

Desarrollo De Un Manual De Procedimientos Operacionales Para Un Campo Petrolero

Adriana Milena Serrano Martínez

Trabajo De Grado Para Optar El Título De Ingeniera De Petróleos

Director

German González Silva

Doctor En Ingeniería Química

Universidad Industrial De Santander

Facultad De Ingenierías Físico Químicas

Escuela De Ingeniería De Petróleos

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

Este proyecto nació como fruto de la inspiración que me sembraron cada una de las experiencias vividas a lo largo de mi formación profesional en la Universidad Industrial de Santander y en la compañía donde realicé mis prácticas empresariales, por tanto este libro va dedicado a todos y cada uno de los docentes que con esmero y tenacidad inculcaron en mí parte de su conocimiento. Entre ellos, quiero destacar en esta dedicatoria a los Ingenieros Jorge Calvete, Werney Machuca, Nicolás Santos, Hernando Buendía, Herney Delgado, Samuel Muñoz, Manuel Cabarcas, Germán Gonzalez, a todo el cuerpo administrativo UIS y a mis amigos Evin Arian Deluquez, Katty Daza, Moises Gonzalez, Luis Francisco García y Yebrail Botello, quienes me brindaron su apoyo y consejo constantes para cumplir esta meta. Sin todos ustedes, nada de esto hubiera sido posible.

Así mismo, quiero dedicarle este trabajo al personal técnico y al cuerpo profesional de la compañía donde tuve la maravillosa oportunidad de conocer la realidad de la Ingeniería de Petroleos, en especial a los Ingenieros Victor Blanco, Rafael Palma y Oscar Morales, quienes fueron mis guías y partícipes de mi formación profesional en Campo.

Pero ante todo, quiero dedicarle este trabajo a mi hija Juliana Navarro, quien ha sido mi motor y mi paz ante las adversidades, que con su amor es fuente inspiradora de mi día a día.

Agradecimientos

Agradezco a la Universidad Industrial de Santander por recibirme en su regazo, por brindarme las armas, la comprensión y el apoyo constante e incondicional en cada una de sus áreas para permitirme luchar por mis metas; por ser mi casa, mi familia y mi hogar en cada momento; por guiarme y llevarme de la mano en cada proceso, por brindarme tantas oportunidades y hacer de mí una profesional integral, formada en principios y valores, con amplia perspectiva acerca de la vida, el entorno y la industria.

¡¡GRACIAS UIS, por siempre estarás en mi corazón!!.

Tabla de contenido

Introducción	22
1. Información general	23
1.1. Justificación	23
1.2. Alcance	23
2. Objetivos	24
2.1. Objetivo General:	24
2.2. Objetivos Específicos:.....	24
3. Descripción de los componentes de un campo	25
3.1. Asignación De Responsabilidades:	25
3.1.1. Responsabilidades Del Supervisor De Operaciones.	25
3.1.2. Responsabilidades del Analista HSE.	26
3.1.3. Responsabilidad del Operador de La Estación.....	27
3.1.4. Responsabilidades Auxiliares De Producción	28
4. Pozo petrolero	29
4.1. Clasificación de Pozos petroleros según su finalidad	29
4.2. Fondo De Pozo.....	30
4.2.1. Empaquetadura con grava.	31
4.2.2. Tubería de producción.	33
4.2.3. Empacadura de producción.	33
4.2.4. Válvulas de seguridad de subsuelo.	34
4.2.5. Sistema de levantamiento artificial	34
4.3. Superficie Del Pozo	36
4.3.1. Cabezal de pozo y Árbol de Producción	36
4.3.1.1. El cabezal de pozo.....	37
4.3.1.1.1. Componentes del cabezal de pozo	38
4.3.2. Mantenimiento de Conexiones.....	44
4.3.2.1. <i>Caso 1: Cambio de Válvula de cabezal puesto que no abre o cierra</i>	44
4.3.2.1.1. Consideraciones antes de cada operación:	44
4.3.2.2. <i>Caso 2: Cambio de yugos dañados en el cabezal de producción.</i>	47
4.3.2.2.2. Operación del equipo de Superficie	48
4.3.3. Líneas de flujo.....	51

4.3.3.1.	Accesorios de la Línea de Flujo.....	51
4.3.3.2.	Prácticas y problemas en la Operación de Líneas de Flujo.....	53
5.	Manifold o múltiple de recibo.....	54
5.1.	Descripción	54
5.2.	Partes.....	55
5.3.	Válvulas	57
5.3.1.	Definición General y Tipos de Válvulas.....	58
5.3.2.	Válvula de Compuerta (Gate Valve).....	58
5.3.3.	Válvula de Cheque o de Retención (Check Valve).....	62
5.3.4.	Válvula de Bola (Ball Valve).....	66
5.3.5.	Válvula de Diafragma (Diaphragm valve).....	69
5.3.6.	Válvulas Choque o Estranguladores:	72
5.3.7.	Funciones Generales de una Válvula y selección de válvulas	73
5.3.8.	Instrucciones para instalar una válvula	76
5.4.	Operación Del Manifold	78
5.4.1.	Consideraciones	81
6.	Etapas de separación.....	81
6.1.	Separador	81
6.1.1.	Definición	82
6.1.2.	Clasificación de los Separadores.....	84
6.1.3.	Ventajas y Desventajas de los separadores	86
6.2.	Condiciones que afectan el proceso de separación	87
6.3.	Operación de un separador.....	91
6.3.1.	Puesta en servicio del separador	93
6.3.2.	<i>Parada del equipo de separación</i> (cuando se va a realizar un trabajo programado)	95
6.3.5.	Observaciones importantes para la operación y el mantenimiento en los separadores de petróleo y gas	99
6.3.6.	Instrucciones para la operación y mantenimiento de un separador.....	104
7.	Etapas de tratamiento.....	105
7.1.	Tratamiento Químico.....	105
7.1.1.	¿Qué Son Las Espumas?.....	109
8.	Sistema de almacenamiento de crudo	112
8.1.	Tanques para almacenamiento de crudo	112

8.1.1. Procedimiento Sacada de Servicio de Tanque de Almacenamiento de Crudo.....	116
8.1.2. Procedimiento para medir tanques al vacío	116
8.1.3. Medición a fondo	118
8.1.3. Procedimiento para la Liquidación de Tanques	119
8.1.4. Toma de Temperatura	120
9. Sistemas de medición y control	121
9.1. Medidores para la Venta	121
9.1.1. Instalación	122
9.1.2. Arranque	123
9.2. Sistemas de control	124
9.2.3. Sistemas de alarmas	125
9.2.4. Sistemas contraincendios	126
10. Recomendaciones de salud y seguridad en operaciones de producción petrolera	126
10.1. Derivaciones de la mezcla de hidrocarburos y agua caliente.....	127
10.2. Amenazas del vacío y la presión.....	127
10.3. Recomendaciones operativas	128
11. Normas aplicables	130
12. Mapa de las etapas del procesamiento de los fluidos.....	132
13. Conclusiones	133
14. Recomendaciones	134
Referencias Bibliográficas	136

Listado de figuras

Figura 1.	Método de empaquetadura con grava	32
Figura 2.	Estado mecánico de un pozo petrolero con Bombeo Electrosumergible.	35
Figura 3.	Diferencia entre un Árbol de Navidad y un Cabezal de Producción.....	36
Figura 4.	Principales componentes de un cabezal de producción.....	37
Figura 5.	Tool Spool.....	38
Figura 6.	Tubing Hanger.....	39
Figura 7.	Componentes del Tubing Hanger.....	40
Figura 8.	Componentes de un árbol de Producción.....	43
Figura 9.	Válvula mariposa usada en los laterales del cabezal de producción.....	44
Figura 10.	Yugos del Cabezal de pozo.....	47
Figura 11.	Múltiple de recibo o Manifold.....	55
Figura 12.	Válvula de Compuerta.....	59
Figura 13.	Válvula de retención o Check.....	62
Figura 14.	Válvula de bola y sus partes	66
Figura 15.	Válvula de Diafragma.....	69
Figura 16.	Válvula choque o estrangulador de diámetro ajustable.....	73
Figura 17.	Separador trifásico.....	83
Figura 18.	Partes de un separador horizontal trifásico	84
Figura 19.	Clasificación de los separadores.....	85
Figura 20.	Placa de caracterización de un separador.....	94
Figura 21.	Separador vertical para manejo de crudo espumante.....	99
Figura 22.	Equipo de Inyección de Química.....	114
Figura 23.	Clasificación de los tanques de almacenamiento.....	115
Figura 24.	Tren de tanques horizontales de almacenamiento de crudo tipo cigarro.	117
Figura 25.	Componentes de un tanque de almacenamiento horizontal para crudo...	118
Figura 26.	Etapas del procesamiento de los fluidos	135

Listado de tablas

Tabla 1. Organización de las válvulas de acuerdo con el servicio que pueden prestar.	74
Tabla 2. Cuadro comparativo de ventajas y desventajas entre un separador vertical y un separador horizontal	87

Lista de Abreviaturas

BFPD	Barriles de Fluido por Día
BOPD	Barriles de Petróleo por Día
BWPD	Barriles de Agua por Día
EPS	Bombeo Electro Sumergible
PTB	Libra de Sal por Mil Barriles de Crudo
P&ID	Diagrama de tuberías e instrumentos.
PFD	Diagrama de procesos.
AST	Análisis de seguridad del trabajo.
VSD	Variadores de Frecuencia.
LCV	Válvula controladora de nivel.
PCV	Válvula controladora de presión.
SPT	Separador trifásico
FCN	Filtros cascara de nuez.
MPC	Millar de Pies Cúbicos (1.000 PC)
MMPC	Millones de Pies Cúbicos (1.000.000 PC)
MMBTU	Millones de BTU (1.000.000 BTU)

Glosario

A

Aditivo: Sustancia química que se agrega un producto para mejorar sus propiedades.

Aliviar: Disminuir la presión de operación de un equipo mediante la apertura de una válvula.

Almacenamiento: Instalación que cuenta con uno o varios depósitos con la finalidad de acopiar los combustibles líquidos y gaseosos.

API Gravedad: Medida de la gravedad específica del Petróleo Crudo del American Petroleum Institute (API). Según la escala API, cuanto más alto el índice, menor la densidad del crudo. La mayoría de los crudos se encuentran entre los 27 y 40 grados API; crudos con valores inferiores a 27 grados API se consideran pesados y aquellos por sobre los 40 grados API, livianos.

B

Barril: Medida americana de volumen, equivalente a 159 litros, es decir, un metro cúbico de petróleo equivale a 6,29 barriles.

Bombeo: Acción mediante la cual se envía un fluido de un lugar a otro.

BTU: (British Thermal Unit) Unidad térmica de medida, representa el poder calorífico de los

hidrocarburos, por ejemplo distintos tipos de gas tienen distinto poder calorífico por ende más o menos btu. Los precios del Gas Natural usualmente se expresan en US \$ / MMBTU.

C

Cabeza de Pozo: Equipo de control instalado en la parte superior del pozo. Consiste de salidas, válvulas, preventoras, etc.

Campo: Un área de suelo debajo de la cual existen uno o más reservorios de hidrocarburos en una o más formaciones en la misma estructura o entidad geológica.

Cementación: Proceso por el cual se bombea al pozo una mezcla de cemento que al fraguarse o endurecerse proporciona sustentación a la tubería de revestimiento dando hermeticidad contra la filtración de fluidos de formación.

Coalescencia: Es la propiedad o capacidad de ciertas sustancias y cosas para unirse o fundirse con otras en una sola.

Compresor: Máquina que incrementa la presión o la velocidad del gas con vista a su transporte o almacenamiento.

D

Densidad: Dimensión de la materia según su masa por unidad de volumen, se expresa en libras por galón (lb/gal) o kilogramos por metro cúbico (kg/m³).

Downstream: Las actividades de refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos.

Ducto: Tubería para el transporte de gas natural o crudo entre dos puntos, ya sea tierra adentro o tierra afuera.

E

Estación de bombeo: Instalación situada en el recorrido de un oleoducto destinada a impulsar el fluido. Su número a lo largo del mismo depende de la viscosidad del producto transportado, del relieve geográfico de las regiones atravesadas y del diámetro de la tubería.

Estación de compresión: El gas pierde presión al recorrer grandes distancias; para asegurar su flujo uniforme debe ser re-comprimido en instalaciones especialmente diseñadas que se denominan estaciones de compresión.

Exploración: Es la búsqueda de yacimientos de petróleo y gas y comprende todos aquellos métodos destinados a detectar yacimientos comercialmente explotables. Incluye el reconocimiento superficial del terreno, la prospección (sísmica, magnética y gravimétrica), la perforación de pozos de exploración y el análisis de la información obtenida.

Explotación (producción): Operación que consiste en la extracción de petróleo y/o gas de un yacimiento.

F

Factor de recuperación: Porcentaje del petróleo extraído de un yacimiento con relación al volumen total contenido en el mismo.

Fiscalización: Inspección y verificación de la cantidad de cierto fluido producido.

Fluido: Sustancia que fluye y que se deforma ante cualquier fuerza que tienda a cambiar su forma. Los líquidos y gases son fluidos.

G

Gas Natural: Los hidrocarburos que en condiciones normales de presión y temperatura se presentan en estado gaseoso. Mezcla de gases, principalmente metano. En menor proporción también se encuentran Etano, Propano, Butano y Condensado, así como pequeñas proporciones de gases inertes como dióxido de carbono y nitrógeno.

H

Hidrocarburos:

Los compuestos de carbono e hidrógeno, incluyendo sus elementos asociados que se presentan en la naturaleza, ya sea en el suelo o en el subsuelo, cualquiera que sea su estado físico.

M

Metano: Es el hidrocarburo más simple y componente principal del gas natural, que también está presente en el carbón. Es un gas ligero y seguro, sin color, sin olor e inflamable bajo condiciones normales. A presión atmosférica se licua a -162° C. Materia prima para la generación eléctrica, conversión de gas a líquidos, producción de fertilizantes.

O

Orden de Trabajo (OT): Formato que se genera cuando se realiza un trabajo de mantenimiento a los equipos en el que se consignan los datos básicos del equipo, las actividades ejecutadas, los repuestos utilizados y el tiempo empleado.

Operación Rutinaria: Conjunto de actividades realizadas por los trabajadores para dar cumplimiento a los programas de comprensión requeridos por el cliente.

P

PC: Pies Cúbicos. Medida de Volumen

Permiso de Trabajo: Es un documento de control de riesgos que involucra la realización de un trabajo coordinado de análisis, verificación y soportado con documentos oficiales, donde se manifiestan las condiciones potenciales de riesgos al momento de realizar una actividad.

Pozo: Denominación dada a la abertura producida por una perforación. Los pozos, en el lenguaje administrativo, generalmente se designan por un conjunto de letras y de cifras relativas a la denominación de los lugares en los que se encuentran y al orden seguido para su realización. Existen numerosos tipos de pozos, entre ellos de exploración, de avanzada y de explotación.

Pozo abandonado: Pozo cuyas reservas accesibles están exhaustas.

Pozo cerrado: Pozo cuya producción está temporalmente suspendida para realizar operaciones complementarias, en espera de reparación o en estudio del comportamiento del mismo.

Producción: Todo tipo de actividades cuya finalidad sea el flujo de Hidrocarburos que incluye la operación de pozos, equipos, tuberías, tratamiento y medición de Hidrocarburos y todo tipo de operaciones de recuperación.

R

Recuperación primaria: Afluencia natural del petróleo o del gas desde el seno del yacimiento a la superficie por la diferencia de las presiones. La circulación del fluido puede ser natural (pozo surgente) o por bombeo.

Reporte diario de producción (RD): Documento oficial que emite la compañía y debe ser diligenciado por los Operadores de cada estación con el apoyo y bajo la supervisión de los Ingenieros de producción, el cual se reportan las condiciones diarias de operación, los inconvenientes presentados y la producción de fluidos en el día.

Recuperación secundaria: Operación que consiste en inyectar agua en el yacimiento con la finalidad de desplazar mayores volúmenes de petróleo a la superficie. Esta operación también incluye la combustión "in situ" de los petróleos pesados. El método permite recuperar hasta un 25% más de petróleo.

Recuperación terciaria: Los tipos de procedimientos de recuperación terciaria consisten en inyectar en los yacimientos disolventes miscibles, gases hidrocarbonados o gas carbónico como también agua con sosa, tensoactivos o polímeros hidrosolubles.

Refinación: Los procesos que convierten el petróleo en productos genéricamente denominados carburantes, combustibles líquidos o gaseosos, lubricantes, grasas, parafinas, asfaltos, solventes y otros subproductos que generen dichos procesos.

Relación Gas/Petróleo: Volumen de gas producido simultáneamente por un pozo con relación al volumen de petróleo producido en un determinado lapso de tiempo.

Reservorio: Uno o varios estratos bajo la superficie que estén produciendo o que sean capaces de producir hidrocarburos, con un sistema común de presión en toda su extensión, en los cuales los hidrocarburos estén completamente rodeados por roca impermeable o agua.

S

Separación: Operación mediante la cual se lleva a cabo la disociación de dos o más fases (agua, aceite y gas).

Separador: Aparato colocado entre el pozo y la playa de tanques para separar el petróleo crudo del gas natural y del agua.

Sobrepresión: Es cuando la presión aumenta por encima de los niveles normales de operación debido a una falla del proceso y/o del equipo.

T

Transporte: Toda actividad para trasladar o conducir de un lugar a otro hidrocarburos o sus derivados por medio de tuberías, utilizando para ello diversos medios e instalaciones auxiliares, que incluyen el almacenaje necesario para esta actividad y que excluyen la distribución de gas natural por redes.

Tratamiento del gas: Remoción de impurezas, condensado, ácido sulfhídrico y cualesquier otros líquidos provenientes del gas natural crudo, contenidos en el campo de gas.

Tuberías de revestimiento: Serie de tubos que se colocan en el pozo mientras progresa la perforación para prevenir derrumbes de las paredes y para la extracción de los hidrocarburos en la fase de la producción.

U

Upstream: Las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

Unidad térmica británica (British thermal unit (BTU): La cantidad de calor requerido para elevar la temperatura de una libra de agua en un grado Fahrenheit.

V

Venteo del gas: Consiste en el no aprovechamiento del gas surgente de un pozo de producción de petróleo, que se quema (tipo antorcha) por motivos de seguridad.

Y

Yacimiento: Acumulación de petróleo y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (petróleo, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.

Yacimiento de petróleo o gas: Formación geológica continua de roca porosa y permeable por la que pueden circular los hidrocarburos, agua y otros gases. Un mismo depósito puede estar constituido por diversas clases de rocas, predominantemente areniscas y calizas. Los yacimientos son acumulaciones comerciales de petróleo o gas que ocupan un depósito independiente sometido a un único sistema de presión. Existen también yacimientos mixtos con diversas relaciones de gas / petróleo.

Resumen

Título:

Desarrollo De Un Manual De Procedimientos Operacionales Para Un Campo Petrolero*

Autor: Adriana Milena Serrano Martínez**

Palabras Clave: Procedimientos, Operaciones, Producción, Facilidades de Superficie, Recomendaciones, Autocuidado, Campo Petrolero, Estación de producción, petróleo y Gas.

Descripción:

Este Manual de Procedimientos Operacionales provee al personal técnico-operativo que tiene injerencia en la operación diaria de un campo petrolero, una guía técnica de los procesos de extracción, tratamiento y almacenamiento del crudo, brindando una noción global de los componentes de un campo petrolero que van desde fondo de pozo e incluye todas las facilidades de superficie hasta la etapa de almacenamiento de un crudo, se precisa la operación detallada de cada equipo, se establecen precauciones especiales para cada etapa del proceso, teniendo en cuenta detalles mínimos de cada operación para brindar recomendaciones técnicas y de autocuidado, teniendo como pilar la salud y seguridad en el trabajo a fin de obtener excelentes resultados en cada operación.

Así mismo, brinda información acerca de la Regulación vigente colombiana y de los estándares internacionales aprobados por la industria petrolera que rigen cada procedimiento a ejecutar en un Campo Petrolero. De este modo, se convierte en una herramienta útil y de consulta constante para la correcta operación de cada equipo y de sus respectivas instalaciones, además de servir como manual de entrenamiento para supervisores, operadores o bien sea para el personal nuevo que ingresa a la operación, con el objeto de optimizar los procesos, reducir los incidentes ambientales y de trabajo, y acortar los tiempos operativos y de acople para el nuevo personal. Por lo tanto, puede emplearse como punto de partida para adecuaciones y evaluaciones de fallas en el proceso productivo de un campo petrolero y en la evaluación del desempeño laboral de los funcionarios involucrados.

El Manual de Operaciones es herramienta mas no la solución a problemas que se puedan presentar en la estación, para ello el personal debe capacitarse constantemente y mantenerse a la vanguardia tecnológica acorde con las características propias de cada campo.

*Proyecto de Grado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: PhD. Germán González Silva.

Summary

Title:

Development Of A Manual Of Operational Procedures For An Oil Field *

AUTHOR: Adriana Milena Serrano Martínez **

Key Words: Procedures, Operations, Production, Surface Facilities, Recommendations, Self-care, Oil Field, Production Station, oil and Gas.

Description:

This Manual of Operational Procedures provides technical-operational personnel who have interference in the daily operation of an oil field, a technical guide to the processes of extraction, treatment and storage of crude oil, providing a global notion of the components of an oil field that They go from the bottom of the well and include all the surface facilities to the storage stage of a crude oil, the detailed operation of each equipment is explained, special precautions are established for each stage of the process, taking into account minimum details of each operation to provide technical and self-care recommendations, taking as a pillar health and safety at work in order to obtain excellent results in each operation.

Likewise, it provides information about the current Colombian Regulation and the international standards approved by the oil industry that govern each procedure to be executed in an Oil Field. In this way, it becomes a useful and constant consultation tool for the correct operation of each equipment and its respective facilities, in addition to serving as a training manual for supervisors, operators or for new personnel entering the operation, in order to optimize processes, reduce environmental and work incidents, and shorten operating and coupling times for new personnel.

Therefore, it is useful as a starting point for adjustments and evaluations of failures in the production process of an oil field and in the evaluation of the labor performance of the officials involved.

The Operations Manual is a tool but not the solution to problems that may arise at the station, for this the staff must constantly train and stay at the technological forefront according to the characteristics of each field.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: PhD. Germán González Silva.

Introducción

Aunque parezca increíble, en estos tiempos donde esta tan de moda los sistemas de gestión de calidad y normas que rigen el control documental y de procesos, aún existen Campos Petroleros que no cuentan con un manual de operaciones que permita integrar de forma minuciosa los diferentes procesos que se llevan a cabo en el campo, así como los equipos utilizados en estos, para conocer y comprender operaciones de transferencia, transporte y manejo de fluidos desde clúster hasta las estaciones de tratamiento de crudo, gas y agua del campo.

Este manual estará dirigido al personal técnico-operativo que tiene injerencia en la operación diaria de un campo petrolero, como una herramienta útil para la correcta operación de cada uno de los equipos y de sus respectivas instalaciones, tanto en la capacitación de personal nuevo, como para las adecuaciones y posibles modificaciones a realizar y en la evaluación de posibles fallas en el normal funcionamiento.

De manera que sirva como manual de entrenamiento para supervisores, operadores y personal de producción, con descripciones de cada uno de los procesos y equipos utilizados en el Campo, con la intención de minimizar el tiempo que el personal nuevo requiere para acoplarse.

1. Información general

1.1. Justificación

Todo personal que ingresa a laborar en un campo Petrolero tiene noción general de los principios básicos sobre los procesos de extracción, recolección y tratamiento de fluidos; sin embargo, éste personal antes de iniciar labores debe conocer y profundizar en el conocimiento de las operaciones de superficie para la producción de pozos de petróleo o gas. Así mismo, es necesario que las personas que dirigen u operan un campo petrolero, conozcan los principios y procedimientos operativos de los equipos y facilidades de producción instaladas para lograr que los procesos sean más eficientes.

Con el desarrollo del Manual de Procedimientos Operacionales, se proveerá al personal una herramienta de fácil acceso para el desarrollo de las actividades propias de su cargo y que resulte valiosa en la solución de los problemas que se presentan a diario en el cumplimiento de sus labores. Al mismo tiempo, se estandarizarán los procedimientos que realizan los operadores y organizar un control documental, de la información que se maneja dentro de cada estación.

1.2. Alcance

En este trabajo de Tesis de Grado, se desarrollará un manual de procedimientos operacionales para un campo petrolero, el cual será una guía técnica de los procesos, donde se precisa la operación detallada de cada equipo, describiendo las operaciones de transferencia, transporte y manejo de fluidos desde clúster hasta las estaciones de tratamiento de crudo, agua y gas del Campo.

2. Objetivos

2.1. Objetivo General:

Desarrollar un Manual de Operaciones para métodos, procedimientos, equipos e instrumentos básicos que permita incrementar la eficiencia operacional a través de una interrelación de los diferentes procesos que se ejecutan a diario en Campo petrolero

2.2. Objetivos Específicos:

- Explicar de forma técnica el funcionamiento y la importancia de cada uno de los equipos e instrumentos que intervienen en las operaciones del campo seleccionado.
- Describir de forma detallada cada uno de los procedimientos necesarios para realizar los diferentes trabajos que a diario son necesarios en el campo.
- Estandarizar los procedimientos operacionales que se llevan a cabo en el Campo seleccionado
- Elaborar una herramienta útil para el conocimiento y el buen desarrollo de las actividades diarias en el Campo.

3. Descripción de los componentes de un campo

3.1. Asignación De Responsabilidades:

3.1.1. Responsabilidades Del Supervisor De Operaciones.

- i. Autorizar paradas programadas del sistema de Bombeo Hidráulico y el arranque del mismo cuando corresponda, de acuerdo a los requerimientos.
- ii. Supervisar que se cumplan las políticas de la empresa y asegurar que desarrollo de las actividades de la estación se cumplan de acuerdo a los requerimientos y con un manejo óptimo de los recursos proporcionados para tal fin.
- iii. Garantizar que todo el personal de operaciones conozca el manual de operaciones antes de iniciar cualquier proceso dentro de la estación.
- iv. Asegurar las competencias del personal operativo para desarrollar el trabajo o las tareas asignadas, evaluándolos periódicamente, de acuerdo a las exigencias del cargo y de las normas vigentes.
- v. Vigilar el cumplimiento del sistema manual de permisos de trabajo establecido por la compañía.
- vi. Motivar en los trabajadores la creación de un ambiente de trabajo basado en el respeto, la comunicación y la cooperación.
- vii. Divulgar los roles de cada colaborador para delegar instrucciones de acuerdo a la experiencia y el conocimiento de estos.

- viii. Velar por el cumplimiento de todas las normas de higiene, seguridad y salud en el trabajo y del cuidado del medio ambiente establecidas en la compañía.
- ix. Autorizar ausentismos y vacaciones al personal de operaciones.

3.1.2. Responsabilidades del Analista HSE.

- i. Inculcar en todos los trabajadores el sentido de pertenencia y cuidado de los recursos asignados para el cumplimiento de sus labores, equipos menores y elementos de protección personal (EPP).
- ii. Proporcionar a los nuevos trabajadores una inducción HSE de ingreso a la estación, brindando la información necesaria para evitar incidentes en campo.
- iii. Crear en los trabajadores la conciencia del autocuidado, con el fin de eliminar actos inseguros causales de incidentes y accidentes.
- iv. Vigilar que se proporcione a los trabajadores las capacitaciones necesarias en concordancia con las obligaciones del cargo periódicamente.
- v. Velar por el fortalecimiento de los estándares de calidad, seguridad industrial y compromiso con el medio ambiente.
- vi. Atender oportunamente los reportes que se hagan de toda situación positiva o adversa que suceda en el transcurso de la operación.
- vii. Asegurar el cumplimiento de todo lo relacionado con el sistema de Permisos de trabajo.
- viii. Velar por el bienestar integral de todos los trabajadores de la compañía.
- ix. Participar en la elaboración de la evaluación de riesgos, hacer acompañamiento en el sitio de trabajo, ofrecer apoyo a la operación, con el aseguramiento de la actividad que se ejecutan en la estación.

3.1.3. Responsabilidad del Operador de La Estación.

- i. Verificar el cumplimiento de la secuencia de cada proceso establecido en el manual de Operaciones de Producción.
- ii. Informar al Supervisor de Operaciones, de manera oportuna, cada novedad que ocurra en la operación.
- iii. Emitir reportes periódicos de producción de los clústeres, de acuerdo a lo establecido por el departamento de Operaciones.
- iv. Velar por el cumplimiento de todas las normas de higiene, seguridad y salud en el trabajo y del cuidado del medio ambiente establecidas en la compañía.
- v. Divulgar el Manual de procedimientos operacionales a los auxiliares y velar por su correcta aplicación.
- vi. Motivar en los trabajadores a la creación de un ambiente de trabajo basado en el respeto, la comunicación y la cooperación.
- vii. Apoyar técnicamente al personal a su cargo para aclarar dudas acerca de conceptos importantes sobre el funcionamiento de los equipos de Operaciones, así como en la realización de Perfiles en Tanques y en los diferentes análisis de Laboratorio teniendo en cuenta los estándares y normas internacionales aplicables.
- viii. Identificar aspectos indicadores de riesgo involucradas en las diferentes áreas de trabajo para su correspondiente manejo y control.
- ix. Realizar un chequeo preoperacional a cada equipo de la locación con el fin de evitar inconvenientes durante el turno de trabajo y controlar factores de riesgo.
- x. Verificar que cada trabajador de su área se encuentre en condiciones óptimas de salud física y mental para realizar sus labores operativas.

- xi. Asegurar el cumplimiento de lo correspondiente al sistema de Permisos de trabajo.
- xii. Revisar que la calibración de toda la instrumentación y de los equipos utilizados en las operaciones, se encuentre con fecha vigente.
- xiii. Asistir y participar activamente en todas las capacitaciones brindadas por la compañía, clientes y subcontratistas en general

3.1.4. Responsabilidades Auxiliares De Producción

- i. Conocer, aplicar y cumplir con el procedimiento para la ejecución de cada actividad.
- ii. Verificar e informar que todas las variables de operación se encuentren dentro de los rangos adecuados de seguridad y de operatividad establecidas por la compañía.
- iii. Cumplir todas las normas operacionales exigidas por el área de HSEQ.
- iv. Hacer uso de los elementos de protección personal y cumplir las políticas de la empresa.
- v. Mantener en buen estado, de orden y aseo, los equipos, accesorios y herramientas utilizados para el desarrollo de sus actividades y reportar cualquier novedad al respecto.
- vi. Verificar y mantener en revisión este procedimiento, con el fin de informar al supervisor cualquier desviación o cambio operativo, manteniendo así la mejora continua del mismo.
- vii. Informar de manera clara al momento de realizar despachos de fluido a los carros tanques y registrar dicha información en los formatos correspondientes para asegurar el proceso de despacho, descargue y bombeo del crudo.
- viii. Asistir a las capacitaciones programadas por la compañía.
- ix. Tratar a sus compañeros de trabajo con respeto y amabilidad e incentivar un ambiente de compañerismo.

4. Pozo petrolero

Un pozo petrolero, es aquel agujero que se realiza en un punto estratégico con el fin de extraer hidrocarburos contenidos en el subsuelo hasta superficie. Este punto estratégico es seleccionado luego de realizar un intensivo estudio geológico y sísmico de la formación, teniendo en cuenta importantes especificaciones para determinar si contiene fluidos que podrían ser de interés comercial e industrial.

La perforación se basa en realizar un hueco a través de una sarta de perforación rotaria, la cual mientras rota, también realiza una fuerza de empuje hacia el fondo. Este procedimiento implica una gran inversión económica, acompañado de un invaluable esfuerzo de ingeniería y talento humano, por lo cual se debe ser muy cuidadoso al momento de realizar cualquier actividad que represente un riesgo vital o financiero para la compañía.

4.1. Clasificación de Pozos petroleros según su finalidad

Estos pozos, se clasifican de acuerdo con la etapa del proceso de obtención del hidrocarburo en que se requiera, como son:

4.1.1. **Pozo exploratorio:** Es aquel pozo que, luego de haberse realizados estudios geológicos, permite establecer la presencia de hidrocarburos en una formación, perforando zonas donde no se había encontrado antes petróleo ni gas y tratando de obtener la mayor cantidad de información posible del subsuelo con poca inversión.

4.1.2. **Pozo Productor:** Es aquel que se encarga de extraer los fluidos, como son agua, petróleo y gas de las formaciones productoras, generando rentabilidad al proceso realizado.

4.1.3. **Pozos no Productores:** Son aquellos que luego de terminados no resultan económicamente rentables, ya que no producen fluidos hidrocarburos en cantidades suficientes.

4.1.4. **Pozos de Desarrollo:** Son aquellos pozos que se perforan en zonas probadas con la finalidad de incrementar la producción de un determinado campo, ya sea incrementando la producción de zonas que los pozos preexistentes no lograban producir o inyectando fluidos que permitan barrer los hidrocarburos presentes en el campo. De lo cual, se deduce que un pozo de desarrollo puede ser productor, inyector o de observación, según las características requeridas.

4.1.5. **Pozo de Avanzada:** Es aquel pozo que se perfora con el fin de establecer los límites del yacimiento, luego de perforar los pozos exploratorios al encontrar un pozo productor.

4.2. Fondo De Pozo

A lo que llamamos Fondo de pozo, consta de equipos y accesorios que se encuentran en el subsuelo y conforman el completamiento del pozo, los cuales cumplen con la función de trasladar los fluidos desde la formación productora hasta la cabeza de pozo de manera controlada. A partir de la cabeza de pozo inicia la compilación de elementos que conforman las facilidades de superficie.

A continuación, se resume la compilación de componentes que encontramos en fondo de pozo a manera de información general del cuerpo técnico:

Para una noción más precisa acerca del funcionamiento de los pozos productores, es necesario conocer su completamiento, el cual, en este caso, se trata de un completamiento Simple-selectivo con terminación de empaquetadura por grava.

4.2.1. **Empaquetadura con grava:** Es un método de filtración que se utiliza en pozos donde sus formaciones son estructuralmente débiles, con poca resistencia a la fuerza originada por los fluidos que arrastran la arena desde el interior de la formación al fondo del pozo, taponando los espacios realizados con los cañoneos y componentes de fondo como filtros y válvulas, ocasionando la obstrucción final del flujo de hidrocarburos.

Este método de control consiste en colocar empaques de grava en el fondo utilizando una granulometría determinada a través de una mezcla sintética, por ejemplo, de arenas con resinas, con el fin de formar una pared permeable artificial con porosidad y permeabilidad adecuadas para no obstruir el flujo de los fluidos. Véase Figura 1.

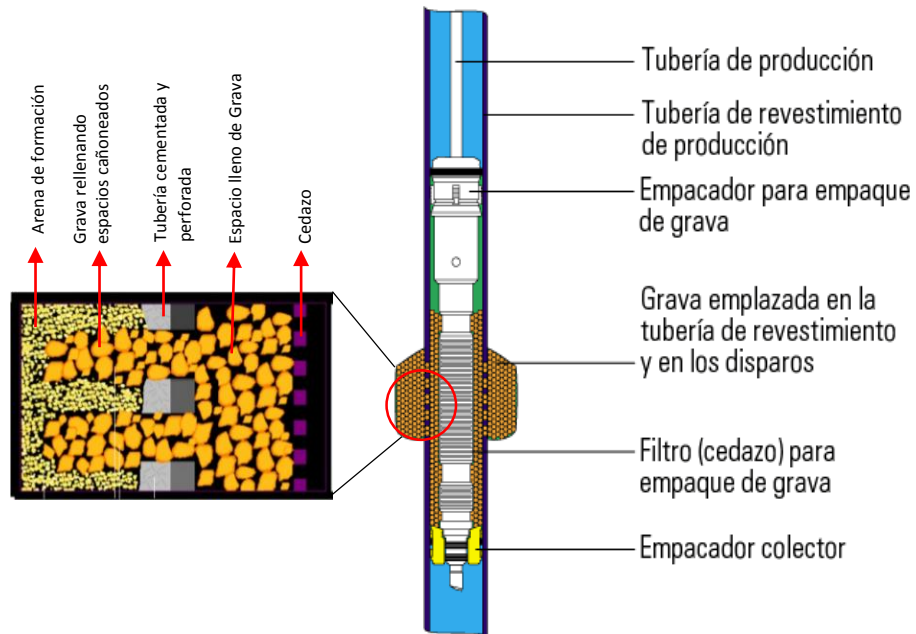


Figura 1. Método de empaquetadura con grava. Schlumberguer (2019) Oilfield glossary. Gravel Pack. Tomado de: <https://n9.cl/fej0>

En el campo estudiado, se cuenta con los siguientes dispositivos y elementos que conforman el equipamiento de subsuelo, especial para el sistema de levantamiento por Bombeo Hidráulico.

Los componentes de fondo de pozo están determinados de la siguiente manera:

- ✓ Tubería de producción
- ✓ Empacaduras de producción
- ✓ Válvulas de seguridad
- ✓ Accesorios de completación
- ✓ Sistema de levantamiento artificial

4.2.2. **Tubería de producción:** Comprende un juego de tuberías (Casing y Tubing) y accesorios y equipos en fondo de pozo; que conforman diseños sencillos o complejos, según el requerimiento. Estos arreglos de tubería deben tener capacidad de soportar determinadas condiciones de funcionamiento (presión, temperatura, humedad, agentes químicos y corrosivos, etc.), garantizando la seguridad y economía tanto en la perforación como en la producción del pozo.

4.2.3. **Empacadura de producción:** Son accesorios de fondo que proporcionan un sello entre el espacio tubular y el espacio anular, evitando el movimiento vertical de los fluidos, desde la empacadura por el espacio anular, hacia arriba, formando una barrera duradera y compatible con los fluidos y gases de yacimiento al igual que los fluidos y gases del Casing. Así mismo, dentro de las funciones de esta empacadura esta: Proteger la tubería de revestimiento del ataque de fluidos corrosivos, de un posible estallido en condiciones de altas tasas de producción o manejo de altas presiones de inyección y así mismo, protegerla del colapso, apoyándose en un fluido que brinde hermeticidad entre la tubería de producción y el revestimiento de producción.

4.2.4. **Válvulas de seguridad de subsuelo:** Conforman un dispositivo de seguridad instalado en la parte superior del pozo o en la tubería de Producción (en la parte inferior del “Arbolito de Navidad”), su función es hacer sello del flujo que proviene del pozo, para evitar fugas o derramamientos mayores de los fluidos producidos en caso de emergencia (ya sea una emergencia de carácter social u operativa). Representando la seguridad del pozo desde cabeza a fondo, que en caso de una voladura accidental o con fines terroristas, rompe el conducto liberando la presión contenida en él y ocasionando el cierre de la válvula en subsuelo.

El sistema de válvulas de seguridad está diseñado para operar a prueba de fallas, de modo que el pozo es aislado en caso de falla del sistema o daño de las instalaciones de control de la producción de superficie. Con el fin de proteger el ambiente, el yacimiento, las facilidades y al personal.

4.2.5. **Sistema de levantamiento artificial:** Como ya se mencionó anteriormente en la descripción de la operación de campo, este campo cuenta con el sistema de Bombeo Hidráulico Tipo Jet, el cual consiste en:

- ✓ Un fluido hidráulico, que en este caso es el mismo crudo que se produce en la estación y que funciona como fluido motriz, en promedio 5000 bls.
- ✓ Una unidad de potencia en superficie para manejar alta presión la cual permite inyectar el fluido motriz al fondo del pozo.
- ✓ Una unidad de bombeo en el fondo del pozo (tipo jet) operada por el fluido motriz inyectado a alta presión.

Las bombas que se ubican en subsuelo constituyen la unidad de fondo de pozo que actúa como un transformador para convertir la energía del fluido motriz a energía potencial o presión

en los fluidos producidos, permitiendo que tanto el fluido motriz y el fluido producido fluyan hacia la superficie después de pasar a través de esta unidad de bombeo.

A continuación, se muestra en la Figura 2 los componentes del Sistema de Levantamiento artificial con Bombeo Hidráulico tipo Jet:

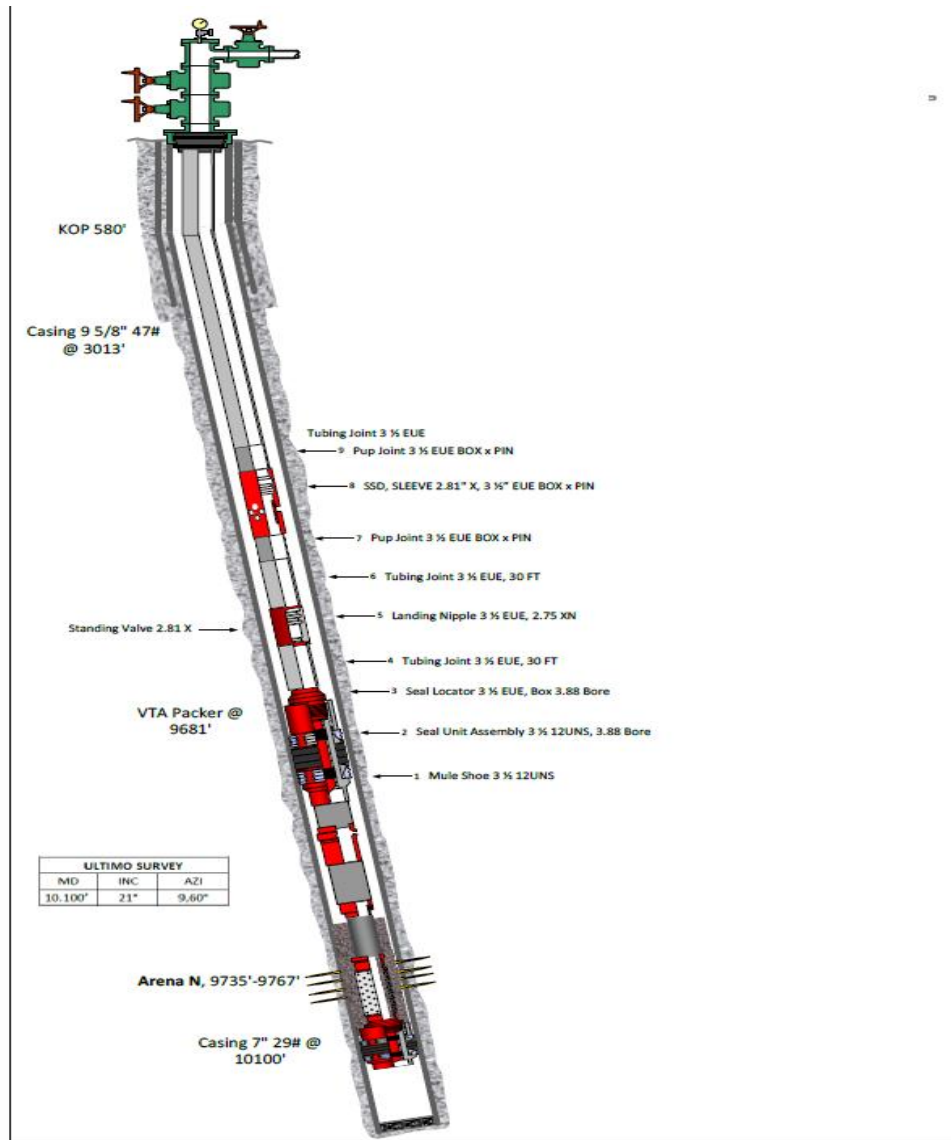


Figura 2. Estado mecánico de un pozo productor. Schlumberguer (2019) Oilfield glossary.

Hidraulic pumping. Tomada de <https://n9.cl/hx63>

4.3. Superficie Del Pozo

4.3.1. **Cabezal de pozo y Árbol de Producción:** El llamado Árbol de Navidad, también conocido como Christmas Tree, se encuentra justo arriba del Cabezal de Pozo o Wellhead, Mucha gente se confunde entre cabezal de pozo y árbol de navidad, pensando algunas veces que se trata de la misma cosa, sin embargo, es necesario diferenciarlos pues cumplen funciones distintas. En la Figura 3, se encierra en el recuadro azul el Árbol de Navidad y en el recuadro rojo el Cabezal de Pozo, a fin de ir aclarando los conceptos.

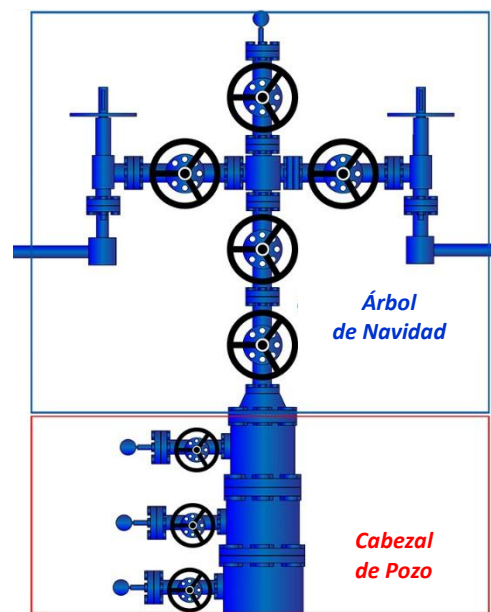


Figura 3. Esquema de diferencia entre árbol de Producción y Cabezal de Pozo. Surface Christmas Tree (Dry Tree) Basic Knowledge.(2016) DrillingFormulas.Com. Oil Field Knowledge. Tomada de <https://n9.cl/yekjl>

4.3.1.1. **El cabezal de pozo:** Está compuesto por un sistema de válvulas y adaptadores variados que facilitan el control en la presión de un pozo de producción. En la boca del pozo también incorpora un medio para colgar la tubería de producción e instalar el Árbol de navidad y las instalaciones de control de flujo de superficie en preparación para la fase de producción del pozo.

Dentro de las funciones que cumple un cabezal de pozo está:

- ✓ Resistir el peso de la tubería de producción suspendida.
- ✓ Mantener un sello a presión.
- ✓ Independizar el pozo del ambiente exterior, creando así mismo, un sello entre revestidores y formaciones de fondo de pozo
- ✓ Garantizar las condiciones de presión durante operaciones de pruebas de pozo, control de pozo o cierres del pozo.

A continuación, se muestra en la Figura 4, los componentes principales del Cabezal de pozo, para dar una noción global de su funcionamiento.

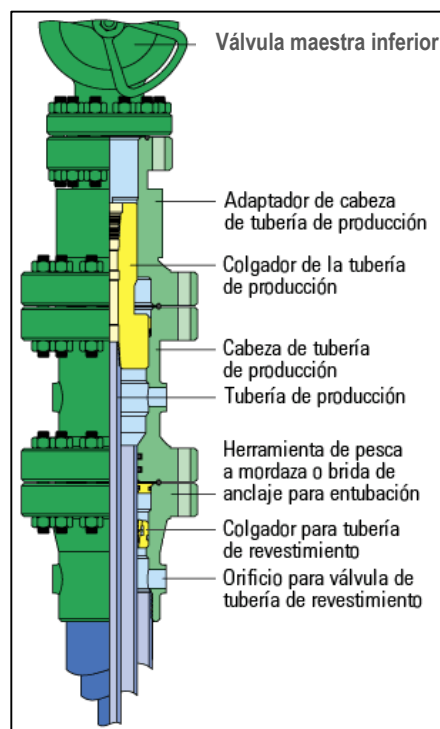


Figura 4. Cabezal de Pozo. Long Beach City College . (2019) Petroleum Course 1. Equipos de Subsuelo. Tomada de <https://n9.cl/knox>

4.3.1.1.1. *Componentes del cabezal de pozo:* Para ahondar en este importante dispositivo se presentan sus partes y cada uno de sus subcomponentes y el funcionamiento específico de cada pieza, a fin de darle la importancia que implica dentro de las operaciones de campo. Entre los subcomponentes de un cabezal de pozo, tenemos:

Cubierta del Cabezal revestidor (Tubing Spool):

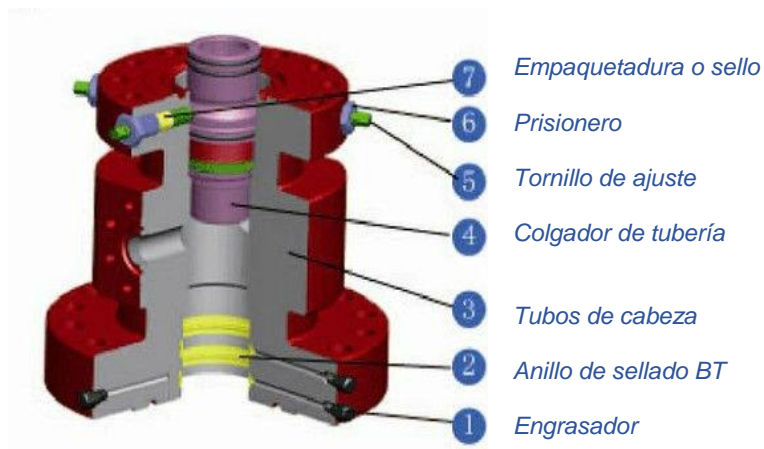


Figura 5. Tubing Spool. Oilfield Instrumentation Online.(2019). Oilfieldsupply. Well control. Tomada de <https://n9.cl/ovpx>

Tal como se puede verificar en la Figura 5, la cubierta del cabezal posee una cavidad donde se instala el “*Tubing Hanger*” del siguiente revestimiento, en la parte superior termina en un *Flanche* donde son colocadas las preventoras en operaciones de perforación, posteriormente la preventora es reemplazada por un árbol de navidad para las operaciones de producción.

Está conectada en la parte inferior con el revestimiento sobre el cual se instaló, mediante rosca hembra o rosca macho, en el caso de pozos someros, y se instala mediante soldadura en el caso de pozos profundos.

Posee, además, dos salidas laterales donde se conectan líneas de producción de 2 pulgadas de diámetro, en nuestro caso, que pueden ser roscadas o con Flanche, en estas salidas se conecta manómetros que permiten supervisar la presión en el anular. Vale la pena mencionar, que el diámetro interno mínimo de los componentes de Cabeza de pozo debe ser de 1/32 de pulgada mayor al diámetro para correr una herramienta.

Colgador de Tubería (Tubing Hanger)-Tipo Mandril:

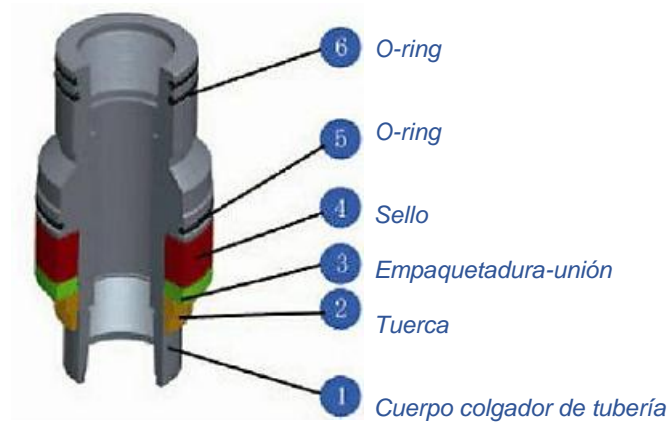


Figura 6. Tubing Hanger. Oilfield Instrumentation Online.(2019). Oilfieldsupply. Well control.

Tomada de <https://n9.cl/e2tc>

El reconocido Tubing Hanger es un elemento ubicado en el extremo superior de la tubería de producción, en el cabezal del pozo, su función es soportar el peso de la sarta de tubería de producción y asegurar un aislamiento hidráulico entre la tubería de producción y el espacio anular,

mediante un sistema de sellamiento. A continuación, se muestra en la Figura 7, las partes que conforman el Tubing Hanger:

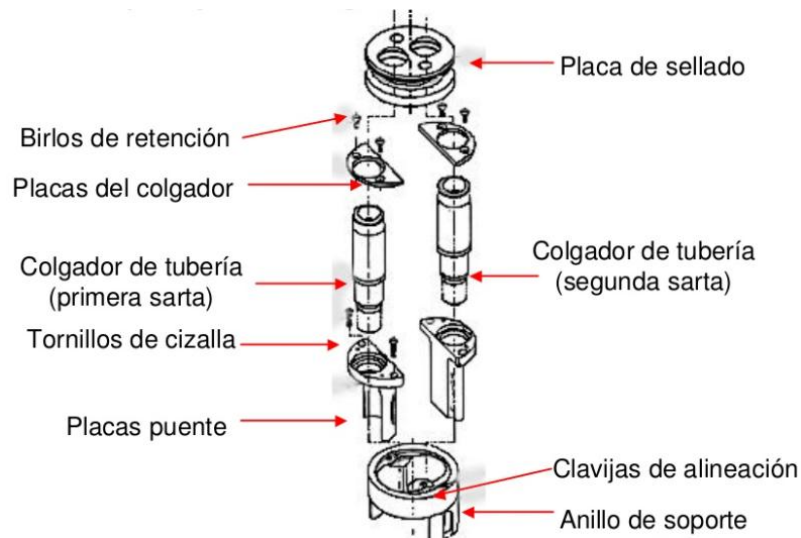


Figura 7. Componentes del Tubing Hanger. Oilfield. Oil Wellhead Equipment (2019). Tubing Head Spool / Tubing Hanger Long Service Life. China. Tomada de <https://n9.cl/00yo>

Además de los ya mencionados, el Cabezal de pozo también cuenta con estos componentes básicos:

- ✓ *Sellos de aislamiento. (Isolated seals):* Se trata de un mecanismo que sella el diámetro externo al final de la sarta de revestimiento el extremo inferior que tiene el Tubing head o el casing spool el cual se encuentra instalado enseguida y constituye la sección próxima.
- ✓ *Bridas adaptadoras. (Adapter flange or Tubing bonnets):* Son accesorios que conectan la última sección del cabezal con el árbol de navidad.
- ✓ *Sellos de conexión. (Ring gasket):* Son anillos de compresión que ofrecen un sello hermético entre los secciones.
- ✓ *Protector de prueba. (Test protector):* De acuerdo con el diseño del colgador, puede funcionar como Pack-Off primario cumpliendo como función el sellamiento del anular

entre el Casing Head y la sarta de revestimiento, o puede cumplir su función como protector de prueba aislando el area de carga de las cuñas evitando la sobrepresión hidráulica.

4.3.1.2. *El Árbol de producción:* También llamado Árbol de Navidad, constituye el equipo de control de flujo de un pozo, el cual está compuesto por una serie de válvulas, bridas, cuerpo estrangulador y conectores, que permiten controlar la producción de fluidos y el acceso a una sarta de producción abierta. Dentro de las funciones principales del Árbol de navidad, están: control del flujo, prevención de reventones, cierre de pozo, permitir la inyección de materiales entre los espacios anulares, manipulación de las válvulas, medición y control de presión en anular, introducción de herramientas de monitoreo al pozo, entre otros.

4.3.1.2.1. *Componentes de un árbol de producción:*

Los componentes del árbol de producción incluyen los siguientes accesorios:

- **Manómetro:** Es un dispositivo que indica la presión con que se está operando y permite la manipulación de esta variable en el pozo, en los anulares o del Tubing y en el Casing.
- **Válvulas:** Son dispositivos elaborados en acero de alta resistencia, de distintos diseños y configuraciones, sin embargo, en el árbol de producción, solo se pueden instalar Válvulas de compuerta o válvulas de tapón ya sean con flanches o roscadas. Su función es regular o restringir el flujo de los fluidos.
- **Válvula de Pistoneo o corona:** Restringe la presión y permite el acceso al pozo para trabajos con líneas de cable, tuberías continuas o Coil tubing, reparaciones o trabajos de Workover, entre otros.

- **Válvulas de Ala o Laterales:** Están ubicadas a los lados del árbol de Navidad, su función es controlar o cerrar la producción. En el campo materia de estudio, los árboles de Navidad, vienen equipados con dos válvulas laterales, una que se usa como válvula principal de flujo de producción y la otra como válvula de matar o de control del pozo.
- **Válvula de Suabeo:** Se encuentra ubicada en el extremo superior del árbol de Navidad, de modo que facilita el acceso en forma directa al pozo para la realización de intervenciones u operaciones conducidas por guaya fina, coiled tubing, guaya eléctrica o por una unidad de snubbing.
- **Brida de Medición o tapa:** Es un elemento que sella la parte superior del árbol, retirando esta brida se consigue acceso a las tuberías y al retirar esta brida, se puede instalar un manómetro.
- **Cruz de Flujo:** Es un elemento que permite correr herramientas en el pozo mientras que, la producción continúa llegando a la línea de flujo.
- **Estrangulador o Choque:** Es un dispositivo que, al igual que una válvula, permite controlar el flujo de los fluidos, pero el estrangulador en particular se puede maniobrar para controlar las cantidades de gas producidas, así como el arenamiento en los pozos o posibles invasiones de agua. En ocasiones ayuda para regular la parafina, ya que reduce los cambios de temperatura; mediante el manejo y la restricción de presiones y así mismo ayuda a conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de los pozos.
- **Válvulas Maestras:** Esta ubicada en el Tubing Hanger y permite que el pozo fluya o sea cerrado. La válvula maestra superior es de uso regular, mientras que la válvula maestra inferior se usa únicamente en caso de que la válvula de servicio regular no esté en funcionamiento o presente averías.

Hay que tener presente que en el árbol de navidad debe ser verificado el diámetro interno antes de su instalación y haberle hecho pruebas de presión con presión de trabajo.

A continuación, se detallan las partes del árbol de navidad:

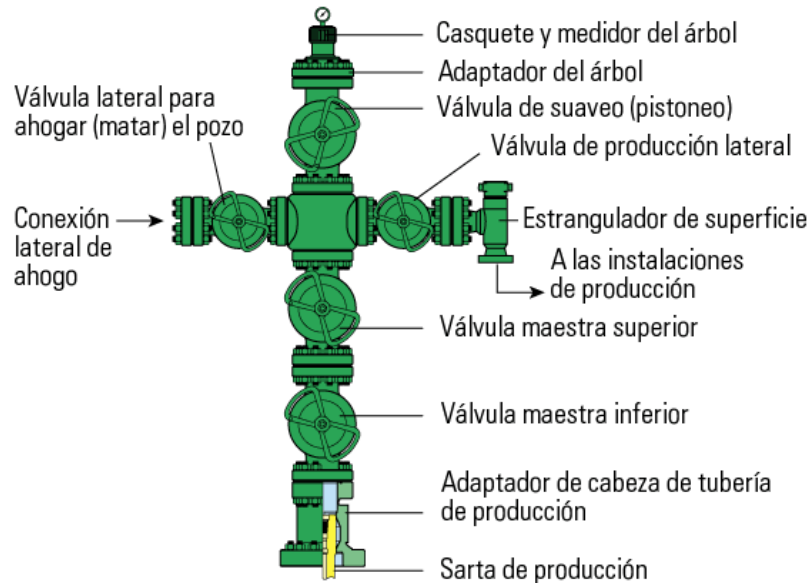


Figura 8. Componentes de un árbol de producción. Tomada de Henri C. "Well production practical handbook". Insitu francais du petrole publications technip, 2003.

Ya conociendo las partes que conforman el árbol de navidad y la función de cada una de ellas, se inicia con la información de interés operativo en un campo de producción petrolera:

4.3.2. Mantenimiento de Conexiones:

Las regulaciones legales vigentes colombianas, exigen óptimas condiciones en las conexiones de superficie en pozos petrolíferos, razón por la cual es necesario velar por que eso se cumpla y mantener un Plan de mantenimiento preventivo que permita equipos y conexiones en perfecto estado. Por ende, citaremos algunos procedimientos y consideraciones usuales al momento de crear un Plan de Mantenimiento preventivo.

4.3.2.1. Caso 1: Cambio de Válvula de cabezal puesto que no abre o cierra

En este caso, no le funciona el mecanismo a la válvula y, por ende, la perilla gira sin abrir la válvula, deduciendo que tiene el perno roto.

4.3.2.1.1. Consideraciones antes de cada operación:

- ✓ Informar a los integrantes del equipo de trabajo acerca de la operación que se llevará a cabo. Alistar las herramientas a emplear en el procedimiento.
- ✓ Tener anillos selladores compatibles.
- ✓ Cerciorarse de que el contrapozo se encuentre sin ningún fluido y se encuentre completamente limpio.
- ✓ Tener a la mano lubricador y tapones probados, dado el caso que se requiera insertar algún tapón en el cabezal de producción.

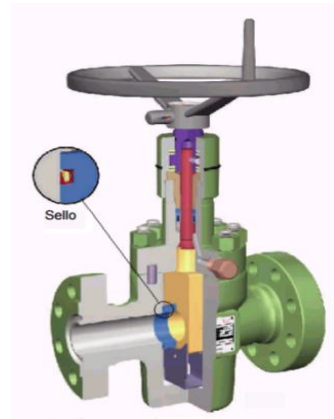


Figura 9. Válvula de mariposa usada en el árbol de producción. O en los laterales del cabezal de pozo. Tomada de Manual de terminación y mantenimiento de pozos. Slb.2001

✓ Tener listas y probadas a una presión superior a las condiciones de presión de trabajo y con sus pistas de sello revisadas, verificando previamente que coincidan los diámetros y librajes con las válvulas a reemplazar.

4.3.2.1.2. Procedimiento Operativo: En caso de que la Válvula no se pueda abrir, será necesario usar un lubricador para abrirla o una herramienta para perforar la compuerta y posteriormente cambiarla o repararla, de acuerdo con la necesidad.

- i) Constatar el funcionamiento interno de la válvula
- ii) Cambiar los rodamientos averiados en caso de que la perilla de la válvula no gire.
- iii) En caso de que la perilla de la válvula gire, debe cambiarse el perno del vástago, pues este se encuentra roto.
- iv) Operar la válvula y verificar su funcionamiento para abrir y cerrar.

Para cambiar el perno de corte del vástago, se deben seguir los siguientes pasos:

1. Verificar que la válvula se encuentre bajo presión en la línea, para llevar a cabo la operación de cambio de perno, dado a que esta es una condición indispensable para el trabajo a realizar.
2. Con una llave Stilson 24, cuidadosamente gire y elimine la cachucha del rodamiento.
3. Valiéndose de un Punzón, retire el perno del adaptador y verifique que no esté averiado.
4. Verifique el estado del adaptador del Vástago y retírelo.
5. Retire los rodamientos y las pistas del adaptador.
6. Lubrique los rodamientos y pistas nuevas y coloque cada rodamiento en medio de dos pistas.

7. Limpie y lubrique el adaptador del vástago e instale en la parte superior del adaptador un juego de pistas y rodamiento y repita este paso para la parte inferior del adaptador.
8. Ubique el adaptador del vástago en el vástago tal como lo encontró al inicio de esta operación.
9. Nuevamente con la ayuda de un punzón, empuje el perno hasta que no sobresalga del adaptador, sin golpear ninguna de las piezas.
10. Reemplace el anillo “O” (O-ring) de adaptador si es necesario.
11. Verifique que ninguna pieza haya quedado pegada con grasa en el interior de la cachucha.
12. Limpie y lubrique las roscas de la cachucha e instálela usando una llave Stilson 24.
13. Confirme que el hombro del vástago no esté en contacto con el hombro del bonete, girando el adaptador en sentido contrario a las manecillas del reloj.
14. A través de la cachucha, inyecte grasa hasta que el exceso salga por el orificio de alivio.
15. Verifique el funcionamiento de la válvula.

Tenga en cuenta que el O-ring del adaptador puede permitir la instalación del rodamiento y pistas superiores.

En caso de que sea necesario cambiar la válvula, considere lo siguiente:

1. Desahogue la presión de TR muy lentamente a través del otro brazo del Cabezal de producción.
2. Inserte un tapón en la rosca del cabezal para poder hacer el cambio de válvula, si esta se encuentra ubicada enseguida del cabezal y se averió estando abierta. Use lubricador para esta operación y tenga en cuenta que el diámetro del tapón debe ser equivalente al diámetro de la válvula.

4.3.2.2. Caso 2: Cambio de yugos dañados en el cabezal de producción.

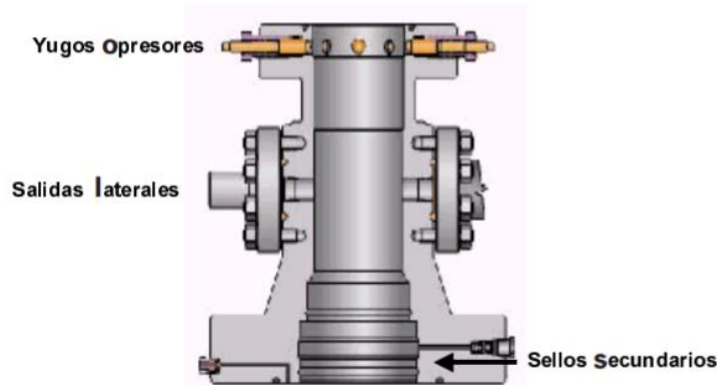


Figura 10. Yugos del cabezal de producción. Tomada de Manual de terminación y mantenimiento de pozos. Slb.2001.

4.3.2.2.1. Procedimiento Operativo:

1. En caso de que algún Yugo se encuentre averiado o la presión esté pasando a través de ellos, deberá cambiarse éste. Para ello, se debe tener en cuenta los siguientes pasos:

- i) Activar la válvula de contrapresión que se encuentra en la brida del Cabezal y comprobar que no esté entrapada presión entre el Bonete y el Cabezal.
- ii) Luego de eliminar la presión del sistema, debe ser extraído el Yugo, a través de la contratuerca, la cual debe sacarse completamente.
- iii) Obtenido el Yugo, se debe constatar que la rosca interior se encuentre limpia, en perfecto estado y que no tenga en su interior ningún tipo de empaque.

2. Antes de cambiar el Yugo, considere:

- i) Usar empaques grafitados o metálicos para el Yugo.
- ii) Meter en la rosca que se encuentra al interior del cabezal el Yugo, para luego retraerlos nuevamente.
- iii) Colocarle al Yugo la Contratuerca.

Es necesario recordar que existe operaciones de mantenimiento correctivo (cambio de cabezal de pozo o de arbolito de producción) que implican mayor riesgo y que en estas se deben tomar mayores medidas de control para evitar un siniestro.

4.3.2.2.2. Operación del equipo de Superficie

Cierre de pozo:

Este procedimiento, se realiza cuando sea necesario suspender totalmente la producción de fluidos del pozo y se realiza de la siguiente manera:

- i) Tome nota de los datos de cabeza de pozo (presión y temperatura).
- ii) Cierre la válvula de ala o lateral (De ahogar el pozo)
- iii) Cierre la válvula master superior
- iv) Cierre la válvula lateral automática, absténgase de hacerlo empujando el botón del piloto de relevo (puede ocasionar daños en los empaques del mismo), hágalo cerrando el paso de gas hacia los sensores, utilizando el regulador de baja, el botón del piloto caerá por sí sólo y exhostará la presión del tambor de la válvula a través del venteo

- v) Si el piloto de relevo tiene válvula de regulación de ¼", ciérrela antes de suspender el gas hacia los sensores, y hecho esto, ábrala lentamente para regular el venteo de gas del tambor.
- vi) Tome la hora exacta del cierre.

Apertura del pozo en flujo natural.

- i) Abra la válvula lateral automática, restableciendo la presión hacia los sensores con el regulador de baja (la presión de salida del regulador debe ser cercana a 50 PSI; ayude manualmente a restablecer la posición del botón del piloto del relevo. Si se encuentra activo el PSL de la línea por la ausencia de flujo, utilice el pin o pasador para mantener el botón del piloto arriba; en este momento la válvula se abrirá.

NOTA: Si el piloto del relevo tiene adaptado válvula de regulación de ¼", ésta se debe cerrar antes de normalizar la presión hacia los sensores, y hecho esto, abrirla lentamente para dar paso de gas hacia el tambor de la válvula.

- ii) Abra lentamente la válvula master superior con el fin de descargar poco a poco la presión del pozo (tenga mucha precaución en pozos con alto GOR o cuando la presión aguas debajo de la válvula sea elevada), hasta que se equilibre la presión aguas arriba y abajo hasta la tee o cruz.

- iii) Abra lentamente la válvula Lateral (Wing valve) para descargar poco a poco la presión del pozo, tenga suma precaución en pozos con alto GOR o para aliviar altas presiones acumuladas en el pozo.

- iv) Quédese un tiempo prudente en el área y tome datos de cabeza de pozo (presión y temperatura).

- v) Regrese al pozo cuando éste se haya estabilizado, y tome nuevamente datos de cabeza de pozo; confróntelos con los datos tomados al momento de abrir el pozo y con los obtenidos antes de cerrar el pozo; analice cualquier cambio o alteración de los valores.

NOTA: Si por alguna circunstancia requiere cerrar la válvula master inferior (trabajos de registro de presión estática del pozo con memorias sentadas en fondo presentando paso la master superior, la Válvula lateral y la lateral automática). Sentadas más no colgadas. Ya que cuando están colgadas no se puede cerrar ni la master inferior ni la master superior ni la válvula de suabeo, ya que se cortaría el cable y se generaría un “pescado”. Al momento de abrir nuevamente el pozo, abra primero la master inferior y las restantes válvulas de acuerdo con los pasos descritos anteriormente.

Se debe evitar siempre regular el fluido del pozo con la válvula master inferior, por tal motivo si se requiere cerrar, cierre primero las restantes válvulas del árbol como se describió anteriormente, dejando ésta para cerrarla al final.

Precauciones:

- ✓ Siempre que se tenga que cerrar o abrir un pozo se debe avisar a la Estación donde fluye dicho pozo.
- ✓ Siempre abra los pozos lentamente.
- ✓ El pozo debe cerrarse con la válvula de brazo (Wing Valve).
- ✓ Cuando se deba accionar una de las válvulas maestras en un pozo que tenga más de una, procure accionar la que se encuentra más arriba. Tenga en cuenta que éstas válvulas, deben tener la menor manipulación posible.
- ✓ Las válvulas de los arbolitos de navidad necesitan ser engrasadas periódicamente o por lo menos dos veces al año. El no hacerlo puede causar atascamiento y/o escapes.

4.3.3. Líneas de flujo: Las líneas de flujo son aquellas tuberías que unen el árbol de navidad con el cabezal del manifold o múltiple, a través de los cuales se transporta los fluidos producidos de los pozos hasta las estaciones de recolección o la batería.

4.3.3.1. Accesorios de la Línea de Flujo: Son los elementos que debe poseer la línea, los cuales deben ser instalados durante los trabajos de construcción de esta, con el fin de evitar la necesidad de realizar trabajos en caliente cuando la línea se encuentre ya en uso.

- **Flange ó Flanche Ciego**
- **Codos, Toes, Uniones, Nipples y Reducciones**

Una distribución de estos accesorios es la siguiente:

En cabeza de pozo (línea oblicua)

- a. Coupling de $\frac{1}{2}$ " a las 12:00 M. (instalar seguridades de cabeza de pozo).
- b. Coupling de $\frac{1}{2}$ " ó $\frac{3}{4}$ ", a las 9:00 A.M. o 3:00 P.M. (instalar termo pozo en acero que resista altas presiones).
- c. Coupling de $\frac{1}{2}$ " a las 9:00 A.M. o 3:00 P.M. (instalar toma muestra).

En cabeza de pozo (línea horizontal)

- a. Coupling de $\frac{1}{2}$ " a las 6:00 P.M. en la tee que une la línea oblicua y la línea horizontal (muestreo para BS&W, salinidad y API).
- b. Coupling de $\frac{1}{2}$ " ó $\frac{3}{4}$ " a las 12:00 M. (reserva posible instalación accesorio para evaluar corrosión o incrustación).
- c. Coupling de $\frac{1}{2}$ " a las 12:00 M. (instalar manómetro para visualizar presión de la línea).
- d. Coupling de $\frac{1}{2}$ " a las 12:00 M. (reserva posible aplicación de producto químico).

Llegada a manifold

- a. Coupling de $\frac{1}{2}$ " a las 12:00 M. (instalar manómetro).
- b. Coupling de $\frac{1}{2}$ " a las 9:00 A.M. o 3:00 P.M. (instalar toma muestra; evite sitios con flujo laminar).
- c. Coupling de $\frac{1}{2}$ " ó $\frac{3}{4}$ " a las 12:00 M. (reserva, permite instalar equipo evaluar corrosión incrustación).
- d. Coupling de $\frac{1}{2}$ " a las 12:00 M. (reserva, permite aplicar químico).
- e. Coupling de $\frac{3}{4}$ ó $\frac{1}{2}$ " a las 12:00 M. (instalar termo pozo en acero que resista alta presión).

4.3.3.2. Prácticas y problemas en la Operación de Líneas de Flujo

- **Prueba de una Línea de Flujo**

Siempre es aconsejable hacer prueba de presión a las líneas de flujo; a no ser cuando operan a muy baja presión. Generalmente se prueban con agua.

La presión de prueba recomendada es 1.5 veces la presión de trabajo, siempre y cuando no exceda el 95 % de la resistencia a la presión de la pared más débil de la línea.

- **Otras Prácticas**

En pozos de flujo natural debe instalarse una válvula de bloqueo cerca al árbol de navidad para poder drenar la presión cuando se requiere cambio de choques. Es práctica usual, colocar una válvula de 2" entre la Wing Valve y la válvula de bloqueo, para efectos de drenaje o para tender las líneas al quemadero ó bien sea alinear el pozo que se vaya a poner a prueba, desde el anular hasta el brazo de producción después de la Wing Valve (derecha o izquierda), de manera que cuando haya un exceso de presión, se pueda realizar la regulación de manera manual y bajo supervisión.

- **Problemas Operacionales**

Unos de los problemas más frecuentes en las líneas de flujo son la corrosión y la formación de costras en la pared interna de la tubería, por lo tanto, periódicamente debe hacerse inspección de los espesores de la pared.

Cuando existe el problema de producción de arena se recomienda instalar válvulas intermedias que permitan bombear agua para limpiarla.

- **Volumen Interno**

Una buena práctica para calcular rápidamente el volumen interno de una línea de flujo, es elevar al cuadrado el diámetro interno (PLG). La cifra resultante es el volumen en barriles por cada 1000 pies.

5. **Manifold o múltiple de recibo**

5.1.Descripción

El múltiple de recibo o manifold se compone por un conjunto de tuberías colectoras, válvulas y accesorios que toman la producción de varios pozos y permiten disponer los fluidos bien sea por una línea de flujo general o de prueba, de manera independiente mediante la operación de algunas válvulas, con adecuación para inyección de químicos o tomar muestras de fluidos.

A través de una disposición apropiada de válvulas, se direcciona el flujo de fluidos por la línea general (línea de flujo de 6") y estos como una mezcla de los fluidos de producción de varios pozos, llegan a su respectiva estación de tratamiento, donde se procesan hasta cumplir con las especificaciones de despacho requeridas por el cliente.

Cuando se requiere poner a prueba un pozo éste debe ser direccionado a la línea de prueba (línea de flujo de 4") a través de las múltiples conexiones de este sistema y una adecuada manipulación de válvulas, será más fácil la distribución, el control del flujo y el manejo de los pozos, donde podamos probar y verificar el psi, el caudal, BS&W, salinidad, API y demás características propias

de los fluidos producidos por un pozo determinado, permitiendo su aislamiento y sometimiento a pruebas de laboratorio o pruebas individuales de producción.



Figura 11. Múltiple de recibo. Maco Ingeniería. Servicios mecánicos. Villavicencio. 2019 Tomada de <https://macoingenieria.com/Mecanicas.html>

5.2. Partes

En el sentido de flujo, el Manifold o múltiple de recolección está compuesto por:

- **Válvula de bola alta presión:** Permite aislar la línea de flujo del pozo del manifold, para realizar labores de limpieza, mantenimiento y/o cambio de la válvula cheque o del choke ajustable.
- **Válvula de retención o cheque:** Consta de una lengüeta en acero fundido que permite el flujo en un solo sentido. Evita el reflujos de los pozos y vasijas a los cuales está conexas el cabezal, especialmente en los casos de ruptura de la línea de flujo.

El sitio donde se visualiza la apertura interna en la válvula de retención se conoce como *Lengüeta o Flapper* el cual se localiza donde coincide la ranura del cuerpo cilíndrico exterior con la línea numerada del *Flapper*, siendo éste solidario con el desplazamiento del obturador.

Un Flapper debe estar perfectamente calibrado para garantizar un óptimo funcionamiento, esta calibración se realiza de la siguiente manera:

- i. Suelte la mariposa y/o tornillo que fija el vernier al obturador (el vernier se moverá libremente).
- ii. Proceda a cerrar totalmente el choque hasta que sienta el contacto con la silla (procurar no generar fricción innecesaria entre el obturador y la silla para prevenir daños prematuros del material de recubrimiento).
- iii. Ubicar la línea del cero (0) del vernier coincidente con la ranura del cuerpo cilíndrico fijo del choque y ajustar la mariposa y/o el tornillo de fijación del vernier (ahora el vernier se moverá solidario con el desplazamiento del obturador).
- iv. Ajustar el choque requerido manipulando el volante del mismo.

Lo anterior, cumple como propósito:

- Permite crear restricción de producción a un pozo de flujo natural.
- Controla regímenes intermitentes de producción de un pozo inestable “Batch” cuando el separador no lo maneja eficientemente (cierre continuo por PSH y/o LSH).

- Descarga de forma controlada y segura una alta presión represada aguas arriba de él (cierre del separador y presurización de la línea de flujo hasta el punto del PSH del pozo).

Por norma, el choque ajustable debe estar totalmente abierto en pozos de levantamiento artificial.

- **Válvulas de bola de conexión** A través de su manipulación, permite seleccionar la vasija hacia donde se desea trasegar la producción del pozo.

Es de suma importancia que cuando en una estación los separadores operan a diferente presión y la presión de cabeza de los pozos varía ostensiblemente (ejemplo 1.500 y 100 psi) cualquier cambio en el manifold requiere de mucho cuidado con el fin de no generar un golpe de ariete en una vasija (si se pasa bruscamente un pozo de alta presión a un separador de baja presión y/o si en un momento dado quedan comunicados dos separadores de diferente presión de operación, ejemplo 150 y 40 psi, dado el caso en Estación, sería necesario “matar” un pozo de baja presión (27 psi en cabeza) si se hace pasar por un separador de alta presión (300 psi). Los datos del rating de presión de las válvulas son calculados a 100 °F de temperatura.

5.3.Válvulas

5.3.1. **Definición General y Tipos de Válvulas:** Una válvula es un elemento mecánico que puede accionarse de forma manual o remota, mediante el cual se regula, permite o impide el paso de cualquier fluido a través de un ducto o instalación industrial.

Gracias al diseño y materiales con que se elaboran, las válvulas pueden cumplir con su función de abrir y cerrar, conectar y desconectar, regular, modular o aislar caudales o presiones de cualquier tipo de fluido, desde el más simple hasta el más corrosivo o tóxico, así como proteger de sobre presiones o depresiones un sistema; su tamaño puede variar desde una fracción de pulgada hasta más de 72" de diámetro, también tienen la capacidad de trabajar con presiones que oscilan desde el vacío hasta más de 20.000 lb/in², equivalente a 140 Mpa, así como tolerar temperaturas que van desde las criogénicas hasta 1500 °F que equivale a 815 °C.

Lo correcto en el funcionamiento de las válvulas es que no presenten ningún tipo de fuga, por lo que se espera que el sellado sea completo.

Las válvulas se pueden clasificar por la forma de cierre, por el tipo de accionamiento o por la función que realizan. En este manual únicamente entraremos en detalle de las válvulas utilizadas, que son las siguientes:

- a) Válvula de Compuerta (Gate Valve)
- b) Válvula Cheque o de Retención (Check Valve)
- c) Válvula de Bola (Ball Valve)
- d) Válvulas de Diafragma
- e) Choque ajustable

5.3.2. Válvula de Compuerta (Gate Valve)

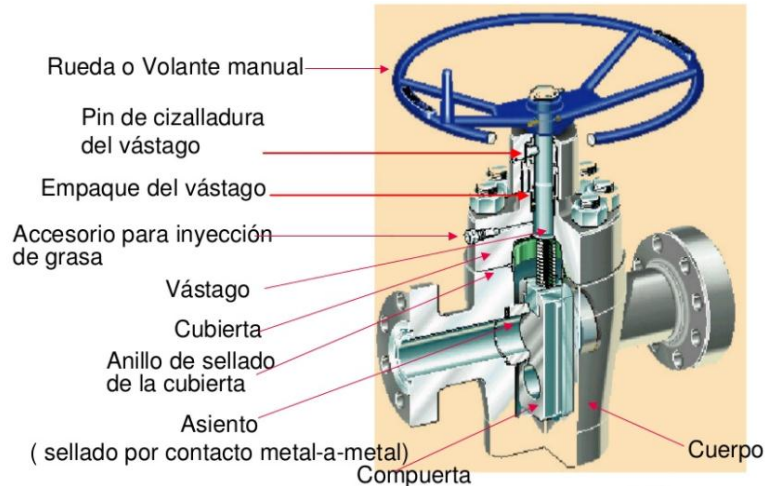


Figura 12. Válvula de compuerta y sus partes. Tomada de: Cabezales de pozo y árbol de navidad.

Programa de entrenamiento acelerado para supervisores. Slb. 2014.

Esta válvula consta de algunas vueltas que, al girarlas, permiten cerrar una compuerta de forma vertical sobre un asiento plano. Esta válvula funciona de modo ON-OFF, dejando o no pasar fluidos, por lo cual no se debe usar para regular presiones o flujos. Si estas válvulas se usaran inadecuadamente, puede generar fugas debido al desgaste prematuro de sus partes.

Es ideal para aislar equipos o líneas de flujo y en arboles de producción. Es muy usada en la industria petroquímica puesto que facilita estanqueidades de tipo metal-metal y son opción en manejo de fluidos agresivos o corrosivos industriales una vez determinado sus condiciones de operación (fluido-presión-temperatura).

Precaución: Este tipo de Válvula no debe usarse para control o estrangulación de pozo, debido a se genera erosión del disco y al funcionar parcialmente abierta se generan vibraciones y su posterior bloqueo. Su operación y maniobra debe realizarse lentamente y no tan frecuentemente, pues sus piezas se desgastan por la fricción. Debe emplearse en fluidos ininterrumpidos y limpios.

Es recomendable para:

- ✓ Baja resistencia al flujo.
- ✓ Aperturas o cierres totales. No estrangulamiento.
- ✓ Uso no frecuente.
- ✓ Bajas cantidades de líquidos atrapados en tubería.

Ventajas:

- ✓ Sello hermético
- ✓ Costo bajo.
- ✓ Fácil operación
- ✓ Baja resistencia al flujo
- ✓ Tolerancia a altos caudales.

Desventajas:

- ✓ Gran tamaño y excesivo peso que dificultan su mantenimiento e instalación.
- ✓ Deber ser lubricada periódicamente.
- ✓ No permite aperturas parciales de flujo.
- ✓ Genera cavitaciones con bajas presiones
- ✓ Su operación requiere gran esfuerzo
- ✓ Se generan fugas y desgastes por fricción causada por el flujo y la operación.
- ✓ Debe operarse muy lentamente y no debe forzarse a través de llaves o palancas.
- ✓ Si se abre rápidamente, se genera choques hidráulicos en las líneas de flujo.

- ✓ Solo debe operar con fluidos limpios.

Para su adquisición se debe especificar:

Dentro de los parámetros a tener en cuenta al momento de comprar una válvula de compuerta están: Características de las conexiones en los extremos, tipos de compuerta, de asiento, de bonete, de vástago, de empaquetaduras, así como la presión y la temperatura de operación, el diseño, el material de preferencia.

Variaciones comerciales:

- Disco doble, Cuñas de tipo macizo, flexible o dividida.
- Diseñada en materiales como Bronce, hierro, acero forjado, hierro fundido, Moner, acero inoxidable, acero fundido, PVC.
- Diversos componentes en su estructura de acuerdo con las características requeridas.

5.3.2.1. Instrucciones importantes al momento del mantenimiento o instalación:

- ✓ Siempre enfriar el sistema cuando cierre una línea de líquidos a altas temperaturas o al verificar que las válvulas se encuentren cerradas.
- ✓ Nunca operar las válvulas de manera forzada mediante llaves o palancas.
- ✓ En caso de encontrarse una fuga en la válvula, debe corregirse de inmediato.
- ✓ Realizar lubricación periódica de las piezas.
- ✓ Al abrir la válvula, debe hacerlo muy lentamente a fin de evitar choque hidráulico en la línea de flujo.

- ✓ Al cerrar la válvula recuerde hacerlo lentamente, esto permitirá una fácil descarga de mugre o sedimentos atrapados.

5.3.3. Válvula de Cheque o de Retención (Check Valve)

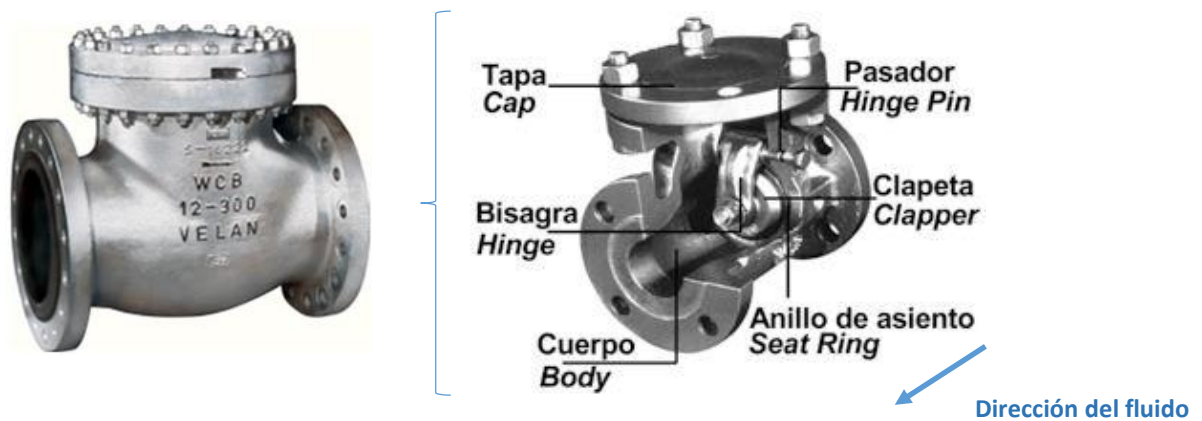


Figura 13. Válvula de retención o “check”. Independent oil tools pty ltd. (2019) Valveworks USA. Tomada y adaptada de: <https://n9.cl/lux>

Las válvulas de retención, también conocidas como válvulas antirretorno o válvulas "check", las cuales cierran completamente el paso de un fluido en un sentido de circulación, mientras permite el flujo libre en sentido contrario. Es de fácil y rápida operación, puesto que el recorrido del obturador a la posición de apertura completa es mínimo.

En el interior de la válvula encontramos una claveta oscilante, la cual es levantada gracias al efecto de la presión del fluido aguas arriba, estando abierta mientras haya presión, luego al reducirse la presión, cae el empuje y se baja la claveta generando el cierre al paso del fluido en sentido contrario al flujo dentro de la línea.

Esto, significa que en caso de un flujo a contrapresión aguas abajo, generara un cierre instantáneo y hermético, en otras palabras, se bloqueara el paso de fluidos. En caso de que esta acción se genere bruscamente, el impacto repentino de la claveta se puede aliviar mediante un resorte exterior o un contrapeso.

En el mercado encontramos variedad de diseños en este tipo de válvulas, entre ellas las de tipo columpio en la cual la presión de fluido abre un disco interior que retorna a su posición inicial cuando el fluido deja de pasar. De igual modo, encontramos las Check de Resorte, mediante el cual se detiene el flujo antes que la gravedad cierre la válvula con exceso de fuerza. Así mismo, se consiguen las de Doble puerta o Dúo Check, que funcionan con sistemas de resortes para amortiguar su cierre.

Existen varios **mecanismos que generan golpe de ariete**. El contraflujo en líneas de condensado constituye una de las principales causas de este fenómeno y se da en elevaciones verticales de las tuberías, lo que se evita instalando válvulas Check en cada una de estas coyunturas, gracias a la función que cumplen este tipo de válvulas.

Algunas restricciones de las válvulas de Retención o Check:

Gracias a la facilidad y rapidez de operación, esta válvula generalmente es usada para proteger bombas, además de conocerse como una válvula muy eficaz para la retención de fluidos, es usada

tanto en líquidos como en gas. Sin embargo, no se recomienda cuando se presentan sólidos en suspensión.

Es de aclarar, que este tipo de válvulas previenen el contraflujo mas no la contrapresión. De modo que si una válvula Check se instala luego de una trampa de vapor, se retendrá el condensado pues la presión aguas arriba de la trampa de vapor será menor a la presión aguas abajo dela misma. Haciéndose imposible la descarga de condensado de presión baja a una línea de presión alta.

Una válvula Check no es recomendable cuando un condensado a condiciones altas de operación (presión y temperatura) sea descargado mediante una trampa de vapor hacia una a condiciones inferiores de operación, dado a que se genera vapor flash que luego deberá fluir hacia una línea de recuperación donde se encuentra un condensado subenfriado que podría ocasionar un colapso de este vapor, dado a que le transmitiría el calor latente al condensado y se crea un golpe de ariete.

Es recomendable para:

- ✓ No sea un problema la caída de presión en la válvula.
- ✓ Apoyo en las líneas que cuentan con válvula de compuerta.
- ✓ Si se requiere mínima resistencia al flujo.
- ✓ En tuberías verticales con flujo ascendente.
- ✓ No sea frecuente el cambio de sentido en el flujo dentro de la línea.

Ventajas:

- ✓ Baja turbulencia y bajas presiones dentro de esta válvula.
- ✓ No genera inconveniente al estar completamente visible.

- ✓ Aplicable en líneas de gas, vapores químicos, vapor de agua, agua y aire que circulen a altas velocidades.

Variaciones Comerciales

- De esta válvula se consiguen en tres configuraciones distintas, que pueden ser horizontal, angular o vertical.
- Su funcionamiento se puede generar con esfera o bola, con pistón, de retención para vapor o de con carga de resorte.
- Puede encontrarse fabricada en materiales como: bronce, acero forjado, fofo, hierro fundido, Monel, acero fundido, acero al carbono, acero inoxidable, bronce, hierro, PVC ó CPVC.
- Su estructura interna depende de las condiciones de operación y el fluido a controlar.

5.3.3.1. Instrucciones importantes al momento del mantenimiento o instalación:

- i. Para tuberías horizontales, únicamente se debe instalar la Válvula Check de configuración horizontal, así mismo, en tuberías verticales, se debe instalar en tuberías verticales que manejen flujo ascendente, a partir de la parte baja del asiento.
- ii. En caso de que la válvula no bloquee el contraflujo completamente, deberá revisarse el asiento y su superficie, al igual que el disco.
- iii. En caso de encontrar el asiento averiado o con escoriaciones, éste deberá ser reparado valiéndose de un esmeril o de ser necesario, deberá ser reemplazado.
- iv. En cada mantenimiento u ocasión en que desarme la válvula, deberá limpiar cuidadosamente todas las piezas antes de ensamblar nuevamente.

5.3.4. Válvula de Bola (Ball Valve)

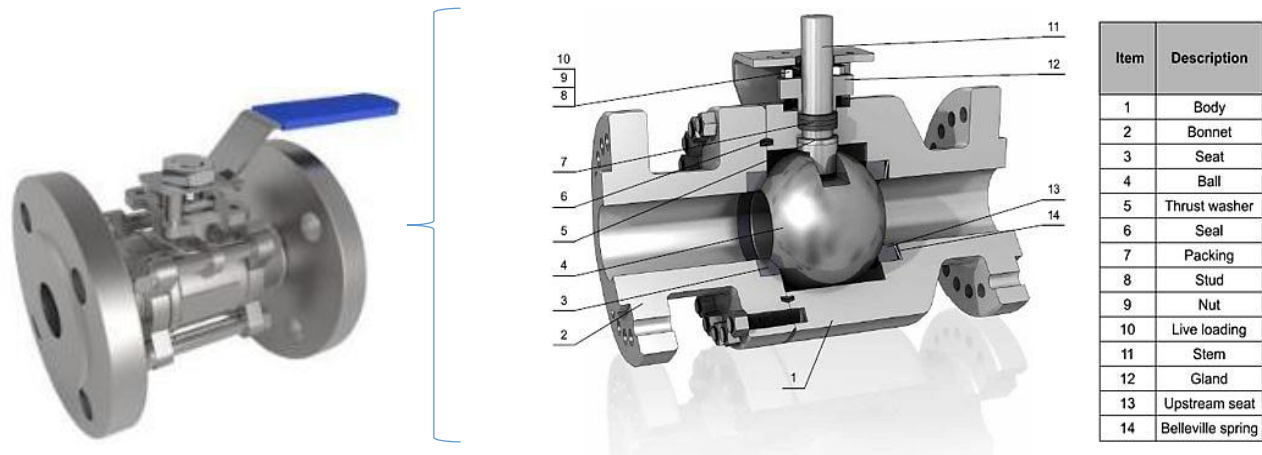


Figura 14. Válvula de bola y sus partes. Tomada y adaptada de: Richard W. Greene. "Válvulas; selección, uso y mantenimiento", Editorial McGraw-Hill.2013

Este tipo de válvulas ofrece un mecanismo simple al igual que una llave de paso, siendo accionadas en un $\frac{1}{4}$ de vuelta y su precisión de regulación es baja. Como ventaja de este tipo de válvulas es la perforación de la bola que permite un flujo directo con reducidas pérdidas de carga.

Las válvulas de bola se usan como sistema ON-OFF, para dejar o no pasar un fluido, por lo cual, si se permite el flujo parcial del fluido, el asiento de la válvula se deforma y sus propiedades de sellado se deterioran generando fugas como consecuencia.

Hay que tener especial cuidado en la operación de esta válvula, dado a que su cierre rápido genera golpe de ariete dentro de las líneas, y por ende, es necesario tomar medidas antes de su instalación para evitar que se genere este fenómeno.

Es recomendable para:

- ✓ *Servicios generales, operación en altas temperaturas y fluidos muy viscosos.*

- ✓ *Suspensión del flujo sin tener que estrangular.*
- ✓ *Abrir rápidamente el paso del fluido.*
- ✓ *Bajas pérdidas de carga y mínima resistencia al paso de fluidos.*

Ventajas

- ✓ Económico.
- ✓ Puede operar en altos caudales.
- ✓ Detiene el flujo en ambas direcciones.
- ✓ Permite el paso del fluido en línea recta.
- ✓ No requiere mantenimientos frecuentes.
- ✓ Bajo torque para lograr un cierre hermético
- ✓ Tolera temperaturas de fluidos hasta de 1450 °F
- ✓ Buena resistencia a la fricción, por lo que no le afectan los sólidos en suspensión.

Valores agregados respecto a otras válvulas

- ✓ Su asiento se mantiene “en tensión”.
- ✓ Equilibra Presión y Temperatura.
- ✓ Extenso tiempo de vida.
- ✓ Soporta cambios bruscos de presión y choques de presión.
- ✓ Sella perfectamente a cualquier presión de operación.
- ✓ Uniformidad en el Torque requerido, que es muy bajo para su operación.
- ✓ Puede ser automatizada.

Desventajas

- ✓ Deficiente para estrangulación.
- ✓ Al cerrar el flujo rápidamente puede generar cavitación.
- ✓ Requiere esfuerzo para operarla.
- ✓ Su sello hermético depende del estado de sus empaquetaduras

Variaciones Comerciales

Este tipo de válvula puede presentarse en las siguientes variedades: Con bola flotante o bola guiada, Con cuerpo soldado, Entrada por la parte superior, Entrada lateral, con cuerpo partido, orificio de tamaño total, orificio de tamaño reducido, tres vías o Venturi.

Así mismo, se puede encontrar con cuerpo elaborado en materiales como hierro fundido, aceros al carbono, hierro dúctil, bronce, aceros inoxidable, latón, aluminio, titanio, circonio; tántalo, también se consiguen en polipropileno o en PVC. Su asiento suele ser fabricado en materiales como: TFE con llenador, Nylon, TFE o Buna-N, neopreno. Además, este tipo de válvula goza de recubrimientos en: Cromo carbonado, Cromo oxidado, Tungsteno carbonado, Dióxido de Titanio, entre otros.

Para su adquisición se debe especificar:

Dentro de los parámetros a tener en cuenta al momento de comprar una válvula de bola están:
Presión y temperatura de operación, tipo de cuerpo, orificio completo o reducido, material de fabricación del asiento y del cuerpo, accionamiento manual o automatizado.

5.3.4.1. Instrucciones importantes al momento del mantenimiento o instalación:

- ✓ El accionamiento de esta válvula puede ejecutarse con volante, palanca o rueda para cadena.
- ✓ En caso de que la válvula sea accionada por palanca, es necesario dejar espacio suficiente para realizar el desplazamiento de la manija.
- ✓ Siempre que se vaya a manipular el interior de la válvula ya sea para su mantenimiento o que se realice su instalación, ésta debe estar en posición (OFF) cerrada.

5.3.5. Válvula de Diafragma (Diaphragm valve)

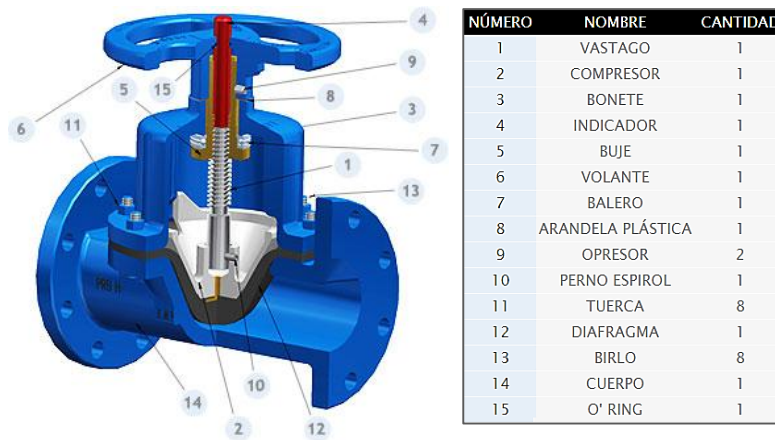


Figura 15. Válvula de Diafragma y sus partes. Válvulas industriales iso9001. (2019) Válvulas Trunion. Tomada y adaptada de: <https://n9.cl/ctwk>

Las válvulas de diafragma, también denominadas “packless”, es decir, sin empaquetadura, Posee múltiples vueltas que generan el cierre del flujo por medio de un diafragma flexible que está unido a un compresor. En el instante en que el vástago de la válvula acciona un descenso en el compresor, de inmediato el diafragma sella en la válvula e impide el paso de fluidos.

Estas válvulas tienen amplias aplicaciones gracias a su diseño de paso recto, a su rápida apertura y su tolerancia a los fluidos abrasivos y/o corrosivos.

A pesar de tener amplias aplicaciones, estas válvulas son poco utilizadas en la industria petroquímica, dado a que únicamente son diseñadas para diámetros pequeños de hasta 12”.

Características generales en válvulas de diafragma:

- ✓ Diámetros en el rango de 0.5" a 12"
- ✓ Temperaturas de operación desde 14°F hasta 350°F de acuerdo a los materiales del diseño.
- ✓ Presiones de operación desde 200 psi hasta 500 psi dependiendo el material de fabricación.
- ✓ Rango de velocidad de acuerdo al tipo de fluido: 15 – ft/s para fluidos limpios y 8-10 ft/s para fluidos con sólidos en suspensión o viscosos.
- ✓ Tipo de conexión con líneas de flujo: Brida, Roscada, Clamp, soldada o con espigón.

Se recomienda para:

- ✓ Estrangulación.
- ✓ Apertura o cierre total del flujo.
- ✓ Frecuente manipulación.
- ✓ En caso de requerir corte positivo para líquidos o gases.

- ✓ Altos deltas en la presión de operación a través de la válvula.
- ✓ Operación con bajas presiones.
- ✓ Si es permitido almacenar en tuberías mínimas cantidades de fluido.
- ✓ Operación con fluidos corrosivos, lodos, productos farmacéuticos, fluidos muy viscosos, alimentos.

Ventajas

- ✓ No requiere el uso de empaquetaduras.
- ✓ Es económica
- ✓ Gracias a sus particularidades, no tendrá fugas por el vástago.
- ✓ Se usa en la industria química, petroquímica, farmacéutica, plantas de energía fósil, Minas, Plantas nucleares y en tratamientos de agua.
- ✓ No se afecta por problemas de obstrucción o corrosión de los fluidos de operación.

Desventajas:

- ✓ Su membrana o diafragma sufre desgaste.
- ✓ Requiere alto torque para cerrarla cuando la tubería esta llena.

Variaciones Comerciales

Este tipo de válvula puede presentarse en las siguientes variedades: Con Vertedero o en línea recta, el material del cuerpo puede ser metálico, en plásticos macizos o con camisa. Así mismo, el diafragma es elaborado en materiales como: Etileno Propileno (EPDM), Viton® (FKM), Buna N (NBR), Butil (CIIR), Neopreno (CR), Caucho Natural (NR) y PTFE.

Para su adquisición se debe especificar:

Dentro de los parámetros a tener en cuenta al momento de comprar una válvula de Diafragma están: Materiales de fabricación para el cuerpo y el diafragma, tipo de vástago, de accionamiento, de bonete, presión y temperatura de operación y conexiones en los extremos.

5.3.5.1. Instrucciones importantes al momento del mantenimiento o instalación:

- ✓ Realizar un mantenimiento periódico preventivo donde se limpie y lubrique sus piezas.
- ✓ Nunca usar llaves, palancas, barras o herramientas para operarla.

5.3.6. Válvulas Choque o Estranguladores:

Este tipo de válvula contiene en su interior un orificio que debe ser de menor tamaño que la línea de flujo en la que se encuentre operando, de modo que permita restringir el flujo, controlar la producción o aplicar contrapresión al pozo.

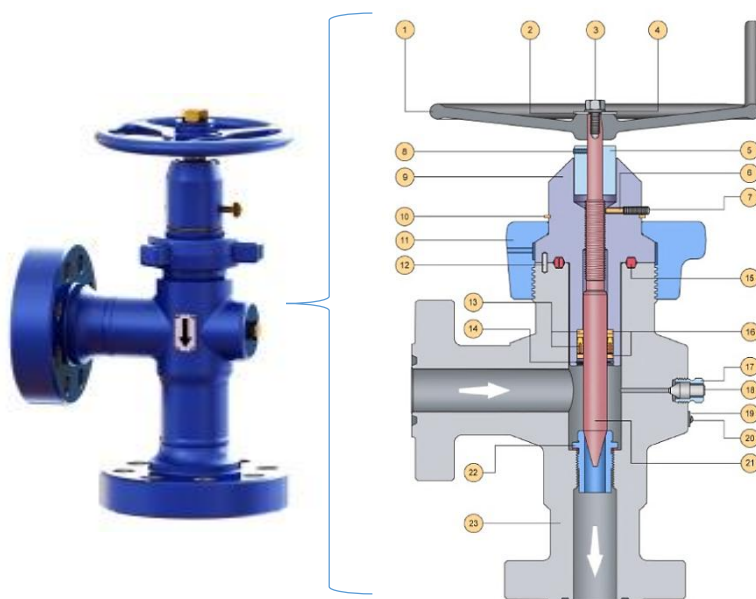


Figura 16. Válvula Choque o estrangulador de diámetro ajustable. Tomada y modificada de Gonzales D. Jorge. “Válvulas” Universidad de Antofagasta, Chile. 2014

De igual modo, estas válvulas se emplean para controlar la invasión de arena o agua, además permite regular parafinas, dado a que reduce variaciones en la temperatura preservando la energía del yacimiento y garantizando una lenta declinación en el pozo. Con lo cual incentiva el aumento de la producción incremental y extiende la vida del pozo.

Un estrangulador o valvula Choque, debe instalarse en el cabezal de producción o en el manifold, pero usualmente es instalado después del “árbol de navidad”.

Precaución: De acuerdo con las normas API 6-A, un estrangulador nunca debe usarse como una válvula convencional de cierre.

5.3.7. Funciones Generales de una Válvula y selección de válvulas

Para tener una noción más organizada acerca de las válvulas, se muestra una subdivisión de acuerdo con la función o servicio que prestan, como se presenta a continuación:

Tabla 1.
Organización de válvulas de acuerdo con su función.

Item	Descripción	Cantidad	
1	Handwheel	Manivela	1
2	Instruction plate	Volante	1
3	Hex Bolt	Tornillo de cabeza Hexagonal	1
4	Flat washer	Arandela plana	1
5	Indicator	Indicador	1
6	Plug	Tapón	1
7	Set screw	Tornillo de ajuste	1
8	Set screw	Tornillo de ajuste	1
9	Bonnet	Capó	1
10	Retainer Ring	Anillo de retención	1
11	Bonnet Nut	Tuerca del capó	1
12	Roll Pin	Pasador	1
13	Packing assembly	Ensamblaje de embalaje	1
14	Retainer Ring	Anillo de retención	1
15	Bonnet Gasket	Junta del capó	1
16	Junk Ring	Anillo de desperdicios	2
17	Gland	Glándula	1
18	Blind Plug	Tapón ciego	1
19	Name plate	Placa de nombre	1
20	Drive Screw	Tornillo de accionamiento	2
21	Needle assembly	Montaje de la aguja	1
22	Seat assembly	Asiento ensamblado	1
23	Body	Cuerpo	1

SERVICIO POR PRESTAR				
VALVULAS	Cierre total o bloqueo del flujo	Estrangulación	Control de flujo	Control de presión
RECOMENDADAS	V. de Compuerta V. de Macho V. de Bola	V. Globo V. Aguja V. en Y. V. de Angulo V. de Mariposa	V. Check o de Retención	V. de relevo Discos de ruptura

Aparte de las funciones ya mencionadas para las distintas válvulas empleadas en un campo petrolero, se tienen las válvulas de seguridad y las válvulas de desahogo:

La *válvula de seguridad* generalmente es utilizada en manejo de vapores o gas. Su función se basa en desahogar la presión y se activa mediante la presión estática aguas arriba de la válvula, lo que genera un disparo automático para su apertura. Usualmente este tipo de dispositivo se encuentra en las calderas.

La *válvula de desahogo*, al igual que la válvula de seguridad, esta válvula desahoga la presión y es activada por la presión estática aguas arriba, sin embargo, esta se diferencia por tener una apertura adicional para el manejo de choques de presión causada por líquidos.

Estas válvulas suelen manejar temperaturas superiores a los 450°F por lo que sus resortes deben elaborarse en acero de carbono y para temperaturas extremas (mayores a 450°F) los resortes deben ser fabricados en aleaciones de Tungsteno o acero inoxidable. Así mismo, estas válvulas tienen recubrimientos anticorrosivos.

Al momento de seleccionar una válvula no solo se debe tener en cuenta el servicio que nos va a prestar, sino que, además, debemos considerar los siguientes aspectos de funcionamiento:

- **Causas de los sólidos en suspensión:** Cuando el fluido está cargado con arena, limo o carbonatos, las válvulas con flujo concéntrico y pasos muy chicos (giros) tienen el inconveniente de que se pueden obturar y quedar fuera de servicio. Para este tipo de servicio probablemente la válvula tipo mariposa sea la más conveniente.
- **Difusión:** Cuando la dispersión proveniente de válvulas de descarga libre tiene alguna objeción, como en el caso de instalaciones eléctricas cercanas, las válvulas de aguja pueden ser una solución adecuada, debido a la descarga concentrada.

Las válvulas tipo mariposa para aperturas parciales y las de chorro divergente efectúan una considerable dispersión del chorro, Debido a estas condiciones, algunas válvulas requieren tanques disipadores.

- **Mantenimiento:** En la selección del tipo de válvula se deben hacer consideraciones de mantenimiento, como lo es la facilidad y frecuencia de las reparaciones, lo que tendrá importancia en los costos de operación y confiabilidad del servicio.

La cavitación es una amenaza siempre presente en válvulas de gran carga y ha sido una de las principales causas de la discontinuidad ocasionadas por las primeras válvulas de aguja, sometidas a requerimientos estrictos de mantenimiento.

- **Selección:** Para elegir la válvula adecuada, pese a que varias puedan prestar el mismo servicio, se debe tener consideración en el costo inicial y los costos de mantenimiento.

- **Válvulas en emergencias:** Cuando se trata de manejar líneas de flujo a ciertas presiones, es necesario colocar dos válvulas, una de servicio y una de emergencia o de mantenimiento. De modo, que se mantengas las condiciones aseguradas y no se produzcan golpes de ariete.
- **El tamaño y el diámetro:** Es importante tener en cuenta la amplitud del espacio para instalar la válvula, así como el diámetro de las líneas de flujo que la requieren. Por ejemplo, las válvulas mariposa pueden tener las conexiones con el mismo diámetro o un poco mayor, mientras que las Válvulas de bola deben tener el mismo diámetro que la tubería.

5.3.8. Instrucciones para instalar una válvula

Atendiendo estas recomendaciones tendrá la tranquilidad de obtener un óptimo funcionamiento de la válvula que requiera instalar

- i. Al guardar una válvula, debe hacerlo de la manera más hermética posible de manera que no sea atacada por sustancias o elementos extraños.
- ii. Siempre que vaya a instalar una válvula, es indispensable limpiar muy bien todas las piezas que la conforman, ya sea con agua o aire a presión para liberar la válvula de cualquier impureza o partícula ajena a ella, antes de la instalación.
- iii. Tenga a la mano los soportes requeridos para las válvulas y las tuberías, de modo que los esfuerzos presentes en las tuberías puedan pasarse al cuerpo de la válvula, pues ello le causaría deformaciones a la válvula y generarle fugas de inmediato. Para evitar eso, se debe suspender la válvula en soportes o colgadores y debe tenerse en cuenta que las pestañas deslindadas pueden dificultar el ajuste adecuado de las mismas.

- iv. Cuando ya tenga determinada la válvula que usará, asegúrese de que la operación de instalación pueda realizarse de forma segura y confiable, que será localizada en un lugar donde no sea golpeada o afectada por el tránsito, debido a que con una espiga que se deforme puede invalidar la válvula y generar altos costos en reparaciones.
- v. Nunca debe instalarse una válvula con vástago de espiga hacia abajo, debido a que al encontrarse en posición invertida encapsula sedimentos que cortan y dañan el vástago, y menos aún si han de operar en líneas a temperaturas criogénicas, dado a que el líquido que se atrapa en el casquete lo congela y lo rompe. Lo correcto es instalarla en posición vertical.
- vi. Al ubicar el lugar donde será instalada, no olvide que se debe dejar espacio adicional de modo que se pueda hacer el mantenimiento preventivo o correctivo, dentro de ello, que se pueda re-empaquetar la caja de empaquetaduras haciendo el aislamiento sobre el nivel de la parte más baja de la caja, a fin de facilitar las inspecciones o ajustes cuando sea meritorio.
- vii. Para un acople roscado, se debe usar cinta o pasta sólo en las roscas macho del tubo y usar una llave en el extremo de forma hexagonal roscado del tubo.
- viii. Para reparar roscar dañadas, puede pasar un dado sobre estas para limpiarlas y enderezarlas, así mismo, las rocas hembras se restauran con un macho para roscar. Luego, para evitar daños al interior de las piezas se debe usar un macho de fondo. Otra forma de reparar roscas es cortar el tubo y roscarlo nuevamente, para esto se debe tener presente que en un tubo no se deben hacer roscar muy largas pues si el tubo entra demasiado en la válvula, puede deformar el asiento de ésta. Por lo anterior, se sugiere no separar los protectores de la pestaña hasta el momento de instalar la válvula.

- ix. Para realizar una conexión válvula-tubo, debe usar una llave de media luna o universal en el extremo de la válvula, mientras que en el tubo debe usar únicamente la llave para tubos.
- x. Es necesario evitar los golpes o martilleos de agua dentro de las tuberías de fluidos líquidos, fenómeno que ocurre al momento de cerrar una válvula repentinamente, para evitar esto y que las tuberías y válvulas se vean afectadas, es importante instalar dispositivos de amortiguación o cámaras de aire cerca de la válvula y en posición ascendente, para que cumplan esta función.
- xi. Es recomendable usar válvulas angulares cuando las instalaciones de tuberías hagan giros de 90 grados, esta válvula requiere menos tiempo de instalación, produce números potenciales de acoplamientos y puntos de escape y dado a que produce pocas restricciones en el flujo, ha logrado reemplazar las válvulas acodadas o esféricas.
- xii. Para cerrar una válvula lo debe hacer manualmente, ni aun presentándose goteras en la válvula deberá emplear una llave o herramienta para operarla. Para solucionar las goteras se sugiere una solución practica que consiste en trabajar la válvula unas cuantas veces de modos que lave el asiento y se expulsen las impurezas retenidas, otra solución es purgar el disco en su asiento dándole la vuelta en reverso unas tres veces.
- xiii. Identifique las distintas tuberías haciendo uso de colores, placas o tarjetas de modo que se pueda reconocer las funciones de cada línea y la posición de las válvulas importantes, y que, en caso de una emergencia, sea posible ubicarlas fácil y oportunamente.

5.4. Operación Del Manifold

Antes de abrir un pozo determinado en la cabeza, deberá abrirse la respectiva válvula en el Manifold. Esta operación, de apertura, deberá hacerse lentamente. Una vez abierta completamente, se procederá a abrir el pozo, con lentitud.

Cuando se requiera cambiar un pozo de un sistema de mayor presión a otro de menor presión o viceversa, siempre ha de cerrarse, primero, la válvula del sistema al cual está fluyendo el pozo y luego se abre lentamente la válvula del sistema elegido.

Siempre que se va a probar un pozo de un sistema superior a 100 psi, el crudo se pasará del separador de prueba del sistema al cual está fluyendo el pozo, al separador de prueba del sistema inmediatamente inferior, y de éste, al inmediatamente inferior y así sucesivamente, hasta alcanzar el separador con la menor presión de manejo. Si el pozo es de 100 psi PG, pasa sólo por el separador de 100 psi prueba, y si el pozo es de 25 psi PG, preparar el separador de 25 psi prueba.

En cada uno de los separadores de prueba se medirá el gas separado. Para calcular la producción de gas del pozo, se sumarán las cantidades de gas separadas en cada uno de los separadores de prueba.

Para poner un pozo a prueba, se debe proceder de la siguiente forma:

- i. Constatar que ningún pozo está entrando por la línea de prueba.
- ii. Hacer los cambios necesarios (abriendo o cerrando válvulas) para que la línea de prueba quede conectada al sistema al cual está fluyendo el pozo que se va a probar.
- iii. Verificar que el separador de prueba al cual se va a fluir el pozo no tenga instalado ningún orificio sobre la línea de salida de gas, y que esté en condiciones apropiadas de operación.
- iv. Abrir la válvula (en el manifold) de la línea de prueba.
- v. Cerrar la válvula (en el manifold) de la línea por la cual estaba fluyendo el pozo.

- vi. Esperar a que el separador tenga un nivel de crudo normal y abrir la válvula de descarga de crudo.
- vii. Instalar el orificio en el porta - orificio de la línea de salida de gas y verificar si es el apropiado.

Diferencial de Presión:

- ✓ Máximo diferencial de Presión = 60" agua
 - ✓ Mínima diferencial de Presión = 20" agua
 - ✓ Optima diferencial de Presión = 40" agua
- viii. Tomar la lectura del medidor de crudo y registrar en la carta el valor, junto con la hora a la cual fue tomada.
 - ix. Instalar la carta en el medidor de gas, incluyendo los siguientes datos:
 - ✓ Fecha y hora
 - ✓ Tamaño del Medidor de Gas
 - ✓ Tamaño del Orificio.
 - ✓ Nombre del pozo que se está probando
 - ✓ Choque en la cabeza
 - ✓ Presión en la cabeza
 - ✓ Presión en el Manifold
 - x. Llevar el instrumento a cero (0) para verificar que esté correcto, en cuyo caso, se normaliza nuevamente.

- xi. Tomar lecturas del medidor de crudo, cada hora, y registrar la temperatura del gas en la carta.
- xii. Cada 2 horas, tomar presiones en el manifold a todos los pozos, registrar el mínimo y el máximo valor de la Presión.

5.4.1. Consideraciones

- ✓ Siempre que haya un pozo en prueba, se deberá tomar muestra del crudo del pozo en el Manifold, por lo menos cada 2 horas. Estas muestras se irán reuniendo en un recipiente plástico, tapado durante todo el período de la prueba, para así obtener una muestra representativa del crudo del pozo y hacerle el análisis.
- ✓ Absolutamente todas las válvulas del manifold deben ser engrasadas por lo menos una vez cada tres (3) meses, o cuando su estado físico así lo requiera.
- ✓ Los manómetros del manifold deben ser revisados (chequeo a cero) una vez cada semana.

6. Etapa de separación

6.1. Separador

En la cabeza de pozo, nos encontramos con una mezcla de elementos que en su estructura están compuestos por moléculas de carbono e hidrógeno, donde cada componente posee distintas características físicas y químicas. Los fluidos que encontramos dentro del yacimiento se consiguen en una o dos fases, bien puede ser líquida o gaseosa o ambas a la vez a una determinada temperatura y presión de confinamiento. A medida que el fluido va subiendo por las tuberías desde el yacimiento

hasta la superficie, va sufriendo reducciones constantes de presión y temperatura a través de todo el recorrido, de ahí a que formen líquidos de los gases y viceversa, es decir, del vapor se forman condensados y de los líquidos se formaran vapores y en medio de este proceso, aparecen las emulsiones.

La separación física de estas fases es una de las operaciones básicas de la producción, el procesamiento, y los tratamientos de petróleo y gas.



Figura 17. Separador Trifásico. Dokumen indonesia (2017) Diseño de un separados trifásico horizontal. Tomada de <https://n9.cl/1atd>

6.1.1. Definición

En la industria de los hidrocarburos, un separador es un cilindro metálico, fabricado en materiales de alta resistencia a agentes químicos o corrosivos, ya que por lo general se utiliza para

disgregar (se refiere a la separación de fases bajo acción de la gravedad) la mezcla de hidrocarburos que proviene desde el pozo en dos o tres fases distintas de fluido. En los separadores el gas es liberado de líquidos y el petróleo es separado del agua libre. Adicionalmente, el recipiente permite aislar los hidrocarburos de otros componentes indeseables como los sólidos presentes en dicha mezcla.

De acuerdo a la necesidad, los separadores funcionan como separador general o separador de prueba.

Un recipiente de separación, por lo general, es el primer recipiente que encontramos en el procesamiento del crudo en cualquier campo petrolero, un diseño incorrecto de este equipo puede perjudicar por completo la capacidad de procesamiento de todas las facilidades en superficie presentes.

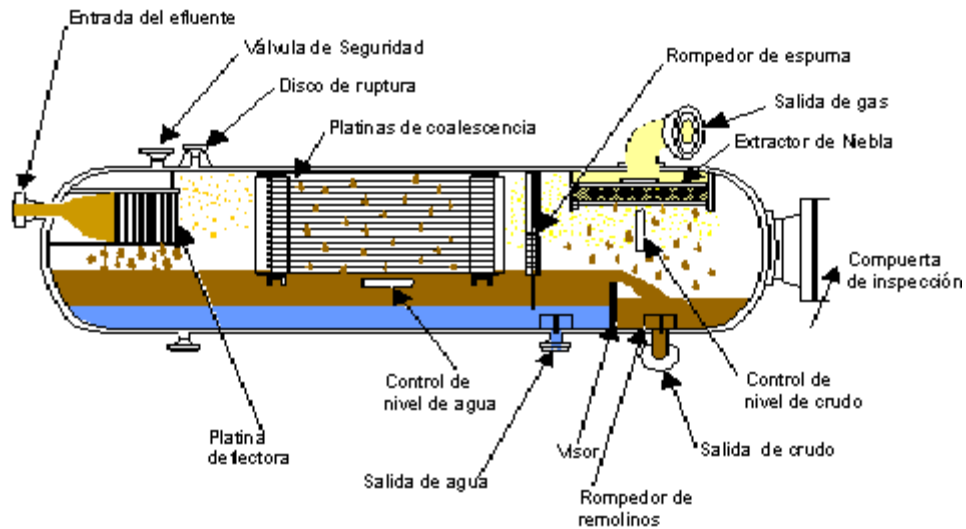


Figura 18. Partes de un Separador Horizontal Trifásico. Tomada de Mamali Evangelia y Drakaki Stamati. Aplicación en caso de estudio de refinería paramétrica y selección óptima de tipos de válvulas de redes de flujo incompresible. 2016.

La separación bifásica, suele estar precedida de un tratamiento químico, en el que se le agrega una mezcla de sustancias químicas conocidas como desemulsificantes, la cual tiene como fin eliminar el agente emulsificante de modo que no se continúe promoviendo la formación de emulsiones. Vale la pena mencionar que *una emulsión* es una mezcla de dos líquidos mutuamente inmiscibles, en la que uno de ellos está disperso en el otro.

Cuando un crudo resulta con una alta salinidad, se lava el crudo con agua dulce, para diluir y disminuir la concentración de sales que pueda contener. El lavado, se realiza en simultánea, con la inyección de química. Este tratamiento representa, siempre, la vía más viable a la hora de tratar el crudo, y se debe principalmente al bajo costo de instalación y de operación, a que el proceso y los equipos son sencillos, a que se puede aplicar para grandes y pequeños procesos, por igual, a que la calidad del crudo no se altera y sobre todo a la efectividad y rapidez de la separación.

6.1.2. Clasificación de los Separadores

A continuación, se relacionan los tipos de separadores que existen de acuerdo con sus características:



Figura 19. Clasificación de los separadores

Los separadores horizontales suelen ser más eficientes en tamaño que los separadores de forma vertical, aunque presentan una capacidad limitada de oleaje y debido a su forma, ocupan mucho espacio y no entran fácilmente en una plataforma petrolífera. Los separadores verticales con frecuencia son recomendados para aplicaciones en fluidos con GOR alto o bajo.

Un separador horizontal utiliza cuatro mecanismos para liberar el gas contenido en líquidos, entre los cuales están: El desviador de ingreso que genera un cambio de impulso a la dirección del flujo de manera repentina, ocasionando la caída de los líquidos más pesados a la Sección de asentamiento por gravedad, allí las gotas más pequeñas de gas son extraídas de la corriente, luego aparece el Extractor de neblina donde se funden los líquidos más livianos y el gas sale del recipiente. Finalmente, los vapores que quieren escaparse son recolectados en la Sección de recolección de líquidos.

Los separadores pueden ser referenciados como de alta, media o baja presión. Cuando un separador es de alta presión quiere decir que éste opera a presiones que van desde 750 a 1500 psi, así mismo, los separadores de media presión son aquellos que trabajan con presiones desde 230 a 600 psi o de 250 a 700 psi y los separadores de baja presión usualmente manejan presiones en el rango de 10 a 180 psi o de 20 a 225 psi.

De acuerdo con la dedicación que se asigne a los separadores, tenemos:

- ✓ **Separador de producción:** Un separador de producción es utilizado para separar el fluido producido desde pozo, un grupo de pozos, o una localización sobre una base diaria o continua. Los separadores de producción pueden ser verticales, horizontales o esféricos. Ellos pueden ser bifásicos o trifásico.
- ✓ **Separador de Prueba:** Es un recipiente que se utiliza para separar y medir cantidades relativamente pequeñas de crudo y gas. Los separadores de prueba pueden ser bifásicos o trifásicos; horizontales, verticales o esféricos y pueden estar dotados de medidores para determinar las tasas de flujo de crudo, agua y gas con los siguientes propósitos: Diagnosticar problemas en los pozos, evaluar desempeño de la producción en pozos individuales y manejar reservas apropiadamente.

6.1.3. Ventajas y Desventajas de los separadores

Tabla 2.

Cuadro comparativo de ventajas y desventajas entre un separador vertical y un separador horizontal.

SEPARADOR HORIZONTAL		SEPARADOR VERTICAL	
VENTAJAS	DESVENTAJAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
La dirección del flujo no se opone al drenado en la extracción de neblina.	Requiere mayor espacio físico.	Puede manejar grandes cantidades de sedimentos o lodo.	Más costoso para procesar iguales cantidades de gas.
Gran control de turbulencia.	Lo extractores de neblina a veces se tapan y explotan.	Buena capacidad de oleada.	Menor capacidad para el drenado de neblina.

Mejor manejo para la retención de volumen.	No es bueno para el manejo de sedimentos o lodo.	No requiere de mucho espacio físico.	No es bueno para la espuma.
Mayor área de superficie líquida.			Dificultad para revisar equipos en la parte superior.
Fácil mantenimiento y servicio.		Puede ser limpiado fácilmente	
Mas eficiente en el manejo de espumas.			
Mayor capacidad de retención de líquido y manejo de altas RGP.			Poca capacidad de retención de líquidos con un altos RGP.

Nota: Tomada y modificada de ARNOLD, Ken y STEWARD, Maurice. Surface production operations: design of oil handling systems and facilities. 3ª Ed. P 145.

6.2. Condiciones que afectan el proceso de separación

Existen diversos motivos por los cuales en ocasiones no se logra una separación efectiva, por eso a continuación se presentan cuáles son los más importantes al momento de diseñar un separador.

6.2.1. **Viscosidad del gas:** Este es un factor determinante en el diseño de separadores, debido a que es un parámetro incluido en los cálculos para determinar el coeficiente de arrastre según la Ley de Stokes, que posteriormente se emplea para calcular la velocidad de asentamiento de las partículas, de donde se deduce que cuanto mayor sea la viscosidad del gas, menor será la velocidad de asentamiento y por ende, se reduce la capacidad en el manejo del gas de un separador.

6.2.2. **Presión de separación:** De los factores más importantes en el proceso de separación es la presión, cuando se trata de recuperación de líquidos, la cual será distinta en cada caso particular.

Es importante mencionar que la capacidad de un separador aumenta es directamente proporcional a la presión de operación a la que sea sometida, de modo que, si aumenta la presión, también aumentará la capacidad del separador.

Al reducir la presión de separación, sobre todo cuando se trate de gas o condensado, la recuperación de líquidos se incrementa, pero esto puede representar contrapresión extra para el transporte del gas, por ende, se debe tener en cuenta los costos del líquido recuperado en comparación con los costos de transporte del gas.

6.2.3. **Temperatura:** Al aumentar la temperatura del flujo petróleo-agua se reduce la viscosidad de la fase líquida y además, se disuelven los cristales pequeños de parafina o asfaltenos que pueda contener, neutralizando así el efecto emulsificante de estos. Por ello el calentamiento es considerado un método convencional en la separación de fases, esta

temperatura se consigue en el rango de 100 a 160 °F y en crudos pesados se puede alcanzar hasta 300 °F.

Al incrementar la temperatura de la mezcla, se baja la gravedad específica al igual que la presión de operación en el proceso de separación de fases, sin embargo, esto depende las propiedades del crudo que se esté trabajando, pues a partir de esto se aumenta o disminuye su gravedad específica. Si la temperatura está por debajo de los 200°F el cambio de gravedad específica puede obviarse.

Si los separadores no están bien diseñados, el gas liberado por el crudo al momento de aumentar la temperatura puede dañar estos equipos, debido a que si es mucho el gas que se libera, se crea excesiva turbulencia que puede evitar la separación del gas de la mezcla.

Se debe tener especial cuidado en las temperaturas que se manejan para la separación de fases, dado que si la mezcla logra el punto de ebullición los hidrocarburos livianos tienden a escapar junto con los gases presentes, lo cual generará pérdidas económicas al proceso, pues los componentes livianos serían vendidos como gas y el gas tendría cierta carga de líquido siendo posible que no se cumpla con las especificaciones de venta. Esto se conoce como “encogimiento del crudo”, donde el crudo además se hará más pesado alcanzando un API más bajo y perdiendo valor comercial.

6.2.4. **Velocidad del gas:** Al momento de diseñar un separador, se toma como referencia un tamaño de partícula determinado, donde las partículas que cumplan con este tamaño deben ser separadas hacia el flujo de gas en la sección secundaria de separación, así como las más pequeñas serán separadas en el Extractor de niebla. Partiendo de eso, se puede tener presente que, al aumentar la velocidad del gas en el separador por encima de las condiciones de diseño,

las partículas de líquido con tamaño mayor al establecido no se separan totalmente ocasionando la inundación en el extractor de niebla y se arrastran cantidades de líquido en el gas que sale del separador.

6.2.5. **Densidad del líquido y gas:** Como ya se ha mencionado, la capacidad de un separador va directamente relacionada con la densidad de los fluidos que ha de tratar. Así mismo, cuanto mayor sea la densidad del gas menor será la capacidad de manejo del gas en un separador. En otras palabras, la capacidad de gas en un separador es equivalente con la diferencia de densidades líquido-gas y contraria a la densidad del gas.

6.2.6. **Tamaño de las partículas de líquido:** Para determinar la velocidad de asentamiento de las partículas, ya sea para separación por gravedad o separación centrífuga, es necesario conocer el tamaño de las partículas que se manejan en el flujo, puesto que las partículas más pequeñas a un diámetro de referencia o diámetro base son separadas mientras que las más grandes permanecen en el flujo. Esto se debe a que la turbulencia en el flujo genera en algunas partículas una velocidad inicial mayor que la velocidad promedio del flujo de gas, sin embargo, en la teoría se considera que todas las gotas que tengan diámetros superiores al diámetro base deben eliminarse.

Para que se logre una buena eficiencia en la separación, el tamaño de las partículas de líquido que se forma en la mezcla, es lo suficientemente grande mientras no haya agitaciones violentas o turbulencias.

6.3. Operación de un separador

Todo separador es diseñado para determinadas condiciones de operación que no deben ser modificadas o excedidas para no afectar la eficiencia y evitar accidentes. Por ello, todo separador trae soldado en su cuerpo una placa donde se especifican sus condiciones de operación como son:

- a) Presión máxima disponible de trabajo: Correlaciona la temperatura máxima de operación con la presión de diseño, factores que son inversamente proporcionales
- b) Mínima temperatura de diseño: Es la relación entre la temperatura mínima del material del separador con la presión para la cual fue diseñado.
- c) Temperatura de diseño: Es la relación que guarda la temperatura máxima a la cual puede operar el separador a las condiciones de presión para la cual fue diseñado.
- d) Radiografía: Es el código que arroja la radiografía que determina el control de calidad hecho al separador.
- e) Capacidad: Es el volumen de líquido total que puede retener el cuerpo del separador.
- f) Fluido contenido: Especifica los fluidos para los cuales fue diseñado y con los cuales debe operar.
- g) Peso total vacío: Define el peso del separador para ser tenido en cuenta para su traslado.
- h) Peso total en operación: Es un valor muy importante pues a partir de este debe diseñarse la placa de concreto que soportará el peso de este equipo aun estando en capacidad máxima de operación.
- i) Reglas y códigos: Cita las normas y estándares de diseño y construcción que se acogieron para la estructuración del equipo.

- j) Servicio: Especifica el uso para el cual fue adquirida.
- k) Ítem: Es un código con el cual es reconocido contablemente este equipo.
- l) Certificado por: Se menciona la certificación emitida de una institución reconocida a nivel mundial para la empresa que construyó el equipo.
- m) Presión de diseño: Es la presión máxima a la cual puede operar el equipo y nunca debe excederse de esta.
- n) Presión de prueba: Es un margen de calidad que ofrece el fabricante en lo que concierne materiales, empalmes, juntas y soldaduras del equipo, que consiste en una presión por encima de la máxima permitida en el equipo. Esta solo debe usarse para probar el equipo de fábrica y jamás para operar el equipo en campo.
- o) Temperatura: Va relacionada con la presión de diseño del equipo que generalmente es de 32°F, de modo que la presión resulta inversamente proporcional a la temperatura.
- p) Espesor del material: Indica el valor de espesor que tiene el material con el cual fue fabricado el equipo, este puede ser en pulgadas o fracciones de pulgada. Generalmente, las partes que tienen más contacto con agentes corrosivos suelen ser de mayor grosor.
- q) Corrosión disponible: Establece el valor de corrosión máxima permitida en el equipo y viene dado en fracciones de pulgada. Este valor es importante contemplarlo de manera regular en el equipo pues de excederse la cantidad de óxidos contenidos en la vasija, no se garantiza la integridad del equipo y, por tanto, ya las operaciones serán inseguras.
- r) Año de construcción: indica la fecha de fabricación del equipo.
- s) Construido por: Menciona la empresa que construyó el equipo.
- t) Diseñado por: Menciona el nombre de la empresa que solicitó el equipo.

- u) Campo de operación: Menciona para cual campo se hizo este diseño. Recordemos que cada campo petrolero goza de fluidos específicos que goza de características particulares, de modo que un separador no puede ser operado en un campo diferente.
- v) Número del serial de manufactura: Es una ficha técnica que guarda el fabricante y donde están plasmadas todas las características bajo las cuales fue construido el equipo. Esta ficha puede requerirse al fabricante en cualquier momento de la vida útil del separador.



Figura 20. Placa de caracterización de un separador.

6.3.1. Puesta en servicio del separador

Compruebe que las líneas conectadas al separador estén instaladas; línea de entrada del fluido, línea de salida de crudo, agua, gas y drenaje.

- i. Revise que todas las válvulas de bloqueo operan normalmente (abran y cierren).
- ii. Revise el gas de suministro a los instrumentos y accione las válvulas neumáticas para comprobar su operación (salida de crudo, agua y gas, si ésta también se encuentra fuera de servicio)
- iii. Antes de cerrar los manholes de inspección, revise que el separador esté libre de suciedad, materiales o herramientas. Cuando se hayan realizado las revisiones y el equipo esté listo, haga una prueba de presión a 80 psi en separadores de baja (hidrostática si es un arranque)

o con fluido del pozo si estaba en mantenimiento y limpieza con el fin de corregirlos antes de entrar en línea.

- iv. Asegúrese de desfogar el aire de la vasija por la parte superior del equipo, utilizando una válvula para ello, hasta que salga crudo por ésta en pozos con bajo GOR; en pozos con alto GOR es suficiente con desfogar gas por la parte superior durante un tiempo prudente con el fin de hacer un barrido del aire contenido en el equipo; realice la operación con la prudencia del caso para evitar una contaminación del área, es importante desfogar el aire, ya que al unirse con el gas genera una mezcla explosiva y además el oxígeno es uno de los agentes más corrosivos que existen.

Nota: Si la prueba de presión es satisfactoria, el separador está en condiciones de entrar en operación.

- v. Si es un arranque de batería de producción, compruebe que el tratador esté listo para recibir el fluido.
- vi. Si fue presurizado con fluidos de producción, abra las válvulas de bloqueo y ajuste los niveles y la presión de operación manipulando los controles correspondientes.
- vii. Si fue presurizado con agua, drene ésta hacia la caja API o la piscina de almacenamiento, cerrando el drenaje cuando el equipo esté vacío.
- viii. Repita los pasos de presurización con líquido de producción; tenga en cuenta el procedimiento de apertura de la válvula ESDV- Válvula de apagado de emergencia.

Nota: La válvula ESDV es una válvula accionada diseñada para detener el flujo de fluidos o gases nocivos al detectarse una situación peligrosa, protegiendo a las personas, los equipos o el ambiente.

6.3.2. Parada del equipo de separación (cuando se va a realizar un trabajo programado)

Cierre la salida del agua (válvula de bloqueo), permitiendo que el pozo continúe pasando por el separador; esto se hace con el fin de evacuar la mínima cantidad posible de crudo hacia el Oíl Skimer o la caja API, (tenga en cuenta el incremento del BSW hacia las vasijas de tratamiento ubicadas aguas abajo del separador).

- i. Manipulando las válvulas en manifold desvíe la producción del pozo hacia otro equipo.
- ii. Cierre la válvula de entrada del separador.
- iii. Cierre la salida de gas con la válvula de bloqueo.
- iv. Drene el volumen de crudo manipulando el control de la LCV hasta alcanzar la activación del Switch de bajo nivel. Cierre nuevamente la válvula de bloqueo para prevenir reflujos, en caso de que la válvula de retención (cheque) dé paso.
- v. Drene el volumen de agua acumulado, abriendo la válvula de bloqueo lentamente hacia el Oíl Skimmer (tenga en cuenta el incremento de la rata de entrada, controle con la LDCV si es necesario, manipulando el controlador o hacia la caja API. Cierre nuevamente la válvula de bloqueo para evitar reflujos, en caso de que la válvula de retención (cheque) dé paso.
- vi. Despresurice totalmente el equipo utilizando las válvulas de desfogue ubicadas en la parte superior del equipo.
- vii. Abra las válvulas de drenaje.
- viii. Abra el manhole y permita que se liberen los vapores antes de realizar el trabajo, en lo posible utilice un equipo de extracción de gases y vapores. Si se requiere una inspección rápida utilice equipo de respiración autónoma.

- ix. Utilice equipo de protección personal adecuada y respete las normas de seguridad industrial y medio ambiente.
- x. Asegure el área, monitoree todos los trabajos que se están realizando.

6.3.3. Condiciones no deseadas en la Separación de fases.

6.3.3.1. *Parafinas*: La deposición de parafina en los separadores de petróleo y gas reduce su eficiencia y puede hacerlos inoperables llenando parcialmente el recipiente y/o bloqueando el extractor de mezcla y las entradas de fluido. La parafina puede ser removida efectivamente de los separadores utilizando vapor o solventes. Sin embargo, la mejor solución es prevenir la deposición inicial en el recipiente a través de calor o tratamientos químicos de la corriente de fluido aguas arriba del separador. Otra solución, exitosa en muchos casos, involucra el revestimiento de todas las superficies internas del separador con un plástico con el cual la parafina tiene poca o ninguna afinidad.

6.3.3.2. *Crudo Espumante*: Cuando se trabaja en el proceso con turbulencias, se generan emulsiones o crudos espumantes en la operación, los cuales deben ser controlados. Si la separación es escasa para ciertos crudos, se encapsulan burbujas de gas en una película de petróleo en cuando el gas sale de solución, generando espumas dispersas en el petróleo, que es el conocido Crudo espumante.

La espuma que se forma en el petróleo no es duradera a menos que se encuentre presente un agente espumante. Los crudos más propensos a sufrir de este fenómeno son los crudos con API inferior a 40 y su temperatura de operación por debajo de los 60 °F, al igual que en los crudos muy viscosos de aprox. 53 cp.

Estas espumas dilatan el proceso de separación, pues será necesario un tiempo mayor de retención para separar este crudo del gas. Es de anotar, que este tipo de crudo no debe ser medido con medidores de desplazamiento positivo o con medición volumétrica convencional, pues se generaran lecturas muy optimistas sobre la cantidad de crudo cuando en realidad se encuentra aumentado con gas. Por tanto, es necesario el manejo de equipos y procedimientos especiales para el tratamiento del crudo espumante.

Factores imperantes en la ruptura del crudo espumante son: el calor, la agitación, las fuerzas centrifugas, el asentamiento, el uso de químicos antiespumantes, así como también emplear métodos que detengan la formación de este tipo de crudo. Por lo ello, para el tratamiento de este tipo de crudos se sugiere emplear separadores verticales.

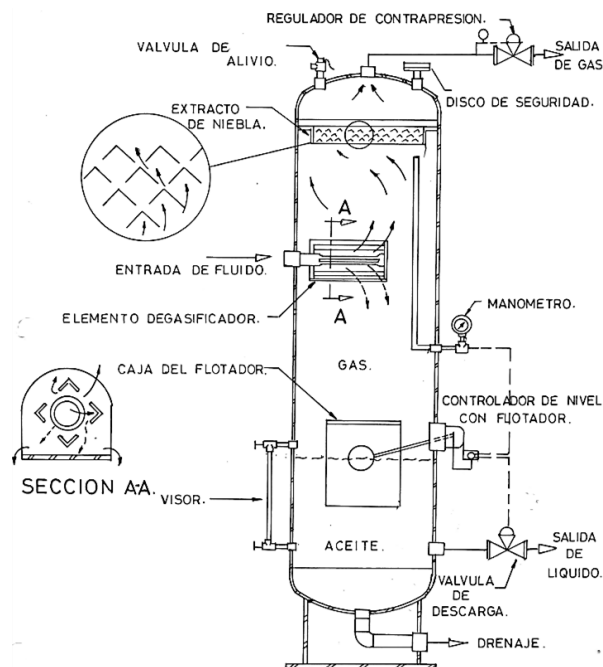


Figura 21. Separador vertical para manejo de crudo espumante. Tomada de: ALBARRACIN C. Carlos y MORENO C. Diana. Instructivo de operación de un separador de fluidos. 2010.

6.3.3.3. *Corrosión:* Dentro de los fluidos provenientes de la formación, se encuentran componentes como el CO₂ - dióxido de carbono y el H₂S - Ácido sulfhídrico, los cuales se pueden encontrar hasta en un 50% en volumen gaseoso y generan mucha corrosión en los equipos causando fallas tempranas en la operación.

6.3.3.4. *Producción de sólidos:* Si se observa frecuente producción de sólidos contenidos en los fluidos de pozo como pueden ser arenas, lodos, sales, entre otros, estos pueden ser eliminados del proceso antes de ingresar a tuberías. Por ejemplo, Las sales pueden ser eliminadas mezclando agua con el crudo y disolver la sal para luego drenarla del sistema. Así mismo, las arenas de grano mediano en bajas proporciones se remueven mediante asentamiento usando un separador vertical con fondo cónico, al cual se le drena periódicamente.

6.3.4. **Prueba de pozo:** La prueba de pozo es una labor de suma importancia en el desarrollo de las operaciones de un campo petrolero y los valores consignados en él son la herramienta de decisión de los departamentos de producción y yacimientos, ya que permiten evaluar y hacer seguimiento al comportamiento de un pozo y/o un yacimiento; son decisivas para evaluar el potencial de producción diaria del campo, determinar posibles errores de procedimiento operativo al confrontar la producción neta por prueba contra lo recibido neto diario en tanques (factor de producción de la estación) hacer inversiones, aplicar el método más eficiente de levantamiento artificial y/o modificar el existente; en fin, cuando se genere una prueba en campo se debe tener total confianza en los datos reportados y si existe una duda al respecto, ésta debe aclararse antes de transmitir la información al personal de ingeniería

involucrado en su interpretación y estudio. Esta operación se realiza periódicamente a cada uno de los pozos presentes en un campo petrolero, de acuerdo con la legislación colombiana.

6.3.5. Observaciones importantes para la operación y el mantenimiento en los separadores de petróleo y gas

6.3.5.1. Instalación de Dispositivos de Seguridad: Estos dispositivos deberán instalarse las más cerca posible al equipo que se desea proteger, de modo que la reacción espontánea de la descarga de los fluidos no los desajuste, destruya o disloque. Esta acción de descarga no debe exponer al peligro los equipos ni el personal operativo presentes en campo.

6.3.5.2. Inspección Periódica: En toda planta de tratamiento, es importante la inspección periódica de los equipos y líneas de flujo presurizadas ya sea para verificar posibles erosiones o la cantidad de corrosión presente con el fin de proteger las operaciones de fallas indeseadas.

6.3.5.3. Cabezales de Seguridad: La línea de descarga de los dispositivos de seguridad debe hacerse paralela con el separador si este es vertical y si el separador es horizontal debe ubicarse de forma perpendicular a esta. Puesto que, de no disponerse de esa manera, el separador puede salir disparado por la fuerza de reacción de descarga de fluidos que tienen los dispositivos de seguridad. La descarga del Cabezal de seguridad debe permanecer sin restricciones y jamás deben instalarse válvulas entre este y el separador.

No es recomendable permitir acumulaciones de agua o fluidos cercanos al disco de ruptura, puesto que se pueden congelar y perjudicar el disco, tampoco es recomendable exceder las condiciones de diseño del separador.

Las válvulas de alivio de presión pueden corroerse y filtrar o puede “congelarse” en la posición cerrada. Estas deben ser revisadas periódicamente y reemplazada sino trabaja en buenas condiciones. Las líneas de descarga, especialmente las válvulas de alivio de condición completa deben estar de forma tal que la fuerza de reacción de descarga no mueva el separador.

6.3.5.4. Bajas Temperaturas: Los separadores deben ser operados por encima de la temperatura de formación de hidratos. De otra manera los hidratos pueden formarse dentro del recipiente y taponarlo parcial o completamente, reduciendo la capacidad del separador y, en algunos casos cuando la salida de líquido o gas son taponadas, causando que la válvula de seguridad se abra o el disco de ruptura se rompa. Para fundir los hidratos que se forman en la sección del líquido en un separador, se recomienda la instalación de serpentines de vapor en esta zona, especialmente si se trata de separadores de baja presión.

6.3.5.5. Extractores de Niebla: Algunos extractores de niebla en separadores de gas y petróleo requieren un drenaje o conducto descendente de líquido desde el extractor de neblina hasta la sección de líquido del separador. Este drenaje será una fuente de problema cuando la caída de presión a través del extractor de neblina llegue a ser excesiva. Si la caída de presión del extractor de neblina, medida en pulgadas de petróleo, excede la distancia desde el nivel de líquido en el separador hasta el extractor de neblina, el petróleo fluirá desde el fondo hacia arriba a través del drenaje del extractor de neblina y saldrá con el gas. Esta condición puede complicarse por un taponamiento parcial del extractor de neblina con parafina u otro material

extraño. Esto explica porque algunos separadores tienen capacidades definidas que no pueden ser excedidas sin un conductor de líquido en la salida de gas, y esto también explica porque las capacidades de algunos separadores pueden ser disminuidas con el uso. En años recientes, los separadores de diseños avanzado han utilizado extractores de neblina que no requieren drenajes o conductos de líquidos, estos diseños eliminan esta fuente de problemas.

6.3.5.6. Parafinas: Un separador que maneje petróleo de base parafínica necesitara ser limpiado con vapor periódicamente para prevenir el taponamiento y como resultado la reducción de la capacidad. Esta reducción en capacidad frecuentemente resulta en el transporte de líquido en el gas o descarga de gas excesivo con el líquido.

6.3.5.7. Fluidos Corrosivos: Un separador que maneje fluidos corrosivos debe ser revisado periódicamente para determinar cuándo será necesario un trabajo de reparación. Casos extremos de corrosión pueden requerir una reducción de la presión de trabajo del recipiente. Se recomienda realizar prueba hidrostática periódicamente, especialmente si los fluidos que están siendo manejados son corrosivos. Ánodos pueden ser utilizados en los separadores para proteger contra la corrosión electrolítica. Algunos operadores determinan el espesor de la pared y del cabezal con indicadores de espesor ultrasónicos y calculan la máxima presión de trabajo permisible del espesor de metal restante. Esto debería hacerse cada 2 a 4 años.

6.3.5.8. Operación al límite de la capacidad: Cuando los separadores están operando cerca o a su máxima capacidad, deberían ser revisados cuidadosa y periódicamente para terminar cuando está siendo llevado a cabo una separación aceptable.

6.3.5.9. Choque de Presión: Los pozos deberían ser conectados o desconectados lentamente. La apertura y el cierre rápido de las válvulas causan cargas de choque perjudiciales sobre el recipiente, sus componentes, y la tubería.

6.3.5.10. Manómetros: Las válvulas de bloqueo deben ser instaladas y empleadas de tal manera que los manómetros puedan removerse sin dificultades para reparaciones, remplazos o mantenimientos periódicos y asimismo, estos manómetros deben calibrarse y probarse constantemente al igual que todos los dispositivos de medición.

6.3.5.11. Descarga de Líquido Ahogada: La descarga ahogada de pequeños volúmenes de líquido desde los separadores normalmente debe ser evitada. El ahogamiento puede causar erosión o amplio desgaste de la válvula y asientos internos de la válvula de descarga de líquido y pueden erosionar el cuerpo de la válvula de descarga hasta un punto que puede estallar a o debajo de la presión de trabajo.

Sin embargo, el ahogamiento de la descarga puede necesario debido a que unidades de proceso, tales como separadores de menor presión o unidades de estabilización, aguas abajo del separador pueden requerir flujo relativamente estable. Válvulas de control en la descarga de líquido deberían ser dimensionadas para el volumen de líquido que el separador debe manejar.

Tales válvulas normalmente deberían ser más pequeñas que las líneas en las cuales están instaladas. Válvulas internas reducidas pueden ser utilizadas para diseñar la válvula apropiadamente para minimizar el desgaste durante el servicio de ahogamiento.

6.3.5.12. Grifos y Visores de Medición: Estos elementos y dispositivos de medición son tan importantes que una mala marcación afectaría los resultados de la operación. Por tal motivo, deben estar completamente limpios y claramente visibles para percibir de ellos un verdadero nivel de líquidos presentes en el separador. Esta limpieza se puede realizar regularmente con solvente.

6.3.5.13. Limpieza de Recipientes: Por ningún motivo deberán soldarse o fijarse de manera irreversible una tapa de acceso o boca de visitas en los separadores y deberán estar equipados con conexiones de desagüe para poder limpiarlos periódicamente.

6.3.5.14. Presión y el nivel de aceite: Cada dos horas debe revisarse la presión y el nivel de aceite, registrarse en la carta de gas la temperatura de flujo del mismo y cerciorarse que las plumillas del registrador de flujo tengan tinta. La misma operación, debe hacerse con los separadores de prueba, registrando además la lectura del medidor de crudo en el formato correspondiente de los pozos en prueba.

Semanalmente debe llevarse las plumillas del registrador a cero, para cerciorarse que estén calibradas.

6.3.5.15. Válvulas y porta orificio: Todas las válvulas manuales de los separadores deben engrasarse por lo menos una vez cada tres semanas.

Al menos una vez en el año se deben revisar y llevar a cabo los mantenimientos preventivos a todos los equipos, válvulas y demás accesorios presentes en toda la operación de producción

en campo. Contemplando entre ellos, las válvulas automatizadas, las válvulas de relevo y los controles de nivel y de presión.

Y cada tres meses es necesario engrasar los Meter Run o porta orificios y realizar mantenimiento a los medidores presentes en los separadores de prueba.

Nota: Luego de cumplir con la revisión, la inspección y cualquier mantenimiento, es indispensable dejar constancia de ello mediante el formato de registro que asigne la compañía.

6.3.6. Instrucciones para la operación y mantenimiento de un separador

Objeto: Instalar ruanas que cubran los puntos que se encontraron con espesores por debajo de los niveles permitidos, según recomendaciones de corrosión.

- i. Aislar el separador. Bajar el nivel de líquidos y drenar presión a cero (0) libras. Lavarlo y dejarlo llenar con agua.
- ii. Instalar flanges ciegos a la válvula de entrada, a la de salida de crudo y gas (succión compresores), a la de descarga al quemadero, a la de relevo, al disco de ruptura y a la de drenaje.
- iii. Cerrar la válvula de gas Supply, al control de la válvula de presión y a la de nivel.
- iv. Hacer prueba de explosividad en el área cercana al separador.
- v. Instalar lámina de tal forma que, evite que al esmerilar y/o soldar, las chispas vayan a dar al control de las válvulas del separador cercano, o sitios que puedan representar riesgos.
- vi. Instalar ventiladores de tal forma que sople en la dirección que se lleve el gas supply venteado por los controles de los separadores cercanos.

- vii. Tomar nuevamente la prueba de explosividad. Es importante que durante el trabajo esté presente un delegado de Seguridad y otro de Producción, de manera que, ante una anomalía o emergencia procedan a efectuar los cambios operacionales convenientes.
- viii. Iniciar el trabajo cuando se haya llenado el permiso en caliente y se haya determinado que la situación es segura.
- ix. Mantener cerca, dos (2) extintores de 30 PQS en condiciones de operar.
- x. Una vez terminado el trabajo de soldadura realizar prueba hidrostática.
- xi. Quitar flanges o bridas ciegas para poner en servicio al separador.

Personal necesario: Capataz, Representante de la sección de Producción (Operador y/o Supervisor), Soldador y ayudante, Dos ayudantes de producción y el Delegado de Seguridad.

Equipo Necesario: Explosímetro, EPP, extintores de polvo químico seco, bridas ciegas y empaques de asbesto para las mismas, herramientas, equipo de soldadura, pulidora y ventiladores de explosión Proof.

Se debe anexar al informe de corrosión sobre la toma de espesores donde se indican las partes a reparar.

7. Etapas de tratamiento

7.1. Tratamiento Químico

Se requieren varios tipos de productos químicos para ayudar a la producción, manipulación y transporte de petróleo crudo. La mayoría de los productos químicos para la producción de campos

petrolíferos son formulaciones complejas de muchos productos químicos diferentes. A menudo, los componentes químicos en sí mismos no son especies químicas puras, sino una mezcla de productos de reacción, reactivos y diluyentes. La formulación generalmente tiene uno o dos ingredientes principales que le dan al aditivo su funcionalidad principal. Además, la formulación es específicamente diseñada para cada campo petrolero, y dentro del campo petrolero, para cada pozo, y para cada pozo, la receta puede variar según el tiempo y las condiciones de operación. El crudo de una serie de pozos / campos se combina de manera tal que es casi imposible determinar la combinación resultante de las formulaciones químicas utilizadas para un petróleo crudo en un puerto de carga.

Los productos químicos se utilizan en varias etapas del desarrollo de campos petroleros, a saber, perforación, cementación, terminación de pozos y estimulación / reparación de pozos. Estos productos químicos pueden terminar como impurezas en el petróleo crudo.

Durante la fase de producción, se debe garantizar el flujo de petróleo fuera del pozo evitando la deposición de hidratos, cera, asfaltenos o incrustaciones. Los productos químicos proporcionan un medio para controlar tales depósitos. La presencia de agua, bacterias o ácidos resulten ambientalmente corrosivos. La producción de petróleo crudo generalmente implica una fase de agua a granel significativa, muchas de las formulaciones químicas son solubles en agua por diseño.

Cuando se usan en inyección continua de baja dosis permanecen con la fase de agua en las instalaciones aguas arriba. La producción de petróleo generalmente implica su separación del agua y el gas. Una pequeña cantidad puede estar presente en gotas de agua dispersas o divididas en la fase oleosa como una impureza.

Además, se pueden necesitar productos químicos durante el transporte y el manejo logístico del crudo, en una tubería, camión cisterna o terminal. Se pueden agregar agentes reductores de arrastre en las tuberías para mejorar el flujo. Los productos químicos se pueden agregar por dosificación continua o en tratamientos por lotes. La concentración en el crudo generalmente varía de 10 a 200 ppm. Estos productos químicos de posproducción ayudan a controlar la corrosión, incrustaciones, sulfuro de hidrógeno, bacterias; ayuda a prevenir la formación de hidratos, deposición de cera, precipitación de asfaltenos; y ayuda a resolver emulsiones. En otras palabras, se agregan para preservar la estabilidad del petróleo crudo durante el transporte para que el crudo pueda llegar a la refinería para su conversión a productos. (Chemicals Used in Crude Oil Production and Impact for Imported Crudes. Concawe – Environmental Science for European Refining. Ed. noviembre 5 de 2008)

Las familias químicas utilizadas en la producción y transporte de petróleo crudo incluyen las siguientes:

- i. Inhibidores de escala. Se utiliza en el proceso de producción de petróleo para evitar la deposición de incrustaciones minerales que pueden ocurrir en los poros de las formaciones rocosas, en las tuberías de fondo de pozo y en las instalaciones de tratamiento de superficies.
- ii. Inhibidores de corrosión: Los ácidos acuosos se utilizan para estimular la producción a partir de depósitos. Dichos ácidos exponen los sistemas de producción de petróleo a la posibilidad de corrosión. Por lo tanto, se requieren inhibidores de corrosión para proteger las tuberías de fondo de pozo y los equipos de las instalaciones de producción de petróleo.
- iii. Recolectores de oxígeno: A menudo se usa para mitigar los problemas de corrosión en sistemas de inyección de agua, en hidrotesting y perforación.

- iv. Biocidas: el crecimiento de bacterias en las aguas asociadas con la producción de petróleo crudo se controla mediante el uso de biocidas. Los biocidas son solubles en agua y se eliminan con el agua del crudo.
- v. Rompedores de emulsión: La producción de petróleo generalmente implica la coproducción de grandes cantidades de agua. Los tensioactivos naturales presentes en el aceite o el agua, otras sustancias químicas como los inhibidores de corrosión combinados con el efecto de cizallamiento del flujo turbulento y las bombas pueden crear emulsiones. Los desémulsificantes se usan para resolver emulsiones de agua en aceite.
- vi. Agentes antiespumantes: Se producen problemas de formación de espuma en muchos procesos de campos petroleros, estos ocurren cuando el gas se desprende del petróleo crudo en los separadores o en las plantas de procesamiento de gas.
- vii. Agentes reductores de arrastre: Se añaden compuestos poliméricos solubles en aceite de alto peso molecular a los fluidos de oleoductos de petróleo crudo para mejorar el flujo y minimizar la caída de presión. Una tubería larga puede tener más de un punto de inyección.
- viii. Inhibidores de hidratos: Los hidratos de gas se forman cuando las moléculas de agua se cristalizan alrededor de las moléculas de hidrocarburos a ciertas combinaciones de presión y temperatura. Pueden tapar líneas de flujo y dañar el equipo del proceso. Además de productos químicos específicos, se puede usar metanol o glicoles (MEG, DEG, TEG) para evitar la cristalización de las moléculas de agua.
- ix. Captadores de sulfuro de hidrógeno: El sulfuro de hidrógeno en el petróleo y el gas producidos genera problemas de seguridad y corrosión. Los captadores unen el H₂S en una forma estable en la fase líquida. Se pueden agregar en las instalaciones de producción de petróleo, a lo largo de una tubería o camión cisterna.

- x. Captadores de mercaptanos: Los mercaptanos de bajo peso molecular (C1-C3) tienen olores desagradables y son tóxicos. Por ello, es necesario eliminarlos o neutralizarlos. Esta familia química oxida las especies infractoras o las convierten en moléculas menos volátiles.
- xi. Agentes de control de parafina y depresores del punto de fluidez: Los aceites crudos pueden contener diversos grados de parafinas o ceras de cadena larga que tienden a formar depósitos si el aceite está sujeto a cambios de temperatura, presión u otras condiciones. Los dispersantes o detergentes se usan para eliminar depósitos ya formados e inhibidores evitando el crecimiento y la formación de cristales de cera.
- xii. Agentes de control de asfaltenos: Los asfaltenos pueden desestabilizar y precipitarse cuando la temperatura, la presión o la composición del aceite cambian. Se agregan productos químicos para controlar la precipitación de asfaltenos.

De satisfacer estas necesidades químicas del campo, se encarga una compañía de servicios químicos a la industria.

7.1.1. ¿Qué Son Las Espumas?

Las espumas consisten en pequeñas burbujas que gas disperso en un líquido, en las cuales se tiene una fase líquida que es continua y una fase dispersa constituida por el gas. Para que la espuma se forme es necesaria la presencia de un agente tensoactivo o emulsificante capaz de situarse en la interfaz gas-líquido y estabilizar las películas de líquido que bordean las partículas de gas contenidas.

Se conocen varios casos en los cuales las espumas formadas favorecen algunas etapas del proceso, aunque puede llegar a perjudicar algunas otras. Por lo general en crudos pesados, se forman espumas estables que favorecen la velocidad del proceso de producción, sin embargo, al llegar este crudo a los separadores es importante que esta espuma se rompa rápidamente, pues como ya se ha explicado, esas cantidades excesivas de gas perjudican al equipo luego del calentamiento y generar problemas en las unidades bombeo, al igual que puede arrastrar fracciones de líquido en el gas.

Las espumas son definidas por su calidad, la cual se establece de acuerdo por la cantidad de gas presente a nivel porcentual, de manera que si es menor al 70% se trata de una espuma húmeda, mientras que si su calidad es mayor al 90% se trata de una espuma seca.

La función de un antiespumante radica en incrementar la elasticidad de las moléculas del fluido, haciendo que la espuma sea débil e inestable.

Hay que tener especial atención sobre este tema en crudos que presenten un °API menor a 40, en fluidos que están con temperaturas inferiores a los 160°F y con fluidos que su viscosidad este por encima de los 53 Centipoise (cp), debido a que bajo estos requisitos los fluidos son mas propensos a la formación de espumas.

Como en otros procesos de separación, es muy importante para la ruptura de la espuma: la agitación y la temperatura operativa. La agitación provee mayor velocidad de coalescencia para las burbujas de gas, ello se logra con el diseño interno del separador. La mayor temperatura de

separación favorece la resolución de espumas porque reduce la tensión interfacial y la viscosidad del fluido. Así como la temperatura favorece las colisiones entre gotas de agua en la deshidratación, también lo hace con las burbujas de gas liberado del crudo. (Requena G. José L y Rodríguez M, Mauricio F. 2006).

Un lugar bastante utilizado para agregar el inhibidor de espumas es el múltiple de producción o manifold. La inyección de estos productos se hace con bombas de inyección; éstas inyectan periódicamente una cantidad de producto determinada y trabajan en forma continua.

Las dosis y aplicaciones de los diferentes químicos son estudiadas por la contratista y son ellos mismos quienes proponen posibles modificaciones; todo esto bajo la supervisión y aprobación de la empresa.



Figura 22. Equipo de inyección de Química.

Nota: Es muy importante chequear periódicamente las bombas de inyección química, pues de su buen funcionamiento depende el buen tratamiento del crudo; además, la sobre inyección de productos químicos aumenta los costos de operación en forma considerable y puede causar emulsiones más difíciles de romper.

8. Sistema de almacenamiento de crudo

8.1. Tanques para almacenamiento de crudo

Constituyen un elemento muy importante en las operaciones de explotación de los servicios de hidrocarburos, dado que proporcionan el equilibrio entre la producción y el transporte previendo variaciones en el consumo, permite el asentamiento de sólidos remanentes en el crudo antes de la fiscalización, representan un punto de referencia para la medición en el despacho del crudo y brindan tranquilidad y flexibilidad operativa en refinerías.

La clasificación de los tanques se muestra en la figura siguiente:

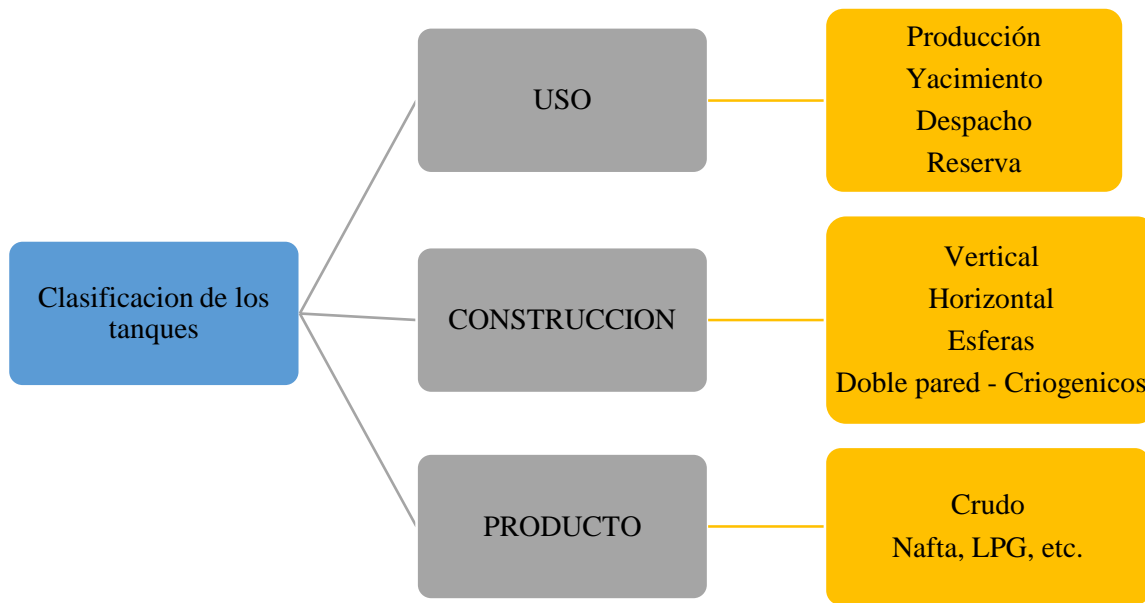


Figura 23. Clasificación de tanques de almacenamiento

En este manual, se hará énfasis en los tanques de tipo horizontal, dado a que son los más empleados en la industria petrolera. Sin embargo, es de mencionar que los recipientes horizontales tipo cigarros, que funcionan con presiones superiores a la presión atmosférica, poseen mediana capacidad de almacenaje. Cuando se requiere almacenar cantidades muy amplias se usan los tanques de forma esférica.

En un campo petrolero, lo ideal es tener capacidad de almacenamiento de 3 a 7 veces la producción diaria, con el fin de abastecer los requerimientos sin apagar los pozos es caso de cualquier novedad de carácter logístico, técnico o de orden público, de manera que se continúe la producción hasta solucionar eficazmente cualquier impase.

Los tanques de almacenamiento se fabrican en acero, provistos de medidores de nivel (automático o manual), válvulas de drenaje de aguas, protección contra la corrosión y válvulas de plato para la liberación del exceso de presión, el cuerpo debe estar soldado de modo que garantice un almacenamiento eficiente y provistos de una válvula de drenaje que permita extraer periódicamente los sólidos asentados.

Un tanque de almacenamiento de crudo generalmente es pintado de color negro, gracias a la absorción de calor que este color genera, propiciando un fluido más ligero al ganar temperatura. Así mismo, en el caso de derivados volátiles del petróleo como es el Diésel, el querosene, la nafta o la gasolina, deben ser almacenados en tanques de color blanco o color aluminio brillante, puesto que estos colores hacen reflexión a la luz, para evitar que aumente la temperatura en estos tanques y por ende se alcance el punto de burbuja ocasionando pérdidas de combustibles o en caso extremo accidentes catastróficos.

Alrededor de los tanques de almacenamiento, se encuentra el sistema de diques, los cuales se constituyen de un piso reforzado con emulsión asfáltica, que aíslan los tanques de las otras áreas del proceso y busca proteger el medio ambiente en caso de derrames.

La línea de entrada de crudo sirve como colector del tratador, donde el crudo se bifurca a través de una tubería perforada en forma de U, permitiendo que el líquido se disperse suave y homogéneamente en el tanque. En la salida del crudo, se usa una línea que comunica con el despacho que se hace a los carros tanques.

Como dispositivo de control, cada tanque tiene instalada en la parte superior una válvula de venteo automática, que actúa como mecanismo de seguridad ante sobre presiones en el tanque y presiones de vacío, cuando se bombea el crudo.



Figura 24. Tren de tanques horizontales para almacenamiento de crudo tipo cigarro.

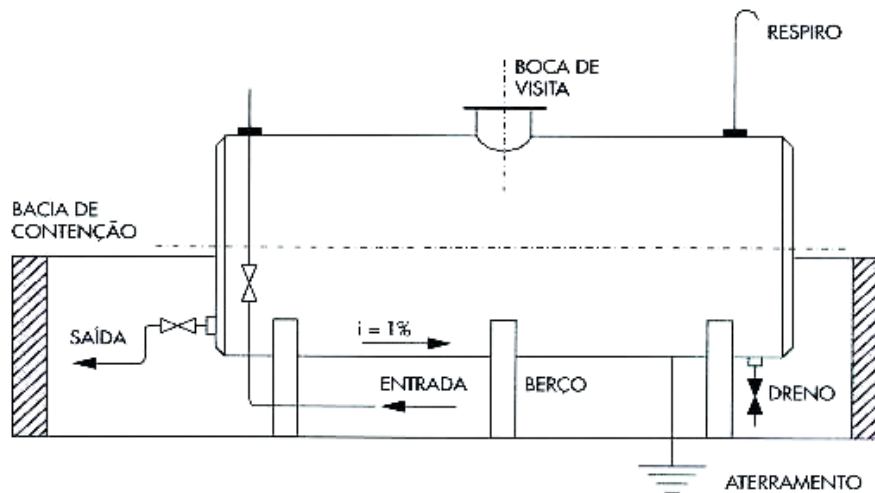


Figura 25. Componentes de un Tanque de almacenamiento de crudo horizontal. Tomada de: ALBARRACIN C. Carlos y MORENO C. Diana. Instructivo de operación de un separador de fluidos. 2010.

8.1.1. Procedimiento Sacada de Servicio de Tanque de Almacenamiento de Crudo: Una vez coordinado con el personal requerido se procede a los siguientes pasos:

- i. Determinar el tanque que se sacará de servicio, y establecer cuál es el tanque que lo va reemplazar en caso de que lo haya y de qué forma se realizará éste procedimiento.
- ii. Tomar la lectura de nivel del tanque
- iii. Bombear el crudo al tanque de reemplazo o la decisión tomada por el supervisor de producción responsable de la operación de la planta deshidratadora, y dejar a nivel mínimo de succión de la bomba.
- iv. Cerrar las válvulas de recibo y descargue del tanque a retirar. Cerrar la válvula de la línea por la que le entra crudo al tanque (si existe) e instalar platina ciega en la brida más cercana a ella, para evitar recirculación de crudo si alguna válvula presenta pase.
- v. Bombear y permitir la entrada de agua al tanque, con el objetivo de desplazar el contenido de crudo para ser drenado al API.
- vi. Accionar la válvula de drenaje del tanque y permita que todo el contenido se desplace al separador API para posteriormente recuperar el crudo restante.
- vii. Desajustar y desenroscar los tornillos del manhol (boca de entrada) y retirar la tapa ubicada en la parte frontal del tanque para permitir la aireada de éste. De ser necesario retirar el lodo o los sedimentos con baldes. Si existe presencia de líquido succionar con el camión de vacío “chupamanchas” el crudo restante.

8.1.2. Procedimiento para medir tanques al vacío:

- i. Seleccionar el tanque que será medido, leer, tomar y registrar el nivel del líquido utilizando telemetría, y guardar este dato como dato guía. La información se debe registrar en una libreta o registro de la empresa.
- ii. Tomar y registrar la altura de referencia, puede tomarla de la tabla de aforo o de la tabla informativa ubicada en el marcador de medición del tanque respectivo.
- iii. Use el polo a tierra de la cinta medidora, para descargar posibles corrientes estáticas en la boquilla de medición o en la baranda del tanque.
- iv. Para que los gases contenidos dentro del tanque se dispersen, abra la escotilla de medición del tanque.
- v. Calcule la longitud de la cinta restándole a la altura tomada en el dato guía la mitad de la longitud de la plomada y sabrá cuanta cinta se debe introducir en el tanque.
- vi. Baje la plomada de medición hasta alcanzar la longitud obtenida en el cálculo anterior.
- vii. Espere hasta que la plomada este estable
- viii. Saque la cinta del tanque, lea y registre el corte del líquido que marca la plomada.
- ix. Calcule la altura de fluido a partir de la siguiente correlación:

$$\text{Altura de Líquido} = \text{Altura Referencia} - \text{Lectura Cinta} - \text{Punto de Corte Indicado en Plomada}$$

Este procedimiento, debe repetirse tres veces consecutivas de modo que entre una medición y otra no existan diferencias que sobrepasen los 3 mm.

Cuando se logre que dos de las tres medidas registradas sean idénticas, esa medida se toma como válida, siempre y cuando la diferencia con la tercera medida no sobrepase 1 mm.

Si la diferencia entre las tres medidas consecutivas es de 1 mm entre una y otra, se calcula el promedio de las tres mediciones.

Si al tomar las tres mediciones y la diferencia entre ellas superen los 3 mm, es necesario inspeccionar las válvulas y verificar que el tiempo de reposo del tanque sea de dos horas.

8.1.3. Medición a fondo: El procedimiento que se debe seguir es el siguiente:

- i. Tomar y registrar el valor de altura de referencia, ya sea desde la tabla de aforo o de la tablilla informativa que se encuentra en la escotilla de medición del tanque
- ii. Usar sobre la plomada pasta para detección de agua hasta esconder la superficie de esta sin cubrir la calibración métrica de la cinta.
- iii. Bajar la cinta lenta y cuidadosamente dentro del tanque a través de la boquilla de medición, hasta que la plomada toque el fondo o el plato de medición del tanque. Espere 15 segundos permitiendo que se active el indicador aplicado en la cinta.
- iv. Extraiga cuidadosamente y registre el valor medido. Este valor debe tener una diferencia con respecto a la medición de referencia de ± 3 mm, si no cumple este requisito debe verificar el estado de las válvulas y repetir el procedimiento.
- v. Recoja la cinta hasta el nivel de corte y registre el valor obtenido. Los registros deben tomarse de manera organizada y clara, de modo que queden consecutivos y puedan observarse las diferencias entre una medición y otra.
- vi. Repita el procedimiento tres veces consecutivas y valore que la diferencias entre cada medición no debe sobrepasar los 3 mm.

Cuando dos de las tres medidas sean iguales, se puede registrar el valor como valido, siempre y cuando la diferencia entre una y otra no supere 1 mm.

Si las medidas son distintas, pero la diferencia entre una y otra es de 1mm, se debe calcular el promedio de las tres y tomar este valor como valido.

Nota: Cuando los tanques de almacenamiento de crudo tengan capacidad menor a 100 bls, el margen de error se determina en 5mm.

8.1.3. Procedimiento para la Liquidación de Tanques: Luego de medir manualmente los niveles de agua libre y crudo y la temperatura del fluido en el tanque, se procede a obtener el Volumen Neto de la siguiente forma:

- i. Llevar a cabo la medición manual del tanque, obteniendo los datos referentes al Nivel Total de Tanque, Nivel de agua y Temperatura.
- ii. Tomar muestras del producto contenido en el tanque para hacer determinación de porcentajes de BS&W (Sedimentos de fondo y Agua) y gravedad API.
- iii. Obtener Volumen Total Observado y Volumen de agua mediante la conversión con las tablas de aforo.
- iv. Obtener el Volumen Bruto Observado mediante la diferencia entre el Volumen Total Observado y el Volumen de agua. Determinar la Gravedad °API en el laboratorio para poder calcular la Gravedad Especifica @ 60°F y luego hallar el factor de corrección por temperatura.
- v. Calcular Volumen Bruto @ 60°F mediante la multiplicación de Volumen Total Observado y Factor de Corrección por Temperatura.

- vi. Calcular el Volumen Neto restándole al Volumen Bruto @ 60°F el porcentaje de BS&W de este.

Precauciones

Siempre, al subir y bajar las escaleras de un tanque, asegúrese que los zapatos no tengan aceite en la suela. La presencia de aceite puede ocasionar resbalones o deslizamientos que le pueden generar heridas.

Al medir un tanque o tomar muestras para análisis de laboratorio, use la máscara de protección para vapores químicos. Su utilización puede resultar incómoda, pero es una buena forma de proteger su vida. Absorber los vapores que salen del tanque puede causar desmayos.

Nunca deje las cintas de medir en el techo del tanque, estas deben ser lavadas con ACPM o Keroseno para luego ser colgadas en el porta cintas, así mismo, los trapos u otros elementos deben depositarse en un lugar seguro no encima del techo del tanque. Tampoco se deben tomar las mediciones en medio de una tormenta eléctrica ni cuando el tanque esté en servicio y los agitadores deben estar apagados.

Cuando se drenen los tanques, no derrame aceite. Evite generar contaminación ambiental.

8.1.4. Toma de Temperatura: Antes de llevar a cabo esta actividad, es necesario hacer inspección de la columna de mercurio, verificando que no tenga separaciones, pues de ser así no se debe usar. Seguido de esto, se realizan los siguientes pasos:

- i. Cuelgue el termómetro de una cinta graduada o de un cordón con nudos a intervalos conocidos y lo baja por la boca de medida, dentro del tanque.

- ii. Sumerja el termómetro hasta la profundidad necesaria y espere 5 minutos si es crudo liviano o 20 min si es crudo pesado.
- iii. Saque el termómetro rápidamente y léalo lo más pronto y correctamente posible, con cuidado de que la copa salga completamente llena y no exponerlo mucho al aire, así se evitan variaciones en la medición.
- iv. Repita este procedimiento en varias profundidades de fluido y calcule un promedio entre los valores obtenidos.

Todos los instrumentos de medición deben cumplir los estándares internacionales y por ende debe usarse únicamente los que facilite la compañía.

Si luego de inspeccionar las cintas, plomadas o reglas antes de usarlas, observa alguna deformación o anomalía, no las emplee en sus labores de medición. Tenga en cuenta además que si una plomada presenta un desgaste superior a $1/16'' - 1 \text{ mm}$, no debe ser usada puede generar errores del mismo margen.

9. Sistemas de medición y control

9.1. Medidores para la Venta

Para obtener un buen grado de confiabilidad en esta operación, se recomiendan los medidores de desplazamiento positivo, pues la exactitud de estos medidores esta entre $0.1 - 1\%$.

9.1.1. **Instalación:** Para llevar a cabo la instalación del medidor, se deben atender estas recomendaciones:

- i. Sujete sobre una base o plataforma el medidor, de forma que no descansa sobre las líneas de flujo, a menos que el medidor sea vertical pues este si queda sujetos a la tubería.
- ii. Instale el medidor previniendo el drenaje axial del líquido sin que se forme sifón en el tubo de salida.
- iii. Drene periódicamente el agua y los sedimentos que se depositen en el medidor.
- iv. Compruebe que el tapón de drenaje quede accesible.
- v. Cuide que la tubería no cargue esfuerzos sobre el medidor
- vi. Instale una válvula de descargas adecuada para evitar expansiones térmicas en el medidor.
- vii. Instale un des-aireador para evitar la penetración de vapor en el medidor.
- viii. Limpie toda la tubería internamente antes de poner en marcha el medidor.
- ix. Remueva el mecanismo interior del medidor para evitar que se dañe el dispositivo, si este se somete a pruebas de presión con agua o va a lavar las tuberías y a eliminar corrosiones.
- x. Si desea lavar el medidor, debe hacerlo con aceite lubricante delgado cuando vaya a ser almacenado o a no usarse en cierto periodo de tiempo.
- xi. Nunca se debe calibrar el medidor con agua, se debe hacer con fluido de operación.
- xii. Normalmente el fluido dentro del medidor fluye en dirección Oriente -Occidente, o bien sea de izquierda a derecha, sin embargo, esta dirección de flujo puede variarse si se requiere.

9.1.2. **Arranque:** Es mejor llenar el medidor por gravedad. Sin embargo, en los casos en que las condiciones hidráulicas requieran que la bomba o bombas sean puestas en funcionamiento, tener especial cuidado al abrir las válvulas en el medidor.

- i. En todos los casos, sacar lentamente el aire del medidor y del sistema.
- ii. Establecer el flujo del líquido a través del medidor.
- iii. Estando la válvula de salida cerrada, abrir muy lentamente, la válvula de entrada.
- iv. Abrir lentamente la válvula de salida hasta que el contador empiece a girar. Deje la válvula de salida en la posición de estrangulación hasta que el aire haya sido evacuado del medidor.
- v. Este procedimiento es necesario para proteger el medidor contra velocidades excesivas a causa del aire en las líneas del sistema.
- vi. Aflojar el tapón de ventilación cuando el medidor esté lleno con el fluido.
- vii. Permitir que el aire que está encerrado en la cubierta del medidor se escape a través de los hilos de la rosca. Apriete el tapón cuando fluido empiece a escaparse por entre los hilos de la rosca.
- viii. Para abrir completamente las válvulas de entrada y de salida, abra éstas lentamente, a intervalos cuando el registrador funcione bruscamente. Continuar abriendo las válvulas cuando el funcionamiento sea uniforme.

Precauciones

Un cierre repentino de las válvulas en un sistema puede crear fuerzas que excedan la presión normal de las líneas o tubería. Estas fuerzas excesivas pueden ocasionar daños al medidor y demás equipos.

Los contadores o impresores no deberán reajustarse cuando el medidor esté en funcionamiento.

El pasador que asegura la tarjeta (tarjeta) en un cabezal impresor deberá estar en posición hacia abajo o en posición fija cuando el medidor esté en funcionamiento. La calibración del medidor se obtiene ajustando las graduaciones del calibrador o las perillas.

Los medidores equipados con calibradores G, ATG, o AMR pueden hacerse funcionar en cualquier dirección.

Si no se puede obtener exactitud o repetición, o si hay ruido excesivo, es posible que el medidor deba desarmarse para inspección y/o reparación.

Antes de desarmar cualquier parte del medidor tener en cuenta las siguientes indicaciones:

- ✓ Verificar que el medidor esté funcionando dentro de los límites correctos de capacidad de flujo (Ver la placa de identificación).
- ✓ Remover y examinar el calibrador y verificar si está funcionando correctamente.
- ✓ El calibrador debe girar libremente al sostener el acoplamiento superior y cuando el acoplamiento inferior es girado en sentido contrario al movimiento de las agujas del reloj.

Un funcionamiento desigual o brusco indica la presencia de rebabas o de materias extrañas.

- ✓ Un esfuerzo de torsión deficiente o un juego lateral excesivo del eje es una indicación de cojinetes gastados.

9.2. Sistemas de control

Los sistemas de control son los que, como su nombre lo indica, mantienen bajo ciertas condiciones específicas todas las variables del proceso, como son presión, niveles de flujo y temperatura.

Dentro de los sistemas de control encontramos:

9.2.1. Sistemas de Regulación y Seguridad: Son mecanismos de control automático y se destina a cubrir emergencias causadas por sobrepresiones o para regular en flujo en el sistema. En este grupo están incluidas las válvulas de seguridad como PSV – Pressure Safety Valves, las cuales se se activan cuando la presión contenida en un equipo o línea de flujo supera la presión de asentamiento de la válvula muy ligeramente.

9.2.2. Sistemas Manuales de control: Este grupo incluye todas las válvulas que se operan manualmente, como son las de descarga de separadores, control de niveles o de flujo y de temperaturas.

9.2.3. Sistemas de alarmas: Es un sistema muy importante dentro de un campo petrolero, diseñado para proteger y facilitar las operaciones, su función principal es anunciar al operador cualquier anomalía presente en alguna parte del proceso. Por tanto, el operador puede prestar atención inmediata al llamado y aplicar los correctivos oportunamente a las novedades que se puedan presentar.

Existen sistemas de alarmas se manifiestan por medio de una señal visible de LCD y auditivo a través de una sirena, anunciando irregularidades en las condiciones de operación, y otros sistemas que además de hacer el llamado de alarma, toman acciones sobre los equipos del proceso, a través de unos interruptores.

Estas alarmas se activan a partir de un Switch que es ubicado en los equipos y al excederse el valor especificado en el switch de alarma, se activa n contacto que emite las señales de aviso.

9.2.4. Sistemas contraincendios: Este sistema está conformado por extintores, monitores, carro tanques y bombas contraincendios y cada campo petrolero debe estar dotado con ello, por lo cual es necesario que cada operador y un grupo de auxiliares de producción o el cuerpo técnico tengan conocimiento en el manejo de estos equipos a través de las capacitaciones que ofrece el departamento de salud y seguridad en el trabajo de la compañía.

En este manual se limitará a explicar el procedimiento para encender las bombas contraincendio en caso de una emergencia, el cual debe ser atendido con especial cuidado y en lo posible memorizarlo.

Para encender las bombas en caso de emergencias se deben seguir el siguiente procedimiento:

- i. Encienda manualmente la bomba a través del tablero lateral de motor
- ii. Coloque el Switch en posición manual
- iii. Hale la palanca de contacto, sosteniéndola hasta que el motor haya arrancado, solo debe tardar máximo 15 segundos. Si no inicia a trabajar la bomba luego de transcurrido este tiempo, accione la otra palanca de contacto.
- iv. Detengar el motor de la bomba pasando el switch a STOP, manteniendo el switch sostenido hasta asegurarse que el motor deje de trabajar.

10. Recomendaciones de salud y seguridad en operaciones de producción petrolera

Además de usar adecuadamente los implementos de salud y seguridad en el trabajo, el personal operativo debe considerar las siguientes recomendaciones a fin de evitar accidentes de trabajo:

10.1. Derivaciones de la mezcla de hidrocarburos y agua caliente

Cuando el agua se convierte en vapor por acción de la temperatura, su volumen se incrementa 1600 veces, de tal manera que un metro cúbico de agua se convierte en 1600 metros cúbicos de vapor. Teniendo esto en cuenta debe contemplarse que un hidrocarburo caliente puede generar en el agua vaporización instantánea, de modo que si el agua está confinada en un equipo o tubería, al momento de aumentarse el volumen del agua por efecto térmico, puede reventar o afectar gravemente la unidad. Lo anterior, puede presentarse en bolsillos de tubería sin drenar, líneas ciegas o en bajantes taponados.

Un tanque que contenga en su fondo agua con hidrocarburo caliente, ocasionará un “Blower” que destruirá el tanque y su entorno se verá afectado muy gravemente. Por ende, se debe tener especial cuidado y atención en el drenaje de los equipos, pues el agua no drenada que sufra calentamiento brusco, producirá daños devastadores en el recipiente al igual que en el personal que lo opera.

10.2. Amenazas del vacío y la presión

Una mezcla de hidrocarburos que se calienta volatiliza los componentes livianos convirtiéndolos en vapores que aumentarán la presión del sistema equivalentemente al calor proporcionado y el factor de riesgo dependerá del funcionamiento y la cantidad de sistemas de alivio que tenga el equipo.

Durante las operaciones de purga de equipos, es importante tener abierta una válvula de venteo, de modo que se pueda inyectar aire en la medida que se condensa el vapor atrapado y se drena completamente el equipo purgado, así se evita la formación de vacío que se genera luego de que el vapor de purga es enfriado y disminuye la presión en el sistema.

Si hay hidrocarburos presentes en el recipiente **NO SE DEBE ABRIR VENTEOS**, pues esto generará una mezcla explosiva. Si en algún caso el vapor contiene hidrocarburos y se genera vacío, es necesario inyectar vapor o gas inerte a fin de presurizar el equipo.

10.3. **Recomendaciones operativas**

- ✓ Durante la ejecución de cualquier procedimiento, se deben observar prácticas seguras de trabajo.
- ✓ Utilizar equipo de protección personal durante la ejecución de este procedimiento, en las áreas de proceso de la facilidad.
- ✓ Para prevenir daños al medio ambiente, causados por fugas o derrames, utilizar equipo apropiado de contención. Mantener comunicación permanente con el operador y todas las demás autoridades de área afectadas en la operación.
- ✓ Cualquier persona que labore en la zona de Facilidades de Superficie, al identificar una condición y/o situación crítica o de emergencia, como incendio o fuga de gas o líquidos, debe informar de inmediato al Supervisor u operador, comunicando: quien reporta, sitio del evento, tipo de emergencia, tarea en desarrollo y número de personas presentes en el sitio.

- ✓ Además, debe seguir cuidadosamente las instrucciones suministradas en capacitaciones de HSE, Salud y Seguridad en el trabajo, teniendo en cuenta la lista de chequeo ambiental realizada antes, durante y después de la ejecución de este procedimiento.
- ✓ Realizar pausas activas durante la jornada laboral, acorde con las indicaciones del Profesional HSE sin descuidar las operaciones de producción.
- ✓ Practicar algún deporte en horarios no laborales para evitar cargas de estrés y salvaguardar la salud física y mental.
- ✓ La expansión térmica en los líquidos genera grandes presiones que pueden causar ruptura de empaques y en casos extremos, pueden destruir los equipos. Razón por la cual, nunca se deben encerrar tramos de tubería entre válvulas o intercambiador los hidrocarburos que estén expuestos al calentamiento. Cuando considere necesario mantenga abiertos los venteos o drenajes.
- ✓ Vigile celosamente la dirección de las corrientes para notar cualquier cambio en la misma, y verifique que los vapores emanados en la operación no se dirijan a lugares peligrosos.
- ✓ Antes de cerrar la salida de un enfriador o condensador de agua es necesario abrir un drenaje o venteo.
- ✓ Los pozos de alcantarillado, los sistemas de desagüe y demás drenajes son puntos de acumulación de gas, por lo cual en ellos se deben evitar las chispas, las llamas, los golpes o cualquier otra actividad que pueda genere ignición, y en caso de ejecutar trabajos con soldadura en lugares cercanos, deben ser cubiertos correctamente.
- ✓ Recuerde que, si en el hidrocarburo hay agua presente, se generará una acumulación de carga estática muy peligrosa que podría originar el salto de chispas al llegar a los tanques de almacenamiento. Por lo cual es importante mantener libre de agua al hidrocarburo.

- ✓ Evite el llenado o salpicaduras de la parte superior de los tanques.
- ✓ La velocidad de entrada al tanque de almacenamiento debe estar en 3 ft/s hasta que este completamente cubierta la boquilla de entrada por el nivel de líquido.
- ✓ Debe retirarse de lo tanques cualquier elemento que no esté conectado del polo a tierra de este, mientras no se encuentre en bombeo.
- ✓ No permita la presencia de objetos metálicos dentro del tanque antes de cumplir 30 minutos de suspendido el bombeo.
- ✓ Tenga presente que todos los tanques de almacenamiento de hidrocarburos deben tener venteos y vacío.

11. Normas aplicables

Dentro de los procesos industriales, existen estándares y regulaciones ya sean de ámbito nacional o internacional, a continuación, se presentan algunas de estas regulaciones aplicables en los procedimientos operacionales de producción a fin de que puedan ser consultados en caso de querer profundizar un poco más en este tema.

Resolución 41251 del 23 de diciembre de 2016: “Reglamentación en la medición del volumen y la determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la adecuada liquidación de regalías”. (Ministerio de minas y energía. Colombia.2016)

ISO 17025: Requisitos técnicos en laboratorios.

API MPMS: Medición estática y dinámica de hidrocarburos.

API 2350: protección de sobrellenado para tanques de almacenamiento en facilidades petroleras.

API 2555: Calibración líquida del tanque.

ASTM D4006, ASTM D4006, D4377, D4928, API MPMS 10: Equipos e insumos para la determinación del contenido de agua.

ASTM D473: Equipos, Instrumentos e insumos para la determinación del contenido de sedimentos.

ASTM D3230: Equipos, Instrumentos e insumos para la determinación del contenido de sal.

ASTM D4294 o D2622: Equipos, Instrumentos e insumos para la determinación del contenido de azufre.

ASTM D4057, D4177, D5842, D5458, D1265, D3700, GPA 2166, API MPMS (8.1-14.8): Equipos e instrumentos para toma de muestras.

OIML R071: Identificación de tanques

OIML D10: Lineamientos de calibración de equipos.

NTC-ISO 10012: Sistemas de gestión para la medición.

ISO 18001: Salud y seguridad en el trabajo.

OIML R117: Medición de flujo para transferencias de custodia.

Es importante atender a todos estos lineamientos, pues a partir de ellos se realizarán las auditorías empresariales y gubernamentales en Colombia. Otros lineamientos existentes son: NFPA- National Fire Protection Association, STI - Steel Tank Institute, UL- Underwriters Laboratories Inc. (E.U.A.), ULC - Underwriters Laboratories of Canada.

12. Mapa de las etapas del procesamiento de los fluidos

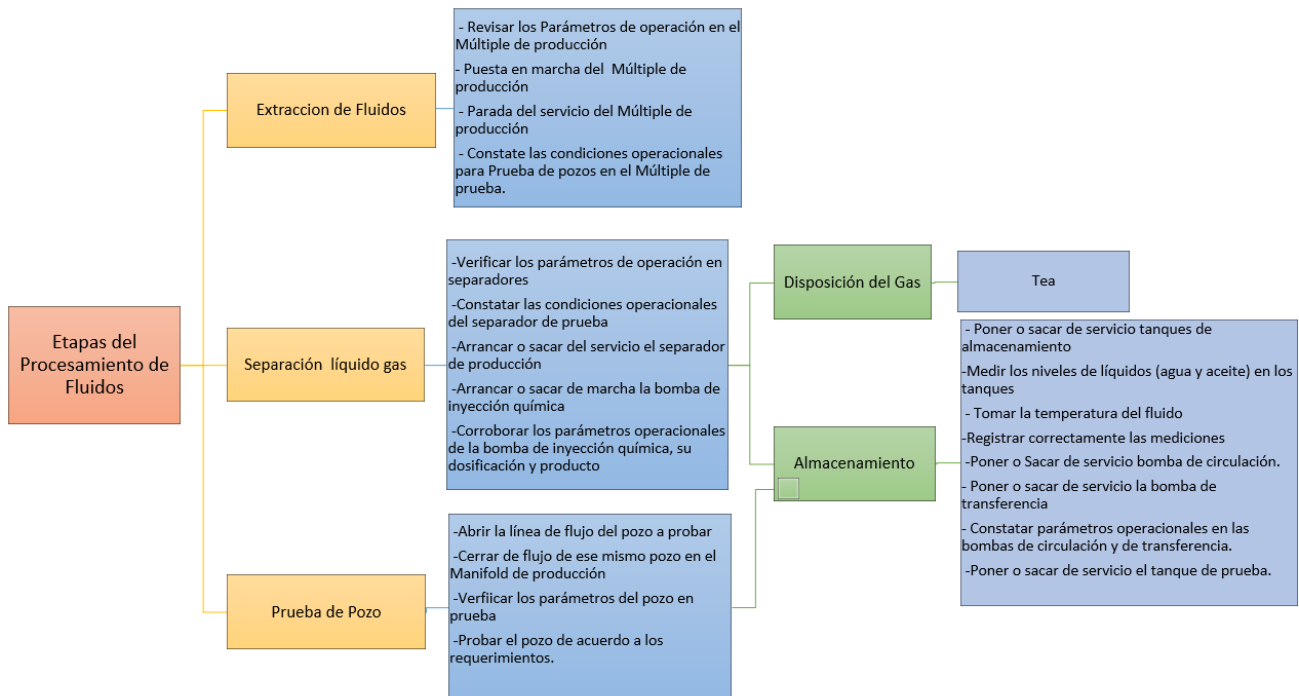


Figura 26. Etapas del procesamiento de fluidos.

Este esquema corresponde a las actividades cotidianas que se realizaban en el campo materia de investigación en el cual se goza de un crudo que naturalmente cumple con los requerimientos exigidos en cuanto a su cantidad de agua para la venta, por lo tanto, no se realiza tratamiento ni disposición de aguas de producción. Aquí se plasma a manera de guía para el personal operativo, las actividades o protocolos a seguir en cada etapa del procesamiento del crudo, para ahondar en cada una de ellas deberá acudir a este manual o remitirse a las normas anteriormente citadas.

Conclusiones

Este manual de procedimientos operacionales constituye una base de conocimiento que puede ser inculcada al personal que ingresa por primera vez a laborar en un campo petrolero, dado a que ofrece una noción general de las operaciones y equipos presentes dentro de todo el proceso que se maneja y muestra algunas recomendaciones de autocuidado y condiciones seguras de trabajo.

Este manual operacional puede servir como base para gestionar la documentación exigida por los estándares internacionales ISO 9001, pues este constituye un soporte técnico que podría permitir cumplir con el requisito documental del sistema de gestión de calidad.

El Manual de Operaciones es una herramienta mas no la solución a problemas que se puedan presentar en la instalación, para ello el personal debe capacitarse constantemente.

La implementación y divulgación del Manual operacional de producción brinda a todo el personal involucrado en el proceso una herramienta cognitiva que permite ejecutar labores cotidianas en campo de manera eficiente y segura, debido a que este libro expone el paso a paso de algunas operaciones, la importancia de cada labor, las irregularidades, aplicaciones, ventajas y desventajas de algunos equipos, así como los riesgos y las medidas preventivas que se deben asumir en cada caso.

Recomendaciones

Concientizar al personal que labora en un Campo petrolero acerca de los riesgos de tener malas prácticas operacionales y al mismo tiempo, de no ejecutarlas de forma estandarizada, de tal manera que, mediante el seguimiento y la consulta del manual de operaciones de producción se incremente la efectividad de cada uno de los procesos presentes en el campo.

En la medida en que se ingresen nuevos equipos a la operación del campo y en la medida en que se acojan nuevas tecnologías operacionales, este manual debe ser actualizado a fin de mantener al personal operativo informado, capacitado y documentado en la vanguardia de lo que sucede en su lugar de trabajo y evitar que este documento no se ajuste a la realidad del campo de producción petrolera.

Exigir a la compañía de servicios químicos industriales que socialice con todo el personal involucrado en la operación de producción, la hoja de datos de seguridad de los materiales y sustancias químicas empleados dentro del proceso y en lo posible capacite al personal como proceder en caso de alguna emergencia que se pueda presentar con estas sustancias.

Capacitar al personal operativo contantemente para contar con un personal altamente cualificado para la incorporación de nuevas tecnologías, la aplicación de mejores prácticas operacionales y óptimas reacciones en caso de emergencia.

Crear continuamente espacios reflexivos y recreativos para el personal que labora en campo, teniendo en cuenta las extenuantes y excesivas jornadas laborales, a fin de evitar problemas

psicoafectivos, emocionales y en algunos casos psicosociales en el personal, ya sea por excesos de estrés, carga laboral o debilidades emocionales por estar tanto tiempo alejados de sus seres queridos. Esto, es porque ya se observado en campo que existen personas depresivas y claustrofóbicas, que sumado los factores mencionados inician a desencadenar patologías preocupantes.

Referencias Bibliográficas

- Arocha P. Otman A. (2004). Estudio Comparativo Técnico-Económico entre Estación de Flujo Convencional y Estación de Flujo con Tecnología Multifásica en el campo Caricari. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Barajas Cortina V. (2004). Manual de operaciones para la estación Gloria. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- Busto Trina I. y Zamora M. Oswaldo N. (2002). Evaluación del Sistema de Manejo de Fluidos en Superficie para el Área Mayor de Socororo. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Contreras C. Marvin J. (2004). Evaluar y Diagnosticar las Condiciones de Operación de la Estación de Tratamiento de Crudo BARED-10-Distrito San Tome. Informe de Pasantías. Universidad Rafael Urdaneta, Maracaibo.
- Girón, Mara. (septiembre 2004). Aplicación del análisis cuantitativo de riesgos en una estación de producción de petróleo. Universidad, Ciencia y Tecnología. Volumen 8. Número 31.
- Henri C. (2003) "Well production practical handbook", institut français du pétrole publications, Technip.
- LeFeber R. B. and Others (1974). Treating Oil Field Emulsions. API Manual. Dallas, Texas.
- M.I. Gómez Cabrera, José Ángel. (1985). Producción de pozos. Facultad de Ingeniería, UNAM, México.

Skinner. D.R. (s.f.) Well Site Facilities: Water Handling, Storage, Storage, Instrumentation and Control.

Smith, Vernon H. (2001). Oil and Gas Separators. Petroleum Engineering Handbook. Chapter 12. Meriand Corp. Houston.

Woodruff John (1968). Crude Oil Tanks: Construction, Strapping, Gauging and Maintenance. API Manual. The University of Texas at Austin, Texas.