filtrada, durante de diez segundos se remueven las impurezas que tienden a conificarse en el área de descarga del agua filtrada (Ver figura 129).



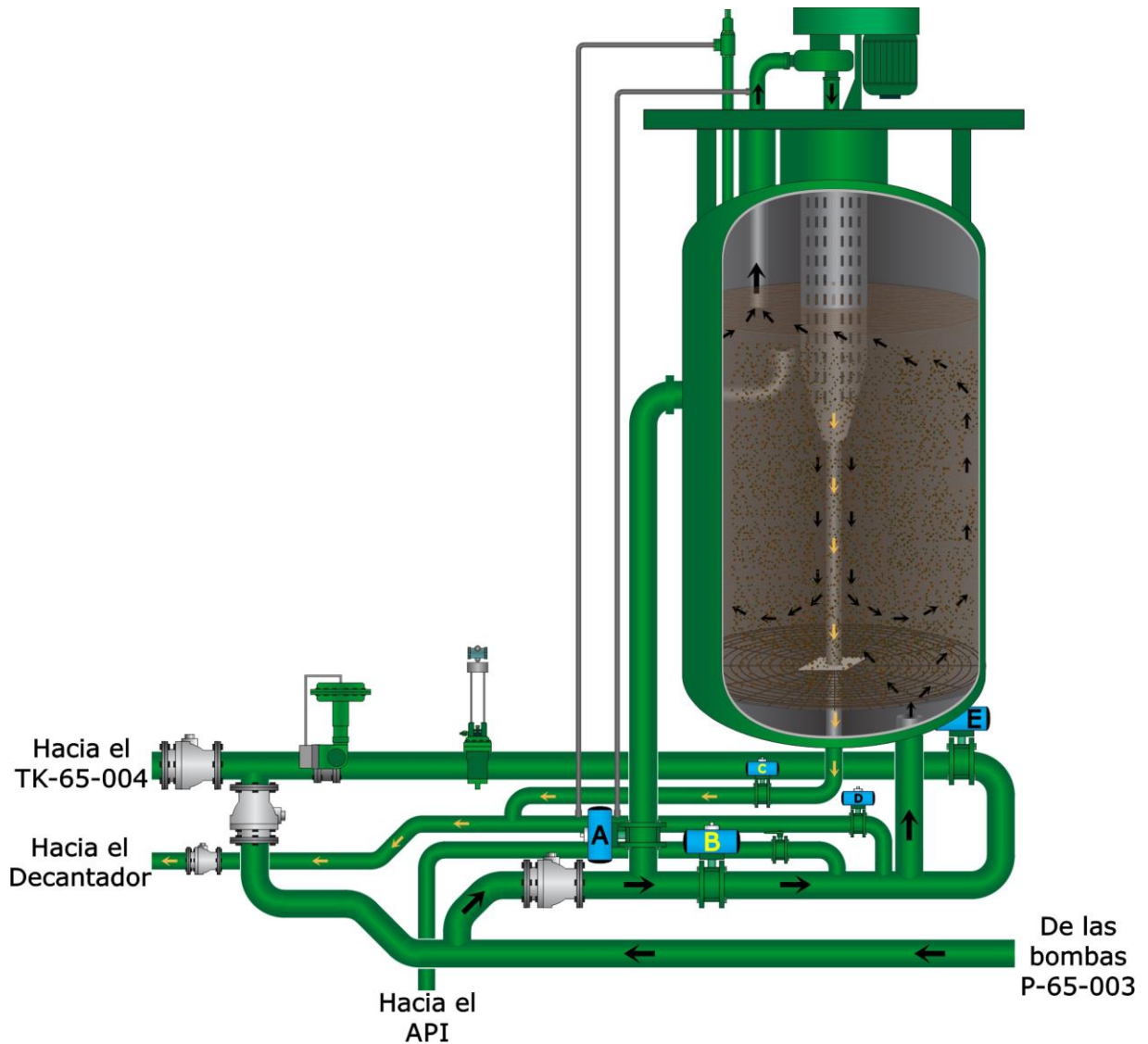
Figura 108. Etapa de primera fluidización



La etapa de primera fluidización que tiene una duración de diez minutos, se efectúa para generar una corriente móvil del medio filtrante que fluye a través de la bomba de fluidización hacia la boquilla de fluidización del tubo-malla; esta boquilla genera un efecto de chorros que desagregan el medio filtrante y permiten que se desprendan los aceites adheridos a los gránulos de cáscara de nuez formando una corriente que recircula entre la vasija y la bomba fluidizante (Ver figura 130).



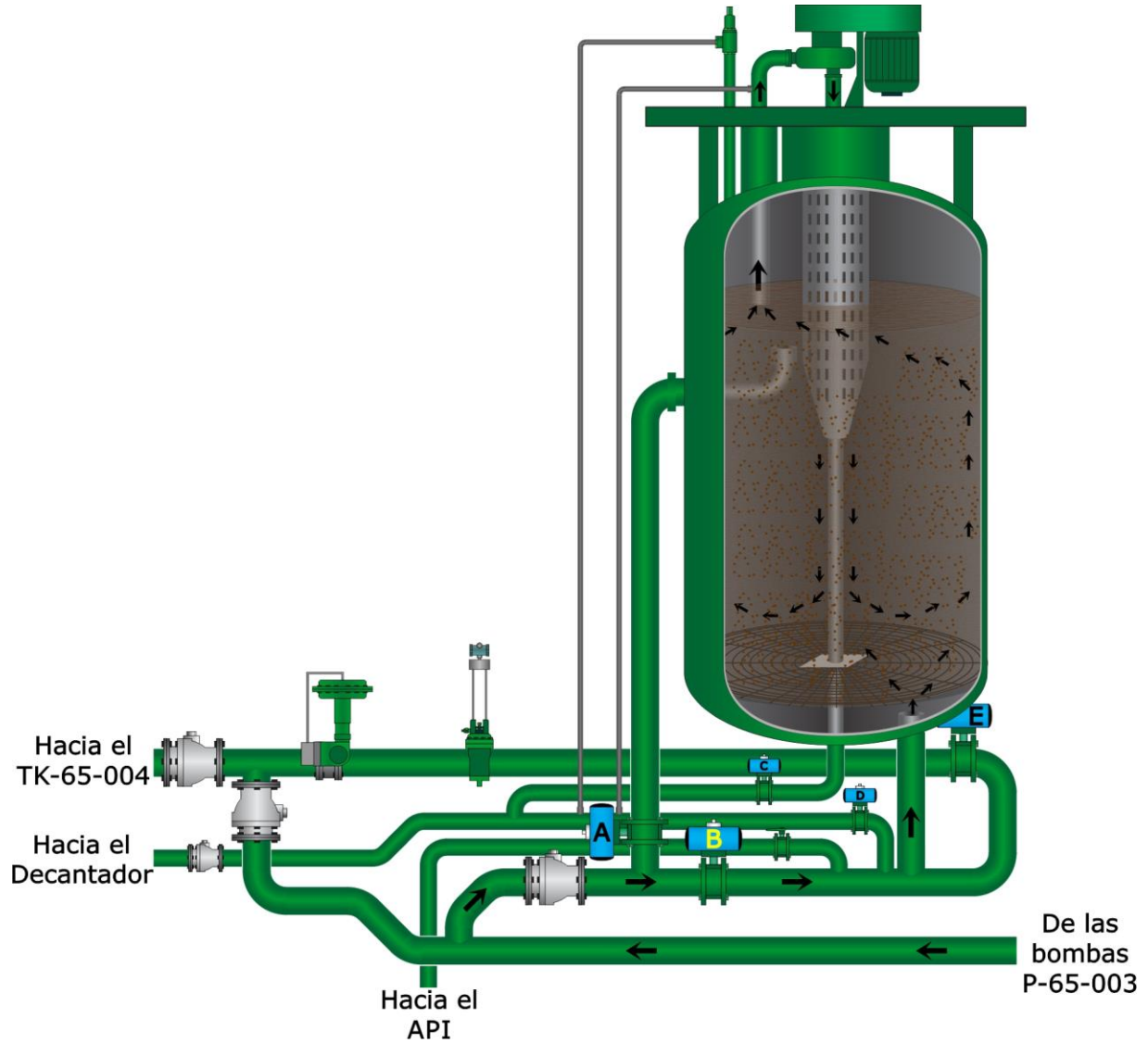
Figura 109. Etapa de descarga del retrolavado



Una vez fluidizado el lecho; se mantiene la recirculación y empieza la descarga de los contaminantes en un proceso que toma alrededor de dieciocho minutos; al recibir agua por la bomba de fluidización y por la línea de salida de agua filtrada, mientras que por la línea hacia el decantador salen los fluidos del retrolavado (Ver figura 131).



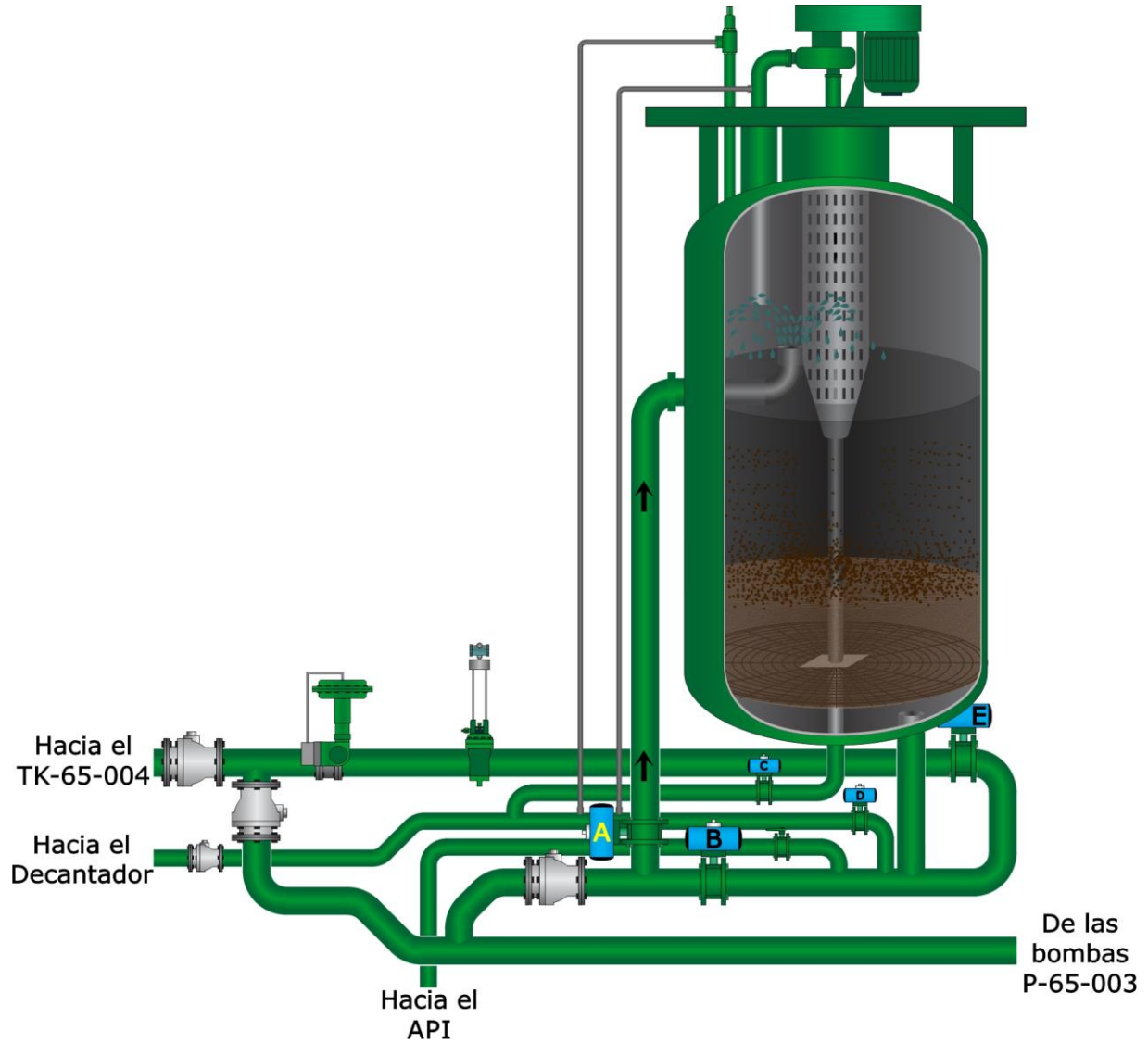
Figura 110. Etapa de segunda fluidización



Completado el ciclo de descarga, se cierra la línea de descarga hacia el decantador mientras que durante 10 segundos se continúa la fluidización del medio filtrante, esto asegura que la válvula de salida hacia el decantador este cerrada al iniciar la segunda sedimentación (Ver figura 132).



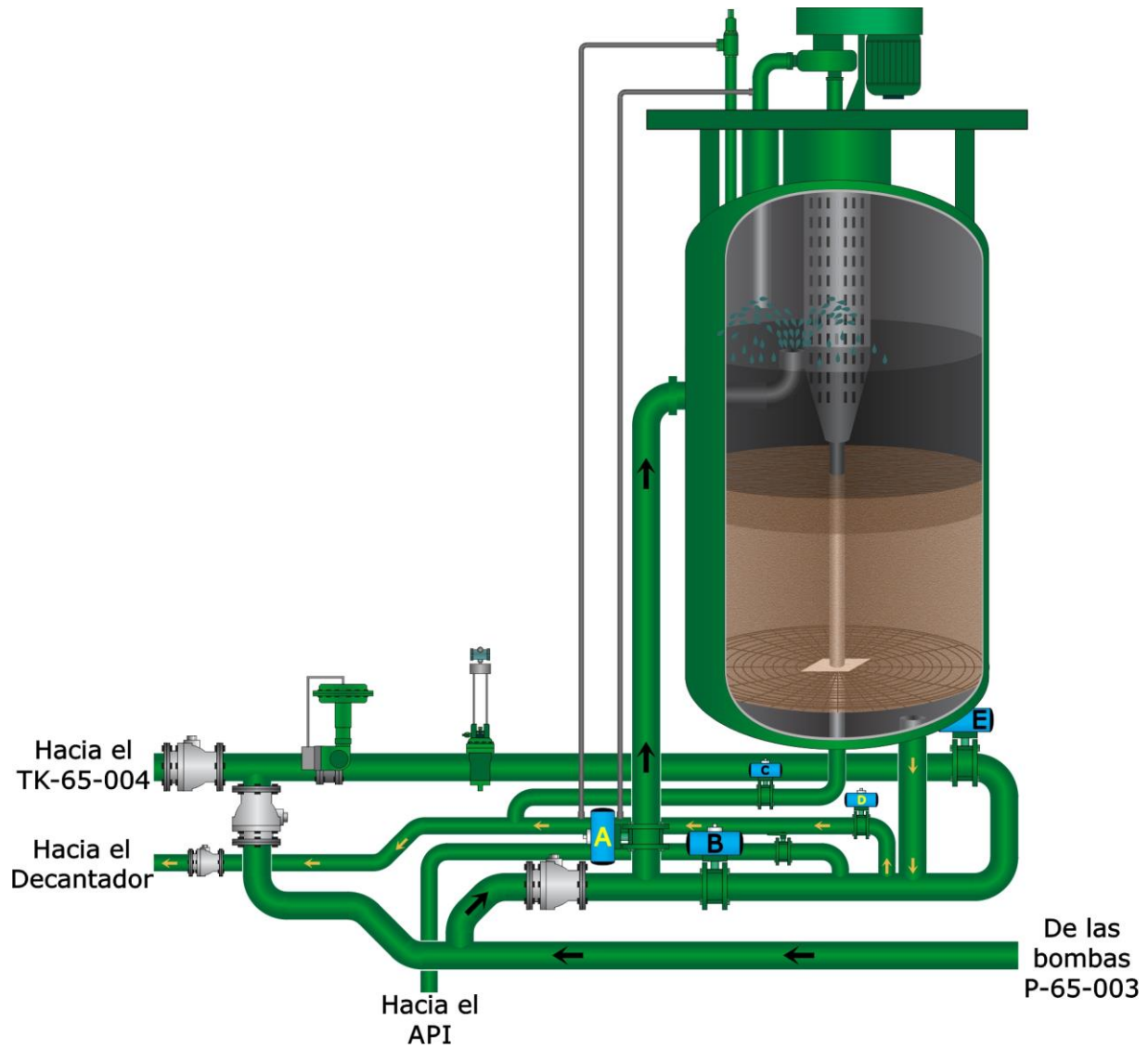
Figura 111. Etapa de segunda sedimentación



El siguiente paso toma treinta segundos, durante los cuales se permite la sedimentación del lecho filtrante al recibir agua de producción por la entrada lateral sin que salgan fluidos del recipiente por ninguna línea (Ver figura 133).



Figura 112. Etapa de normalización



El último paso de la regeneración del lecho filtrante consiste en la eliminación de impurezas remanentes en el fondo de la vasija, entonces se abre la línea de normalización aproximadamente por cinco minutos, al cabo de los cuales las válvulas automáticas retornan a su condición normal y el filtro regresa a su proceso normal de filtración (Ver figura 134).



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Para su correcto funcionamiento el filtro de cáscara de nuez cuenta con los siguientes instrumentos, equipos y disposiciones:

- **Panel de control**, ubicado junto al filtro, cuenta internamente con un Controlador Lógico Programable que se encarga de enviar las señales neumáticas que controlan las válvulas de actuador neumático (A, B, C, D y E) y la bomba fluidización; de esta manera se llevan a cabo las acciones requeridas en cada una de las etapas de su funcionamiento.
- **Válvulas automáticas (FCV)**, estas cinco válvulas tipo mariposa cuentan con actuadores de tipo neumático con capacidad de controlar, tanto su apertura como su cierre; su operación es fundamental para definir la etapa de operación del filtro.
- **Motobomba de fluidización**, ubicada en la zona superior del filtro, es una bomba de tipo centrífuga en posición vertical accionada por un motor eléctrico; su propósito es el de dar fluidez al lecho filtrante al recircular la corriente de partículas y agua durante el proceso de retrolavado.

Fotografía 86. Panel de control / Válvula automática / Motobomba de fluidización



- **Visores para el lecho filtrante (SG)**, que permiten visualizar el estado del lecho filtrante, que depende de la adhesión del aceite en el granulado de cáscara de nuez.
- **Válvula de alivio de presión (PSV)**, instalada en la zona superior del filtro permite mantener una presión segura dentro de la vasija, la cual puede verse elevada debido al contenido de crudo en el agua de producción y trazas de gas que eventualmente puedan encontrarse en el mismo; se abre cuando la presión es suficiente para contraer el resorte que la mantiene cerrada.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- **Un (1) tanque de agua clarificada (TK-65-004):**

Es un tanque atmosférico, cilíndrico, de capacidad suficiente para almacenar el agua proveniente del filtro cascara de nuez; su objetivo es el de proporcionar cabeza a las bombas que llevan el agua hacia los tanques localizados en las islas de inyección. El agua que recibe debe cumplir con los parámetros fisicoquímicos que reducen los daños en la formación por depositación de asfaltenos, carbonatos o cloruros.

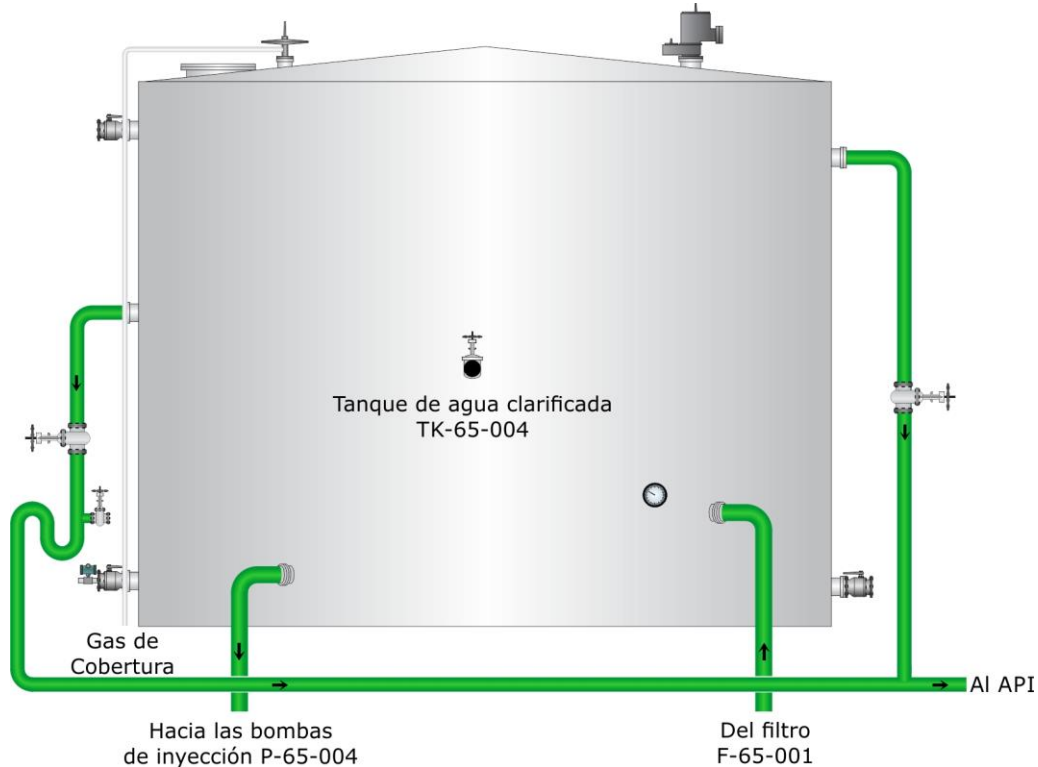
Fotografía 87. Tanque clarificador



El agua almacenada en esta vasija tiene una temperatura alrededor de los 100 grados Fahrenheit además de otras propiedades importantes; tales como un mínimo contenido de sólidos suspendidos y disueltos. El riesgo de altas presiones de vapor no es significativo puesto que el contenido de hidrocarburos en estado líquido o vapor son mínimos; sin embargo debido a las temperaturas a las que se somete la atmósfera interna del tanque es posible que se generen concentraciones de vapor de agua, que son aliviadas por la válvula de seguridad instalada en el techo del tanque.



Figura 113. Líneas, válvulas e instrumentos asociados al tanque clarificador



Para su correcto funcionamiento el tanque de agua clarificada cuenta con los siguientes instrumentos, equipos y disposiciones:

- **Válvula de alivio de presión y vacío (PSV)**, instalada en la zona superior del tanque permite mantener una presión segura dentro de la vasija, la cual puede elevarse debido al incremento de presión de vapor en la atmósfera interna por efectos de temperatura, no obstante la presión de vacío generada durante la evacuación de volúmenes considerables de agua del tanque puede también poner en riesgo la estructura de la vasija; por esta razón la válvula de seguridad también se abre en dichos casos para permitir el ingreso de aire atmosférico para mantener nivelada la presión interna.
- **Regulador por presión diferencial (PDCV)**, instalado sobre el techo del tanque, con el propósito de controlar el ingreso o salida del gas de cobertura cuando las condiciones operativas lo requieren para asegurar un proceso confiable.
- **Switch de nivel alto (LSH)**, envía una señal electrónica que puede visualizarse en el supervisorio del cuarto de control, y que además activa la alarma cuando el nivel de líquido en la vasija alcanza el valor máximo permitido por el proceso.
- **Switch de nivel bajo (LSH)**, envía una señal electrónica que puede visualizarse en el supervisorio del cuarto de control, y que además activa la alarma cuando el nivel de líquido en la vasija alcanza el valor mínimo permitido por el proceso.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- **Dos (2) motobombas de transferencia (P-65-004 1/2):**

Estas bombas se ubican junto al tanque TK-65-004 y tienen como objeto transferir el agua desde el tanque de agua clarificada hasta los tanques localizados en las islas de inyección. Son dos unidades de tipo centrifugas; cada una con su respectivo panel de operación que permite hacerlo de manera automática o de forma manual, cuando su operación es de tipo automática pueden controlarse desde el cuarto de control y su apagado está vinculado a los switches de bajo nivel del tanque de agua clarificada y los switches de alta presión en sus líneas de descarga.

Fotografía 88. Bombas de transferencia de agua clarificada hacia las islas de inyección



Para su correcto funcionamiento las bombas de transferencia cuentan con los siguientes instrumentos y equipos:

- **Panel de control**, instalado en cada una de las bombas, permite seleccionar una operación automática o manual según se requiera; además el sistema de apagado está enlazado con los switches de presión alta de las líneas de descarga y el switch de bajo nivel del tanque de agua clarificada.
- **Switch de presión alta (PSH)**, instalados en las líneas de descarga de las bombas, envían una señal eléctrica que detiene las bombas si su presión de descarga alcanza el punto de ajuste del switch; esto mantiene la integridad del proceso y garantiza que el filtrado del agua se realice satisfactoriamente.



Las condiciones normales de operación para las válvulas manuales del tanque clarificador, el filtro de cáscara de nuez, el tanque de agua clarificada y las bombas asociadas al sistema de tratamiento y almacenamiento; se muestran en los siguientes gráficos y tablas:

- **Tanque clarificador (TK-65-003)**

Figura 114. Ubicación de las válvulas e instrumentos asociados al tanque clarificador

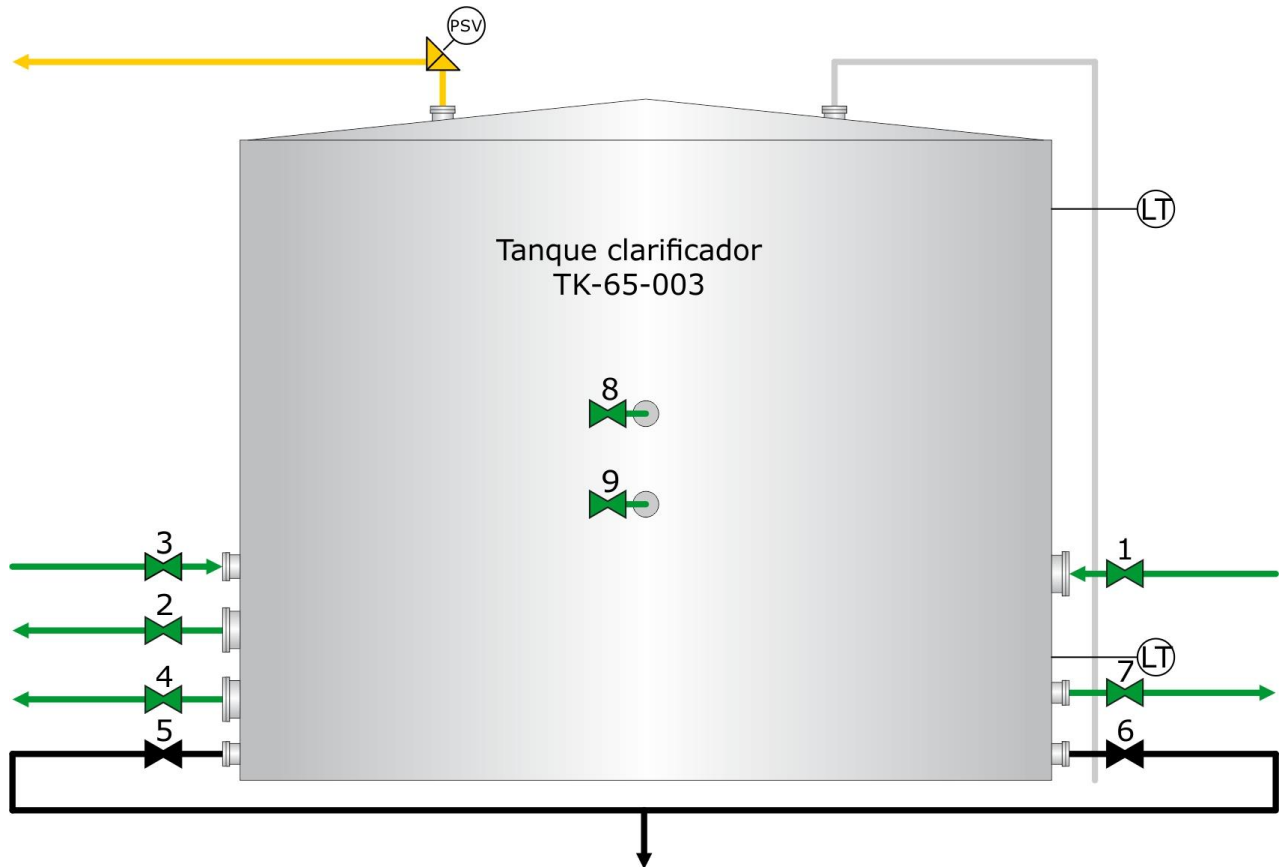


Tabla 45. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del tanque clarificador

N°	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Entrada de agua de producción	Abierta
2	Salida de agua de producción	Abierta
3	Entrada de agua de recirculación	Cerrada
4	Salida de agua de recirculación	Cerrada
5	Salida de crudo de desnate	Cerrada
6	Salida de crudo de desnate	Cerrada
7	Drenaje hacia la piscina API	Cerrada



- Bombas de recirculación y transferencia del tanque clarificador

Figura 115. Ubicación de las válvulas e instrumentos de las bombas asociadas al tanque clarificador

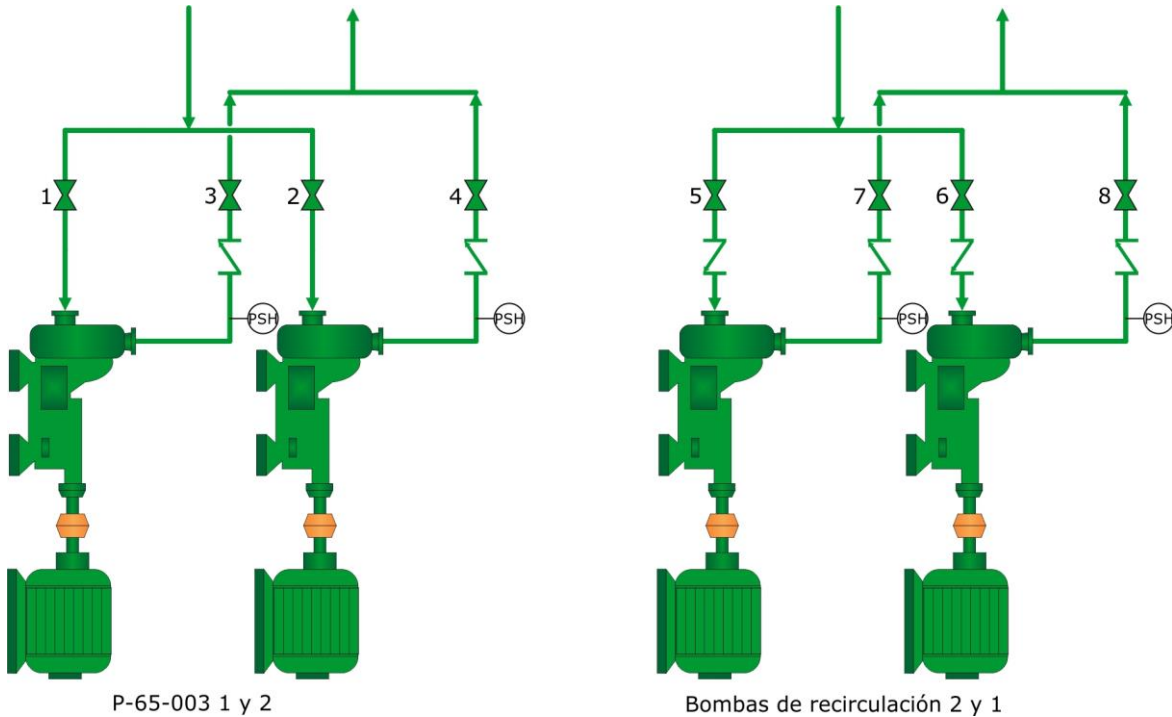


Tabla 46. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de las bombas asociadas al tanque clarificador

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Succión de la bomba de transferencia P-65-003-1	Abierta
2	Succión de la bomba de transferencia P-65-003-2	Cerrada
3	Descarga de la bomba de transferencia P-65-003-1	Abierta
4	Descarga de la bomba de transferencia P-65-003-2	Cerrada
5	Succión de la bomba de recirculación 2	Cerrada
6	Succión de la bomba de recirculación 1	Cerrada
7	Descarga de la bomba de recirculación 2	Cerrada
8	Descarga de la bomba de recirculación 1	Cerrada



Tabla 48. Condiciones normales de operación de las válvulas manuales del filtro de cáscara de nuez

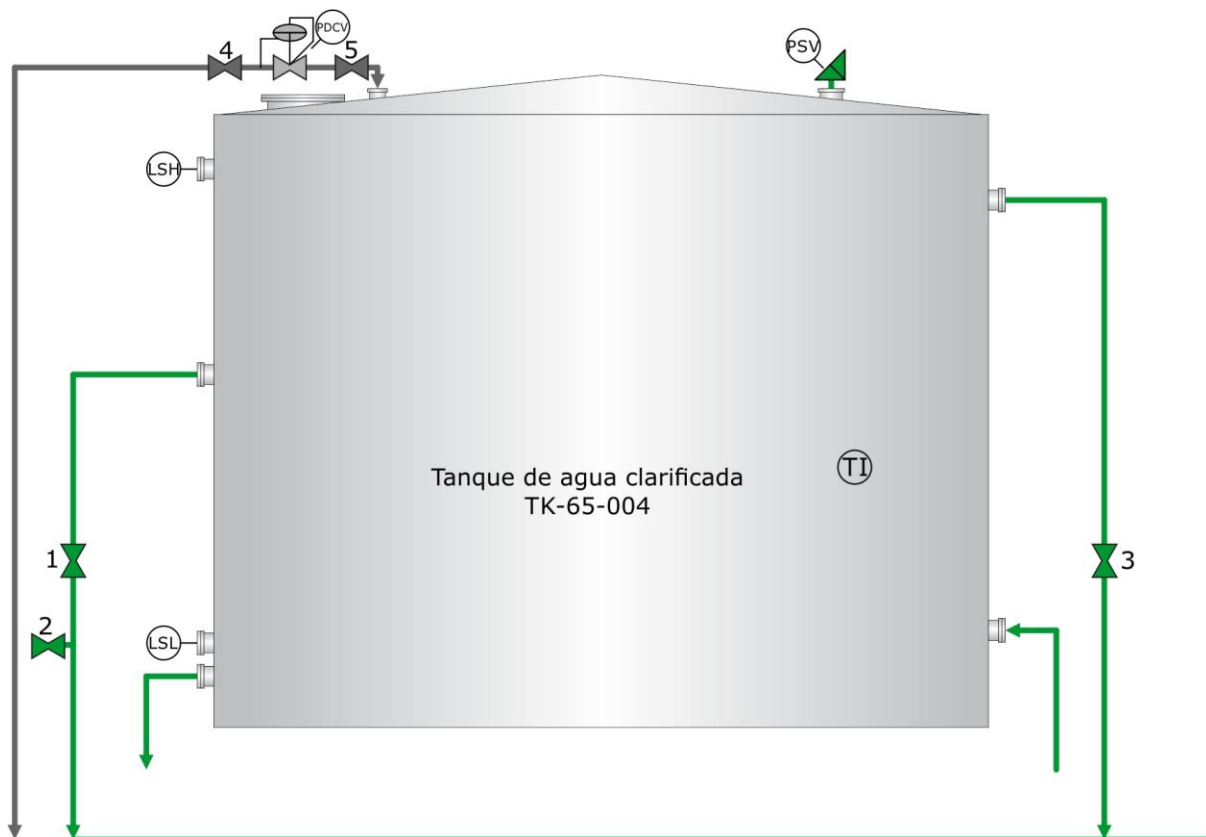
N°	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Entrada de agua de producción	Abierta
2	Salida de agua filtrada hacia el TK-65-004	Abierta *
3	By pass del filtro	Cerrada
4	Salida de agua hacia el decantador	Cerrada **
5	Drenaje hacia la piscina API	Cerrada
6	Alivio de presión hacia la línea de drenaje	Abierta

* Cerrada durante la operación de retrolavado.

** Abierta durante la operación de retrolavado.

- **Tanque de agua clarificada (TK-65-004)**

Figura 117. Ubicación de las válvulas e instrumentos asociados al tanque de agua clarificada





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

Tabla 49. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del tanque de agua clarificada

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Salida de agua hacia la piscina API	Cerrada
2	Drenaje del cuello de ganso	Cerrada
3	Salida de agua hacia la piscina API	Cerrada
4	Gas de cobertura, antes del regulador de presión diferencial	Cerrada
5	Gas de cobertura, después del regulador de presión diferencial	Cerrada

- **Bombas de transferencia de agua a inyección (P-65-004 1 y 2)**

Figura 118. Ubicación de las válvulas e instrumentos asociados a las bombas de transferencia de agua a inyección

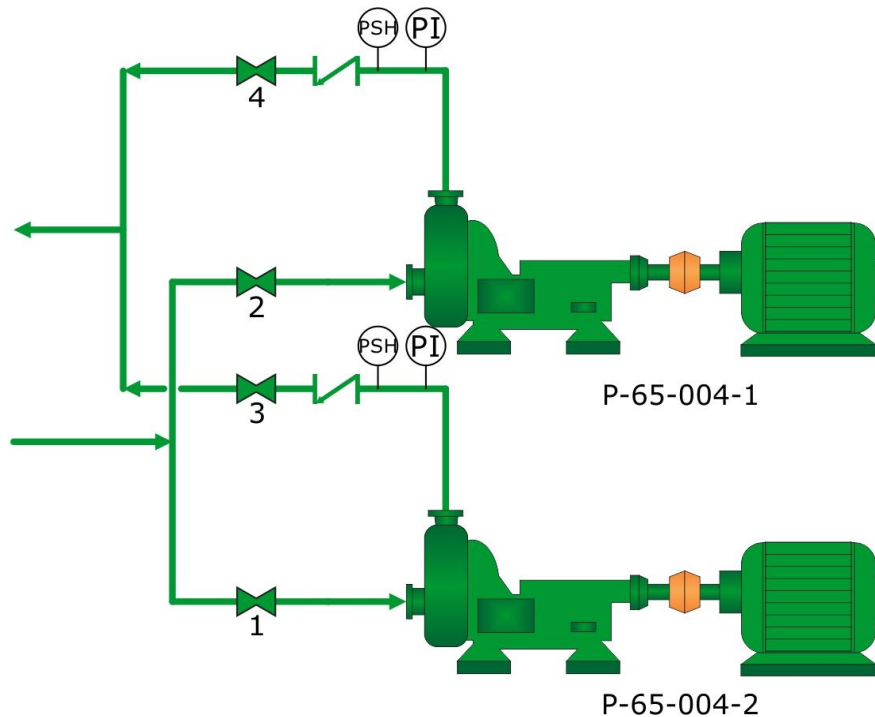


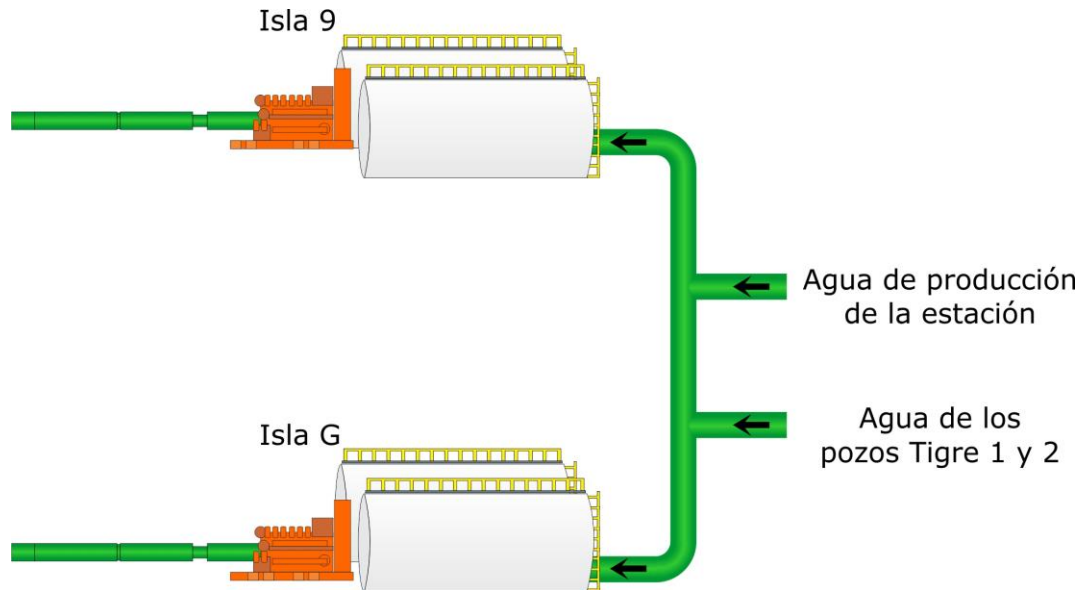
Tabla 50. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del tanque de agua clarificada

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Succión de la bomba de transferencia P-65-004-2	Cerrada
2	Succión de la bomba de transferencia P-65-004-1	Abierta
3	Descarga de la bomba de transferencia P-65-004-2	Cerrada
4	Descarga de la bomba de transferencia P-65-004-1	Abierta



4.4.b. Sistema de inyección

Figura 119. Funcionamiento del sistema de inyección de agua



Objetivo

Distribuir el agua en condiciones de inyección, garantizando su contante suministro hacia las islas, y bombeándola en las condiciones pertinentes hacia el yacimiento.

Descripción

Para efectuar la inyección de agua en la formación el campo cuenta con varios pozos inyector distribuidos por las islas en que se agrupan los diversos tipos de pozos; el agua es repartida hacia ellos gracias a las instalaciones de la Isla 9 e Isla G, en donde el agua es almacenada y bombeada.

El campo cuenta con dos fuentes de agua diferentes, en primer lugar están los pozos tigre 1 y tigre 2 que suministran agua libre de hidrocarburos y baja en sólidos; en segundo lugar se tiene el agua asociada al crudo que se separa a lo largo del proceso y se dispone a inyección en el sistema de tratamiento y almacenamiento.

Cada una de las islas cuenta con dos tanques de almacenamiento de agua; habitualmente uno de ellos recibe el agua de los pozos y el otro el agua tratada de la estación. De los tanques es succionada por las bombas booster y desplazada hacia las bombas de inyección; estas bombas son accionadas por motores de combustión interna a gas presurizan al agua para garantizar su llegada a los pozos del sistema.

En total el campo produce alrededor de 4276 barriles diarios de agua, de los cuales se inyectan alrededor de 4065 barriles; del agua producida 1124 barriles son producidos por los pozos tigre 1 y 2, el detalle del balance de inyección se encuentra en el anexo 5

Los equipos y facilidades son los mismos para cada una de las islas y se describen a continuación:



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

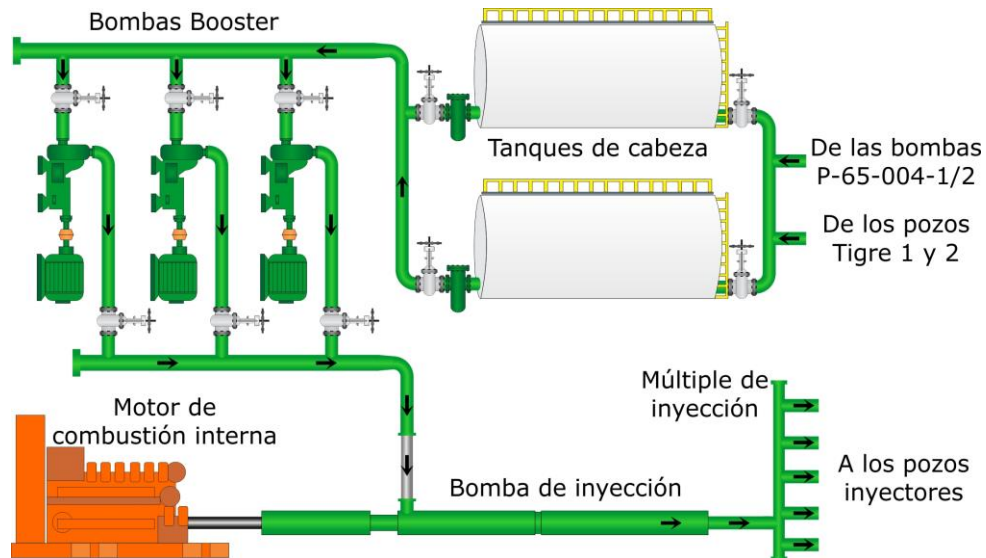
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Figura 120. Equipos de inyección en cada una de las islas



- **Dos (2) tanques de cabeza:**

Cada isla de inyección cuenta con tanques horizontal con capacidad de 500 Bbls (Dos en la isla 9 y dos en la isla G), instalados con el objeto de suministrar cabeza a las bombas booster de inyección. Se encuentran provistos con gas de cobertura y poseen un sistema de control de nivel que facilita el seguimiento de la cantidad de agua (alto y bajo nivel), accionando la válvula automática de entrada al tanque.

Fotografía 89. Tanques de cabeza





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- **Dos (2) filtros de partículas:**

La línea de salida de agua de cada tanque cuenta con un filtro de partículas diseñado para retener los sólidos que pueden incorporarse en los tanques; esto garantiza que el fluido contenga el menor número de sólidos al ser inyectado.

Fotografía 90. Filtros de partículas



- **Tres (3) bombas booster de inyección:**

Tienen como objeto suministrar agua a las bombas de inyección a la presión adecuada, succionando desde los tanques de almacenamiento de 500 Bls. Son tres en cada isla de inyección, dos de ellas cuentan con un motor eléctrico marca US de México de 20 HP y la otra con un motor eléctrico de 40 HP, que impulsa una bomba centrífuga marca Workthington de modelo D 1000. Las dos primeras deben funcionar en paralelo o en su defecto la numero tres con capacidad suficiente para alimentar ella sola la bomba de inyección que este en línea. En las islas de inyección a la succión de éstas bombas se inyecta el secuestrante de oxigeno como medida para prevenir la corrosión de líneas y equipos.

Fotografía 91. Bombas booster de inyección





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- **Una (1) bomba de inyección:**


Tiene como función transferir el agua a los pozos e inyectarla en los mismos a la presión establecida, 2750 Psig aproximadamente. En total son dos bombas (una en cada isla de inyección), cada una de las cuales consta de un motor a gas marca Waukesha modelo L36GL, que a través de un incrementador de velocidad Lufkin Gears NM804C impulsa una bomba centrífuga multietapas horizontal marca Centrilift modelo PMT y capacidad de bombeo de 10000 BPD a 1800 RPM en el motor, con una presión de descarga de 3000 Psig. El caudal es variable según la velocidad de operación la cual puede ser ajustada entre 700 – 1800 RPM mediante un control manual instalado sobre el motor.

El funcionamiento de la bomba de inyección es complementado por los siguientes equipos y facilidades:

- Cámara de succión, provee una entrada del fluido a bombear hacia la primera etapa de la bomba, y debe encontrarse a una presión positiva de 20 psi a lo largo del rango de caudales previstos. Para contar con dicha presión en el colector de aspiración se tienen instaladas bombas alimentadoras o booster.
- Cámara de empuje, se encuentra alojada en el interior de la cámara de succión, y es donde se aloja el cojinete de empuje axial, siendo el mismo del tipo de zapatas pivotantes. Además, aloja el sello mecánico que empaqueta el eje contra la presión de succión. Por ser la misma de bajo valor, no existen dificultades de dicho sellado. Esta cámara va llena con aceite lubricante del mismo que se usa en los motores y secciones sellantes Centrilift. Tiene un visor que permite verificar el nivel del mismo. La cámara de empuje provee acoplamiento mecánico entre el motor a gas y la bomba propiamente dicha, a través de un eje que atraviesa dicha cámara, y de los acoplamientos del tipo estriado.
- Motor, el motor proporciona la potencia necesaria para dar el movimiento rotatorio de los impellers de la bomba y conseguir de esta forma el bombeo del fluido.

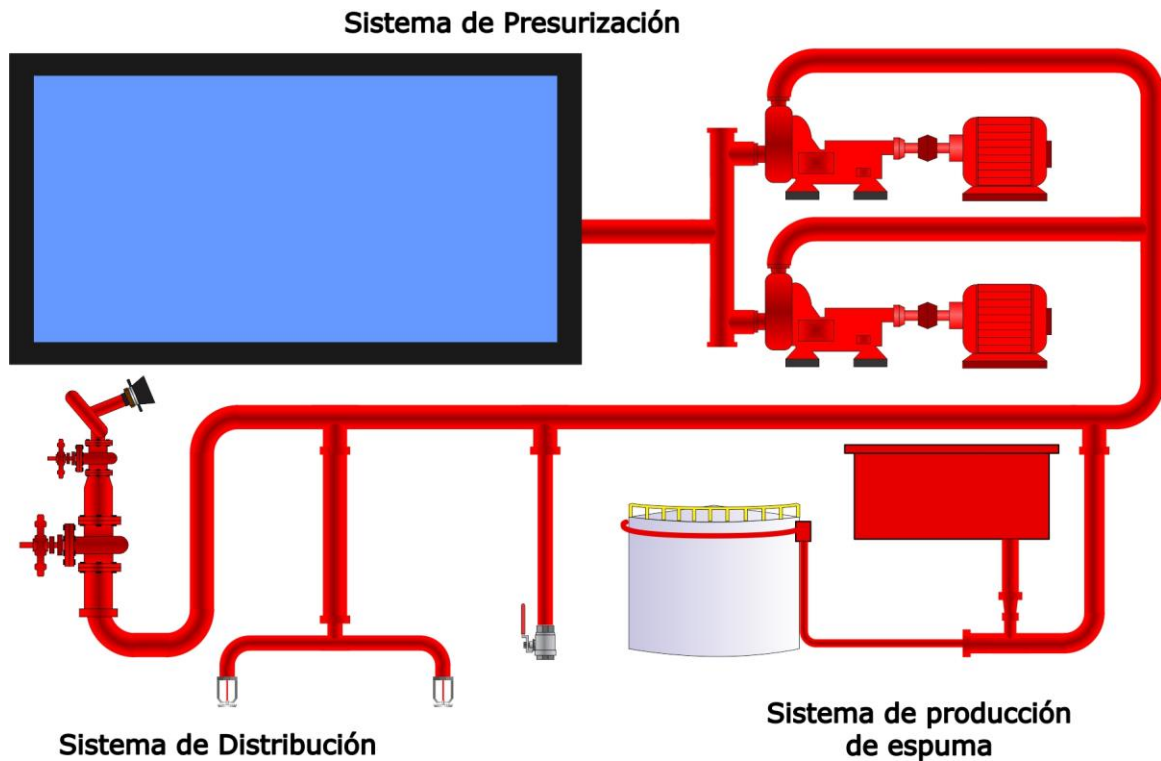
Fotografía 92. Motor de combustión interna / zona posterior de la bomba en donde se ubican la cámara de succión y la de empuje



	MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1		
	PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS		
	MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS	Elaborado 09/02/2015	Versión: 1

4.5 Proceso contraincendios

Figura 121. Proceso contraincendios



Objetivo

Proveer un mecanismo de contingencia que permita controlar y de ser posible sofocar incendios que pudieran desencadenarse en cualquier área de la estación.

Descripción

En caso de ser requerido el sistema contraincendios cuenta con una piscina almacenadora de agua dulce que se encuentra siempre llena y en condiciones de operación, gracias a las bombas presurizadoras esta agua es presurizada en la línea de distribución a presión suficiente para su uso en caso de emergencias.

Gracias a los hidrantes monitores instalados en los equipos de mayor riesgo es posible generar chorros de agua que refrigeren las vasijas evitando una explosión o sofoquen incendios de forma directa; de forma complementaria el sistema cuenta con mecanismos diversos para la preparación de corrientes de espuma que facilitan de forma segura el apagado de conflagraciones asociadas a hidrocarburos.

En el caso de los tanques de almacenamiento de crudo y los gun barrels, se cuenta con anillos y mecanismos internos para el control de este tipo de emergencias; adicionalmente existe un sistema de dispositivos satélite para producción de espuma (algunos de ellos móviles) y extintores que complementan el control de este tipo de emergencias.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

4.5.a. Sistema de presurización

Fotografía 93. Bombas presurizadoras



Objetivo

Mantener el sistema contraincendios a una presión constante, garantizando además un caudal suficiente durante las maniobras que requieran su uso.

Descripción

El sistema de presurización succiona el agua dulce almacenada en la piscina contraincendios, gracias a las bombas del sistema; en primera instancia se encuentran las bombas sustentadoras que proveen presión para mantener el sistema en 150 PSI, si por algún motivo la presión cae de dicho valor, las bombas presurizadoras (Jockey y Centrífuga) se encenderán para recuperar la presión, ellas sólo se apagan cuando la presión sea 150 psi.

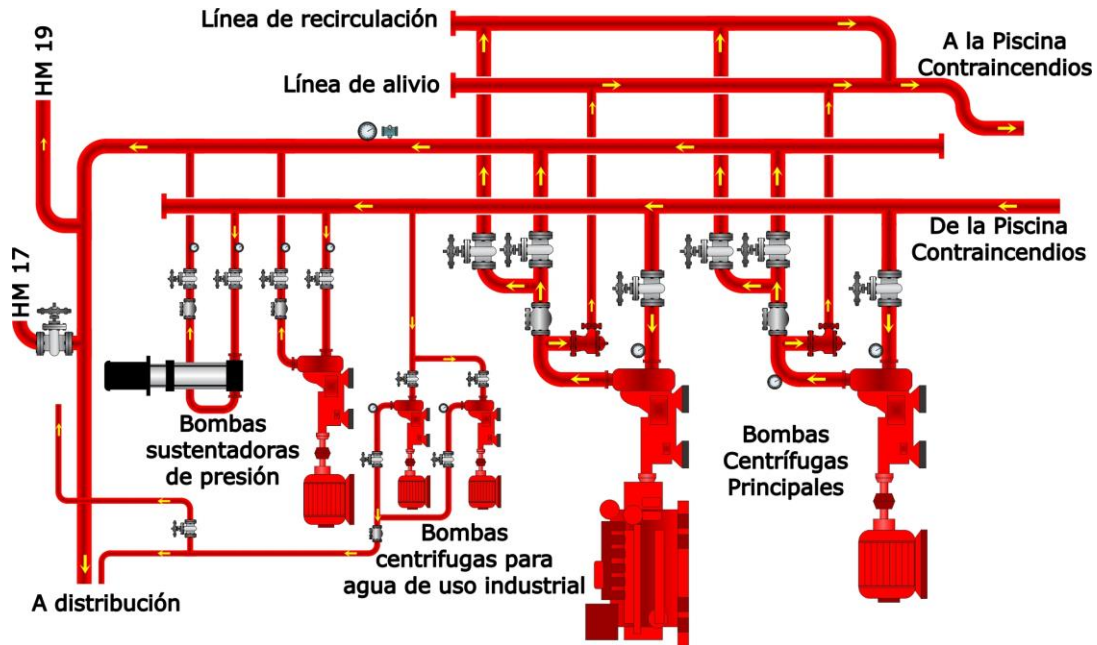
En caso de una eventual emergencia y el consumo de agua sea mayor al ofrecido por la bomba Jockey, la bomba eléctrica principal arrancará cuando la presión llegue a 100 libras entregando 750 gpm a una presión aproximada de 130 libras. Adicionalmente se cuenta con la bomba de motor Diésel la cual arrancará si la presión cae a 90 libras y suministra de igual manera 750 gpm a una presión aproximada de 130 libras.

Este conjunto de bombas suministra el agua para operación de los hidrantes monitores, los aspersores que se encuentran en las áreas de los motores de Compresión y Autogeneración.

Dos bombas centrífugas adicionales de bajo caudal suministran el agua para uso industrial en ciertas áreas donde se requiere como complemento a las actividades de mantenimiento.



Figura 122. Área de bombas presurizadoras



Para su correcto funcionamiento el sistema cuenta con los siguientes equipos:

- **Una (1) piscina contraincendios:** su capacidad es de 8.000 barriles y almacena solamente agua dulce que es succionada por el conjunto de bombas presurizadoras.

Fotografía 94. Piscina contraincendios





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- **Dos (2) bombas principales:** Estas bombas centrífugas se accionan cuando la presión del sistema baja a 100 Psi, por lo general se acciona en primera instancia la bomba operada por motor eléctrico, en segunda instancia se acciona la bomba operada por motor de combustión interna si la presión desciende a 90 Psi.

Las bombas principales además cuentan con los siguientes instrumentos:

- Indicadores de presión (PI), tanto en sus líneas de succión como en sus líneas de descarga.
- Switch de presión baja (PSL), envía la señal para encendido de la bomba de motor eléctrico cuando la presión cae a 100 Psi.
- Switch de Presión baja – baja (PSLL), envía la señal para encendido de la bomba de motor Diésel cuando la presión cae a 90 Psi.
- Switch de Presión Alta (PSH), envía la señal para apagado de la bomba de motor eléctrico cuando la presión alcanza a 150 Psi.
- Válvula de alivio de presión (PSV), se acciona en caso de que la presión del sistema se incremente por encima de los 150 Psi, en caso de que se cierren los hidrantes y las bombas permanezcan encendidas, así se mantiene la integridad de todo el proceso. Esta válvula libera el agua presurizada a la línea de recirculación que retorna a la piscina contraincendios.

Fotografía 95. Válvula de alivio



- **Dos (2) bombas sustentadoras:** En primera instancia se encuentra, la bomba centrífuga Vertical multietapas (jockey) que se enciende cuando la presión en el sistema baja a 110 Psi, y se apaga cuando el sistema vuelve a recuperar la presión de 150 Psi. Como reserva se tiene una segunda bomba centrífuga de una etapa que puede disponerse en caso de que la bomba vertical se encuentre en mantenimiento.

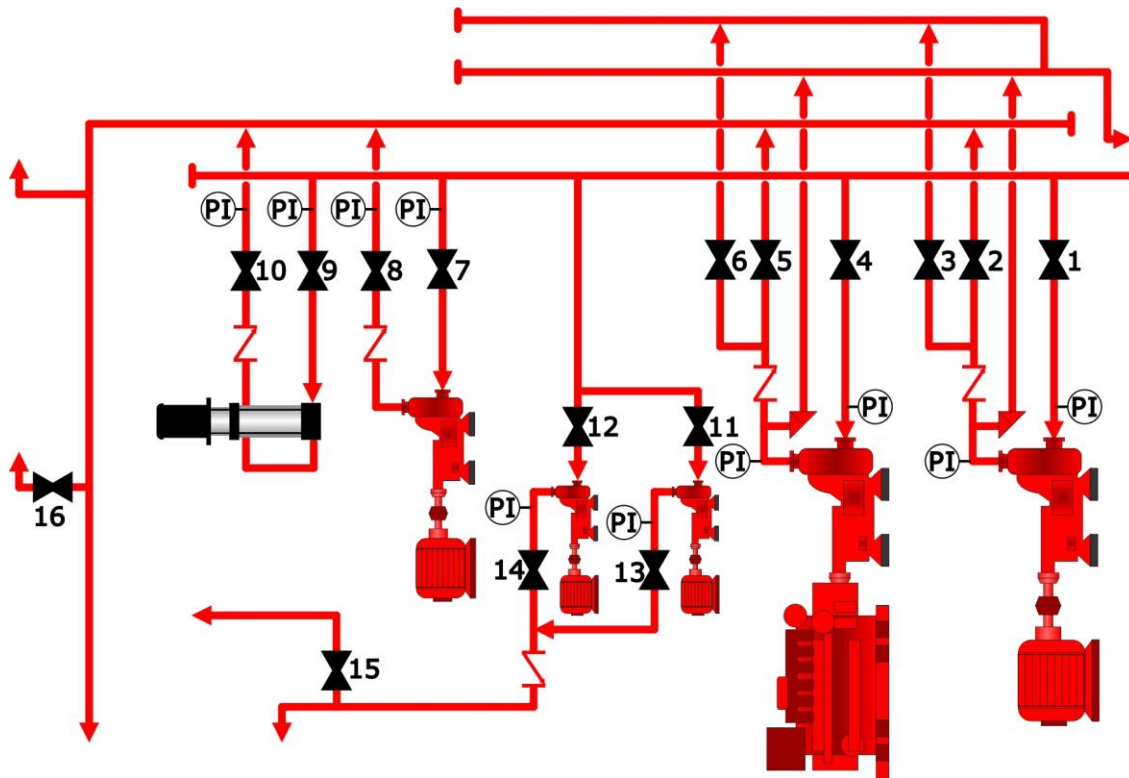


Las Bombas sustentadoras además cuentan con los siguientes instrumentos:

- Indicadores de presión (PI), tanto en sus líneas de succión como en sus líneas de descarga.
 - Switch de presión baja (PSL), envía la señal para encendido de la bomba de motor eléctrico cuando la presión cae a 110 Psi.
 - Switch de presión alta (PSH), envía la señal para apagado de la bomba de motor eléctrico cuando la presión alcanza a 150 Psi.
- **Dos (2) bombas para el suministro de agua de uso industrial:** Estas dos bombas centrífugas funcionan gracias a motores eléctricos, su encendido es manual y si bien su línea de succión se conecta a la línea que viene de la piscina, su funcionamiento es independiente y tiene el propósito de garantizar el suministro de agua para uso industrial en operaciones de mantenimiento para lavado de ciertos equipos.

La ubicación y condiciones normales de operación de las válvulas del sistema de presurización se muestran a continuación.

Figura 123. Válvulas en el área de las bombas presurizadoras



**MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1****PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS****MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS****Elaborado
09/02/2015****Versión:
1****Tabla 51. Condiciones normales de operación para las válvulas de las bombas presurizadoras**

N°	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Succión de la bomba principal de motor eléctrico	Abierta
2	Descarga de la bomba principal de motor eléctrico	Abierta
3	Descarga a recirculación de la bomba principal de motor eléctrico	Cerrada
4	Succión de la bomba principal de motor diésel	Abierta
5	Descarga de la bomba principal de motor diésel	Abierta
6	Descarga a recirculación de la bomba principal de motor diésel	Cerrada
7	Succión de la Bomba centrífuga sustentadora (Bomba 2)	Abierta
8	Descarga de la Bomba centrífuga sustentadora (Bomba 2)	Abierta
9	Succión de la Bomba centrífuga vertical multietapas (Bomba 1)	Abierta
10	Descarga de la Bomba centrífuga vertical multietapas (Bomba 1)	Abierta
11	Succión de la Bomba centrífuga para agua de uso industrial (Bomba 2)	Cerrada
12	Succión de la Bomba centrífuga para agua de uso industrial (Bomba 1)	Abierta
13	Descarga de la Bomba centrífuga para agua de uso industrial (Bomba 2)	Cerrada
14	Descarga de la Bomba centrífuga para agua de uso industrial (Bomba 1)	Abierta
15	Agua de uso industrial del área de las piscinas API y de oxidación	Cerrada
16	Agua presurizada hacia el hidrante monitor 17	Abierta



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

4.5.b. Sistema de producción de espuma

Fotografía 96. Sistema de inyección de espuma



Objetivo

Permitir la producción y bombeo de una mezcla agua-aire con un agente espumante tipo AFFF para control de incendios con hidrocarburos, tanto para los tanques de fiscalización como para los tanques del sistema de deshidratación.

Descripción

Para la producción e inyección de espuma el sistema cuenta con dos bombas centrífugas que permiten el mezclado de agente espumante con la corriente de agua, para la formación de espuma en dicha corriente se cuenta con el inyector de espuma balanceado por presión (BPP por su sigla en inglés), que difumina el concentrado espumante en la corriente de agua, regulando el caudal de espumante de acuerdo con la presión a la que fluye el agua.

Al pasar por los HBPG se incorpora aire a la mezcla, generando la expansión de la espuma que luego va al sistema de distribución para los anillos de los tanques TK-301-A y GB-65-001, o hacia los tanques de fiscalización TK-325 y TK-326.

Adicionalmente el sistema cuenta con dos líneas de lavado que permite de manera sencilla la limpieza del concentrado espumante que pudiera depositarse en las tuberías luego de la activación de las bombas, lo cual resulta de alta importancia para mantenimiento del sistema puesto que la mezcla agua-concentrado es altamente corrosiva.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Para su funcionamiento el sistema cuenta con los siguientes equipos:

- **Un (1) tanque de almacenamiento de concentrado (AFFF)**, tiene una capacidad de 350 galones, de agente espumante, cuenta con línea de descarga y retorno del concentrado además de un visor de nivel.

Fotografía 97. Tanque almacenador de concentrado espumante



- **Dos (2) bombas de concentrado**, estas bombas tipo centrífuga tienen el propósito de succionar el AFFF almacenado, hacia el proporcionador de espuma; la bomba principal está accionada por un motor eléctrico, la secundaria es accionada por un motor de combustión interna que actúa como reserva ante un fallo de la bomba principal. Adicionalmente cuentan con un sistema de retroalimentación que las protege de daños en caso de encontrarse bloqueada su línea de descarga.

Fotografía 98. Motobombas de concentrado (eléctrica/combustión interna)





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- **Una (1) válvula de exceso**, esta válvula actuada por resorte opera de forma similar a una válvula de alivio, se abre cuando se acumula presión en la línea que de las bombas inyecta concentrado en el proporcionador de espuma, cuando existe baja presión en la corriente de agua. Su descarga va por la línea de retorno de concentrado hacia el tanque almacenador.
- **Una (1) válvula balanceadora**, regula el ingreso de concentrado hacia el proporcionador de espuma de acuerdo con la presión en la línea de agua presurizada, razón por la cual cuenta con una conexión a dicha línea, de manera que a mayor presión de agua fluyendo, mayor será la inyección de concentrado.
- **Un (1) proporcionador de espuma**, genera una difusión de concentrado en la línea de agua presurizada por medio del efecto Venturi, formando así una mezcla Agua-Concentrado. Está diseñado para regular la cantidad proporcional de concentrado según se requiera para uno o los dos tanques del sistema de deshidratación.
- **Dos (2) generadores de espuma de alta contrapresión HBP**, son accesorios diseñados para permitir el ingreso de aire en la mezcla Agua-concentrado gracias al efecto Venturi, dentro de ellos ocurre el proceso de expansión de la espuma que se inyectará en los tanques. Su diseño permite que la espuma se inyecte a presión suficiente para superar la presión hidrostática de los hidrocarburos contenidos en el tanque.

Fotografía 99. Válvula de exceso / Proporcionador de espuma por balanceo de presión / Generador de espuma de alta contrapresión





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

Las condiciones normales de operación del sistema de inyección de espuma se relacionan en las siguientes figuras y tablas.

Figura 124. Válvulas en el área de inyección de espuma

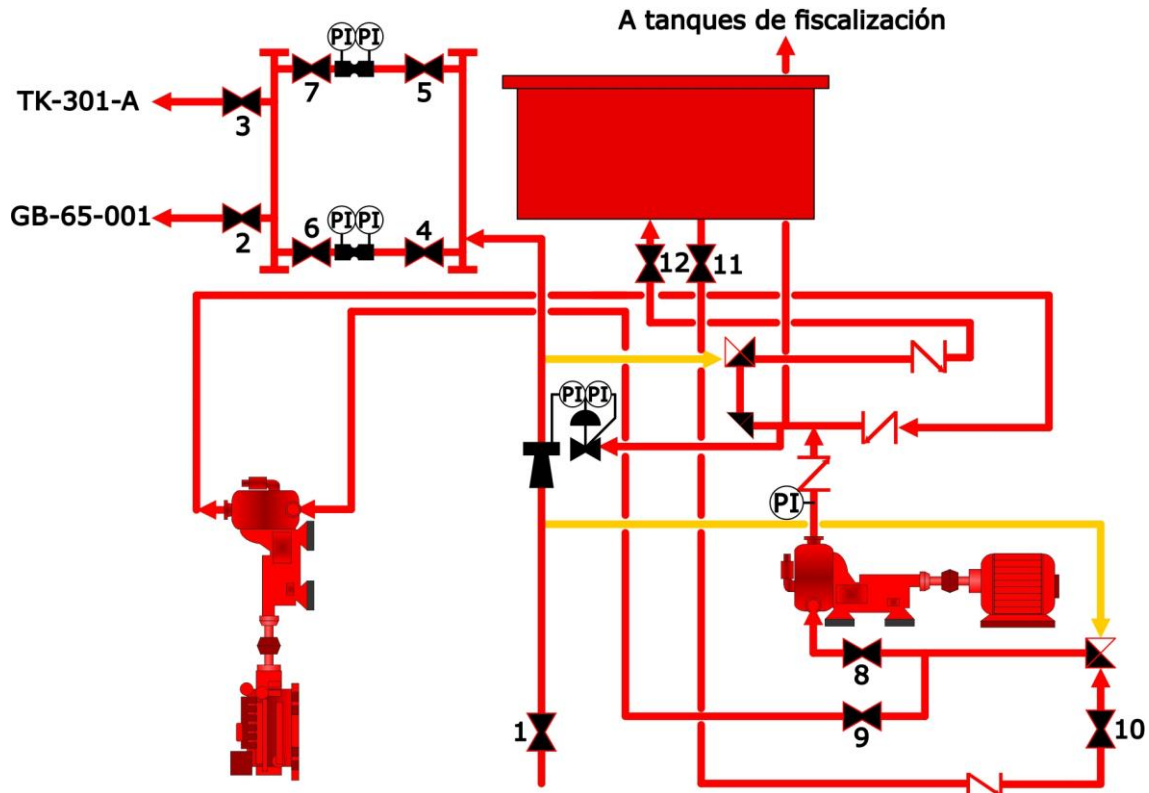


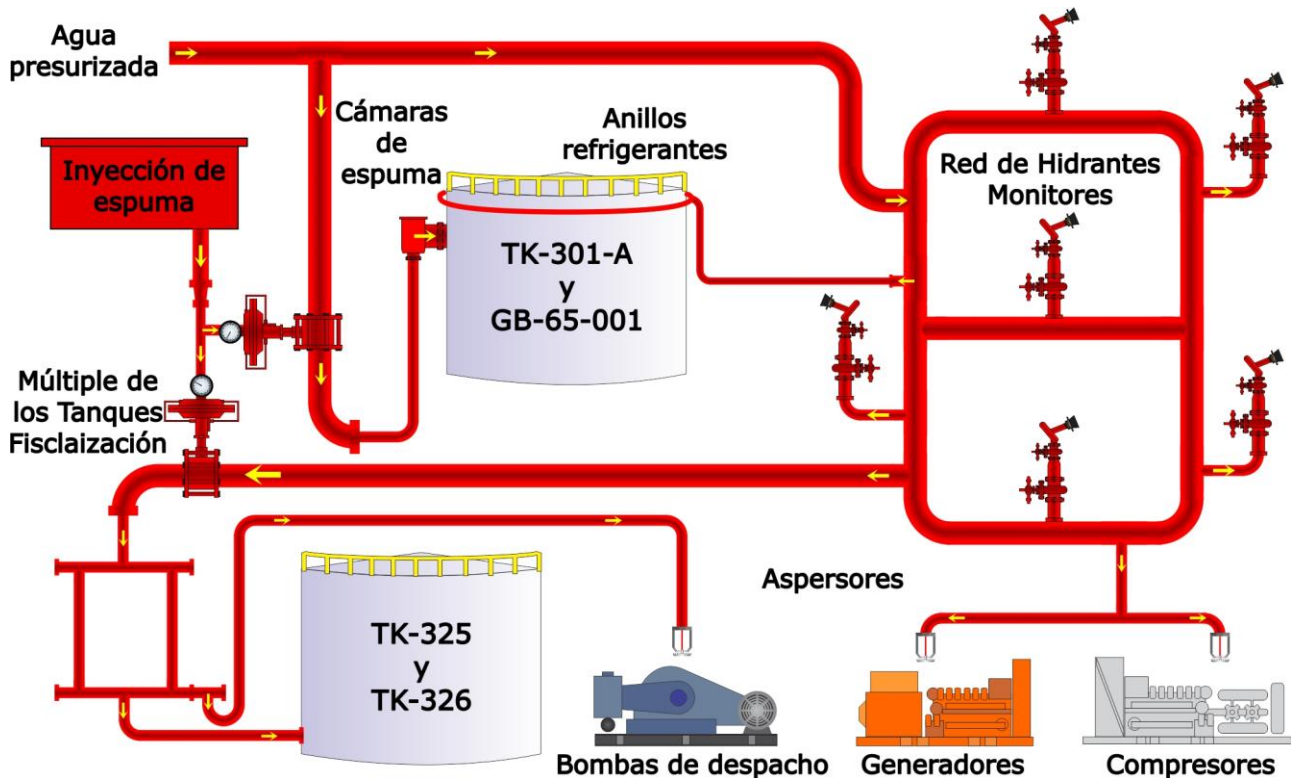
Tabla 52. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de inyección de espuma

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Agua presurizada	Cerrada
2	Espuma hacia el vertedor del GB-65-001	Cerrada
3	Espuma hacia el vertedor del TK-301-A	Cerrada
4	Espuma hacia el vertedor del GB-65-001, antes del indicador de presión	Abierta
5	Espuma hacia el vertedor del TK-301-A, antes del indicador de presión	Abierta
6	Espuma hacia el vertedor del GB-65-001, después del indicador de presión	Abierta
7	Espuma hacia el vertedor del TK-301-A, después del indicador de presión	Abierta
8	Succión de concentrado a la bomba principal	Abierta
9	Succión de concentrado a la bomba secundaria	Abierta
10	Succión de concentrado antes de la válvula de tres vías	Abierta
11	Salida de concentrado del tanque	Abierta
12	Retorno de exceso de concentrado hacia el tanque	Abierta



4.5.c. Sistema de distribución

Figura 125. Sistema de distribución para control de incendios



Objetivo

Distribuir la corriente de agua presurizada de forma que sea posible direccionarla hacia los hidrantes monitores, anillos refrigerantes (GB-65-001 y TK-301-A) y aspersores, además de facilitar el flujo de espuma a los equipos que lo puedan requerir como es el caso de los tanques del sistema de deshidratación (GB-65-001 y TK-301-A).

Descripción

El agua presurizada es distribuida por este sistema hacia la red de hidrantes que cubre los equipos cuya prioridad de contingencia es alta, además destina agua también para los aspersores ubicados en las zonas de compresores de gas, generadores eléctricos y bombas de despacho de crudo; este recibe también mezcla agua-AFFF con el propósito de generar espuma en dos áreas estratégicas que destinan espuma hacia los vertedores de espuma de los tanques del sistema de deshidratación y los tanques de almacenamiento y despacho.

Los anillos con que también cuenta el sistema de deshidratación cumplen la función de refrigerar las paredes de los tanques en caso de presentarse una conflagración interna, el agua con que funcionan también es distribuida por el mencionado sistema.

Para su funcionamiento el sistema de distribución cuenta con los siguientes equipos:



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

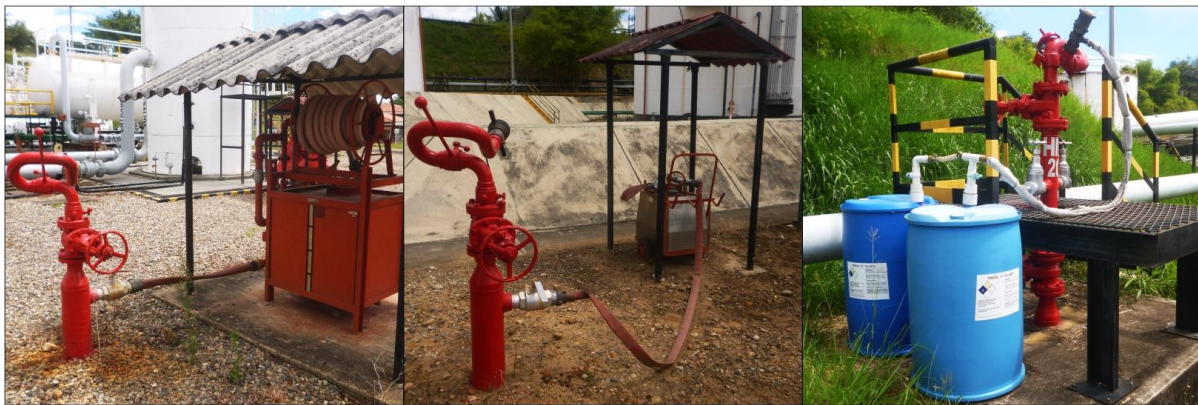
MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

- **Dieciocho (18) hidrantes monitores**, distribuidos para las áreas de tanques de almacenamiento, planta deshidratadora de gas, separadores, gun barrels, compresores de gas, calentadores, piscina API y teas.
 - Hidrantes monitores, construidos en aleaciones resistentes a la corrosión cuentan con válvulas que regulan el caudal de agua presurizada que por ellos circula, además cuentan con una válvula de paso de agente espumante que opera por efecto Venturi; su direccionamiento es versátil, gracias a dos acoples escualizables que facilitan su acción en cualquier dirección que se desee proyectar el flujo.

Fotografía 100. Hidrantes monitores con facilidad para producción de espuma



- Contenedores de espuma, permiten el almacenamiento del agente espumante sin que este se deteriore de forma prematura, la inyección de espuma en la corriente de agua se da gracias a la succión ocasionada por el flujo a través de la boquilla del hidrante, esta inyección se controla con la válvula instalada en la conexión del contenedor; estos contenedores se encuentran en la estación en tres diversas modalidades como son contenedores metálicos fijos, contenedores metálicos móviles y contenedores plásticos fijos.
- **Dos (2) anillos refrigerantes**, son tuberías dispuestas a manera de anillo sobre la parte superior de los gun barrels, cuentan con numerosas boquillas por las cuales se proyectan chorros de agua que se vierten sobre las paredes del tanque a fin de mantener controlada la temperatura del mismo. Su uso es habilitado por válvulas ubicadas junto a los diques (en su parte externa) del área de los tanques. Estos anillos se encuentran instalados tanto en el GB-65-001 como en el TK-301-A.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Fotografía 101. Anillo refrigerante del gun barrel TK-301-A



- **Dos (2) cámaras vertedoras de espuma**, internamente cuentan con un disco circular de vidrio que se rompe por efecto de la presión de vapor dentro del tanque, al romperse entra una corriente de espuma que se vierte sobre los fluidos del tanque, separando así los líquidos combustibles del oxígeno, lo que ocasionará el sofocamiento del fuego. En su parte inferior cuentan con aberturas que permiten el ingreso de aire que se mezcla con el agente espumante para generar una espuma de condiciones óptimas.

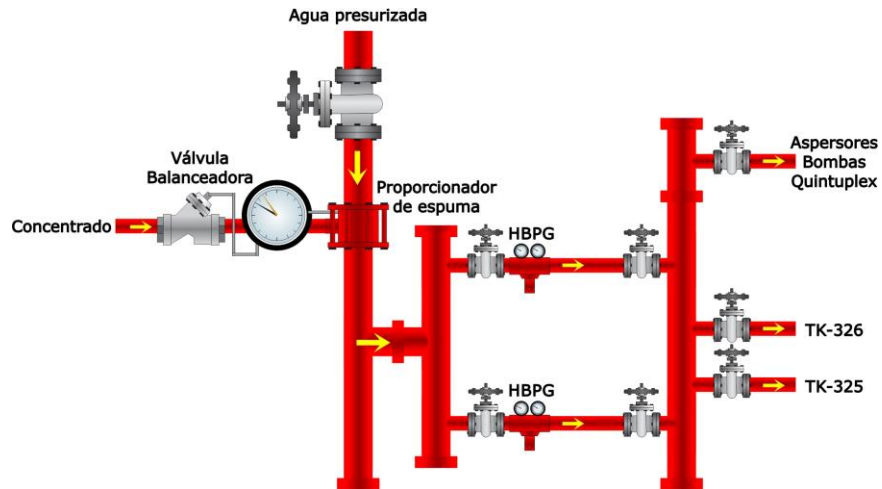
Fotografía 102. Vertedores de espuma GB-65-001 y TK-301-A



- **Un (1) múltiple para los tanques de fiscalización**, este conjunto de válvulas y accesorios cuenta con un proporcionador balanceado de espuma que recibe el concentrado bombeado por el sistema de inyección de espuma, en este múltiple se genera una mezcla agua-concentrado que al pasar por los generadores de espuma de alta contrapresión permite realizar el vertido bajo superficie de la espuma contraincendios, a través de la parte baja de los tanques.



Figura 126. Múltiple para inyección de espuma en los tanques de fiscalización



- Válvula balanceadora, controla la inyección de concentrado de forma proporcional a la presión en la corriente de agua.
- Proporcionador de espuma, regula el ingreso de concentrado por medio del efecto Venturi en la corriente de agua según su presión, gracias a la acción de la válvula balanceadora.

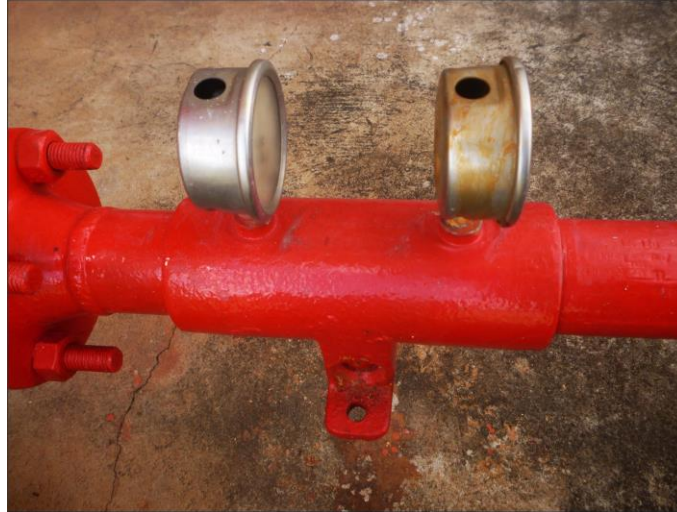
Fotografía 103. Proporcionador de espuma balanceado por presión



- Generadores de espuma de alta contrapresión HBPG, son accesorios diseñados para permitir el ingreso de aire en la mezcla agua-concentrado gracias al efecto Venturi, dentro de ellos ocurre el proceso de expansión de la espuma que se inyectará en los tanques. Su diseño permite que la espuma se inyecta a presión suficiente para superar la presión hidrostática de los hidrocarburos contenidos en el tanque.



Fotografía 104. Generador de espuma de alta contrapresión



- **Treinta y seis (36) aspersores**, que generan una dispersión de agua o espuma (opcional para el caso de las bombas de despacho), para sofocar fuego en las áreas en que están instalados. Están instalados para las áreas de compresores de gas, generadores eléctricos y bombas de despacho al oleoducto.

Fotografía 105. Aspersor



Las condiciones normales de operación de las válvulas manuales en el múltiple de los tanques de fiscalización se encuentran en los siguientes diagramas y tablas.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

Figura 127. Condiciones normales de operación del múltiple para inyección de espuma en los tanques de fiscalización

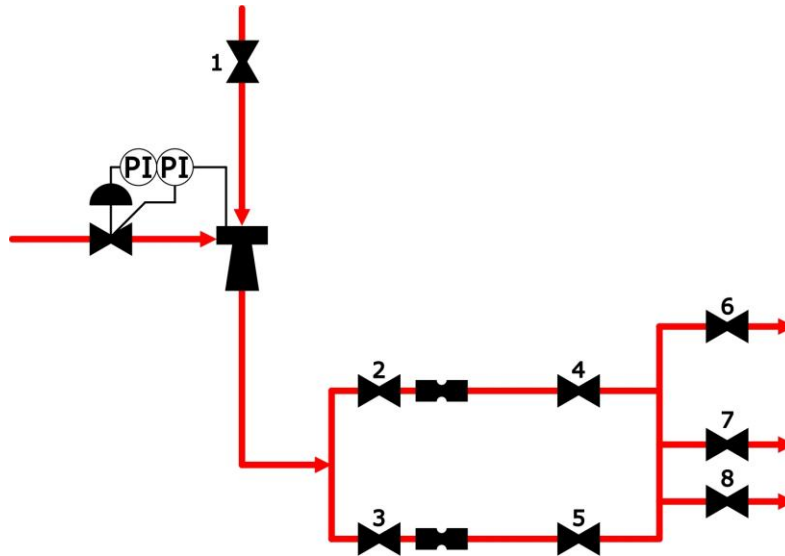


Tabla 53. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de inyección de espuma

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Agua presurizada	Cerrada
2	Mezcla agua-concentrado antes de HBPG hacia el tanque TK-326	Cerrada
3	Mezcla agua-concentrado antes de HBPG hacia el tanque TK-325	Cerrada
4	Espuma expandida después del HBPG hacia el tanque TK-326	Abierta
5	Espuma expandida después del HBPG hacia el tanque TK-325	Abierta
6	Espuma expandida hacia el tanque TK-326	Abierta
7	Espuma expandida hacia el tanque TK-325	Abierta
8	Agua o espuma hacia los aspersores de las bombas de despacho	Abierta



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

5. ANEXOS

5.1 Información referente al potencial de producción de los pozos que corresponden a la estación VENADO 1

Tabla 54. Datos normales de operación de los pozos productores

Pozo	Lev. Artificial	Prod Total (Bpd)	BS&W (%)	Prod Neta (Bopd)	Prod Agua (Bwpd)	Prod Gas (Kpcd)	THP (PSI)	CHP (PSI)
ESPINO	GL	19	5,3%	18	1	92,0	40	660
VN 003	GL	239	82,8%	41	198	130,0	100	450
VN 004	BM	148	15,5%	125	23	183,0	-	-
VN 005	GL	19	89,5%	2	17	1	120-210	1010
VN 006	GL	46	7,8%	42	4	139,0	120	600
VN 008A	PCP	52	3,8%	50	2	15,0	140	90
VN 010	GL	17	11,8%	15	2	49,0	170	700
VN 011	PCP	294	54,1%	135	159	200,0	84	58
VN 012	PCP	71	57,7%	30	41	36,0	44	34
VN 013S	GL	1	0,0%	1	0	2,0	20	600
VN 015	FN	708	100,0%	0	708	8,0	100	100
VN 016	PCP	355	94,6%	19	336	109,0	38	36
VN 017	GL	21	17,4%	18	4	109,2	120	330
VN 020S	GL	9	66,7%	3	6	35,0	20	260
VN 022	PCP	104	87,1%	13	91	7,0	90-150	110
VN 024	PCP	36	36,1%	23	13	21,0	110	70
VN 027	PCP	37	26,9%	27	10	164,7	85	70
VN 028	PCP	1672	100,0%	0	1672	60,0	140	110
VN 030	PCP	104	59,6%	41	62	43,0	60	40
VN 031	BM	22	4,5%	21	1	75,0	-	-
VN 032	PCP	93	48,4%	48	45	153,0	70	50
VN 034	PCP	95	15,8%	80	15	130,7	100	40
VN 035	PCP	75	40,1%	45	30	23,0	120	80
VN 036	PCP	183	24,0%	139	44	239,0	120	120
VN 039	PCP	258	73,2%	69	189	22,0	160	40
VN 40	GL	18	5,2%	17	1	115,6	-	-
VN 041	PCP	203	63,5%	74	129	58,0	130	115
VN 042	PCP	0	0	0	0	0,0	30	50
VN 051	FN	78	100,0%	0	78	28,0	52	110
VN 052	GL	72	0,0%	72	0	116,0	-	-
VN 053	BM	13	0,0%	13	0	26,0	-	-
VN 054	PCP	161	7,5%	150	12	115,0	110	30
VN 055		7	0,0%	7	0	31,0	100	650
VN 058	GL	27	89,0%	3	24	45,0	-	-
VN 060	GL	6	4,4%	6	0	91,0	-	-
VN 063	PCP	68	63,2%	25	43	76,0	130	110

**MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1****PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS****MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS****Elaborado
09/02/2015****Versión:
1**

VN 064	GL	23	17,3%	19	4	40,0	-	-
VN 067	PCP	223	78,9%	47	176	25,0	120	110
VN 081S	FN	12	100,0%	0	12	19,0	120	120
VN 082L	GL	26	11,5%	23	3	67,0	-	-
VN 084	PCP	314	94,9%	16	298	67,0	120	95
VN 086	BES	363	94,5%	20	343	40,0	160	120
VN 090	GL	5	0,0%	5	0	80,0	-	-
VN 095	PCP	70	58,6%	29	41	18,0	130	100



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

5.2 Ronda Estructurada

Tabla 55. Valores a registrar en cada una de las tareas que hacen parte de la ronda estructurada

Equipo	Tarea	Unidad
MOTOGENERADOR ELECTRICO 1 RC	Inspeccionar en busca de fugas	-
	Registrar rpm del motor	RPM
	Registrar temperatura agua	F
	Registrar temperatura aceite	F
MOTOGENERADOR ELECTRICO 2 RC	Registrar horometro de motor	H
	Inspeccionar en busca de fugas	-
	Registrar rpm del motor	RPM
	Registrar temperatura agua	F
MOTOGENERADOR ELECTRICO 3 RC	Registrar temperatura aceite	F
	Registrar horometro de motor	H
	Inspeccionar en busca de fugas	-
	Registrar rpm del motor	RPM
MOTOGENERADOR ELECTRICO 3 RC	Registrar temperatura agua	F
	Registrar temperatura aceite	F
	Registrar horometro de motor	H
	Registrar presión de la vasija	PSIG
VASIJA ACUMULADORA DE AIRE 1 RC	Registrar presión de la vasija	PSIG
VASIJA ACUMULADORA DE AIRE 2 RC	Registrar presión de la vasija	PSIG
MOTOCOMPRESOR DE AIRE 1 RC	Registrar estado selector	-
MOTOCOMPRESOR DE AIRE 2 RC	Registrar estado selector	-
MOTOCOMPRESOR DE AIRE 3 RC	Registrar estado selector	-
TANQUE ACEITE EQUIPOS RC	Verificar nivel de aceite	-
MOTORBOMBA RECIRCULACION AGUA 1 RC	Registrar valor de presión de descarga	PSIG
MOTORBOMBA RECIRCULACION AGUA 2 RC	Registrar valor de presión de descarga	PSIG
FILTRO WENCO OPTIMIZACIÓN AGUA 1 RC		
MOTOCOMPRESOR DE GAS LIFT 1 RC	Registrar rpm del motor	RPM
	Registrar temperatura aceite motor	F
	Registrar presión aceite compresor	PSIG
	Registrar presión aceite motor	PSIG
	Registrar presión de succión general	PSIG



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

	Registrar presión de descarga general	PSIG
MOTOCOMPRESOR DE GAS LIFT 3 RC	Registrar rpm del motor	RPM
	Registrar temperatura aceite motor	F
	Registrar presión aceite compresor	PSIG
	Registrar presión aceite motor	PSIG
	Registrar presión de succión general	PSIG
	Registrar presión de descarga general	PSIG
MOTOCOMPRESOR DE GAS LIFT 5 RC	Registrar rpm del motor	RPM
	Registrar temperatura aceite motor	F
	Registrar presión aceite compresor	PSIG
	Registrar presión aceite motor	PSIG
	Registrar presión de succión general	PSIG
	Registrar presión de descarga general	PSIG
CALENTADOR H65-001 RC	Registrar presión del gas consumo	PSIG
	Registrar presión de la vasija	PSIG
	Registrar temperatura	F
	Registrar temperatura chimenea	F
INYECCION DE QUIMICA 1 RC	Inspeccionar en busca de fugas de químico	-
	Registrar nivel Clarificador	-
	Verificar funcionalidad de las bombas de química	-
MOTOBOMBA FILTRO WENCO RC		
MOTORBOMBA ANILLO GUN BARREL 6 RC		
MOTORBOMBA ANILLO GUN BARREL 7 RC		
TANQUE GUN BARREL 6501 RC		
TANQUE GUN BARREL T-301A RC		
INYECCION DE QUIMICA 2 RC	Inspeccionar en busca de fugas de químico	-
	Registrar nivel Rompedor inverso	-
	Verificar funcionalidad de las bombas de química	-
	Registrar nivel Antiespumante	-



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

MULTIPLE RC	Verificar alineamiento de válvulas hacia colectores	-
	Inspeccionar en busca de fugas en válvulas	-
	Verificar flanches ciegos en nodos deshabilitados	-
	Revisar el estado de los manómetros	-
TANQUE T350-1 ALM CRUDO RC		
TANQUE T350-2 ALM CRUDO RC		
SCRUBBER SUCCION COMPRESORES 1 RC		
SEPARADOR TRIFASICO GENERAL V302 RC	Registrar presión de la vasija	PSIG
	Registrar nivel de crudo	%
SEPARADOR DE PRUEBA 304 RC	Registrar temperatura en la vasija	
	Registrar temperatura en la vasija	
	Registrar nivel de crudo	
SEPARADOR DE PRUEBA 303 RC		
SEPARADOR TRIFASICO GENERAL V301 RC	Registrar presión de la vasija	PSIG
	Registrar nivel de crudo	%
MOTORBOMBA DE RECIRCULACION 2 TK 10000 RC		
PLANTA DESHIDRATADORA RC	Registrar temperatura	F
	Registrar nivel del reboiler	%
	Registrar nivel de glicol en Flash Separator	%
	Registrar presión de flash Separator	PSIG
	Registrar presión en torre contactora	PSIG
	Registrar presión línea suministro de gas	-
TK ALMACENAMIENTO CRUDO T- 326 RC		
TK ALMACENAMIENTO CRUDO T- 325 RC		
MOTORBOMBA BOOSTER DESPACHO CRUDO 1 RC		
MOTORBOMBA BOOSTER DESPACHO CRUDO 2 RC		

**MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1****PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS****MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS****Elaborado
09/02/2015****Versión:
1**

MOTORBOMBA TRANSFERENCIA CRUDO 1 RC		
MOTORBOMBA TRANSFERENCIA CRUDO 2 RC		
MOTOBOMBA CONTRAINCENDIOS 1 RC		
MOTOBOMBA CONTRAINCENDIOS 2 DIESEL RC		
MOTOBOMBA VERTICAL JOCKEY 1 RC		
MOTOBOMBA VERTICAL JOCKEY 2 RC		
TANQUE DECANTADOR T65- 005 RC		
SCRUBBER DE ALTA PRESION SISTEMA TEA RC	Inspeccionar en busca de fugas Registrar presión	- PSIG
SCRUBBER DE BAJA PRESION TEA RC	Inspeccionar en busca de fugas Registrar presión	- PSIG
MOTOBOMBA DE TEAS 1 RC		
Tea RC	Verificar llama encendida	-
CCM RC	Verificar posición de switch de control	-
MOTOBOMBA DECANTADOR 2 RC		
MOTORBOMBA CENTRIFUGA RECICULACIÓN TK350 RC		

**MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1****PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS****MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS****Elaborado
09/02/2015****Versión:
1****5.3 Información de las líneas y troncales del sistema de recolección****Tabla 56. Características de las líneas de flujo que ingresan al múltiple general dentro de la estación**

PUNTO DE ORIGEN	TIPO DE FLUIDO	DIÁMETRO NOMINAL (PULGADAS)	LONGITUD (METROS)
MÚLTIPLE ISLA 6	PRODUCCIÓN	6	2463
MÚLTIPLE ISLA G	PRODUCCIÓN	6	2699
MÚLTIPLE B. NARVÁEZ	PRODUCCIÓN	6	2179
VN -032	PRODUCCIÓN	3	594
MÚLTIPLE B. NARVÁEZ	PRUEBA	3	2179
CHAPARRO	PRODUCCIÓN GAS	2 7/8	6250
VN 017	PRODUCCIÓN	3	2463
VN 027	PRODUCCIÓN	3	2211
ESPINO 1	PRODUCCION	4 1/2	1615
VN 001	PRODUCCION	3	2050
MÚLTIPLE LA YE	PRUEBA	3	1391
MÚLTIPLE ISLA 2	PRODUCCIÓN	6	432
MÚLTIPLE ISLA G	PRUEBA	3	2699
VN 019	PRODUCCIÓN	3	690
MÚLTIPLE ISLA 2	PRUEBA	6	432
VN 004	PRODUCCIÓN	3	432
VN 003	PRODUCCIÓN	3	30
MÚLTIPLE ISLA 1	PRUEBA	3	2616

Tabla 57. Características de las líneas de flujo correspondientes a la isla 2

DUCTO	TIPO DE FLUIDO	DIÁMETRO NOMINAL (PULGADAS)	LONGITUD (METROS)
VN 013 PRODUCCIÓN-MNF ISLA2	PRODUCCIÓN	3	111
VN 013 GAS-ESTACIÓN	INYECCIÓN GAS	2	349
VN 011 PRODUCCIÓN-MNF ISLA 2	PRODUCCIÓN	3	107
VN 012 PRODUCCIÓN-MNF ISLA 2	PRODUCCIÓN	3	99
VN 013 PRODUCCIÓN-MNF ISLA 2	PRODUCCIÓN	3	109

**MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1****PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS****MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS****Elaborado
09/02/2015****Versión:
1****Tabla 58. Características de las líneas de flujo correspondientes al múltiple de la isla 2**

DUCTO	TIPO DE FLUIDO	DIÁMETRO NOMINAL (PULGADAS)	LONGITUD (METROS)
TRUNK ISLA 2 - ESTACIÓN	PRODUCCIÓN	6	432
LÍNEA DE PRUEBA ISLA 2 - ESTACIÓN	PRUEBA	3	432

Tabla 59. Características de las líneas de flujo correspondientes a la isla 1

DUCTO	TIPO DE FLUIDO	DIÁMETRO NOMINAL (PULGADAS)	LONGITUD (METROS)
VN 022 PRODUCCIÓN-MNF ISLA 1	PRODUCCIÓN	3	98
VN 007 PRODUCCIÓN-MNF ISLA 1	PRODUCCIÓN	2	79
VN 007 GAS-ISLA 1	INYECCIÓN GAS	3	63
VN 009 GAS-ESTACIÓN	INYECCIÓN GAS	3	2678
VN 009 GAS-ISLA 1	INYECCIÓN GAS	2	43
VN 009 PRODUCCIÓN-MNF ISLA 1	PRODUCCIÓN	2	88
VN 006 GAS-ISLA 1	INYECCIÓN GAS	2	40
VN 006 PRODUCCIÓN-MNF ISLA 1	PRODUCCIÓN	2	85
VN 005 GAS-ESTACIÓN	INYECCIÓN GAS	3	97

Tabla 60. Características de las líneas de flujo correspondientes al múltiple de isla 1

DUCTO	TIPO DE FLUIDO	DIÁMETRO NOMINAL (PULGADAS)	LONGITUD (METROS)
TRUNK NORTE-ESTACIÓN	TRUNK	6	2616
LÍNEA PRUEBA NORTE-ESTACIÓN	PRUEBA	3	2616

**MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1****PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS****MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS****Elaborado
09/02/2015****Versión:
1****Tabla 61. Características de las líneas de flujo correspondientes a la isla N2**

DUCTO	TIPO DE FLUIDO	DIÁMETRO NOMINAL (PULGADAS)	LONGITUD (METROS)
VN 89 PRODUCCIÓN-MNF PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN	3	39
VN 89 H2O-ISLA N2	INYECCIÓN AGUA	2	11
VN 84 PRODUCCIÓN-MNF PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN	3	43
VN 84 PRODUCCIÓN-MNF PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN	3	45
VN 86 PRODUCCIÓN-MNF PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN	3	62
VN 85 H2O-N(817620)/E(875973)	INYECCIÓN AGUA	2	437
VN 56 PRODUCCIÓN-MNF PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN	3	82

Tabla 62. Características de las líneas de flujo correspondientes al múltiple de isla N2

DUCTO	TIPO DE FLUIDO	DIÁMETRO NOMINAL (PULGADAS)	LONGITUD (METROS)
LINEA PRUEBA-ISLA H	PRUEBA	3	481
TRUNK ISLA N2-ISLA H	PRODUCCIÓN	6	481
LINEA PRUEBA-EST 2	PRUEBA	3	3890

Tabla 63. Características de las líneas de flujo correspondientes a la isla H

DUCTO	TIPO DE FLUIDO	DIÁMETRO NOMINAL (PULGADAS)	LONGITUD (METROS)
VN 10 PRODUCCIÓN-MNF PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN	3	71
VN 10 GAS-ISLA N2	INYECCIÓN GAS	2	41
VN 63 PRODUCCIÓN-MNF PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN	3	74
LINEA INYECCIÓN GAS ISLA H-N(817613)/E(875971)	INYECCIÓN GAS	2	115

Tabla 64. Características de las líneas de flujo correspondientes al múltiple de isla H

DUCTO	TIPO DE FLUIDO	DIÁMETRO NOMINAL (PULGADAS)	LONGITUD (METROS)
LINEA DE PRUEBA ISLA H-ISLA G	PRUEBA	3	450
TRUNK ISLA H-ISLA G	PRODUCCIÓN	6	450

**MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1****PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS****MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS****Elaborado
09/02/2015****Versión:
1**

TRUNK ISLA H-EST 2	PRODUCCIÓN	6	2615
--------------------	------------	---	------

Tabla 65. Características de las líneas de flujo correspondientes a la isla G

DUCTO	TIPO DE FLUIDO	DIÁMETRO NOMINAL (PULGADAS)	LONGITUD (METROS)
VN 45 PRODUCCIÓN-MNF PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN	3	26
VN 45 GAS-ISLA N2	INYECCIÓN GAS	2	24
VN 81 PRODUCCIÓN-MNF PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN	3	49
VN 46 H2O-ISLA G	INYECCIÓN AGUA	3	37
VN 44 H2O-ISLA G	INYECCIÓN AGUA	3	40

Tabla 66. Características de las líneas de flujo correspondientes al múltiple de isla G

DUCTO	TIPO DE FLUIDO	DIÁMETRO NOMINAL (PULGADAS)	LONGITUD (METROS)
LINEA GAS COBERTURAR-ESTACIÓN	GAS COBERTURA	2	2867
LINEA TK CONCRETO-ESTACIÓN	AGUA TK CONCRETO	2	2759
LINEA CONEXIÓN H2O ISLA H-ISLA 9	INYECCIÓN AGUA	3	2293
TIGRE ISLA G-ISLA 9	PRODUCCIÓN AGUA	6	2865
TRUNK ISLA G-ESTACIÓN	PRODUCCIÓN	6	2699
LINEA PRUEBA ISLA G-ESTACIÓN	PRUEBA	3	2699

Tabla 67. Características de las líneas de flujo correspondientes a la isla N1

DUCTO	TIPO DE FLUIDO	DIÁMETRO NOMINAL (PULGADAS)	LONGITUD (METROS)
VN 49 H2O-N(818047)/E(8756349)	INYECCIÓN AGUA	2	138
VN 42 PRODUCCIÓN-MNF B. NARVÁEZ	PRODUCCIÓN	3	283
VN 41 PRODUCCIÓN-MNF B. NARVÁEZ	PRODUCCIÓN	3	285
VN 55 PRODUCCIÓN-MNF B. NARVÁEZ	PRODUCCIÓN	3	289
VN 55 GAS-ISLA N1	INYECCIÓN GAS	2	39
VN 28 PRODUCCIÓN-MNF B. NARVÁEZ	PRODUCCIÓN	3	298
LINEA INYECCIÓN GAS-N(818047)/E(8756349)	INYECCIÓN GAS	2	80
RECIRCULACIÓN GAS-MNF B. NARVÁEZ	RECIRCULACIÓN GAS	2	280

**MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1****PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS****MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS****Elaborado
09/02/2015****Versión:
1****Tabla 68. Características de las líneas de flujo correspondientes a la isla 6**

DUCTO	TIPO DE FLUIDO	DIÁMETRO NOMINAL (PULGADAS)	LONGITUD (METROS)
VN 29 H2O-MNF B. NARVÁEZ	INYECCIÓN AGUA	2	284
VN 29REC GAS-MNF ISLA 6	REC. GAS	2	66
VN 30 PRODUCCIÓN- MNF B. NARVÁEZ	PRODUCCIÓN	3	279
VN 39 PRODUCCIÓN-MNF ISLA 6	PRODUCCIÓN	3	80
VN 39 PRODUCCIÓN-MNF ISLA 6	PRODUCCIÓN	3	80
VN 17 PRODUCCIÓN-ESTACIÓN	PRODUCCIÓN	3	2463
VN 17 GAS-MNF B. NARVÁEZ	INYECCIÓN GAS	2	282
VN 34 PRODUCCIÓN-MNF ISLA 6	PRODUCCIÓN	3	82
VN 34 PRODUCCIÓN-MNF ISLA 6	PRODUCCIÓN	3	82
VN 54 PRODUCCIÓN-MNF ISLA 6	PRODUCCIÓN	3	92

Tabla 69. Características de las líneas de flujo correspondientes al múltiple de isla 6

DUCTO	TIPO DE FLUIDO	DIÁMETRO NOMINAL (PULGADAS)	LONGITUD (METROS)
LINEA DE PRUEBA ISLA 6-MNF LA YE	PRUEBA	3	898
LINEA DE PRUEBA ISLA 6,N1-MNF LA YE	PRUEBA	3	898
TRUNK ISLA 6-ESTACIÓN	PRODUCCIÓN	6	2463

Tabla 70. Características de las líneas de flujo correspondientes al múltiple de Base Narvárez

DUCTO	TIPO DE FLUIDO	DIÁMETRO NOMINAL (PULGADAS)	LONGITUD (METROS)
LINEA PRUEBA MNF B. NARVÁEZ - ESTACIÓN	PRUEBA	3	2179
TRUNK MNF B. NARVÁEZ -ESTACIÓN	PRODUCCIÓN	6	2179

**MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1****PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS****MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS****Elaborado
09/02/2015****Versión:
1****Tabla 71. Características de las líneas de flujo correspondientes a la isla F**

DUCTO	TIPO DE FLUIDO	DIÁMETRO NOMINAL (PULGADAS)	LONGITUD (METROS)
VN 95 PRODUCCIÓN-MNF LA YE	PRODUCCIÓN	3	282
VN 50 REC. GAS-MNF LA YE	REC. GAS	2	292
VN 50 H2O-ISLA G	INYECCIÓN AGUA	3	1108
VN 8 PRODUCCIÓN-MNF LA YE	PRODUCCIÓN	3	306
VN 8 PRODUCCIÓN-MNF LA YE	PRODUCCIÓN	3	306
VN 35 PRODUCCIÓN-MNF LA YE	PRODUCCIÓN	3	315
VN 35 PRODUCCIÓN-MNF LA YE	PRODUCCIÓN	3	315
VN 24 PRODUCCIÓN-MNF LA YE	PRODUCCIÓN	3	322
LINEA GAS ISLA F-MNF LA YE	INYECCIÓN GAS	2	67

Tabla 72. Características de las líneas de flujo correspondientes a la isla 5

DUCTO	TIPO DE FLUIDO	DIÁMETRO NOMINAL (PULGADAS)	LONGITUD (METROS)
VN 95 PRODUCCIÓN-MNF LA YE	PRODUCCIÓN	3	823
VN 51 GAS-ISLA 5	INYECCIÓN GAS	2	51
VN 27 PRODUCCIÓN-ESTACIÓN	PRODUCCIÓN	3	2211
VN 25 H2O-MNF LA YE	INYECCIÓN AGUA	2	816
VN 20 PRODUCCIÓN-MNF LA YE	PRODUCCIÓN	3	807
VN 20 GAS-ISLA 5	INYECCIÓN GAS	2	35
VN 15 PRODUCCIÓN-MNF LA YE	PRODUCCIÓN	3	796
VN 67 PRODUCCIÓN-MNF LA YE	PRODUCCIÓN	3	828
LINEA GAS ISLA 5-MNF LA YE	INYECCIÓN GAS	2	769

Tabla 73. Características de las líneas de flujo correspondientes al múltiple de "la ye"

DUCTO	TIPO DE FLUIDO	DIÁMETRO NOMINAL (PULGADAS)	LONGITUD (METROS)
LINEA PRUEBA MNF LA YE - ESTACIÓN	PRUEBA	3	1391
TRUNK MNF LA YE - ESTACIÓN	PRODUCCIÓN	6	1391



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

5.4 Capacidad de las vasijas de la estación

5.4.a. Tablas de aforo

Tabla 74. Tabla de aforo TK-350-1

												TK 350-1	
												PRODUCTO:	
												CRUDO	
Neiva- Calle 25 No 5 – 80 Sur. Tel. 8 602871 Nit: 813000008-8 E-mail: contacto@atpingenieria.com												UBICACION A 25 km DE NEIVA, HUILA REPUBLICA DE COLOMBIA	
FONDO			CILINDRO PRINCIPAL									FRACCIONES	
NIVEL Cm	VOLUMEN Gls	VOLUMEN Bls	NIVEL cm	VOL. Bls	NIVEL cm	VOL. Bls	NIVEL cm	VOL. Bls	NIVEL cm	VOL. Bls	NIVEL cm	VOL. Bls	
0.0	88.80	2.11	0	2.110	220	103.637	440	204.476	660	304.911	1	0.458	
			10	6.711	230	108.229	450	209.042	670	309.478	2	0.916	
			20	11.322	240	112.820	460	213.602	680	314.044	3	1.374	
			30	15.957	250	117.418	470	218.168	690	318.604	4	1.832	
			40	20.555	260	122.010	480	222.735	700	323.171	5	2.290	
			50	25.178	270	126.601	490	227.301	710	327.737	6	2.748	
			60	29.839	280	131.193	500	231.868	720	332.303	7	3.206	
			70	34.487	290	135.791	510	236.428	728	335.958	8	3.664	
			80	39.142	300	140.382	520	240.994	--	--	9	4.122	
			90	43.796	310	144.974	530	245.561	--	--	10	4.580	
TANQUE CILIND. VERT. SOLDADO												NIVEL	VOLUMEN
Altura de Referencia	8.117 m		100	48.450	320	149.565	540	250.127	--	--	mm	Bls	
Capacidad Nominal	335.96 Bls		110	53.086	330	154.157	550	254.687	--	--	1	0.046	
Diametro Nominal	3.065 m		120	57.684	340	158.749	560	259.254	--	--	2	0.092	
Altura Efectiva	7.280 m		130	62.275	350	163.340	570	263.820	--	--	3	0.137	
API Crudo	22°API		140	66.873	360	167.932	580	268.386	--	--	4	0.183	
Temperat. Almacenam.	99 °F		150	71.471	370	172.517	590	272.953	--	--	5	0.229	
Calibración a:	Fondo		160	76.069	380	177.077	600	277.519	--	--	6	0.275	
Temperat. Lamina	100 °F		170	80.667	390	181.644	610	282.086	--	--	7	0.321	
Tipo de Techo	Fijo		180	85.265	400	186.210	620	286.646	--	--	8	0.366	
Altura Dip Plate	N/A		190	89.856	410	190.776	630	291.212	--	--	9	0.412	
			200	94.448	420	195.336	640	295.778	--	--	10	0.458	
			210	99.039	430	199.903	650	300.345	--	--			
INCERTIDUMBRE ESTIMADA Factor de Cobertura K=2 Nivel de Confianza 95% 1.6 mm/0.11 Bls 0.03%			La calibración del tanque y los cálculos fueron realizados de acuerdo al método Optistrat Section 2A-Measurement and Calibration of Upright Cylindrical Tanks by the Manual Tank Strapping Method, Section 2B-Calibration of Upright Cylindrical Tanks Using the Optical Reference Line Method, ASTM D-4738/90 Practice For Calibration Of Upright Cylindrical Tanks Using Optical Reference Line Method.										
FECHA DE CALIBRACION: 22/06/2011 AFORADO POR:			REVISADO POR:			REP. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA							
 TOP. OSCAR FERNANDO VERA L. L.P. N° 01-11332			 3. ANA ISAVEL VARGAS CAMACHO Ordinador UEN Control de Calidad			 ING. AURA MARIA LOPEZ 04427 CPIP							



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Tabla 75. Tabla de aforo TK-350-2

REPUBLICA DE COLOMBIA												TK 350-2	
Neiva- Calle 25 No 5 – 80 Sur. Tel. 8 602871 Nit. 813000008-8 E-mail: contacto@atpingenieria.com												PRODUCTO: CRUDO	
FONDO			CILINDRO PRINCIPAL								FRACCIONES		
NIVEL Cm	VOLUMEN Gls	VOLUMEN Bls	NIVEL cm	VOL. Bls	NIVEL cm	VOL. Bls	NIVEL cm	VOL. Bls	NIVEL cm	VOL. Bls	NIVEL cm	VOLUMEN Bls	
0.0	88.20	2.10	0	2.10	220	103.71	440	204.58	660	305.06	1	0.458	
			10	6.70	230	108.29	450	209.16	670	309.61	2	0.916	
			20	11.28	240	112.88	460	213.73	680	314.17	3	1.374	
			30	15.89	250	117.47	470	218.31	690	318.72	4	1.832	
			40	20.48	260	122.05	480	222.89	700	323.28	5	2.290	
			50	25.11	270	126.65	490	227.47	710	327.83	6	2.748	
			60	29.81	280	131.23	500	232.05	720	332.39	7	3.206	
			70	34.51	290	135.82	510	236.63	728	335.98	8	3.664	
TANQUE CILIND. VERT. SOLDADO			80	39.21	300	140.41	520	241.21	--	--	9	4.122	
Altura de Referencia	8.107 m		90	43.91	310	144.99	530	245.79	--	--	10	4.580	
Capacidad Nominal	335.98 Bls		100	48.61	320	149.58	540	250.37	--	--			
Diametro Nominal	3.070 m		110	53.27	330	154.17	550	254.95	--	--	NIVEL	VOLUMEN	
Altura Efectiva	7.280 m		120	57.85	340	158.75	560	259.51	--	--	mm	Bls	
API Crudo	22°API		130	62.44	350	163.35	570	264.07	--	--	1	0.046	
Temperat. Almacenami.	99 °F		140	67.02	360	167.93	580	268.62	--	--	2	0.092	
Calibración a:	Fondo		150	71.60	370	172.52	590	273.17	--	--	3	0.137	
Temperat. Lamina	100 °F		160	76.19	380	177.10	600	277.73	--	--	4	0.183	
Tipo de Techo	Fijo		170	80.77	390	181.67	610	282.28	--	--	5	0.229	
Altura Dip Plate	N/A		180	85.36	400	186.25	620	286.83	--	--	6	0.275	
INCERTIDUMBRE ESTIMADA			190	89.94	410	190.83	630	291.39	--	--	7	0.321	
Factor de Cobertura K=2			200	94.53	420	195.42	640	295.95	--	--	8	0.366	
Nivel de Confianza 95%			210	99.12	430	200.00	650	300.50	--	--	9	0.412	
1.8 mm/0.13 Bls											10	0.458	
0.03%			La calibración del tanque y los cálculos fueron realizados de acuerdo al método Optistrat Section 2A-Measurement and Calibration of Upright Cylindrical Tanks by the Manual Tank Strapping Method, Section 2B-Calibration of Upright Cylindrical Tanks Using the Optical Reference Line Method, ASTM D-4738/90 Practice For Calibration Of Upright Cylindrical Tanks Using Optical Reference Line Method.										
FECHA DE CALIBRACION:	28/12/2010		REVISADO POR:					REP. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA					
AFORADO POR:													
	TOP. OSCAR FERNANDO VERA L. L.P. N° 01-11332		ING. ANA ISAVEL VARGAS CAMACHO Coordinador UEN Control de Calidad				ING. AURA MARIA LOPEZ 04427 CPIP						



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Tabla 76. Tabla de aforo TK-325

FONDO			CILINDRO PRINCIPAL												FRACCIONES	
NIVEL mm	VOLUMEN Bbl	INCREMENTO Bbl/mm	NIVEL Cm	VOL. Bbl	NIVEL Cm	VOL. Bbl	NIVEL Cm	VOL. Bbl	NIVEL Cm	VOL. Bbl	NIVEL Cm	VOL. Bbl	NIVEL Cm	VOL. Bbl	NIVEL Cm	VOLUMEN Bbl
0	144,78		0	144,78	220	1971,49	440	3798,02	660	5625,82	880	7455,06	1100	9285,80	1	8,31
			10	227,87	230	2064,48	450	3881,09	670	5708,92	890	7538,22	1110	9369,16	2	16,62
			20	311,04	240	2137,48	460	3964,16	680	5792,01	900	7621,39	1120	9452,46	3	24,93
			30	394,11	250	2220,47	470	4047,23	690	5875,10	910	7704,56	1130	9535,75	4	33,24
			40	477,22	260	2303,47	480	4130,29	700	5958,20	920	7787,78	1140	9619,05	5	41,55
			50	560,28	270	2386,46	490	4213,36	710	6041,29	930	7871,00	1150	9702,35	6	49,86
			60	643,32	280	2469,45	500	4296,43	720	6124,38	940	7954,22	1160	9785,65	7	58,17
			70	726,37	290	2552,45	510	4379,50	730	6207,54	950	8037,45	1170	9868,95	8	66,48
			80	809,42	300	2635,44	520	4462,57	740	6290,71	960	8120,67	1180	9952,25	9	74,79
			90	892,46	310	2718,44	530	4545,63	750	6373,88	970	8203,89	1190	10035,54		
			100	975,47	320	2801,43	540	4628,70	760	6457,05	980	8287,12	1200	10118,84		
			110	1058,48	330	2884,43	550	4711,79	770	6540,21	990	8370,34	1210	10202,14		
			120	1141,46	340	2967,42	560	4794,89	780	6623,38	1000	8453,56	1220	10285,44	1	0,83
			130	1224,49	350	3050,42	570	4877,98	790	6706,55	1010	8536,79	1230	10368,74	2	1,66
			140	1307,52	360	3133,48	580	4961,07	800	6789,72	1020	8620,01	1240	10452,03	3	2,49
			150	1390,52	370	3216,54	590	5044,17	810	6872,88	1030	8703,23	1250	10535,33	4	3,32
			160	1473,52	380	3299,61	600	5127,26	820	6956,05	1040	8786,45	1260	10618,63	5	4,16
			170	1556,51	390	3382,68	610	5210,35	830	7039,22	1050	8869,68	1270	10701,93	6	4,99
			180	1639,51	400	3465,75	620	5293,45	840	7122,39	1060	8952,90	1271	10710,26	7	5,82
			190	1722,50	410	3548,82	630	5376,54	850	7205,55	1070	9036,12			8	6,65
			200	1805,50	420	3631,88	640	5459,64	860	7288,72	1080	9119,35			9	7,48
			210	1888,49	430	3714,95	650	5542,73	870	7371,89	1090	9202,57				

Nelva- Calle 25 No 5 - 80 Sur. Tel. 8 602871
Nit. 81300008-8
E-mail: contacto@atpingenieria.com

TANQUE
K-325
PRODUCTO:
CRUDO

TANQUE CILIND. VERT. SOLDADO
 Altura de Referencia 13880 mm
 Capacidad Nominal 10710,26 Bbl
 Diametro Nominal 12958 mm
 Altura Nominal 12907 mm
 Altura Efectiva en la tabla 12710 mm
 API del producto almacenado 22.0 @ 60°F
 Temperat. Almacenamiento 100.0 °F
 Calibración a: Fondo
 Temperat. Base de Lamina 60 °F
 Tipo de Fondo Cónico
 Tipo de Techo Fijo
 Altura Dip Plate 190 mm

INCERTIDUMBRE ESTIMADA
 Factor de Cobertura K=2
 Nivel de Confianza 95%
 0,02%

La calibración del tanque y los cálculos fueron realizados de acuerdo al método Optistat Section 2A-Measurement Calibration of Upright Cylindrical Tanks by the Manual Tank Strapping Method, Section 2B-Calibration of Upright Cylindrical Tanks Using the Optical Reference Line Method, y el fondo con API MPMS Capitulo 2 Sección 2.2A, . y API STANDARD 653. Sección 10.5 Apéndice B.

FECHA DE CALIBRACION: 19/02/2014
 CALIBRADO Y CALCULADO POR:

REVISADO POR:

REP. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

TOP. OSCAR FERNANDO VERA L.
 L.P. N° 01-11332

Ing. EDGAR IVAN TOCARRUNCHO
 Coordinador UEN Control de Calidad

Ing. VICENTE HORMIZDA MOSQUERA



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Tabla 77. Tabla de aforo TK-326

															TANQUE K-326	
Nava- Calle 25 No 5 – 80 Sur. Tel. 8 602871 N°. 81300008-8 E-mail: contacto@atpingenieria.com															PRODUCTO: CRUDO	
FONDO			CILINDRO PRINCIPAL												FRACCIONES	
NIVEL mm	VOLUMEN Bbl	INCREMENTO Bbl/mm	NIVEL Cm	VOL. Bbl	NIVEL Cm	VOL. Bbl	NIVEL Cm	VOL. Bbl	NIVEL Cm	VOL. Bbl	NIVEL Cm	VOL. Bbl	NIVEL Cm	VOL. Bbl	NIVEL Cm	VOLUMEN Bbl
0	1,06		3,5	22,76	220	1822,50	440	3647,37	660	5473,68	880	7301,07	1100	9129,65	1	8,30
10	4,67	0,36	10	76,66	230	1905,42	450	3730,37	670	5556,71	890	7384,15	1110	9212,78	2	16,59
20	10,87	0,62	20	159,56	240	1988,35	460	3813,37	680	5639,74	900	7467,23	1120	9295,96	3	24,89
30	18,62	0,76	30	244,10	250	2071,27	470	3896,37	690	5722,76	910	7550,32	1130	9379,14	4	33,18
35	22,76	0,83	40	329,86	260	2154,20	480	3979,37	700	5805,79	920	7633,40	1140	9462,32	5	41,48
TANQUE CILIND. VERT. SOLDADO			50	412,77	270	2237,12	490	4062,37	710	5888,82	930	7716,51	1150	9545,50	6	49,78
Altura de Referencia			60	495,72	280	2320,04	500	4145,37	720	5971,85	940	7799,63	1160	9628,69	7	58,07
Capacidad Nominal			70	578,67	290	2402,97	510	4228,38	730	6054,88	950	7882,76	1170	9711,87	8	66,37
Diámetro Nominal			80	661,62	300	2485,89	520	4311,38	740	6137,91	960	7965,88	1180	9795,05	9	74,66
Altura Nominal			90	744,57	310	2568,82	530	4394,38	750	6220,99	970	8049,01	1190	9878,23		
Altura Efectiva en la tabla			100	827,51	320	2651,74	540	4477,38	760	6304,07	980	8132,14	1200	9961,41		
API del producto almacenado			110	910,46	330	2734,67	550	4560,38	770	6387,16	990	8215,26	1210	10044,59		
Temperat. Almacenamiento			120	993,36	340	2817,59	560	4643,39	780	6470,24	1000	8298,39	1220	10127,77		
Calibración a:			130	1076,26	350	2900,51	570	4726,42	790	6553,32	1010	8381,52	1230	10210,95		
Temperat. Base de Lamina			140	1159,15	360	2983,44	580	4809,45	800	6636,41	1020	8464,64	1240	10294,13		
Tipo de Fondo			150	1242,07	370	3066,37	590	4892,48	810	6719,49	1030	8547,77	1250	10377,31		
Tipo de Techo			160	1324,99	380	3149,37	600	4975,51	820	6802,57	1040	8630,89	1260	10460,49		
Altura Dip Plate			170	1407,92	390	3232,37	610	5058,54	830	6885,65	1050	8714,02	1270	10543,67		
			180	1490,81	400	3315,37	620	5141,56	840	6968,74	1060	8797,15	1280	10626,86		
			190	1573,73	410	3398,37	630	5224,59	850	7051,82	1070	8880,27	1289,5	10705,88		
			200	1656,65	420	3481,37	640	5307,62	860	7134,90	1080	8963,40				
			210	1739,57	430	3564,37	650	5390,65	870	7217,98	1090	9046,53				
INCERTIDUMBRE ESTIMADA			La calibración del tanque y los cálculos fueron realizados de acuerdo al método Optistat Section 2A-Measurement Calibration of Upright Cylindrical Tanks by the Manual Tank Strapping Method, Section 2B-Calibration of Upright Cylindrical Tanks Using the Optical Reference Line Method, y el fondo con API MPMS Capítulo 2 Sección 2.2A, . y API STANDARD 653. Sección 10.5 Apéndice B.													
Factor de Cobertura K=2																
Nivel de Confianza 95%																
0,02%																
FECHA DE CALIBRACION: 27/10/2014			REVISADO POR:				REP. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA									
CALIBRADO Y CALCULADO POR:																
TOP. OSCAR FERNANDO VERA L. L.P. N° 01-11332			Ing. EDGAR IVAN TOCARRUNCHO Coordinador UEN Control de Calidad				Ing. VICENTE HORMIZDA MOSQUERA									

**MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1****PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS****MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS****Elaborado
09/02/2015****Versión:
1****Tabla 78. Resumen de capacidades de las vasijas de la estación**

Descripción	Cantidad	Capacidad unitaria	Capacidad total	Unidades
Separadores generales	2	12.000	24.000	BFPD
Separadores de prueba	2	1.500	3.000	BFPD
Calentador H-65-001	1	15.000	15.000	BFPD
Calentador V-308	1	10.000	10.000	BFPD
Gun barrel	2	5.000	10.000	BBLS
Tanques de almacenamiento	2	10.000	20.000	BBLS
Tanque 65-003	1	3.000	3.000	BBLS
Tanque 65-004	1	1.600	1.600	BBLS
Filtro Wemco	1	12.000	12.000	BWPD
Tanques de prueba	2	350	700	BBLS



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

5.5 Hojas de seguridad de las sustancias químicas empleadas en la estación

5.5.a. Hoja de seguridad del Trietilenglicol

Brenntag Colombia S.A.
Connecting Chemistry
Brenntag Colombia S.A.

BRENTAG
BRENNTAG

Página 1

Certificado de Análisis

Producto:	TRJET.00	TRITILENGLICOL	
Fecha Revisión:	15/07/2015	Fecha de Envío:	15/07/2015
Cliente:	...		
Lote:	04210752E		

Análisis	Resultados	Especificación
Gravedad Especifica a 20/20°C	1,1261	1.123 - 1.128
Pureza, %	99,585	99.5 mín.
Dietilen Glycol, %	0,0356	0.1 máx.
Acidez, ppm	8	50 máx.
Agua, %	0,004	0.1 máx.
Color, Pt-Co	3	25 máx.
Apariencia	PASA	Clara y libre de

Observaciones:

Los anteriores resultados están basados en los reportados por nuestro proveedor.
 Fecha de producción: 07/2015
 Fecha de vencimiento: 07/2017
 Proveedor: DOW
 KJOS



NIT 860.002.590-3

IMPORTADOR - PRODUCTOR

OFICINAS DE VENTAS
 CARRERA 15 N° 93A-84 OFICINA B06
 CARRIERA TRONCAL OCCIDENTE KM. 13
 CALLE 30 N° 15-380 AUTOPISTA AL AEROPUERTO
 CALLE 13 N° 32-150 ARROYOHONDO
 CALLE 50 N° 40-84 AUTOPISTA SUR (ITAGUI)
 YUMBO:
 ITAGUI:
 serviciencolombia@brenntagla.com

TELEFONO 461 3600 FAX 461 3601
 TELEFONO 254 0420 FAX 254 0463
 TELEFONO 366 9500 FAX 366 9500
 TELEFONO 691 0800 FAX 690 4029
 TELEFONO 375 9980 FAX 375 5661





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

Página 1 de 2

ConnectingChemistry
Brenntag Colombia S.A.

Ultima Revisión:
19/05/2015

BRENTTAG

TARJETA DE EMERGENCIA

TRIEILEN GLICOL



SECCIÓN 1: PRODUCTO QUÍMICO E IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA

Nombre del Producto: TRIEILEN GLICOL
Sinónimos: 1,2-bis(2-hidroxietoxi) etano; Glicol bis (hidroxietil) éter; Triglicol; TEG; 3,6-
Fórmula: C6H14O4
Número Interno:
Número UN: N.R.
Clase UN: 9

Compañía que desarrolló la Hoja de Seguridad: Esta hoja de datos de seguridad es el producto de la recopilación de información de diferentes bases de datos desarrolladas por entidades Internacionales con el tema. La alimentación de la información fue realizada por el Concejo Colombiano de Seguridad, Carrera 20 No 39-63 Teléfono (571)2884367. Fax: (571) 2884367- Bogotá, D.C. Colombia
Teléfonos de emergencia: CISEPROQUIM :018000916012/2886012 - CISTEMA :018000511414 BRENTTAG: 2940420

SECCIÓN 2: IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS

VISIÓN GENERAL SOBRE LAS EMERGENCIAS:

Riesgo de aspiración si es tragado. Puede entrar en los pulmones y causar daño. Puede causar irritación de los ojos y la piel. Puede causar irritación de la vía digestiva con náusea, vómito y diarrea. La inhalación de vapores puede causar la irritación de los pulmones.

EFFECTOS ADVERSOS POTENCIALES PARA LA SALUD:

Inhalación: Inhalación de vapores o niebla de este material puede causar la irritación del tracto respiratorio, dolor de cabeza, náuseas y somnolencia. En áreas poco ventiladas puede resultar inconciencia o asfixia

Ingestión: Puede causar irritación del tracto gastrointestinal con náusea, vómito y diarrea. Posible riesgo de aspiración.

Piel: El contacto mínimo no es irritante. Puede causar irritación caracterizada por enrojecimiento, resequedad e inflamación

Ojos: Puede causar irritación, se puede experimentar incomodidad temporal. Los vapores no son irritantes

Efectos crónicos: Posible irritación de la piel.

SECCIÓN 3: CONTROLES DE EXPOSICION Y PROTECCION PERSONAL

Controles de ingeniería: Ventilación: Usar medidas de orden técnico para mantener las concentraciones atmosféricas por debajo de los límites de exposición. Si no existen valores límites de exposición aplicables o guías, usar solamente una ventilación adecuada. Puede ser necesaria la ventilación local en algunas operaciones.

EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL:

Protección de los ojos y rostro: Utilice gafas de seguridad (con protección lateral). Si existe la posibilidad de que una exposición a las partículas pueda causar molestias a los ojos, use gafas tipo motorista.

Protección de piel: Cuando pueda tener lugar un contacto prolongado o repetido frecuentemente, usar ropa protectora químicamente resistente a este material. La elección de las prendas específicas, como pantalla facial, guantes, botas, delantal o traje completo dependerán de la operación. Cuando se maneje el material caliente, deberá protegerse la piel, tanto de quemaduras térmicas como de absorción cutánea. Utilizar guantes químicamente resistentes a este material cuando pueda darse un contacto prolongado o repetido con frecuencia. Si las manos están cortadas o arañadas, utilizar guantes químicamente resistentes a este material incluso para exposiciones breves. Utilice guantes con aislante aplicable a la protección térmica cuando se juzgue necesario Ejemplos de materiales de barrera preferidos para guantes incluyen: Caucho de butilo Caucho natural ("látex") Neopreno. Caucho de nitrilo/butadieno ("nitrilo" o "NBR") Polietileno. Alcohol Etil Vinílico laminado (EVAL) Alcohol poli vinílico ("PVA") Cloruro de Polivinilo ("PVC" ó vinilo) NOTA: La selección de un guante específico para una aplicación determinada y su duración en el lugar de trabajo debería tener en consideración los factores relevantes del lugar de trabajo tales como, y no limitarse a: Otros productos químicos que pudieran manejarse, requisitos físicos (protección contra cortes/pinchazos, destreza, protección térmica), alergias potenciales al propio material de los guantes, así como las instrucciones/ especificaciones dadas por el suministrador de los guantes.



OFICINAS DE VENTAS

BOGOTÁ OFICINA ADMINISTRATIVA: CALLE 15 N° 93A-84 OFICINA 408
BOGOTÁ: CALLE 15 N° 93A-84 OFICINA 408
BARRANQUILLA: CALLE 15 N° 93A-84 OFICINA 408
YUNIBUÉ: CALLE 15 N° 93A-84 OFICINA 408

TELEFONO 051 9820
TELEFONO 294 0420
TELEFONO 368 9500
TELEFONO 691 0830
TEL 375 5890

FAX 051 3901
FAX 294 0465
FAX 368 9500
FAX 690 4029
FAX 375 5891



http://www.brenntag.com/colombia/ingles/emergencias.html?hd=2208
serviciotecnicocolombia@brenntag.com



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Página 2 de 2

Connecting Chemistry

Brenntag Colombia S.A.

BRENNTAG

Protección respiratoria: Una protección respiratoria debería ser usada cuando existe el potencial de sobrepasar los límites de exposición requeridos o guías. En el caso de que no existan guías o valores límites de exposición requeridos aplicables, use protección respiratoria cuando los efectos adversos, tales como irritación respiratoria o molestias hayan sido manifestadas, o cuando sea indicado por el Proceso de evaluación de riesgos. En ambientes con niebla, utilice una mascarilla de niebla homologada. Los tipos de mascarillas respiratorias siguientes deberían ser eficaces: Cartucho para vapor orgánico con un pre-filtro de partículas.

Protección en caso de emergencia: Equipo de respiración autónomo (SCBA) y ropa de protección TOTAL

SECCIÓN 4: ESTABILIDAD Y REACTIVIDAD

Estabilidad química: Térmicamente estable a temperaturas normales de utilización

Condiciones a evitar: La exposición a temperaturas elevadas puede originar la descomposición del producto. La generación de gas durante la descomposición puede originar presión en sistemas cerrados.

Incompatibilidad con otros materiales: Evitar el contacto con: Ácidos fuertes. Bases fuertes. Oxidantes fuertes

Productos de descomposición peligrosos: Los productos de descomposición dependen de la temperatura, el suministro de aire y la presencia de otros materiales. Los productos de descomposición pueden incluir, sin limitarse a: Aldehídos. Alcoholes. Éteres.

Polimerización peligrosa: No ocurrirá.

SECCIÓN 5: PROCEDIMIENTOS DE PRIMEROS AUXILIOS

Inhalación: Remover a la víctima al aire fresco. Si es necesario, administrar oxígeno medicinal. Obtener atención médica inmediata.

Ingestión: Lavar la boca con agua. Si está consciente, suministrar abundante agua. No inducir el vómito, si éste se presenta inclinar la víctima hacia adelante. Buscar atención médica inmediatamente. Si está inconsciente no dar a beber nada.

Piel: Enjuague inmediatamente el área contaminada con agua al menos 20 a 30 minutos. Bajo agua corriente, quitar artículos de cuero, calzado y ropa contaminada. Buscar atención médica inmediata

Ojos: Inmediatamente enjuagar el(los) ojo(s) contaminados con agua tibia, que fluya suavemente durante al menos 20-30 minutos, Manteniendo los párpados abiertos. Buscar atención médica inmediata

Nota para los médicos: Después de proporcionar los primeros auxilios, es indispensable la comunicación directa con un médico especialista en toxicología, que brinde información para el manejo médico de la persona afectada, con base en su estado, los síntomas existentes y las características de la sustancia química con la cual se tuvo contacto

SECCIÓN 6: MEDIDAS EN CASO DE INCENDIO

Punto de inflamación (°C): 177 ° C (Copa cerrada)

Temperatura de autoignición (°C): 349 °C

Límites de inflamabilidad (%V/V): 0.9 a 9.2

Peligros de incendio y/o explosión: Evitar toda fuente de ignición cercana.

Medios de extinción: Agua en forma de rocío, espuma de alcohol, polvo químico seco o dióxido de carbono

Productos de la combustión: Dióxido de carbono, monóxido de carbono, aldehídos irritantes y cetonas. El calentamiento en presencia de aire puede producir aldehídos, ácidos y cetonas

Precauciones para evitar incendio y/o explosión: Evitar toda fuente de ignición cercana.

Instrucciones para combatir el fuego: Evacuar o aislar el área de peligro. Restringir el acceso a personas innecesarias y sin la debida protección. Ubicarse a favor del viento. Usar equipo de protección personal.

SECCIÓN 7: MEDIDAS EN CASO DE VERTIDO ACCIDENTAL

Evacuar o aislar el área de peligro. Restringir el acceso a personas innecesarias y sin la debida protección. Ubicarse a favor del viento. Usar equipo de protección personal. Ventilar el área. Eliminar toda fuente de ignición. Usar agua en forma de rocío para reducir los vapores. Recoger el material utilizando arena o material inerte. Evitar que el material contamine fuentes de agua



OFICINAS DE VENTAS

NIT 860.002.590-3

IMPORTADOR - PRODUCTOR

BOGOTÁ OFICINA ADMINISTRATIVA

CARRERA 15 N° 83A-84 OFICINA 608

TELÉFONO 661 3600

FAX 661 3601

BOGOTÁ:

CARRERETA TROPICAL OCCIDENTE KM 19

TELÉFONO 294 0400

FAX 294 0403

BARRANQUILLA:

CALLE 30 N° 15-060 AUTOPISTA AL AEROPUERTO

TELÉFONO 366 9500

FAX 366 9500

VALLE:

CALLE 13 N° 33-150 APPROVONONDO

TELÉFONO 691 0800

FAX 690 4029

COLOMBIA:

serviciotecnicolombia@brenntagla.com

TELÉFONO 376 5680

FAX 376 5661



5.6 Balance de gas

**MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1****PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS****MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS****Elaborado
09/02/2015****Versión:
1**

El gas llega a la estación junto con la producción de los pozos productores y adicionalmente el gas de los pozos Chaparero y Espino cuya producción se habilita según se considere necesario; una vez tratado el gas, es destinado al sistema de generación de energía eléctrica, inyección en la formación, gas lift, ventas al centro de generación LOS PINOS y una fracción mínima a quema en las teas.

Tabla 79. Balance de disposición mensual del gas

Gas	KPC	Porcentaje
Total producido	116426	100%
A generación eléctrica	37238	32%
A inyección en formación	13556	12%
A estación LOS PINOS y Centro Generación LOS PINOS	61811	53%
A teas	3820	3%

**MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1****PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS****MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS****Elaborado
09/02/2015****Versión:
1****5.7 Balance de inyección de agua**

La estación VENADO 1 recibe un caudal de agua que oscila entre los 3800 y 4500 barriles diarios, según varíen las condiciones operativas, y requerimientos de inyección; el campo cuenta con los pozos captadores Tigre 1 y Tigre 2, cuyas capacidades de producción son alrededor de 1100 barriles diarios de agua; dicha producción se suma al agua asociada que se separa del crudo, la cual está alrededor de los 3000 barriles diarios.

El total del agua producida por el campo se inyecta en la formación como método de recobro secundario, siendo de aproximadamente 4500 barriles diarios.

Con el propósito de suplir la demanda de inyección es posible habilitar o restringir la producción de los pozos captadores, manteniendo de esta manera la demanda de inyección.

Tabla 80. Balance de inyección de agua

AGUA	Estimado de barriles por día	Porcentaje estimado
Pozos Captadores	1100	27%
Agua asociada	3000	73%
A inyección en formación	4100	100%



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

ÍNDICE DE FOTOGRAFÍAS

Fotografía 1. Vista general de la estación VENADO 1	12
Fotografía 2. Computadora de bolsillo	15
Fotografía 3. Múltiple de la estación	20
Fotografía 4. Múltiple de la Ye	28
Fotografía 5. Múltiple Base Narváez	29
Fotografía 6. Múltiples auxiliares.....	30
Fotografía 7. Trampas de recepción dentro de la estación	32
Fotografía 8. Trampa del oleoducto VENADO - LOS PINOS	33
Fotografía 9. Indicador de paso para raspadores.....	34
Fotografía 10. Casetas de inyección de químicos.....	37
Fotografía 11. Bombas dosificadoras / Tanques almacenadores (bulk drum)	37
Fotografía 12. Área de separadores.....	39
Fotografía 13. Válvulas en la salida de emulsión (LCV) y salida de gas (PCV)	42
Fotografía 14. Válvulas de seguridad (PSV) de los separadores generales	43
Fotografía 15. Válvula de shutdown (ESDV)	43
Fotografía 16. Sistema de prueba	47
Fotografía 17. Medidor de platina de orificio	49
Fotografía 18. Registrador de presión de carta circular diaria	50
Fotografía 19. Calentador principal (H-65-001).....	56
Fotografía 20. Quemador y pilotos	59
Fotografía 21. Válvulas de solenoide en las líneas de gas combustible para quemadores y pilotos	60
Fotografía 22. Motor eléctrico y transformador	60
Fotografía 23. Controladores	61
Fotografía 24. Área de gun barrels y botas de gas	65
Fotografía 25. Válvula controladora de nivel de interfase	70
Fotografía 26. Bombas P-65-001-A y P-65-001-B	70
Fotografía 27. Tanques de almacenamiento	75
Fotografía 28. Bombas booster (D-319-A y D-319-B) para llenado de los tanques	77
Fotografía 29. Arreglo de switch de nivel	79
Fotografía 30. Válvula de presión y vacío, válvula de seguridad y transmisor de nivel	79
Fotografía 31. Switch de presiones límites (Murphy)	81
Fotografía 32. Amortiguador de flujo (dampener)	81
Fotografía 33. Switch y registrador de presión en el oleoducto	82
Fotografía 34. Cupón para monitoreo de corrosión	83
Fotografía 35. Piscinas API y de oxidación.....	89
Fotografía 36. Caja de aceites y aguas lluvias	91
Fotografía 37. Decantador (DC-65-005)	92
Fotografía 38. Bombas de recirculación del decantador.....	94
Fotografía 39. Bombas de recuperación de crudo	97
Fotografía 40. Bombas de recuperación de agua	98
Fotografía 41. Tanque de borras	99
Fotografía 42. Sumidero de tanques de fiscalización.....	100
Fotografía 43. Sala de control	iError! Marcador no definido.
Fotografía 44. RTU de los separadores/calentador/filtro de cáscara de nuez	iError! Marcador no definido.
Fotografía 45. Controlador de operaciones remotas.....	iError! Marcador no definido.
Fotografía 46. Sistema de compresión y suministro de aire	102



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

Fotografía 47. Motocompresores de aire	103
Fotografía 48. Acumulador de aire secundario (área de generadores)	105
Fotografía 49. Área de cargue y descargue	106
Fotografía 50. Bombas booster	107
Fotografía 51. Tanque TK-250-2	108
Fotografía 52. Válvula para cargue o descargue de vehículos cisterna	108
Fotografía 53. Área de compresores	111
Fotografía 54. Scrubber general (V-104)	113
Fotografía 55. Indicador de nivel del scrubber general	115
Fotografía 56. Compresor de gas (C3)	116
Fotografía 57. Switch de presión	119
Fotografía 58. Panel de control (C1)	120
Fotografía 59. Planta de deshidratación de gas	125
Fotografía 60. Torre contactora	127
Fotografía 61. Intercambiador térmico gas - gas	129
Fotografía 62. Válvula de estrangulamiento	130
Fotografía 63. Scrubber de venta	131
Fotografía 64. Válvulas de control de nivel	133
Fotografía 65. Tren de medición para gas de venta	133
Fotografía 66. Sistema de regeneración de glicol	140
Fotografía 67. Filtro de alta presión	142
Fotografía 68. Bomba principal de glicol	142
Fotografía 69. Separador de liberación instantánea (separador flash)	144
Fotografía 70. Rehervidor de glicol (Reboiler)	146
Fotografía 71. Sistema para consumo de gas en el rehervidor	148
Fotografía 72. Área de scrubbers de consumo	151
Fotografía 73. Válvulas de estrangulamiento previas al scrubber de consumo	154
Fotografía 74. Controlador, switch y válvula para control de líquidos en el V-113	155
Fotografía 75. Válvula reguladora – reductora de presión	158
Fotografía 76. Trampas de condensados	159
Fotografía 77. Área de los generadores eléctricos (G1, G2 y G3)	159
Fotografía 78. Válvula reguladora de presión del suministro del motor	160
Fotografía 79. Filtro y visor de nivel de aceite	160
Fotografía 80. Generador eléctrico	161
Fotografía 81. Scrubbers de las teas	169
Fotografía 82. Bombas de drenaje de los scrubbers	171
Fotografía 83. Teas de alta y baja presión	172
Fotografía 84. Controladores de los pilotos / poleas de los pilotos	173
Fotografía 85. Isla 9	178
Fotografía 86. Bombas de recirculación del tanque clarificador	181
Fotografía 87. Bombas P-65-003 1 y 2	181
Fotografía 88. Filtro de cáscara de nuez	182
Fotografía 89. Panel de control / Válvula automática / Motobomba de fluidización	191
Fotografía 90. Tanque clarificador	192
Fotografía 91. Bombas de transferencia de agua clarificada hacia las islas de inyección	194
Fotografía 92. Tanques de cabeza	201
Fotografía 93. Filtros de partículas	202
Fotografía 94. Bombas booster de inyección	202



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

Fotografía 95. Motor de combustión interna / zona posterior de la bomba en donde se ubican la cámara de succión y la de empuje	203
Fotografía 96. Bombas presurizadoras.....	205
Fotografía 97. Piscina contraincendios	206
Fotografía 98. Válvula de alivio.....	207
Fotografía 99. Sistema de inyección de espuma.....	210
Fotografía 100. Tanque almacenador de concentrado espumante.....	211
Fotografía 101. Motobombas de concentrado (eléctrica/combustión interna)	211
Fotografía 102. Válvula de exceso / Proporcionador de espuma por balanceo de presión / Generador de espuma de alta contrapresión	212
Fotografía 103. Hidrantes monitores con facilidad para producción de espuma	215
Fotografía 104. Anillo refrigerante del gun barrel TK-301-A.....	216
Fotografía 105. Vertedores de espuma GB-65-001 y TK-301-A.....	216
Fotografía 106. Proporcionador de espuma balanceado por presión.....	217
Fotografía 107. Generador de espuma de alta contrapresión	218
Fotografía 108. Aspersor	218



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Procesos de la estación Venado 1	16
Figura 2. Distribución de los múltiples de recolección	19
Figura 3. Múltiple general	21
Figura 4. Múltiple Isla 2	22
Figura 5. Múltiple Isla 1	23
Figura 6. Múltiple Isla N2.....	24
Figura 7. Múltiple Isla H.....	25
Figura 8. Múltiple Isla G	26
Figura 9. Múltiple Isla 6.....	27
Figura 10. Múltiple de la Ye.....	28
Figura 11. Líneas y válvulas del múltiple Base Narváez.....	29
Figura 12. Múltiple selector del gun barrel	30
Figura 13. Múltiple selector del calentador	31
Figura 14. Sistema de trampas para raspadores	33
Figura 15. Diagrama del proceso de tratamiento y almacenamiento de crudo.....	35
Figura 16. Sistema de inyección de Químicos	36
Figura 17. Diagrama del sistema de separación	40
Figura 18. Vista interna del separador bifásico	41
Figura 19. Líneas y válvulas de los separadores generales (V-301 y V-302)	41
Figura 20. Diagrama de instrumentos y válvulas para los separadores generales.....	45
Figura 21. Sistema de prueba	48
Figura 22. Líneas, válvulas e instrumentos asociados a los separadores de prueba	49
Figura 23. Líneas y válvulas de los tanques de prueba TK-350-1 y TK-350-2.....	51
Figura 24. Bombas de circulación para los tanques de prueba D-319-A/B	51
Figura 25. Válvulas e instrumentos para los separadores de prueba bifásicos V-303 y V-304.....	52
Figura 26. Válvulas e instrumentos para los separadores de prueba TK-350-1 y TK-350-2	53
Figura 27. Válvulas e instrumentos para las bombas de prueba	54
Figura 28. Sistema de calentamiento	57
Figura 29. Líneas y válvulas asociadas al calentador principal H-65-001	58
Figura 30. Subsistema de ignición.....	59
Figura 31. Diagrama de válvulas para el calentador H-65-001.....	62
Figura 32. Diagrama de válvulas para el subsistema de ignición de los quemadores 1 y 2.....	63
Figura 33. Sistema de deshidratación	66
Figura 34. Bota de gas	67
Figura 35. Vista interna del gun barrel (GB-65-001).....	68
Figura 36. Diagrama del gun barrel (TK-301-A)	69
Figura 37. Diagrama de válvulas e instrumentos asociados a la bota de gas.....	71
Figura 38. Válvulas e instrumentos del gun barrel TK-301-A	72
Figura 39. Válvulas e instrumentos asociados a las bombas P-65-001-A/B.....	73
Figura 40. Sistema de almacenamiento	76
Figura 41. Tanques de almacenamiento (TK-325 y TK-326)	78
Figura 42. Bombas para despacho de crudo al oleoducto	80
Figura 43. Válvulas ubicadas en el área de las bombas booster	84
Figura 44. Válvulas asociadas a los tanques de fiscalización (TK-325 y TK-326).....	85
Figura 45. Área de las bombas de despacho.....	86
Figura 46. Válvulas asociadas a las bombas de despacho.....	87
Figura 47. Sistema general de manejo de aguas aceitosas	90



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

Figura 48. Diagrama de líneas y válvulas asociadas al decantador	93
Figura 49. Vista de planta del lecho de secado.	95
Figura 50. Vista de planta de las piscinas API.....	96
Figura 51. Vista de planta de las piscinas de oxidación	97
Figura 52. Diagrama de las válvulas asociadas al decantador (DC-65-005)	101
Figura 53. Sistema de control y monitoreo de instrumentos	iError! Marcador no definido.
Figura 54. Pantalla principal del supervisorio.....	iError! Marcador no definido.
Figura 55. Área 1.....	iError! Marcador no definido.
Figura 56. Área 2.....	iError! Marcador no definido.
Figura 57. Área 3.....	iError! Marcador no definido.
Figura 58. Pantalla – Inicio	iError! Marcador no definido.
Figura 59. Pantalla – “Producción”	iError! Marcador no definido.
Figura 60. Pantalla – “Compresores”	iError! Marcador no definido.
Figura 61. Pantalla – “General LOS PINOS”	iError! Marcador no definido.
Figura 62. Pantalla – “Uso del Gas”	iError! Marcador no definido.
Figura 63. Pantalla – “LACT LOS PINOS”.....	iError! Marcador no definido.
Figura 64. Pantalla – “Scrubber Teas”	iError! Marcador no definido.
Figura 65. Pantalla – “Alarmas”	iError! Marcador no definido.
Figura 66. Pantalla – “Arquitectura”	iError! Marcador no definido.
Figura 67. Pantalla – “Tendencia”	iError! Marcador no definido.
Figura 68. Pantalla – Gun barrel, ventana - LCV	iError! Marcador no definido.
Figura 69. Pantalla – “Gun Barrel TK-301-A”	iError! Marcador no definido.
Figura 70. Pantalla – “Calentador”	iError! Marcador no definido.
Figura 71. Pantalla – “Tanque Stage TA-65003 y TA-65004”	iError! Marcador no definido.
Figura 72. Pantalla – “Tanques de prueba”.....	iError! Marcador no definido.
Figura 73. Pantalla – “Filtro Wemco”	iError! Marcador no definido.
Figura 74. Pantalla – “Tanque Decantador TA-65005”	iError! Marcador no definido.
Figura 75. Sistema de compresión y suministro de aire.	103
Figura 76. Acumuladores primarios.....	104
Figura 77. Válvulas y Líneas en el área de las bombas booster	107
Figura 78. Ubicación de las válvulas e instrumentos en el área de las bombas booster D-319-A/B ...	109
Figura 79. Proceso general para manejo y disposición del gas	110
Figura 80. Sistema de compresión	112
Figura 81. Líneas y válvulas del scrubber general	114
Figura 82. Funcionamiento de una etapa de compresión	117
Figura 83. Funcionamiento del compresor.....	117
Figura 84. Ubicación de las válvulas e instrumentos del scrubber general	121
Figura 85. Válvulas e instrumentos en el área de los compresores	122
Figura 86. Ubicación de las válvulas en el área de los compresores.....	123
Figura 87. Equipos del sistema de deshidratación	126
Figura 88. Válvulas y líneas de la torre contactora	128
Figura 89. Válvulas y líneas del intercambiador térmico Gas-Gas	130
Figura 90. Válvulas y líneas del scrubber de venta	132
Figura 91. Válvulas e instrumentos del tren de medición de gas de venta	134
Figura 92. Válvulas e instrumentos en el área de la torre contactora	135
Figura 93. Válvulas e instrumentos en el área del intercambiador térmico gas-gas.....	136
Figura 94. Válvulas e instrumentos en el área del scrubber de venta	138
Figura 95. Válvulas e instrumentos en el área del tren de medición para gas de venta	139
Figura 96. Funcionamiento del sistema de regeneración de glicol.....	141

**MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1****PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS****MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS****Elaborado
09/02/2015****Versión:
1**

Figura 97. Funcionamiento del intercambiador térmico glicol rico- glicol pobre	143
Figura 98. Funcionamiento del separador de liberación instantánea.....	144
Figura 99. Funcionamiento interno del rehervidor	147
Figura 100. Válvulas y líneas del rehervidor	147
Figura 101. Válvulas y líneas del sistema para consumo de gas del rehervidor	148
Figura 102. Válvulas e instrumentos del regenerador glicol	149
Figura 103. Válvulas e instrumentos del separador de liberación instantánea	150
Figura 104. Funcionamiento del sistema de gas combustible	152
Figura 105. Líneas y válvulas en el scrubber de consumo	153
Figura 106. Líneas y válvulas en el scrubber V-113.....	154
Figura 107. Líneas y válvulas en el scrubber V-214.....	156
Figura 108. Líneas y válvulas en él múltiple de gas combustible	157
Figura 109. Vista interna del filtro de gas combustible.....	157
Figura 110. Líneas y válvulas de los filtros de gas combustible	158
Figura 111. Condiciones normales de operación de las válvulas del scrubber de consumo	162
Figura 112. Condiciones normales de operación de las válvulas del scrubber V-113	163
Figura 113. Condiciones normales de operación de las válvulas del scrubber V-214	164
Figura 114. Ubicación de las válvulas e instrumentos del múltiple de gas combustible	165
Figura 115. Ubicación de las válvulas e instrumentos de los filtro/separadores de gas combustible ..	166
Figura 116. Funcionamiento del sistema de teas	167
Figura 117. Funcionamiento de los colectores de las teas.....	168
Figura 118. Líneas, válvulas e instrumentos del scrubber de baja presión	170
Figura 119. Líneas, válvulas e instrumentos del scrubber de alta presión	171
Figura 120. Líneas y válvulas de las bombas de drenaje de los scrubbers	172
Figura 121. Ubicación de las válvulas en el área de scrubber de baja presión	174
Figura 122. Ubicación de las válvulas en el área de scrubber de alta presión	175
Figura 123. Ubicación de las válvulas en el área de las bombas de drenaje	176
Figura 124. Sistemas asociados al proceso de manejo de aguas	177
Figura 125. Vista interna del tanque clarificador	179
Figura 126. Líneas, válvulas e instrumentos del tanque clarificador.....	180
Figura 127. Vista interna y partes del filtro de cáscara de nuez	183
Figura 128. Operación normal del filtro de cáscara de nuez.....	184
Figura 129. Etapa de primera sedimentación.....	185
Figura 130. Etapa de primera fluidización	186
Figura 131. Etapa de descarga del retrolavado	187
Figura 132. Etapa de segunda fluidización	188
Figura 133. Etapa de segunda sedimentación.....	189
Figura 134. Etapa de normalización	190
Figura 135. Líneas, válvulas e instrumentos asociados al tanque clarificador	193
Figura 136. Ubicación de las válvulas e instrumentos asociados al tanque clarificador	195
Figura 137. Ubicación de las válvulas e instrumentos de las bombas asociadas al tanque clarificador	196
Figura 138. Ubicación de las válvulas e instrumentos asociados al filtro de cáscara de nuez	197
Figura 139. Ubicación de las válvulas e instrumentos asociados al tanque de agua clarificada	198
Figura 140. Ubicación de las válvulas e instrumentos asociados a las bombas de transferencia de agua a inyección	199
Figura 141. Funcionamiento del sistema de inyección de agua.....	200
Figura 142. Equipos de inyección en cada una de las islas.....	201
Figura 143. Proceso contraincendios	204
Figura 144. Área de bombas presurizadoras.....	206



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

Figura 145. Válvulas en el área de las bombas presurizadoras..... 208
Figura 146. Válvulas en el área de inyección de espuma 213
Figura 147. Sistema de distribución para control de incendios 214
Figura 148. Múltiple para inyección de espuma en los tanques de fiscalización 217
Figura 149. Condiciones normales de operación del múltiple para inyección de espuma en los tanques de fiscalización 219



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
09/02/2015

Versión:
1

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Condiciones normales de operación de las válvulas del múltiple general	31
Tabla 2. Tasas de inyección de química	38
Tabla 3. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de los separadores generales V-301 y V-302	45
Tabla 4. Datos de operación para cada uno de los separadores.....	46
Tabla 5. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de los separadores de prueba V-303 y V-304.....	52
Tabla 6. Datos de operación para cada uno de los separadores de prueba V-303 y V-304	53
Tabla 7. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de los tanques de prueba TK-350-1 y TK-350-2.	54
Tabla 8. Datos de operación para los tanques de prueba TK-350-1 y TK-350-2	54
Tabla 9. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de las bombas de prueba	55
Tabla 10. Datos de operación para las bombas de prueba	55
Tabla 11. Condiciones normales de operación de las válvulas asociadas al calentador	62
Tabla 12. Datos de operación del calentador H-65-001	63
Tabla 13. Condiciones normales de operación de las válvulas asociadas al subsistema de ignición de los quemadores 1 y 2.....	64
Tabla 14. Condiciones normales de operación de las válvulas asociadas a la bota de gas	71
Tabla 15. Condiciones normales de operación de las válvulas asociadas al gun barrel.....	72
Tabla 16. Condiciones normales de operación de las válvulas asociadas a las bombas	73
Tabla 17. Condiciones de operación de las válvulas asociadas a las bombas booster	84
Tabla 18. Condiciones normales de operación de las válvulas asociadas a los tanques de almacenamiento (tk-325 y tk-325)	85
Tabla 19. Datos de operación para los tanques de almacenamiento TK-325 y TK-326	86
Tabla 20. Condiciones de operación de las válvulas asociadas a las bombas de despacho, durante el proceso de despacho.....	87
Tabla 21. Condiciones de operación de las válvulas asociadas al decantador (DC-65-005)	101
Tabla 22. Ubicación y propósito de los acumuladores de aire secundarios	105
Tabla 23. Condiciones normales de operación de las válvulas en el área de las bombas booster D-319-A/B.....	109
Tabla 24. Protecciones asociadas a los compresores reciprocantes	118
Tabla 25. Condiciones normales de operación del scrubber general V-104	122
Tabla 26. Condiciones normales de operación para las válvulas de los compresores de gas.....	123
Tabla 27. Límites operacionales del compresor C1	124
Tabla 28. Límites operacionales de los compresores C2, C3, y C5	124
Tabla 29. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de la torre contactora	136
Tabla 30. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del intercambiador térmico gas-gas	137
Tabla 31. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del scrubber de venta	138
Tabla 32. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del scrubber de venta	139
Tabla 33. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de regeneración de glicol.....	150



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

Tabla 34. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del separador de liberación instantánea	150
Tabla 35. Condiciones normales de operación de las válvulas del scrubber de consumo	162
Tabla 36. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del scrubber V-214	163
Tabla 37. Datos de operación para el Scrubber V-113	164
Tabla 38. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del scrubber V-214	165
Tabla 39. Especificaciones técnicas del scrubber V-214.....	165
Tabla 40. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del scrubber V-113	165
Tabla 41. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del scrubber V-113	166
Tabla 42. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del scrubber de baja presión.....	174
Tabla 43. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del scrubber de alta presión.....	175
Tabla 44. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de las bombas de drenaje	176
Tabla 45. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del tanque clarificador	195
Tabla 46. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de las bombas asociadas al tanque clarificador	196
Tabla 47. Condiciones normales de operación de las válvulas automáticas ubicadas en el área del filtro de cáscara de nuez, durante cada una de las etapas del retrolavado	197
Tabla 48. Condiciones normales de operación de las válvulas manuales del filtro de cáscara de nuez	198
Tabla 49. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del tanque de agua clarificada	199
Tabla 50. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del tanque de agua clarificada	199
Tabla 51. Condiciones normales de operación para las válvulas de las bombas presurizadoras	209
Tabla 52. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de inyección de espuma	213
Tabla 53. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de inyección de espuma	219
Tabla 54. Datos normales de operación de los pozos productores	220
Tabla 55. Valores a registrar en cada una de las tareas que hacen parte de la ronda estructurada ...	222
Tabla 56. Características de las líneas de flujo que ingresan al múltiple general dentro de la estación	226
Tabla 57. Características de las líneas de flujo correspondientes a la isla 2	226
Tabla 58. Características de las líneas de flujo correspondientes al múltiple de la isla 2	227
Tabla 59. Características de las líneas de flujo correspondientes a la isla 1	227
Tabla 60. Características de las líneas de flujo correspondientes al múltiple de isla 1.....	227
Tabla 61. Características de las líneas de flujo correspondientes a la isla N2	228
Tabla 62. Características de las líneas de flujo correspondientes al múltiple de isla N2	228
Tabla 63. Características de las líneas de flujo correspondientes a la isla H	228
Tabla 64. Características de las líneas de flujo correspondientes al múltiple de isla H	228
Tabla 65. Características de las líneas de flujo correspondientes a la isla G	229
Tabla 66. Características de las líneas de flujo correspondientes al múltiple de isla G	229



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 1

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
09/02/2015**

**Versión:
1**

Tabla 67. Características de las líneas de flujo correspondientes a la isla N1	229
Tabla 68. Características de las líneas de flujo correspondientes a la isla 6	230
Tabla 69. Características de las líneas de flujo correspondientes al múltiple de isla 6.....	230
Tabla 70. Características de las líneas de flujo correspondientes al múltiple de Base Narváez	230
Tabla 71. Características de las líneas de flujo correspondientes a la isla F.....	231
Tabla 72. Características de las líneas de flujo correspondientes a la isla 5	231
Tabla 73. Características de las líneas de flujo correspondientes al múltiple de "la ye".....	231
Tabla 74. Tabla de aforo TK-350-1.....	232
Tabla 75. Tabla de aforo TK-350-2.....	233
Tabla 76. Tabla de aforo TK-325.....	234
Tabla 77. Tabla de aforo TK-326.....	235
Tabla 78. Resumen de capacidades de las vasijas de la estación.....	236
Tabla 79. Balance de disposición mensual del gas.....	240
Tabla 80. Balance de inyección de agua.....	241



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

Tabla de contenido

1. OBJETIVO	3
2. GLOSARIO.....	3
3. CONDICIONES GENERALES	11
3.1 Alcance.....	11
3.2 Descripción general de la estación.....	12
3.3 Actividades rutinarias del operador de la estación	15
3.3.a. Turno de la mañana (de las 6:00 a las 14:00 horas)	15
3.3.b. Turno de la tarde (de las 14:00 a las 22:00 horas).	15
3.3.c. Turno de la noche (de las 22:00 a las 6:00 horas).	16
3.4 Mantenimiento de los equipos.....	16
4. DESARROLLO	17
4.1 Proceso de recolección y distribución	17
4.1.a. Sistema de múltiples.....	18
4.1.b. Sistema de trampas para raspadores	23
4.2 Proceso de tratamiento y almacenamiento	27
4.2.a. Sistema de inyección de químicos	28
4.2.b. Sistema de separación.....	31
4.2.c. Sistema de prueba.....	46
4.2.d. Sistema de tratamiento térmico.....	54
4.2.e. Sistema de almacenamiento y despacho.....	62
4.2.f. Sistemas auxiliares	73
4.2.f.1. Sistema de compresión y suministro de aire.....	73
4.2.f.2. Suministro de agua industrial	79
4.3 Proceso de manejo del gas	81
4.3.a. Sistema de compresión	82
4.3.b. Sistema de gas combustible	93
4.3.c. Sistema de teas.....	99
4.4 Proceso de manejo de aguas	107
4.4.a. Sistema de recolección y disposición de aguas aceitosas.....	108
4.4.b. Sistema de despacho de agua	113
4.5 Proceso contra incendios	119



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
30/07/2015**

**Versión:
1**

4.5.a.	Sistema de presurización y distribución	120
4.5.b.	Sistema de generación y aspersion de espuma	127
5.	ANEXOS.....	132
5.1	Información de las líneas y troncales del sistema de recolección	132
5.2	Capacidad de las vasijas de la estación	133



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

1. OBJETIVO

Proporcionar al personal de la estación Venado 2 un manual de operaciones integral que permita conocer las distintas etapas que se llevan a cabo dentro de los procesos de recolección, tratamiento, almacenamiento, despacho de crudo y agua, y aprovechamiento de gas, para que se puedan operar en forma adecuada, contribuyendo así con la seguridad del personal y la integridad de los equipos.

2. GLOSARIO

Accidente: Es un acontecimiento no deseado, que da por resultado un daño físico, lesión a personas, daño a la propiedad o al medio ambiente y/o pérdidas en el proceso. Generalmente es la consecuencia de un contacto con la fuente de energía por encima de la capacidad límite del cuerpo o estructura.

Agua libre: Se refiere al contenido de agua de formación que tiene el crudo y que se separa por gravedad en los primeros cinco (5) minutos sin necesidad de tratarlo. Se mide en porcentaje (%).

Aislamiento: Suministrar un ambiente seguro, evitando que las personas, los equipos y las vasijas, entren en contacto con los peligros asociados a una actividad. El aislamiento puede ser de tipo eléctrico o de proceso.

ALARP: As Low As Reasonably Practicable; tan bajo como razonablemente sea práctico.

Altura de referencia: Es la distancia indicada en la tabla de aforo del tanque, desde el fondo del tanque hasta la marca o punto de referencia.

API (American Petroleum Institute): Instituto Americano del Petróleo de Estados Unidos de Norteamérica, encargado de estandarizar y normalizar bajo estrictas especificaciones de control de calidad, diferentes materiales y equipos para la industria petrolera.

ATS: Análisis de Trabajo Seguro; metodología de análisis de riesgos documentada mediante la cual las personas involucradas en una actividad se reúnen en la planeación de la misma para analizar la secuencia ordenada de pasos para su ejecución, identificando los peligros asociados, estableciendo las consecuencias de la liberación de los mismos, definiendo los controles requeridos y especificando el responsable por cada uno de éstos, con el propósito de lograr llevar el riesgo de ejecución a un nivel ALARP.

Barril (Bbl): Unidad corriente para la medida de líquidos en la industria petrolera. Contiene 42 galones a 60 °F.

BDP: Base de Datos Petrolera.

Bombas centrífugas: Son aquellas en que el fluido ingresa a ésta por el eje y sale siguiendo una trayectoria periférica por la tangente.

Bomba dosificadora: Bomba de pistón que por su tamaño pequeño puede manejar volúmenes de pocos galones por día. Se usa para añadir productos químicos en pequeñas cantidades dentro de un proceso.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

Bombas quintuplex: son unidades de desplazamiento positivo que estructuralmente se componen de cinco pistones Reciprocantes, cuyo propósito es generar altas presiones para garantizar desplazamientos de grandes volúmenes de líquido, en trayectos largos.

Bombas reciprocantes: Son unidades de desplazamiento positivo que descargan una cantidad definida de líquido durante el movimiento del pistón o émbolo a través de la distancia de carrera.

Bombas de transferencia: Recibe este nombre toda bomba centrífuga, rotatoria o de pistón, que se usa para mover un líquido de un recipiente a otro a través de tuberías.

Borras: Mezcla de parafinas, sólidos y otros componentes del fluido producido por el yacimiento, que se floclula en las piscinas, tanques y demás vasijas, al separarse del líquido por decantación.

Bota de gas: Es el accesorio por el cual la emulsión que sale de los separadores generales, ingresa por la parte superior y choca contra una serie de platinas de impacto, que provocan la separación entre la fase líquida y gaseosa; el gas liberado, debido a su menor densidad asciende y sale por la parte superior de la bota, mientras que el líquido cae por gravedad y entra al gun barrel por la parte inferior.

Bloqueo: Instalación de un candado o barrera sobre un dispositivo fijo asociado con el equipo, evitando una activación inadvertida del peligro o alteración de la posición del equipo. Donde está instalado un sistema de enclavamiento mecánico es considerado una forma de bloqueo.

BS&W: Basic Sediments and Water; contenido de sedimentos y agua que tiene el crudo después de descontar el agua libre. Se mide en porcentaje (%).

By – pass: Se refiere a un tipo de conexión de tuberías y válvulas a modo de derivación, cuyo objeto es el de no interrumpir el flujo de un fluido que pasa a través de un equipo o accesorio cuando hay necesidad de repararlo o retirarlo del sitio para su revisión o reparación.

Caída de presión: Es la diferencia entre la presión de entrada y la presión de salida, que hace que el fluido se mueva a través de una tubería, accesorio o equipo.

Casi-accidente: Incidente sin consecuencias reales o con consecuencias potenciales.

Cavitación: Proceso ocurrido al interior de tuberías, accesorios y equipos, que consiste en la formación de microburbujas de gas o vapor dentro del líquido. Se puede detectar por vibraciones y golpeteo del fluido en la tubería de conducción; genera corrosión entre otros problemas operativos.

Cinta de medición: Usualmente es una cinta metálica (acero), graduada para medir el nivel de fluido en forma directa (a fondo) o indirecta (al vacío).

Condensados: Se refiere a los hidrocarburos más pesados del Gas Natural que por disminución de temperatura o elevación de presión pasa del estado gaseoso al estado líquido.

Contaminación ambiental: Daño, alteración del medio ambiente por sustancias o formas de energía puestas allí por la actividad humana o de la naturaleza, en cantidades, concentraciones o niveles capaces de interferir con el bienestar y la salud de las personas, atentar contra la flora y la fauna, degradar la cantidad del medio ambiente o afectar los recursos de la Nación o de particulares (Ley 23 de 1973).



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

Corrosión: Indica el deterioro de una pieza o lámina metálica (generalmente de hierro o acero) por efecto de alguna sustancia corrosiva, por ejemplo: Sal, Soda Cáustica, Ácidos y otros.

Densidad API: Es una escala del INSTITUTO AMERICANO del PETRÓLEO, para medir la densidad del crudo. Se da en términos de grados API.

Dispositivos de alivio: Son accesorios usados para proteger las líneas (tuberías), vasijas o recipientes expuestos a sobrepresiones; este exceso de presión puede desfogarse a la atmósfera o descargarse en algún otro punto de presión más baja existente en el sistema. Entre estos sistemas se encuentran las válvulas de seguridad, de alivio o descarga.

Drenaje de tanques: Operación realizada para sacar del tanque el agua que se ha separado del crudo y que por ser más densa que éste se encuentra en el fondo. Esta operación se efectúa a través de una o más conexiones que poseen los tanques en su parte más baja, accionando la válvula instalada en esta conexión.

Dureza: Representa la concentración total de iones de calcio y magnesio expresada como CaCO₃ en mg/L y MgCO₃ en Mg/L.

Emulsión: Dispersión formada entre dos líquidos inmiscibles o poco miscibles, tales como crudo y agua, en donde gotas finas de uno permanecen suspendidas en el otro. El tamaño de estas gotas varía desde 0.00001 mm hasta glóbulos de varios milímetros de diámetro.

EPP: Elementos de Protección Personal; son dispositivos o prendas seleccionados para uso de los trabajadores, con el fin de prevenir lesiones o efectos adversos sobre su salud, por exposición a peligros en el lugar de trabajo.

Espuma: Una preparación de gas, químico y líquido proveniente de dos soluciones sometidas a agitación.

Filtros: Son equipos dotados de sistemas internos que permiten la retención de sólidos suspendidos.

Gravedad específica: Es definida como la relación entre la densidad de cualquier fluido y la densidad de otro fluido patrón. La densidad es simplemente el peso por unidad de volumen. El agua destilada pesa 1 g/ml a 4 °C. Así, una gravedad específica mayor de 1.0, indica que la muestra es más densa o más pesada que el agua destilada; en el caso de los gases, la densidad de referencia es la del aire cuya gravedad específica es 1.0.

Gun barrel: Recipiente (vasija) que cuenta con sistemas internos para la generación de turbulencia, que facilita la separación de las gotas de aceite y agua. Se crea un colchón de agua por debajo del cual entra la corriente, y el aceite separado asciende formando una película que fluye a la siguiente fase por rebose.

Impacto ambiental: Cualquier cambio en el medio ambiente, sea adverso o benéfico, total o parcial como resultado de las actividades, productos o servicios de una organización.

Incidente: Evento o cadena de eventos no planeados, no deseados y previsibles que generaron (accidente) o que, bajo circunstancias ligeramente diferentes, pudieron haber generado (casi-



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

accidente): lesiones, enfermedades o muerte a las personas, daño a los bienes, al medio ambiente y/o a la imagen de la Empresa y/o la satisfacción del cliente.

Inmiscible: Se dice que dos líquidos son inmiscibles cuando no se mezclan el uno y el otro.

Intercooler: También conocido como Cooler, es un intercambiador térmico generalmente accionado por la circulación de aire generada por una hélice, retirando el calor del agua de refrigeración del motor; su uso permite mantener motores de combustión interna en condiciones térmicas de operación normal.

Interfase: Área de contacto entre dos o más líquidos de diferentes densidades almacenadas en un recipiente; por ejemplo, entre el agua y el crudo o el crudo y la emulsión, etc.

LACT: Es la sigla en inglés para "Sistema Automático de Control y Medición" (Lease Automatic Custody Transfer); es un conjunto de componentes y tuberías montados sobre un patín, diseñado para medir de manera precisa tanto la calidad como la cantidad de un hidrocarburo líquido el cual es comercialmente explotable. Esta medición será de gran utilidad para transferir de manera automática y precisa la custodia del petróleo; evitando además la transferencia de hidrocarburos de calidad inaceptable.

Lavado de crudo: Se refiere a la adición de agua fresca que se le hace al crudo durante su tratamiento para mejorar los resultados finales de calidad, (reduciendo la salinidad).

Lechos de secado: Son piscinas, generalmente de concreto impermeabilizadas, que se encuentran rellenas con un lecho filtrante de grava y arena uniformemente distribuidas con el objetivo de retener los sólidos separándolos del agua.

Múltiple: Es un punto de distribución de los fluidos, también conocido como *manifold*; está compuesto por tuberías, válvulas y accesorios, que permiten recibir y controlar adecuadamente la producción de los diferentes pozos que componen el campo petrolero.

Matriz de valoración de riesgos (RAM – Risk Assessment Matrix): Herramienta para la valoración cualitativa y cuantitativa de los riesgos, facilitando su clasificación para la gestión.

CCM: Cuarto o Centro de Control de Máquinas.

Medida a fondo: Es la distancia medida desde el fondo del tanque hasta el corte de la superficie del líquido con las cintas.

Medida a vacío: Es la medida tomada desde la superficie del líquido hasta la marca de referencia. La deducción de esta medida de la altura de referencia, dará la altura de líquido en el tanque.

Medidor: Es un dispositivo o aparato utilizado para determinar el valor o magnitud de una cantidad o una variable, las variables de interés son las que ayudan a definir o describir un proceso.

Medidor tipo coriolis: Este medidor consta de un dispositivo electrónico y un tubo en "U" colocado en la línea de líquido a la salida del Separador. Cuando, el fluido pasa a través del tubo, se genera una fuerza coriolis directamente proporcional a la masa de la rata de flujo del fluido, la magnitud de esta fuerza y la frecuencia de oscilación del tubo, son enviadas mediante un transmisor al dispositivo



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

electrónico que se encarga de calcular y proporcionar el volumen de fluido que ha pasado por el medidor.

MM&E: Ministerio de Minas y Energía.

Muestra: Es una porción extraída del total de volumen que no necesariamente contiene los componentes en la misma proporción que están presentes en el total del volumen a evaluar.

Muestra representativa: Es una muestra que representa una pequeña parte del volumen total del material (por ejemplo: el fluido contenido en los tanques) obtenida con una precisión igual o mejor que la precisión del método de laboratorio por el cual esta muestra ha sido analizada.

Nata de crudo: Se refiere a los residuos de crudo que puede arrastrar el agua de formación al ser drenada de algún recipiente y que por ser más liviano que el agua, sobrenada en ésta formando una película.

Oleoducto: Es el medio tubular por el cual las Estaciones de Bombeo envían el crudo a los diferentes centros de procesamiento.

Platina de orificio: Lámina metálica circular con o sin mango, con un orificio central de determinado diámetro y geometría, que se inserta en accesorios específicos sobre la tubería de descarga de gas del separador de prueba para medir el volumen de gas producido por cada pozo y en otros sitios donde se requiera medir gas o líquido.

PPM: Unidad de medida en partes por millón (ppm) ya sea en volumen o masa; que se emplea para especificar la concentración de una sustancia en un medio.

Permiso de trabajo: Autorización que un Emisor otorga a un Ejecutor para que un grupo de trabajadores asignados realice una actividad específica, con un alcance limitado, en un equipo o sistema definido, en una fecha y horas establecidas, y bajo unas condiciones previamente acordadas.

Presión atmosférica: Es la presión que ejerce la atmósfera sobre la superficie de la tierra y depende de la altura del sitio con respecto al nivel del mar.

Presión de descarga: Se refiere a la presión con que se expulsa un fluido de un equipo o tubería. Por ejemplo: de la salida de un separador, de una bomba, etc.

Presión de operación: Presión interna a la cual trabaja un equipo, accesorio o tubería, en un proceso determinado. Puede ser inferior pero nunca superior a la de trabajo especificada por el fabricante.

Presión de succión: Indica la presión de diseño necesaria de una bomba en su succión, para que ella trabaje eficientemente.

Presión de trabajo: Presión interna a que puede someterse un equipo, accesorio o tubería, sin que se corra el riesgo de falla o ruptura.

Punto de Referencia: Es una guía señalada por la tabla de calibración del tanque en el techo del mismo, la cual puede ser una marca o pestaña fija ubicada dentro de la escotilla de medición. Su finalidad es definir o determinar el punto de medición.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

Purga: Es una conexión provista de un acoplamiento y de una válvula, situados en un lugar bajo de una tubería o de un recipiente. Se usa para muestreo, drenaje de agua, condensado o gas.

Rata de inyección: Hace referencia a la velocidad de inyección de la bomba, la cual tiene gran influencia en la cantidad de fluido inyectado por día.

Registrador de presiones: Este instrumento es complementario al medidor de platina de orificio; se encarga de registrar en una carta circular la presión diferencial, la presión estática y otras variables, por medio de las señales que envía el medidor; estas señales neumáticas son recibidas y transformadas por una serie de mecanismos, que accionan las plumillas de impresión. El medidor también es llamado *medidor barton* debido al nombre de uno de los fabricantes mas conocidos.

Retención: Tiempo que permanece un volumen de líquido o gas dentro de un recipiente (separador, tanque, etc.), contando desde el momento en que entra, hasta cuando sale de él.

Riesgo: Producto de combinar la probabilidad de que un evento específico indeseado ocurra y la severidad de las consecuencias.

Rompedor de emulsión: Sustancias químicas que neutralizan el efecto de los agentes emulsificantes y son las que constituyen la base del tratamiento de crudos.

Salinidad: Contenido de sal como Cloruro de Sodio (NaCl, sal común), que contiene el crudo, medida generalmente en libras de sal por cada mil barriles de crudo o en partes por millón (ppm).

Scrubber (Depurador): Equipo (vasija) cuya función es extraer el contenido líquido en una corriente de gas, lo que se logra haciendo pasar la corriente por un camino tortuoso que disminuye su capacidad de arrastre, ocasionando condensación del líquido por contacto en las placas internas.

Separador (Bifásico): Equipo (vasija) en el cual el fluido pasa por varias etapas de dispersión, decantación y coalescencia, que ocasionan la separación de la fase gaseosa y la líquida. Para su operación se requiere de unas condiciones determinadas de presión, temperatura y nivel de fluido.

Separadores de prueba: Son separadores bifásicos o trifásicos, a los cuales llega únicamente el fluido de un pozo, con el fin de determinar sus características y cantidad de fluido producido. Cuenta con los accesorios y vasijas necesarios para realizar las pruebas: medidor de platina de orificio, registrador de presión y tanque Vertical entre otros, que permiten recolectar la información con la cual se calculan los datos, para su posterior análisis y registro.

Punto de ajuste (Setting Point): Es el valor establecido como punto de control para las variables que actúan en un proceso, por ejemplo si la temperatura en un tanque no debe superar los 100°F, ese valor será el punto de ajuste para el controlador de temperatura.

Sistema de control: Permite comparar el valor de la variable o condición (a controlar) con un valor deseado y toma una acción de corrección de acuerdo con la desviación existente sin que el operador intervenga en absoluto. Está compuesto por una unidad de medida, una unidad de control y un elemento final.

Skimmer: Es una piscina, generalmente de cemento impermeabilizado, cuyo propósito es recibir las aguas aceitosas drenadas en varios puntos del proceso; también es llamado *separador API*.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

Skimming tank: Recipientes (vasijas) conocidos como tanques desnatadores, tanques stage o tanques clarificadores, los cuales mediante un establecido tiempo de retención facilitan la separación gravitacional agua – aceite. La película de aceite se retira por rebose y el agua se drena.

Supervisorio: Es un sistema computarizado que permite monitorear y controlar los equipos e instrumentos sistematizados de la estación, a través de computadores que están conectados a unos controladores lógicos programables (PLC), encargados de convertir las señales de entrada y de salida, desde los instrumentos hacia los computadores y viceversa.

Tablas de aforo: Son las tablas que determinan el volumen de producto contenido en un tanque, en función de la altura del producto en el interior del mismo. En otras palabras, la tabla de aforo determina el volumen correspondiente para cada altura de contenido.

Tanque de almacenamiento: Recipiente (vasija) donde se almacena el fluido en la etapa final del proceso. De este recipiente se despacha la producción hacia el destino final.

Tarjeteo: Colocar una tarjeta de seguridad en el lugar del aislamiento para evitar el accionamiento involuntario o no controlado del sistema.

TEG: Trietilenglicol, empleado para el proceso de deshidratación, dado que diluye el agua sin diluir metano.

Trabajo en altura: Cualquier tarea que se deba realizar a cierta distancia de un nivel inferior. Se debe brindar protección contra caídas cuando se trabaje a una altura de 1.5 metros o más por encima de un nivel inferior. En los casos donde la altura sea menor, se deberán tomar de todos modos las debidas precauciones para evitar lesiones.

Tratamiento: Indica el proceso (químico, térmico, eléctrico, etc.) al que se somete el crudo con el fin último de reducir su contenido de Sal y BS&W, dejándolo en condiciones óptimas para su venta.

Tratamiento térmico: Proceso en el cual se calienta la emulsión crudo-agua con el fin de romper la misma, esto facilitado por el tratamiento químico previamente suministrado.

Tratamiento electrostático: Proceso que por medio de campos eléctricos logra debilitar las fuerzas repulsivas de las gotas de agua, ocasionando su cohesión y posterior separación por coalescencia.

Válvulas: Una válvula se puede definir como un aparato mecánico con el cual se puede iniciar, detener o regular la circulación (paso) de fluidos mediante una pieza movable que abre, cierra o restringe en forma parcial uno o más orificios o conductos.

Válvula de control: Regula el paso de fluidos con el propósito de mantener el caudal o la presión dentro de los valores normales de operación.

Válvula de bola: Estas válvulas tienen en su cuerpo una cavidad interna esférica que alberga un obturador en forma de esfera o bola. Son de ¼ de vuelta, en la cual la bola gira 90° de posición abierta a cerrada, entre asientos elásticos que permiten en cierre hermético cuando la válvula se cierra al girar el servomotor exterior (palanca). En la posición de apertura total, la válvula equivale



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

aproximadamente en tamaño a 75% del tamaño de la tubería. Se emplean principalmente para el control de caudal de fluidos turbios, o bien en fluidos con gran porcentaje de sólidos en suspensión.

Válvula cheque (Válvula de retención): Son válvulas de accionamiento automático, ya que funcionan sin controles externos. Su función esencial es permitir el paso del fluido en un sentido determinado; Mientras el fluido se mueve en el sentido correcto, la válvula de retención se mantiene abierta, pero cuando su velocidad o sentido de flujo cambia, la válvula de retención tiende a cerrarse evitando así el retroceso.

Válvula de compuerta: Estas válvulas consisten de un disco plano que se mueve verticalmente y perpendicular al movimiento del fluido a través de una manija exterior que acciona el vástago roscado acoplado a éste, mediante vueltas múltiples. Es utilizada para posiciones extremas, es decir, completamente abierta o completamente cerrada, ya que de ser así ofrecen la mínima resistencia al paso del fluido y así su caída de presión es muy pequeña, además se evita el deterioro de sus partes internas por erosión.

Válvula de macho (Tapón): Estas válvulas son de apertura - cierre a 1/4 de vuelta, en la que un macho cilíndrico o cónico que tiene un agujero en el centro, se mueve de la posición cerrada a abierta mediante un giro de 90°, conectando los extremos de entrada y salida de la válvula y permitiendo un flujo lineal. Es utilizada al igual que la válvula de compuerta para servicios de corte sin estrangulamiento, es decir, completamente abierta o completamente cerrada.

Válvula de mariposa: Estas válvulas son de ¼ de vuelta que controlan la circulación por medio de un disco circular, con el eje de su orificio en ángulos rectos en el sentido del flujo. Son recomendadas y usadas especialmente en servicios donde el fluido contiene gran cantidad de sólidos en suspensión, ya que por su forma, es difícil que éstos se acumulen en su interior entorpeciendo su funcionamiento. También son utilizadas para el servicio de corte y estrangulamiento cuando se manejan grandes volúmenes de gases y líquidos a presiones relativamente bajas.

Válvula de seguridad: Es un accesorio que sirve para proteger un equipo o una instalación que genera o almacena presión interna, de cualquier exceso de presión por encima de la de operación, ya que ella alivia este exceso descargándolo automáticamente.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

3. CONDICIONES GENERALES

3.1 Alcance

El manual incluirá la descripción de las distintas etapas que intervienen en los procesos de recolección, tratamiento, almacenamiento, despacho de crudo, aprovechamiento del gas e inyección de agua, así como también los procedimientos autorizados por ECOPETROL S.A. aplicables a las operaciones que se realizan en cada uno de éstos, contribuyendo al cumplimiento de los estándares de calidad en pro de la seguridad y salud de los empleados, el cuidado del medio ambiente, el beneficio social, la vida útil de los equipos y la eficiencia de las operaciones.

Proceso recolección y distribución, integrado por los sistemas de:

- Sistema de múltiples.
- Sistema de trampas para raspadores.

Proceso de tratamiento y almacenamiento, integrado por los sistemas de:

- Sistema de inyección de químicos.
- Sistema de separación.
- Sistema de prueba.
- Sistema de tratamiento.
- Sistema de almacenamiento y despacho.
- Sistema general de manejo de aguas aceitosas.
- Sistema de control y monitoreo remoto
- Sistemas auxiliares.
 - Compresión y suministro de aire.
 - Distribución de agua industrial.

Proceso de manejo del gas, integrado por los sistemas de:

- Sistema de compresión.
- Sistema de gas de consumo.
- Sistema de teas.

Proceso de manejo de aguas, integrado por los sistemas de:

- Sistema de despacho.

Proceso Contraincendios, integrado por los sistemas de:

- Sistema de presurización.
- Sistema de producción de espuma.
- Sistema distribución.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

3.2 Descripción general de la estación

Fotografía 1. Vista general de la estación VENADO 2



La estación VENADO 2 recibe los fluidos de producción de 18 pozos con el fin de separar el gas y el agua del crudo, para dejarlo con las especificaciones establecidas por el Ministerio de Minas y Energía (BS&W menor o igual a 0.5 % y un contenido de sal menor a 20 lb /1000 Bbls), la producción de crudo es despachada hacia la estación VENADO 1 en donde se realiza su venta.

Para iniciar el proceso, los fluidos provenientes de los pozos son colectados en dos troncales, la troncal ISLA I; que colecta los fluidos de la ISLA I y la ISLA Z1, y la troncal ISLA H que colecta los fluidos de la ISLA N2 y de la ISLA H. Dichas troncales llevan la producción a los separadores bifásicos; de los cuales dos reciben la producción general de los pozos y el restante de menor volumen que recibe la producción de los pozos que se encuentran en proceso de prueba.

La emulsión agua-crudo proveniente del separador de prueba se dirige hacia el tanque de prueba, en tanto la emulsión proveniente de los separadores generales ingresa al calentador, en donde se incrementa la temperatura de los fluidos, que más tarde pasan por la bota de gas previo a su ingreso a los tanques de almacenamiento (TK-2000-1 TK-2000-2) allí se da lugar a la separación final del agua de producción por efecto de decantación, luego de un tiempo pertinente de residencia en el tanque, el agua (decantada en la parte inferior del tanque) es bombeada hacia la estación VENADO 1. Una vez drenada el agua el crudo puede ser bombeado mediante las bombas de transferencia hacia estación VENADO 1.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
30/07/2015**

**Versión:
1**

Durante las operaciones de mantenimiento y lavado de las vasijas, las aguas aceitosas generadas se destinan por las líneas de drenaje de cada equipo hacia la piscina API; lo mismo sucede con los fluidos drenados de los Scrubbers. En la piscina API se puede coleccionar el aceite flotante para recuperarlo hacia el calentador y el agua puede ser bombeada hacia la estación VENADO 1.

El gas derivado del proceso llevado a cabo en los separadores ingresa al scrubber de succión donde se atrapan y remueven los condensados, impurezas y arrastres de crudo. La corriente de gas que sale de dicho equipo se reparte en dos líneas, una de ellas va directamente a los compresores que permiten su despacho hacia las islas como mecanismo de levantamiento artificial, la otra se conecta al scrubber de consumo que mejora el proceso de limpieza del gas, la línea de gas de consumo alimenta los motores con sus correspondientes compresores recíprocos y alimenta también el piro tubo del calentador para tratamiento térmico.

Para llevar a cabo las operaciones básicas de la estación, se cuenta con los siguientes equipos:

- Dos (2) Separadores bifásicos horizontales
- Un (1) Separador bifásico horizontal de Prueba
- Un (1) Calentador
- Un (1) Scrubber de gas combustible para el calentador
- Una (1) Bomba de recirculación del tanque de prueba
- Un (1) Tanque de prueba horizontal
- Una (1) Bota de gas
- Dos (2) Tanques de almacenamiento (TK-2000-1 y TK-2000-2)
- Un (1) Scrubber de succión
- Un (1) Scrubber de gas combustible
- Un (1) Scrubber de la tea de alta presión
- Dos (2) Bombas de drenaje del scrubber de la tea
- Una (1) Tea de alta presión
- Una (1) Tea de baja presión
- Dos (2) Bombas de recirculación
- Dos (2) Bombas de despacho de crudo
- Dos (2) Bombas presurizadoras del sistema contraincendios
- Dos (2) Bombas sustentadoras del sistema contraincendios
- Dos (2) Bombas de agente espumante del sistema contraincendios
- Un (1) Tanque de agente espumante del sistema contraincendios
- Tres (3) Aspersores contraincendios
- Una (1) Piscina contraincendios
- Una (1) Piscina API
- Una (1) Bomba de recuperación de crudo de la piscina API
- Una (1) Bomba de recuperación de agua de la piscina API
- Dos (2) Compresores de gas de tres etapas (C6 y C7)
- Un (1) Motogenerador para suministro eléctrico
- Una (1) Bomba de despacho de agua
- Un (1) Tanque contenedor de aceite lubricante para los motocompresores de gas



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

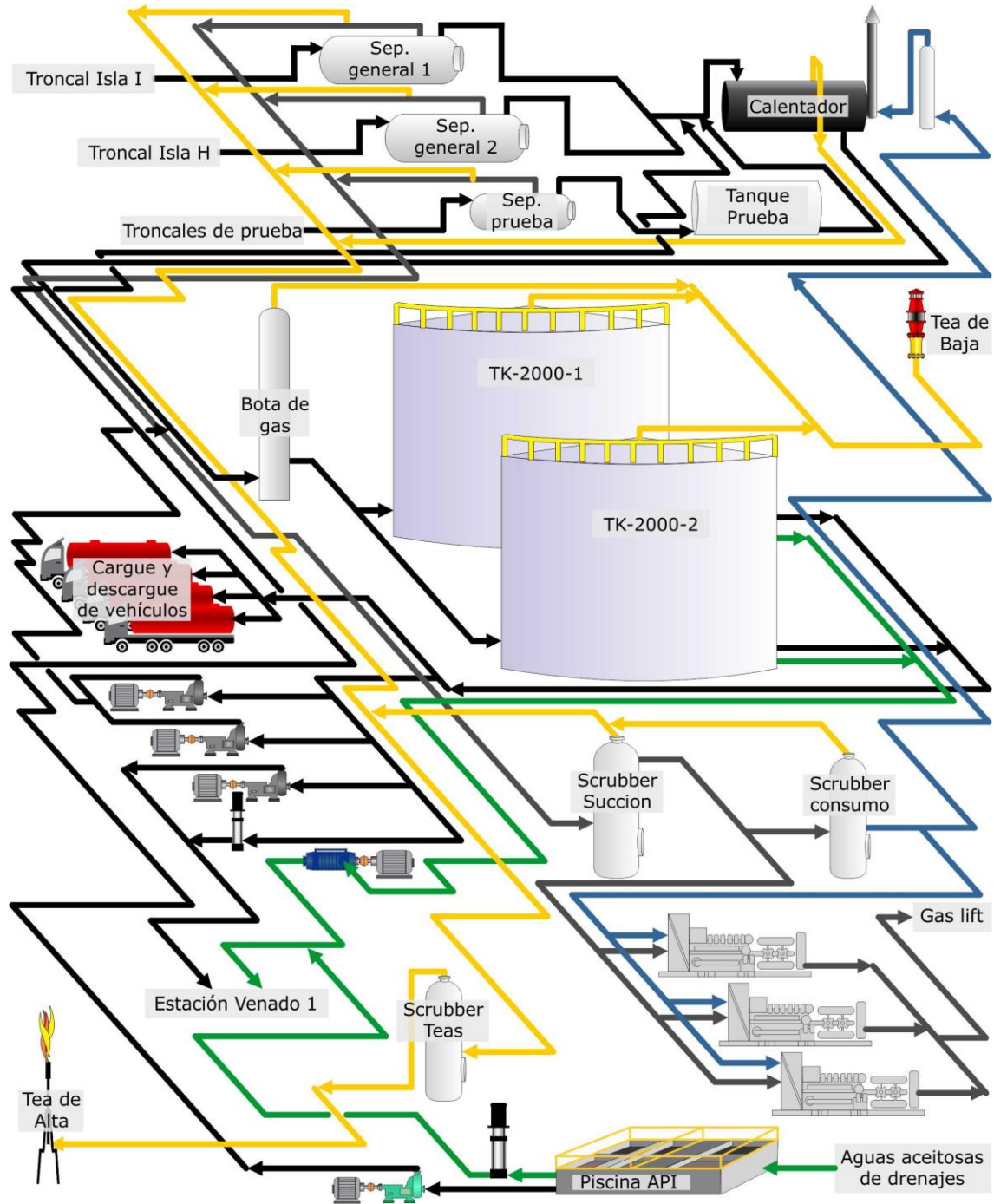
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

Figura 1. Procesos de la estación de la estación Venado 2





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

3.3 Actividades rutinarias del operador de la estación

Las actividades que debe hacer a diario el operador de la estación Venado 2, independientemente del turno, son:

- Recibir turno e informarse de las novedades ocurridas durante el turno anterior.
- Revisar el funcionamiento de la estación a través del supervisorio; niveles de vasijas, estado de válvulas (manual o automático), puntos de ajuste, etc.
- Verificar el bombeo de crudo y agua a la estación Venado 1.
- Verificar el funcionamiento del sistema de compresión de gas.
- Realizar la recolección y cambio de las cartas de los registradores de flujo de gas.
- Realizar un recorrido por la estación, para:
 - Verificar la interfase del tanque de almacenamiento que se encuentre operando.
 - Verificar el estado de las diferentes válvulas manuales.
 - Revisar el separador de prueba, separadores generales y condiciones de los mismos.
 - Revisar las bombas de inyección de química, el stock y su funcionamiento.
 - Drenar los scrubbers general y auxiliares.
 - Revisar el CCM, observando las condiciones de operación de los equipos.
 - Revisar las bombas booster, desairándolas si es necesario.
 - Revisar el tratador térmico y condiciones del mismo.
 - Revisar el funcionamiento de los compresores de gas.
 - Verificar la operación de la tea.

3.3.a. Turno de la mañana (de las 6:00 a las 14:00 horas)

- Ingresar al sistema los reportes de laboratorio realizados a las muestras de campo y de tanques.
- Ajustar reportes y balance de producción para enviarlos al supervisor de Producción y personal de ECOPETROL.
- Solicitar las muestras de los pozos al recorredor.
- Cumplir con la programación de pozos a prueba.
- Abrir y cerrar los permisos de trabajo, verificando las actividades que se desarrollarán en el sitio.
- Verificar las actividades diarias del personal de la cuadrilla de producción en el área.
- Transferir crudo o agua de los tanques de almacenamiento según corresponda.
- Coordinar con el personal de Venado 1, para cumplir con la programación de bombeo y agua, cuando sea necesario.
- Realizar los respectivos análisis de BSW a las muestras de pozos.
- Actualizar los archivos de control de producción.
- Suministrar la información requerida por ECOPETROL.
- Actualizar el libro de minuta para actividades menores.
- Realizar la ronda correspondiente a la estación.

3.3.b. Turno de la tarde (de las 14:00 a las 22:00 horas).

- Solicitar las muestras de los pozos al recorredor.
- Cumplir con la programación de pozos a prueba.
- Verificar las actividades que se estén realizando en el área.
- Revisar los permisos de trabajo en sitio y según sea el caso, abrirlos o cerrarlos.
- Coordinar con el personal de Venado 1, para cumplir con la programación de despacho.
- Realizar los análisis de BSW a las muestras de los pozos.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

- Actualizar los archivos de control de producción.
- Suministrar la información requerida por ECOPETROL.
- Realizar la ronda estructurada correspondiente.

3.3.c. Turno de la noche (de las 22:00 a las 6:00 horas).

- Tomar los datos de los medidores de gas.
- Tomar las muestras para la realización del perfil del tanque que se encuentre operando.
- Tomar las muestras para liquidación de los tanques.
- Realizar el cambio de las cartas de 24 horas en los separadores.
- Liquidar la producción del campo.
- Cumplir con la programación de pozos a prueba.
- Actualizar los archivos de control de producción.
- Realizar la ronda correspondiente.
- Suministrar la información requerida por ECOPETROL.
- Realizar el cambio de recibo de crudo en los tanques de almacenamiento.

3.4 Mantenimiento de los equipos

Contribuir con el mantenimiento y buen funcionamiento de los equipos utilizados en cada una de las actividades realizadas en la estación, son también responsabilidad del operador; por esto es importante inspeccionar cada elemento que hace parte de la misma; para detectar a tiempo cualquier anomalía y así evitar daños mayores o reparaciones costosas. Las irregularidades frecuentes, que se podrían detectar son:

- Líneas obstruidas que impiden el flujo normal del fluido.
- Punto de corrosión externa que debilitan el material.
- Válvulas, motores y/o bombas que requieran reparación o cambio, de acuerdo a su estado mecánico.
- Equipos de medición estática descalibrados, que necesiten ser sustituidos o enviados a calibrar.
- Ruidos y vibraciones anormales que indican mal funcionamiento de los equipos.
- Fugas o pérdidas de fluido en líneas, equipos o accesorios.

3.5 Normas de seguridad

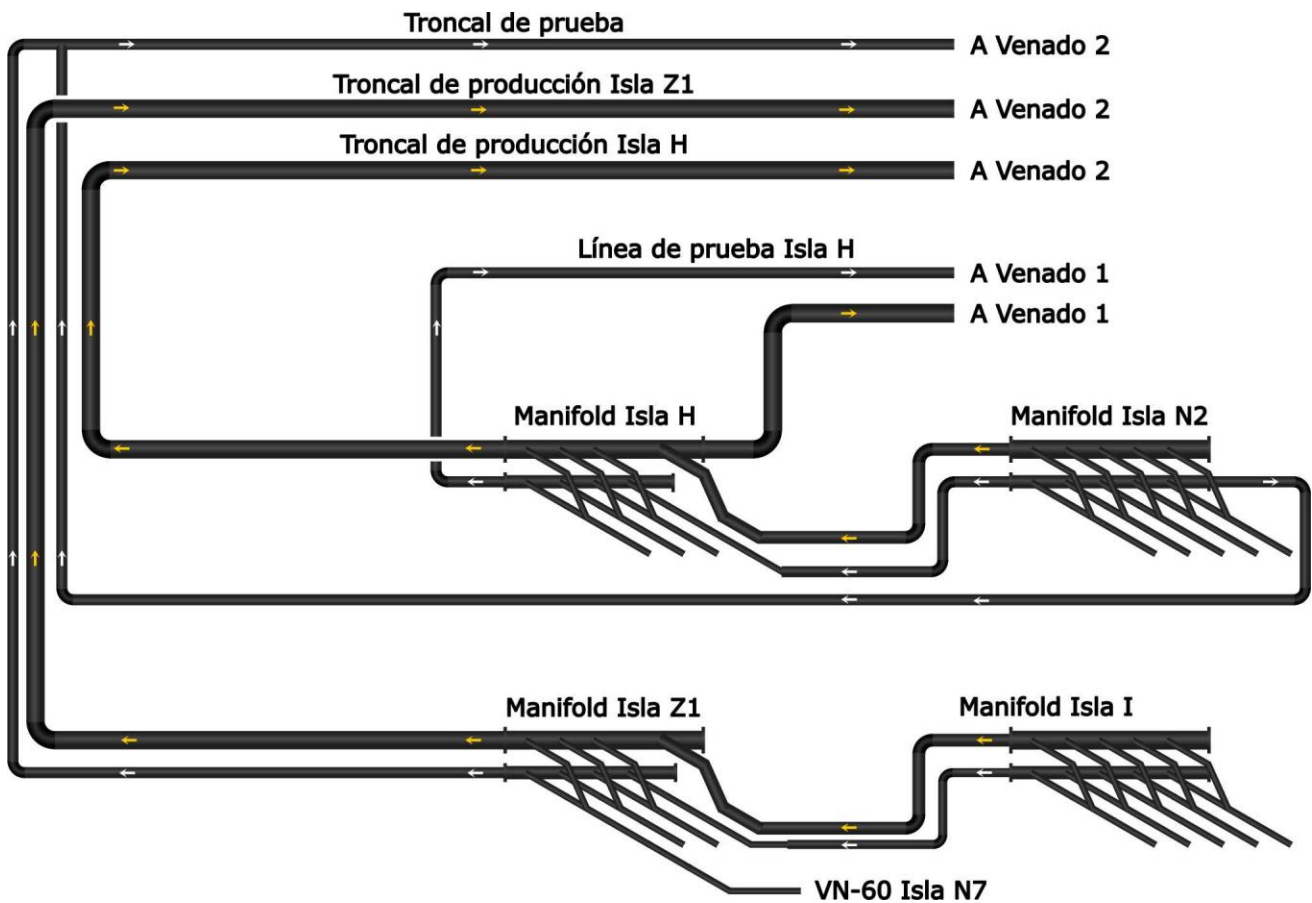
- Utilizar los elementos de protección personal de uso obligatorio.
- No hacer trabajos sin antes diligenciar el permiso de trabajo ECP-DHS-F-152, Versión 4.
- Mantener en orden y limpieza las herramientas, equipos e instalaciones.
- No manipular instrumentos de los cuales no se tenga un buen conocimiento, preferiblemente solicitar ayuda del instrumentista.
- En caso de hacer trabajos con químicos, conocer y tener a la mano las fichas de seguridad de los químicos utilizados.
- Cumplir con las reglas fundamentales de seguridad de ECOPETROL.
- Aislar y bloquear equipos o líneas en proceso de mantenimiento.



4. DESARROLLO

4.1 Proceso de recolección y distribución

Figura 2. Distribución de los múltiples de recolección





4.1.a. Sistema de múltiples

Fotografía 2. Múltiple de la Isla I



Objetivo

Recibir los fluidos provenientes de los pozos productores del campo para encausarlos hacia los respectivos separadores.

Descripción

El sistema de recolección está estructurado a partir de cuatro múltiples distribuidos por el campo de manera estratégica con el fin de agrupar las líneas provenientes de las islas en líneas troncales o líneas de prueba que a su vez colectan los fluidos producidos por los pozos.

Cada pozo produce a través de una línea individual denominada línea de flujo o de producción, hasta los múltiples externos (satélites) correspondientes a cada isla agrupando así los fluidos de cada pozo en líneas troncales que finalmente llegan a los separadores de la estación.

Para la recepción de los fluidos producidos por los pozos, el campo cuenta con varios múltiples y troncales de los cuales corresponden a la estación 2, los siguientes:



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

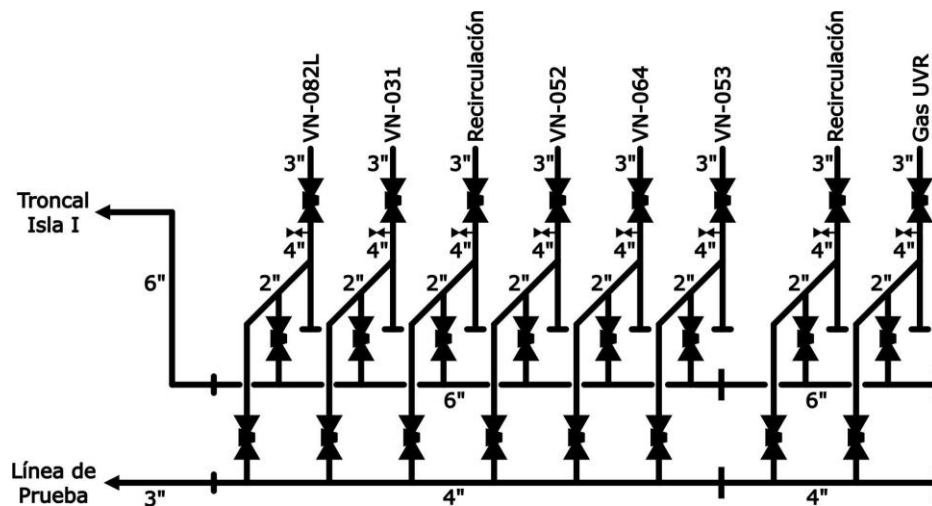
Versión:
1

- **Cuatro (4) múltiples externos**, que reciben y distribuyen las líneas de producción y prueba de los pozos que se encuentran en las islas; agrupando los fluidos en las líneas troncales que llegan a la estación.
 - Múltiple Isla I, recibe los fluidos de los pozos VN – 82L, 31, 52, 64 y 53; gas de dos líneas de recirculación; y adicionalmente el gas de la Unidad de recuperación de vapores ubicada en la isla, colectando sus fluidos en la línea Troncal Isla I que entra al múltiple de la Isla Z1. Los fluidos de los pozos puestos en prueba son colectados por la línea de prueba que entra al múltiple de la Isla Z1.

Fotografía 3. Múltiple Isla I



Figura 3. Múltiple Isla I





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

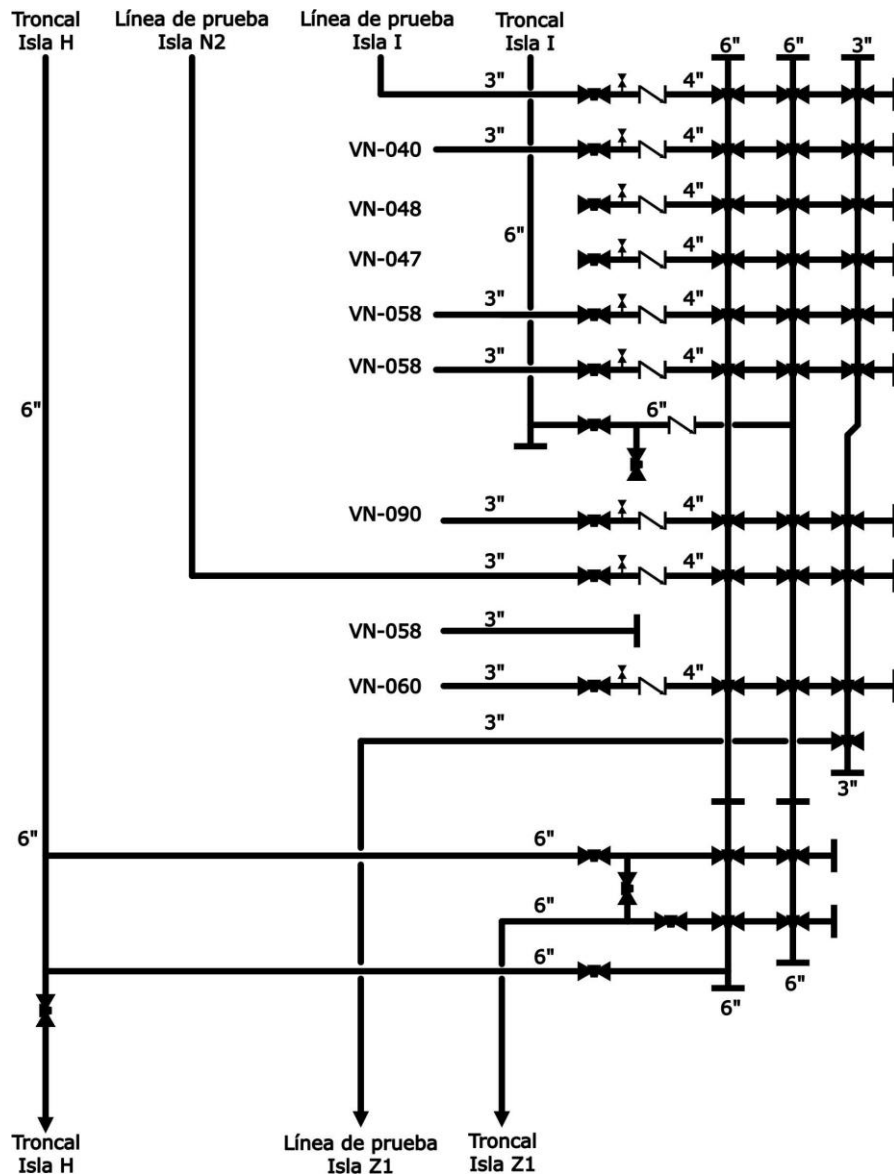
MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

- Múltiple Isla Z1, recibe los fluidos de los pozos VN - 40, 58, 90 y 60, colectando sus fluidos en la línea Troncal Z1 que llega al Separador 2 ubicado dentro de la estación; los fluidos de la línea de prueba de Isla I; y además cuenta con la facilidad de recibir los fluidos de la línea de prueba de la Isla N2. Los fluidos colectados convergen en la Troncal Z1 y la línea de prueba Isla Z1. Adicionalmente la troncal Isla H pasa junto al múltiple de Isla Z1; esta condición permite que los fluidos de la Troncal Z1 puedan ser incluidos también en la Troncal H en caso de ser necesario.

Figura 4. Múltiple Isla Z1





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

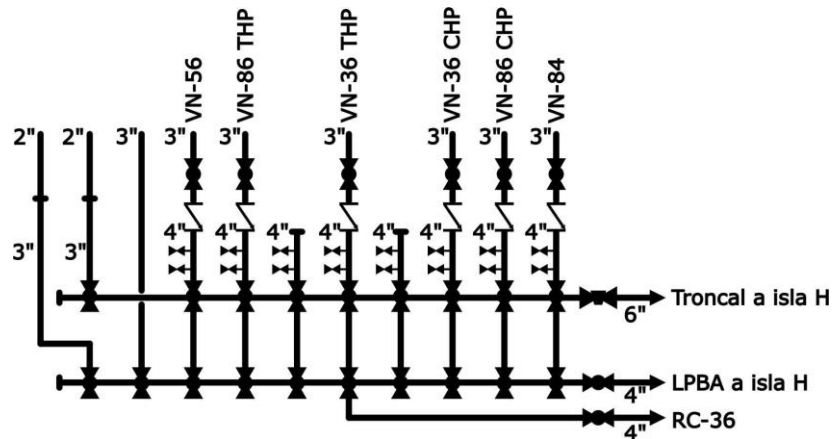
MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

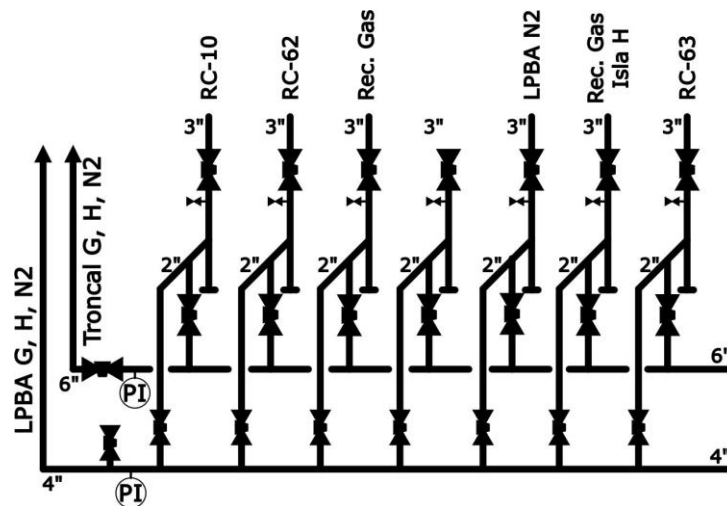
- Múltiple Isla N2, recibe los fluidos de los pozos VN - 84, 86 CHP, 36 CHP, 36 THP, 86 THP y 56, colectando sus fluidos en la línea que llega al múltiple de Isla H; sus fluidos de prueba, de manera similar llegan al múltiple de Isla H o pueden direccionarse hacia la estación 1 por un ducto independiente. Si bien existe la posibilidad de destinar los fluidos de producción de dicho múltiple pueden llegar a la estación 1 por la troncal G, H, N2; en la actualidad los fluidos de la Isla N2 se destinan hacia la estación 2.

Figura 5. Múltiple Isla N2



- Múltiple Isla H, recibe los fluidos de los pozos VN -63, 62 y 10, dos líneas de recirculación de gas y la línea de prueba de la isla N2, su colector hace parte de la troncal G, H, N2 y su línea de prueba hace parte de la línea de prueba G, H, N2. El múltiple H, adicionalmente tiene la facilidad para destinar los fluidos colectados hacia la Estación Venado 2 por medio de la Troncal H que llega al Separador 1.

Figura 6. Múltiple Isla H





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
30/07/2015**

**Versión:
1**

Operación

- Revisar la alineación de los pozos a cada Colector, verificando el cumplimiento del programa de producción establecido.
- Revisar los indicadores de presión PI y de temperatura TI (presión de 30 a 50 Psig y temperatura de 80 a 100 °F).
- Depurar y drenar las líneas fuera de servicio, por medio de los drenajes.
- Poner y sacar de prueba un pozo, según el "Procedimiento para poner un pozo a prueba".



4.1.b. Sistema de trampas para raspadores

Fotografía 4. Trampas de recepción dentro de la estación Venado 1



Objetivo

Proveer un medio de inserción o extracción de raspadores de tubería (también llamados "Scrapers", "Pigs" o "Marranos") para las labores de mantenimiento de la red de tuberías entre las dos estaciones del campo.

Descripción

Como parte de la política de confiabilidad, es fundamental realizar maniobras de limpieza de tuberías debido a la considerable producción de parafinas que tiene el campo Venado, estas maniobras de limpieza se desarrollan de dos formas principales, una de ellas es el bombeo de baches alcalinos o de solventes que desprendan las obstrucciones y reducciones de naturaleza orgánica; la segunda manera en que se puede limpiar la tubería es mediante el desplazamiento de raspadores que barren a nivel interno las depositaciones que pueden ocasionar obstrucción; estos dos métodos pueden usarse combinados para mejorar los resultados.

El campo cuenta con trampas distribuidas en ciertos puntos estratégicos, que funcionan como trampas lanzadoras que convergen hacia el conjunto de trampas receptoras ubicado dentro de la estación.



Figura 7. Sistema de trampas para raspadores





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

Para la limpieza de las troncales del campo Venado, cada trampa cuenta con:

- Cámara de inserción o extracción, consiste en un segmento de tubería de diámetro mayor (Una o dos pulgadas más) al de la tubería a raspar; cuenta con una escotilla o tapa de apertura que permite el ingreso del raspador.

Fotografía 5. Trampa lanzadora para la troncal de agua de producción Estación 2- Estación 1



- Indicador de presión, muestra la presión en la cámara, permitiendo realizar una apertura segura sin riesgo de descompresiones que puedan poner en riesgo al personal.
- Válvulas, permiten ingresar y desplazar el raspador de manera segura evitando derrames o contacto con fluidos a alta presión.
- Válvulas de relevo, permiten mantener una presión de operación segura en la trampa cuando se está desplazando el raspador, además facilitan el alivio de presión de la cámara cuando se requiere su apertura.
- Indicador de paso del raspador, consiste en una paleta de color contrastante que se levanta en el momento en que el raspador pasa por el punto en que se encuentra instalado.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
30/07/2015**

**Versión:
1**

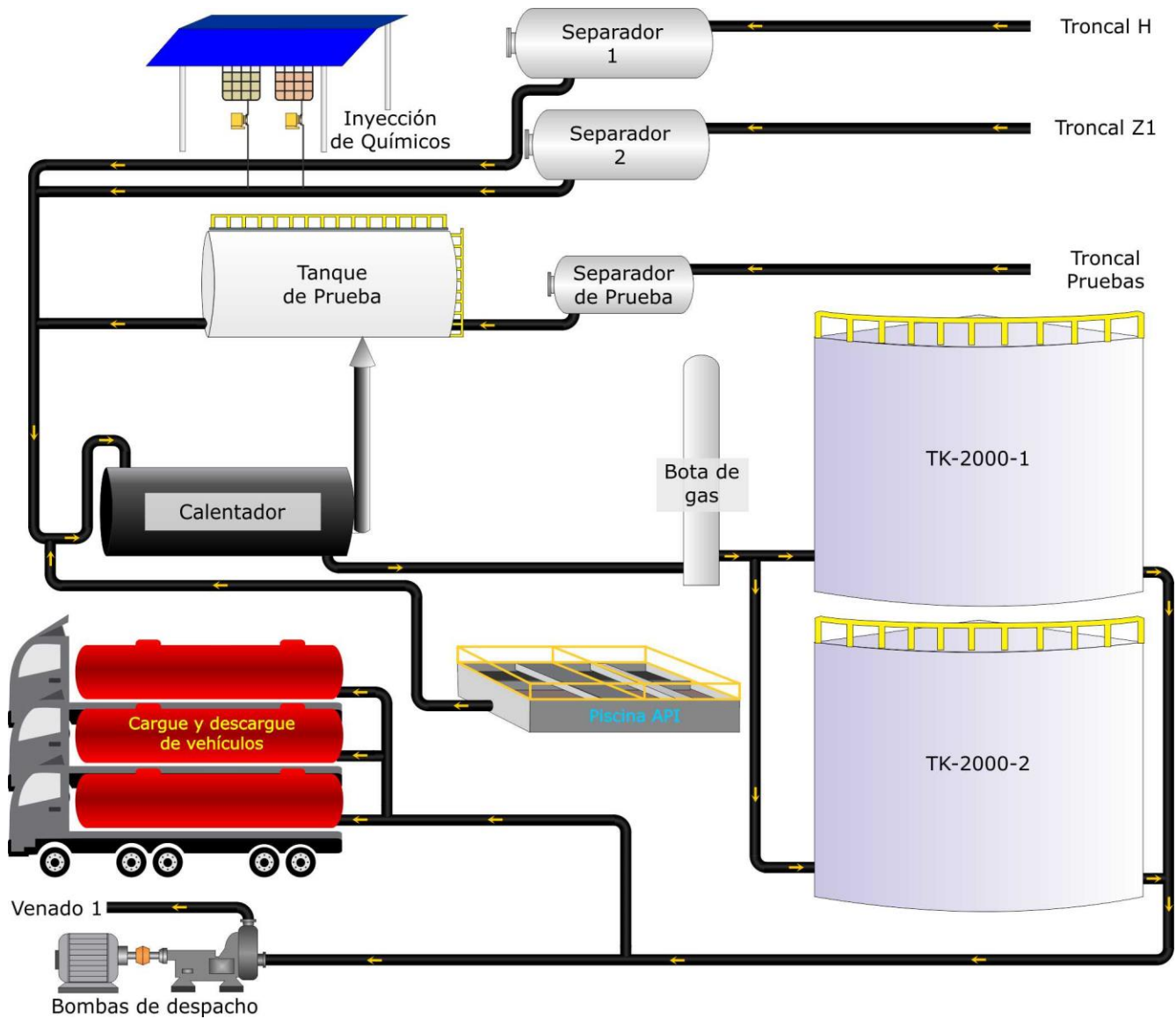
Fotografía 6. Indicador de paso para raspadores





4.2 Proceso de tratamiento y almacenamiento

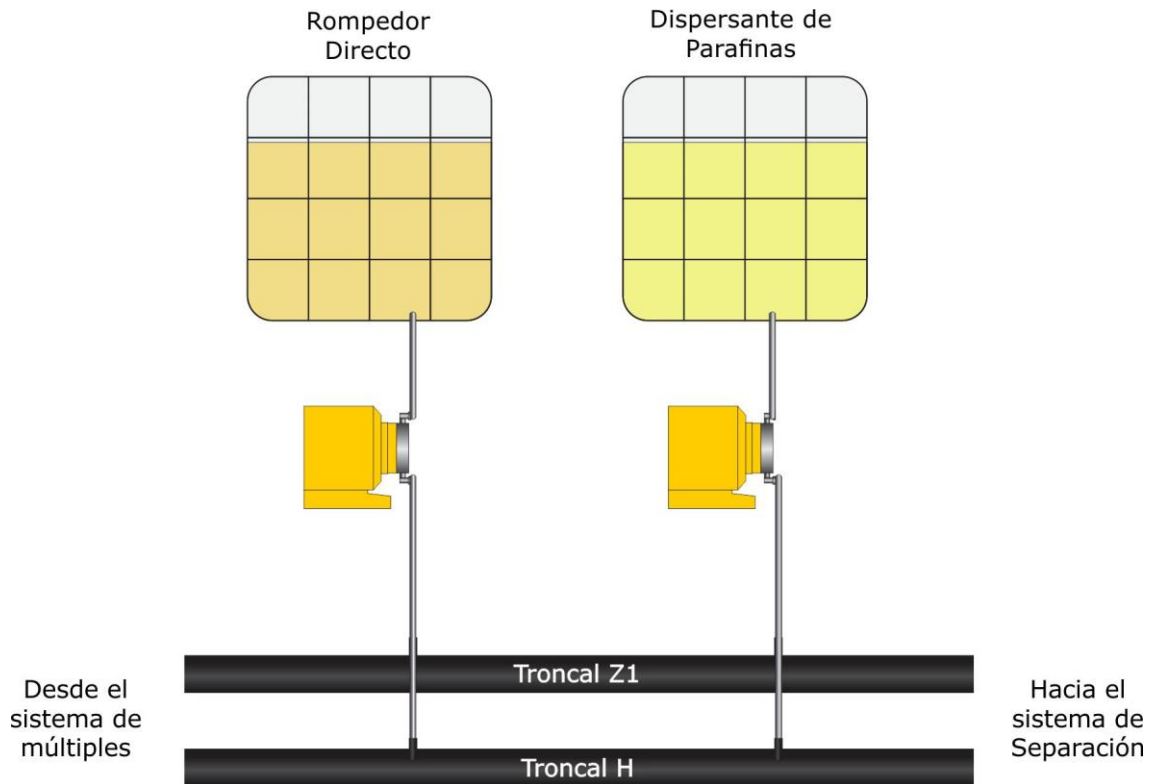
Figura 8. Diagrama del proceso de tratamiento y almacenamiento de crudo





4.2.a. Sistema de inyección de químicos

Figura 9. Sistema de inyección de químicos



Objetivo

Adicionar a los fluidos provenientes de los pozos un conjunto de productos cuyo propósito es ayudar en el tratamiento de éstos dentro de las vasijas de La Estación, lográndose así petróleo en condiciones aptas para la venta bajo los parámetros establecidos por el MM&E.

Descripción

Una vez el fluido producido llega a la estación por las dos troncales principales (Z1 y H), se somete a un tratamiento con productos químicos tales como rompedor directo y dispersante de parafinas que se inyectan antes de su ingreso a los separadores. El tratamiento se realiza desde una caseta que dispone de dosificadores eléctricos para inyectar el químico directamente a las dos troncales. Las bombas dosificadoras eléctricas suministran un flujo constante de químicos que mejoran la separación del agua contenida en el crudo, evitando el arrastre de líquidos con el gas y permitiendo un buen equilibrio entre las fases, las cuales están mezcladas de forma heterogénea; además se garantiza que el bombeo del crudo hacia la estación 1 se pueda efectuar en las condiciones adecuadas gracias al dispersante de parafinas.



Fotografía 7. Caseta de inyección de químicos



Para la inyección de estos químicos se cuenta con:

- **Cuatro (4) bombas dosificadoras de químicos**, que permiten graduar la rata de inyección en galones por día del producto químico deseado, de acuerdo a las características y al volumen de fluido a tratar.

Fotografía 8. Bombas dosificadoras de químicos





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

- **Dos (2) tanques almacenadores (bulk drum);** recipientes utilizados para el almacenamiento de cada uno de los químicos utilizados en el tratamiento de los fluidos provenientes de los pozos, están ubicados en la caseta adyacente al área de los separadores: Uno con Rompedor directo y el otro con dispersante de parafinas.

Tabla 1. Tasas de inyección de química

PRODUCTO	Tasa de inyección
Rompedor directo	2 galones / día
Dispersante de parafina	3 galones / día

Operación:

- Verificar que los químicos dispuestos para el tratamiento de los fluidos se estén inyectando.
- Aplicar el procedimiento para puesta en marcha de una bomba dosificadora.
- Disponer la reutilización del producto cuando se realizan los mantenimientos.
- Verificar y ajustar la rata de inyección de cada una de las bombas dosificadoras de químico.

Precauciones:

- Al verificar la rata de inyección, asegurarse que la válvula que comunica la línea de alimentación de las bombas con el visor quede cerrada, para evitar que éstas queden trabajando al vacío cuando el fluido se agote.
- Asegurarse de utilizar los Elementos de Protección Personal (EPP) adecuados cuando se manipulen los químicos a fin de prevenir inhalaciones, salpicaduras en los ojos y en la piel, según el Procedimiento para selección, uso y mantenimiento de los EPP.
- Tener disponible la ficha técnica de los químicos utilizados, para actuar de manera adecuada según lo estipulado por el fabricante al manipularlos o en caso de alguna eventualidad.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

4.2.b. Sistema de separación

Fotografía 9. Área de separadores



Objetivo

Separar los fluidos provenientes de los pozos de producción que entran a la estación, en dos fases (gas y emulsión agua-petróleo).

Descripción

El sistema de separación de la estación Venado 2, cuenta con tres separadores horizontales de tipo bifásico que reciben los fluidos provenientes de los colectores, dos de ellos son destinados a pruebas de pozo y los otros dos se destinan a la separación de la producción en general. El gas separado se dirige al scrubber general, mientras que la emulsión agua-crudo se destina al calentador o al gun barrel de según sea necesario.


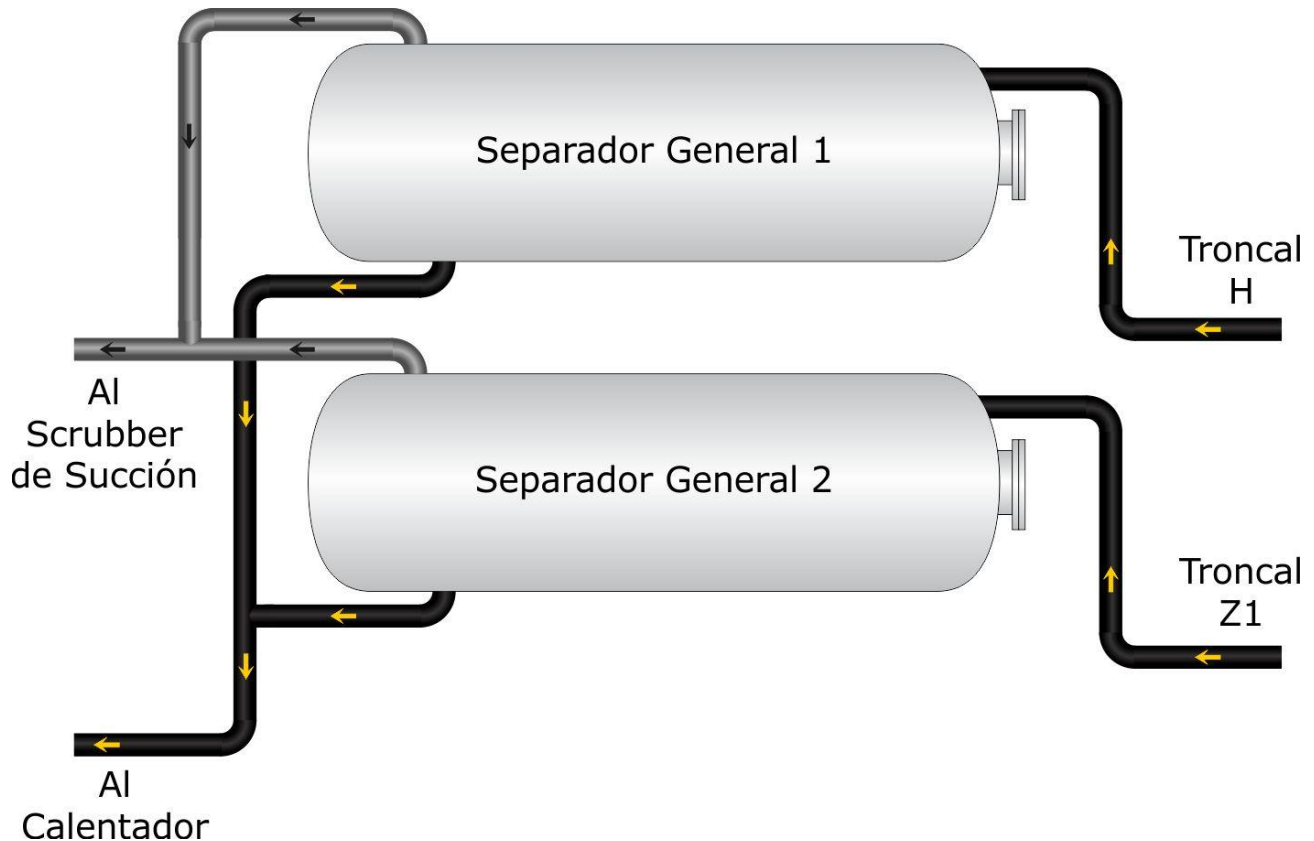
	MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2		
	PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS		
	MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS	Elaborado 30/07/2015	Versión: 1

Figura 10. Diagrama del sistema de separación

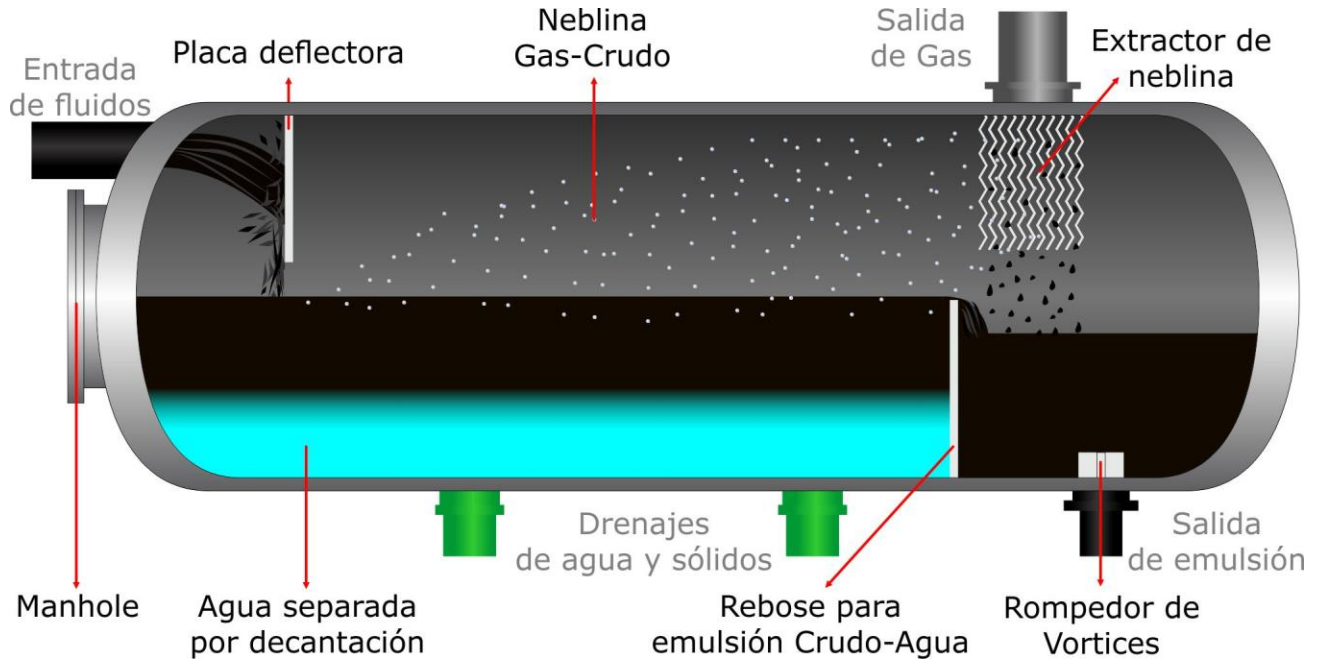


El sistema de separación se compone de las vasijas, líneas e instrumentos mostrados a continuación:

- **Dos (2) separadores horizontales bifásicos**, reciben la producción de los pozos que entran a la estación por las troncales H y Z1. Inicialmente el fluido entra a la vasija y choca con una platina de impacto provocando una separación parcial entre la fase gaseosa y la líquida. Por la parte superior circula el gas separado, fluyendo a través de la zona de coalescencia y del eliminador de neblina para retirarle el líquido presente y finalmente salir hacia el scrubber a través de la válvula automática que es accionada por el controlador de presión. Por la parte inferior fluye el líquido emulsionado (petróleo y agua) hasta el otro extremo del separador dando lugar a que el gas que se encuentra a esas condiciones de presión y temperatura y aun no se ha separado se libere y ascienda, permitiendo así que la emulsión salga con la menor cantidad de gas posible hacia el calentador o la bota de gas, por la válvula automática que actúa de acuerdo al controlador de nivel de la vasija.



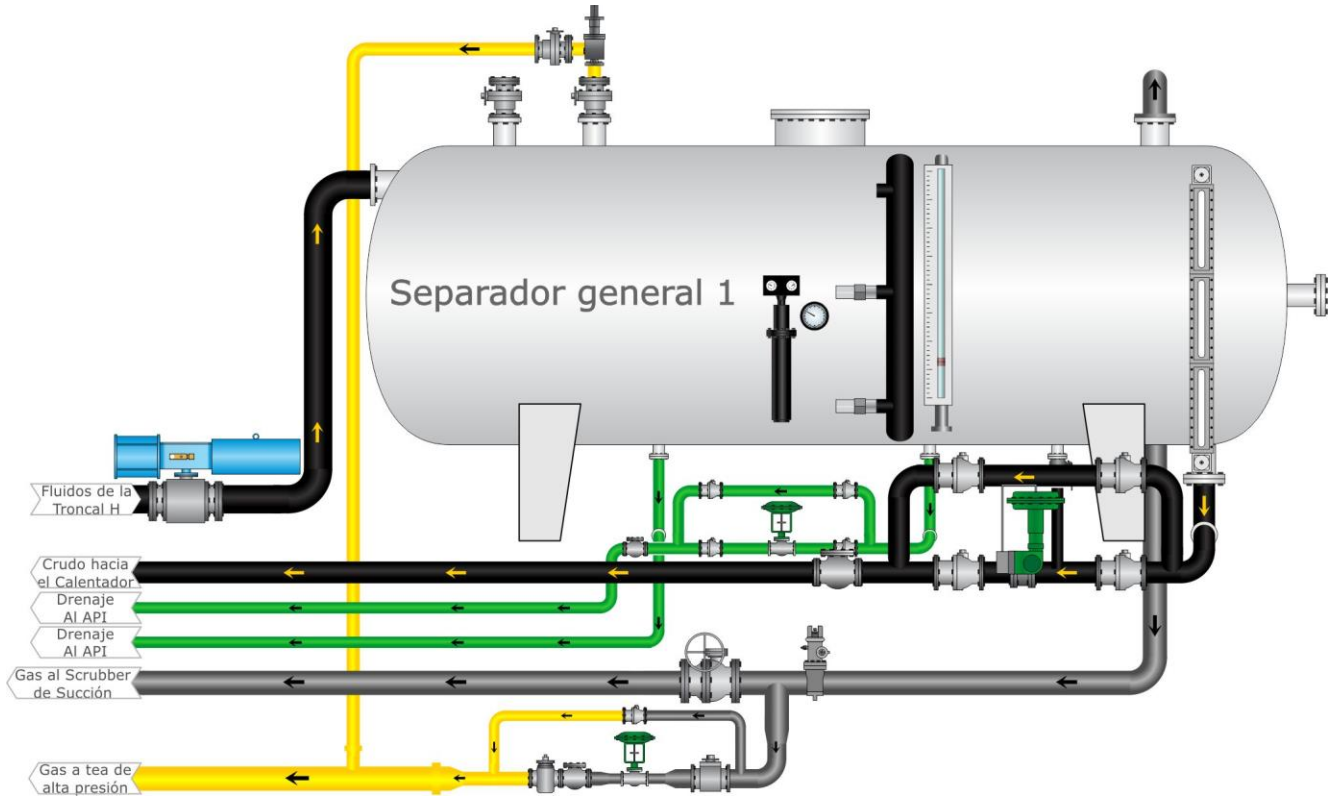
Figura 11. Vista interna del separador bifásico



Estos separadores cuentan con switches de nivel y presión que se encargan, en el caso de los electrónicos, de enviar señales de alarma por alto nivel y alta presión al supervisorio, avisándole al operador del inconveniente para que tome los correctivos necesarios y en el caso de los neumáticos, de activar los dispositivos de shutdown.



Figura 12. Vista lateral del separador general 1



Los dispositivos de control anteriormente nombrados, así como la válvula seguridad, los instrumentos y los equipos de shutdown, con que adicionalmente cuenta el separador general 1 operan de la siguiente manera:

- **Válvula automática controladora de nivel (LCV) – normalmente cerrada**, regula el nivel de líquido dentro del separador, cuenta con un control neumático el cual es accionado por un flotador instalado en un brazo de nivel del separador. Cuando el nivel de líquido en el separador sube por encima del punto de control previamente establecido en la operación, el flotador transmite una señal mecánica al controlador, el cual a su vez deja pasar presión de aire al diafragma de la válvula de control, haciéndola abrir. Cuando el nivel baja, el controlador corta la presión de aire que actúa sobre el diafragma y la válvula se cierra.
- **Válvula Reguladora de Presión (PCV) – normalmente cerrada**, ubicada en la línea de salida de gas del Separador. Esta válvula regula la presión de operación del separador y cuenta con un controlador neumático para su operación. Cuando la presión en el separador aumenta por encima del punto de control establecido para su operación normal, el controlador corta la señal de aire de suministro sobre el diafragma de la válvula y la hace abrir, descargando el gas a la tea; cuando la presión del separador cae por debajo del punto de control normal de operación, el controlador deja pasar aire de suministro sobre el diafragma de la válvula y la hace cerrar.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

- **Válvula de Seguridad (PSV) – normalmente cerrada**, su función es liberar el exceso de presión cuando la válvula controladora de presión no actúa. Se encuentra instalada en la parte superior del separador y su funcionamiento es mecánico; cuando la presión se incrementa el resorte se contrae y permite descargar la presión del separador a la tea de alta. Una vez la presión del separador baja, la válvula se cierra. Esta válvula es graduada para que abra a unas 20 a 30 psi por encima de la presión a la cual va a trabajar el separador.

Fotografía 10. Válvulas en la Salida de crudo (LCV) y salida de gas (PCV)



Fotografía 11. Válvula de seguridad (PSV)





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

- **Válvula de Shutdown (ESDV) – Normalmente abierta:** Esta válvula está ubicada a la entrada del separador. Su actuador es de tipo solenoide que la cierra para impedir la entrada de fluidos al separador, cuando las variables de presión o de nivel han excedido los puntos de ajuste establecidos en la operación. Esta válvula actúa por alta presión o por alto nivel. Los equipos de Shutdown además de activarse automáticamente, se pueden activar de forma manual desde el tablero ESD ubicado en la Sala de Control, cuando el operador lo crea conveniente y sea previamente consultado con el Supervisor de la estación, aunque una vez actuados deben resetearse de manera manual.

Fotografía 12. Válvula de Shutdown (ESDV)



- **Switch de alta presión (PSH):** Cuando se presenta alta presión en el separador, éste Switch actúa enviando una señal a la ESDV para que se cierre. Debe estar seteado a una presión más alta que la alarma de alta presión.
- **Switch de alto nivel (LSH):** Usado para prevenir que el líquido entre en la línea de gas. Cuando se presenta alto nivel de líquidos en el separador, envía una señal a la ESDV para que se cierre. Debe estar seteado a un nivel más alto que la alarma de alto nivel.
- **Switch de bajo nivel (LSL):** Usado para alarmar que no ingresa fluido en la vasija. Cuando se presenta bajo nivel de líquidos en el separador, envía una señal al CCM; indicando paradas de producción en el campo o el cierre de la válvula de shutdown.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

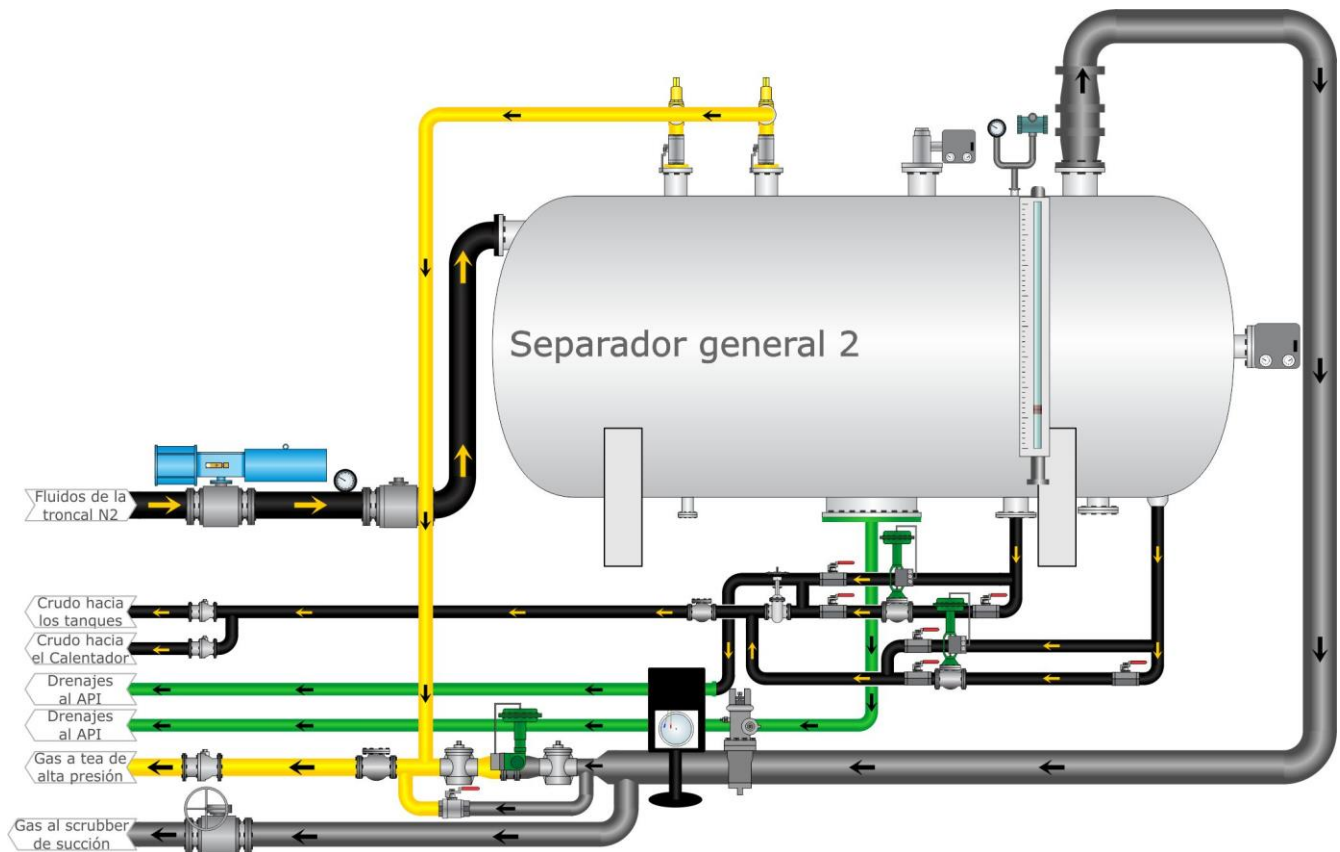
MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

- **FR:** Registradores de flujo. Son registradores de 3 plumillas para medir presión, pulgadas de agua y temperatura. Se utilizan en la medición del gas, para determinar la rata de flujo a condiciones estándar.

Figura 13. Vista lateral del separador general 2



- Los dispositivos de control anteriormente nombrados, así como la válvula seguridad, los instrumentos y los equipos de shutdown, con que adicionalmente cuenta el separador general 2 operan de la siguiente manera:
- **Válvula automática controladora de nivel (LCV) – normalmente cerrada**, regula el nivel de líquido dentro del separador, cuenta con un control neumático el cual es accionado por un flotador instalado en un brazo de nivel del separador. Cuando el nivel de líquido en el separador sube por encima del punto de control previamente establecido en la operación, el flotador transmite una señal mecánica al controlador, el cual a su vez deja pasar presión de aire al diafragma de la válvula de control, haciéndola abrir. Cuando el nivel baja, el controlador corta la presión de aire que actúa sobre el diafragma y la válvula se cierra.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

- **Válvula Reguladora de Presión (PCV) – normalmente cerrada**, ubicada en la línea de salida de gas del Separador. Esta válvula regula la presión de operación del separador y cuenta con un controlador neumático para su operación. Cuando la presión en el separador aumenta por encima del punto de control establecido para su operación normal, el controlador corta la señal de aire de suministro sobre el diafragma de la válvula y la hace abrir, descargando el gas a la tea; cuando la presión del separador cae por debajo del punto de control normal de operación, el controlador deja pasar aire de suministro sobre el diafragma de la válvula y la hace cerrar.
- **Válvulas de Seguridad (PSV) – normalmente cerradas**, su función es liberar el exceso de presión cuando la válvula controladora de presión no actúa. Se encuentran instaladas en la parte superior del separador y su funcionamiento es mecánico; cuando la presión se incrementa el resorte se contrae y permite descargar la presión del separador a la tea de alta. Una vez la presión del separador baja, la válvula se cierra. Esta válvula es graduada para que abra a unas 20 a 30 psi por encima de la presión a la cual va a trabajar el separador.

Fotografía 13. Válvulas en la salida de gas (PCV), salida de crudo (LCV) y drenaje (LCV)



Fotografía 14. Válvulas de seguridad (PSV)





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

- **Válvula de Shutdown (ESDV) – normalmente abierta**, esta válvula está ubicada a la entrada del separador. Su actuador es de tipo solenoide que la cierra para impedir la entrada de fluidos al separador, cuando las variables de presión o de nivel han excedido los puntos de ajuste establecidos en la operación. Esta válvula actúa por alta presión o por alto nivel. Los equipos de shutdown además de activarse automáticamente, se pueden activar de forma manual desde el tablero ESD ubicado en la sala de control, cuando el operador lo crea conveniente y sea previamente consultado con el supervisor de la estación, aunque una vez actuados deben resetearse de manera manual.

Fotografía 15. Válvula de shutdown (ESDV)



- **Switch de alta presión (PSH):** Cuando se presenta alta presión en el separador, éste Switch actúa enviando una señal a la PCV para que se abra liberando el exceso de presión hacia la tea.
- **Switch de alto nivel (LSH):** Usado para prevenir que el líquido entre en la línea de gas. Cuando se presenta alto nivel de líquidos en el separador, envía una señal a la LCV para que se abra, evacuando así el nivel de líquido. Debe estar setado a un nivel más alto que la alarma de alto nivel.
- **Controlador de nivel de líquido (LC):** Instalado en la parte superior del separador, se utiliza para controlar la apertura de la válvula de control automática de la línea de drenaje de líquidos de la cámara agua-crudo del separador.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

Fotografía 16. Switch de alto nivel (LSH) / Controlador de nivel (LC)



- **FR:** Registrador de flujo de 3 plumillas para medir presión, pulgadas de agua y temperatura. Se utiliza en la medición del gas, para determinar la rata de flujo a condiciones estándar.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

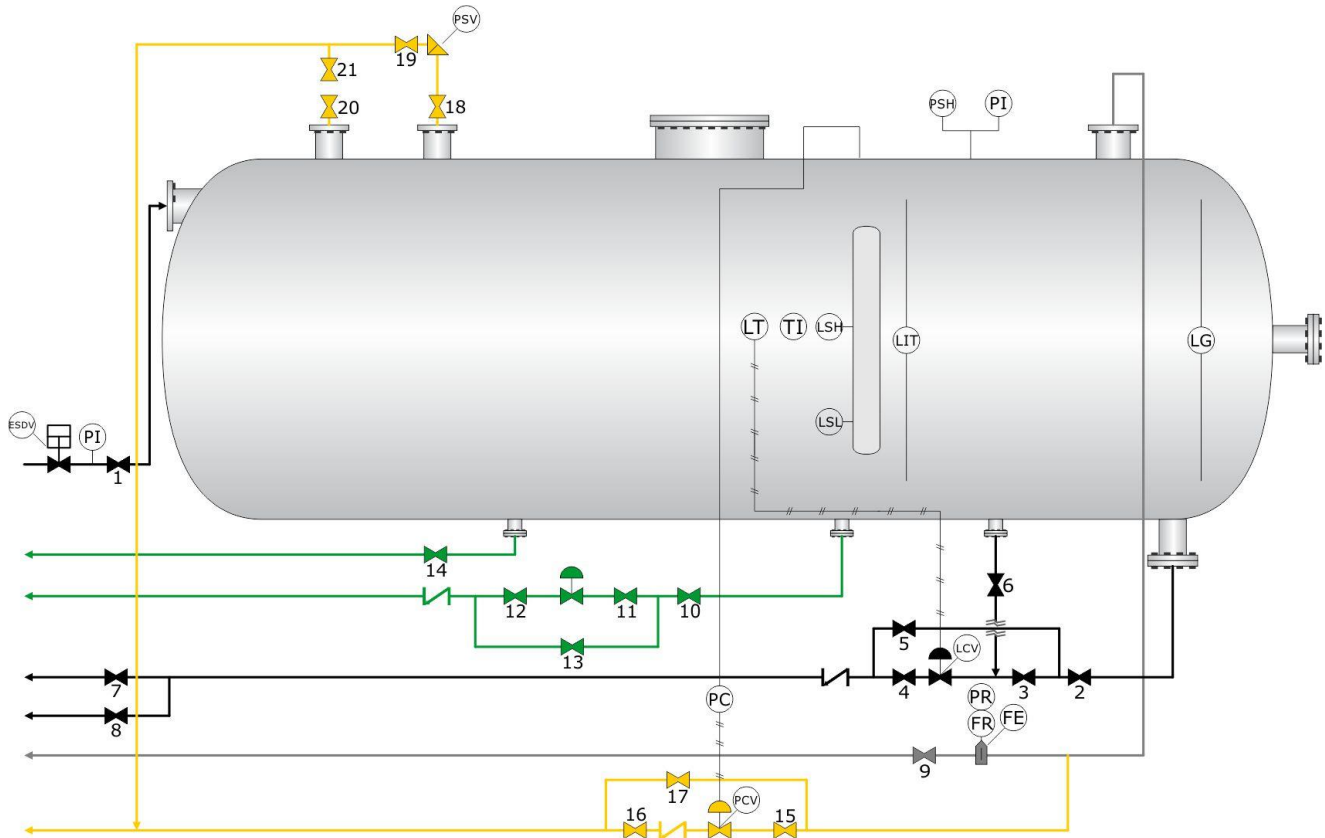
MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

La ubicación y las condiciones normales de operación de las válvulas de accionamiento manual ubicadas en el área de los separadores se muestran en las siguientes figuras y tablas:

Figura 14. Diagrama de instrumentos y válvulas para el separador general 1



**MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2****PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS****MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS****Elaborado
30/07/2015****Versión:
1****Tabla 2. Condiciones normales de operación de las válvulas manuales asociadas al separador general 1**

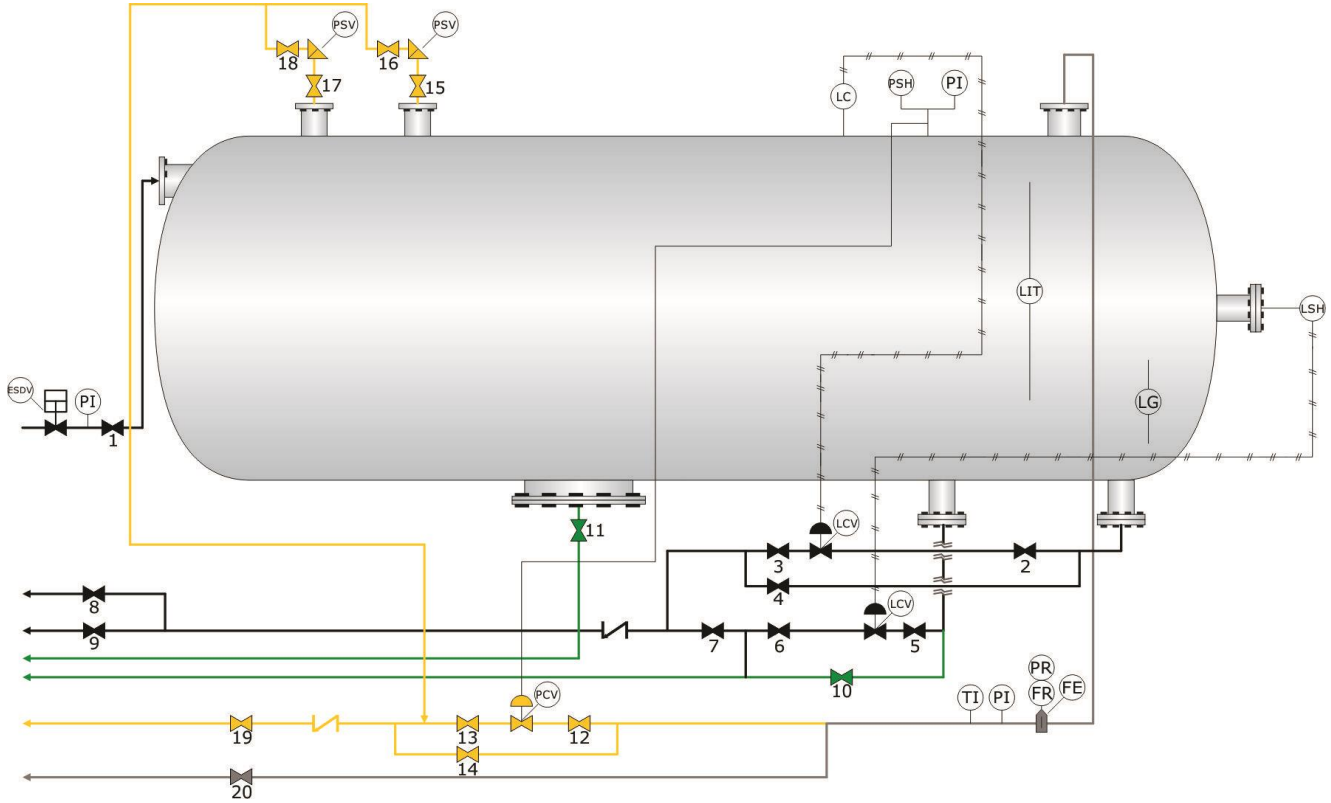
Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Entrada de fluido al separador, después de la ESDV	Abierta
2	Salida 1 de líquido del separador	Cerrada
3	Salida de líquido del separador, antes de la LCV	Cerrada
4	Salida de líquido del separador, después de la LCV	Abierta
5	Salida de líquido del separador, by pass de la LCV	Cerrada
6	Salida 2 de líquido del separador	Abierta
7	Salida de líquido del separador, hacia los tanques	Cerrada
8	Salida de líquido del separador, hacia el calentador	Abierta
9	Salida de gas a compresión, después del FE	Abierta
10	Drenaje 1	Cerrada
11	Drenaje 1, antes de la válvula automática	Cerrada
12	Drenaje 1, después de la válvula automática	Cerrada
13	Drenaje 1, by pass de la válvula automática	Cerrada
14	Drenaje 2	Abierta
15	Alivio de presión de la línea de salida de gas, antes de la PCV	Abierta
16	Alivio de presión de la línea de salida de gas, después de la PCV	Abierta
17	Alivio de presión de la línea de salida de gas, by pass de la PCV	Cerrada
18	Alivio de presión 1, antes de la PSV	Abierta
19	Alivio de presión 1, después de la PSV	Abierta
20	Alivio de presión 2, línea ciega	Cerrada
21	Alivio de presión 2, línea ciega	Cerrada

Tabla 3. Datos técnicos para el separador general 1

Variable	Valor	Unidades
Máxima presión de trabajo permitida, a 150 F	75	PSI
Mínima temperatura de diseño del metal a 75 Psi	20	° F
Presión de prueba	113	PSI
Temperatura de operación	100	°F
Capacidad	320,2	Ft ³



Figura 15. Diagrama de instrumentos y válvulas para el separador general 2



**MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2****PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS****MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS****Elaborado
30/07/2015****Versión:
1****Tabla 4. Condiciones normales de operación de las válvulas manuales ubicadas en el área del separador General 2**

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Entrada de fluido al separador, después de la ESDV	Abierta
2	Salida 1 de líquido del separador, antes de la LCV	Cerrada
3	Salida 1 de líquido del separador, después de la LCV	Cerrada
4	Salida 1 de líquido del separador, by pass de la LCV	Cerrada
5	Salida 2 de líquido del separador, antes de la LCV	Abierta
6	Salida 2 de líquido del separador, después de la LCV	Abierta
7	Salida 2 de líquido del separador, antes del cheque	Abierta
8	Salida de líquido del separador, hacia el calentador	Abierta
9	Salida de líquido del separador, hacia los tanques	Cerrado
10	Drenaje de la salida 2	Cerrada
11	Drenaje de la zona media	Cerrada
12	Alivio de presión de la línea de salida de gas, antes de la PCV	Abierta
13	Alivio de presión de la línea de salida de gas, después de la PCV	Abierta
14	Alivio de presión de la línea de salida de gas, by pass de la PCV	Cerrada
15	Alivio de presión 1, antes de la PSV	Abierta
16	Alivio de presión 1, después de la PSV	Abierta
17	Alivio de presión 2, antes de la PSV	Abierta
18	Alivio de presión 2, después de la PSV	Abierta
19	Alivio de presión a tea, antes del cheque	Abierta
20	Salida de gas hacia el scrubber de succión	Abierta

Tabla 5. Datos técnicos para el separador general 2

Variable	Valor	Unidades
Máxima presión de trabajo permitida, a 150 F	285	PSIG
Mínima temperatura de diseño del metal a 285 Psig	-20	° F
Diámetro externo	54	In
Longitud	10	Ft



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

Operación

- Verificar inicialmente desde el supervisor las condiciones operacionales de los separadores, especialmente la presión y el nivel, y luego en campo corroborar lo observado, revisando el nivel en los visores y la presión en los manómetros. Igualmente confirmar que las válvulas automáticas estén funcionando correctamente y que las válvulas manuales se encuentren abiertas o cerradas de acuerdo a la operación normal de las vasijas.
- Restablecer (de forma manual) los equipos de shutdown en caso de ser necesario.
- Sacar transitoriamente de línea un separador cuando las condiciones operacionales de éstos lo requieran, según el Procedimiento para operación, parada y puesta en marcha de los separadores generales 1 y 2.
- Poner en funcionamiento el separador sacado de línea transitoriamente, según el procedimiento para operación, parada y puesta en marcha de los separadores generales 1 y 2.

Precauciones

- Si es necesario subir a los separadores, se debe ser cuidadoso al ascender por la escalera y al caminar sobre el techo de éste, utilizando siempre los implementos de seguridad para trabajos en alturas, según el "Procedimiento para Trabajos en Alturas".
- Antes de abrir la vasija, desconectar tuberías, dispositivos o válvulas, aliviar la presión del recipiente para evitar derrames no deseados o lesiones severas.
- Abrir y cerrar suavemente las válvulas manuales para prevenir los golpes de ariete.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

4.2.c. Sistema de prueba

Fotografía 17. Separador de prueba



Objetivo

Determinar las propiedades y la cantidad de fluido producido por el pozo que se pone en prueba.

Descripción

El fluido del pozo que se pone en prueba, llega al separador bifásico por la troncal de pruebas, en dicha vasija se realizan las mediciones dinámicas de la cantidad de gas producido en un periodo de tiempo dado, de acuerdo al potencial estimado del pozo. El líquido separado, es conducido hacia el tanque de prueba, donde se realizan las mediciones estáticas requeridas para conocer el volumen de líquido producido (agua y crudo), que luego se complementa con el análisis de laboratorio y así permiten determinar el potencial real del pozo.

Una vez terminado el proceso de prueba, los fluidos se recirculan hacia el calentador gracias a la bomba de circulación del tanque de prueba.


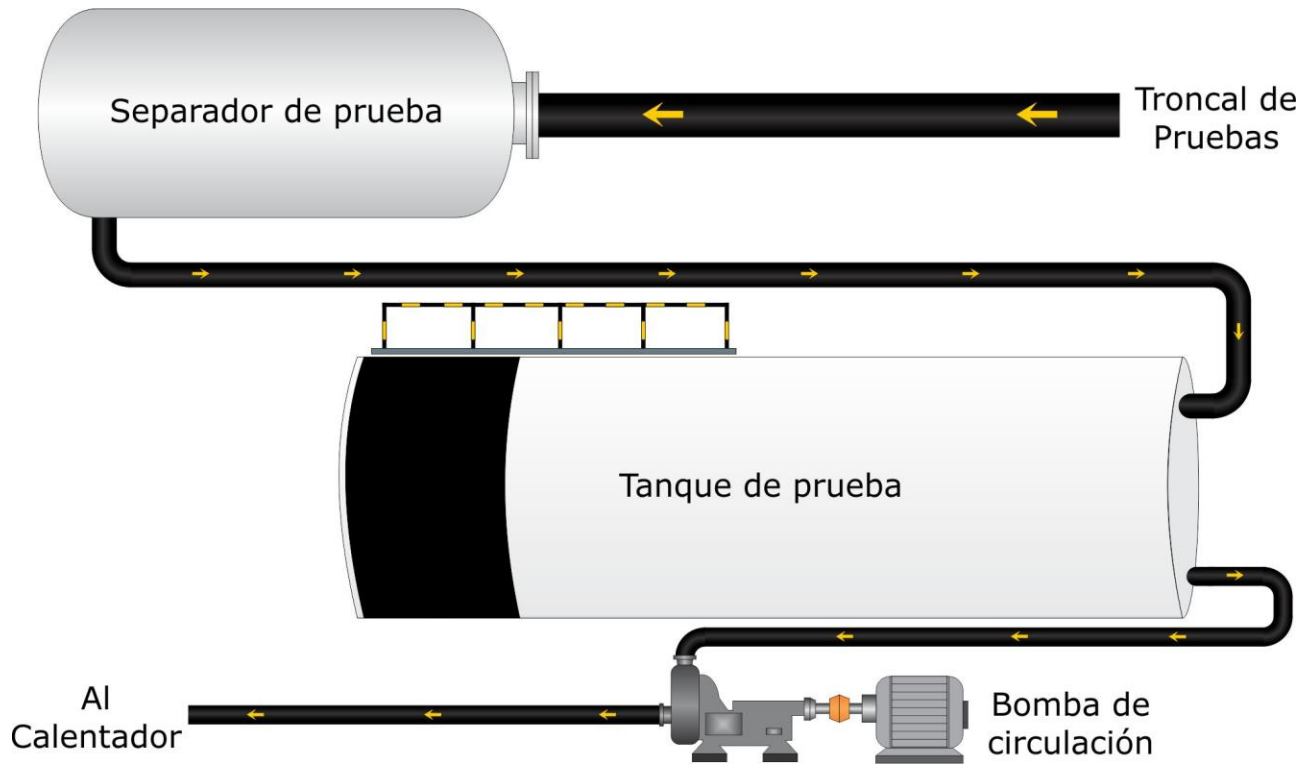
	MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2		
	PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS		
	MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS	Elaborado 30/07/2015	Versión: 1

Figura 16. Sistema de prueba

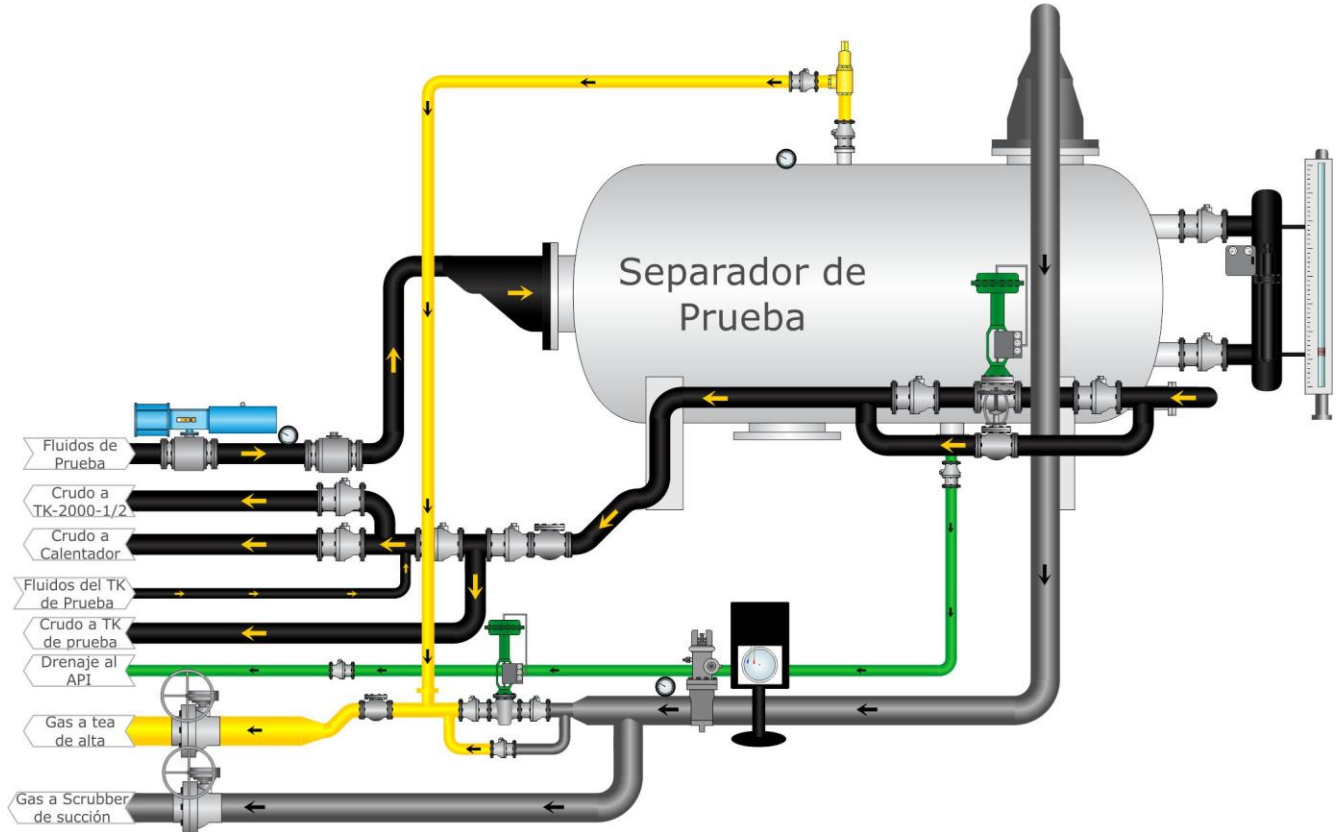


El sistema de prueba está constituido por:

- **Un (1) separador horizontal bifásico**, el fluido entra por la parte frontal y choca contra una platina de impacto que provoca una separación parcial entre la fase gaseosa y la líquida. Por la parte superior circula el gas separado, fluyendo a través de la zona de coalescencia y del eliminador de neblina para retirarle el líquido presente y finalmente salir hacia la Tea de alta presión pasando por el medidor de platina de orificio seguido de la válvula automática que actúa de acuerdo al controlador de presión. Por la parte inferior fluye el líquido emulsionado (petróleo y agua) hasta el otro extremo del separador dando lugar a que el gas que se encuentra a esas condiciones de presión y temperatura y aun no se ha separado se libere, permitiendo así que la emulsión salga por la válvula automática que actúa de acuerdo al controlador de nivel, con la menor cantidad de gas posible, y luego se dirige hacia el tanque de prueba. El separador además cuenta con switches de nivel y presión que se encargan de enviar señales neumáticas por alto nivel y alta presión al supervisorio con el propósito de activar correctivos necesarios para evitar emergencias.



Figura 17. Líneas, válvulas e instrumentos asociados al separador de prueba



La descripción de los dispositivos de control y seguridad (válvula reguladora de nivel, la válvula reguladora de presión, válvula de seguridad y los equipos de shutdown), con los que cuenta el separador de prueba, son similares en estructura y funcionamiento a los encontrados en el sistema de separación.

Los elementos de medida destinados al flujo de gas operan de la siguiente manera:

- **Medidor de platina de orificio (FM)**, está ubicado en la línea de salida de gas del separador y consta de un platina de acero circular con un orificio en el centro (de diferentes diámetros de acuerdo al pozo que se pone en prueba), la cual al introducirla dentro del medidor y al hacer pasar el gas por ésta, genera una diferencia de presión que se utiliza para determinar la cantidad de gas producido por el pozo que está en prueba.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

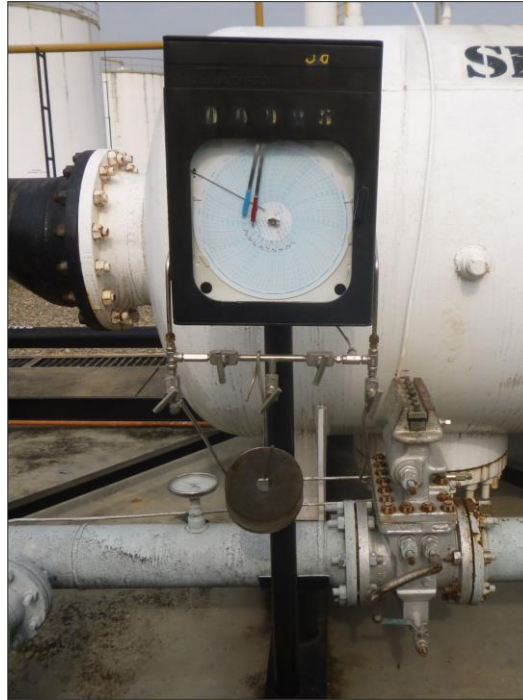
MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

- **Registrador de presión (FR)**, este instrumento es complementario al medidor de platina de orificio, ya que se encarga de registrar en una carta, la presión diferencial y la presión estática enviada por el medidor mediante una señal neumática, que es captada y transformada por una serie de dispositivos encargados de accionar las dos plumillas de impresión.

Fotografía 18. Registrador barton de carta circular y medidor de platina de orificio

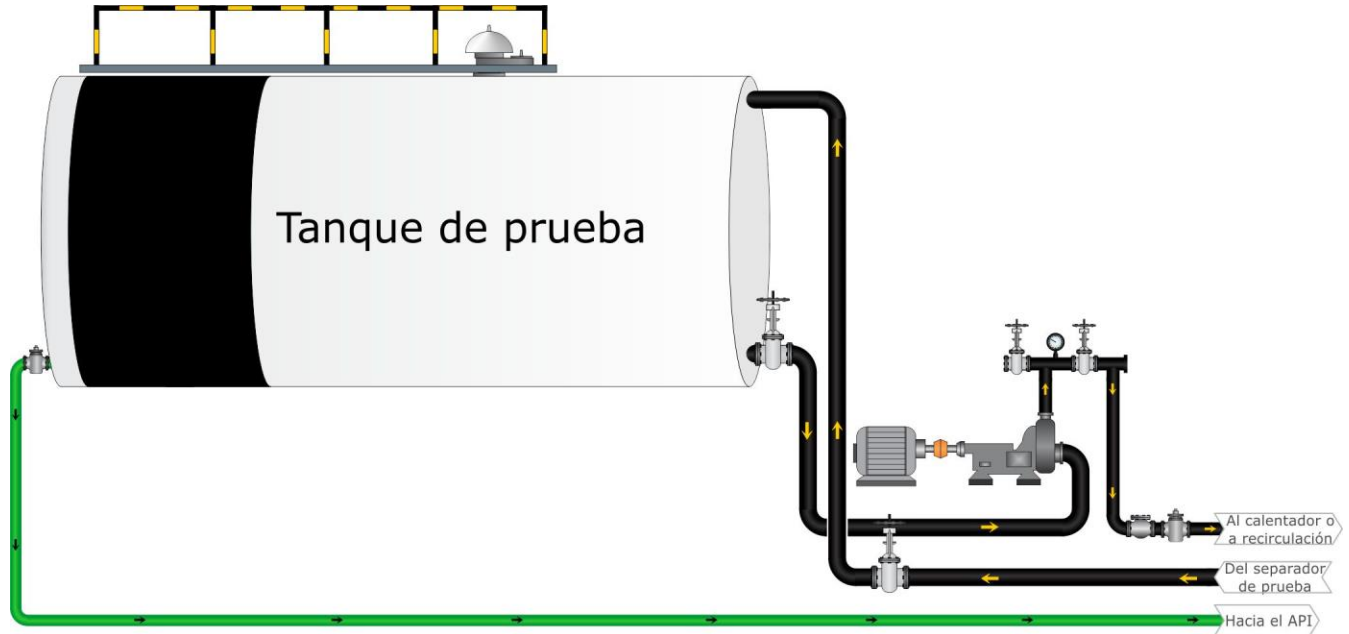


- **Un (1) tanque horizontal de prueba**, la emulsión que sale del separador de prueba, entra al tanque por la parte superior y se almacena por un periodo de tiempo razonable, en el que el fluido alcanza las condiciones de estabilidad necesarias para realizar las mediciones estáticas de nivel y temperatura, que en conjunto con las tablas de aforo del tanque y las pruebas de laboratorio, permiten determinar la cantidad y calidad del fluido producido por el pozo en prueba. Luego de realizadas estas mediciones, si el nivel del fluido en la vasija es muy elevado, éste es transferido hacia el calentador.

En el techo del tanque se cuenta con una válvula de presión y vacío como dispositivo de seguridad, para evitar el estallido o colapso de la vasija cuando ésta se llena o se desocupa, permitiendo la salida de gas o entrada de aire de acuerdo a la presión.



Figura 18. Vista lateral del área del tanque de prueba y la bomba de circulación



- **Una (1) bomba booster de circulación para el tanque de prueba**, Esta bomba de tipo centrífuga es impulsada por un motor eléctrico, una vez realizado el proceso de prueba evacua el tanque de prueba recirculando el fluido entre la bomba y el tanque o descargándolo hacia la línea colectora del calentador, la cual también recoge los fluidos provenientes de los separadores.

Fotografía 19. Bomba de circulación del sistema de prueba

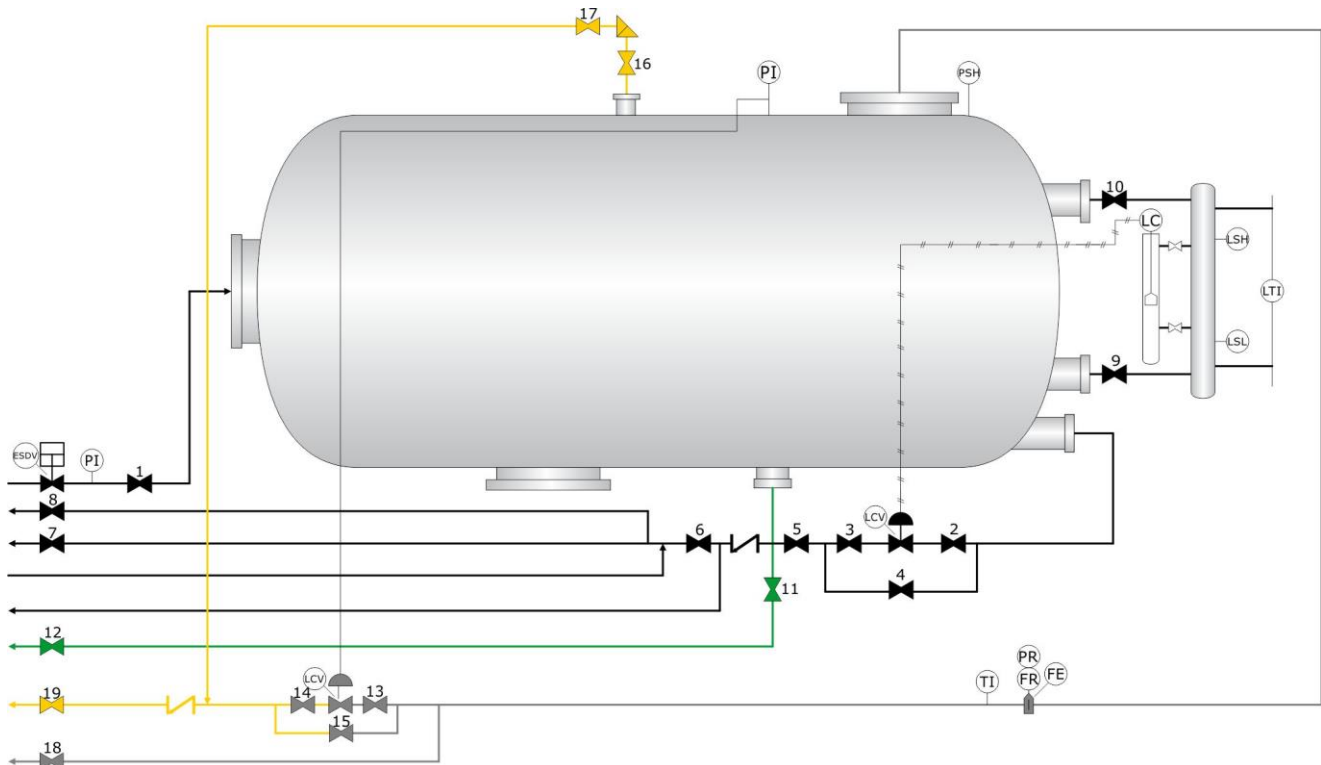




La ubicación y las condiciones normales de operación de los instrumentos y válvulas ubicadas en el área del separador de prueba, tanque de prueba y bomba de circulación, se muestran en las siguientes figuras y tablas:

- **Separador de prueba.**

Figura 19. Válvulas e instrumentos para el separador de prueba



**MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2****PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS****MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS****Elaborado
30/07/2015****Versión:
1****Tabla 6. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del separador**

N°	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Entrada de fluidos al separador	Abierta
2	Salida de líquidos del separador, antes de la LCV	Abierta
3	Salida de líquidos del separador, después de la LCV	Abierta
4	Salida de líquidos del separador, by pass de la LCV	Cerrada
5	Salida de líquidos del separador, antes del cheque	Abierta
6	Salida de líquidos del separador, después del cheque	Abierta
7	Salida de líquidos del separador, hacia el calentador	Cerrada
8	Salida de líquidos del separador, hacia los tanques de almacenamiento	Cerrada
9	Conexión inferior a la bota de instrumentación	Abierta
10	Conexión superior a la bota de instrumentación	Abierta
11	Drenaje hacia la piscina API	Abierta
12	Drenaje hacia la piscina API	Abierta
13	Alivio de presión de la salida de gas, antes de la PCV	Abierta
14	Alivio de presión de la salida de gas, después de la PCV	Abierta
15	Alivio de presión de la salida de gas, by pass de la PCV	Cerrada
16	Alivio de presión del separador, antes de la PSV	Abierta
17	Alivio de presión del separador, después de la PSV	Abierta
18	Salida de gas hacia el scrubber de Succión	Abierta
19	Alivio de presión general hacia la tea	Abierta



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
30/07/2015**

**Versión:
1**

- **Tanque de prueba y bomba de circulación**

Figura 20. Válvulas e instrumentos para el tanque de prueba y la bomba de circulación

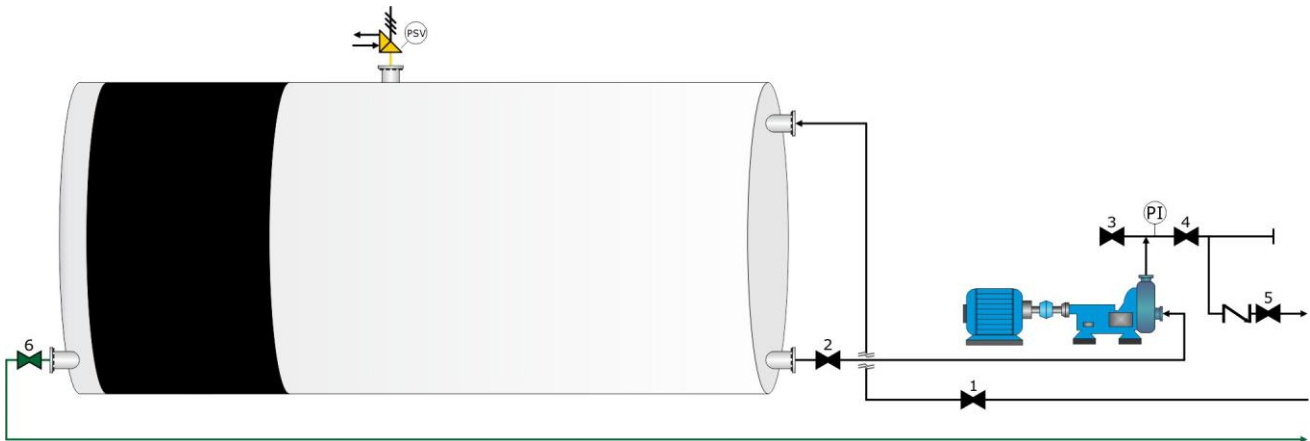


Tabla 7. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del separador

N°	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Entrada de líquido al tanque proveniente del separador	Abierta
2	Salida de líquido del tanque, succión de la bomba centrífuga	Cerrada*
3	Descarga de la bomba centrífuga, línea ciega	Cerrada
4	Descarga de la bomba centrífuga, después del indicador de presión	Cerrada*
5	Descarga de la bomba centrífuga, antes del cheque	Cerrada*
6	Drenaje del tanque	Cerrada**

* Abierta solamente durante la operación de vaciado del tanque.

** Abierta solamente durante la operación de drenaje y/o limpieza del tanque.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

4.2.d. Sistema de tratamiento térmico

Fotografía 20. Sistema de tratamiento térmico



Objetivo

Elevar la temperatura de emulsiones crudo-agua, para mejorar su proceso de decantación en los tanques de almacenamiento.

Descripción

Las emulsiones desgasificadas en los separadores generales 1 y 2, se circulan hacia el calentador, este equipo genera calor suficiente gracias a la combustión del gas de consumo que se le suministra, para luego conducir el fluido hacia los tanques de almacenamiento con una temperatura que facilita la decantación de la fase acuosa de la emulsión. La cantidad de calor que se debe suministrar depende de la temperatura a la cual entra el fluido, la temperatura a la cual debe salir y la cantidad de fluido que ingresa por hora; para su correcto funcionamiento es fundamental que el contenido de gas en la línea de entrada sea el mínimo.


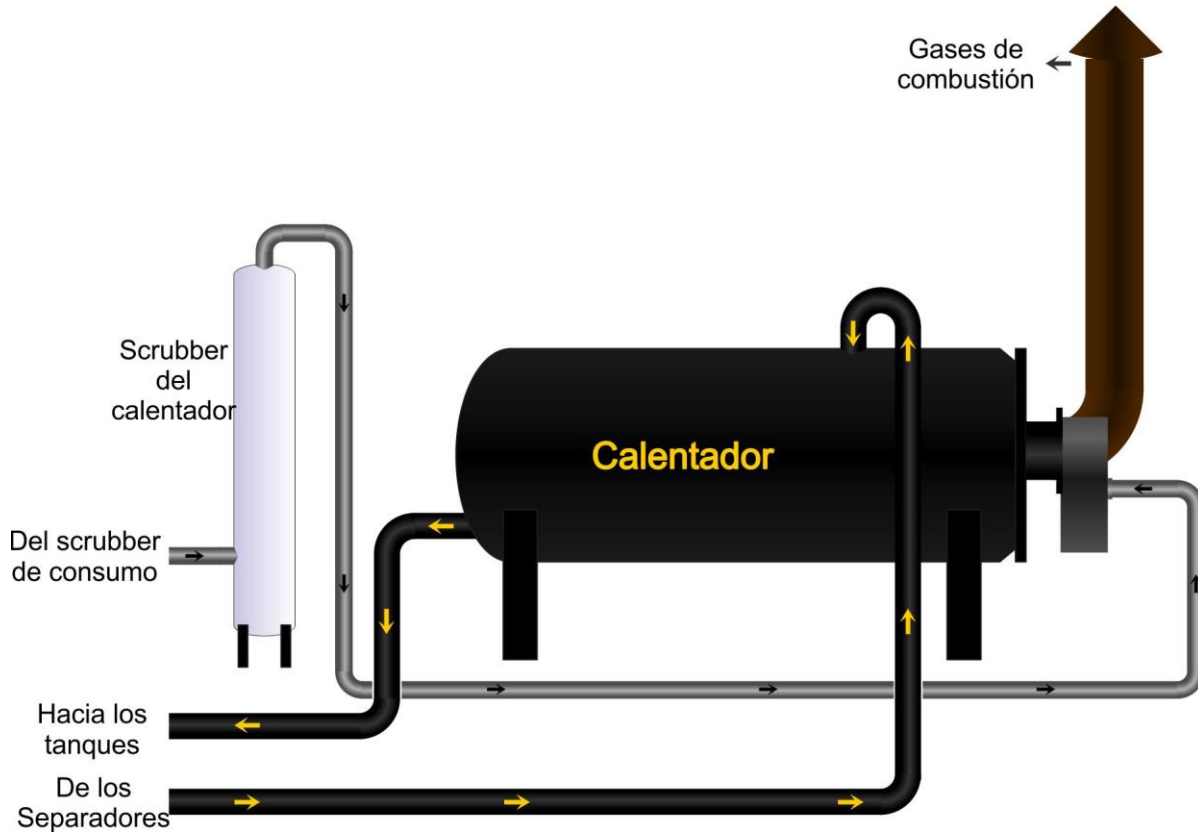
	MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2		
	PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS		
	MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS	Elaborado 30/07/2015	Versión: 1

Figura 21. Diagrama del sistema de tratamiento térmico

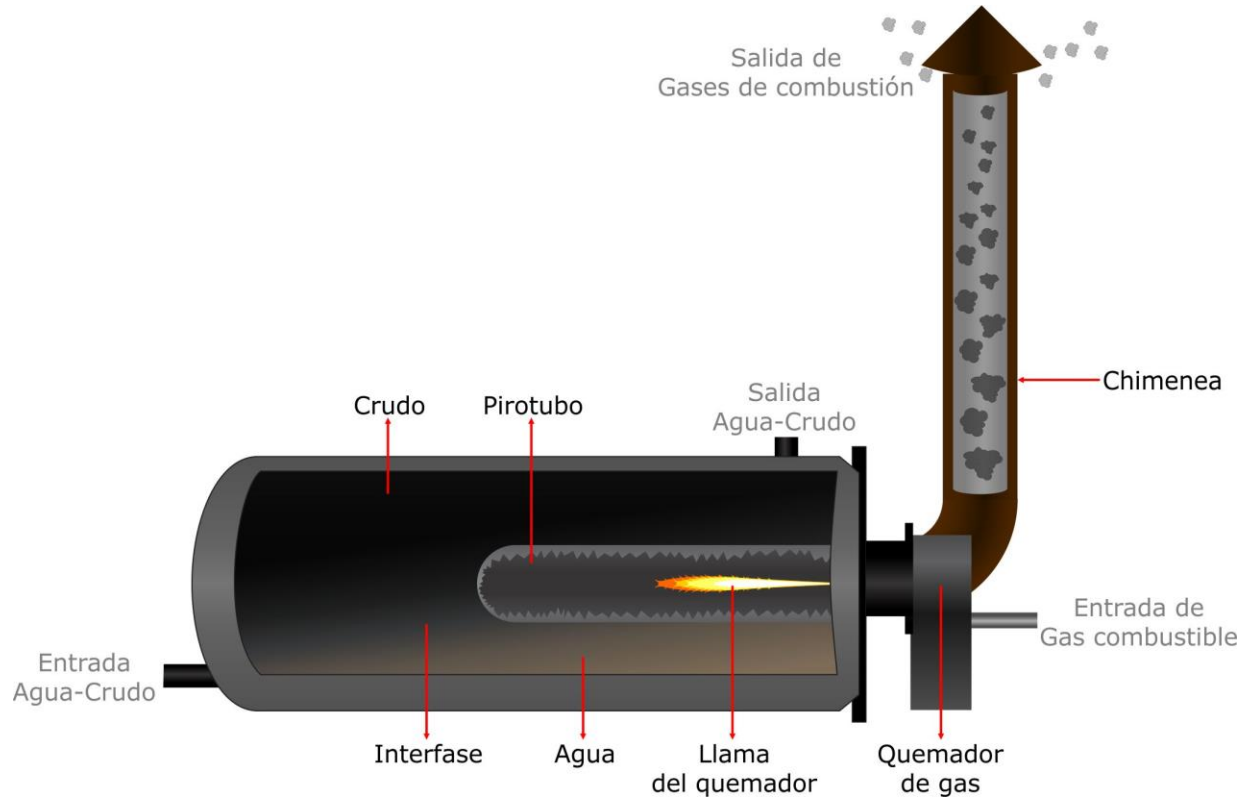


El sistema de tratamiento térmico está constituido por:

- **Un (1) calentador,** este equipo es una vasija en cuyo interior se encuentra una tubería flexionada en forma de "U" llamada pirotubo, por cuyo interior fluye una corriente de aire caliente que los mantiene a una temperatura elevada. Cuando los líquidos provenientes de los separadores entran por la parte superior del calentador, hacen contacto con el pirotubo de manera que la temperatura del crudo se incrementa hasta los valores deseados; el pirotubo cuenta con un sistema de quemador, un sistema de piloto y una chimenea, el funcionamiento del quemador depende de las condiciones a las que ingresa el fluido, si la temperatura es baja, la combustión de gas será alta o en caso contrario se mantendrá apagado. Para el correcto funcionamiento de este equipo es fundamental que el líquido de entrada tenga el mínimo posible de gas, puesto que el caso contrario representaría un elevado riesgo operacional, además es de aclarar que la llama de los quemadores nunca entra en contacto directo con los fluidos, de hecho una exposición muy prolongada con el pirotubo o temperaturas excesivas del mismo pueden ocasionar en el crudo un proceso de calcinación (coquización).



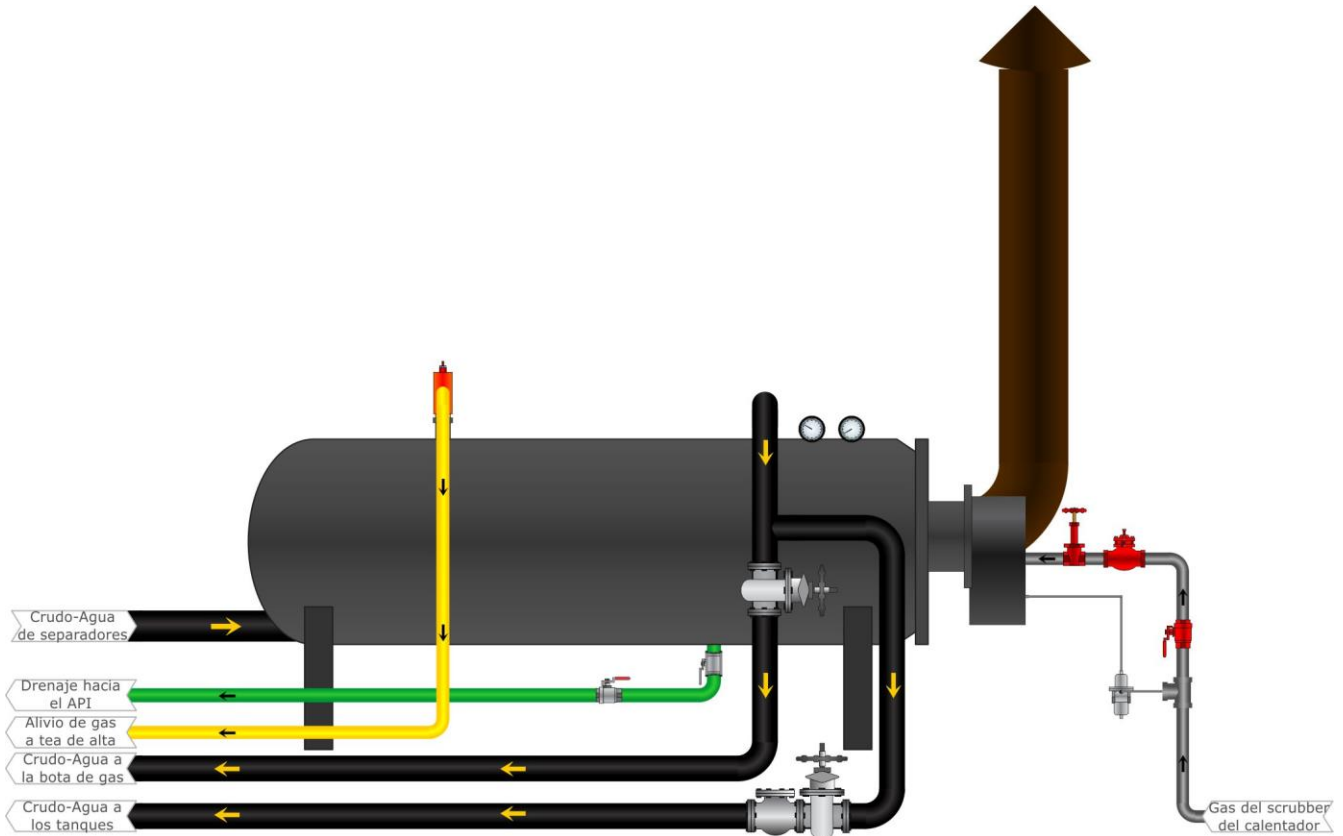
Figura 22. Vista interna del calentador



Este calentador cuenta con un controlador de temperatura de ajuste manual que gracias a una válvula de control regula el paso de gas hacia el quemador; adicionalmente cuenta con un visor de llama, que permite al operador observar el comportamiento de la llama.



Figura 23. Vista lateral del calentador, líneas e instrumentos asociados



Los dispositivos de control anteriormente nombrados, así como las válvulas de seguridad y los instrumentos, con que adicionalmente cuenta el Calentador se muestran a continuación:

- o **PI:** indicador de presión.
 - o **TI:** indicador de temperatura.
 - o **TC:** Controlador de temperatura.
 - o **PSV:** Válvula de seguridad.
- **Un (1) subsistema de ignición:** Permite que el gas combustible proveniente del scrubber del calentador, entre al quemador a la presión requerida según sea necesario; en caso de que la temperatura del fluido en la vasija se encuentre por debajo del valor deseado, la válvula controladora aumenta el suministro de gas combustible, en el caso contrario la válvula restringirá el paso de gas para reducir la temperatura.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
30/07/2015**

**Versión:
1**

Fotografía 21. Subsistema de ignición



Fotografía 22. Válvula reguladora de gas al quemador / Válvula reguladora de gas al piloto





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

- **Un (1) scrubber de gas combustible al calentador**, que garantiza el ingreso de gas combustible hacia el quemador, en condiciones de mínimo arrastre de líquidos que pueden ser agua o incluso algunos condensados, que pueden llegar a comprometer la integridad del equipo.

Fotografía 23. Scrubber de gas combustible al calentador





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
30/07/2015**

**Versión:
1**

El funcionamiento de las válvulas, instrumentos, líneas y equipos del sistema de tratamiento térmico se muestran en los siguientes gráficos y tablas.

- **Calentador**

Figura 24. Ubicación de las válvulas e instrumentos asociados al calentador

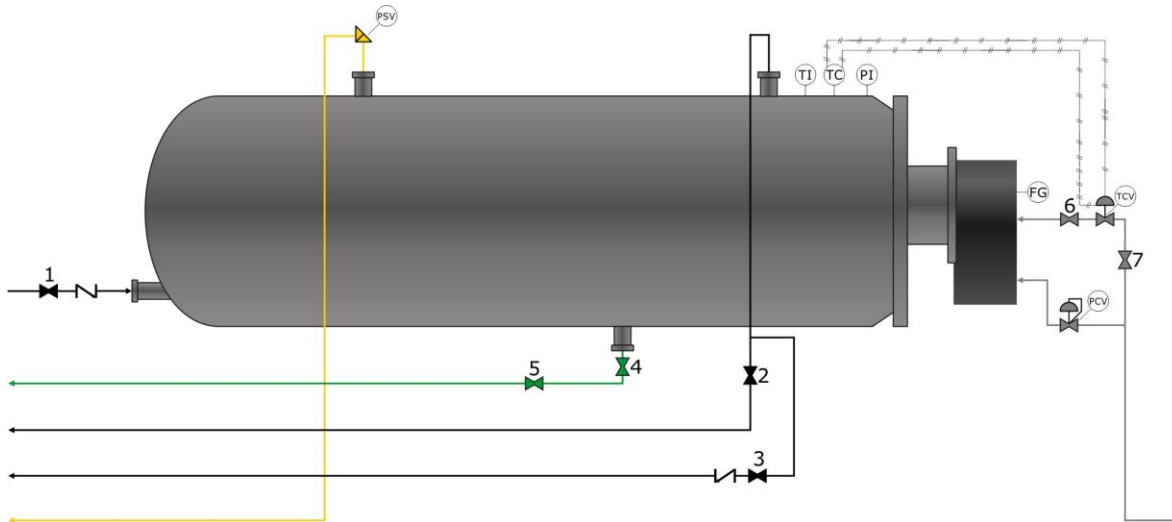


Tabla 8. Condiciones normales de operación de las válvulas del calentador

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Línea de entrada de fluidos al calentador, antes del cheque	Abierta
2	Línea de salida de fluidos del calentador, hacia la bota de gas	Abierta
3	Línea de salida de fluidos del calentador, hacia los tanques	Cerrada
4	Drenaje del calentador	Cerrada
5	Drenaje del calentador hacia el API	Cerrada
6	Línea de gas combustible hacia el quemador, antes de la TCV	Abierta
7	Línea de gas combustible hacia el quemador, después de la TCV	Abierta

Tabla 9. Valores de operación para el calentador

Variable	Valor	Unidades
Presión de diseño	250	Psig
Presión de prueba	200	Psig
Temperatura de diseño	180	°F
Peso vacío	3400	Lbs



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
30/07/2015**

**Versión:
1**

Operación

- Revisar tanto en campo como desde el supervisorio, que el funcionamiento del quemador sea el correcto y no presente ninguna señal de alarma.
- Verificar la temperatura y Presión de los líquidos en el calentador.
- Verificar las condiciones de la llama.

Precauciones

- Realizar el encendido del piloto del quemador, teniendo cuidado de no hacerlo en atmósfera saturada de gas.
- Abrir suavemente las válvulas para evitar efectos de ariete.



4.2.e. Sistema de almacenamiento y despacho

Fotografía 24. Tanques de almacenamiento de crudo (TK-2000-1 y TK-2000-2)



Objetivo

Almacenar el fluido tratado, brindándole un tiempo de retención suficiente para que se dé la decantación final de la fase acuosa; de manera tal que el crudo se encuentre en las condiciones ideales para ser despachado por el método de transporte vigente.

Descripción

Los fluidos tratados por el calentador se direccionan a la bota de gas que se encarga de retirar, gracias su estructura interna, los remanentes de gas (que son mínimos) con que pueda venir el crudo, al salir de la bota, el crudo ingresa por la parte inferior del tanque de almacenamiento que se encuentre recibiendo fluido; gracias a la temperatura de la emulsión es posible separar el crudo por efecto de la diferencia de densidades; los tanques están provistos de líneas externas de muestreo que permiten al operador tomar muestras del contenido del tanque a diferentes alturas (perfilador) y de esta manera conocer la ubicación del colchón de agua, la interface crudo-agua y el nivel del crudo limpio. Además cuenta con ánodos de sacrificio, los cuales son elementos que permiten aumentar la vida útil del tanque disminuyendo ostensiblemente la corrosión causada por agua y las sales asociadas a la misma.


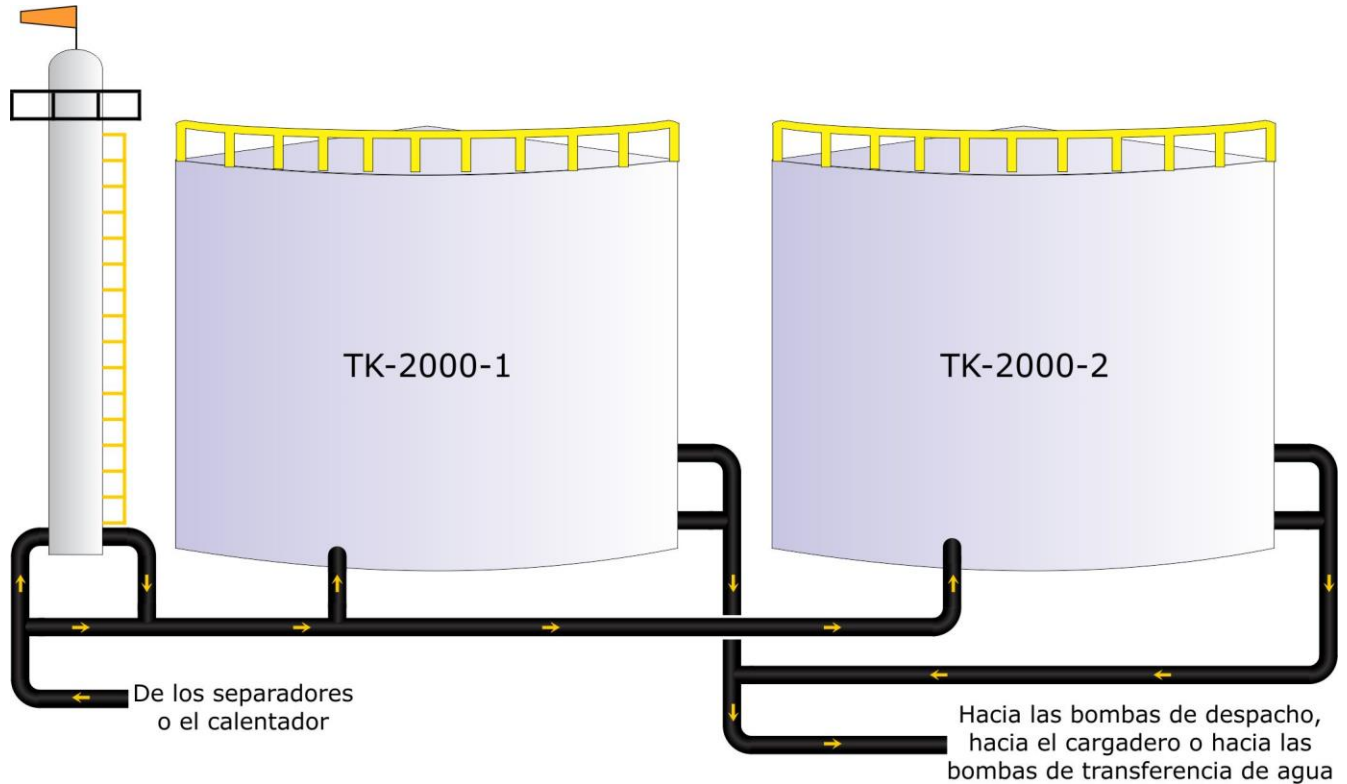
	MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2		
	PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS		
	MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS	Elaborado 30/07/2015	Versión: 1

Figura 25. Sistema de almacenamiento y despacho



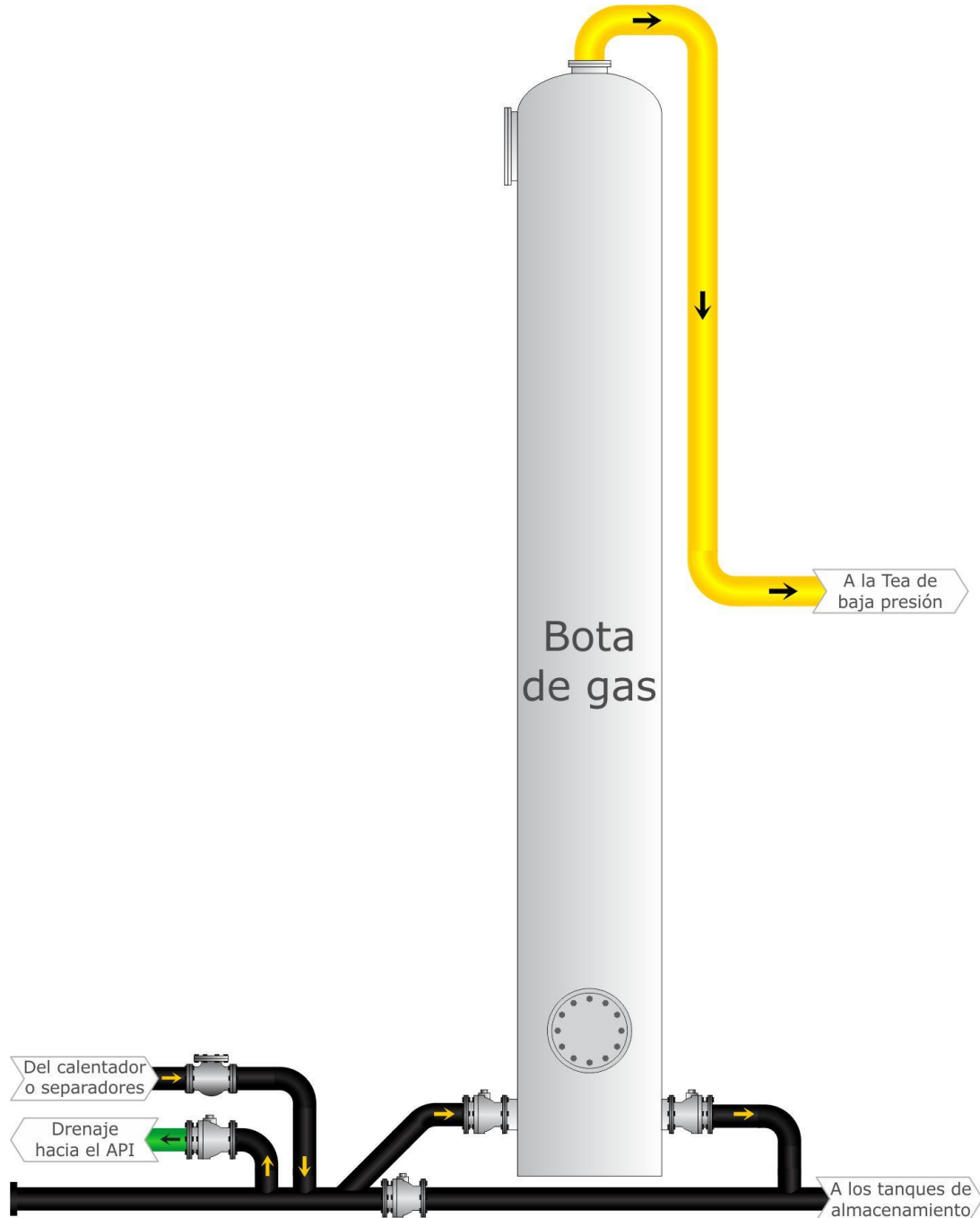
El sistema de deshidratación está constituido por:

- **Una (1) bota de gas**, este equipo está constituido principalmente por una vasija cilíndrica vertical que alcanza una altura superior a la de los tanques, su objetivo es el de facilitar la liberación de remanentes de gas que no se hayan podido liberar en el sistema de separación, y que son más fáciles de retirar después del calentamiento.

Los fluidos ingresan por la parte inferior y ascienden por una tubería interna hasta la zona superior en donde se vierte por escurrimiento entre una serie de placas internas, proceso que ocasiona la liberación de microburbujas de gas; este gas liberado se evacúa por la salida de gas dispuesta sobre el equipo y que se conecta a la línea de tea de baja presión.



Figura 26. Bota de gas





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

- **Dos (2) tanques verticales para almacenamiento (TK-2000-1 y TK-2000-2)**, la función de los tanques de almacenamiento es retener el fluido previamente calentado, dándole tiempo para terminar la separación de las fases por diferencia de densidades, mejorando así la calidad del crudo. Esto con el fin de producir aceite con un porcentaje de agua y sedimentos (BSW) lo más cercano posible al valor estándar de 0.5%. Estas vasijas que cuentan con igual número de conexiones, instrumentos y capacidad (5000 barriles), lo que les hace idénticos, se alternan entre recepción y despacho, de manera frecuente; al tanque receptor llegan los fluidos provenientes del calentador, simultáneamente en el de despacho se realiza la operación de drenaje de agua y posteriormente se bombea el crudo, los dos fluidos se destinan hacia la estación Venado 1; a las cero horas de cada día los tanques cambian de receptor a despacho y viceversa.

Los dispositivos de instrumentación y control, tales como la válvula de seguridad, la válvula de alivio y los switches de nivel, con que adicionalmente cuentan los tanques de almacenamiento operan de la siguiente manera:

- Válvula de seguridad (PSV) – normalmente cerrada, permite mantener una presión de vapor segura en la zona superior del tanque, puesto que si la presión alcanza el punto de ajuste de la válvula, entonces esta se abre liberando los gases o vapores hacia la tea de baja presión.
- Válvula de presión y vacío – normalmente cerrada, garantiza que la presión de operación del tanque no supere ni caiga por debajo de los valores seguros, dado que tiene la capacidad de abrirse o cerrarse para cumplir su propósito.
- Switch de nivel alto (LSH) – usado para prevenir que el líquido supere la capacidad de almacenamiento de la vasija, envía una señal de alarma al CCM para informar que el crudo en la vasija se aproxima al límite superior de aforo.
- Switch de nivel bajo (LSL) – envía una señal de alarma al CCM para informar que el nivel de líquido en la vasija se encuentra cerca al mínimo permitido, su accionamiento permite tener el tiempo suficiente para operar de manera segura las válvulas y bombas que permiten detener el despacho de agua o crudo.
- Switch de nivel bajo bajo (LSLL) – envía una señal de alarma al CCM para informar que el nivel de líquido está próximo a alcanzar el fondo del tanque, evento que puede comprometer la operación segura al arrastrar cantidades elevadas de sólidos que pueden obstruir las líneas y deteriorar las bombas.


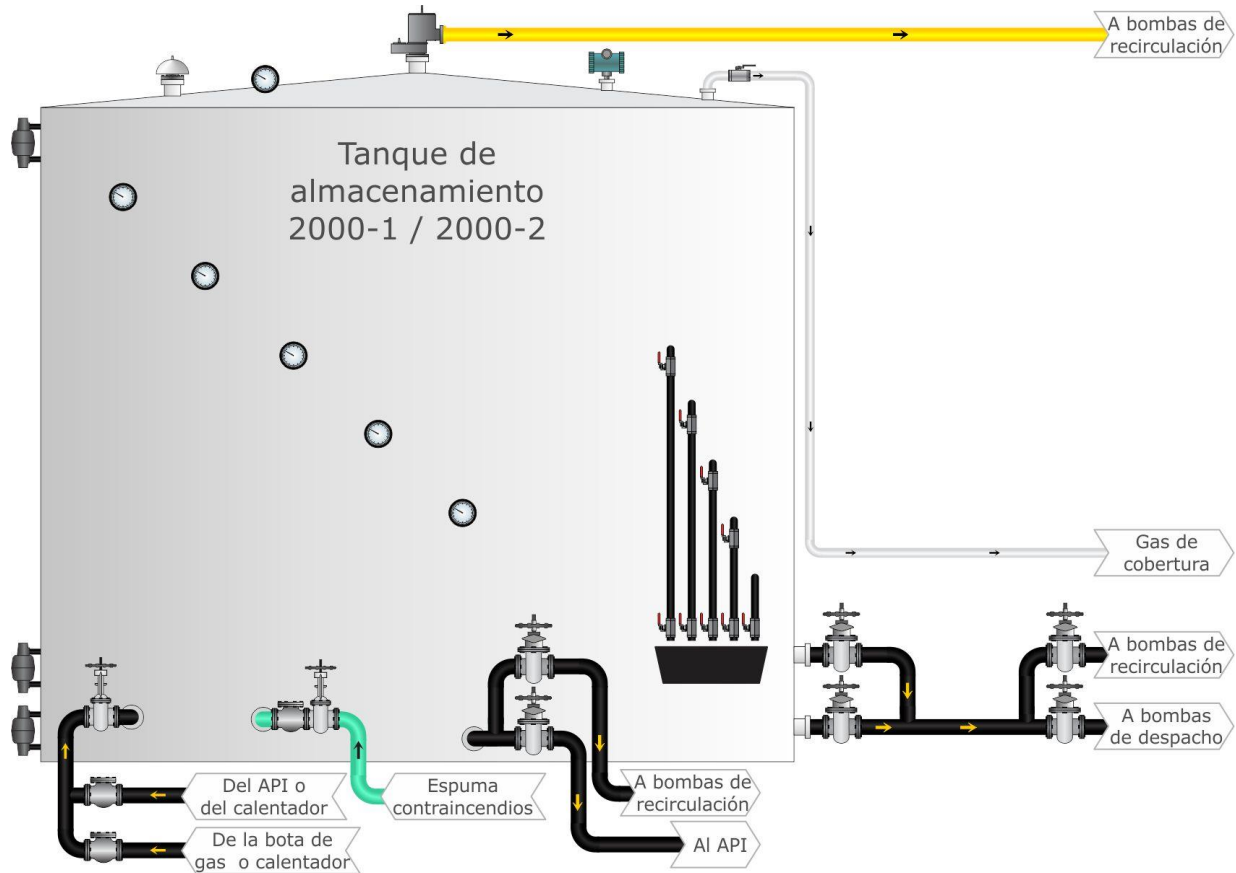
	MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2		
	PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS		
	MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS	Elaborado 30/07/2015	Versión: 1

Figura 27. Vista frontal para los tanques de almacenamiento (TK-2000-1 y TK-2000-2)



- **Dos (2) bombas de recirculación**, son bombas centrifugas convencionales accionadas por motor eléctrico, permiten succionar el fluido de los tanques de almacenamiento y bombearlo hacia el calentador o hacia el área de cargue de vehículos, en dicho caso las bombas pueden ser accionadas por el operador gracias a un panel ubicado directamente en el área. Estas bombas que además permiten recircular el fluido entre los tanques o incluso hacia el mismo tanque del que se succiona, cuentan con filtros que reducen el ingreso de sólidos y con switches de presión que apagan las bombas en caso de que la presión de succión aumente, dado que dicho evento pone en riesgo la integridad de las líneas y vasijas involucradas.
- **Dos (2) bombas de despacho**, su función es la de bombear el crudo de los tanques de almacenamiento hacia los tanques TK-325 y TK-326 en la estación Venado 1, su colector de descarga permite también integrar la bomba de recirculación número dos para elevar la capacidad de despacho en caso de ser necesario. La bomba de despacho número uno es de tipo centrifuga vertical multietapas, mientras que la dos es de tipo centrifuga convencional horizontal de una etapa, su operación es controlada por un panel de operación manual y además complementada por switches de presión que apagan las bombas en caso de que por obstrucciones en la descarga la presión se pudiera incrementar a niveles de riesgo.



Fotografía 25. Bombas de recirculación / Bombas de despacho



- **Área de cargue para cuatro (4) vehículos tipo cisterna**, puede recibir los fluidos provenientes de las bombas de recirculación, para cargarlos en los vehículos que para ello se designen; cuenta con cuatro conexiones equipadas con mangueras flexibles para facilitar el acople al sistema de tuberías, además de una pasarela con las medidas de seguridad necesarias para realizar las maniobras de manera segura.

Fotografía 26. Área de cargue de vehículos cisterna





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

La ubicación y las condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de la bota de gas, los tanques de almacenamiento, las bombas de recirculación, las bombas de despacho y el área de cargue de vehículos; se muestran en las siguientes figuras y tablas:

- **Bota de gas**

Figura 28. Diagrama de válvulas e instrumentos para la bota de gas



Tabla 10. Condiciones normales de operación de las válvulas en el área de la bota de gas

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Salida de fluido hacia los tanques	Abierta
2	By pass de la bota de gas	Cerrada
3	Drenaje de la bota de gas	Cerrada



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
30/07/2015**

**Versión:
1**

- **Tanques de almacenamiento**

Figura 29. Diagrama de válvulas e instrumentos para cada tanque (2000-1 y 2000-2)

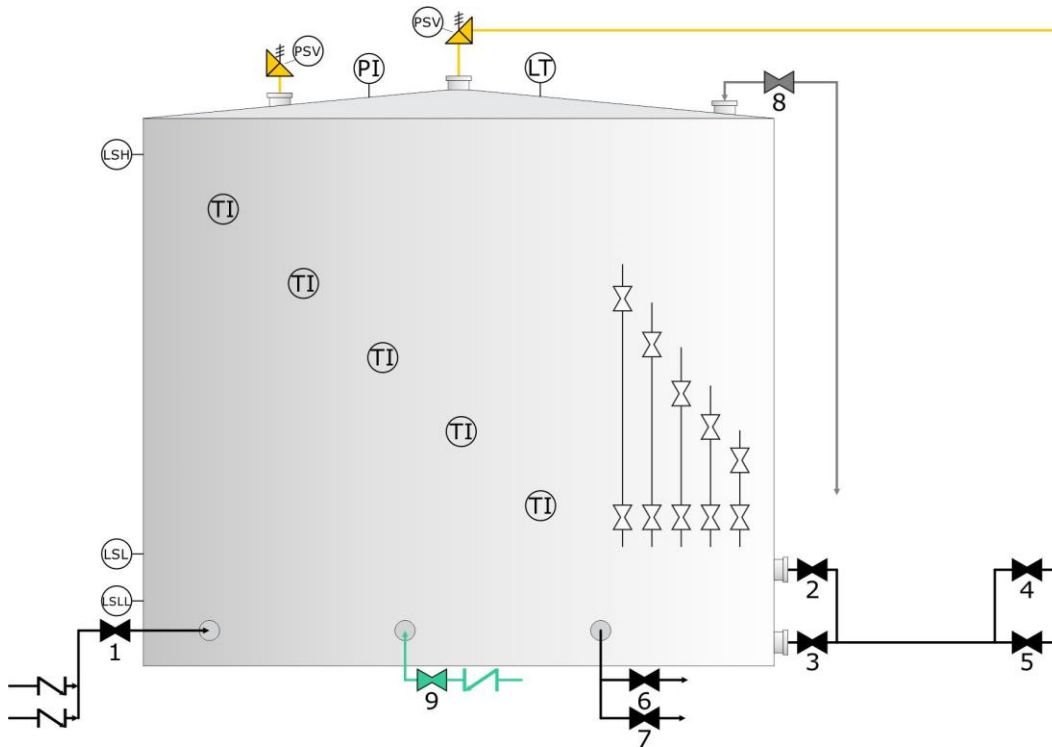


Tabla 11. Condiciones normales de operación para las válvulas de los tanques de almacenamiento

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Entrada de fluidos al tanque	Abierta
2	Salida de fluidos (conexión superior)	Cerrada*
3	Salida de fluidos (conexión inferior)	Cerrada**
4	Salida de fluidos hacia bombas de recirculación	Cerrada
5	Salida de fluidos hacia bombas de despacho	Cerrada*
6	Drenaje hacia las bombas de recirculación	Cerrada
7	Drenaje hacia el API	Cerrada
8	Línea de gas de cobertura	Cerrada
9	Línea de espuma sofocante contra incendios	Cerrada

* Abierta solamente durante el despacho de crudo.

** Abierta solamente durante el despacho de agua.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
30/07/2015**

**Versión:
1**

- **Bombas de recirculación y bombas de despacho**

Figura 30. Diagrama de válvulas e instrumentos para las bombas de recirculación y de despacho

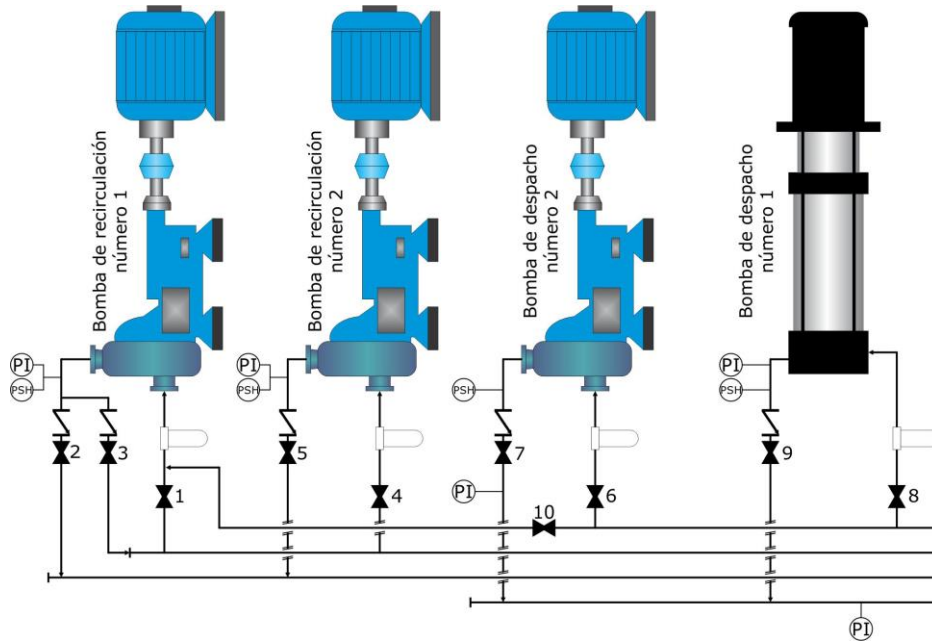


Tabla 12. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de las bombas asociadas al sistema de almacenamiento y despacho

Nº	UBICACIÓN	Despacho de crudo	Recirculación a tanques
1	Succión de la bomba de recirculación 1	Cerrada	Abierta
2	Descarga de la bomba de recirculación 1	Cerrada	Abierta
3	Retorno de la bomba de recirculación 1	Cerrada	Abierta
4	Succión de la bomba de recirculación 2	Cerrada	Abierta
5	Descarga de la bomba de recirculación 2	Cerrada	Abierta
6	Descarga de la bomba de despacho 1	Abierta	Cerrada
7	Retorno de la bomba de despacho 1	Abierta	Cerrada
8	Succión de la bomba de despacho 2	Abierta	Cerrada
9	Descarga de la bomba de despacho 2	Abierta	Cerrada
10	Colector de succión de las bombas de despacho, antes de la bomba de recirculación 2	Cerrada*	Cerrada*

* Abierta solamente para retorno del crudo remanente en la tubería hacia los tanques de almacenamiento.

Figura 31. Diagrama de válvulas e instrumentos para el área de carga de vehículos tipo cisterna

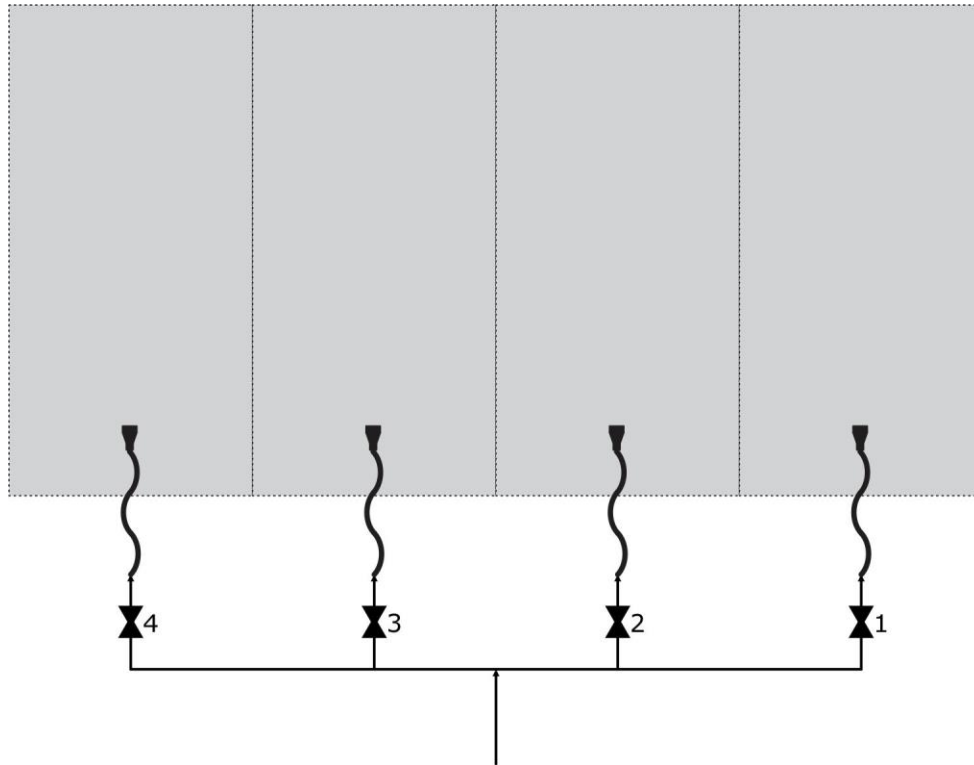


Tabla 13. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de carga de vehículos tipo cisterna

N°	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Acople 1	Cerrada
2	Acople 2	Cerrada
3	Acople 3	Cerrada
4	Acople 4	Cerrada



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

Operación

- Verificar el nivel de la interfase antes y durante la operación de drenaje de agua para evitar el arrastre de crudo.
- Realizar periódicamente el drenado del colector del perfilador de los tanques.
- Verificar que la presión de descarga hacia el oleoducto se mantenga dentro del rango seguro de operación mientras las bombas estén trabajando.
- Drenar los prefiltros de las bombas de recirculación y de despacho con regularidad.
- Coordinar las operaciones de cargue de vehículos cisterna entre el área de carga y el área de las bombas de recirculación.

Precauciones

- Si es necesario subir a los Tanques; tener cuidado al ascender por la escalera y caminar sobre el techo de éste, utilizando siempre los implementos de seguridad para trabajos en alturas según el "Procedimiento para Trabajos en Alturas".
- Abrir suavemente las válvulas del perfilador para no ocasionar contaminación.
- Abrir o cerrar suavemente las válvulas de accionamiento manual para evitar el efecto de ariete.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

4.2.f. Sistemas auxiliares

Tienen como propósito complementar la operación de la estación; si bien estos sistemas no tienen contacto directo con los fluidos que se procesan en la estación (crudo, agua y gas), el funcionamiento de la estación está estrechamente ligado al funcionamiento de los equipos, vasijas y fluidos que en dichos sistemas se incluyen.

4.2.f.1. Sistema de compresión y suministro de aire

Fotografía 27. Sistema de compresión y suministro de aire



Objetivo

Mantener el suministro de aire necesario para la operación de los transmisores, válvulas, controladores y demás equipos, en las cantidades y presiones que para ello se requieren.

Descripción

Para el funcionamiento del sistema de aire comprimido, en la estación Venado 2 se cuenta con tres compresores de aire, que permiten mantener la presión (150 Psig) del sistema constante. De los compresores se almacena en dos acumuladores de aire (scrubbers), alimenta el arranque de generadores y compresores, el otro la instrumentación del campo; el sistema cuenta además con varios tanques acumuladores distribuidos por la estación de acuerdo con la distribución de los equipos (fundamentalmente compresores de gas y generadores).


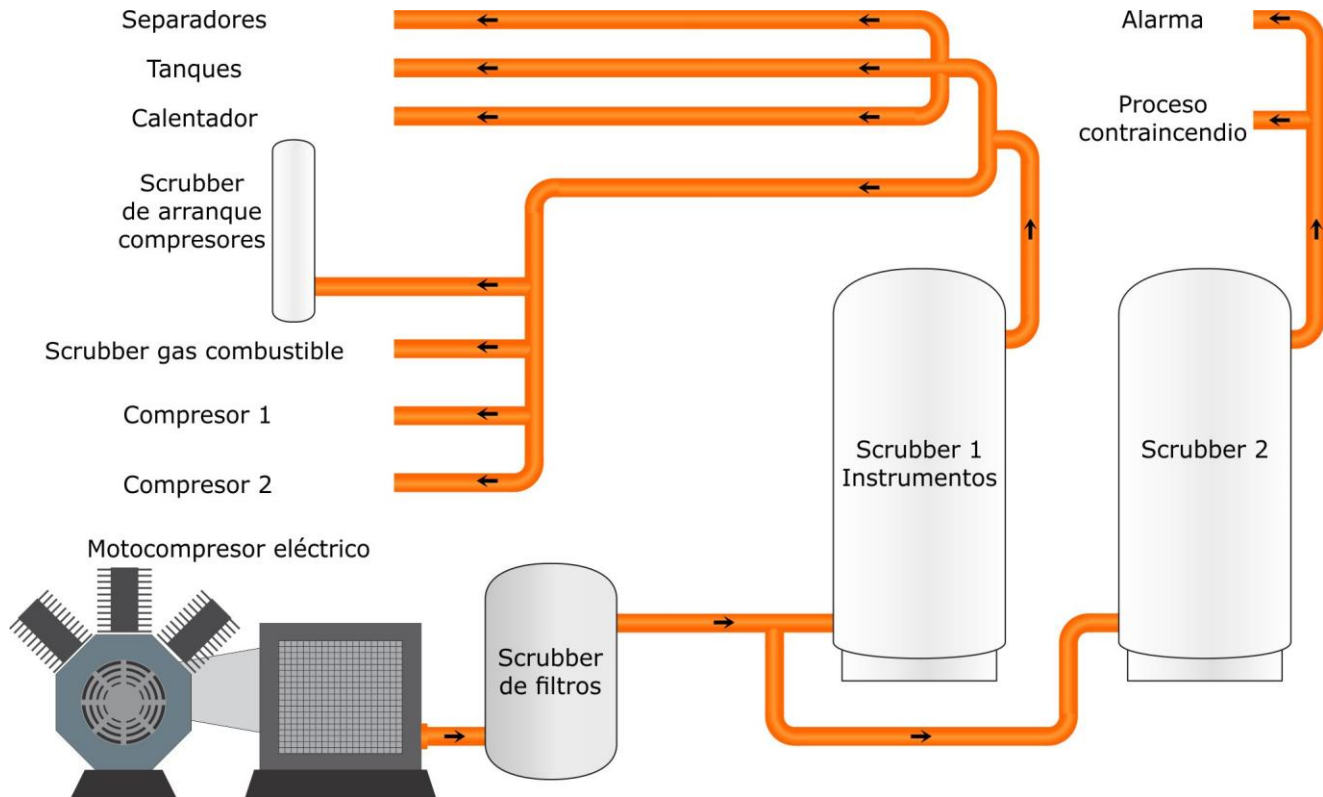
	MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2		
	PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS		
	MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS	Elaborado 30/07/2015	Versión: 1

Figura 32. Sistema de compresión y suministro de aire.

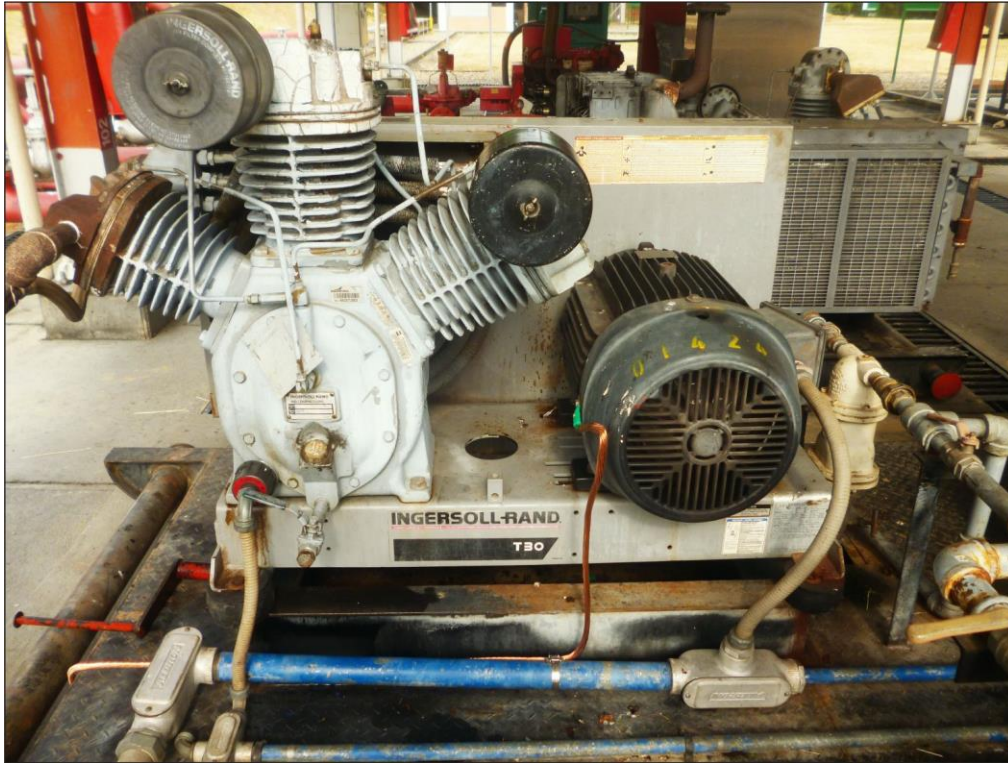


El sistema de Compresión y Suministro de Aire está compuesto por:

- **Dos (2) motocompresores de Aire:** El motocompresor principal es accionado por energía eléctrica, se enciende de forma automática gracias a los switches de presión del panel de control conectados a los scrubber de aire uno y dos, cada vez que la presión del sistema cae por debajo de 150 Psig, o se apagan en caso de que la presión exceda dicho nivel. El segundo motocompresor funciona por combustión interna alimentado con ACPM, su encendido es manual y se utiliza como Back up en caso de que el motocompresor eléctrico falle.
 - Panel de control: Permite configurar las presiones en los acumuladores a las cuales el motocompresor se enciende y se apaga, además permite controlar el encendido y apagado manuales, tanto del motocompresor eléctrico como del motocompresor de combustión interna.

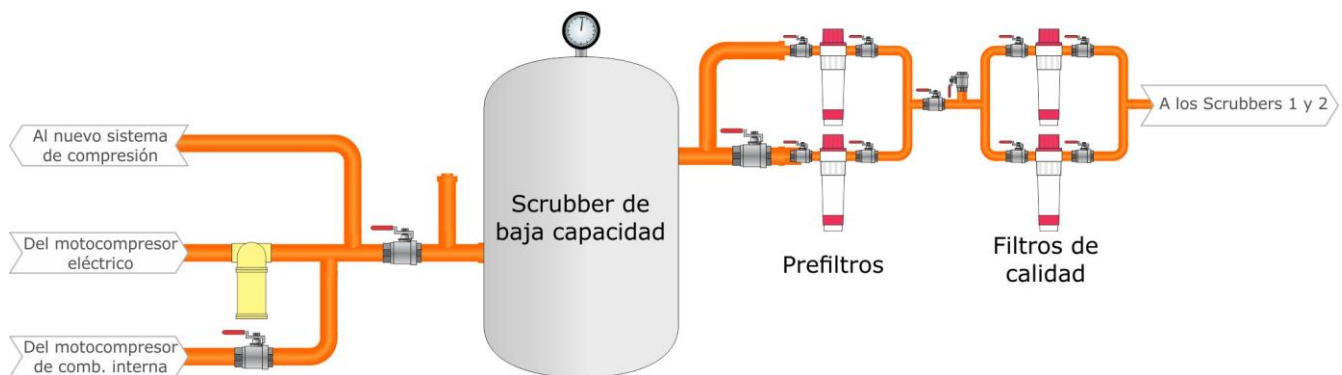


Fotografía 28. Motocompresor eléctrico



- **Un (1) scrubber de baja capacidad:** Se ubica en el área de los motocompresores, su estructura interna es sencilla, siendo solamente una vasija contenedora que permite extraer de su parte baja la humedad condensada en el interior, evitando una saturación prematura de los prefiltros por agua condensada.

Figura 33. Scrubber de baja capacidad





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

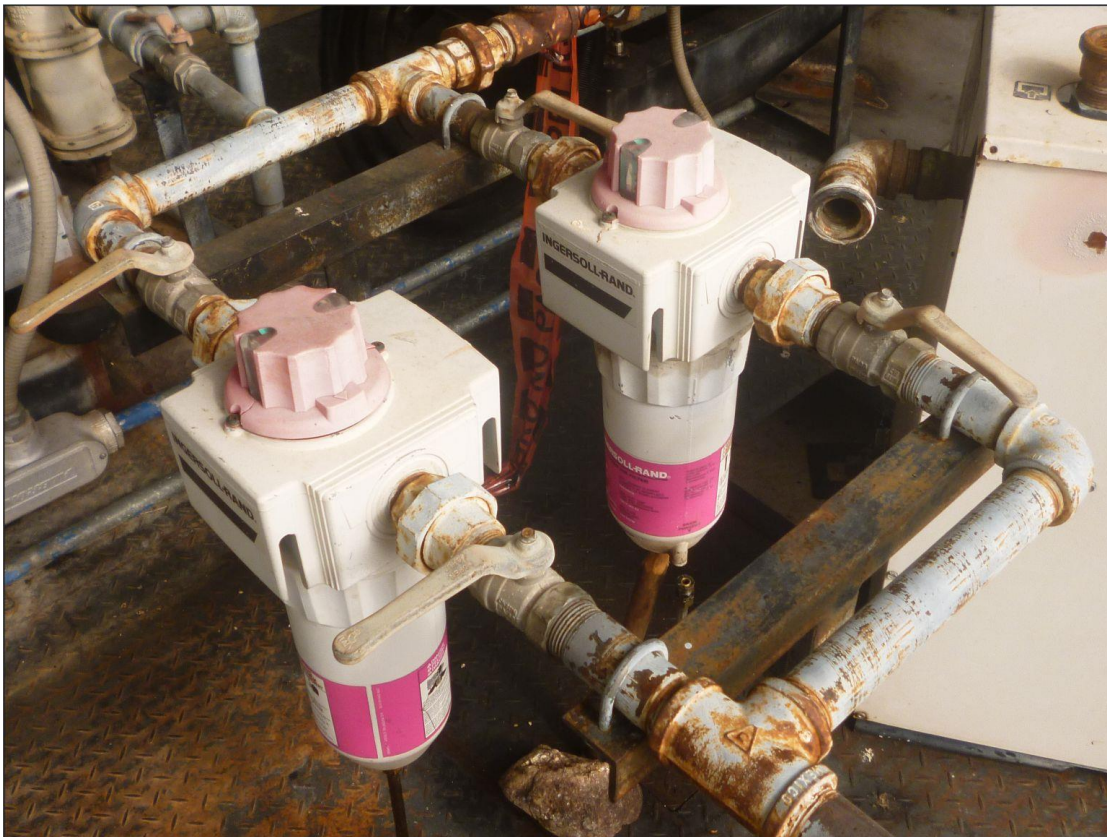
MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

- Prefiltros: Instalados entre el scrubber de baja capacidad y los scrubbers acumuladores de presión, retienen las partículas de mayor tamaño al hacer fluir el aire a través de un medio poroso cuya tortuosidad resta velocidad a las partículas arrastradas en la corriente de aire.
- Filtros de calidad: Denominados así dado que su propósito es garantizar que el aire que entra en los scrubbers acumuladores de presión, arrastre partículas con el mínimo tamaño evitando así daños u obstrucciones en los instrumentos que requieren aire presurizado para su funcionamiento.

Fotografía 29. Prefiltros



- **Dos (2) scrubbers acumuladores de presión (1 y 2):** Se ubican junto a los motocompresores, almacenan aire comprimido a una presión de 150 Psig, de manera que se tenga suficiente aire acumulado para darle tiempo a los compresores de reestablecer dicha presión; Así se garantiza que los motocompresores solamente se encienden en intervalos de tiempo moderados.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

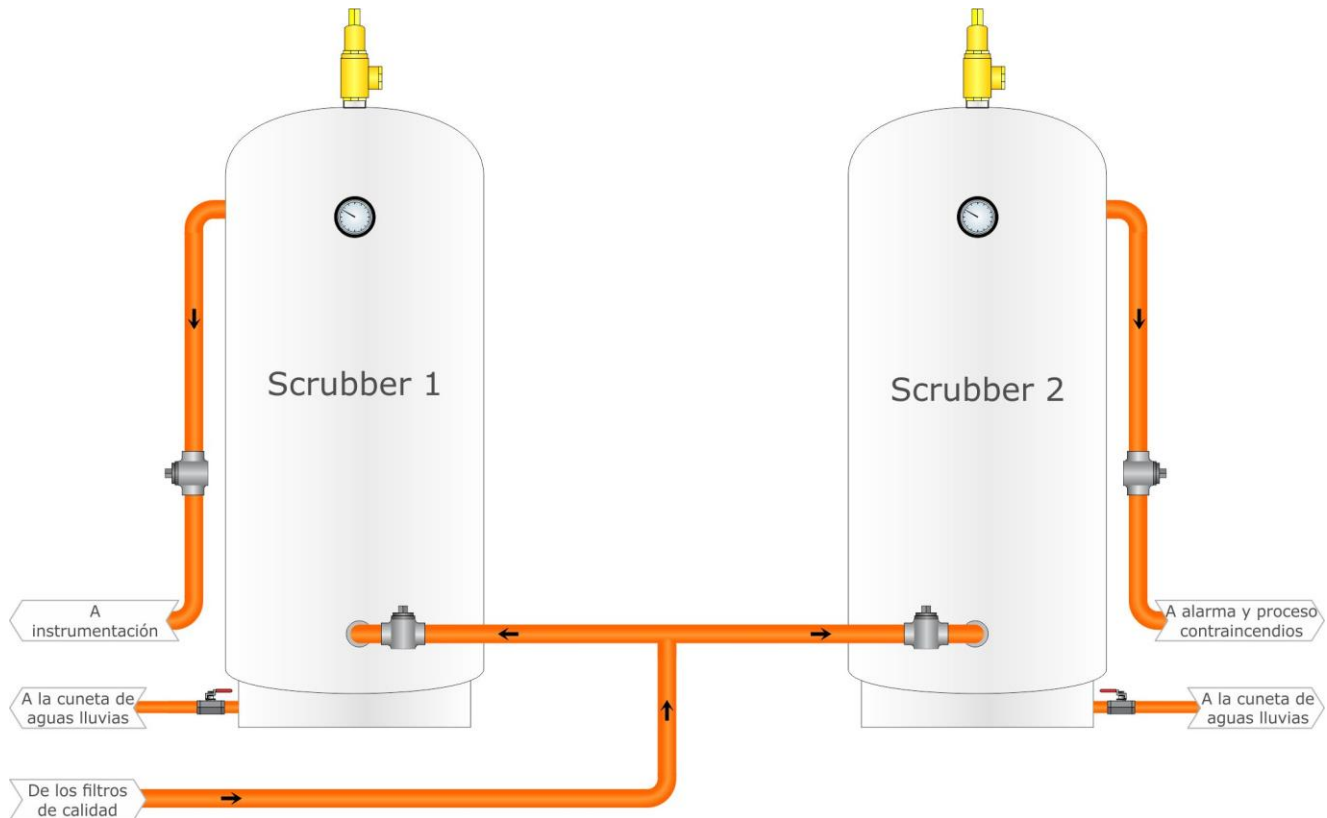
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

Figura 34. Scrubbers acumuladores de presión



El aire comprimido en el scrubber número uno suministra aire presurizado para el funcionamiento de válvulas, switches y transmisores asociados a las distintas vasijas y equipos de la estación; por su parte el scrubber número dos tiene como propósito alimentar el sistema de alarma por señales del CCM y el proceso contraincendios.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

- **Un (1) scrubber de arranque:** Se ubica junto a los motocompresores de gas, almacena aire comprimido a una presión de 150 Psig, cuyo propósito es energizar los mecanismos de arranque de los motores de combustión interna de los compresores de gas; además evita que la humedad del aire ingrese en los engranajes y piezas metálicas del compresor reduciendo los efectos de corrosión. Su funcionamiento es sencillo, puesto que no tiene estructuras internas y solamente tiene solamente dos válvulas de accionamiento manual que permiten controlar el ingreso y salida de aire.

Operación

- Drenar periódicamente los scrubbers del sistema.
- Revisar el estado de saturación de los prefiltros y filtros de calidad.
- Asegurarse de que el motocompresor de combustión interna se encuentre siempre en condiciones operacionales.
- Verificar las presiones de encendido y apagado de los motocompresores; así como la frecuencia con que se accionan de forma automática.

Precauciones

- Abrir o cerrar suavemente las válvulas de accionamiento manual para evitar el efecto de ariete.
- Utilizar solamente los conductos establecidos para conducir el aire desde y hacia los instrumentos.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

4.2.f.2. Suministro de agua industrial

Fotografía 30. Pozo El tigre - 2



Objetivo

Transportar y distribuir el agua producida por los pozos El Tigre 1 y 2, hacia la estación y las correspondientes áreas en que el agua de uso industrial es requerida.

Descripción

El agua producida por cualquiera de los dos pozos asociados al sistema, cuneta con las facilidades para llegar a la estación por tuberías de acero convencional; dentro de la estación se distribuye hacia diversas zonas, como el área de compresores, en donde se utiliza para lavado de los equipos y llenado de los Intercooler; también cubre las zonas de la piscina API, las bombas de despacho de agua, las bombas de despacho de crudo, bombas contra incendios y caseta de química.

El agua de este sistema se denomina agua industrial puesto que sus condiciones fisicoquímicas impiden su uso como agua potable, no obstante su contacto directo con la piel es completamente seguro así como su uso en labores de limpieza y como complemento a trabajos de mantenimiento.

El agua proporcionada por los pozos de este sistema es suficiente para suplir el uso industrial de las dos estaciones asociadas al campo y además sule en parte el proceso de inyección de aguas.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

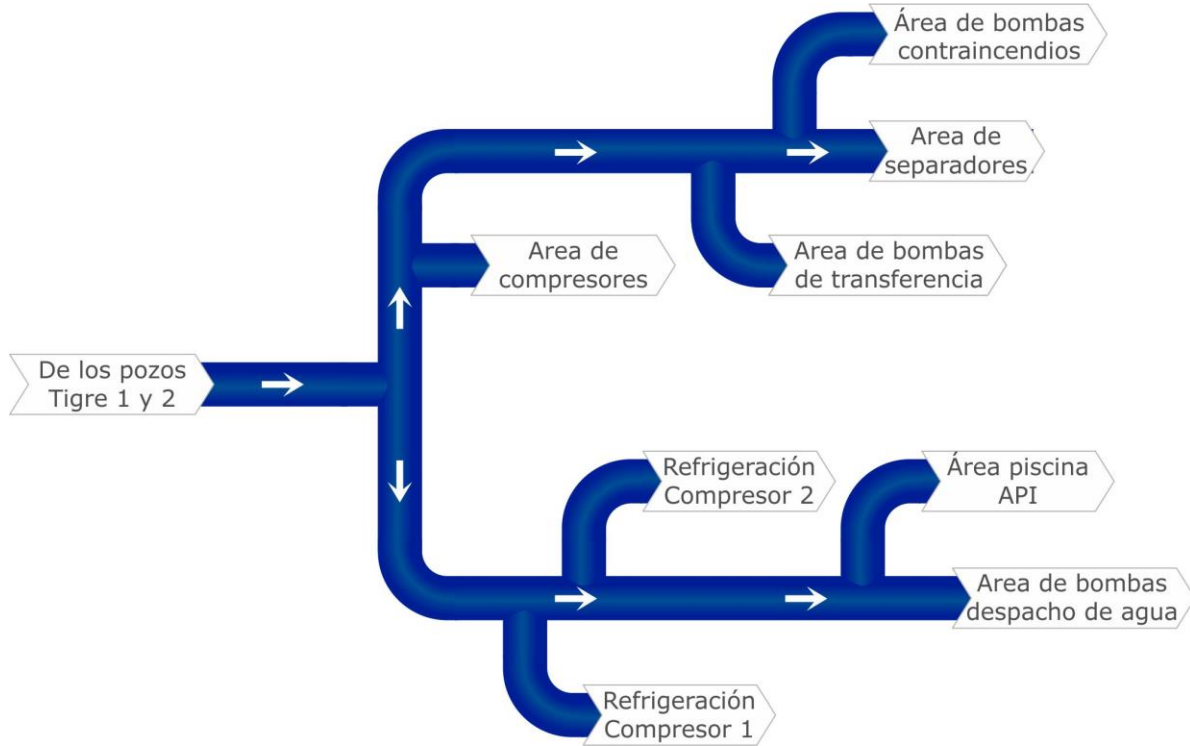
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
30/07/2015**

**Versión:
1**

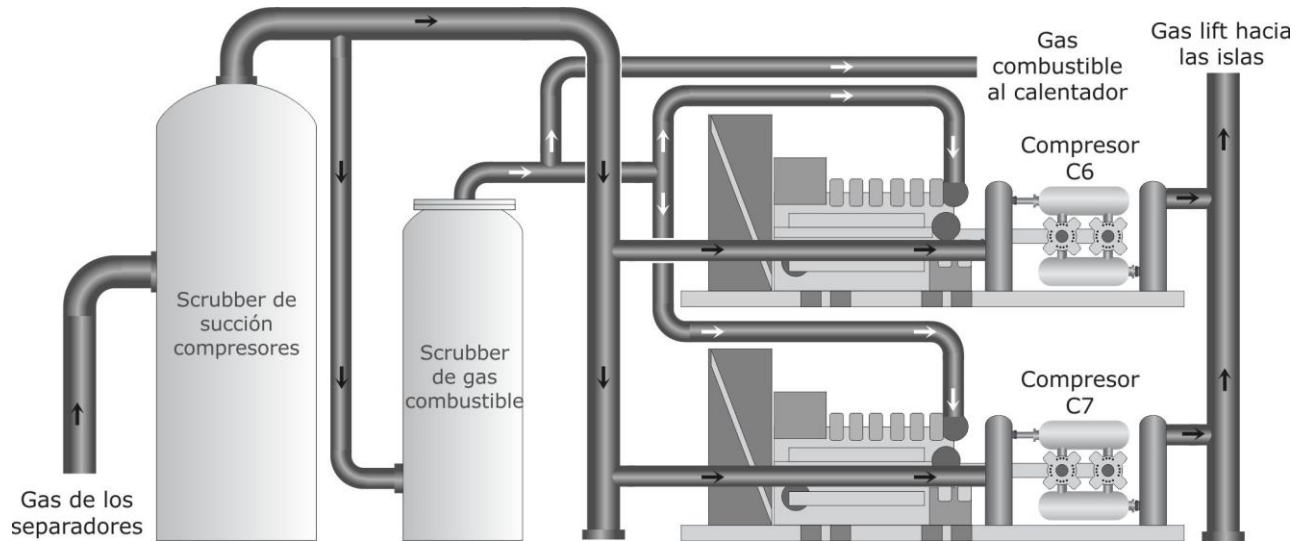
Figura 35. Distribución de agua industrial dentro de la estación





4.3 Proceso de manejo del gas

Figura 36. Proceso general para manejo del gas





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

4.3.a. Sistema de compresión

Fotografía 31. Área de compresores



Objetivo

Elevar de manera segura y eficiente, la presión del gas colectado para facilitar su transporte seguro desde la estación hacia las islas en donde se aprovecha como gas de levantamiento en los pozos que producen por sistema artificial gas lift.

Descripción:

El gas liberado en los separadores uno, dos y de prueba, es colectado hacia el scrubber de succión, en él se retienen trazas de humedad e hidrocarburo que puedan generar problemas operacionales durante la compresión; en cada etapa de los motocompresores la presión es incrementada de manera que ingresa a 30 Psig y sale a 1300 Psig, para su respectivo aprovechamiento.

El sistema de compresión de gas está compuesto por:

- **Un (1) scrubber de succión de los compresores:** Está ubicado junto al área de compresores, el gas llega a él por el colector de los tres separadores con el propósito de que la condensación de humedad o hidrocarburos, sea retirada gracias a los extractores de neblina instalados en su interior, que por ser un medio tortuoso restan capacidad de arrastre al gas generando la coalescencia de líquidos que se decantan en el fondo de la vasija y son drenados hacia la piscina API.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

Fotografía 32. Scrubber de succión



Cuenta con dos switches de presión que alarman al CCM en caso de que el nivel de líquido pueda saturar la capacidad de la vasija, además cuenta con una válvula automática de control para mantener los fluidos en niveles seguros y una válvula de seguridad que en caso de presiones elevadas libera el gas hacia el scrubber de la tea.


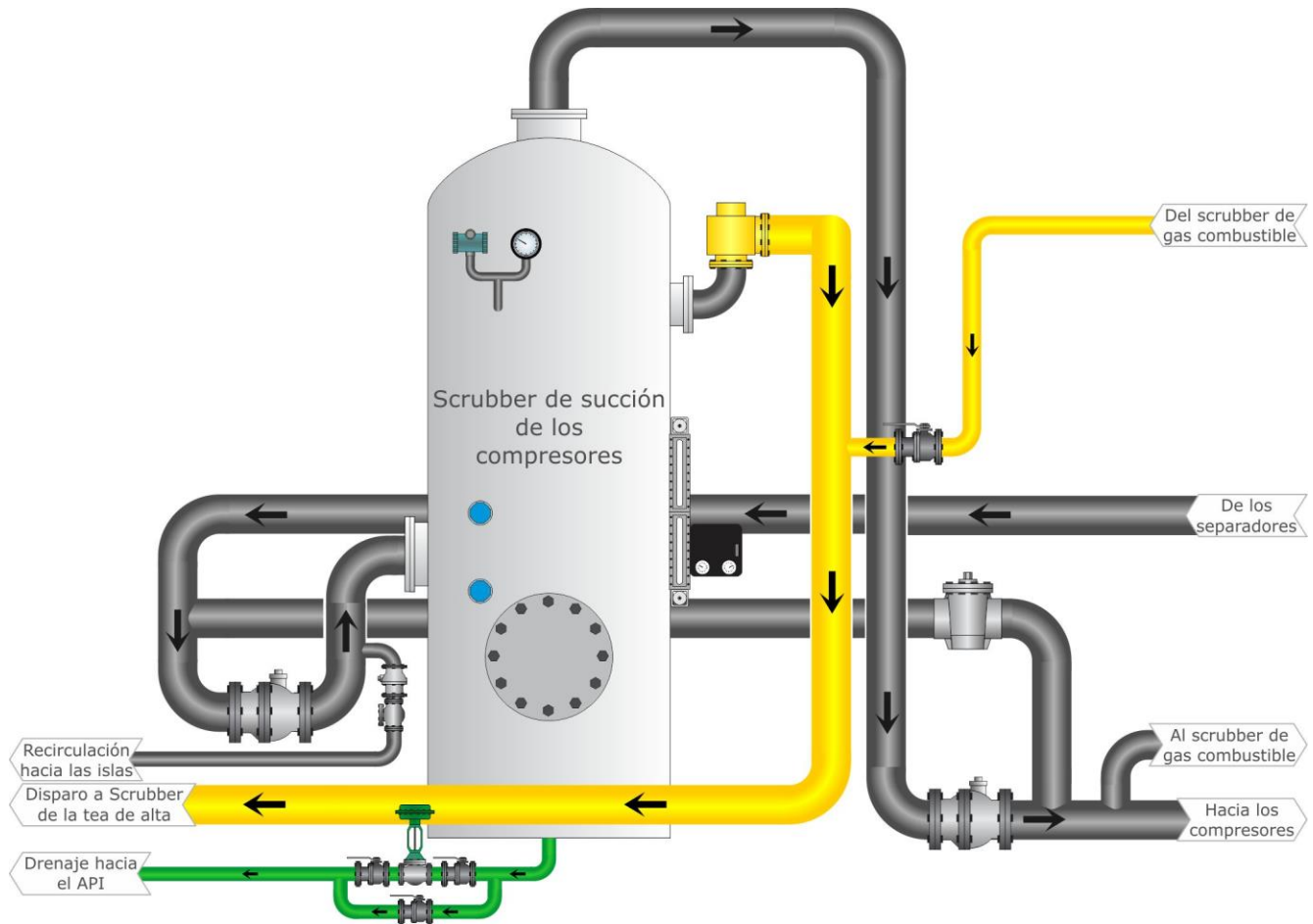
	MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2		
	PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS		
	MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS	Elaborado 30/07/2015	Versión: 1

Figura 37. Scrubber de succión de los compresores



El funcionamiento del scrubber de succión es complementado por los siguientes instrumentos:

- **Switch de nivel alto (PSH):** Ubicado por debajo de la línea de entrada de gas, alarma en caso de que el nivel de líquido alcance su altura, permitiendo al operador estar al tanto de la eventualidad y tomar acciones de control.
- **Switch de nivel alto alto (PSHH):** Ubicado por encima de la línea de entrada de gas, alarma en caso de que el nivel de líquido alcance su altura, lo que implica que el riesgo de que el líquido se derive por el alivio de presión es mayor.
- **Controlador de nivel (LC):** Ubicado por debajo del switch de nivel alto, abre el paso de aire para accionar la válvula de control de nivel cuando el líquido alcanza su altura; cuenta con un flotador para dicho fin; su correcto funcionamiento mantiene el nivel de líquido por debajo de los switches de nivel, evitando alarmas frecuentes.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

- **Válvula controladora de nivel (LCV) – normalmente cerrada:** Instalada en la línea de drenaje de líquidos, se abre gracias a la presión neumática del controlador de nivel, permitiendo la evacuación de líquidos remanentes en el fondo del scrubber.
- **Transmisor de presión (PT):** Envía una señal eléctrica al CCM que permite conocer la presión del scrubber de manera remota.
- **Dos (2) motocompresores recíprocos (C6 y C7):** Accionados por motores de combustión interna cuyo combustible es el gas producido en la estación, Los cilindros compresores de cada máquina son de desplazamiento positivo, alternativo de pistón, de doble efecto. Tiene válvulas de succión y de descarga localizadas adelante y atrás del pistón para permitir la succión y la descarga del gas en forma alterna y simultánea.

Fotografía 33. Motocompresor C6



Este movimiento alternativo ocasiona fluctuaciones o pulsaciones de la presión del gas por lo cual es necesario que los cilindros dispongan de botellas que amortigüen las pulsaciones tanto en la succión como en la descarga.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

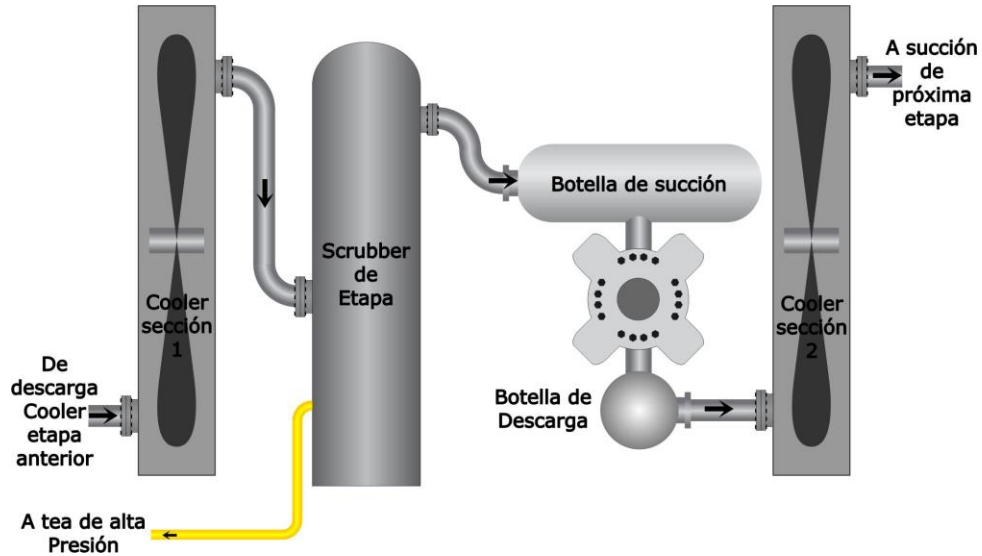
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

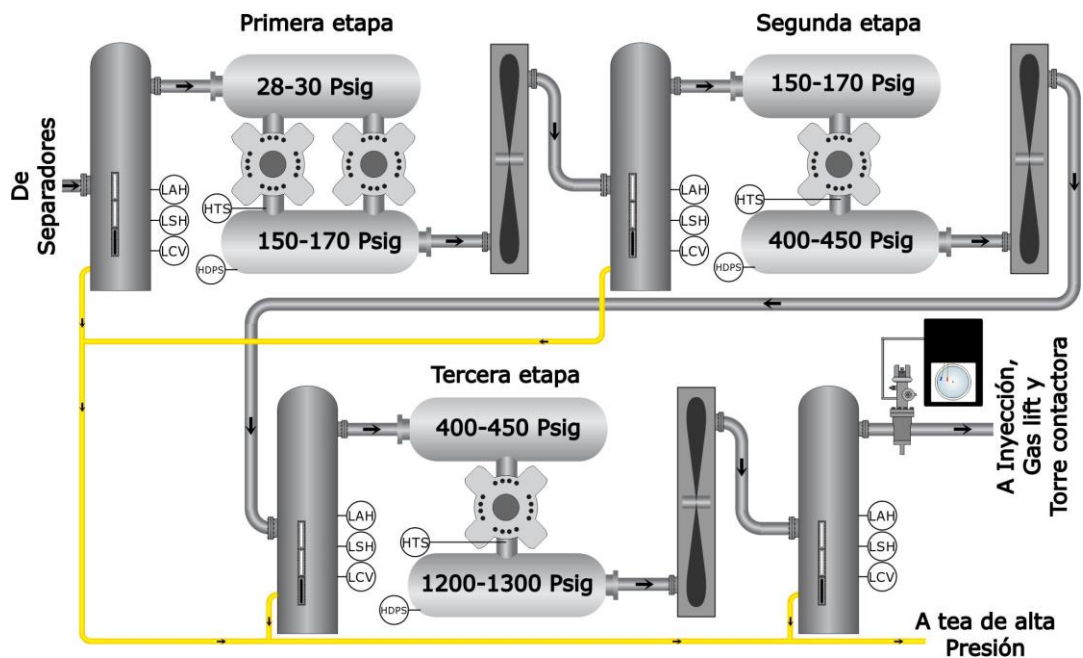
Versión:
1

Figura 38. Funcionamiento de una etapa de compresión



En todos los compresores hay 3 etapas, la primera etapa succiona entre 20 y 30 Psig y descarga entre 150 y 170 Psig; la segunda etapa succiona entre 150 y 170 Psig y descarga entre 400 y 450 Psig y la tercera etapa succiona entre 400 y 450 Psig y descarga entre 1200 y 1300 Psig.

Figura 39. Funcionamiento del compresor





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

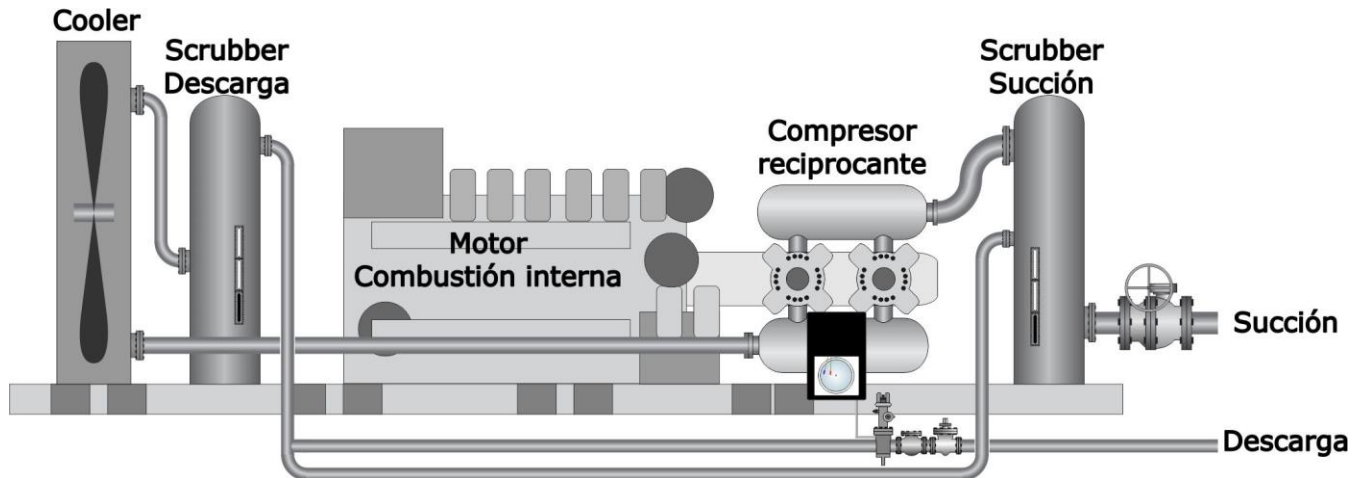
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
30/07/2015**

**Versión:
1**

Figura 40. Válvulas e instrumentos en el área de los compresores



Para su correcto funcionamiento, cada uno de los cuatro compresores recíprocantes cuenta con los siguientes instrumentos:

- **Protecciones**, los compresores cuentan con múltiples instrumentos que protegen su funcionamiento, los cuales se relacionan a continuación.

Tabla 14. Protecciones asociadas a los compresores recíprocantes

Protección	Valor Máximo	Ubicación
Alta T° descarga cilindros	350 / 300°F	Una en cada cilindro
Alto nivel líquidos Scrubber	Fijo	4 en cada scrubber
Vibración alta en motor	Fijo	Compresor
Vibración alta en compresor	Fijo	Motor
Vibración alta en radiador	Fijo	Radiador
Sobrevelocidad del motor	1100/1200 r.p.m	Panel
Baja presión aceite lubricante motor	30 psig	Panel
Baja presión aceite lubricante compresor	40 psig	Panel
Bajo nivel aceite motor	Fijo	Motor
Bajo nivel aceite compresor	Fijo	Compresor
No flujo aceite a cilindros compresores	Fijo	Lubricador compresor
Recalentamiento cilindros motor	1250°F	Motor
Recalentamiento turbocargadores	1250°F	Motor
Alta temperatura casquete bancadas motor	250°F	Motor
Alta temperatura agua motor	210°F	Panel
Bajo nivel agua refrigeración	Fijo	radiador
Alta temperatura casquetes motor	250°F	Panel
Alta presión succión 1ª etapa	40 psig	Panel
Baja presión succión 1ª etapa	20 psig	Panel
Alta presión succión 2ª etapa	200 psig	Panel
Baja presión succión 2ª etapa	ajustable	Panel



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

Alta presión succión 3ª etapa	500 psig	Panel
Baja presión succión 3ª etapa	Ajustable	Panel
Alta presión de descarga	1400 psig	Panel

- **Scrubber interetapas**, que retienen cantidades de líquidos que pueden condensarse por efecto ya sea de la alta presión aplicada o el proceso de refrigeración entre etapas; este proceso es de alta importancia dado que los líquidos en las botellas de compresión reducen la eficiencia del proceso e incluso en caso de tratarse de cantidades pequeñas de agua esta puede comportarse a manera de sólidos que generan serios deterioros en los pistones o camisas. Cada etapa cuenta con un Scrubber en su línea de succión y su línea de descarga siendo en total cuatro Scrubbers por cada compresor.
- **Intercambiador térmico (Intercooler)**, funciona gracias a una hélice que genera una corriente de aire circundante que combinado con un sistema de agua circulante, permite retirar cantidades sustanciales de calor generado en zonas críticas como las camisas y pistones por efecto del movimiento recíprocante; también se refrigera el gas comprimido que sale de cada etapa de compresión, lo que también mejora la eficiencia de dicho proceso.
- **Registrador de carta circular (FR)**, recibe la señal de presiones del medidor de placa de orificio registrando las variaciones en la presión y caudal de descarga de cada compresor en rangos de 24 horas.
- **Porta placa de orificio (FE)**, instalado en la línea de descarga de los compresores, envía señales de presurización de la línea y presión diferencial en la placa de orificio.
- **Switch de presiones (PSHL)**, envía señales de apagado hacia el panel de control del motor en caso de que la presión alcance ya sea un valor mínimo o máximo preestablecidos.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

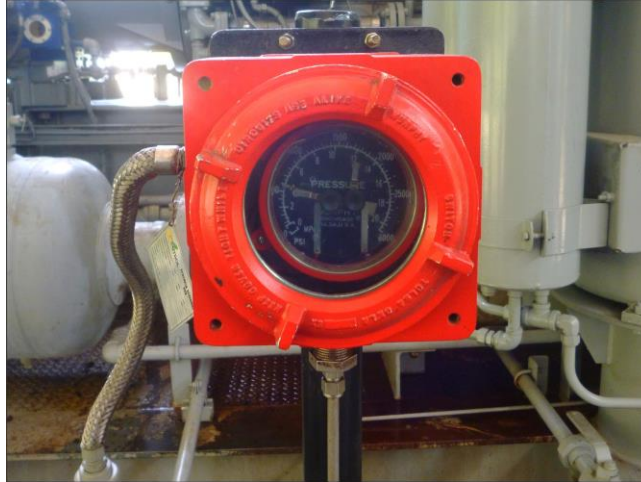
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

Fotografía 34. Switch de presión



- **Panel de control**, que permite manipular, monitorear y configurar además de otras variables, los puntos de ajuste de varios mecanismos de protección.

Fotografía 35. Panel de control (C6)





Las condiciones normales de operación para el scrubber general y los compresores recíprocos se muestran en los siguientes gráficos y tablas.

- **Scrubber de succión:**

Figura 41. Ubicación de las válvulas e instrumentos del scrubber de succión

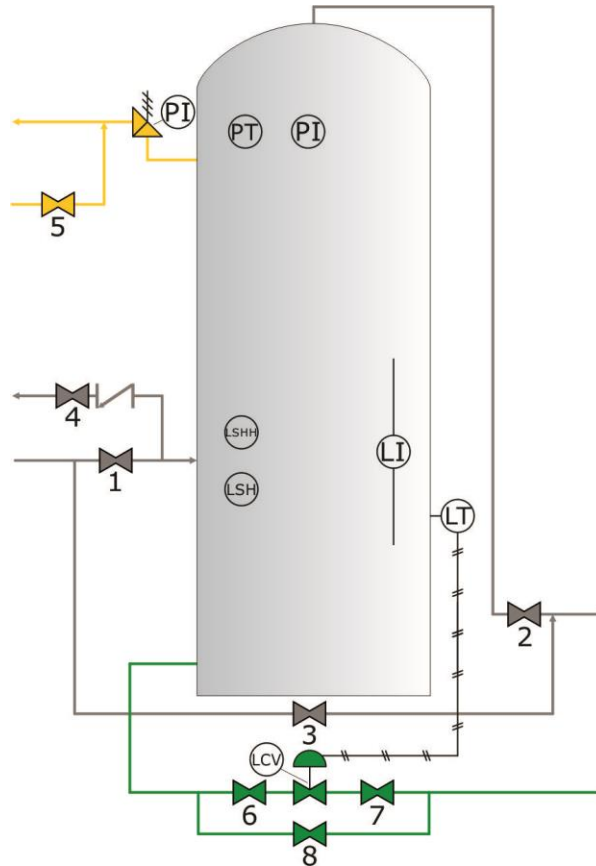


Tabla 15. Condiciones normales de operación del scrubber de succión

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Entrada de gas al scrubber	Abierta
2	Salida de gas del scrubber	Abierta
3	By pass del scrubber	Cerrada
4	Línea de gas de recirculación hacia las islas, después del cheque	Abierta
5	Alivio de presión del scrubber de gas combustible	Abierta
6	Drenaje de líquidos antes de la LCV	Abierta
7	Drenaje de líquidos después de la LCV	Abierta
8	Drenaje de líquidos by pass de la LCV	Cerrada



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
30/07/2015**

**Versión:
1**

- Área de compresores:

Figura 42. Ubicación de las válvulas en el área de los compresores

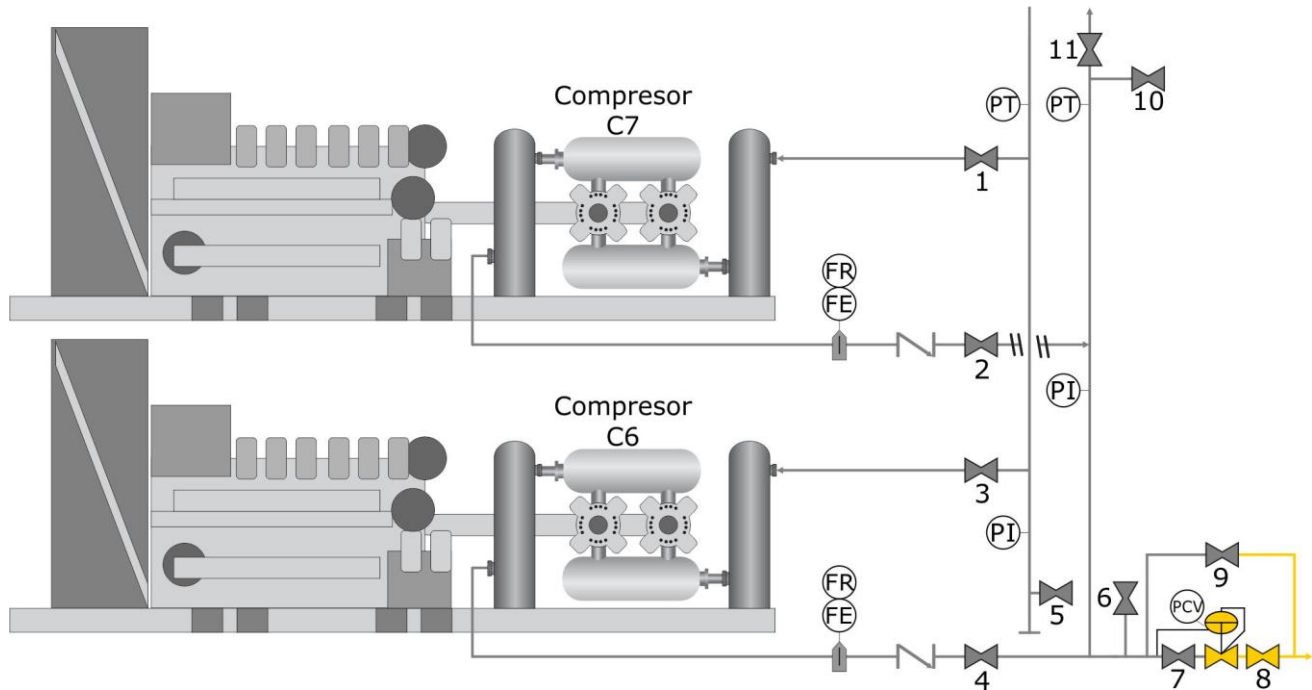


Tabla 16. Condiciones normales de operación para las válvulas de los compresores de gas

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Succión del compresor C7	Abierta
2	Descarga del compresor C7, después del cheque	Abierta
3	Succión del compresor C6	Abierta
4	Descarga del compresor C6, después del cheque	Abierta
5	Derivación del colector de succión, después del PI (Línea ciega)	Cerrada
6	Derivación del colector de descarga (Línea ciega)	Cerrada
7	Alivio a tea de alta presión, antes de la PCV	Abierta
8	Alivio a tea de alta presión, antes de la PCV	Abierta
9	Alivio a tea de alta presión, by pass de la PCV	Cerrada
10	Derivación del colector de descarga, después del PT (Línea ciega)	Cerrada
11	Colector de descarga del compresor, hacia las islas (Gas lift)	Cerrada

**MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2****PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS****MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS****Elaborado
30/07/2015****Versión:
1****Tabla 17. Límites operacionales de los compresores C6 y C7**

Protección	Límite Máximo	Límite Mínimo
Rpm	1000	800
Presión oil motor	90 PSI	35 PSI
Presión oil compresor	90 PSI	35 PSI
Temperatura agua	210°F	166°F
Temperatura 1ª etapa	350°F	250°F
Temperatura 2ª etapa	350°F	250°F
Temperatura 3ª etapa	350°F	250°F
Presión succión	40 PSI	20 PSI
Presión 1 etapa	220 PSI	130 PSI
Presión 2 etapa	440 PSI	300 PSI
Presión 3 etapa	1400 PSI	1000 PSI
Presión descarga	1400 PSI	1000 PSI
Nivel agua	100 %	75%
Nivel aceite motor	100 %	75 %
Nivel aceite compresor	100 %	75 %
Nivel lubricación	100 %	75%
Nivel tanque Rep.	100 %	30 %
Temperatura cilindro	1250°F	950 °F

Operación

- Drenar los scrubber de succión y de los compresores con regularidad.
- Verificar los niveles de aceite lubricante en los motocompresores y de agua en los coolers.
- Sacar transitoriamente de línea un motocompresor cuando las condiciones operacionales de éstos lo requieran.
- Poner en funcionamiento el motocompresor sacado de línea transitoriamente.

Precauciones

- Emplear siempre protección auditiva cuando se transite por el área de compresores; en caso de que la permanencia sea mayor a diez minutos la protección doble es obligatoria.
- Abrir y cerrar suavemente las válvulas manuales para prevenir los golpes de ariete.
- Evitar el contacto directo con los condensados drenados de los scrubbers.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

4.3.b. Sistema de gas combustible

Fotografía 36. Sistema de gas combustible



Objetivo

Aprovechar una fracción del gas producido por la estación Venado 2, garantizando un suministro constante de gas combustible en las mejores condiciones posibles para los equipos y vasijas que lo requieren para su funcionamiento.

Descripción

Del gas que sale del scrubber de succión una fracción se deriva hacia el scrubber de gas combustible, en donde se extraen hidrocarburos y humedad condensados que pueden poner en riesgo el funcionamiento de los equipos que lo emplean como combustible. Del scrubber de gas combustible, se distribuye hacia los dos scrubber de gas combustible de los compresores y el del calentador.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

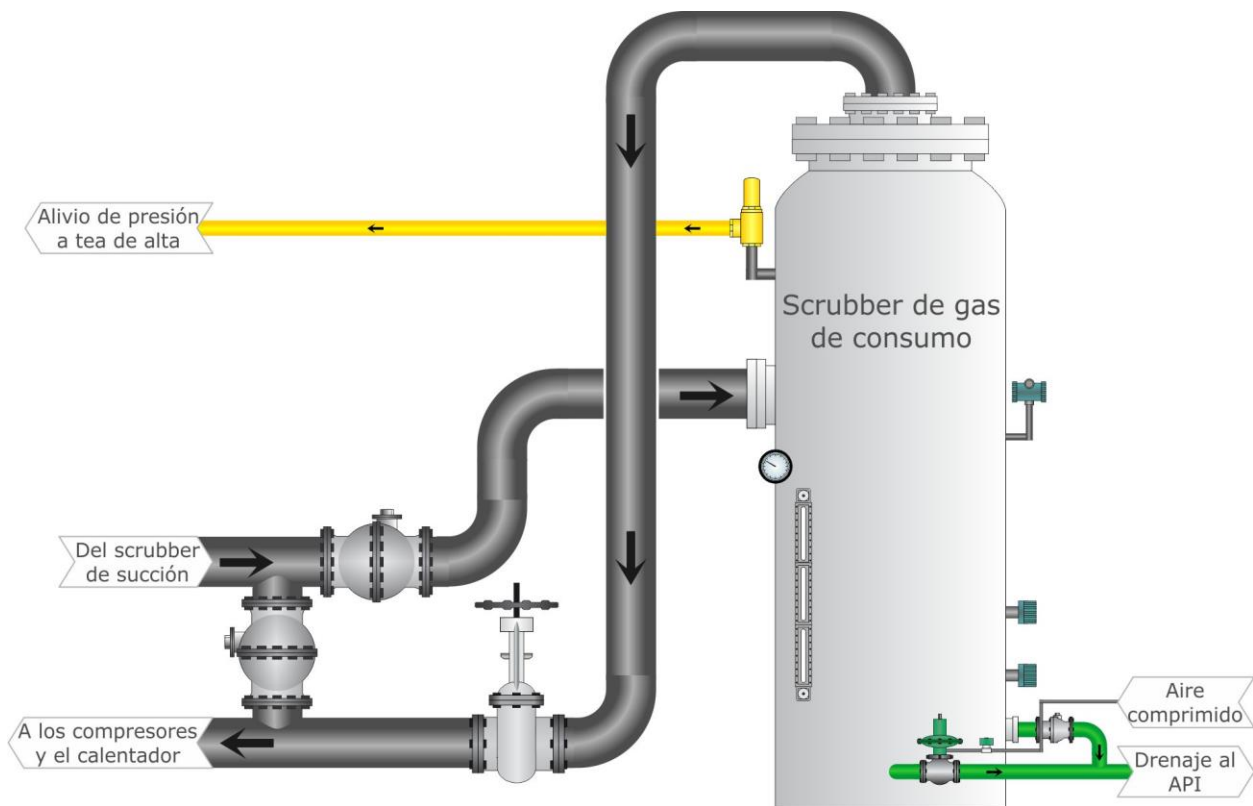
Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

El sistema de gas de consumo, está constituido por los siguientes equipos:

- **Un (1) scrubber de gas de consumo:** Se ubica cerca del scrubber de succión; recibe una parte del gas que sale de dicha vasija, mejorando sus parámetros de humedad y arrastre de finos; logrando así que el gas combustible pueda ser empleado como combustible de manera óptima. A nivel interno cuenta con un medio intrincado de alta tortuosidad conocido como extractor de neblina que retiene las micro gotas de líquido suspendidas en la corriente de gas; dichas microgotas caen al fondo de la vasija, de donde se drenan de forma periódica.

Figura 43. Líneas, válvulas e instrumentos asociados al scrubber de gas combustible



Para su correcto funcionamiento el scrubber de consumo cuenta con los siguientes instrumentos:

- **Transmisor de presión (PT):** Conectado en la zona superior de la vasija, envía de manera constante una señal eléctrica proporcional a la presión interna, que puede ser leída de manera remota gracias al supervisorio en el CCM.
- **Switch de nivel alto (LSH),** Instalado en la zona baja de la vasija, envía una señal eléctrica de alarma que indica un nivel alto de líquido en la vasija, dándole al operador, tiempo suficiente para revisar las condiciones operacionales de la estación.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

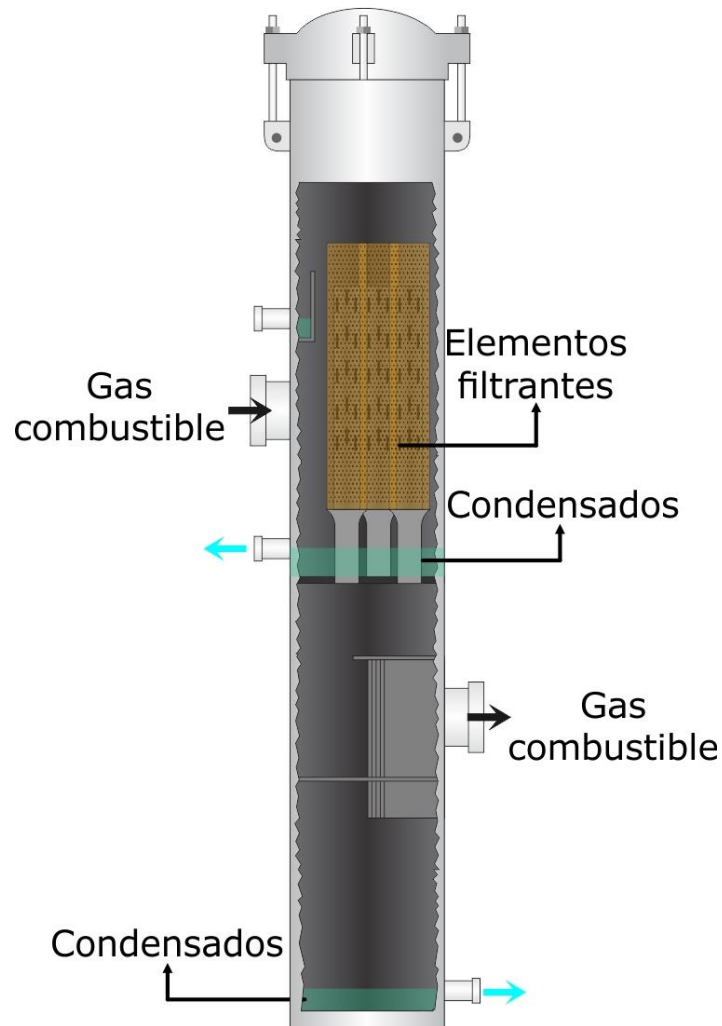
- **Switch de nivel alto alto (LSHH)**, ubicado sobre el switch de nivel alto, envía una señal eléctrica de alarma que indica un nivel de líquido en la vasija que puede implicar una saturación de líquido en la vasija.
- **Válvula controladora de nivel (LCV) – Normalmente cerrada**, instalada sobre la línea de drenaje, se mantiene cerrada por la presión del suministro de aire comprimido, cuando el nivel de líquido en la vasija sube y genera presión hidrostática suficiente, la válvula se abre drenando así los condensados.
- **Válvula de seguridad (PSV) – Normalmente cerrada**, está conectada en la zona superior del scrubber, su propósito es el de abrirse cuando la presión dentro de la vasija es suficiente para contraer el mecanismo de sello de la válvula; aliviando así los gases y vapores hacia la tea de alta presión.
- **Portaplaca de orificio (FE)**, instalado en la línea de salida de gas del scrubber de consumo para generar una caída de presión que se registra y permite así conocer el caudal instantáneo. Este instrumento está diseñado para ajustar en su interior una placa circular con un orificio de geometría y posición definidas; la selección de dicha placa está sujeta a las propiedades del gas contabilizado, cuando dichas propiedades cambian y es necesario reemplazar la placa de orificio, es posible hacerlo sin interrumpir el flujo de la línea.
- **Registrador de carta circular (FR)**, recibe las señales de presión del portaplaca de orificio, y gracias a un mecanismo de plumillas realiza un registro gráfico de geometría radial, sobre una carta circular en que se podrán leer los cambios en la presión diferencial durante el periodo de tiempo fijado (7 días o 24 horas); por medio de la caída de presión registrada es posible calcular el caudal en cualquier momento del periodo tiempo.

El registro de caudal de gas que sale de este scrubber se contabiliza junto con los registros de los medidores en los separadores y a la salida de los compresores de gas, con el fin de realizar el balance de distribución de gas en la estación. El paso de gas a través de las placas de orificio en los puntos de registro, ocasiona condensación por las caídas de presión, la cual es retenida por los scrubber con que cuentan el calentador y los motocompresores de gas, en sus líneas de suministro de gas combustible.



- **Dos (2) scrubber de gas combustible:** También conocidos como filtros "Peco", están diseñados para evitar que partículas finas y líquidos ingresen a las cámaras de combustión de los motores; Internamente cuenta con sistemas de retención mecánica para líquidos y con sistema de drenaje automático para los mismos.

Figura 44. Vista interna del scrubber de gas combustible



El filtro cuenta internamente con dos cámaras en que se da el proceso de retención de líquidos en primera instancia el gas entra a la sección superior en donde el elemento filtrante retiene la humedad en forma de neblina que pueda venir suspendida en la corriente, al atravesar el cuerpo del filtro interno ingresa a un tubo ranurado que conecta con la cámara inferior, en donde la trayectoria de flujo puede condensar niveles mínimos de líquido. En la parte inferior de ambas cámaras existen drenajes para condensados que conducen hacia la piscina API.



Las condiciones normales de operación de los equipos, vasijas y válvulas manuales del sistema de gas combustible se relacionan en los siguientes gráficos y tablas:

- **Scrubber de gas combustible:**

Figura 45. Condiciones normales de operación de las válvulas del scrubber de gas combustible

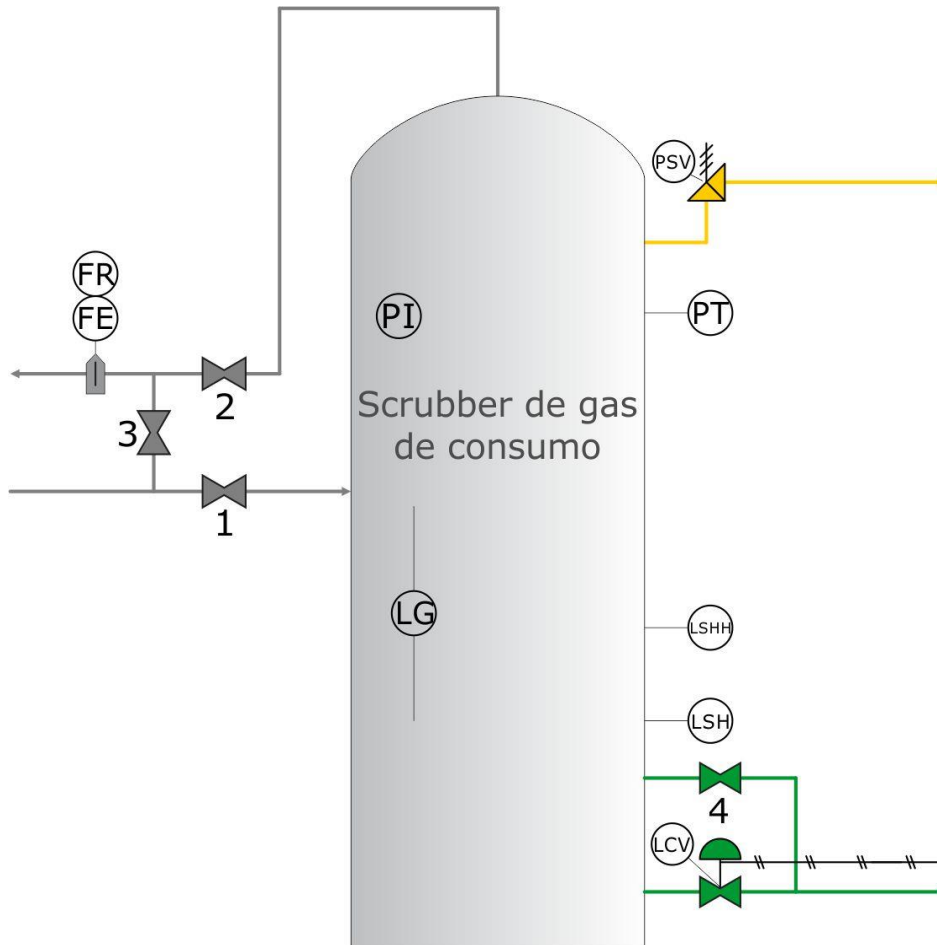


Tabla 18. Condiciones normales de operación de las válvulas del scrubber de gas combustible

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Línea de entrada de gas al scrubber	Abierta
2	Línea de salida de gas del scrubber	Abierta
3	By pass del scrubber	Cerrada
4	Drenaje manual del scrubber	Cerrada



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015


Versión:
1

Operación

- Verificar inicialmente desde el supervisorio las condiciones operacionales de los scrubbers, especialmente la presión y el nivel, y luego en campo corroborar lo observado, revisando el nivel en los visores y la presión en los manómetros. Igualmente confirmar que las válvulas automáticas estén funcionando correctamente y que las válvulas manuales se encuentren abiertas o cerradas de acuerdo a la operación normal de las vasijas.
- Sacar transitoriamente de línea un scrubber cuando las condiciones operacionales de éstos lo requieran.
- Poner en funcionamiento el scrubber sacado de línea transitoriamente.
- Drenar los scrubbers de gas combustible periódicamente.
- Verificar que las placas de orificio sean las adecuadas de acuerdo con los parámetros de flujo, y cambiar la placa de ser necesario.
- Realizar el cambio de carta registradora en los registradores de carta circular, verificando la nomenclatura de las variables registradas y que las plumillas funcionen correctamente.

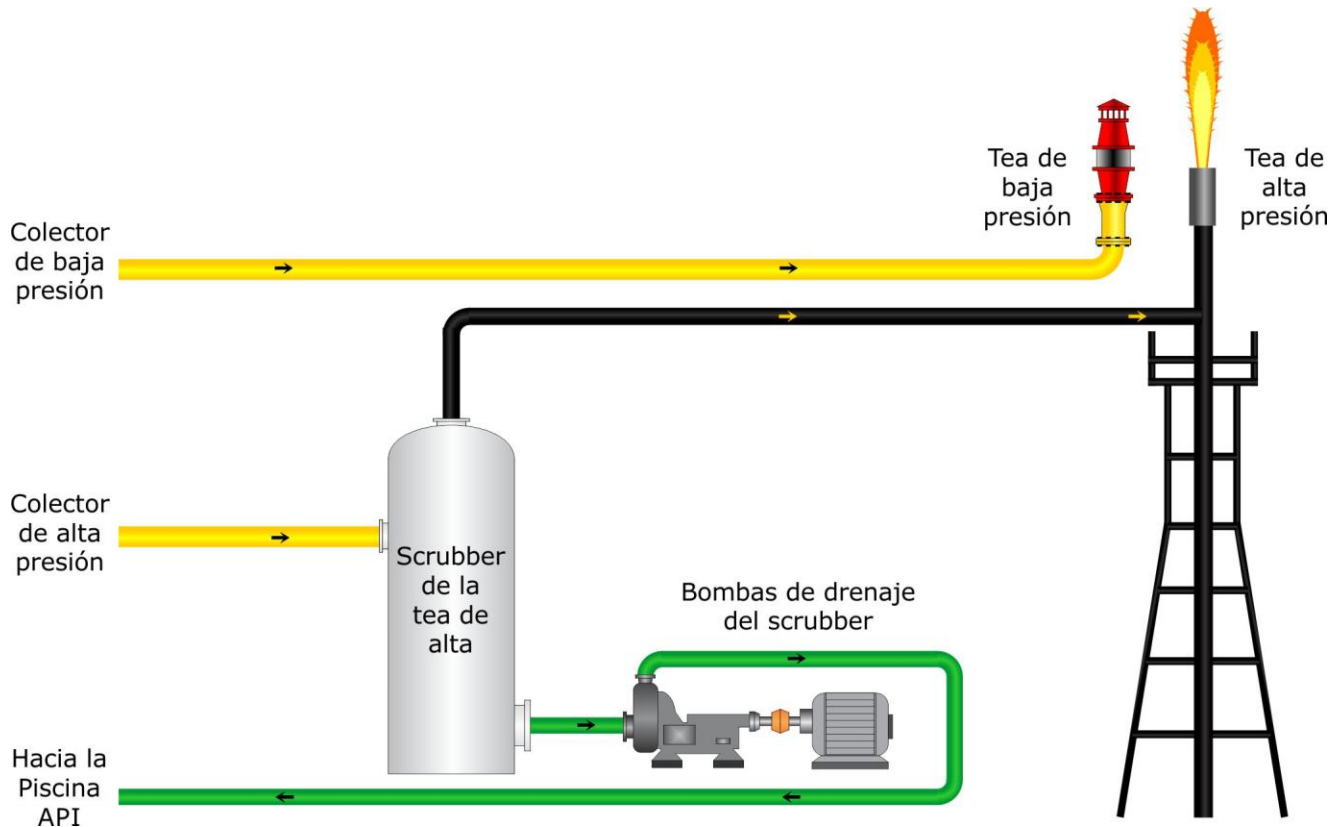
Precauciones

- Antes de abrir la vasija fuera de línea, desconectar tuberías, dispositivos o válvulas, aliviar la presión del recipiente para evitar derrames no deseados o lesiones severas.
- Abrir y cerrar suavemente las válvulas manuales para prevenir los golpes de ariete.
- Realizar el cambio de platina de orificio siguiendo con atención el procedimiento establecido para ello.
- Evitar cualquier contacto con el condensado drenado de los scrubbers.

	MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2		
	PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS		
	MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS	Elaborado 30/07/2015	Versión: 1

4.3.c. Sistema de teas

Figura 46. Funcionamiento del sistema de teas



Objetivo

Efectuar la combustión controlada de volúmenes de gas que por condiciones operativas se desvían de los equipos y vasijas para mantener la confiabilidad e integridad del proceso; y retener los líquidos que por las líneas de alivio se puedan liberar hacia las teas.

Descripción

El sistema de teas se divide en dos colectores generales, uno para alta presión y otro para baja presión; de manera que aquellos equipos que manejan cantidades bajas de gas disuelto en los fluidos que procesan, cuentan con válvulas de seguridad que alivian dichas concentraciones de gas. Los equipos que se enlazan al colector de la tea de baja presión son los tanques de almacenamiento y la bota de gas.

Por otra parte, los equipos que cuentan con conexión al colector de la tea de alta presión son aquellos en que por el volumen de gas que manejan es necesario instalar mecanismos de alivio para altas presiones, estos equipos son los separadores, todos los scrubbers, los compresores y el calentador.

El colector de baja presión lleva los gases aliviados hacia la tea de baja que los ventea a la atmósfera, cuenta con una línea de una pulgada de diámetro que permite drenar trazas de líquido hacia las cunetas del calentador; en el caso del colector de alta presión, los gases y vapores aliviados por las



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

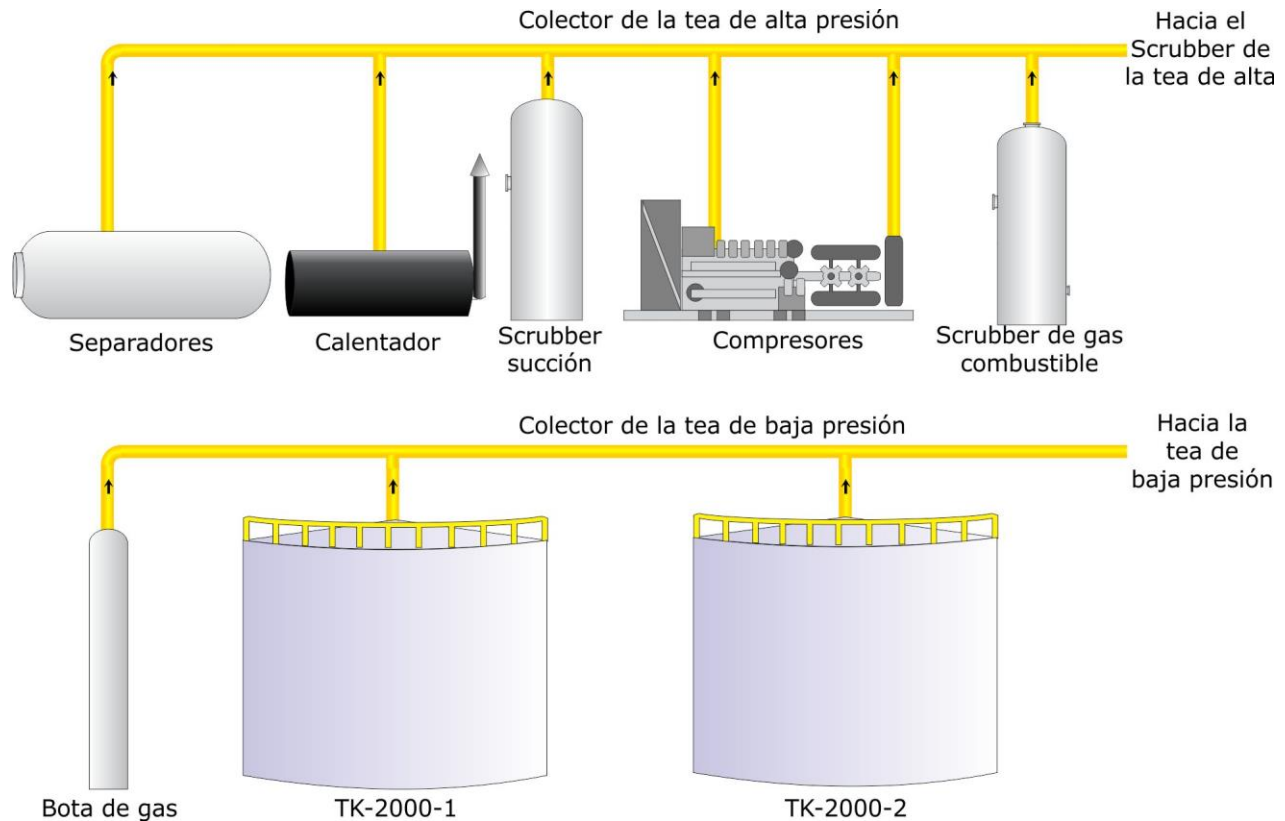
MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

válvulas de seguridad llegan al scrubber de la tea de alta presión, en donde se retienen líquidos que pudieran desviarse hacia la tea, dicho scrubber cuenta con dos bombas centrífugas que drenan hacia la piscina API el crudo que bajo condiciones críticas puede llegar a la vasija.

Figura 47. Funcionamiento de los colectores de las teas



Con el objetivo de evitar el apagado de la tea de alta presión, que podría generar un vertido de gas a la atmósfera; cuenta con un piloto de encendido eléctrico, haciendo que no sea necesario realizar un encendido cuando la llama se apaga.

El funcionamiento del sistema de teas, está integrado por los siguientes equipos e instrumentos:

- **Un (1) scrubber:**

Ubicado junto al área de compresores; recibe el gas aliviado por las válvulas de seguridad de los equipos y vasijas, su función principal es la de retener condensados (agua e hidrocarburos líquidos) que de otra manera se verterían al ambiente generando, además de pérdidas económicas (por la combustión de crudo) una serie de efectos que ponen en riesgo el medio ambiente.

El gas llega a esta vasija por el colector que recibe los disparos de las válvulas de seguridad de los diversos contenedores de la estación, la existencia de dos colectores permite mantener la confiabilidad de los equipos que manejan más altas presiones, y además facilita la liberación de



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

presiones de vapor bajas que pueden generarse en los tanques, sin que ello comprometa la operatividad del sistema.

Fotografía 37. Scrubber de la tea de alta




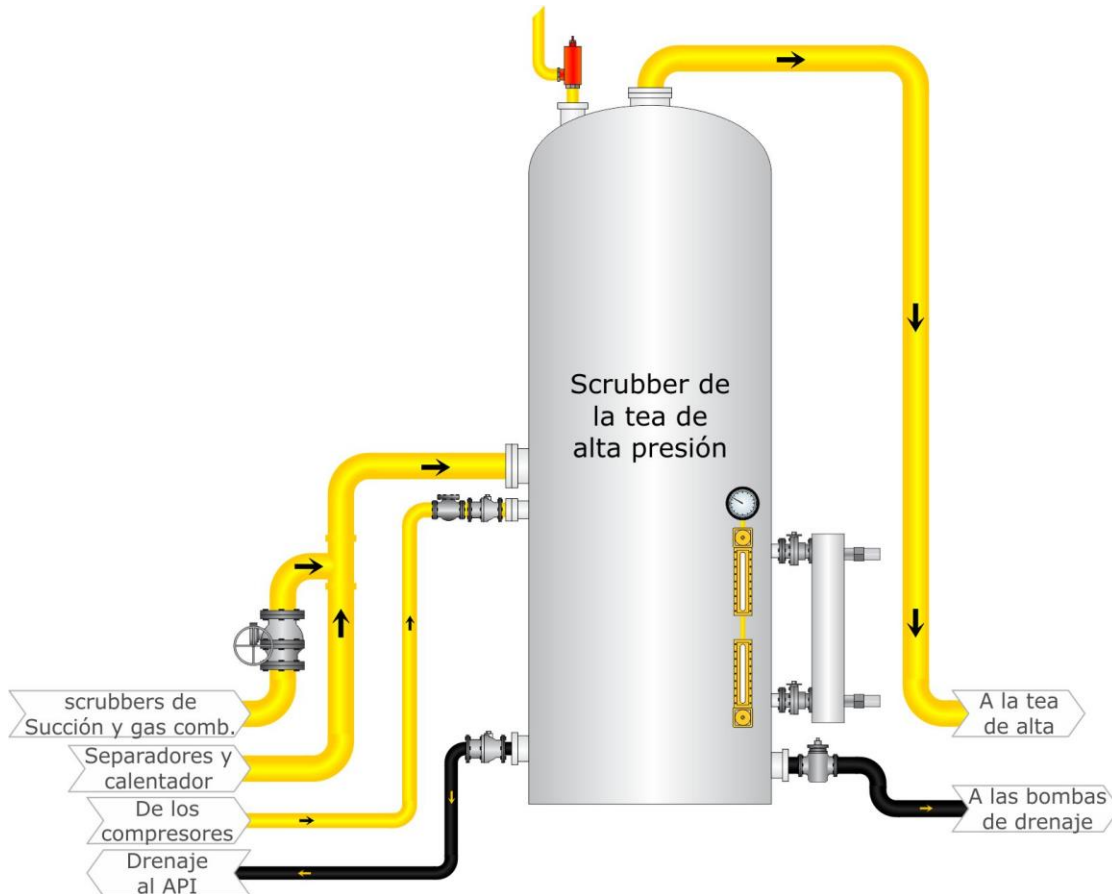
	MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2		
	PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS		
	MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS	Elaborado 30/07/2015	Versión: 1

Figura 48. Líneas, válvulas e instrumentos asociados al scrubber de la tea de alta presión



Para su correcto funcionamiento, el scrubber de la tea de alta presión cuenta con los siguientes instrumentos:

- **Switch de nivel alto (LSH)**, envía una señal eléctrica cuando el nivel de líquido alcanza su altura, de esta manera se encienden las bombas y se acciona la alarma que indica que el nivel de líquidos ha alcanzado el límite de operación normal.
- **Switch de nivel alto alto (LSHH)**, envía una señal eléctrica cuando el nivel de líquido alcanza su altura, dicha señal de alarma implica que las bombas no drenan el fluido al caudal requerido.
- **Válvula de alivio de presión (PSV) – normalmente cerrada**, se mantiene posicionada gracias a un resorte ubicado en su interior; cuando la presión del scrubber es suficiente para retraer el resorte, el obturador se abre para aliviar la presión hacia la atmósfera.



- **Dos (2) bombas de drenaje del scrubber:**

Cada una es de tipo centrífuga y accionada por un motor eléctrico que se enciende al recibir las señales de los switch de nivel alto, evacuando de los líquidos acumulados en el fondo de la vasija hacia la piscina API.

Las bombas se encienden en paralelo garantizando un drenaje rápido a fin de evitar rebose de las vasijas o posibles vertidos de líquido hacia las teas.

Fotografía 38. Bombas de drenaje del scrubber de la tea de alta



- **Una (1) tea de incineración de gas:**

Está ubicada a una distancia segura del proceso de producción de la estación, en un área despejada de vegetación y a una altura suficiente para que los gases de combustión o el calor no afecten directamente al personal o al medio ambiente. Su función es la de incinerar el gas residual de la batería así como los gases aliviados por las válvulas de seguridad, reduciendo la emanación de gases con alto impacto ambiental que se consideran gases de invernadero (metano y etano primordialmente).

- **Una (1) tea de venteo de gas:**

Está ubicada a una distancia segura del proceso de producción de la estación, junto al área de los tanques de almacenamiento y a una altura suficiente para que los gases de combustión no afecten directamente al personal o al medio ambiente. Su función es la de ventear gradualmente el gas residual de las vasijas que manejan remanentes poco significativos de gas.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

Fotografía 39. Tea de alta presión



Para su correcto funcionamiento, las teas cuentan con los siguientes instrumentos y accesorios:

- **Piloto de la tea**, es un quemador de tamaño reducido que alimentado por el sistema de gas combustible permiten efectuar el encendido de las teas de manera controlada; para tal efecto está instalado en un sistema móvil, que permite deslizarlo hacia el área de combustión en la tea por medio de una polea que se ubica en la base de la estructura.
- **Controlador de llama del piloto (BIC)**, ubicado junto a la estructura de la tea, regula el flujo de gas hacia el piloto de la tea para mantenerlo encendido, a pesar que la llama principal de la tea se haya apagado.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
30/07/2015**

**Versión:
1**

Las condiciones normales de operación y ubicación de las válvulas se muestran en los siguientes gráficos y tablas:

- **Scrubber de la tea de alta presión**

Figura 49. Ubicación de las válvulas asociadas al scrubber de la tea de alta presión y sus bombas de drenaje

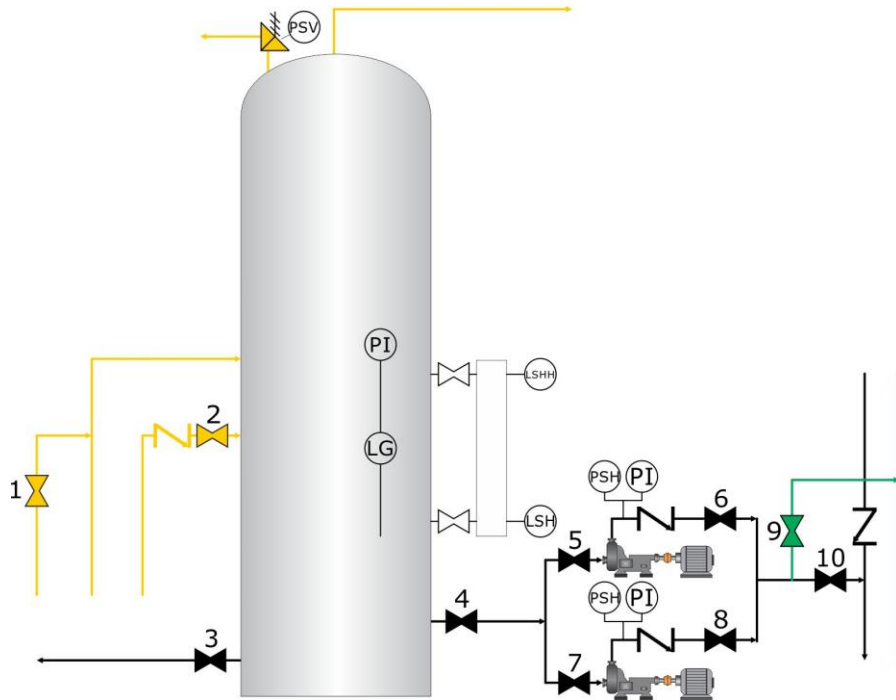


Tabla 19. Condiciones normales de operación de las válvulas asociadas al scrubber de alta presión y sus bombas de drenaje

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Alivio de presión del scrubber de succión	Abierta
2	Alivio de presión de los compresores, después del cheque	Abierta
3	Drenaje al API	Cerrada
4	Drenaje de líquidos hacia las bombas	Abierta
5	Succión de la bomba 2	Abierta
6	Descarga de la bomba 2	Abierta
7	Succión de la bomba 1	Abierta
8	Descarga de la bomba 1	Abierta
9	Descarga de las bombas hacia el API	Cerrada
10	Línea de recirculación hacia el calentador o los tanques	Abierta



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

Operación

- Verificar inicialmente desde el supervisorio las condiciones operacionales del scrubber, especialmente la presión de la vasija y del colector del scrubber a la tea, y luego en campo corroborar lo observado, revisando el nivel en los visores y la presión en los manómetros. Igualmente confirmar que las válvulas automáticas estén funcionando correctamente y que las válvulas manuales se encuentren abiertas o cerradas de acuerdo a la operación normal de las vasijas.
- Sacar transitoriamente de línea el scrubber o las bombas cuando las condiciones operacionales de éstos lo requieran.
- Poner en funcionamiento el scrubber o las bombas sacados de línea transitoriamente.
- Verificar con frecuencia que la tea de alta presión se encuentre encendida, y encenderla de forma manual en caso de que el sistema de piloto no lo permita.
- Drenar periódicamente el colector de la tea de baja presión.

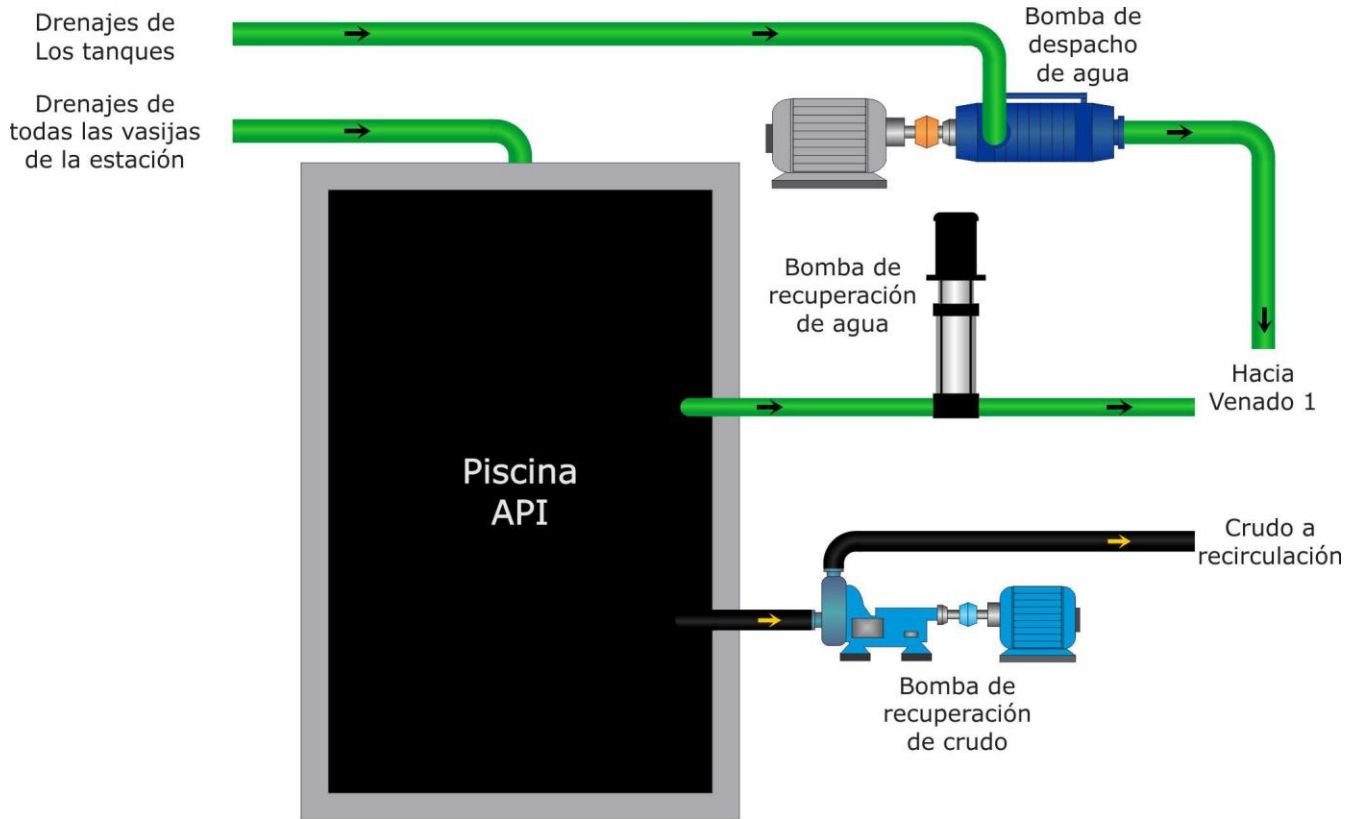
Precauciones

- Si es necesario subir a la tea, se debe ser cuidadoso al ascender por la escalera, utilizando siempre los implementos de seguridad para trabajos en alturas, según el "Procedimiento para Trabajos en Alturas".
- Antes de abrir la vasija o las bombas, desconectar tuberías, dispositivos o válvulas, aliviar la presión del recipiente para evitar derrames no deseados o lesiones severas.
- Abrir y cerrar suavemente las válvulas manuales para prevenir los golpes de ariete.



4.4 Proceso de manejo de aguas

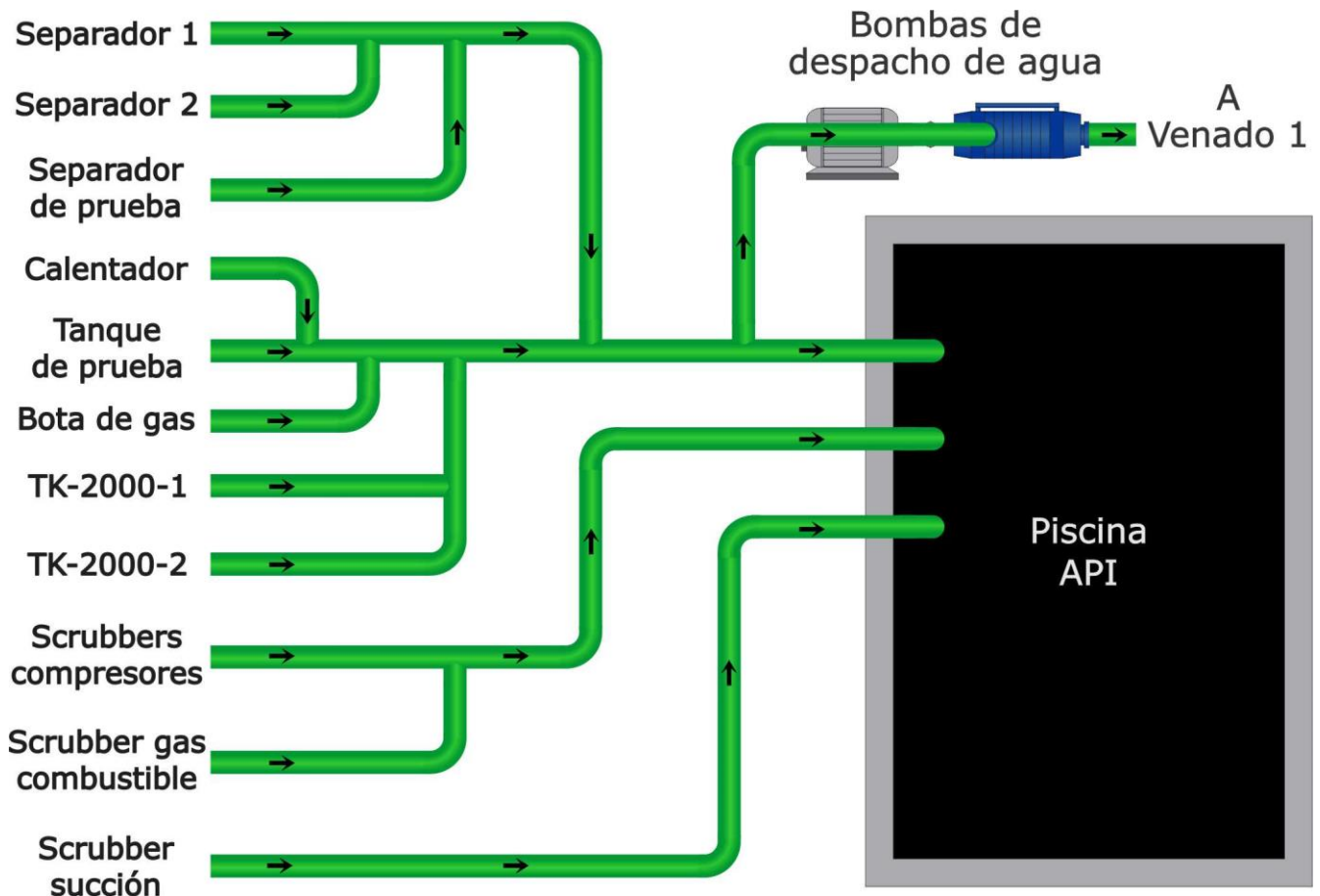
Figura 50. Sistemas asociados al proceso de manejo de aguas





4.4.a. Sistema de recolección y disposición de aguas aceitosas

Figura 51. Recolección de aguas aceitosas



Objetivo

Recibir el líquido y los sólidos remanentes en el fondo de las vasijas de la estación, cuando se realizan operaciones de drenaje, lavado o mantenimiento en general; facilitando además la recuperación de agua y crudo asociados los fluidos de drenaje.

Descripción

Las vasijas de la estación son drenadas de forma periódica como parte del proceso convencional de operación, adicionalmente se programan lavados internos de las vasijas y mantenimientos; estos procedimientos dan como resultado aguas contaminadas con trazas de aceite, condensados, y sustancias químicas tales como surfactantes, alcalinos y solventes.

Estas aguas denominadas aguas aceitosas se colectan hacia la piscina API, en donde su disposición final es posible.

El sistema de recolección y disposición de aguas aceitosas, está integrado por los siguientes equipos, construcciones e instrumentos:



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

- **Una (1) piscina API:**

Es una construcción socavada en el suelo, e impermeabilizada a la que convergen las aguas aceitosas, su estructura está diseñada a partir de cámaras de flotación que permiten colectar por rebose el crudo, que por diferencia de densidades se separa de la fase acuosa.

Fotografía 40. Piscina API



Las aguas ingresan por una válvula manual de compuerta instalada en su parte frontal, a medida que el fluido pasa un mayor tiempo en la piscina, la nata flotante de crudo toma mayor espesor; cuando el nivel de aceite es suficiente o cuando el agua alcanza un nivel máximo, estos fluidos pueden recircularse al proceso por medio de las bombas para ello designadas.

El nivel de la piscina es monitoreado en el CCM gracias a un transmisor de nivel que funciona gracias a una sonda flotante, así es posible identificar los momentos en que la recuperación de líquidos es pertinente.

- **Una (1) motobomba de recuperación de crudo:**

Esta bomba que se encuentra junto a la piscina API, es accionada por un motor eléctrico; su función es la de drenar el crudo flotante por medio de una manguera flexible de succión y retorna por la línea de recirculación hacia el calentador o los tanques de almacenamiento.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

- **Una (1) motobomba jokey, de recuperación de agua:**

Es una bomba centrífuga multietapas de funcionamiento vertical, cuyo propósito es el de succionar el agua de la piscina y despacharla hacia la estación Venado 1 o recircularla hacia el proceso principal, cuando el nivel alcanzado es el requerido.

Fotografía 41. Bomba de recuperación de agua



La ubicación y las condiciones normales de operación de las válvulas de accionamiento manual ubicadas en el área de la piscina API, se muestran en las siguientes figuras y tablas:



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
30/07/2015**

**Versión:
1**

- **Piscina API**

Figura 52. Ubicación de las válvulas e instrumentos asociados a la piscina API

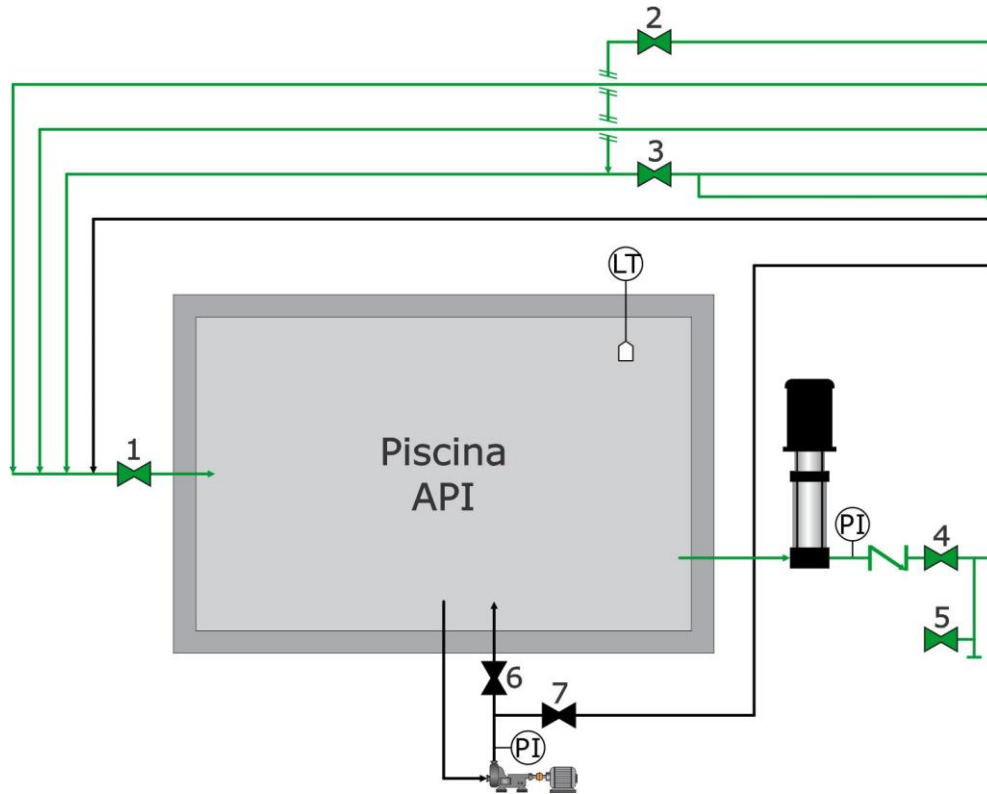


Tabla 20. Condiciones normales de operación de las válvulas de la piscina API

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Entrada de aguas aceitosas	Abierta
2	Línea de drenaje de los separadores	Cerrada
3	Drenaje de los tanques , después de la succión de la bomba de despacho de agua	Cerrada
4	Descarga de la bomba 2 de recuperación de agua	Cerrada
5	Descarga de la bomba 1 de recuperación de agua, línea ciega	Cerrada
6	Recirculación de bomba de recuperación de crudo al API	Cerrada
7	Descarga de la bomba de recuperación de crudo hacia el calentador	Cerrada



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

Operación

- Verificar inicialmente desde el supervisorio el nivel de líquido de la piscina API, y luego en campo corroborar lo observado, revisando el nivel
- Sacar transitoriamente de línea la piscina API o las bombas de recuperación, cuando las condiciones operacionales lo requieran.
- Poner en funcionamiento la piscina API o las bombas de recuperación, sacadas de línea transitoriamente.
- Recuperar agua o crudo cuando las condiciones operativas lo requieran.
- Purgar las bombas de despacho, evitando derrames de agua o aceite en el área de la piscina API.

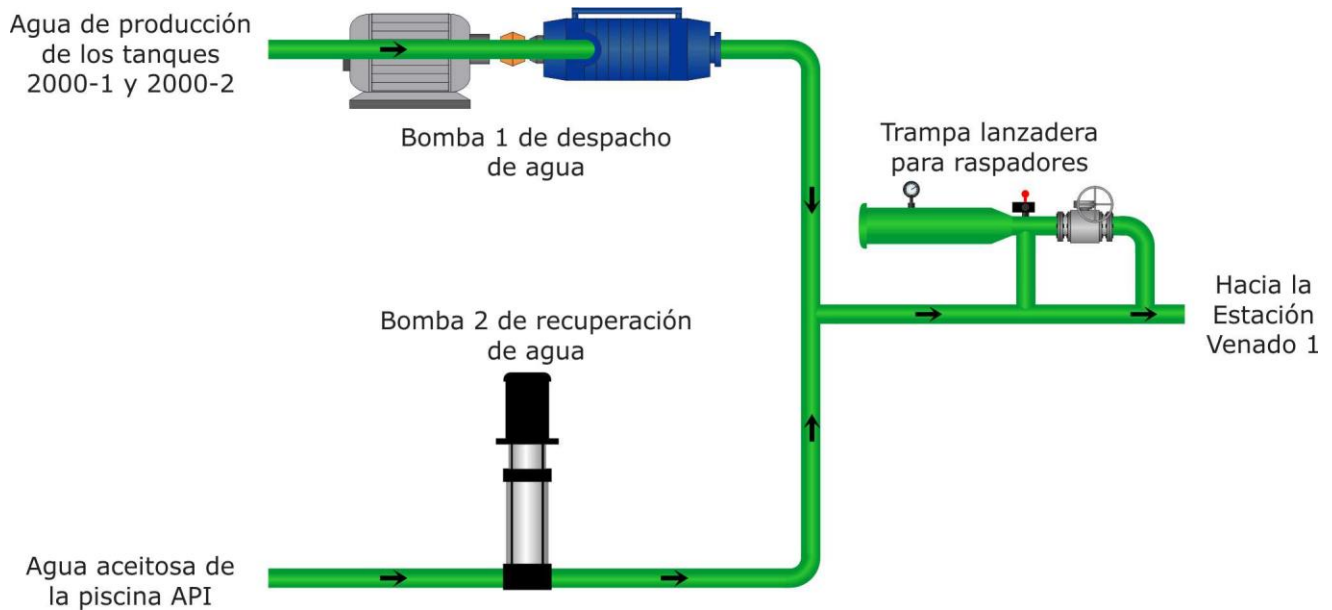
Precauciones

- Antes de ingresar a la piscina API durante operaciones de mantenimiento y limpieza, desconectar tuberías, dispositivos o válvulas, para evitar derrames no deseados o lesiones severas.
- Abrir y cerrar suavemente las válvulas manuales para prevenir los golpes de ariete.
- Utilizar los elementos de protección personal cuando se trabaje en el área de la piscina, adicionalmente use la máscara de gases y vapores para evitar la inhalación de sustancias tóxicas.



4.4.b. Sistema de despacho de agua

Figura 53. Funcionamiento del sistema de despacho de agua



Objetivo

Drenar el agua de la piscina API hacia la estación Venado 1, bajo las condiciones operacionales seguras que mantengan la integridad de los ductos y bombas asociados a dicho proceso.

Descripción

El agua que se produce en la estación Venado 2, se decanta en los tanques de almacenamiento, de donde diariamente es drenada y despachada hacia la estación Venado 1, para este propósito se cuenta con una bomba centrífuga multietapas que suministra el caudal y presión suficientes para tal fin; una vez llega a la estación, se incorpora al proceso principal para su correspondiente tratamiento.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

El sistema de despacho de agua está compuesto por:

- **Una (1) motobomba de despacho de agua (Número 1):** Está ubicada junto al área de la piscina API, es una bomba centrífuga multietapas de configuración horizontal, movida por un motor eléctrico. Succiona el agua de producción de la línea de drenaje de los tanques de almacenamiento, dicha línea puede drenar hacia la piscina API o hacia la motobomba de despacho; la descarga de la bomba conecta con el ducto que la lleva directamente hasta la estación Venado 1.

El funcionamiento de la motobomba de despacho de agua es complementado por los siguientes instrumentos:

- **Variador:** Ubicado en la caseta de la bomba de despacho de agua, es un gabinete adecuado con un sistema eléctrico y electrónico que permite controlar de manera segura y semiautomática, el funcionamiento del motor eléctrico de la motobomba de despacho de agua. Su estructura sellada brinda seguridad para su manipulación con el mínimo riesgo eléctrico posible.
- **Switches de presión:** Estos dos instrumentos, reciben la presión de las líneas de descarga y de succión, y con base en su valor de configuración, envían señales eléctricas al variador; apagando así la bomba, si la presión de la línea de succión es demasiado baja o si es demasiado alta en la línea de descarga.

Fotografía 42. Bomba de despacho de agua /Switches de presión alta y baja / Variador





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

- **Una (1) trampa de lanzamiento de raspadores:** Se encuentra instalada sobre la línea de despacho de agua, en el área posterior a los compresores de gas; Su función es la de proveer un medio de inserción o extracción de raspadores de tubería (también llamados "scrappers", "pigs" o "marranos") para las labores de mantenimiento de la tubería.

El funcionamiento de la trampa lanzadora de raspadores complementado por los siguientes instrumentos y disposiciones:

- **Cámara de inserción:** consiste en un segmento de tubería de diámetro mayor (Una o dos pulgadas más) al de la tubería a raspar; cuenta con una escotilla o tapa de apertura que permite el ingreso del raspador.
- **Registrador de paso del raspador:** consiste en una paleta de color contrastante que se levanta en el momento en que el raspador pasa por el punto en que se encuentra instalado.
- **Válvula de seguridad (PSV):** está instalada en la cámara de inserción, su función es la de aliviar presiones elevadas que se puedan generar por calentamiento de los vapores acumulados; de esta manera la apertura de la cámara de inserción puede ser más segura y fácil.

Fotografía 43. Trampa de lanzamiento para raspadores



Las condiciones normales de operación para las válvulas manuales de la bomba de despacho de agua y la trampa lanzadora de raspadores; se muestran en los siguientes gráficos y tablas:



- Bomba de despacho de agua

Figura 54. Ubicación de las válvulas e instrumentos asociados a la bomba de despacho de agua

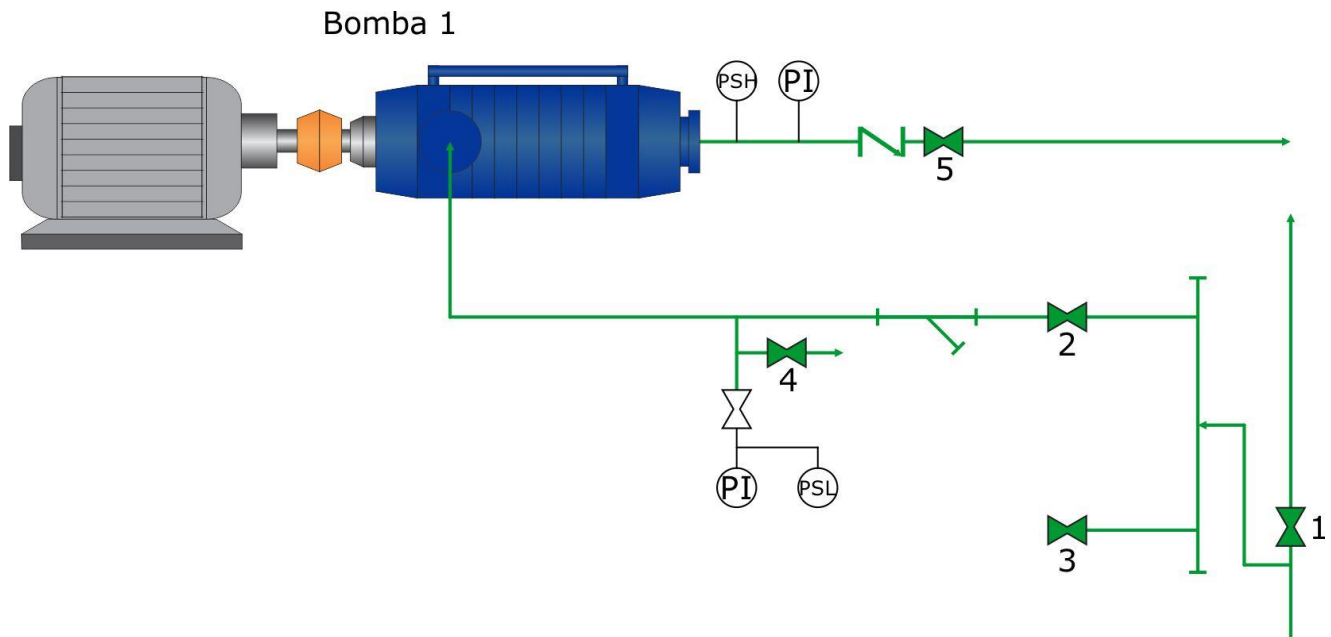


Tabla 21. Condiciones normales de operación de las válvulas de la bomba de despacho

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Línea de drenaje de los tanques, hacia el API	Cerrada
2	Succión de la bomba número 1, antes del filtro	Cerrada
3	Succión de la bomba número 2 (línea ciega)	Cerrada
4	Línea de purga de la succión de la bomba 1	Cerrada
5	Descarga de la bomba 1, después del cheque	Cerrada



- Trampa de lanzamiento de raspadores

Figura 55. Ubicación de las válvulas e instrumentos asociados a la trampa de lanzamiento de raspadores

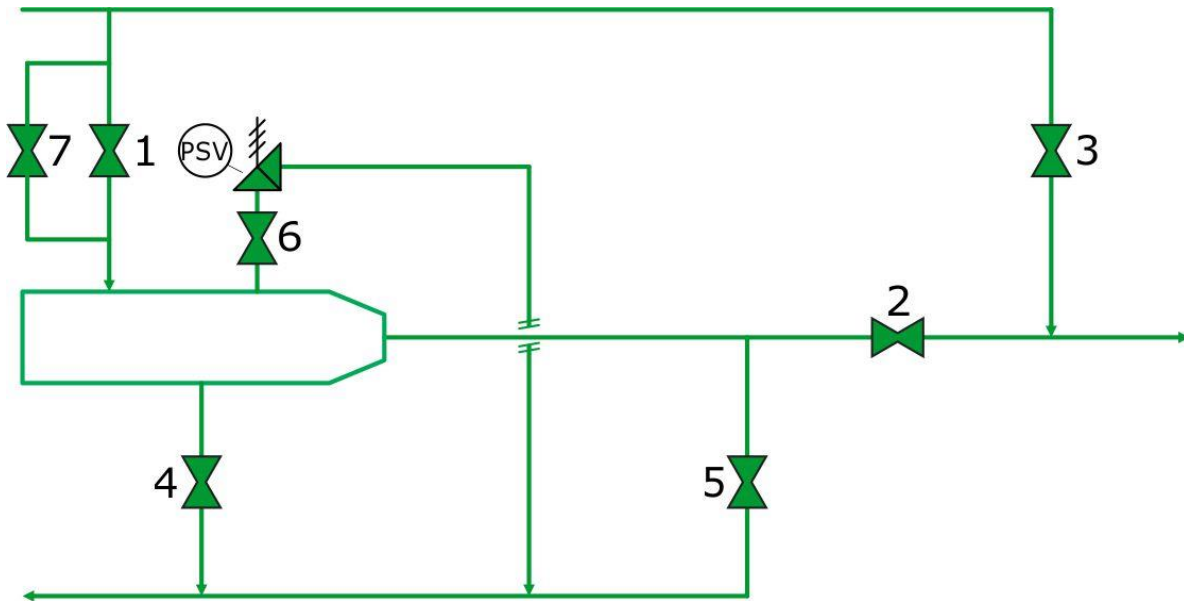


Tabla 22. Condiciones normales de operación de las válvulas de la trampa de lanzamiento

N°	UBICACIÓN	Operación normal	Desplazando raspador
1	Entrada de agua a la cámara de inserción	Cerrada	Abierta
2	Salida de agua de la cámara de inserción	Cerrada	Abierta
3	By pass de la cámara de inserción	Abierta	Cerrada
4	Drenaje de la cámara de inserción	Cerrada	Cerrada
5	Drenaje posterior a la cámara de inserción	Cerrada	Cerrada
6	Alivio de presión de la cámara, antes de la PSV	Abierta	Abierta
7	Línea niveladora de presiones	Cerrada*	Cerrada*

* Abierta solamente para equilibrar las presiones cuando se retoma la operación normal, después de una operación de raspado de la tubería.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

Operación

- Realizar un encendido suave de la bomba de despacho de agua y verificar la presión en la línea de descarga, para subir las revoluciones del motor hasta que la línea esté completamente purgada.
- Restablecer (de forma manual) el variador de la bomba de despacho de agua, cuando está se apague por acción de los switches.
- Sacar transitoriamente de línea la bomba de despacho cuando las condiciones operacionales lo requieran.
- Poner en funcionamiento la bomba de despacho sacada de línea transitoriamente.
- Realizar la apertura y el cierre de la cámara de inserción, bajo condiciones de operación seguras.
- Cargar el raspador en la trampa lanzadora y desplazarlo, para la operación de limpieza de la tubería.

Precauciones

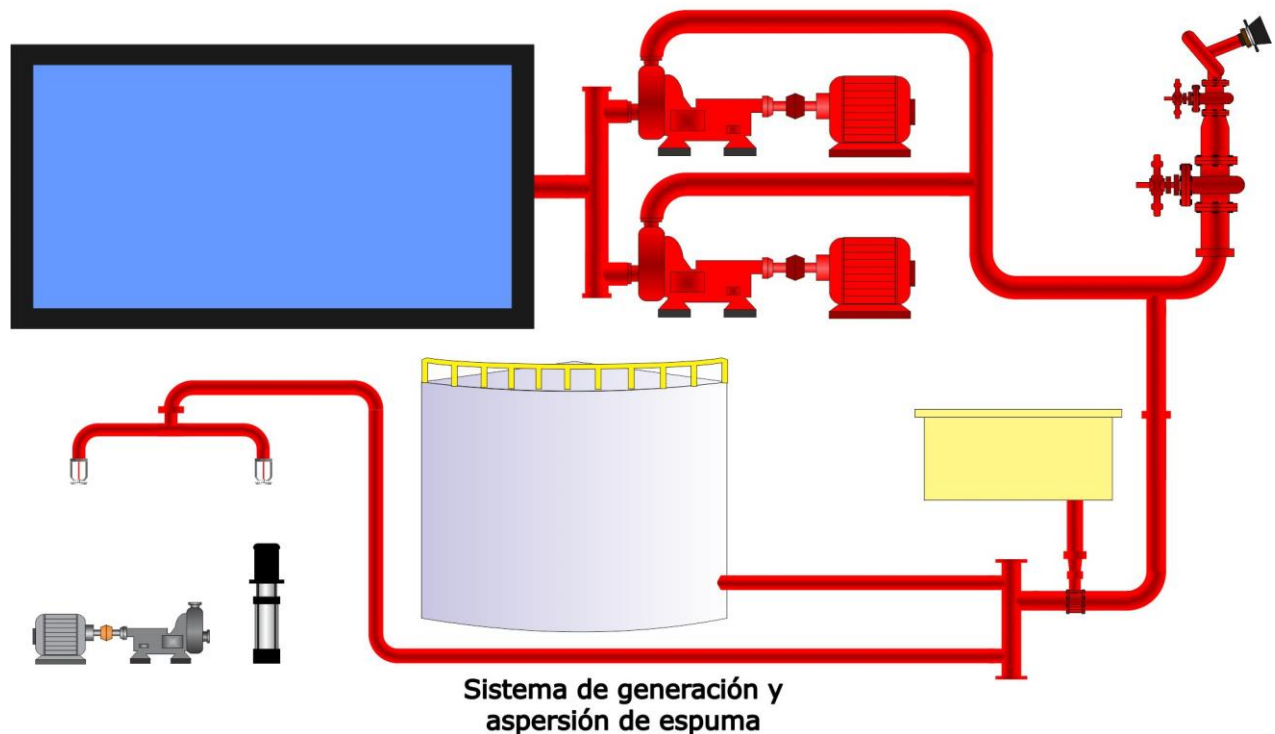
- La apertura de la cámara de inserción debe realizarse solamente hasta que se drenen los fluidos presurizados.
- Antes de realizar mantenimiento a la bomba de despacho, desconectar tuberías, dispositivos o válvulas, para evitar derrames no deseados o lesiones severas.
- Abrir y cerrar suavemente las válvulas manuales para prevenir los golpes de ariete.
- Coordinar con la estación Venado 1 la operación de limpieza de la tubería.



4.5 Proceso contraincendios

Figura 56. Proceso contraincendios

Sistema de presurización y distribución



Objetivo

Proveer un mecanismo de contingencia que permita controlar y de ser posible sofocar incendios que pudieran desencadenarse en cualquier área de la estación.

Descripción

En caso de ser requerido el sistema contraincendios cuenta con una piscina almacenadora de agua dulce que se encuentra siempre llena y en condiciones de operación; gracias a las bombas presurizadoras esta agua se mantiene en la línea de distribución a presión suficiente para su uso en caso de emergencias.

Gracias a los hidrantes monitores instalados en los equipos de mayor riesgo es posible generar chorros de agua que refrigeren las vasijas evitando una explosión o sofoquen incendios de forma directa; de forma complementaria el sistema cuenta con mecanismos diversos para la preparación de corrientes de espuma que facilitan de forma segura el apagado de conflagraciones asociadas a hidrocarburos.

En el caso de los tanques de almacenamiento de crudo, se cuenta mecanismos internos para el control de este tipo de emergencias; adicionalmente existe un sistema de dispositivos satélite para producción de espuma (algunos de ellos móviles) y extintores que complementan el control de este tipo de emergencias.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

4.5.a. Sistema de presurización y distribución

Fotografía 44. Bombas presurizadoras



Objetivo

Mantener el sistema contraincendios a una presión constante, garantizando además un caudal suficiente durante las maniobras que requieran su uso.

Descripción

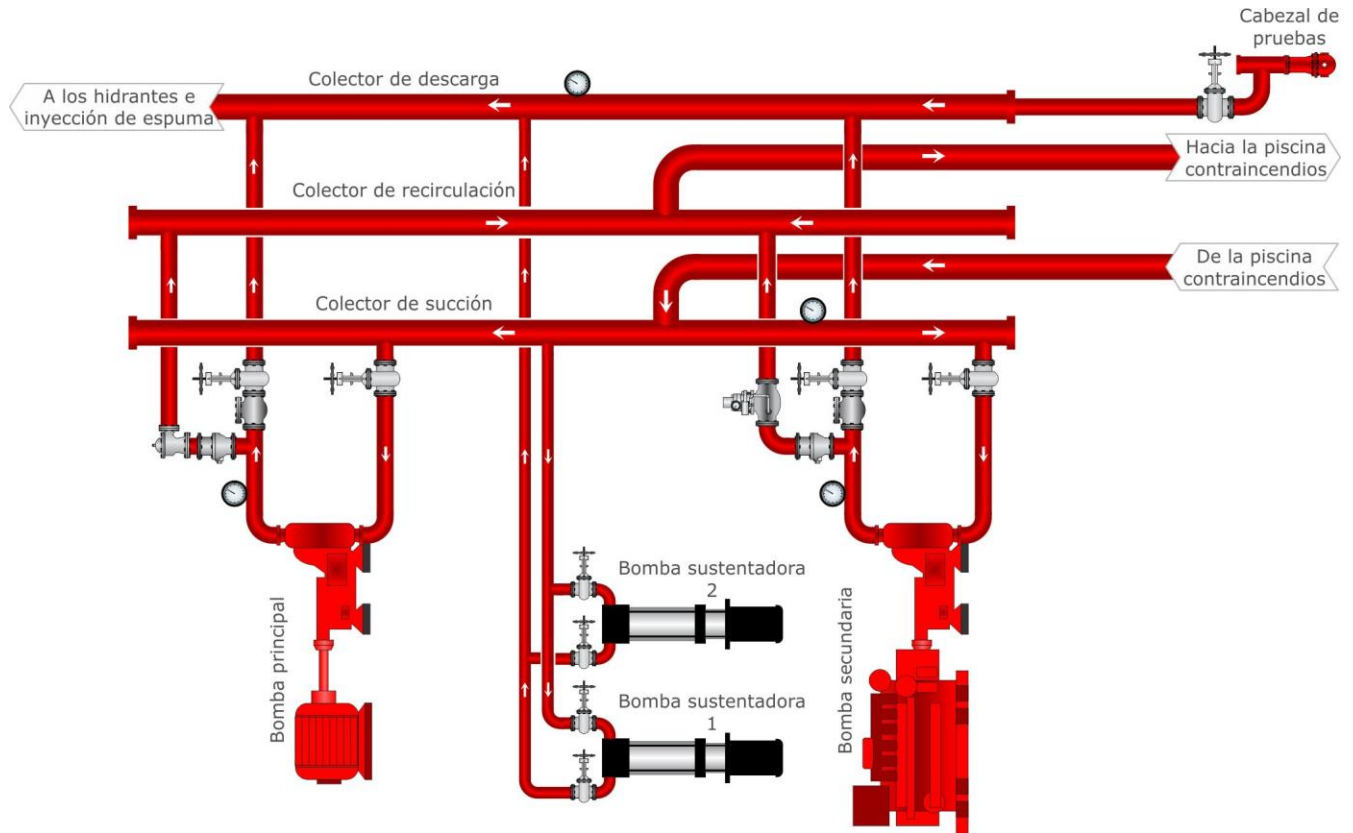
El sistema de presurización succiona el agua dulce almacenada en la piscina contraincendios, gracias a las bombas del sistema; en primera instancia se encuentran las bombas sustentadoras que proveen presión para mantener el sistema en 150 PSI, si por algún motivo la presión cae de dicho valor, las bombas presurizadoras (Jockey) se encenderán para recuperar la presión, ellas sólo se apagan cuando la presión sea 150 psi.

En caso de una eventual emergencia y el consumo de agua sea mayor al ofrecido por las bombas Jockey, la bomba eléctrica principal arrancará cuando la presión llegue a 100 libras entregando 750 gpm a una presión aproximada de 130 libras. Adicionalmente se cuenta con la bomba de motor Diésel la cual arrancará si la presión cae a 90 libras y suministra de igual manera 750 gpm a una presión aproximada de 130 libras.

Este conjunto de bombas suministra el agua para operación de los hidrantes monitores, la inyección de espuma en los tanques de almacenamiento y los aspersores del área de las bombas de despacho.



Figura 57. Sistema de presurización



Para su correcto funcionamiento el sistema de presurización cuenta con los siguientes equipos y disposiciones:

- **Una (1) piscina contraincendios:** su capacidad es de 100 barriles y almacena solamente agua dulce cuyo único propósito es de alimentar la succión de las bombas del sistema de presurización, está ubicada junto al descargadero en la zona alta de la estación para facilitar la succión de las bombas.
- **Un (1) cabezal de pruebas:** ubicado junto a la caseta de las bombas presurizadoras, tiene como propósito facilitar el acople de diversas boquillas que simulan las condiciones de flujo en toda la red de hidrantes monitores, sin la necesidad de abrirlos; esta operación de prueba permite determinar si la capacidad (presión y caudal) del sistema de presurización es suficiente para que los hidrantes, aspersores e inyectores de espuma (tanques de almacenamiento), funcionen de manera óptima.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

Fotografía 45. Piscina contra incendios / cabezal de prueba



- **Un (1) colector de succión:** esta tubería de acero de seis pulgadas de diámetro transporta el agua desde la piscina contra incendios hasta la caseta de las bombas presurizadoras; a él se conectan las líneas de succión de las bombas presurizadoras.
- **Un (1) colector de recirculación:** esta tubería de acero de cuatro pulgadas de diámetro transporta el agua desde las bombas de presurización hacia la piscina contra incendios; a él se conectan las líneas de alivio de presión de las descargas de las bombas presurizadoras; su uso en casos de emergencia en los que se generen presiones altas recircula el agua de vuelta hacia la piscina, protegiendo así las bombas.
- **Un (1) colector de descarga:** de cuatro pulgadas de diámetro, recibe las descargas de las bombas de presurización y conduce el agua hacia los sistemas que la distribuyen por todo el proceso de control de incendios.
- **Dos (2) bombas sustentadoras (1 y 2):** son bombas centrifugas multietapas de configuración vertical, ubicadas en la caseta de bombas, su funcionamiento es accionado por motores eléctricos y su propósito es el de encenderse automáticamente cuando la presión en el sistema cae por debajo de los 110 Psig, cuando la presión se reestablece en 150 Psig, las bombas se apagan.

Las bombas sustentadoras además cuentan con los siguientes instrumentos:

- Indicadores de presión (PI), en su línea de descarga.
- Switch de Presión Baja (PSL), envía la señal para encendido de las bombas cuando la presión cae a 110 Psi.
- Switch de Presión Alta (PSH), envía la señal para apagado a las bombas cuando la presión alcanza a 150 Psi.



Fotografía 46. Bombas sustentadoras / bombas principales



- **Dos (2) bombas principales (1 y 2):** Estas bombas centrífugas se accionan cuando la presión del sistema baja a 100 Psi, por lo general se acciona en primera instancia la bomba operada por motor eléctrico, en segunda instancia se acciona la bomba operada por motor de combustión interna si la presión desciende a 90 Psi.

Las bombas principales además cuentan con los siguientes instrumentos:

- Indicadores de presión (PI), en sus líneas de descarga.
- Switch de Presión Baja (PSL), envía la señal para encendido de la bomba de motor eléctrico cuando la presión cae a 100 Psi.
- Switch de Presión Baja – Baja (PSLL), envía la señal para encendido de la bomba de motor Diésel cuando la presión cae a 90 Psi.
- Switch de Presión Alta (PSH), envía la señal para apagado de la bomba de motor eléctrico cuando la presión alcanza a 150 Psi.
- Válvulas de alivio de presión (PSV), se accionan en caso de que la presión del sistema se incremente por encima de los 150 Psi, en caso de que se cierren los hidrantes y las bombas permanezcan encendidas; así se mantiene la integridad de todo el proceso. Esta válvula libera el agua presurizada a la línea de recirculación que retorna a la piscina contraincendios.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

Fotografía 47. Válvula de alivio de la bomba 1 / válvula de alivio de la bomba 2



- **Doce (12) hidrantes monitores:** distribuidos por toda la estación para permitir el control de emergencias en donde quiera que ocurra la emergencia, en la locación existen dos tipos de hidrantes, aquellos que poseen la adaptación para generar chorros de espuma permiten sofocar incendios en hidrocarburos; por otra parte los hidrantes que se estructuran sin facilidad para la producción de espuma cumplen funciones más de refrigeración para las paredes de los tanques y equipos que almacenan, o en algunas ocasiones se pueden usar para sofocar incendios asociados a madera, papel o vegetación.

Fotografía 48. Hidrante monitor aspensor de espuma / Hidrante monitor aspensor de agua



La ubicación y condiciones normales de operación de las válvulas en el área de las bombas presurizadoras se muestra a continuación.



Figura 58. Válvulas en el área de las bombas presurizadoras

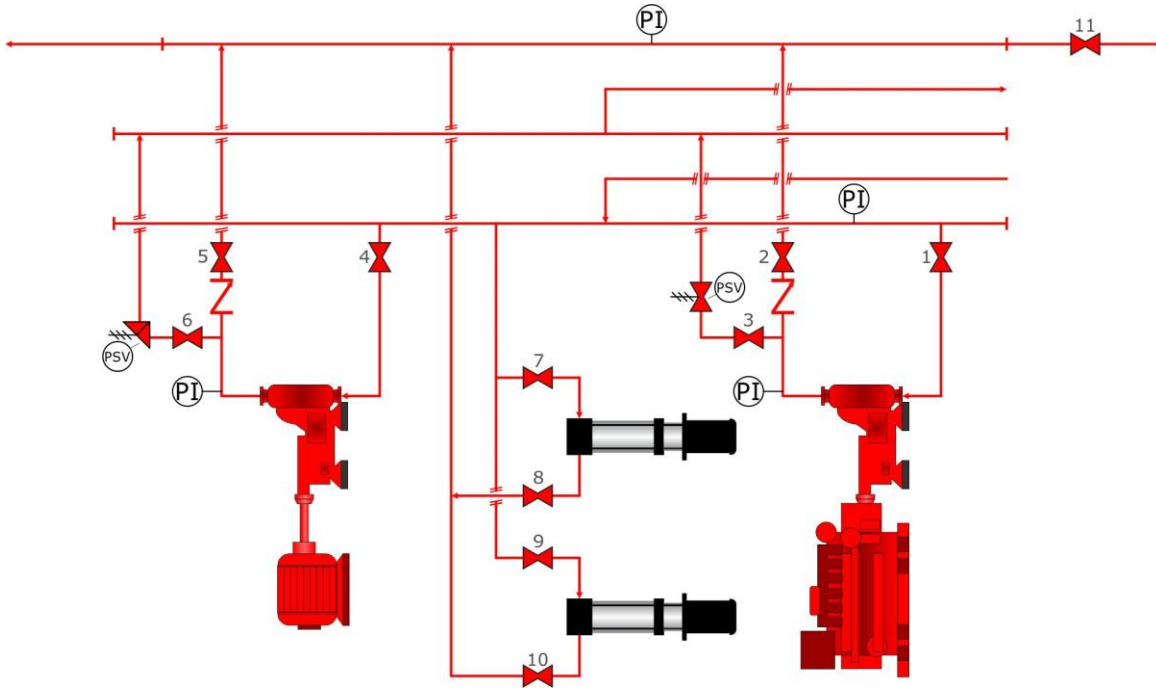


Tabla 23. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de las bombas presurizadoras

Nº	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Succión de la bomba presurizadora 2	Abierta
2	Descarga de la bomba presurizadora 2	Abierta
3	Alivio de presión de la descarga de la bomba presurizadora 2, antes de la PSV	Abierta
4	Succión de la bomba presurizadora 1	Abierta
5	Descarga de la bomba presurizadora 1	Abierta
6	Alivio de presión de la descarga de la bomba presurizadora 1, antes de la PSV	Abierta
7	Succión de la bomba sustentadora 2	Cerrada
8	Descarga de la bomba sustentadora 2	Cerrada
9	Succión de la bomba sustentadora 1	Abierta
10	Descarga de la bomba sustentadora 1	Abierta
11	Descarga de las bombas hacia el cabezal de pruebas	Cerrada



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

Operación

- Verificar que la presión del sistema sea de 150 Psig, que el tanque de combustible del motor de combustión interna (bomba 2) se encuentre al nivel correcto de llenado y verificar el estado de las baterías eléctricas del sistema.
- Verificar que la piscina contraincendios esté en el nivel de llenado correcto y libre de contaminación que pueda obstruir las líneas hacia las bombas.
- Sacar transitoriamente de línea una bomba cuando las condiciones operacionales de éstas lo requieran.
- Poner en funcionamiento la bomba sacada de línea transitoriamente, según el Procedimiento para operación.
- Realizar el procedimiento de prueba con el cabezal de pruebas de manera periódica.
- Verificar que los switches de presión asociados a las bombas funcionen de la manera correcta encendiendo y apagando las bombas a las presiones establecidas.

Precauciones

- Nunca cierre las válvulas de descarga o succión de las bombas sin la orden de trabajo pertinente y el plan de trabajo establecido, teniendo en cuenta el tiempo a cerrarse, las razones, y las posibles contingencias en caso de emergencia.
- Antes de abrir las bombas o los colectores, desconectar tuberías, dispositivos o válvulas, aliviar la presión interna para evitar derrames no deseados o lesiones severas.
- Abrir y cerrar suavemente las válvulas manuales para prevenir los golpes de ariete.
- El uso de la piscina contraincendios es estrictamente para uso de dicho proceso y el fluido en ella almacenado debe ser exclusivamente agua dulce libre de hidrocarburos y sustancias químicas contaminantes.



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

4.5.b. Sistema de generación y aspersión de espuma

Fotografía 49. Caseta de generación de espuma



Objetivo

Permitir la generación y bombeo de una mezcla agua-aire con un agente espumante para control de incendios con hidrocarburos, tanto para los tanques de almacenamiento, como para los aspersores de la caseta de bombas de despacho.

Descripción

Para la generación e inyección de espuma el sistema cuenta con dos bombas centrífugas que permiten el mezclado de agente espumante con la corriente de agua, para la formación de espuma en dicha corriente se cuenta con el Proporcionador de Espuma Balanceado por Presión (BPP por su sigla en inglés), que difumina el concentrado espumante en la corriente de agua, regulando el caudal de espumante de acuerdo con la presión a la que fluye el agua.

Al pasar por los HBPG se incorpora aire a la mezcla, generando la expansión de la espuma que luego va a los tanques de almacenamiento o a los aspersores de la caseta de bombas de despacho. Adicionalmente el sistema cuenta con dos líneas de lavado que permite de manera sencilla la limpieza del concentrado espumante que pudiera depositarse en las tuberías luego de la activación de las bombas, lo cual resulta de alta importancia para mantenimiento del sistema puesto que la mezcla Agua-Concentrado es altamente corrosiva.

Para su funcionamiento el sistema cuenta con los siguientes equipos:



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

- **Un (1) tanque de almacenamiento de concentrado (AFFF)**, Tiene una capacidad de 550 Galones, de agente espumante, cuenta con línea de descarga y retorno del concentrado además de un visor de nivel.

Fotografía 50. Tanque almacenador de concentrado espumante



- **Dos (2) bombas de concentrado**, Estas bombas tipo centrífuga tienen el propósito de succionar el AFFF almacenado, hacia el proporcionador de espuma; la bomba principal está accionada por un motor eléctrico, la secundaria es accionada por un motor de combustión interna que actúa como reserva ante un fallo de la bomba principal. Adicionalmente cuentan con un sistema de retroalimentación que las protege de daños en caso de encontrarse bloqueada su línea de descarga.

Fotografía 51. Motobombas de concentrado espumante (eléctrica / combustión interna)





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

- **Una (1) válvula de exceso**, esta válvula actuada por resorte opera de forma similar a una válvula de alivio, se abre cuando se acumula presión en la línea que de las bombas inyecta concentrado en el proporcionador de espuma, cuando existe baja presión en la corriente de agua. Su descarga va por la línea de retorno de concentrado hacia el tanque de almacenamiento de concentrado.
- **Una (1) válvula balanceadora**, regula el ingreso de concentrado hacia el proporcionador de espuma de acuerdo con la presión en la línea de agua presurizada, razón por la cual cuenta con una conexión a dicha línea, de manera que a mayor presión de agua fluyendo, mayor será la inyección de concentrado.
- **Un (1) proporcionador de espuma**, genera una difusión de concentrado en la línea de agua presurizada por medio del efecto Venturi, formando así una mezcla agua-concentrado. Está diseñado para regular la cantidad proporcional de concentrado según se requiera para uno o los dos tanques del sistema de deshidratación.

Fotografía 52. Válvula de exceso / válvula balanceadora / proporcionador de espuma



- **Dos (2) generadores de espuma de alta contrapresión HBPB**, son accesorios diseñados para permitir el ingreso de aire en la mezcla Agua-concentrado gracias al efecto Venturi, dentro de ellos ocurre el proceso de expansión de la espuma que se inyectará en los tanques. Su diseño permite que la espuma se inyecte a presión suficiente para superar la presión hidrostática de los hidrocarburos contenidos en el tanque.
- **Cuatro (4) aspersores**: instalados en el techo de la caseta de las bombas de despacho de crudo, cuyo propósito es de asperjar la solución agua-espumante de manera tal que se genere una cantidad de espuma expandida que sofoque una eventual conflagración. Su accionamiento se desencadena al abrir la válvula para tal fin que se ubica en la caseta de generación de espuma.

Fotografía 53. Generador de espuma de alta contrapresión / aspersor





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
30/07/2015**

**Versión:
1**

Las condiciones normales de operación del sistema de inyección de espuma se relacionan en las siguientes figuras y tablas.

Figura 59. Válvulas en el área de generación de espuma

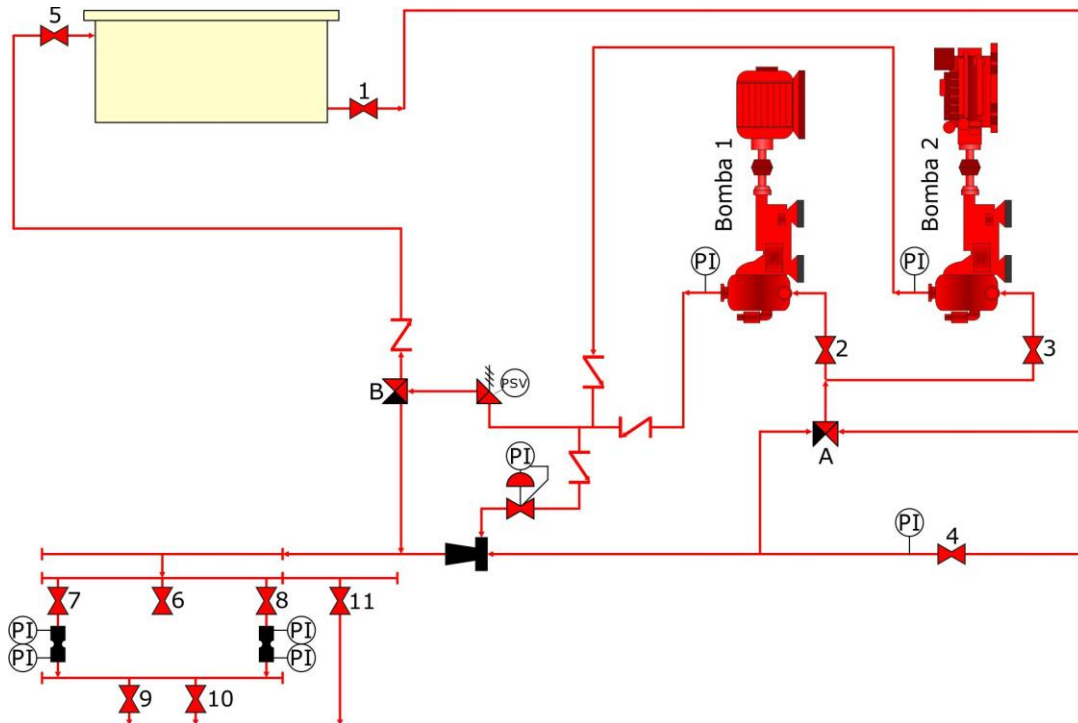


Tabla 24. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de generación de espuma

N°	UBICACIÓN	CONDICIÓN
1	Salida de agente espumante del tanque almacenador	Abierta
2	Succión de la bomba 1	Abierta
3	Succión de la bomba 2	Abierta
4	Línea de agua presurizada	Cerrada
5	Retorno de agente espumante al tanque almacenador	Abierta
6	Línea ciega en el colector de salida de solución agua-espumante	Cerrada
7	Salida de solución agua-espumante hacia el tanque 2000-2 antes del HBPG	Cerrada
8	Salida de solución agua-espumante hacia el tanque 2000-1 antes del HBPG	Cerrada
9	Salida de espuma hacia el tanque 2000-2 después del HBPG	Cerrada
10	Salida de espuma hacia el tanque 2000-1 después del HBPG	Cerrada
11	Salida de solución agua-espumante hacia la caseta de las bombas de despacho	Cerrada



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

Operación

- Verificar que el nivel de agente espumante en el tanque almacenador, sea suficiente para la operación del sistema.
- Verificar las condiciones operacionales de los motores de las bombas de agente espumante.
- Verificar que las válvulas del sistema se encuentren en la posición normal de operación.
- Abrir las válvulas del sistema de generación de espuma en caso de presentarse una conflagración dentro de los tanques o en la caseta de las bombas de despacho de crudo.
- Realizar el retrolavado de las líneas del sistema de generación de espuma, después de haber accionado el sistema.

Precauciones

- Practicar la rutina de accionamiento del sistema de generación de espuma.
- Abrir rápidamente las válvulas manuales para responder ante una emergencia de manera oportuna.

**MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2****PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS****MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS****Elaborado
30/07/2015****Versión:
1****5. ANEXOS****5.1 Información de las líneas y troncales del sistema de recolección****Tabla 25. Características de las líneas de flujo correspondientes a la isla I**

DUCTO	TIPO DE FLUIDO	DIÁMETRO NOMINAL (PULGADAS)	LONGITUD (METROS)
TRUNK ISLA I-EST 2	PRODUCCIÓN	6	2325
LINEA PRUEBA ISLA I-EST 2	PRUEBA	3	2325

Tabla 26. Características de las líneas de flujo correspondientes al múltiple de isla N2

DUCTO	TIPO DE FLUIDO	DIÁMETRO NOMINAL (PULGADAS)	LONGITUD (METROS)
LINEA PRUEBA-ISLA H	PRUEBA	3	481
TRUNK ISLA N2-ISLA H	PRODUCCIÓN	6	481
LINEA PRUEBA-EST 2	PRUEBA	3	3890

Tabla 27. Características de las líneas de flujo correspondientes al múltiple de isla H

DUCTO	TIPO DE FLUIDO	DIÁMETRO NOMINAL (PULGADAS)	LONGITUD (METROS)
TRUNK ISLA H-EST 2	PRODUCCIÓN	6	2615

Tabla 28. Características de las líneas de flujo que llegan a la estación Venado 2

DUCTO	TIPO DE FLUIDO	DIÁMETRO NOMINAL (PULGADAS)	LONGITUD (METROS)
LINEA TRANSFERENCIA EST 2-ESTACIÓN	AGUAS ACEITOSAS	3	6182
GAS TEA-TEA	GAS TEA	8	254
INYECCIÓN GAS EST 2-ESTACIÓN	INYECCIÓN GAS	3	6290
LINEA HIDRANTE	ACTIVA	6	229
LINEA PRUEBA ISLA Z1-MNF Z1	PRUEBA	3	261
GAS UVR-ISLA I	GAS UVR	3	2448
OLEODUCTO-ESTACIÓN	PRODUCCIÓN	6	5967



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS







MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

5.2 Capacidad de las vasijas de la estación

Tabla 29. Tabla de aforo del tanque 2000-1

 NIT : 830087219 - 0 Calle 120 No. 45A-32 - Bogotá, D.C., Colombia Telefax +57-1-612-8239 / +57-1-637-7876 prosem@cable.net.co / gerencia@prosem.com			 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA RESOLUCION 64513			La medición de nivel de esta tabla es para medir a fondo, pero igual, se puede medir a vacío y se realiza la conversión entre la medida a vacío y a fondo de acuerdo al numeral 3.1A.9.4 de la norma API MPMS 3.1A. La calibración del tanque y los cálculos fueron realizados de acuerdo con la norma API Standard 2555 (Método líquido)											
			TIPO DE TANQUE : CILINDRICO VERTICAL TANQUE: T- 2001 PRODUCTO: CRUDO														
			ALTURA DE REFERENCIA: 10187 mm CAPACIDAD MAX bis: 5.092,59 GRAVEDAD API @ 60 °F: 24,0 TIPO DE FONDO: FUJO CONICO TIPO DE FONDO: CONICO TEMPERATURA BASE DE LAMINA : 90°F TEMPERATURA DE OPERACION : 89,8°F NIVEL MAXIMO DE LLENADO : 9090 mm NIVEL MAXIMO OPERACIONAL : 8801 mm														
			INCERTIDUMBRE ESTIMADA INCERTIDUMBRE EXPANDIDA (U=Uc*k): 0,11% FACTOR DE COBERTURA: 2 NIVEL DE CONFIANZA: 95%														
			AFORADO POR:  CRISTIAN CELEDÓN BARRIOS METROLOGO I														
			REVISÓ Y APROBÓ:  Director Técnico del Laboratorio de Metrología Registro Profesional No 2811 CPIQ														
			 REPRESENTANTE DEL MINISTERIO DE MINAS														
			 INSTITUTO NACIONAL DE HIDROCARBUROS BOA 182-06-10 Fecha de edición: N.D. Fecha de aprobación: 2010/06/06 Fecha de vigencia: 2011/08/30 Pagina: 8														
NIVEL cm	VOLUMEN bis	INCREMENTO bis/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bis	INCREMENTO bis/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bis	INCREMENTO bis/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bis	INCREMENTO bis/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bis	INCREMENTO bis/mm			
0	20,53	0,00	31	178,16	0,55	63	356,21	0,56	95	535,27	0,56						
1	23,67	0,31	32	183,68	0,55	64	361,80	0,56	96	540,87	0,56						
2	26,82	0,31	33	189,21	0,55	65	367,38	0,56	97	546,47	0,56						
3	29,96	0,31	34	194,73	0,55	66	372,97	0,56	98	552,07	0,56						
4	33,11	0,31	35	200,26	0,55	67	378,55	0,56	99	557,67	0,56						
5	36,25	0,31	36	205,78	0,55	68	384,14	0,56	100	563,27	0,56						
5,3	37,49	0,41	37	211,31	0,55	69	389,72	0,56	101	568,87	0,56						
6	41,03	0,51	38	216,83	0,55	70	395,31	0,56	102	574,47	0,56						
7	45,50	0,55	39	222,36	0,55	71	400,89	0,56	103	580,07	0,56						
8	51,98	0,55	40	227,88	0,55	72	406,48	0,56	104	585,67	0,56						
9	57,45	0,55	41	233,40	0,55	73	412,08	0,56	105	591,27	0,56						
10	62,93	0,55	42	238,93	0,55	74	417,68	0,56	106	596,87	0,56						
11	68,40	0,55	43	244,50	0,56	75	423,28	0,56	107	602,47	0,56						
12	73,88	0,55	44	250,09	0,56	76	428,87	0,56	108	608,07	0,56						
13	79,35	0,55	45	255,67	0,56	77	434,47	0,56	109	613,67	0,56						
14	84,83	0,55	46	261,26	0,56	78	440,07	0,56	110	619,27	0,56						
15	90,30	0,55	47	266,84	0,56	79	445,67	0,56	111	624,87	0,56						
16	95,78	0,55	48	272,43	0,56	80	451,27	0,56	112	630,47	0,56						
17	101,25	0,55	49	278,02	0,56	81	456,87	0,56	113	636,07	0,56						
18	106,72	0,55	50	283,60	0,56	82	462,47	0,56	114	641,67	0,56						
19	112,20	0,55	51	289,19	0,56	83	468,07	0,56	115	647,27	0,56						
20	117,67	0,55	52	294,77	0,56	84	473,67	0,56	116	652,87	0,56						
21	123,15	0,55	53	300,36	0,56	85	479,27	0,56	117	658,47	0,56						
22	128,62	0,55	54	305,94	0,56	86	484,87	0,56	118	664,07	0,56						
23	134,10	0,55	55	311,53	0,56	87	490,47	0,56	119	669,67	0,56						
24	139,57	0,55	56	317,11	0,56	88	496,07	0,56	120	675,27	0,56						
25	145,05	0,55	57	322,70	0,56	89	501,67	0,56	121	680,87	0,56						
26	150,54	0,55	58	328,28	0,56	90	507,27	0,56	122	686,47	0,56						
27	156,06	0,55	59	333,87	0,56	91	512,87	0,56	123	692,07	0,56						
28	161,58	0,55	60	339,45	0,56	92	518,47	0,56	124	697,67	0,56						
29	167,11	0,55	61	345,04	0,56	93	524,07	0,56	125	703,27	0,56						
30	172,63	0,55	62	350,62	0,56	94	529,67	0,56	126	708,87	0,56						








MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

 NIT : 830087219 - 0 Calle 120 No. 45A-32 - Bogotá, D.C., Colombia Telefax +57-1-612-8239 / +57-1-637-7876 prosem@cable.net.co*gerencia@prosem.com			 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA RESOLUCION 64913			La medición de nivel de esta tabla es para medir a fondo, pero igual, se puede medir a vacío y se realiza la conversión entre la medida a vacío y a fondo de acuerdo al numeral 3.1A.9.4 de la norma API MPMS 3.1A. La calibración del tanque y los cálculos fueron realizados de acuerdo con la norma API Standard 2555 (Método líquido)			TIPO DE TANQUE : CILINDRICO VERTICAL TANQUE : T- 2001 PRODUCTO: CRUDO				
NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	ALTURA DE REFERENCIA: 10187 mm CAPACIDAD MAX bls: 5.092,59 GRAVEDAD API @ 60 °F: 24,0 TIPO DE TECHO: FUJO CONICO TIPO DE FONDO: CONICO TEMPERATURA BASE DE LAMINA : 90°F TEMPERATURA DE OPERACION : 89,8°F NIVEL MAXIMO DE LLENADO : 9090 mm NIVEL MAXIMO OPERACIONAL : 8891 mm	
127	713,56	0,58	159	890,44	0,58	191	1.075,57	0,58	223	1.253,33	0,58	INCERTIDUMBRE ESTIMADA INCERTIDUMBRE EXPANDIDA (U=Uc*k): 0,11% FACTOR DE COBERTURA: 2 NIVEL DE CONFIANZA: 95%	
128	719,09	0,55	160	896,34	0,59	192	1.081,13	0,58	224	1.258,90	0,58	AFORADO POR:  CRISTIAN CELEDÓN BARRIOS METROLOGO 1	
129	724,61	0,55	161	902,23	0,59	193	1.086,69	0,58	225	1.264,58	0,57	REVISÓ Y APROBÓ:  MARCO ANTONIO MONTERROSA Director Técnico del Laboratorio de Metrología Registro Profesional No 2811 CPIQ	
130	730,14	0,55	162	908,13	0,59	194	1.092,24	0,58	226	1.270,26	0,57	 REPRESENTANTE DEL MINISTERIO DE MINAS ECAL-162-06-10	
131	735,66	0,55	163	914,02	0,59	195	1.097,79	0,58	227	1.275,94	0,57	Fecha de calibración: N.D. Fecha de modificación: 20100606 Fecha de registro: 20110920 Pagina: 8	
132	741,19	0,55	164	919,92	0,59	196	1.103,35	0,58	228	1.281,61	0,57		
133	746,71	0,55	165	925,81	0,59	197	1.108,90	0,58	229	1.287,29	0,57		
134	752,24	0,55	166	931,70	0,59	198	1.114,46	0,58	230	1.292,97	0,57		
135	757,76	0,55	167	937,60	0,59	199	1.120,01	0,58	231	1.298,64	0,57		
136	763,29	0,55	168	943,49	0,59	200	1.125,57	0,58	232	1.304,32	0,57		
137	768,81	0,55	169	949,39	0,59	201	1.131,12	0,58	233	1.310,00	0,57		
138	774,34	0,55	170	955,28	0,59	202	1.136,68	0,58	234	1.315,67	0,57		
139	779,86	0,55	171	961,18	0,59	203	1.142,23	0,58	235	1.321,35	0,57		
140	785,39	0,55	172	967,07	0,59	204	1.147,78	0,58	236	1.327,03	0,57		
141	790,91	0,55	173	972,97	0,59	205	1.153,34	0,58	237	1.332,71	0,57		
142	796,44	0,55	174	978,86	0,59	206	1.158,89	0,58	238	1.338,38	0,57		
143	801,96	0,55	175	984,76	0,59	207	1.164,45	0,58	239	1.344,06	0,57		
144	807,49	0,55	176	990,65	0,59	208	1.170,00	0,58	240	1.349,74	0,57		
145	813,01	0,55	177	996,55	0,59	209	1.175,56	0,58	241	1.355,41	0,57		
146	818,54	0,55	178	1.002,44	0,59	210	1.181,11	0,58	242	1.361,09	0,57		
147	824,06	0,55	179	1.008,34	0,59	211	1.186,67	0,58	243	1.366,77	0,57		
148	829,59	0,55	180	1.014,23	0,59	212	1.192,22	0,58	244	1.372,44	0,57		
149	835,12	0,55	181	1.020,03	0,58	213	1.197,78	0,58	245	1.378,12	0,57		
150	840,64	0,55	182	1.025,58	0,58	214	1.203,33	0,58	246	1.383,80	0,57		
151	846,17	0,55	183	1.031,13	0,58	215	1.208,89	0,58	247	1.389,47	0,57		
152	851,69	0,55	184	1.036,69	0,58	216	1.214,44	0,58	248	1.395,15	0,57		
153	857,22	0,55	185	1.042,24	0,58	217	1.220,00	0,58	249	1.400,83	0,57		
154	862,74	0,55	186	1.047,80	0,58	218	1.225,55	0,58	250	1.406,51	0,57		
155	868,27	0,55	187	1.053,35	0,58	219	1.231,11	0,58	251	1.412,19	0,57		
156	873,79	0,55	188	1.058,91	0,58	220	1.236,66	0,58	252	1.417,86	0,57		
157	879,32	0,55	189	1.064,46	0,58	221	1.242,22	0,58	253	1.423,54	0,57		
158	884,84	0,55	190	1.070,02	0,58	222	1.247,77	0,58	254	1.429,21	0,57		




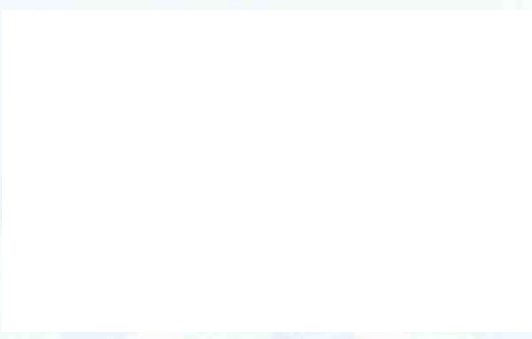




MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

 NIT : 830087219 - 0 Calle 120 No. 45A-32 - Bogotá, D.C., Colombia Telefax +57-1-612-8239 / +57-1-637-7876 prosem@cable.net.co / gerencia@prosem.com												La medición de nivel de esta tabla es para medir a fondo, pero igual, se puede medir a vacío y se realiza la conversión entre la medida a vacío y a fondo de acuerdo al numeral 3.1A.9.4 de la norma API MPMS 3.1A. La calibración del tanque y los cálculos fueron realizados de acuerdo con la norma API Standard 2555 (Método líquido).	
												TIPO DE TANQUE : CILINDRICO VERTICAL TANQUE: T- 2001 PRODUCTO: CRUDO	
NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	INCERTIDUMBRE ESTIMADA INCERTIDUMBRE EXPANDIDA (J=Uc%): 0,11% FACTOR DE COBERTURA: 2 NIVEL DE CONFIANZA: 95%	
255	1.434,89	0,56	287	1.615,37	0,56	319	1.794,53	0,56	351	1.972,74	0,56	AFORADO POR:  CHRISTIAN CELEDÓN BARROS METROLOGO I REVISÓ Y APROBÓ:  MARCO ANTONIO MONTEBROSA Director Técnico del Laboratorio de Metrología Registro Profesional No 2811 CPIQ  REPRESENTANTE DEL MINISTERIO DE MINAS ECAL-162 MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA ZONA 110500 NEIVA Fecha de calibración: Fecha de recalibración: Fecha de recalculo: Pagina 3	
256	1.440,57	0,57	288	1.620,99	0,56	320	1.800,09	0,56	352	1.978,32	0,56		
257	1.446,24	0,57	289	1.626,61	0,56	321	1.805,66	0,56	353	1.983,91	0,56		
258	1.451,92	0,57	290	1.632,23	0,56	322	1.811,22	0,56	354	1.989,49	0,56		
259	1.457,60	0,57	291	1.637,85	0,56	323	1.816,76	0,56	355	1.995,07	0,56		
260	1.463,27	0,57	292	1.643,47	0,56	324	1.822,35	0,56	356	2.000,65	0,56		
261	1.468,95	0,57	293	1.649,09	0,56	325	1.827,91	0,56	357	2.006,23	0,56		
262	1.474,63	0,57	294	1.654,71	0,56	326	1.833,46	0,56	358	2.011,81	0,56		
263	1.480,31	0,57	295	1.660,33	0,56	327	1.839,04	0,56	359	2.017,39	0,56		
264	1.485,98	0,57	296	1.665,95	0,56	328	1.844,60	0,56	360	2.022,97	0,56		
265	1.491,66	0,57	297	1.671,57	0,56	329	1.850,17	0,56	361	2.028,55	0,56		
266	1.497,34	0,57	298	1.677,19	0,56	330	1.855,73	0,56	362	2.034,13	0,56		
267	1.502,98	0,56	299	1.682,81	0,56	331	1.861,29	0,56	363	2.039,71	0,56		
268	1.508,60	0,56	300	1.688,42	0,56	332	1.866,86	0,56	364	2.045,29	0,56		
269	1.514,22	0,56	301	1.694,04	0,56	333	1.872,42	0,56	365	2.050,87	0,56		
270	1.519,84	0,56	302	1.699,66	0,56	334	1.877,98	0,56	366	2.056,45	0,56		
271	1.525,46	0,56	303	1.705,28	0,56	335	1.883,55	0,56	367	2.062,03	0,56		
272	1.531,08	0,56	304	1.710,90	0,56	336	1.889,11	0,56	368	2.067,61	0,56		
273	1.536,70	0,56	305	1.716,52	0,56	337	1.894,68	0,56	369	2.073,19	0,56		
274	1.542,32	0,56	306	1.722,14	0,56	338	1.900,24	0,56	370	2.078,77	0,56		
275	1.547,94	0,56	307	1.727,76	0,56	339	1.905,80	0,56	371	2.084,36	0,56		
276	1.553,56	0,56	308	1.733,33	0,56	340	1.911,37	0,56	372	2.089,94	0,56		
277	1.559,18	0,56	309	1.738,89	0,56	341	1.916,94	0,56	373	2.095,52	0,56		
278	1.564,80	0,56	310	1.744,46	0,56	342	1.922,52	0,56	374	2.101,10	0,56		
279	1.570,42	0,56	311	1.750,02	0,56	343	1.928,10	0,56	375	2.106,68	0,56		
280	1.576,04	0,56	312	1.755,56	0,56	344	1.933,68	0,56	376	2.112,26	0,56		
281	1.581,66	0,56	313	1.761,15	0,56	345	1.939,26	0,56	377	2.117,84	0,56		
282	1.587,28	0,56	314	1.766,71	0,56	346	1.944,84	0,56	378	2.123,42	0,56		
283	1.592,89	0,56	315	1.772,27	0,56	347	1.950,42	0,56	379	2.129,00	0,56		
284	1.598,51	0,56	316	1.777,84	0,56	348	1.956,00	0,56	380	2.134,58	0,56		
285	1.604,13	0,56	317	1.783,40	0,56	349	1.961,58	0,56	381	2.140,16	0,56		
286	1.609,75	0,56	318	1.788,97	0,56	350	1.967,16	0,56	382	2.145,74	0,56		



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

PROASEM
NIT: 839087219 - 0
Calle 120 No. 45A-32 - Bogotá, D.C., Colombia
Teléfono +57-1-612-8239 / +57-1-637-7876
proasem@cable.net.co / gerencia@proasem.com

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA
RESOLUCIÓN 64513

NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm
383	2.151,32	0,56	415	2.329,48	0,55	447	2.506,87	0,55	479	2.683,70	0,55
384	2.156,90	0,56	416	2.335,02	0,55	448	2.512,41	0,55	480	2.689,20	0,55
385	2.162,48	0,56	417	2.340,56	0,55	449	2.517,96	0,55	481	2.694,70	0,55
386	2.168,06	0,56	418	2.346,11	0,55	450	2.523,50	0,55	482	2.700,20	0,55
387	2.173,64	0,56	419	2.351,65	0,55	451	2.529,04	0,55	483	2.705,69	0,55
388	2.179,22	0,56	420	2.357,19	0,55	452	2.534,59	0,55	484	2.711,19	0,55
389	2.184,81	0,56	421	2.362,74	0,55	453	2.540,13	0,55	485	2.716,69	0,55
390	2.190,39	0,56	422	2.368,28	0,55	454	2.545,67	0,55	486	2.722,19	0,55
391	2.195,97	0,56	423	2.373,83	0,55	455	2.551,22	0,55	487	2.727,69	0,55
392	2.201,55	0,56	424	2.379,37	0,55	456	2.556,76	0,55	488	2.733,19	0,55
393	2.207,13	0,56	425	2.384,91	0,55	457	2.562,30	0,55	489	2.738,69	0,55
394	2.212,71	0,56	426	2.390,46	0,55	458	2.567,85	0,55	490	2.744,19	0,55
395	2.218,29	0,56	427	2.396,00	0,55	459	2.573,39	0,55	491	2.749,69	0,55
396	2.223,87	0,56	428	2.401,54	0,55	460	2.578,93	0,55	492	2.755,19	0,55
397	2.229,45	0,56	429	2.407,09	0,55	461	2.584,48	0,55	493	2.760,69	0,55
398	2.235,03	0,56	430	2.412,63	0,55	462	2.590,02	0,55	494	2.766,19	0,55
399	2.240,61	0,56	431	2.418,17	0,55	463	2.595,57	0,55	495	2.771,68	0,55
400	2.246,19	0,56	432	2.423,72	0,55	464	2.601,11	0,55	496	2.777,18	0,55
401	2.251,77	0,56	433	2.429,26	0,55	465	2.606,65	0,55	497	2.782,68	0,55
402	2.257,35	0,56	434	2.434,80	0,55	466	2.612,20	0,55	498	2.788,18	0,55
403	2.262,93	0,56	435	2.440,35	0,55	467	2.617,74	0,55	499	2.793,68	0,55
404	2.268,50	0,56	436	2.445,89	0,55	468	2.623,28	0,55	500	2.799,18	0,55
405	2.274,08	0,55	437	2.451,43	0,55	469	2.628,82	0,55	501	2.804,68	0,55
406	2.279,66	0,55	438	2.456,98	0,55	470	2.634,36	0,55	502	2.810,18	0,55
407	2.285,24	0,55	439	2.462,52	0,55	471	2.639,90	0,55	503	2.815,68	0,55
408	2.290,82	0,55	440	2.468,06	0,55	472	2.645,44	0,55	504	2.821,18	0,55
409	2.296,40	0,55	441	2.473,61	0,55	473	2.650,98	0,55	505	2.826,68	0,55
410	2.301,98	0,55	442	2.479,15	0,55	474	2.656,52	0,55	506	2.832,18	0,55
411	2.307,56	0,55	443	2.484,70	0,55	475	2.661,99	0,55	507	2.837,67	0,55
412	2.313,14	0,55	444	2.490,24	0,55	476	2.667,47	0,55	508	2.843,17	0,55
413	2.318,72	0,55	445	2.495,78	0,55	477	2.672,95	0,55	509	2.848,67	0,55
414	2.324,30	0,55	446	2.501,33	0,55	478	2.678,43	0,55	510	2.854,17	0,55

La medición de nivel de esta table es para medir a fondo, pero igual, se puede medir a vacío y se realiza la conversión entre la medida a vacío y a fondo de acuerdo al numeral 3.1A.9.4 de la norma API MPMS 3.1A La calibración del tanque y los cálculos fueron realizados de acuerdo con la norma API Standard 2555 (Método líquido)

TIPO DE TANQUE : CILINDRICO VERTICAL

TANQUE: T-2001

PRODUCTO: CRUDO

ALTURA DE REFERENCIA: 10167 mm

CAPACIDAD MAX bls: 5.092,69

GRAVEDAD API @ 60 °F: 24,0

TIPO DE TECHO : FUJO CONICO

TIPO DE FONDO: CONICO

TEMPERATURA BASE DE LAMINA : 90°F

TEMPERATURA DE OPERACION : 89,8°F

NIVEL MAXIMO DE LLENADO : 9090 mm

NIVEL MAXIMO OPERACIONAL : 8891 mm

INCERTIDUMBRE ESTIMADA

INCERTIDUMBRE EXPANDIDA (U=Uc*k): 0,11%

FACTOR DE COBERTURA: 2

NIVEL DE CONFIANZA: 95%

AFORADO POR:

[Firma]
CHRISTIAN CELEDÓN BARRIOS
METROLOGO I

REVISÓ Y APROBÓ:

[Firma]
MARC ANTONIO MONTERROSA
Director Técnico del Laboratorio de Metrología
Registro Profesional No 2811 CPM

[Firma]
REPRESENTANTE DEL MINISTERIO DE MINAS

ECAL 182 06 10
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
ZONA 44
NEIVA
Fecha de calibración: 01/08/2015
Fecha de recalibración: 01/08/2015
Fecha de recalibración: 01/08/2015
Página: 8





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS


MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS


Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

 NIT : 830087219 - 0 Calle 120 No. 45A-32 - Bogotá, D.C., Colombia Telefax +57-1-412-8239 / +57-1-637-7876 prosem@cable.net.co/gerencia@prosem.com			 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA RESOLUCION 64513			La medición de nivel de esta tabla es para medir a fondo, pero igual, se puede medir a vacío y se realiza la conversión entre la medida a vacío y a fondo de acuerdo al numeral 3.1A.9.4 de la norma API MPMS 3.1A. La calibración del tanque y los cálculos fueron realizados de acuerdo con la norma API Standard 2555 (Método líquido)											
			TIPO DE TANQUE : CILINDRICO VERTICAL TANQUE: T-2001 PRODUCTO: CRUDO														
			ALTURA DE REFERENCIA: 10167 mm CAPACIDAD MAX bls: 5.092,59 GRAVEDAD API @ 60 °F: 24,0 TIPO DE FONDO: FUJO CONICO TIPO DE FONDO: CONICO														
NIVEL	VOLUMEN	INCREMENTO	NIVEL	VOLUMEN	INCREMENTO	NIVEL	VOLUMEN	INCREMENTO	NIVEL	VOLUMEN	INCREMENTO	NIVEL	VOLUMEN	INCREMENTO	TEMPERATURA BASE DE LAMINA : 90°F TEMPERATURA DE OPERACION : 89,8°F NIVEL MAXIMO DE LLENADO : 9090 mm NIVEL MAXIMO OPERACIONAL : 8891 mm		
cm	bls	bls/mm	cm	bls	bls/mm	cm	bls	bls/mm	cm	bls	bls/mm	cm	bls	bls/mm	INCERTIDUMBRE ESTIMADA INCERTIDUMBRE EXPANDIDA (U=Uck): 0,11% FACTOR DE COBERTURA: 2 NIVEL DE CONFIANZA: 99%		
511	2.859,86	0,57	543	3.043,49	0,57	575	3.224,39	0,56	607	3.404,16	0,56						
512	2.865,60	0,57	544	3.049,23	0,57	576	3.230,01	0,56	608	3.409,77	0,56						
513	2.871,34	0,57	545	3.054,97	0,57	577	3.235,62	0,56	609	3.415,39	0,56						
514	2.877,08	0,57	546	3.060,70	0,57	578	3.241,24	0,56	610	3.421,01	0,56						
515	2.882,82	0,57	547	3.066,44	0,57	579	3.246,88	0,56	611	3.426,63	0,56						
516	2.888,56	0,57	548	3.072,18	0,57	580	3.252,48	0,56	612	3.432,24	0,56						
517	2.894,29	0,57	549	3.077,92	0,57	581	3.258,09	0,56	613	3.437,86	0,56						
518	2.900,03	0,57	550	3.083,66	0,57	582	3.263,71	0,56	614	3.443,48	0,56						
519	2.905,77	0,57	551	3.089,39	0,57	583	3.269,33	0,56	615	3.449,10	0,56						
520	2.911,51	0,57	552	3.095,13	0,57	584	3.274,95	0,56	616	3.454,71	0,56						
521	2.917,25	0,57	553	3.100,80	0,57	585	3.280,57	0,56	617	3.460,33	0,56						
522	2.922,98	0,57	554	3.106,42	0,56	586	3.286,18	0,56	618	3.465,95	0,56						
523	2.928,72	0,57	555	3.112,03	0,56	587	3.291,80	0,56	619	3.471,57	0,56						
524	2.934,46	0,57	556	3.117,65	0,56	588	3.297,42	0,56	620	3.477,19	0,56						
525	2.940,20	0,57	557	3.123,27	0,56	589	3.303,04	0,56	621	3.482,79	0,56						
526	2.945,94	0,57	558	3.128,89	0,56	590	3.308,65	0,56	622	3.488,34	0,56						
527	2.951,68	0,57	559	3.134,51	0,56	591	3.314,27	0,56	623	3.493,89	0,56						
528	2.957,41	0,57	560	3.140,12	0,56	592	3.319,89	0,56	624	3.499,45	0,56						
529	2.963,15	0,57	561	3.145,74	0,56	593	3.325,51	0,56	625	3.505,00	0,56						
530	2.968,89	0,57	562	3.151,36	0,56	594	3.331,13	0,56	626	3.510,55	0,56						
531	2.974,63	0,57	563	3.156,98	0,56	595	3.336,74	0,56	627	3.516,10	0,56						
532	2.980,37	0,57	564	3.162,59	0,56	596	3.342,36	0,56	628	3.521,65	0,56						
533	2.986,11	0,57	565	3.168,21	0,56	597	3.347,98	0,56	629	3.527,21	0,56						
534	2.991,84	0,57	566	3.173,83	0,56	598	3.353,60	0,56	630	3.532,76	0,56						
535	2.997,58	0,57	567	3.179,45	0,56	599	3.359,21	0,56	631	3.538,31	0,56						
536	3.003,32	0,57	568	3.185,06	0,56	600	3.364,83	0,56	632	3.543,86	0,56						
537	3.009,06	0,57	569	3.190,68	0,56	601	3.370,45	0,56	633	3.549,41	0,56						
538	3.014,80	0,57	570	3.196,30	0,56	602	3.376,07	0,56	634	3.554,96	0,56						
539	3.020,54	0,57	571	3.201,92	0,56	603	3.381,68	0,56	635	3.560,52	0,56						
540	3.026,27	0,57	572	3.207,54	0,56	604	3.387,30	0,56	636	3.566,07	0,56						
541	3.032,01	0,57	573	3.213,15	0,56	605	3.392,92	0,56	637	3.571,62	0,56						
542	3.037,75	0,57	574	3.218,77	0,56	606	3.398,54	0,56	638	3.577,17	0,56						


 CRISTIAN CELEDÓN BALCÓN
 METROLOGO I

REVISÓ Y APROBÓ:

 MARIO ANTONIO MONTERROSA
 Director Técnico del Laboratorio de Metrología
 Registro Profesional No 2811 CPOQ


 REPRESENTANTE DEL MINISTERIO DE MINAS

ECAL-162-06-10
 Fecha de emisión: N.D.
 Fecha de recalibración: 2010/06/06
 Fecha de Trazado: 2011/06/03
 Página 8



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

<p>NIT : 830087219 - 0 Calle 120 No. 45A-32 - Bogotá, D.C., Colombia Telefax +57-1-612-8139 / +57-1-637-7876 prosem@cable.net.co / gerencia@prosem.com</p>			<p>La medición de nivel de esta tabla es para medir a fondo, pero igual, se puede medir a vacío y se realiza la conversión entre la medida a vacío y a fondo de acuerdo al numeral 3.1A.9.4 de la norma API MPMS 3.1A. La calibración del tanque y los cálculos fueron realizados de acuerdo con la norma API Standard 2555 (Método líquido)</p>								
<p>Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA RESOLUCION 64513</p>											
<p>TIPO DE TANQUE : CILINDRICO VERTICAL</p> <p>TANQUE: T- 2001</p> <p>PRODUCTO: CRUDO</p> <p>ALTURA DE REFERENCIA: 10187 mm</p> <p>CAPACIDAD MAX bls: 5.092,59</p> <p>GRAVEDAD API @ 60 °F: 24,0</p> <p>TIPO DE TECHO : FUJO CONICO</p> <p>TIPO DE FONDO: CONICO</p> <p>TEMPERATURA BASE DE LAMINA : 90° F</p> <p>TEMPERATURA DE OPERACION : 89,8° F</p> <p>NIVEL MAXIMO DE LLENADO : 9090 mm</p> <p>NIVEL MAXIMO OPERACIONAL : 8891 mm</p>			<p>INCERTIDUMBRE ESTIMADA</p> <p>INCERTIDUMBRE EXPANDIDA (k=2): 0,11%</p> <p>FACTOR DE COBERTURA: 2</p> <p>NIVEL DE CONFIANZA: 99%</p>								
<p>AFORADO POR:</p> <p></p> <p>CHRISTIAN CELEDÓN BARIOS METROLOGO I</p>			<p>REVISÓ Y APROBÓ:</p> <p></p> <p>MARCO ANTONIO MONTERROSA Director Técnico del Laboratorio de Metrología Registro Profesional No 2811 CPIQ</p>								
<p>REPRESENTANTE DEL MINISTERIO DE MINAS</p> <p></p>			<p>ECAL 102-06-10</p> <p>MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA</p> <p>Fecha de calibración: 01/10/05/05</p> <p>Fecha de recalibración: 20/10/03/05</p> <p>Fecha de recálculo: 20/10/03/05</p> <p>Página: 8</p>								
NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm
639	3.582,72	0,57	671	3.760,01	0,55	703	3.936,13	0,55	735	4.113,14	0,55
640	3.588,28	0,56	672	3.765,51	0,55	704	3.941,66	0,55	736	4.118,67	0,55
641	3.593,83	0,56	673	3.771,01	0,55	705	3.947,19	0,55	737	4.124,20	0,55
642	3.599,38	0,56	674	3.776,51	0,55	706	3.952,72	0,55	738	4.129,73	0,55
643	3.604,93	0,56	675	3.782,01	0,55	707	3.958,25	0,55	739	4.135,26	0,55
644	3.610,48	0,56	676	3.787,50	0,55	708	3.963,78	0,55	740	4.140,79	0,55
645	3.616,04	0,56	677	3.793,00	0,55	709	3.969,32	0,55	741	4.146,33	0,55
646	3.621,59	0,56	678	3.798,50	0,55	710	3.974,85	0,55	742	4.151,89	0,56
647	3.627,14	0,56	679	3.804,00	0,55	711	3.980,38	0,55	743	4.157,56	0,57
648	3.632,69	0,56	680	3.809,50	0,55	712	3.985,91	0,55	744	4.163,24	0,57
649	3.638,24	0,56	681	3.815,00	0,55	713	3.991,44	0,55	745	4.168,92	0,57
650	3.643,79	0,56	682	3.820,49	0,55	714	3.996,97	0,55	746	4.174,60	0,57
651	3.649,35	0,56	683	3.825,99	0,55	715	4.002,50	0,55	747	4.180,28	0,57
652	3.654,90	0,56	684	3.831,49	0,55	716	4.008,04	0,55	748	4.185,96	0,57
653	3.660,45	0,56	685	3.836,99	0,55	717	4.013,57	0,55	749	4.191,63	0,57
654	3.666,00	0,56	686	3.842,49	0,55	718	4.019,10	0,55	750	4.197,31	0,57
655	3.671,55	0,56	687	3.847,98	0,55	719	4.024,63	0,55	751	4.202,99	0,57
656	3.677,11	0,56	688	3.853,48	0,55	720	4.030,16	0,55	752	4.208,67	0,57
657	3.682,66	0,56	689	3.858,98	0,55	721	4.035,69	0,55	753	4.214,35	0,57
658	3.688,21	0,56	690	3.864,48	0,55	722	4.041,23	0,55	754	4.220,02	0,57
659	3.693,76	0,56	691	3.869,98	0,55	723	4.046,76	0,55	755	4.225,70	0,57
660	3.699,31	0,56	692	3.875,48	0,55	724	4.052,29	0,55	756	4.231,38	0,57
661	3.704,87	0,56	693	3.880,97	0,55	725	4.057,82	0,55	757	4.237,06	0,57
662	3.710,42	0,56	694	3.886,47	0,55	726	4.063,35	0,55	758	4.242,74	0,57
663	3.715,97	0,56	695	3.891,97	0,55	727	4.068,88	0,55	759	4.248,41	0,57
664	3.721,52	0,56	696	3.897,47	0,55	728	4.074,42	0,55	760	4.254,09	0,57
665	3.727,07	0,55	697	3.902,97	0,55	729	4.079,95	0,55	761	4.259,77	0,57
666	3.732,52	0,55	698	3.908,47	0,55	730	4.085,48	0,55	762	4.265,45	0,57
667	3.738,07	0,55	699	3.914,00	0,55	731	4.091,01	0,55	763	4.271,13	0,57
668	3.743,52	0,55	700	3.919,53	0,55	732	4.096,54	0,55	764	4.276,81	0,57
669	3.749,07	0,55	701	3.925,06	0,55	733	4.102,07	0,55	765	4.282,48	0,57
670	3.754,52	0,55	702	3.930,59	0,55	734	4.107,60	0,55	766	4.288,16	0,57



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

PROSEM
 NIT : 830087219 - 0
 Calle 120 No. 45A-32 - Bogotá, D.C., Colombia
 Telefax: +57-1-612-6239 / +57-1-637-7876
 prosem@cable.net.co / gerencia@prosem.com

Industria y Comercio
 SUPERINTENDENCIA
 RESOLUCION 64513

La medición de nivel de esta tabla es para medir a fondo, (pero igual, se puede medir a vacío y se realiza la conversión entre la medida a vacío y a fondo de acuerdo al numeral 3.1A.9.4 de la norma API MPMS 3.1A. La calibración del tanque y los cálculos fueron realizados de acuerdo con la norma API Standard 2555 (Método líquido)

TIPO DE TANQUE : CILINDRICO VERTICAL

TANQUE: T- 2001

PRODUCTO: CRUDO

ALTURA DE REFERENCIA: 10187 mm

CAPACIDAD MAX bis: 5.092,59

GRAVEDAD API @ 60 °F: 24,0

TIPO DE TECHO: FLUJO CONICO

TIPO DE FONDO: CONICO

TEMPERATURA BASE DE LAMINA: 90°F

TEMPERATURA DE OPERACION: 89,8°F

NIVEL MAXIMO DE LLENADO: 9090 mm

NIVEL MAXIMO OPERACIONAL: 8891 mm

INCERTIDUMBRE ESTIMADA

INCERTIDUMBRE EXPANDIDA (U+U_r): 0,11%

FACTOR DE COBERTURA: 2

NIVEL DE CONFIANZA: 95%

AFORADO POR:

[Signature]
 CRISTIAN CELEDON BARRIOS
 METROLOGO I

REVISÓ Y APROBÓ:

[Signature]
 Director Técnico del Laboratorio de Metrología
 Registro Profesional No 2811 CPIQ

[Signature]
 REPRESENTANTE DEL MINISTERIO DE MINAS

ECAL-182-06-10

Fecha de calibración: N/D

Fecha de calibración: 2010/06/05

Fecha de calibración: 2011/09/30

Página: 8

NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm
767	4.293,84	0,57	799	4.475,27	0,57	831	4.656,49	0,57	863	4.838,15	0,56
768	4.299,52	0,57	800	4.480,93	0,57	832	4.662,18	0,57	864	4.843,75	0,56
769	4.305,20	0,57	801	4.486,59	0,57	833	4.667,87	0,57	865	4.849,36	0,56
770	4.310,87	0,57	802	4.492,25	0,57	834	4.673,56	0,57	866	4.854,96	0,56
771	4.316,55	0,57	803	4.497,91	0,57	835	4.679,25	0,57	867	4.860,56	0,56
772	4.322,23	0,57	804	4.503,57	0,57	836	4.684,94	0,57	868	4.866,16	0,56
773	4.327,91	0,57	805	4.509,23	0,57	837	4.690,64	0,57	869	4.871,76	0,56
774	4.333,59	0,57	806	4.514,89	0,57	838	4.696,33	0,57	870	4.877,36	0,56
775	4.339,26	0,57	807	4.520,55	0,57	839	4.702,02	0,57	871	4.882,96	0,56
776	4.344,94	0,57	808	4.526,21	0,57	840	4.707,71	0,57	872	4.888,56	0,56
777	4.350,62	0,57	809	4.531,87	0,57	841	4.713,40	0,57	873	4.894,16	0,56
778	4.356,30	0,57	810	4.537,53	0,57	842	4.719,09	0,57	874	4.899,76	0,56
779	4.361,98	0,57	811	4.543,18	0,57	843	4.724,79	0,57	875	4.905,36	0,56
780	4.367,66	0,57	812	4.548,84	0,57	844	4.730,48	0,57	876	4.910,97	0,56
781	4.373,33	0,57	813	4.554,50	0,57	845	4.736,17	0,57	877	4.916,57	0,56
782	4.379,01	0,57	814	4.560,16	0,57	846	4.741,86	0,57	878	4.922,17	0,56
783	4.384,69	0,57	815	4.565,82	0,57	847	4.747,55	0,57	879	4.927,77	0,56
784	4.390,37	0,57	816	4.571,48	0,57	848	4.753,24	0,57	880	4.933,37	0,56
785	4.396,04	0,57	817	4.577,14	0,57	849	4.758,93	0,57	881	4.938,97	0,56
786	4.401,70	0,57	818	4.582,80	0,57	850	4.764,63	0,57	882	4.944,57	0,56
787	4.407,36	0,57	819	4.588,46	0,57	851	4.770,32	0,57	883	4.950,17	0,56
788	4.413,02	0,57	820	4.594,12	0,57	852	4.776,01	0,57	884	4.955,77	0,56
789	4.418,67	0,57	821	4.599,78	0,57	853	4.781,70	0,57	885	4.961,37	0,56
790	4.424,33	0,57	822	4.605,44	0,57	854	4.787,39	0,57	886	4.966,96	0,56
791	4.429,99	0,57	823	4.611,10	0,57	855	4.793,08	0,57	887	4.972,56	0,56
792	4.435,65	0,57	824	4.616,76	0,57	856	4.798,77	0,57	888	4.978,16	0,56
793	4.441,31	0,57	825	4.622,42	0,57	857	4.804,47	0,57	889	4.983,76	0,56
794	4.446,97	0,57	826	4.628,08	0,57	858	4.810,15	0,57	890	4.989,36	0,55
795	4.452,63	0,57	827	4.633,74	0,57	859	4.815,75	0,56	891	4.994,97	0,54
796	4.458,29	0,57	828	4.639,41	0,57	860	4.821,35	0,56	892	5.000,57	0,54
797	4.463,95	0,57	829	4.645,07	0,57	861	4.826,95	0,56	893	5.006,17	0,54
798	4.469,61	0,57	830	4.650,73	0,57	862	4.832,55	0,56	894	5.011,77	0,54



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

<p>NIT : 830087219 - 0 Calle 120 No. 45A-32 - Bogotá, D.C., Colombia Telefax +57-1-612-8239 / +57-1-637-7876 proasem@cable.net.co gerencia@proasem.com</p>												<p>La medición de nivel de esta tabla es para medir a fondo, pero igual, se puede medir a vacío y se realiza la conversión entre la medida a vacío y a fondo de acuerdo al numeral 3.1A.9.4 de la norma API MPMS 3.1A. La calibración del tanque y los cálculos fueron realizados de acuerdo con la norma API Standard 2555 (Método líquido)</p>																																																		
<p>Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA RESOLUCION 64513</p>												TIPO DE TANQUE : CILINDRICO VERTICAL		TANQUE: T-2001		PRODUCTO: CRUDO		ALTURA DE REFERENCIA: 10187 mm		CAPACIDAD MAX bis: 5.092,59																																										
			GRAVEDAD API @ 60 °F: 24,0		TIPO DE TECHO : FUJO CONICO		TIPO DE FONDO : CONICO		TEMPERATURA BASE DE LAMINA : 90°F		TEMPERATURA DE OPERACION : 89,8°F																																																			
<table border="1"> <thead> <tr> <th>NIVEL cm</th> <th>VOLUMEN bis</th> <th>INCREMENTO bis/mm</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>895</td><td>5.016,43</td><td>0,58</td></tr> <tr><td>896</td><td>5.021,87</td><td>0,54</td></tr> <tr><td>897</td><td>5.027,31</td><td>0,54</td></tr> <tr><td>898</td><td>5.032,75</td><td>0,54</td></tr> <tr><td>899</td><td>5.038,19</td><td>0,54</td></tr> <tr><td>900</td><td>5.043,63</td><td>0,54</td></tr> <tr><td>901</td><td>5.049,07</td><td>0,54</td></tr> <tr><td>902</td><td>5.054,51</td><td>0,54</td></tr> <tr><td>903</td><td>5.059,95</td><td>0,54</td></tr> <tr><td>904</td><td>5.065,39</td><td>0,54</td></tr> <tr><td>905</td><td>5.070,83</td><td>0,54</td></tr> <tr><td>906</td><td>5.076,27</td><td>0,54</td></tr> <tr><td>907</td><td>5.081,71</td><td>0,54</td></tr> <tr><td>908</td><td>5.087,15</td><td>0,54</td></tr> <tr><td>909</td><td>5.092,59</td><td>0,54</td></tr> </tbody> </table>			NIVEL cm	VOLUMEN bis	INCREMENTO bis/mm	895	5.016,43	0,58	896	5.021,87	0,54	897	5.027,31	0,54	898	5.032,75	0,54	899	5.038,19	0,54	900	5.043,63	0,54	901	5.049,07	0,54	902	5.054,51	0,54	903	5.059,95	0,54	904	5.065,39	0,54	905	5.070,83	0,54	906	5.076,27	0,54	907	5.081,71	0,54	908	5.087,15	0,54	909	5.092,59	0,54	NIVEL cm		VOLUMEN bis		INCREMENTO bis/mm		NIVEL cm		VOLUMEN bis		INCREMENTO bis/mm	
NIVEL cm	VOLUMEN bis	INCREMENTO bis/mm																																																												
895	5.016,43	0,58																																																												
896	5.021,87	0,54																																																												
897	5.027,31	0,54																																																												
898	5.032,75	0,54																																																												
899	5.038,19	0,54																																																												
900	5.043,63	0,54																																																												
901	5.049,07	0,54																																																												
902	5.054,51	0,54																																																												
903	5.059,95	0,54																																																												
904	5.065,39	0,54																																																												
905	5.070,83	0,54																																																												
906	5.076,27	0,54																																																												
907	5.081,71	0,54																																																												
908	5.087,15	0,54																																																												
909	5.092,59	0,54																																																												
			INCERTIDUMBRE ESTIMADA		INCERTIDUMBRE EXPANDIDA (U=Uc*k): 0,11%		FACTOR DE COBERTURA: 2		NIVEL DE CONFIANZA: 95%		AFORADO POR:																																																			
			 CHRISTIAN CELEDÓN BADIÑO METROLOGO I		REVISÓ Y APROBÓ: MARIO ANTONIO MONTERROSA Director Técnico del Laboratorio de Metrología Registro Profesional No 2811 CPIQ		 REPRESENTANTE DEL MINISTERIO DE MINAS		 ECA 16258/10 MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA ZONA 41 NEIVA		Fecha de calibración: 06/00 Fecha de recalibración: 04/08/00 Fecha de recálculo: 04/08/00 Página: 8																																																			



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

Tabla 30. Tabla de aforo del tanque 2000-2

PROSEM															<p>La medición de nivel de esta tabla es para medir a fondo, pero igual, se puede medir a vacío y se realiza la conversión entre la medida a vacío y a fondo de acuerdo al numeral 3.1A.9.4 de la norma API MPMS 3.1A. La calibración del tanque y los cálculos fueron realizados de acuerdo con la norma API Standard 2555 (Método líquido)</p>	
NIT : 830087219 - 0 Calle 120 No. 45A-32 - Bogotá, D.C., Colombia Telefax +57-1-612-8238 / +57-1-637-7876 prosem@cable.net.co / gerencia@prosem.com															TIPO DE TANQUE : CILINDRICO VERTICAL	
Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA RESOLUCION 64513															TANQUE: T-2002	
															PRODUCTO: CRUDO	
															ALTURA DE REFERENCIA: 10115 mm	
															CAPACIDAD MAX bls: 5.168,89	
															GRAVEDAD API @ 60 °F: 24,0	
NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	TIPO DE TECHO : FUJO CONICO TIPO DE FONDO: PLANO	
0	19,92	0,00	32	197,89	0,56	64	378,32	0,57	96	557,97	0,56				TEMPERATURA BASE DE LAMINA : 90°F TEMPERATURA DE OPERACION : 89,8°F NIVEL MAXIMO DE LLENADO : 9139 mm NIVEL MAXIMO OPERACIONAL : 8600 mm	
1	24,83	0,49	33	203,51	0,56	65	383,97	0,57	97	563,55	0,56				INCERTIDUMBRE ESTIMADA	
2	29,74	0,49	34	209,13	0,56	66	389,62	0,57	98	569,13	0,56				INCERTIDUMBRE EXPANDIDA (u+Uc): 0,11%	
3	34,65	0,49	35	214,75	0,56	67	395,27	0,57	99	574,70	0,56				FACTOR DE COBERTURA: 2	
4	39,57	0,49	36	220,37	0,56	68	400,92	0,57	100	580,28	0,56				NIVEL DE CONFIANZA: 95%	
5	45,31	0,57	37	225,99	0,56	69	406,57	0,57	101	585,85	0,56				AFORADO POR:	
6	51,05	0,57	38	231,61	0,56	70	412,22	0,57	102	591,43	0,56				 FRANCISCO REYES METROLOGO I	
7	56,79	0,57	39	237,22	0,56	71	417,87	0,57	103	597,00	0,56				REVISÓ Y APROBÓ	
8	62,53	0,57	40	242,84	0,56	72	423,52	0,57	104	602,58	0,56				 MARCO ANTONIO MONTERROSA Director Técnico del Laboratorio de Metrología Registro Profesional No 2811 CPIQ	
9	68,27	0,57	41	248,46	0,56	73	429,16	0,57	105	608,15	0,56				 REPRESENTANTE DEL MINISTERIO DE MINAS	
10	74,01	0,57	42	254,08	0,56	74	434,83	0,57	106	613,73	0,56				ECAL 138-0514 MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA	
11	79,75	0,57	43	259,70	0,56	75	440,48	0,57	107	619,30	0,56				Fecha de calibración: 2015/05/16 Fecha de recalibración: 2017/06/30 Fecha de recalcado: 2017/06/30 Pagina: 8	
12	85,49	0,57	44	265,32	0,56	76	446,13	0,57	108	624,88	0,56					
13	91,14	0,57	45	270,95	0,56	77	451,78	0,57	109	630,45	0,56					
14	96,78	0,56	46	276,60	0,57	78	457,43	0,57	110	636,03	0,56					
15	102,38	0,56	47	282,25	0,57	79	463,08	0,57	111	641,60	0,56					
16	108,00	0,56	48	287,90	0,57	80	468,73	0,57	112	647,18	0,56					
17	113,62	0,56	49	293,55	0,57	81	474,35	0,56	113	652,76	0,56					
18	119,23	0,56	50	299,20	0,57	82	479,92	0,56	114	658,33	0,56					
19	124,85	0,56	51	304,85	0,57	83	485,50	0,56	115	663,90	0,56					
20	130,47	0,56	52	310,50	0,57	84	491,07	0,56	116	669,48	0,56					
21	136,09	0,56	53	316,15	0,57	85	496,65	0,56	117	675,05	0,56					
22	141,71	0,56	54	321,80	0,57	86	502,22	0,56	118	680,63	0,56					
23	147,33	0,56	55	327,45	0,57	87	507,80	0,56	119	686,27	0,56					
24	152,95	0,56	56	333,11	0,57	88	513,37	0,56	120	691,92	0,56					
25	158,56	0,56	57	338,76	0,57	89	518,95	0,56	121	697,56	0,56					
26	164,18	0,56	58	344,41	0,57	90	524,52	0,56	122	703,21	0,56					
27	169,80	0,56	59	350,06	0,57	91	530,10	0,56	123	708,85	0,56					
28	175,42	0,56	60	355,71	0,57	92	535,67	0,56	124	714,50	0,56					
29	181,04	0,56	61	361,36	0,57	93	541,25	0,56	125	720,14	0,56					
30	186,66	0,56	62	367,01	0,57	94	546,82	0,56	126	725,79	0,56					
31	192,28	0,56	63	372,66	0,57	95	552,40	0,56	127	731,43	0,56					





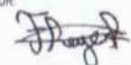

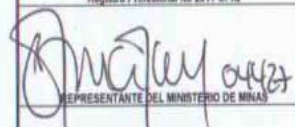
MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

 NIT : 830087219 - 0 Calle 120 No. 45A-32 - Bogotá, D.C., Colombia Telefax +57-1-612-6239 / +57-1-637-7876 prosem@cable.net.co / gerencia@prosem.com												La medición de nivel de esta tabla es para medir a fondo, pero igual, se puede medir a vacío y se realiza la conversión entre la medida a vacío y a fondo de acuerdo al numeral 3.1A.9.4 de la norma API MPMS 3.1A. La calibración del tanque y los cálculos fueron realizados de acuerdo con la norma API Standard 2555 (Método líquido)		
 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA RESOLUCION 64513												TIPO DE TANQUE : CILINDRICO VERTICAL TANQUE: T-2002 PRODUCTO: CRUDO		
												ALTURA DE REFERENCIA: 10115 mm CAPACIDAD MAX bls: 5.108,09 GRAVEDAD API @ 60 °F: 24.0		
												TIPO DE TECHO : FUJO CÓNICO TIPO DE FONDO: PLANO		
												TEMPERATURA BASE DE LAMINA : 90°F TEMPERATURA DE OPERACION : 89,8°F NIVEL MAXIMO DE LLENADO : 9139 mm NIVEL MAXIMO OPERACIONAL : 8600 mm		
												INCERTIDUMBRE ESTIMADA		
												INCERTIDUMBRE EXPANDIDA (U=Uc*): 0,11% FACTOR DE COBERTURA: 2 NIVEL DE CONFIANZA: 95%		
												AFORADO POR:  FRANCISCO REYES METROLOGO I		
												REVISÓ Y APROBÓ:  MARCO ANTONIO MONTERROSA Director Técnico del Laboratorio de Metrología Registro Profesional No 2811 CPQ		
												 REPRESENTANTE DEL MINISTERIO DE MINAS ECAL-138-05-10		
												Fecha de calibración: N.D. Fecha de revisión: 2010/05/18 Fecha de registro: 2011/09/30 Pagina: 8		
NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm
128	737,08	0,56	180	917,65	0,56	192	1.097,75	0,56	224	1.279,22	0,57			
129	742,72	0,56	181	923,28	0,56	193	1.103,42	0,57	225	1.284,89	0,57			
130	748,36	0,56	182	928,91	0,56	194	1.109,09	0,57	226	1.290,56	0,57			
131	754,01	0,56	183	934,54	0,56	195	1.114,76	0,57	227	1.296,23	0,57			
132	759,65	0,56	184	940,16	0,56	196	1.120,43	0,57	228	1.301,88	0,56			
133	765,30	0,56	185	945,79	0,56	197	1.126,11	0,57	229	1.307,49	0,56			
134	770,94	0,56	186	951,42	0,56	198	1.131,78	0,57	230	1.313,11	0,56			
135	776,59	0,56	187	957,05	0,56	199	1.137,45	0,57	231	1.318,72	0,56			
136	782,23	0,56	188	962,67	0,56	200	1.143,12	0,57	232	1.324,34	0,56			
137	787,88	0,56	189	968,30	0,56	201	1.148,79	0,57	233	1.329,95	0,56			
138	793,52	0,56	190	973,93	0,56	202	1.154,46	0,57	234	1.335,57	0,56			
139	799,17	0,56	191	979,56	0,56	203	1.160,13	0,57	235	1.341,18	0,56			
140	804,81	0,56	192	985,18	0,56	204	1.165,80	0,57	236	1.346,80	0,56			
141	810,46	0,56	193	990,81	0,56	205	1.171,47	0,57	237	1.352,41	0,56			
142	816,10	0,56	194	996,44	0,56	206	1.177,14	0,57	238	1.358,03	0,56			
143	821,74	0,56	195	1.002,06	0,56	207	1.182,81	0,57	239	1.363,64	0,56			
144	827,39	0,56	196	1.007,69	0,56	208	1.188,46	0,57	240	1.369,26	0,56			
145	833,03	0,56	197	1.013,32	0,56	209	1.194,16	0,57	241	1.374,87	0,56			
146	838,68	0,56	198	1.018,95	0,56	210	1.199,83	0,57	242	1.380,49	0,56			
147	844,32	0,56	199	1.024,57	0,56	211	1.205,50	0,57	243	1.386,10	0,56			
148	849,97	0,56	200	1.030,20	0,56	212	1.211,17	0,57	244	1.391,72	0,56			
149	855,61	0,56	201	1.035,83	0,56	213	1.216,84	0,57	245	1.397,33	0,56			
150	861,26	0,56	202	1.041,46	0,56	214	1.222,51	0,57	246	1.402,95	0,56			
151	866,90	0,56	203	1.047,08	0,56	215	1.228,18	0,57	247	1.408,56	0,56			
152	872,55	0,56	204	1.052,71	0,56	216	1.233,85	0,57	248	1.414,18	0,56			
153	878,19	0,56	205	1.058,34	0,56	217	1.239,52	0,57	249	1.419,79	0,56			
154	883,84	0,56	206	1.063,97	0,56	218	1.245,19	0,57	250	1.425,41	0,56			
155	889,48	0,56	207	1.069,59	0,56	219	1.250,86	0,57	251	1.431,02	0,56			
156	895,12	0,56	208	1.075,22	0,56	220	1.256,54	0,57	252	1.436,64	0,56			
157	900,77	0,56	209	1.080,85	0,56	221	1.262,21	0,57	253	1.442,25	0,56			
158	906,40	0,56	210	1.086,47	0,56	222	1.267,88	0,57	254	1.447,87	0,56			
159	912,03	0,56	211	1.092,10	0,56	223	1.273,55	0,57	255	1.453,48	0,56			





MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

 NIT : 830087219 - 0 Calle 120 No. 45A-32 - Bogotá, D.C., Colombia Telefonos +57-1-612-8239 / +57-1-637-7876 prosem@cable.net.co / gerencia@prosem.com			 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA RESOLUCION 64513			La medición de nivel de esta tabla es para medir a fondo, pero igual, se puede medir a vacío y se retza la conversión entre la medida a vacío y a fondo de acuerdo al numeral 3.1A.9.4 de la norma API MPMS 3.1A. La calibración del tanque y los cálculos fueron realizados de acuerdo con la norma API Standard 2555 (Método líquido)											
			TIPO DE TANQUE : CILINDRICO VERTICAL TANQUE: T-2002 PRODUCTO: CRUDO ALTURA DE REFERENCIA: 10115 mm CAPACIDAD MAX bls: 5.168,89 GRAVEDAD API @ 60 °F: 24,0 TIPO DE TECHO : FIJO CONICO TIPO DE FONDO: PLANO TEMPERATURA BASE DE LAMINA : 90°F TEMPERATURA DE OPERACION : 89,8°F NIVEL MAXIMO DE LLENADO : 9139 mm NIVEL MAXIMO OPERACIONAL : 8900 mm														
NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm			
256	1.459,10	0,56	288	1.639,08	0,56	320	1.807,37	0,50	352	1.978,73	0,56						
257	1.464,71	0,56	289	1.644,71	0,56	321	1.812,37	0,50	353	1.984,36	0,56						
258	1.470,32	0,56	290	1.650,34	0,56	322	1.817,38	0,50	354	1.989,99	0,56						
259	1.475,94	0,56	291	1.655,97	0,56	323	1.822,38	0,50	355	1.995,62	0,56						
260	1.481,55	0,56	292	1.661,60	0,56	324	1.827,38	0,50	356	2.001,24	0,56						
261	1.487,17	0,56	293	1.667,24	0,56	325	1.832,39	0,50	357	2.006,87	0,56						
262	1.492,78	0,56	294	1.672,87	0,56	326	1.837,39	0,50	358	2.012,50	0,56						
263	1.498,40	0,56	295	1.678,50	0,56	327	1.842,39	0,50	359	2.018,13	0,56						
264	1.504,01	0,56	296	1.684,13	0,56	328	1.847,39	0,50	360	2.023,76	0,56						
265	1.509,63	0,56	297	1.689,76	0,56	329	1.852,40	0,50	361	2.029,39	0,56						
266	1.515,24	0,56	298	1.695,39	0,56	330	1.857,40	0,50	362	2.035,02	0,56						
267	1.520,86	0,56	299	1.701,02	0,56	331	1.862,40	0,50	363	2.040,65	0,56						
268	1.526,47	0,56	300	1.706,65	0,56	332	1.867,41	0,50	364	2.046,27	0,56						
269	1.532,10	0,56	301	1.712,28	0,56	333	1.872,41	0,50	365	2.051,90	0,56						
270	1.537,73	0,56	302	1.717,91	0,50	334	1.877,41	0,50	366	2.057,53	0,56						
271	1.543,36	0,56	303	1.722,32	0,50	335	1.883,04	0,56	367	2.063,16	0,56						
272	1.548,99	0,56	304	1.727,32	0,50	336	1.888,67	0,56	368	2.068,79	0,56						
273	1.554,62	0,56	305	1.732,32	0,50	337	1.894,30	0,56	369	2.074,42	0,56						
274	1.560,25	0,56	306	1.737,33	0,50	338	1.899,93	0,56	370	2.080,05	0,56						
275	1.565,89	0,56	307	1.742,33	0,50	339	1.905,56	0,56	371	2.085,67	0,56						
276	1.571,52	0,56	308	1.747,33	0,50	340	1.911,19	0,56	372	2.091,30	0,56						
277	1.577,15	0,56	309	1.752,34	0,50	341	1.916,81	0,56	373	2.096,93	0,56						
278	1.582,78	0,56	310	1.757,34	0,50	342	1.922,44	0,56	374	2.102,56	0,56						
279	1.588,41	0,56	311	1.762,34	0,50	343	1.928,07	0,56	375	2.108,19	0,56						
280	1.594,04	0,56	312	1.767,35	0,50	344	1.933,70	0,56	376	2.113,82	0,56						
281	1.599,67	0,56	313	1.772,35	0,50	345	1.939,33	0,56	377	2.119,45	0,56						
282	1.605,30	0,56	314	1.777,35	0,50	346	1.944,96	0,56	378	2.125,08	0,56						
283	1.610,93	0,56	315	1.782,35	0,50	347	1.950,59	0,56	379	2.130,70	0,56						
284	1.616,56	0,56	316	1.787,36	0,50	348	1.956,21	0,56	380	2.136,33	0,56						
285	1.622,19	0,56	317	1.792,36	0,50	349	1.961,84	0,56	381	2.141,96	0,56						
286	1.627,82	0,56	318	1.797,36	0,50	350	1.967,47	0,56	382	2.147,59	0,56						
287	1.633,45	0,56	319	1.802,37	0,50	351	1.973,10	0,56	383	2.153,22	0,56						

TIPO DE TANQUE : CILINDRICO VERTICAL

TANQUE: T-2002

PRODUCTO: CRUDO

ALTURA DE REFERENCIA: 10115 mm

CAPACIDAD MAX bls: 5.168,89

GRAVEDAD API @ 60 °F: 24,0

TIPO DE TECHO : FIJO CONICO

TIPO DE FONDO: PLANO

TEMPERATURA BASE DE LAMINA : 90°F

TEMPERATURA DE OPERACION : 89,8°F

NIVEL MAXIMO DE LLENADO : 9139 mm

NIVEL MAXIMO OPERACIONAL : 8900 mm

INCERTIDUMBRE ESTIMADA

INCERTIDUMBRE EXPANDIDA (U+U²): 0,11%

FACTOR DE COBERTURA: 2

NIVEL DE CONFIANZA: 95%

AFORADO POR:


FRANCISCO REYES

METROLOGO I

REVISÓ Y APROBÓ:


MARCO ANTONIO MONTERROSA

Director Técnico del Laboratorio de Metrología

Registro Profesional No 2811 CPIO


REPRESENTANTE DEL MINISTERIO DE MINAS

Fecha de calibración: N.D

Fecha de recepción: 30/10/05/16

Fecha de recibo: 01/10/03/30

Página: 8

Equipo: 4806-10

Fecha de calibración: N.D

Fecha de recepción: 30/10/05/16

Fecha de recibo: 01/10/03/30

Página: 8




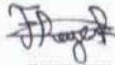


MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

 NIT: 830087219-0 Calle 120 No. 45A-32 - Bogotá, D.C., Colombia Telefax +57-1-612-8239 / +57-1-637-7876 prosem@cable.net.co / gerencia@prosem.com												La medición de nivel de esta tabla es para medir a fondo, pero igual, se puede medir a vacío y se refleja la conversión entre la medida a vacío y a fondo de acuerdo al numeral 3.1A.9.4 de la norma API MPMS 3.1A. La calibración del tanque y los cálculos fueron realizados de acuerdo con la norma API Standard 2555 (Método líquido).		
												TIPO DE TANQUE: CILINDRICO VERTICAL TANQUE: T-2002 PRODUCTO: CRUDO		
												ALTURA DE REFERENCIA: 10115 mm CAPACIDAD MAX. bls: 5.168,89 GRAVEDAD API @ 60 °F: 24.0		
												TIPO DE TECHO: FUJO CONICO TIPO DE FONDO: PLANO TEMPERATURA BASE DE LAMINA: 90°F TEMPERATURA DE OPERACION: 89,8°F NIVEL MAXIMO DE LLENADO: 9139 mm NIVEL MAXIMO OPERACIONAL: 8000 mm		
												INCERTIDUMBRE ESTIMADA INCERTIDUMBRE EXPANDIDA (U=Uc): 0,11% FACTOR DE COBERTURA: 2 NIVEL DE CONFIANZA: 95%		
												AFORADO POR:  FRANCISCO REYES METROLOGO I		
												REVISÓ Y APROBÓ:  ANDRÉS AYARZO MONTERROSA Director Técnico del Laboratorio de Metrología Registro Profesional No 2811 CPIQ		
												REPRESENTANTE DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA:  REPRESENTANTE DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA		
												ECA 1178-05-10 ZONA 11 2010-09-16 NEIVA Fecha de calibración: Fecha de recalibración: Fecha de recalcúlo: Pagina 4		
NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm
384	2.158,85	0,56	416	2.338,90	0,56	448	2.519,08	0,56	480	2.700,05	0,57			
385	2.164,48	0,56	417	2.344,59	0,56	449	2.524,72	0,56	481	2.705,70	0,57			
386	2.170,10	0,56	418	2.350,22	0,56	450	2.530,37	0,57	482	2.711,36	0,57			
387	2.175,73	0,56	419	2.355,85	0,56	451	2.536,03	0,57	483	2.717,01	0,57			
388	2.181,38	0,56	420	2.361,48	0,56	452	2.541,68	0,57	484	2.722,67	0,57			
389	2.186,99	0,56	421	2.367,11	0,56	453	2.547,34	0,57	485	2.728,33	0,57			
390	2.192,62	0,56	422	2.372,74	0,56	454	2.553,00	0,57	486	2.733,98	0,57			
391	2.198,25	0,56	423	2.378,37	0,56	455	2.558,65	0,57	487	2.739,64	0,57			
392	2.203,88	0,56	424	2.383,99	0,56	456	2.564,31	0,57	488	2.745,29	0,57			
393	2.209,51	0,56	425	2.389,62	0,56	457	2.569,96	0,57	489	2.750,95	0,57			
394	2.215,13	0,56	426	2.395,25	0,56	458	2.575,62	0,57	490	2.756,61	0,57			
395	2.220,76	0,56	427	2.400,88	0,56	459	2.581,27	0,57	491	2.762,26	0,57			
396	2.226,39	0,56	428	2.406,51	0,56	460	2.586,93	0,57	492	2.767,92	0,57			
397	2.232,02	0,56	429	2.412,14	0,56	461	2.592,59	0,57	493	2.773,57	0,57			
398	2.237,65	0,56	430	2.417,77	0,56	462	2.598,24	0,57	494	2.779,23	0,57			
399	2.243,28	0,56	431	2.423,39	0,56	463	2.603,90	0,57	495	2.784,88	0,57			
400	2.248,91	0,56	432	2.429,02	0,56	464	2.609,55	0,57	496	2.790,54	0,57			
401	2.254,53	0,56	433	2.434,65	0,56	465	2.615,21	0,57	497	2.796,20	0,57			
402	2.260,16	0,56	434	2.440,28	0,56	466	2.620,87	0,57	498	2.801,85	0,57			
403	2.265,79	0,56	435	2.445,91	0,56	467	2.626,52	0,57	499	2.807,51	0,57			
404	2.271,42	0,56	436	2.451,54	0,56	468	2.632,18	0,57	500	2.813,16	0,57			
405	2.277,05	0,56	437	2.457,17	0,56	469	2.637,83	0,57	501	2.818,82	0,57			
406	2.282,68	0,56	438	2.462,80	0,56	470	2.643,49	0,57	502	2.824,47	0,57			
407	2.288,31	0,56	439	2.468,42	0,56	471	2.649,14	0,57	503	2.830,13	0,57			
408	2.293,94	0,56	440	2.474,05	0,56	472	2.654,80	0,57	504	2.835,79	0,57			
409	2.299,56	0,56	441	2.479,68	0,56	473	2.660,46	0,57	505	2.841,44	0,57			
410	2.305,19	0,56	442	2.485,31	0,56	474	2.666,11	0,57	506	2.847,10	0,57			
411	2.310,82	0,56	443	2.490,94	0,56	475	2.671,77	0,57	507	2.852,75	0,57			
412	2.316,45	0,56	444	2.496,57	0,56	476	2.677,42	0,57	508	2.858,41	0,57			
413	2.322,08	0,56	445	2.502,20	0,56	477	2.683,08	0,57	509	2.864,07	0,57			
414	2.327,71	0,56	446	2.507,82	0,56	478	2.688,74	0,57	510	2.869,72	0,57			
415	2.333,34	0,56	447	2.513,45	0,56	479	2.694,39	0,57	511	2.875,38	0,57			



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

PROSEM
NIT : 830087219 - 0
Calle 120 No. 45A-32 - Bogotá, D.C., Colombia
Telefax +57-1-612-8239 /+57-1-637-7876
prosem@cable.net.co/gerencia@prosem.com

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA
RESOLUCION 64813

La medición de nivel de esta tabla es para medir a fondo, pero igual, se puede medir a vacío y se retiza la conversión entre la medida a vacío y a fondo de acuerdo al numeral 3.1A.9.4 de la norma API MPMS 3.1A. La calibración del tanque y los cálculos fueron realizados de acuerdo con la norma API Standard 2555 (Método líquido).

TIPO DE TANQUE : CILINDRICO VERTICAL

TANQUE: T-2002

PRODUCTO: CRUDO

ALTURA DE REFERENCIA: 10115 mm

CAPACIDAD MAX bls: 5.168,89

GRAVEDAD API @ 60°F: 24,0

TIPO DE TECHO: FLOJO CONICO

TIPO DE FONDO: PLANO

TEMPERATURA BASE DE LAMINA: 90°F

TEMPERATURA DE OPERACION: 89,8°F

NIVEL MAXIMO DE LLENADO: 9139 mm

NIVEL MAXIMO OPERACIONAL: 8600 mm

INCERTIDUMBRE ESTIMADA

INCERTIDUMBRE EXPANDIDA (U=UcK): 0,11%

FACTOR DE COBERTURA: 2

NIVEL DE CONFIANZA: 95%

AFORADO POR:

Francisco Reyes

FRANCISCO REYES

METROLOGO I

REVISÓ Y APROBÓ:

Antonio Monterrosa

ANTONIO MONTERROSA

Director Técnico del Laboratorio de Metrología

Registro Profesional No 2811 CPIQ

Manuel Eduardo Salinas Vanegas

REPRESENTANTE DEL MINISTERIO DE MINAS

ECAL-138-05-10

Fecha de elaboración: N/D

Fecha de calibración: 2010/05/16

Fecha de actualización: 2011/06/30

Página: 8

NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bls	INCREMENTO bls/mm
640	3.005,85	0,57	672	3.788,51	0,57	704	3.970,17	0,57	736	4.152,92	0,57
641	3.612,52	0,57	673	3.794,10	0,57	705	3.975,85	0,57	737	4.158,64	0,57
642	3.618,20	0,57	674	3.799,86	0,57	706	3.981,53	0,57	738	4.164,35	0,57
643	3.623,88	0,57	675	3.805,54	0,57	707	3.987,23	0,57	739	4.170,07	0,57
644	3.629,55	0,57	676	3.811,22	0,57	708	3.992,95	0,57	740	4.175,78	0,57
645	3.635,23	0,57	677	3.816,89	0,57	709	3.998,66	0,57	741	4.181,49	0,57
646	3.640,91	0,57	678	3.822,57	0,57	710	4.004,37	0,57	742	4.187,21	0,57
647	3.646,58	0,57	679	3.828,25	0,57	711	4.010,09	0,57	743	4.192,92	0,57
648	3.652,26	0,57	680	3.833,93	0,57	712	4.015,80	0,57	744	4.198,63	0,57
649	3.657,94	0,57	681	3.839,60	0,57	713	4.021,51	0,57	745	4.204,35	0,57
650	3.663,62	0,57	682	3.845,28	0,57	714	4.027,23	0,57	746	4.210,06	0,57
651	3.669,29	0,57	683	3.850,96	0,57	715	4.032,94	0,57	747	4.215,77	0,57
652	3.674,97	0,57	684	3.856,63	0,57	716	4.038,66	0,57	748	4.221,49	0,57
653	3.680,65	0,57	685	3.862,31	0,57	717	4.044,37	0,57	749	4.227,20	0,57
654	3.686,32	0,57	686	3.867,99	0,57	718	4.050,08	0,57	750	4.232,91	0,57
655	3.692,00	0,57	687	3.873,66	0,57	719	4.055,80	0,57	751	4.238,63	0,57
656	3.697,68	0,57	688	3.879,34	0,57	720	4.061,51	0,57	752	4.244,34	0,57
657	3.703,35	0,57	689	3.885,02	0,57	721	4.067,22	0,57	753	4.250,05	0,57
658	3.709,03	0,57	690	3.890,70	0,57	722	4.072,94	0,57	754	4.255,77	0,57
659	3.714,71	0,57	691	3.896,37	0,57	723	4.078,65	0,57	755	4.261,48	0,57
660	3.720,39	0,57	692	3.902,05	0,57	724	4.084,36	0,57	756	4.267,19	0,57
661	3.726,06	0,57	693	3.907,73	0,57	725	4.090,08	0,57	757	4.272,91	0,57
662	3.731,74	0,57	694	3.913,40	0,57	726	4.095,79	0,57	758	4.278,62	0,57
663	3.737,42	0,57	695	3.919,08	0,57	727	4.101,50	0,57	759	4.284,33	0,57
664	3.743,09	0,57	696	3.924,76	0,57	728	4.107,22	0,57	760	4.290,05	0,57
665	3.748,77	0,57	697	3.930,43	0,57	729	4.112,93	0,57	761	4.295,76	0,57
666	3.754,45	0,57	698	3.936,11	0,57	730	4.118,64	0,57	762	4.301,47	0,57
667	3.760,12	0,57	699	3.941,79	0,57	731	4.124,36	0,57	763	4.307,19	0,57
668	3.765,80	0,57	700	3.947,47	0,57	732	4.130,07	0,57	764	4.312,90	0,57
669	3.771,48	0,57	701	3.953,14	0,57	733	4.135,78	0,57	765	4.318,61	0,57
670	3.777,16	0,57	702	3.958,82	0,57	734	4.141,50	0,57	766	4.324,33	0,57
671	3.782,83	0,57	703	3.964,50	0,57	735	4.147,21	0,57	767	4.330,04	0,57



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1



NIT : 830087219 - 0
Calle 120 No. 45A-32 - Bogotá, D.C., Colombia
Telefax +57-1-612-8238 / +57-1-637-7876
prosem@cable.net.co/gerencia@prosem.com



Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA
RESOLUCION 64513

La medición de nivel de esta tabla es para medir a fondo, pero igual, se puede medir a vacío y se realiza la conversión entre la medida a vacío y a fondo de acuerdo al numeral 3.1A.0.4 de la norma API MPMS 3.1A. La calibración del tanque y los cálculos fueron realizados de acuerdo con la norma API Standard 2555 (Método líquido)

TIPO DE TANQUE : CILINDRICO VERTICAL

TANQUE: T-2002

PRODUCTO: CRUDO

ALTURA DE REFERENCIA: 10115 mm

CAPACIDAD MAX bis: 5.168,89

GRAVEDAD API @ 60 °F 24.0

TIPO DE TECHO : FUJO CONICO

TIPO DE FONDO: PLANO

TEMPERATURA BASE DE LAMINA : 90°F

TEMPERATURA DE OPERACION : 89,8°F

NIVEL MAXIMO DE LLENADO : 9139 mm

NIVEL MAXIMO OPERACIONAL : 8600 mm

INCERTIDUMBRE ESTIMADA

INCERTIDUMBRE EXPANDIDA (U=Uc*%) 0,11%

FACTOR DE COBERTURA: 2

NIVEL DE CONFIANZA: 95%

AFORADO POR:

FRANCISCO REYES
METROLOGO I

REVISÓ Y APROBÓ:

MARCO ANTONIO MONTERROSA
Director Técnico del Laboratorio de Metrología
Registro Profesional No 2811 CPMQ

EGAL DE 38/05-10
SISTEMA DE REGISTRO Y ENERGIA

Fecha de calibración: N.D

Fecha de recalibración: 01/05/16

Fecha de recibo: 01/10/20

Página: 8

NIVEL cm	VOLUMEN bis	INCREMENTO bis/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bis	INCREMENTO bis/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bis	INCREMENTO bis/mm	NIVEL cm	VOLUMEN bis	INCREMENTO bis/mm
768	4.335,75	0,57	800	4.516,75	0,56	832	4.696,42	0,56	864	4.878,05	0,58
769	4.341,47	0,57	801	4.522,37	0,56	833	4.702,03	0,56	865	4.883,88	0,58
770	4.347,18	0,57	802	4.527,98	0,56	834	4.707,65	0,56	866	4.889,70	0,58
771	4.352,89	0,57	803	4.533,60	0,56	835	4.713,26	0,56	867	4.895,53	0,58
772	4.358,61	0,57	804	4.539,21	0,56	836	4.718,87	0,56	868	4.901,36	0,58
773	4.364,32	0,57	805	4.544,83	0,56	837	4.724,49	0,56	869	4.907,19	0,58
774	4.370,03	0,57	806	4.550,44	0,56	838	4.730,10	0,56	870	4.913,02	0,58
775	4.375,75	0,57	807	4.556,06	0,56	839	4.735,72	0,56	871	4.918,85	0,58
776	4.381,46	0,57	808	4.561,67	0,56	840	4.741,33	0,56	872	4.924,68	0,58
777	4.387,17	0,57	809	4.567,28	0,56	841	4.746,95	0,56	873	4.930,50	0,58
778	4.392,89	0,57	810	4.572,90	0,56	842	4.752,56	0,56	874	4.936,33	0,58
779	4.398,60	0,57	811	4.578,51	0,56	843	4.758,18	0,56	875	4.942,16	0,58
780	4.404,32	0,57	812	4.584,13	0,56	844	4.763,79	0,56	876	4.947,99	0,58
781	4.410,03	0,57	813	4.589,74	0,56	845	4.769,40	0,56	877	4.953,82	0,58
782	4.415,89	0,57	814	4.595,36	0,56	846	4.775,02	0,56	878	4.959,65	0,58
783	4.421,31	0,56	815	4.600,97	0,56	847	4.780,63	0,56	879	4.965,47	0,58
784	4.426,92	0,56	816	4.606,59	0,56	848	4.786,25	0,56	880	4.971,30	0,58
785	4.432,54	0,56	817	4.612,20	0,56	849	4.791,86	0,56	881	4.977,13	0,58
786	4.438,15	0,56	818	4.617,81	0,56	850	4.797,48	0,56	882	4.982,96	0,58
787	4.443,76	0,56	819	4.623,43	0,56	851	4.803,09	0,56	883	4.988,79	0,58
788	4.449,38	0,56	820	4.629,04	0,56	852	4.808,71	0,56	884	4.994,62	0,58
789	4.454,99	0,56	821	4.634,66	0,56	853	4.814,32	0,56	885	5.000,45	0,58
790	4.460,61	0,56	822	4.640,27	0,56	854	4.819,93	0,56	886	5.006,27	0,58
791	4.466,22	0,56	823	4.645,89	0,56	855	4.825,55	0,57	887	5.012,10	0,58
792	4.471,84	0,56	824	4.651,50	0,56	856	4.831,16	0,56	888	5.017,93	0,58
793	4.477,45	0,56	825	4.657,12	0,56	857	4.837,78	0,58	889	5.023,76	0,58
794	4.483,07	0,56	826	4.662,73	0,56	858	4.843,39	0,58	890	5.029,59	0,58
795	4.488,68	0,56	827	4.668,34	0,56	859	4.848,91	0,58	891	5.035,42	0,58
796	4.494,30	0,56	828	4.673,96	0,56	860	4.854,73	0,58	892	5.041,25	0,58
797	4.499,91	0,56	829	4.679,57	0,56	861	4.860,56	0,58	893	5.047,07	0,58
798	4.505,52	0,56	830	4.685,19	0,56	862	4.866,39	0,58	894	5.052,90	0,58
799	4.511,14	0,56	831	4.690,80	0,56	863	4.872,22	0,58	895	5.058,73	0,58



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

<p>HIT : 830087219 - 0 Calle 120 No. 45A-32 - Bogotá, D.C., Colombia Telefax +57-1-612-8239 / +57-1-637-7876 proasem@cable.net.co gerencia@proasem.com</p>												<p>La medición de nivel de esta tabla es para medir a fondo, pero igual, se puede medir a vacío y se realiza la conversión entre la medida a vacío y a fondo de acuerdo al numeral 3.1A.9.4 de la norma API MPMS 3.1A. La calibración del tanque y los cálculos fueron realizados de acuerdo con la norma API Standard 2555 (Método líquido)</p>																																																												
<p>Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA RESOLUCION 64513</p>												TIPO DE TANQUE : CILINDRICO VERTICAL		TANQUE: T-2002		PRODUCTO: CRUDO		ALTURA DE REFERENCIA: 10115 mm		CAPACIDAD MAX bis: 5.168,89																																																				
<table border="1"> <thead> <tr> <th>NIVEL cm</th> <th>VOLUMEN bis</th> <th>INCREMENTO bis/mm</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>896</td><td>5.084,56</td><td>0,58</td></tr> <tr><td>897</td><td>5.070,39</td><td>0,58</td></tr> <tr><td>898</td><td>5.076,22</td><td>0,58</td></tr> <tr><td>899</td><td>5.082,04</td><td>0,58</td></tr> <tr><td>900</td><td>5.087,87</td><td>0,58</td></tr> <tr><td>901</td><td>5.093,70</td><td>0,58</td></tr> <tr><td>902</td><td>5.099,53</td><td>0,58</td></tr> <tr><td>903</td><td>5.105,36</td><td>0,58</td></tr> <tr><td>904</td><td>5.111,19</td><td>0,58</td></tr> <tr><td>905</td><td>5.117,02</td><td>0,58</td></tr> <tr><td>906</td><td>5.122,84</td><td>0,58</td></tr> <tr><td>907</td><td>5.128,67</td><td>0,58</td></tr> <tr><td>908</td><td>5.134,50</td><td>0,58</td></tr> <tr><td>909</td><td>5.140,33</td><td>0,58</td></tr> <tr><td>910</td><td>5.146,16</td><td>0,58</td></tr> <tr><td>911</td><td>5.151,99</td><td>0,58</td></tr> <tr><td>912</td><td>5.157,81</td><td>0,58</td></tr> <tr><td>913</td><td>5.163,64</td><td>0,58</td></tr> <tr><td>913,9</td><td>5.168,89</td><td>0,58</td></tr> </tbody> </table>			NIVEL cm	VOLUMEN bis	INCREMENTO bis/mm	896	5.084,56	0,58	897	5.070,39	0,58	898	5.076,22	0,58	899	5.082,04	0,58	900	5.087,87	0,58	901	5.093,70	0,58	902	5.099,53	0,58	903	5.105,36	0,58	904	5.111,19	0,58	905	5.117,02	0,58	906	5.122,84	0,58	907	5.128,67	0,58	908	5.134,50	0,58	909	5.140,33	0,58	910	5.146,16	0,58	911	5.151,99	0,58	912	5.157,81	0,58	913	5.163,64	0,58	913,9	5.168,89	0,58	GRAVEDAD API @ 60 °F: 24,0		TIPO DE TECHO : FIJO CONICO		TIPO DE FONDO: PLANO		TEMPERATURA BASE DE LAMINA : 90°F		TEMPERATURA DE OPERACION : 89,8°F	
NIVEL cm	VOLUMEN bis	INCREMENTO bis/mm																																																																						
896	5.084,56	0,58																																																																						
897	5.070,39	0,58																																																																						
898	5.076,22	0,58																																																																						
899	5.082,04	0,58																																																																						
900	5.087,87	0,58																																																																						
901	5.093,70	0,58																																																																						
902	5.099,53	0,58																																																																						
903	5.105,36	0,58																																																																						
904	5.111,19	0,58																																																																						
905	5.117,02	0,58																																																																						
906	5.122,84	0,58																																																																						
907	5.128,67	0,58																																																																						
908	5.134,50	0,58																																																																						
909	5.140,33	0,58																																																																						
910	5.146,16	0,58																																																																						
911	5.151,99	0,58																																																																						
912	5.157,81	0,58																																																																						
913	5.163,64	0,58																																																																						
913,9	5.168,89	0,58																																																																						
			NIVEL MAXIMO DE LLENADO : 9139 mm		NIVEL MAXIMO OPERACIONAL : 8600 mm		INCERTIDUMBRE ESTIMADA		INCERTIDUMBRE EXPANDIDA (U=Uc*%): 0,11%		FACTOR DE COBERTURA: 2																																																													
			NIVEL DE CONFIANZA: 95%		AFORADO POR:		<p>FRANCISCO REYES METROLOGO I</p>		REVISÓ Y APROBÓ:		<p>MARCO ANTONIO MONTERROSA Director Técnico del Laboratorio de Metrología Registro Profesional No 2811 CPQ</p>																																																													
			<p>REPRESENTANTE DEL MINISTERIO DE MINAS</p>		<p>ECAL-166-15-10 MINISTERIO DE MINAS Y PETRÓLEO ZONA 14</p>		Fecha de calibración: 20/05/16		Fecha de recalibración: 20/05/16		Fecha de recatulo: 20/05/16																																																													
							Página: 8																																																																	

**MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2****PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS****MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS****Elaborado
30/07/2015****Versión:
1****Tabla 31. Resumen de capacidades de las vasijas de la estación**

Descripción	Cantidad	Capacidad unitaria	Capacidad total	Unidades
Separador general 1	1	7.000	7.000	BFPD
Separador general 2	1	6.000	6.000	BFPD
Calentador	1	4.000	4.000	BFPD
Tanques de almacenamiento	2	5.000	10.000	BBLS
Tanque de prueba horizontal	1	500	500	BBLS



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

ÍNDICE DE FOTOGRAFÍAS

Fotografía 1. Vista general de la estación VENADO 2	12
Fotografía 2. Múltiple de la Isla I	18
Fotografía 3. Múltiple Isla I	19
Fotografía 4. Trampas de recepción dentro de la estación Venado 1	23
Fotografía 5. Trampa lanzadora para la troncal de agua de producción Estación 2-Estación 1	25
Fotografía 6. Indicador de paso para raspadores.....	26
Fotografía 7. Caseta de inyección de químicos	29
Fotografía 8. Bombas dosificadoras de químicos	29
Fotografía 9. Área de separadores	31
Fotografía 10. Válvulas en la Salida de crudo (LCV) y salida de gas (PCV).....	35
Fotografía 11. Válvula de seguridad (PSV)	35
Fotografía 12. Válvula de Shutdown (ESDV).....	36
Fotografía 13. Válvulas en la salida de gas (PCV), salida de crudo (LCV) y drenaje (LCV).....	38
Fotografía 14. Válvulas de seguridad (PSV).....	38
Fotografía 15. Válvula de shutdown (ESDV)	39
Fotografía 16. Switch de alto nivel (LSH) / Controlador de nivel (LC).....	40
Fotografía 17. Separador de prueba	46
Fotografía 18. Registrador barton de carta circular y medidor de platina de orificio	49
Fotografía 19. Bomba de circulación del sistema de prueba.....	50
Fotografía 20. Sistema de tratamiento térmico	54
Fotografía 21. Subsistema de ignición	58
Fotografía 22. Válvula reguladora de gas al quemador / Válvula reguladora de gas al piloto	58
Fotografía 23. Scrubber de gas combustible al calentador	59
Fotografía 24. Tanques de almacenamiento de crudo (TK-2000-1 y TK-2000-2)	62
Fotografía 25. Bombas de recirculación / Bombas de despacho.....	67
Fotografía 26. Área de cargue de vehículos cisterna	67
Fotografía 27. Sistema de compresión y suministro de aire	73
Fotografía 28. Motocompresor eléctrico	75
Fotografía 29. Prefiltros	76
Fotografía 30. Pozo El tigre - 2	79
Fotografía 31. Área de compresores	82
Fotografía 32. Scrubber de succión	83
Fotografía 33. Motocompresor C6	85
Fotografía 34. Switch de presión.....	89
Fotografía 35. Panel de control (C6).....	89
Fotografía 36. Sistema de gas combustible	93
Fotografía 37. Scrubber de la tea de alta	101
Fotografía 38. Bombas de drenaje del scrubber de la tea de alta	103
Fotografía 39. Tea de alta presión.....	104
Fotografía 40. Piscina API	109
Fotografía 41. Bomba de recuperación de agua	110
Fotografía 42. Bomba de despacho de agua /Switches de presión alta y baja / Variador	114
Fotografía 43. Trampa de lanzamiento para raspadores.....	115
Fotografía 44. Bombas presurizadoras.....	120
Fotografía 45. Piscina contraincendios / cabezal de prueba	122
Fotografía 46. Bombas sustentadoras / bombas principales.....	123
Fotografía 47. Válvula de alivio de la bomba 1 / válvula de alivio de la bomba 2.....	124



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
30/07/2015**

**Versión:
1**

Fotografía 48. Hidrante monitor aspersor de espuma / Hidrante monitor aspersor de agua	124
Fotografía 49. Caseta de generación de espuma	127
Fotografía 50. Tanque almacenador de concentrado espumante	128
Fotografía 51. Motobombas de concentrado espumante (eléctrica / combustión interna)	128
Fotografía 52. Válvula de exceso / válvula balanceadora / proporcionador de espuma	129
Fotografía 53. Generador de espuma de alta contrapresión / aspersor.....	129



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Procesos de la estación de la estación Venado 2.....	14
Figura 2. Distribución de los múltiples de recolección	17
Figura 3. Múltiple Isla I	19
Figura 4. Múltiple Isla Z1	20
Figura 5. Múltiple Isla N2.....	21
Figura 6. Múltiple Isla H.....	21
Figura 7. Sistema de trampas para raspadores	24
Figura 8. Diagrama del proceso de tratamiento y almacenamiento de crudo.....	27
Figura 9. Sistema de inyección de químicos	28
Figura 10. Diagrama del sistema de separación	32
Figura 11. Vista interna del separador bifásico	33
Figura 12. Vista lateral del separador general 1	34
Figura 13. Vista lateral del separador general 2	37
Figura 14. Diagrama de instrumentos y válvulas para el separador general 1	41
Figura 15. Diagrama de instrumentos y válvulas para el separador general 2	43
Figura 16. Sistema de prueba	47
Figura 17. Líneas, válvulas e instrumentos asociados al separador de prueba.....	48
Figura 18. Vista lateral del área del tanque de prueba y la bomba de circulación	50
Figura 19. Válvulas e instrumentos para el separador de prueba.....	51
Figura 20. Válvulas e instrumentos para el tanque de prueba y la bomba de circulación	53
Figura 21. Diagrama del sistema de tratamiento térmico	55
Figura 22. Vista interna del calentador	56
Figura 23. Vista lateral del calentador, líneas e instrumentos asociados.....	57
Figura 24. Ubicación de las válvulas e instrumentos asociados al calentador	60
Figura 25. Sistema de almacenamiento y despacho	63
Figura 26. Bota de gas	64
Figura 27. Vista frontal para los tanques de almacenamiento (TK-2000-1 y TK-2000-2)	66
Figura 28. Diagrama de válvulas e instrumentos para la bota de gas.....	68
Figura 29. Diagrama de válvulas e instrumentos para cada tanque (2000-1 y 2000-2).....	69
Figura 30. Diagrama de válvulas e instrumentos para las bombas de recirculación y de despacho.....	70
Figura 31. Diagrama de válvulas e instrumentos para el área de carga de vehículos tipo cisterna	71
Figura 32. Sistema de compresión y suministro de aire.	74
Figura 33. Scrubber de baja capacidad	75
Figura 34. Scrubbers acumuladores de presión.....	77
Figura 35. Distribución de agua industrial dentro de la estación	80
Figura 36. Proceso general para manejo del gas	81
Figura 37. Scrubber de succión de los compresores	84
Figura 38. Funcionamiento de una etapa de compresión	86
Figura 39. Funcionamiento del compresor	86
Figura 40. Válvulas e instrumentos en el área de los compresores	87
Figura 41. Ubicación de las válvulas e instrumentos del scrubber de succión	90
Figura 42. Ubicación de las válvulas en el área de los compresores	91
Figura 43. Líneas, válvulas e instrumentos asociados al scrubber de gas combustible.....	94
Figura 44. Vista interna del scrubber de gas combustible.....	96
Figura 45. Condiciones normales de operación de las válvulas del scrubber de gas combustible.....	97
Figura 46. Funcionamiento del sistema de teas.....	99
Figura 47. Funcionamiento de los colectores de las teas	100



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

**Elaborado
30/07/2015**

**Versión:
1**

Figura 48. Líneas, válvulas e instrumentos asociados al scrubber de la tea de alta presión.....	102
Figura 49. Ubicación de las válvulas asociadas al scrubber de la tea de alta presión y sus bombas de drenaje	105
Figura 50. Sistemas asociados al proceso de manejo de aguas	107
Figura 51. Recolección de aguas aceitosas	108
Figura 52. Ubicación de las válvulas e instrumentos asociados a la piscina API	111
Figura 53. Funcionamiento del sistema de despacho de agua	113
Figura 54. Ubicación de las válvulas e instrumentos asociados a la bomba de despacho de agua	116
Figura 55. Ubicación de las válvulas e instrumentos asociados a la trampa de lanzamiento de raspadores.....	117
Figura 56. Proceso contra incendios	119
Figura 57. Sistema de presurización.....	121
Figura 58. Válvulas en el área de las bombas presurizadoras	125
Figura 59. Válvulas en el área de generación de espuma	130



MANUAL DE PROCESOS PARA LA ESTACIÓN VENADO 2

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MANUEL EDUARDO SALINAS VANEGAS

Elaborado
30/07/2015

Versión:
1

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Tasas de inyección de química	30
Tabla 2. Condiciones normales de operación de las válvulas manuales asociadas al separador general 1	42
Tabla 3. Datos técnicos para el separador general 1	42
Tabla 4. Condiciones normales de operación de las válvulas manuales ubicadas en el área del separador General 2	44
Tabla 5. Datos técnicos para el separador general 2	44
Tabla 6. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del separador.....	52
Tabla 7. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área del separador.....	53
Tabla 8. Condiciones normales de operación de las válvulas del calentador	60
Tabla 9. Valores de operación para el calentador	60
Tabla 10. Condiciones normales de operación de las válvulas en el área de la bota de gas	68
Tabla 11. Condiciones normales de operación para las válvulas de los tanques de almacenamiento ...	69
Tabla 12. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de las bombas asociadas al sistema de almacenamiento y despacho	70
Tabla 13. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de carga de vehículos tipo cisterna.....	71
Tabla 14. Protecciones asociadas a los compresores recíprocos	87
Tabla 15. Condiciones normales de operación del scrubber de succión.....	90
Tabla 16. Condiciones normales de operación para las válvulas de los compresores de gas	91
Tabla 17. Límites operacionales de los compresores C6 y C7	92
Tabla 18. Condiciones normales de operación de las válvulas del scrubber de gas combustible.....	97
Tabla 19. Condiciones normales de operación de las válvulas asociadas al scrubber de alta presión y sus bombas de drenaje	105
Tabla 20. Condiciones normales de operación de las válvulas de la piscina API	111
Tabla 21. Condiciones normales de operación de las válvulas de la bomba de despacho	116
Tabla 22. Condiciones normales de operación de las válvulas de la trampa de lanzamiento	117
Tabla 23. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de las bombas presurizadoras	125
Tabla 24. Condiciones normales de operación de las válvulas ubicadas en el área de generación de espuma	130
Tabla 25. Características de las líneas de flujo correspondientes a la isla I	132
Tabla 26. Características de las líneas de flujo correspondientes al múltiple de isla N2	132
Tabla 27. Características de las líneas de flujo correspondientes al múltiple de isla H	132
Tabla 28. Características de las líneas de flujo que llegan a la estación Venado 2.....	132
Tabla 29. Tabla de aforo del tanque 2000-1	133
Tabla 30. Tabla de aforo del tanque 2000-2	141
Tabla 31. Resumen de capacidades de las vasijas de la estación.....	149