

**CRITERIOS DE DISEÑO PARA LOS DESCARGADEROS DE CRUDO EN LAS
ESTACIONES DE BOMBEO**

**JORGE ENRIQUE NIÑO SANTOS
MIGUEL DAVID SUÁREZ ARDILA**

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

2015

**CRITERIOS DE DISEÑO PARA LOS DESCARGADEROS DE CRUDO EN LAS
ESTACIONES DE BOMBEO**

**JORGE ENRIQUE NIÑO SANTOS
MIGUEL DAVID SUÁREZ ARDILA**

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

**Director:
Ing. JULIO CÉSAR PÉREZ ÁNGULO**

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

2015

DEDICATORIA

A DIOS, por la vida y mi hermosa familia.

A mi padre Jorge Enrique Niño Toscano porque es mi modelo a seguir, un hombre responsable, humilde, trabajador, cariñoso y ante todo posee una calidad humana extraordinaria

A mi madre Aura Mercedes Santos Ruedas por motivarme en los momentos difíciles y brindarme todo su amor.

A mi abuela Nina por sus sabios consejos, sus enseñanzas y confiar siempre en mí.

A Yule porque más que mi prima es como una hermana incondicional.

A esa gran mujer que me ha hecho mirar la vida desde otra perspectiva, gracias Judith Elisa.

A Freddy, Juanito, Miguel, Mao, Mateo y Blanco porque son los mejores amigos y compañeros con los que compartí tantos gratos momentos en la universidad.

A Andrés, Jhon, Luis, Diego y Chavie por estar siempre ahí, dándome ánimos y por brindarme una amistad sincera.

A mi padre Miguel Suárez, en especial a mi madre María de Pilar Ardila por su apoyo incondicional, por su amor y comprensión, por los buenos consejos, por como soy como persona, por la lucha y la entrega que tuvo para que yo pudiera tener el privilegio de ser profesional.

A todo a mi familia por su apoyo y confianza.

A mi primo German Felipe Torres por brindarme su ayuda y conocimiento para el desarrollo de mi proyecto.

A mis amigos que me acompañaron durante este proceso, por su amistad incondicional, cada uno de ustedes ha dejado una gran huella y enseñanzas de vida.

Miguel David Suárez Ardila

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. SISTEMA DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS	21
1.1 CLASE DE MEDICIONES	21
1.1.1 Medición estática	21
1.1.2 Medición dinámica	22
1.2 SELECCIÓN DE MEDIDORES	29
1.3 SELECCIÓN DE PROBADORES	32
1.3.1 Probadores de desplazamiento	33
1.3.2 Probadores de volumen pequeño	34
1.3.3 Probadores volumétricos tipo tanque	34
1.3.4 Medidores maestros	34
2. CRITERIOS DE DISEÑO PARA SELECCIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO	36
2.1 TIPOS DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO Y SU USO SEGÚN EL PRODUCTO DE ALMACENAMIENTO	36
2.1.1 Uso de los tanques según su forma.	36
2.1.2 Uso de los tanques según su producto	39
2.2 CONSIDERACIONES DE MEDICIÓN ESTÁTICA (MPMS) Y SUS DIFERENTES TIPOS DE MEDICIÓN	40
2.2.1 Medición al vacío	40
2.2.2 Medición de fondo	41
2.2.3 Medición de agua libre	42
2.2.4 Medición de temperatura	42

2.3 MUESTREO	42
2.4 DETERMINACIÓN DE AGUA Y SEDIMENTOS	42
2.5 MEDICIÓN DE CARROTANQUES	43
2.6 LIQUIDACIÓN DE TANQUES	46
2.7 CALIBRACIÓN DE TANQUES	46
2.8. INGENIERÍA CIVIL	47
2.8.1 Levantamiento topográficos	47
2.8.2 Estudio de suelos	48
2.8.3 Movimiento de tierras	48
2.8.4 Diques de contención	50
2.8.4.1 Altura del muro	50
2.8.4.2 Pisos de patios interiores de diques de contención	52
2.8.4.3 Seccionamiento de patios interiores de diques de contención	52
2.8.5 Drenajes	53
2.8.6 Sistemas de protección contra incendios	55
2.8.6.1 Mecanismos de extinción	56
2.8.6.2 Tipos de sistemas contra incendios	57
2.8.6.4 Sistema de agua pulverizada	61
3. CRITERIOS BÁSICOS PARA SELECCIONAR LOS EQUIPOS ROTARIOS Y LA TUBERÍA DEL DESCAGADERO	63
3.1 DATOS DE ENTRADA	63
3.2 SISTEMA DE UNIDADES	64
3.3 ESPECIFICACIONES DEL TIPO DE CRUDO	65
3.4 CRITERIOS DE DISEÑO	67
3.5 SELECCIÓN DE LA BOMBA	68
3.5.1 Propiedades del fluido	68
3.5.2 Caudal	68
3.6 LÍNEAS	68
3.7 VÁLVULAS Y ACCESORIOS	69

3.7.1 Válvula de bola	70
3.7.2 Válvula Check	70
3.7.3 Manguera	71
3.7.4 Válvula de globo	72
3.8 CÁLCULO HIDRÁULICO	72
3.8.1 Metodología	73
3.8.2 Datos de inicio	74
3.9 EQUIPOS ROTARIOS	78
3.9.1 Presión de succión	78
3.9.2 NPSHA – Carga neta positiva disponible a la succión	79
3.9.3 Presión de descarga	79
3.9.4 Cálculo de la potencia de la bomba	80
4. METODOLOGÍA GENÉRICA PARA EL DISEÑO DE UN DESCARGADERO USANDO TRES TIPOS DE CRUDO	82
4.1 CALCULO HIDRÁULICO DE LÍNEAS	82
4.2 SELECCIÓN DE BOMBAS	86
4.2.1 Datos	86
4.2.2 Calculo de la presión de succión de las bombas	87
4.2.3 Cálculo de la NPSH disponible	89
4.2.4 Cálculo de la Presión de descarga de las bombas	89
4.2.5 Cálculo de las potencias de las bombas	90
4.3 SELECCIÓN DEL MOTOR	91
4.3.1 Potencia del motor	91
4.3.2 Velocidad del motor	92
4.4 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN	92
4.4.1 Medidor seleccionado	93
4.5 SELECCIÓN DEL PROBADOR	94
4.5.1 Consideraciones para la Selección de un probador de Volumen Pequeño	97

5. CONCLUSIONES	100
6. RECOMENDACIONES	102
BIBLIOGRAFÍA	103
ANEXOS	106

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Medidores de tipo pistón.	23
Figura 2. Medidor de paletas deslizantes.	24
Figura 3. Medidor tipo turbina.	25
Figura 4. Medidor tipo coriolis.	28
Figura 5. Guía selección entre Desplazamiento positivo y turbina	30
Figura 6. Curva típica de exactitud entre tres Tecnologías de Medición Dinámica	32
Figura 7. Tanque cilíndrico vertical con techo cónico.	37
Figura 8. Tanque cilíndrico con fondo y tapa cóncavos.	37
Figura 9. Tanque cilíndrico con techo flotante.	38
Figura 10. Tanque tipo esférico.	39
Figura 11. Medición al vacío.	41
Figura 12. Medición de agua libre a fondo.	41
Figura 13. Muro de contención.	51
Figura 14. Sistema de drenajes pluvial y aceitoso	53
Figura 15. Drenajes pluvial y aceitoso.	55
Figura 16. Cámara de espuma.	59
Figura 17. Aplicación superficial de espuma a través de cámaras en tanques de techo fijo.	59
Figura 18. Aplicación superficial de espuma a través de cámaras en tanques de techo fijo.	60
Figura 19. Sistema de rociadores (a) para casetas y (b) para tanques.	62
Figura 20. Sistema de agua pulverizada.	62
Figura 21. Válvula de bola.	70
Figura 22. Válvula de Check.	71

Figura 23. Manguera.	71
Figura 24. Válvula de globo.	72
Figura 25. Gráfica de Velocidad Vs Caudal	83
Figura 26. Gráfica Pérdidas Vs Caudal para crudo Campo Cira – Infantas	84
Figura 27. Gráfica Pérdidas Vs Caudal para crudo Campo Chichimene	85
Figura 28. Gráfica Pérdidas Vs Caudal para crudo Campo Caño - Limón	86
Figura 29. Descargadero de carrotanque.	98
Figura 30. Infraestructura de descargue.	99

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Datos de entrada	63
Tabla 2. Velocidades recomendadas para fluidos en tuberías	64
Tabla 3. Propiedades de los diferentes crudos	67
Tabla 4. Caudales obtenidos para descargar un carrotanque de 11000 galones con crudo a diferentes tiempos asumidos, teniendo en cuenta un tiempo de descarga que está en el rango de 30 a 50 minutos.	73
Tabla 5. Diámetros de tubería	74
Tabla 6. Resultado de velocidades para diferentes caudales y diámetros	82
Tabla 7. Cálculos de pérdidas para crudo Campo Cira – Infantas	83
Tabla 8. Cálculos de pérdidas para crudo Campo Chichimene	84
Tabla 9. Cálculos de pérdidas para crudo Campo Caño - Limón	85
Tabla 10. Datos para la selección de las bombas	87
Tabla 11. Accesorios del sistema	87
Tabla 12. Resultados	88
Tabla 13. Cálculos de pérdidas de succión	88
Tabla 14. Resultados de presión de succión	88
Tabla 15. Resultados de NPHSa	89
Tabla 16. Cálculos de pérdidas de descarga	89
Tabla 17. Resultados de pérdidas de descarga	90
Tabla 18. Resultados de diferencia de presión	90
Tabla 19. Resultados de potencia hidráulica	90
Tabla 20. Resultados de potencia al freno	90
Tabla 21. Resultados de potencia del motor.	92

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Catálogo de Motores	106
Anexo B. Tabla Para Cálculos de Coeficiente de Fricción	107
Anexo C. Identificación de Peligros y Determinación de Controles.	111

RESUMEN

TÍTULO: CRITERIOS DE DISEÑO PARA LOS DESCARGADEROS DE CRUDO EN LAS ESTACIONES DE BOMBEO*

AUTORES: MIGUEL DAVID SUÁREZ ARDILA
JORGE ENRIQUE NIÑO SANTOS**

PALABRAS CLAVE: Descargaderos, estaciones de bombeo, fiscalización de crudo.

DESCRIPCIÓN:

Este proyecto de grado plantea la infraestructura asociada al descargadero de carrotanques utilizando un sistema de medición y fiscalización de crudo, realizando un estudio de diferentes tipos de crudos. Este trabajo presenta los criterios de diseño que se utilizaron para su elaboración teniendo en cuenta las propiedades del fluido, la velocidad de los fluidos y la tubería que generó menor pérdida de energía, obteniendo un tiempo óptimo de descarga de los carrotanques, también se muestran los resultados de cálculos de los diámetros de las tuberías de succión y descarga de las bombas, La presión de succión y descarga de las bombas, el NPSH disponible, la potencia hidráulica, la potencia de freno y la potencia requerida por el motor. El diseño del descargadero permite recibir 3 carrotanques simultáneamente y evacuar cada uno en un tiempo aproximado de 32 minutos.

Habitualmente la medición de hidrocarburos líquidos se efectúa con los métodos tradicionales de medición de flujo que determinan el caudal volumétrico del fluido, a condiciones de operación aparentemente constantes, pero la presión y la temperatura a veces varían reflejando errores significativos en la medición, a menos que se apliquen factores de corrección necesarios, estos medidores son medidores de desplazamiento positivo (DP) ó de turbina de alto rendimiento; existe otro método, este método corresponde al efecto coriolis que consiste en medir directamente el caudal de flujo másico del fluido, el cual es el más utilizado para transferencia de custodia por el API.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Julio César Pérez Ángulo.

ABSTRACT

TITLE: DESIGN CRITERIA FOR THE CRUDE UNLOADING SITES IN THE PUMPING STATIONS.*

AUTHORS: MIGUEL DAVID SUÁREZ ARDILA **
JORGE ENRIQUE NIÑO SANTOS **

KEYWORDS: Unloading sites, pumping stations, inspection of oil.

DESCRIPTION:

The present work raises the associated infrastructure to unloading of tanker trucks using a system of measurement and inspection of oil, Carrying out a study of different types of crude. This work presents the design criteria that were used for elaboration taking into account fluid properties, the speed of the fluid and the pipe generates less energy loss obtaining an optimal time unloading tank trucks, the results of calculations of the diameters of the suction and discharge pumps are also shown, The suction pressure and discharge pumps, NPSH available, the hydraulic power, The braking power and the power required by the motor. The design of unloading sites can receive three tanker trucks simultaneously and evacuate everyone in an approximate time of 32 minutes.

Normally liquid hydrocarbons measurement is effected with traditional measurement methods that determine the volumetric flow rate of fluid flow, to operations conditions apparently constant, but pressure and temperature vary sometimes reflecting significant errors in measurement, unless apply correction factors, these meters are positive displacement meters (PD) or high performance turbine.

There is another method, this method corresponds to the Coriolis effect is to directly measure the mass flow rate of the fluid, which is the most widely used for custody transfer by the API.

* Degree Work

** Physicochemical Faculty of Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: M.Sc. César Augusto Pineda Gómez. Co-Director: M.Sc. Luis Roberto Oliveros Gómez

INTRODUCCIÓN

Uno de los procesos claves de la industria petrolera es el cargue y descargue de crudo. El descargadero quedará habilitado para recibir en cada una de sus islas carrotanques que contienen y descargan crudo en simultáneo. Éstos serán descargados y transportados por un sistema de bombeo y tuberías desde y hasta los tanques de almacenamiento del terminal de líquidos según corresponda. El proyecto en general contempla establecer los criterios de diseño para la construcción de facilidades que permitan la recepción, almacenamiento y despacho de crudo¹, debido a la gran problemática que se tiene en los campos marginales que en su perímetro no se encuentra la troncal de oleoductos para el transporte de crudo, lo cual se ve la necesidad de implementar los carrotanques para transportar el crudo hasta la estación más cercana, por lo cual se quiere establecer los criterios de diseño para los descargaderos de crudo en las estaciones de bombeo. La recepción de crudo se realizará mediante carrotanques. Cada una de estas bahías contará principalmente con bombas y patín de medición.

Este documento contiene los criterios de diseño para el desarrollo de la ingeniería conceptual, básica y detallada de los descargaderos de crudo en las estaciones de bombeo. El diseño de este libro se encuentra distribuido de tal forma que en el primer capítulo se presenta el sistema de medición de los hidrocarburos líquidos. Este capítulo contiene las clases de mediciones y sus aspectos importantes, especificaciones y características de cada uno de los medidores, especificación de cada uno de los probadores y consideraciones para la selección del medidor y probador.

¹ INFRAESTRUCTURA PARA LA EVALUACIÓN DE CRUDOS. Transporte y Logística. [online], Junio 2012. Ecopetrol. Disponible en: <http://iploca.com/platform/content/element/14281/EcopetrolJunio2012.pdf>

En el segundo capítulo se presenta los criterios de diseño para la selección de los tanques de almacenamiento. Este capítulo contiene los tipos de tanques de almacenamiento y su uso según el producto de almacenamiento, consideraciones de medición estática (MPMS) y sus diferentes tipos de medición, muestreo, determinación de agua y sedimentos, medición de carrotanques, liquidación y calibración de tanques.

El tercer capítulo se presenta los criterios básicos de equipos rotarios y de diseño para la selección de la tubería y la selección de bombas. Este capítulo contiene los datos de entrada en donde se encuentra el volumen a descargar por cada carrotanque, el rango de tiempo estipulado de descarga y las velocidades recomendadas para los fluidos en tubería, los sistemas de unidades usadas, las especificaciones del crudo, las condiciones de los diferentes fluidos para el diseño y el parámetro de selección de las bombas. La metodología y consideraciones para el cálculo hidráulico, presión de succión, NPSH disponible, presión de descarga y las potencias utilizadas en la selección de las bombas.

El cuarto capítulo contiene la metodología genérica para el diseño de un descargadero usando tres tipos de crudo, los resultados del cálculo hidráulico de las tuberías con el planteamiento de la infraestructura del descargadero diseñado, los resultados de las presiones, NPSH disponible, potencias hidráulicas y frenado de las bombas considerando longitudes y accesorios del sistema, diámetros, también contiene la potencia estimada para el motor.

El capítulo cuarto, también contiene los resultados del medidor y el probador seleccionados de acuerdo a un análisis conceptual y argumentativo de la información recopilada.

1. SISTEMA DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

Basándonos en el manual único de medición existen dos tipos de medición para custodia y fiscalización de crudo, medición estática y la medición dinámica los cuales se tratarán a continuación.

1.1 CLASE DE MEDICIONES

1.1.1 Medición estática. Se debe obtener una medida lineal que es convertida a una volumétrica (barriles), dependiendo de la actividad del tanque se establece el volumen bruto del crudo recibo, de despacho o transferencia, los cuales son corregidos por los datos obtenidos de temperatura y %BSW.

- ASPECTOS IMPORTANTES MEDICIÓN ESTÁTICA

a) La tasa de producción diaria a través de la medición estática, se calcula por la diferencia de nivel del tanque o tanques de un día a otro y el volumen bombeado entregado.

b) Para la medición estática en los tanques de almacenamiento hay que tener en cuenta el estudio de suelos, estado, tablas de aforo, punto de referencia y profundidad del tanque, ya que se ha determinado que en un tanque de 100000 Bls, una diferencia de un 1 mm puede representar un error de medición de 12 Bls que a largo plazo pueden significar un gran número de pérdidas económicas.

c) Los equipos a utilizar, como la cinta de medición, plomada, termómetro y demás equipos deben estar en buen estado.

El tiempo de retención del crudo en el tanque a ser fiscalizado es de gran importancia para lograr la separación gravitacional del agua.

d) La toma de muestras para los análisis de laboratorio regulan el cumplimiento de las exigencias definidas por la reglamentación establecida, el crudo no debe contener un porcentaje de agua e impurezas mayor al 5%.²

1.1.2 Medición dinámica. Cuantifica la cantidad de flujo que circula a través de un elemento primario de medición. Existen dos tipos de medidores, los cuales dependen del tipo de caudal que se tenga, estos son medidores volumétricos y másicos. Los sistemas de medición dinámica a ser usados para transferencia de custodia deben poseer linealidades menores o iguales a 0,25% y tener para su calibración un probador. Los medidores tipo turbina, desplazamiento positivo y ultrasónico del sistema de medición dinámica para transferencia de custodia deben tener densitómetros en línea y se aconseja adicionalmente como respaldo gravitógrafos, los cuales deben verificarse cada 180 días y calibrarse cada año así no se presenten inconvenientes. En las estaciones que contabilicen productos recibidos en tanques y despachos de los mismos a otra estación, la muestra debe ser tomada directamente de los tanques y analizada en laboratorios certificados y/o acreditados por el Instituto Colombiano del Petróleo ICP.³

- MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

Los mecanismos de desplazamiento positivo miden el flujo directamente, los medidores de desplazamiento positivo operan atrapando un volumen unitario y conocido de líquido, desplazándolo desde la entrada hasta la salida, y contando el número de volúmenes desplazados en un tiempo determinado.

² EXHIBIT 4 - Manual Of Petroleum Measurement. Capítulo 3. [online]. Ecopetrol. Disponible en: http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1273441/000114420414011239/v367427_ex10-1.htm

³ EXHIBIT 4 - Manual Of Petroleum Measurement. Capítulo 5. [online]. Ecopetrol. Disponible en: http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1273441/000114420414011239/v367427_ex10-1.htm

En cada medidor, se pueden destacar tres componentes comunes:

Cámara, que se encuentra llena de fluido.

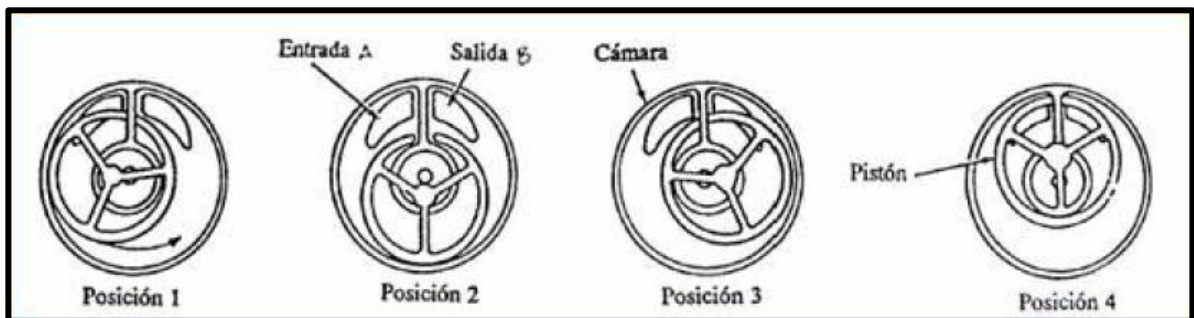
Desplazador, que bajo la acción del fluido circulando, transfiere el fluido desde el final de una cámara a la siguiente.

Mecanismo (indicador o registrador), conectado al desplazador, que cuenta el número de veces que el desplazador se mueve de una parte a otra en la cámara de trabajo.

Los tipos de medidores para líquidos se encuentran los siguientes:

a) Medidores de tipo pistón: los medidores de tipo pistón se utilizan, habitualmente, para medidas precisas de pequeños caudales, siendo una de sus aplicaciones en unidades de bombeo de distribución de petróleo. (Figura 1).

Figura 1. Medidores de tipo pistón.

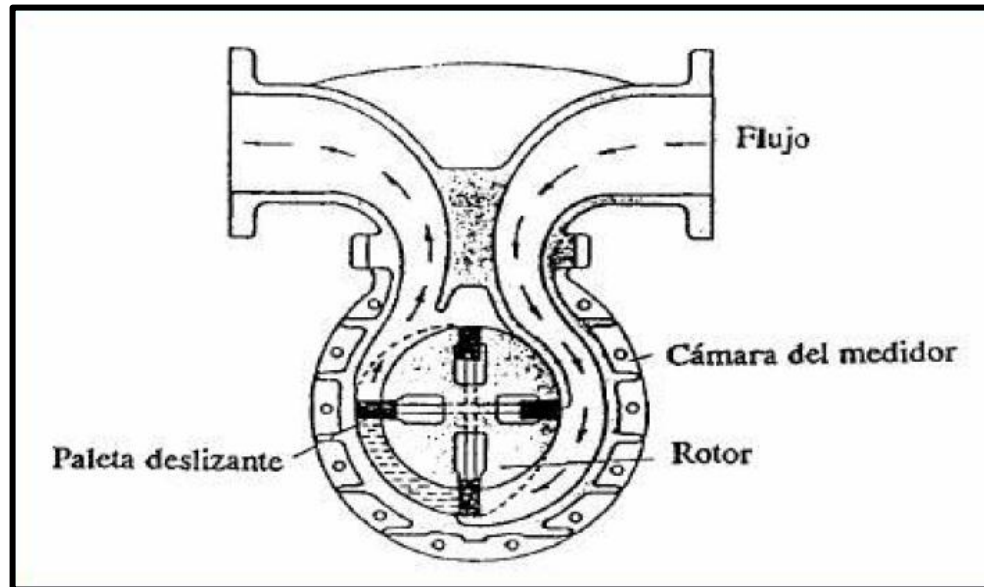


Fuente: INDUSTRIA Y NEGOCIOS. [en línea] disponible en: <http://www.industriaynegocios.cl/Academicos/AlexanderBorger> Consultado el: 05 de marzo del 2015.

b) Medidores de paletas deslizantes: los medidores de paletas deslizantes se usan para medir líquidos de elevado costo, siendo instalados, generalmente, en

camiones cisternas para la distribución de combustible para la calefacción. (Figura 2).

Figura 2. Medidor de paletas deslizantes.



Fuente: INDUSTRIA Y NEGOCIOS. [en línea] disponible en: <http://www.industriaynegocios.cl/Academicos/AlexanderBorger> Consultado el: 05 de marzo del 2015.

c) Medidores de engranajes: los medidores de engranajes encuentran aplicaciones para un amplio margen de líquidos y condiciones de funcionamiento, aunque la precisión de la medida no es tan elevada.

- CARACTERÍSTICAS DE MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

Las características básicas de este medidor es que mide el flujo volumétrico directamente con una repetitividad de +/- 0.025% y si se desea obtener una buena repetitividad es necesario mantener un flujo constante.

La linealidad de este tipo de medidores es de aproximadamente de +/- 0.25% si las condiciones de operación tales como temperatura, viscosidad y presión entre otras se mantienen constantes al variar la tasa de flujo, el factor de calibración estará dentro de ese rango.

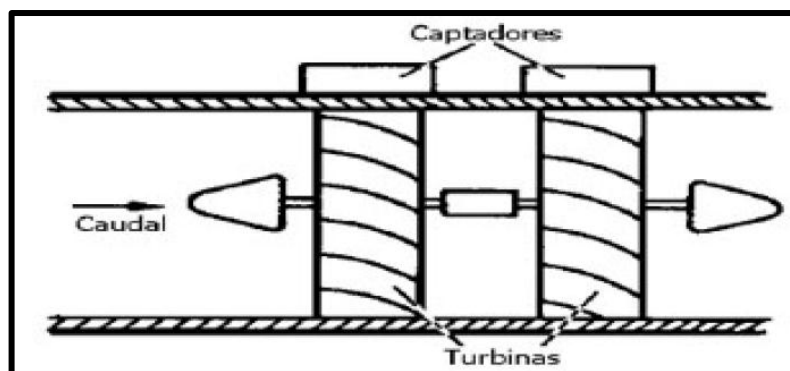
- MEDIDORES DE INFERENCIA

Los medidores indirectos deducen la tasa de flujo mediante la medición de alguna propiedad dinámica. Dentro de los medidores de este tipo se encuentran: Turbina, Ultrasónico, Diferencial de presión (platina de orificio), Diferencial de presión (Cuña, Tobera, Vénturi, Pitot, Codo), Área variable, Magnético, Vortex.

- MEDIDORES TIPO TURBINA

Consiste de un juego de paletas o aspas acopladas a un eje, las cuales giran cuando pasa un fluido a través de ellas. La velocidad a la cual giran estas aspas es proporcional a la velocidad del flujo y si tenemos la velocidad y el área del conducto se puede determinar el caudal. (Figura 3)

Figura 3. Medidor tipo turbina.



Fuente: INDUSTRIA Y NEGOCIOS. [en línea] disponible en: <http://www.industriaynegocios.cl/Academicos/AlexanderBorger> Consultado el: 05 de marzo del 2015.

- CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE MEDIDORES DE TURBINA

La turbina está limitada por la viscosidad del fluido, debido al cambio que se produce en el perfil de velocidad del líquido a través de la tubería cuando aumenta la viscosidad. En las paredes el fluido se mueve más lentamente que en el centro, de modo que, las puntas de los alabes no pueden girar a mayor velocidad. En general, para viscosidades mayores de 3 a 5 cS se reduce considerablemente el intervalo de medición del instrumento.

La exactitud es elevada, del orden de $\pm 0.3\%$. El valor óptimo se consigue cuando la dirección del flujo sigue la dirección de la tubería, para ello se debe instalar el instrumento en una tubería recta 15 diámetros aguas arriba y 6 diámetros aguas abajo.

Un medidor de turbina se puede utilizar para medir flujo de gases y líquidos limpios o filtrados.

El instrumento debe instalarse de tal modo que no se vacíe cuando cesa el flujo ya que el choque de líquido a alta velocidad contra el medidor vacío lo puede dañar seriamente.

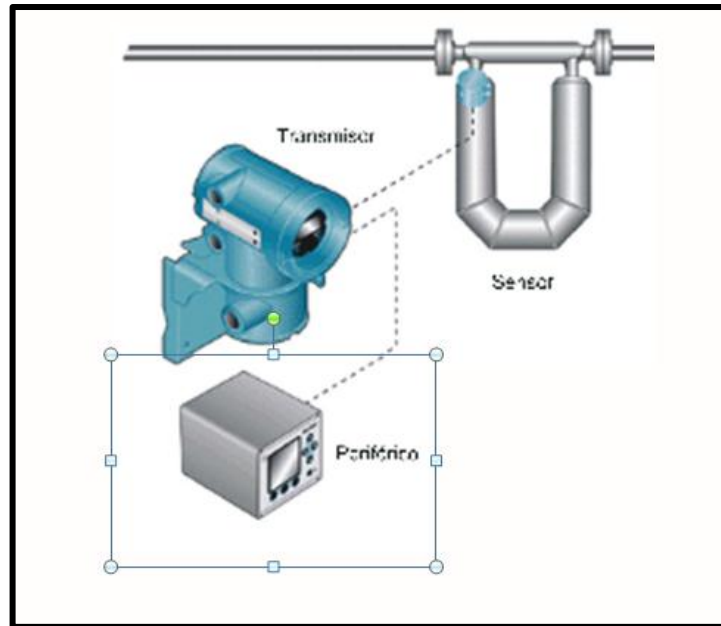
- MEDIDORES TIPO CORIOLIS

Las fuerzas de Coriolis ocurren en sistemas que rotan. Desde el punto de vista de la medición, se usa cuando el medio que va a medirse fluye a través de un tubo que vibra, la fuerza de Coriolis deforma el tubo, en adición a la vibración causada por la oscilación, la deformación es proporcional al flujo másico. En este tipo de medidores el fluido pasa a través de un tubo en forma de "U". Este tubo vibra a su frecuencia natural, excitado por un campo magnético; la vibración es similar a la de un diapasón, con una amplitud de menos que 1 mm, Los medidores Coriolis

miden la rata de flujo másico y la densidad. El flujo que pasa por unos tubos especialmente diseñados genera una fuerza, igual pero de sentido opuesto en cada mitad, haciéndolos vibrar, y cuya magnitud es proporcional a la tasa de flujo másico. Esta fuerza y las vibraciones son detectadas por unos sensores y convertidas a tasa de flujo másico mediante un transmisor.

Se circula un fluido por su interior, durante la mitad del ciclo de vibración del tubo (es decir, cuando se mueve hacia arriba) el fluido entrante empuja el tubo hacia abajo resistiéndose a la vibración, en cambio que el fluido saliente lo hace hacia arriba. Esta combinación de fuerzas causa que el tubo experimente una torsión. Durante la segunda mitad del ciclo, cuando el tubo se mueve hacia abajo, la torsión resultante tendrá la dirección opuesta. Por consiguiente, tenemos que en cada codo del tubo se produce una oscilación de igual frecuencia (la frecuencia natural) pero desplazadas en fase. Este desplazamiento de fase es directamente proporcional a la razón de flujo másico del fluido que circula por el interior. Si se colocan sensores electromagnéticos (“pickups”) en cada codo, éstos generan una señal sinusoidal cuya diferencia de fase (ΔT) es medida por la unidad electrónica del transmisor para transformarla finalmente en una señal 4-20 mA. (Figura 4)

Figura 4. Medidor tipo coriolis.



Fuente: INDUSTRIA Y NEGOCIOS. [en línea] disponible en: <http://www.industriaynegocios.cl/Academicos/AlexanderBorger> Consultado el: 05 de marzo del 2015.

- **CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DEL MEDIDOR CORIOLIS**

Miden el flujo másico directamente por lo que su salida no depende de las variaciones de parámetros críticos tales como: presión, temperatura, viscosidad, velocidad o densidad.

No poseen sensores intrusivos con partes móviles en la dirección del flujo ni requiere tubería especial para su instalación.

Las partes expuestas al flujo se construyen de diversos materiales tales como acero inoxidable 316 y hastelloy C.

La instalación en línea puede tener cualquier orientación y sin requerimientos de tramos rectos de tubería.

Pueden medir flujo en ambas direcciones.

Se encuentran disponibles en una variedad de diámetros que pueden llegar hasta 6 pulgadas. Cubriendo rangos de flujo desde 0 a 2 lb/min hasta 0 a 25000 lb/min

Poseen una exactitud de $\pm 0.2\%$ a escala completa. Algunos fabricantes dan exactitudes de $\pm 0.1\%$ con una repetitividad de $\pm 0.05\%$.

Pueden medir simultáneamente densidad con una exactitud de $\pm 0.0005\%$

Pueden medir flujo de fluidos no newtonianos.⁴

1.2 SELECCIÓN DE MEDIDORES

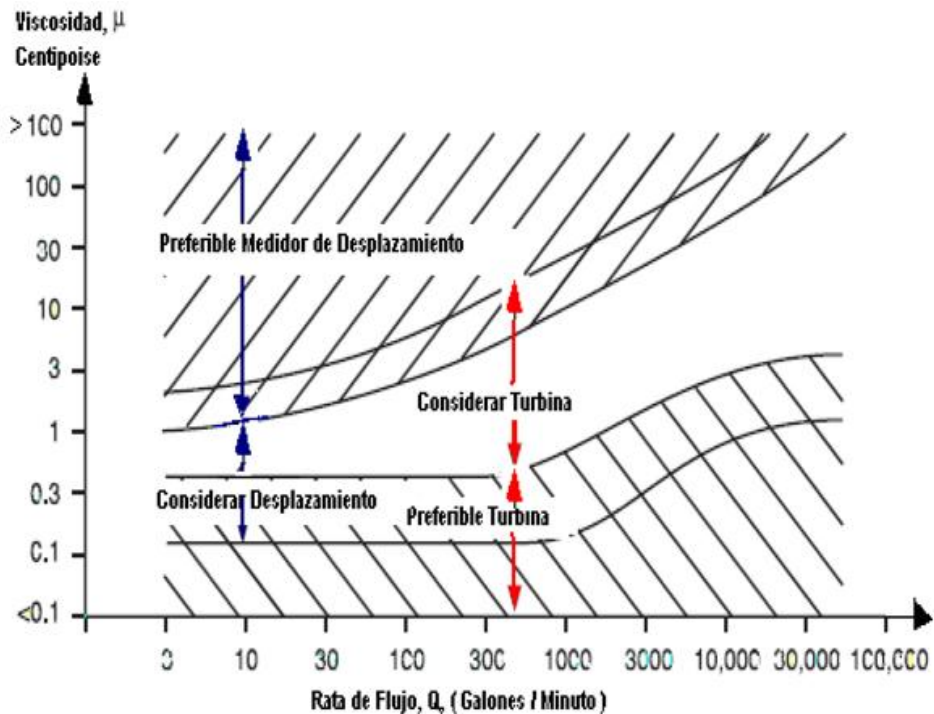
Normalmente, la medición de los hidrocarburos líquidos se efectúa con medidores de desplazamiento positivo (DP) ó de turbina de alto rendimiento que son los métodos tradicionales de medición de flujo que determinan el caudal volumétrico del fluido, basados en condiciones de operación aparentemente constantes; pero tanto la presión y la temperatura suelen variar, cometiendo a veces errores significativos en la medición.

A menos que se introduzcan los factores de corrección necesarios, basados en las condiciones reales del proceso. Otro método es el de medir directamente el caudal másico del fluido. Aunque a la fecha se han desarrollado varios métodos de medición de flujo másico, el más difundido y que se encuentra aprobado para transferencia de custodia por el API es utilizando efecto Coriolis.

⁴ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 5. Third Edition, September 1995.

Para la selección del tipo de medidor se debe considerar la viscosidad, densidad y temperatura que posee el líquido (figura 5 y 6), ya que existen equipos que son más eficientes según las características que posea el líquido, también es necesario analizar el comportamiento del factor del medidor frente a la tasa de flujo.

Figura 5. Guía selección entre Desplazamiento positivo y turbina



Fuente: Manual Único de Medición MPMS, Capítulo 5, ECOPETROL.

La viscosidad del líquido es el factor principal que determina si el medidor por DP o el medidor de turbina proporcionarán la mejor exactitud global para un servicio de transferencia en particular. La figura 5 y 6, presenta una guía para la selección de medidores de Desplazamiento Positivo y de turbina según la viscosidad y tasa de flujo. Dicha figura nos ilustra lo siguiente:

El medidor de Desplazamiento Positivo tiene mejor rendimiento con líquidos de alta viscosidad en cambio el medidor de turbina tiene mejor rendimiento para líquidos con baja viscosidad.

Los medidores de Turbina tienen mejor rendimiento cuando desarrollan el máximo flujo turbulento. Por lo tanto, pueden ser usadas con líquidos de alta viscosidad a altas tasas de flujo.

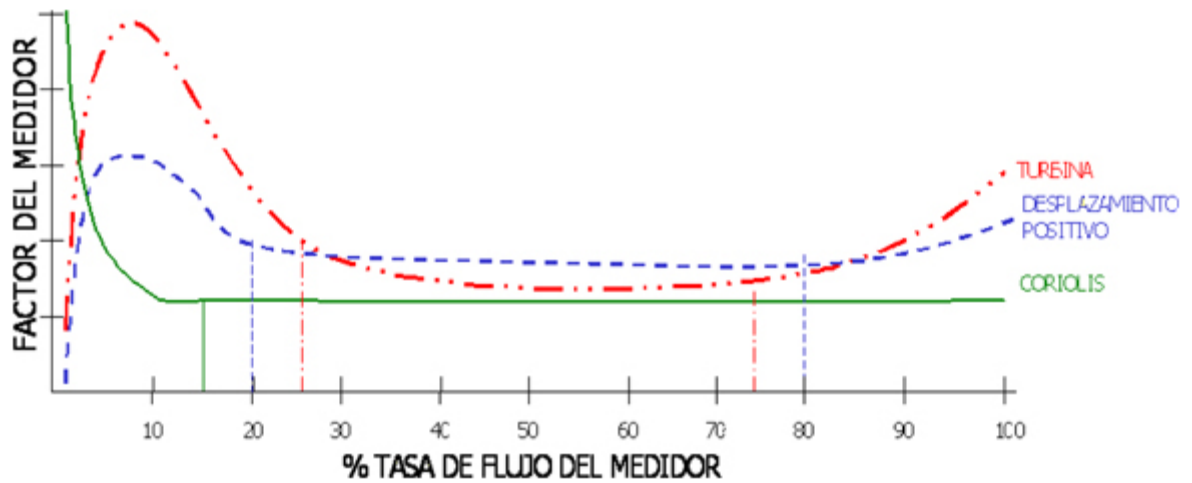
Las Turbinas se utilizan normalmente para medir baja viscosidad, productos refinados tales como: propano, gasolinas, kerosene, diésel y son muy precisas cuando miden este tipo de productos.

Las Turbinas en términos de operación continua tienen más larga vida de servicio que los medidores de desplazamiento positivo.

Las Turbinas no se pueden utilizar con líquidos que contengan sustancia que puedan aglomerarse alrededor de la superficie del medidor afectando el área de flujo a través del rotor y la velocidad del mismo.⁵

⁵ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 5. Third Edition, September 1995.

Figura 6. Curva típica de exactitud entre tres Tecnologías de Medición Dinámica



Fuente: Manual Único de Medición MPMS, Capítulo 5, ECOPEPETROL.

1.3 SELECCIÓN DE PROBADORES

La función del probador es verificar el volumen medido por cada uno de los medidores que conforman un Sistema de Medición Dinámico, realizando una comparación sencilla entre el volumen registrado por el medidor y el volumen certificado del probador.

Existen varios tipos de probadores según su principio de funcionamiento:

Probadores convencionales de tubería o probadores de desplazamiento mecánico.

Probadores de volumen pequeño.

Probadores volumétricos o tanques.

Medidores Maestros.⁶

⁶ EXHIBIT 4 - Manual Of Petroleum Measurement. Capítulo 6. [online]. Ecopetrol. Disponible en: http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1273441/000114420414011239/v367427_ex10-1.htm

1.3.1 Probadores de desplazamiento. Los probadores convencionales para líquidos, consisten de cuatro diseños básicos. Éstos son los siguientes:

Bidireccionales de esfera: son probadores de tubería doblados en forma de “U”, donde el desplazador de esfera viaja a través de la sección calibrada primero en sentido y luego de regreso en el sentido contrario. El volumen base de un probador Bidireccional es la suma del volumen de la sección calibrada, primero en un sentido y luego en el otro, corregido a las condiciones estándar de temperatura y presión. Estos probadores requieren de dos cámaras de lanzamiento, uno en cada extremo del probador, para frenar la velocidad del desplazador y alojarlos cuando este llega o para lanzarlos cuando se invierte el sentido del flujo. Las cámaras de lanzamiento pueden ser horizontales (en el mismo sentido del eje y la tubería del proceso), oblicuas (con diferentes grados de inclinación, menores a 90°) y verticales a 90°.

Bidireccionales de pistón: los probadores bidireccionales de Pistón consisten en una válvula de cuatro (4) vías, dos (2) cámaras de lanzamiento, tuberías de carrera previa, sección de volumen calibrado, al menos dos (2) switches detectores del paso del Pistón Desplazador e instrumentación secundaria de entrada y salida. Los desplazadores de tipo pistón deben disponer de un(os) anillo(s) para prevenir que el cuerpo metálico del pistón dañe la superficie del probador en la cámara de medición. La posición de la válvula de cuatro vías determina la dirección del flujo.

Unidireccionales de esfera: este tipo de probador opera en forma similar al Bidireccional y los cálculos de velocidad, longitud de carrera previa, sección de tubería de volumen calibrado, son las mismas. Su principal característica es que la parte de tubería con volumen calibrado (entre switches) es un tramo recto.

Unidireccionales de pistón: este tipo de probador opera en forma similar al unidireccional de esfera y los cálculos de velocidad, longitud de carrera previa, sección de tubería de volumen calibrado, son los mismos. Este tipo de probador necesita dos cheques adicionales para poder invertir la dirección del pistón.

1.3.2 Probadores de volumen pequeño. Los probadores de volumen pequeño, o también conocidos como probadores compactos son aquellos en donde la longitud de la sección calibrada es muy corta comparada con la probador convencional y por lo tanto acumula durante cada pasada del pistón a través de la sección de volumen calibrado entre detectores menos de 10000 pulsos inalterados y completos generados por el medidor de flujo, para este tipo de probadores se debe aplicar la técnica de doble cronometría de interpolación de pulsos para poder mantener como mínimo una descripción de 1 en 10000 (API MPMS 4.6).

1.3.3 Probadores volumétricos tipo tanque. Los tanques probadores son adecuados para la calibración de productos limpios y de baja viscosidad, no son recomendados para productos muy viscosos ya que éstos se adhieren a las paredes del tanque alterando el volumen certificado y produciendo inexactitudes. El diseño del tanque debe permitir que se drene totalmente su contenido sin que quede bolsa de productos atrapadas. Los cambios en la pendiente de la sección cilíndrica hacia los cuellos superiores y/o inferiores deben ser graduales para evitar que burbujas de aire o gas queden atrapadas y a su vez permitan un drenaje rápido y continuo.

1.3.4 Medidores maestros. Este tipo de medidor maestro es un equipo estándar de referencia, sirve para calibrar otros medidores, debe ser mantenido y operado como cualquier otro patrón de referencia. Es usado cuando otros métodos de calibración no son prácticos. Los medidores usados como probadores maestros deberán ser de tipo turbina o desplazamiento positivo. Un medidor maestro puede

ser usado en conjunto con probadores móviles en línea o probadores tipo tanque para calibrar medidores de alguna estación.

2. CRITERIOS DE DISEÑO PARA SELECCIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Para realizar la selección del tanque de almacenamiento, el parámetro de diseño más importante a tener en cuenta es el tipo de crudo a contener y así escoger el tipo de tanque más apropiado para no tener pérdidas de productos livianos debido a su evaporización.

2.1 TIPOS DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO Y SU USO SEGÚN EL PRODUCTO DE ALMACENAMIENTO

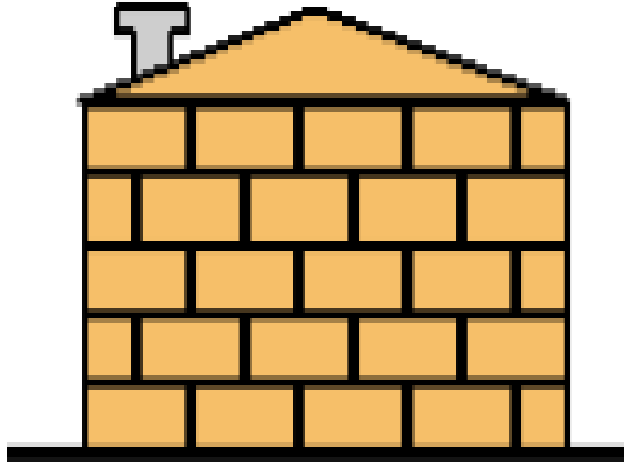
Las cuantificaciones de las cantidades se realizan midiendo el nivel de líquido contenido en los tanques de almacenamiento mediante la medición manual con cinta o medición automática. Los tanques se clasifican de acuerdo al producto almacenado (crudo, derivado o refinados, residuo), por su forma (cilindro vertical con techo cónico, cilindro con fondo y con capa cóncava, cilindro con techo flotante, cilindro con membrana flotante y esférico).⁷

2.1.1 Uso de los tanques según su forma.

- **TANQUE CILÍNDRICO VERTICAL CON TECHO CONICO:** almacena productos que tengan presión de vapor baja y no producen vapores a presión atmosférica. Entre sus características están que es de techo fijo, no soportan presiones ni vacíos, están equipados con respiradores y el techo está sostenido por un soporte que llegue al fondo del tanque. (Figura 7).

⁷ EXHIBIT 4 - Manual Of Petroleum Measurement. Capítulo 3. [online]. Ecopetrol. Disponible en: http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1273441/000114420414011239/v367427_ex10-1.htm

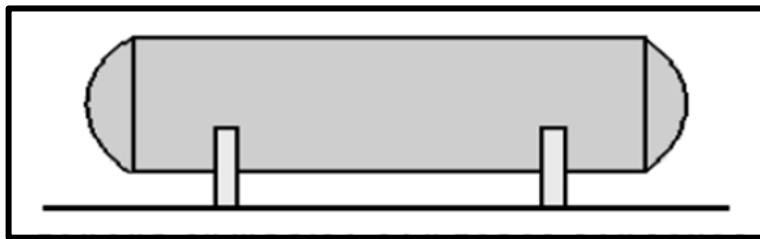
Figura 7. Tanque cilíndrico vertical con techo cónico.



Fuente: PÉREZ ANGULO, Julio César, Diapositivas “Medición de Hidrocarburos, Medición Estática”. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico Químicas.

- TANQUE CILÍNDRICO CON FONDO Y TAPA CÓNCAVOS: almacenan productos que tengan presión de vapor alta y producen vapores a presión atmosférica. (Figura 8).

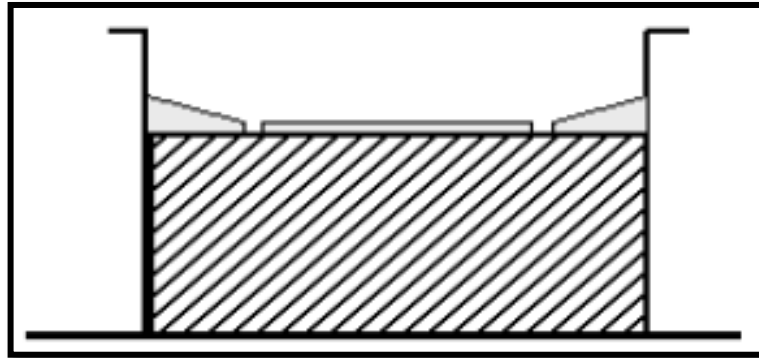
Figura 8. Tanque cilíndrico con fondo y tapa cóncavos.



Fuente: PÉREZ Angulo, Julio César, Diapositivas “Medición de Hidrocarburos, Medición Estática”. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico Químicas.

- TANQUE CILÍNDRICO CON TECHO FLOTANTE: en este tanque la tapa superior o techo flota sobre el producto que se almacena, es decir, se desplaza verticalmente de acuerdo al nivel, la presión dentro de estos tanques corresponde a la atmosférica y disminuye las pérdidas por evaporización. (Figura 9).

Figura 9. Tanque cilíndrico con techo flotante.

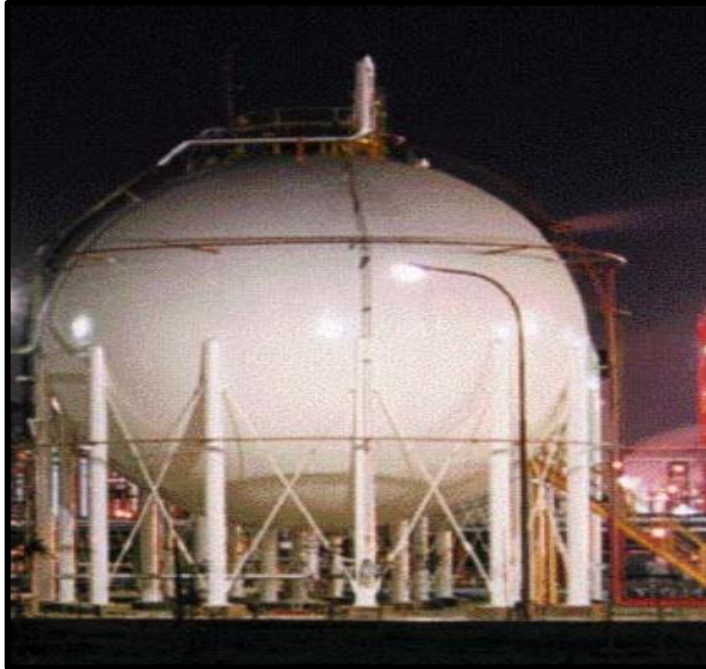


Fuente: PÉREZ Angulo, Julio César, Diapositivas “Medición de Hidrocarburos, Medición Estática”. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico Químicas.

- TANQUE CILÍNDRICO CON MEMBRANA FLOTANTE: se utiliza para minimizar las pérdidas por evaporización en taque de techo cónico, por consiguiente se coloca una membrana en la parte interior del tanque, diseñada para que flote sobre el producto almacenado.
- TANQUES ESFÉRICOS: estos tanques se utilizan para productos que tiene una presión de vapor bastante alta, entre 25 a 100 psi.⁸ (Figura 10).

⁸ EXHIBIT 4 - Manual Of Petroleum Measurement. Capítulo 3. [online]. Ecopetrol. Disponible en: http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1273441/000114420414011239/v367427_ex10-1.htm

Figura 10. Tanque tipo esférico.



Fuente: MATERIAS FI UBA. Tanques de almacenamiento de hidrocarburos [en línea] disponible en: http://materias.fi.uba.ar/6756/Tanques_de_almacenamiento_de_hidrocarburos_1C_07.pdf
Consultado el: 05 de marzo del 2015.

2.1.2 Uso de los tanques según su producto. Los tanques de techo cónico y tamaño relativamente grande se utilizan para almacenar fluidos, ya que permite una operación más estable durante varios días. Los tanques de capacidad y forma variable se utilizan para almacenar productos derivados, dependiendo del producto manejado y de la presión de vapor o volatilidad del mismo. Ejemplos:

Propano y Butano → Esférico
Gasolina liviana → Techo flotante
Gasolina pesada → Techo cónico⁹

⁹ PÉREZ Angulo, Julio César, Diapositivas “Medición de Hidrocarburos, Medición Estática”. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico Químicas.

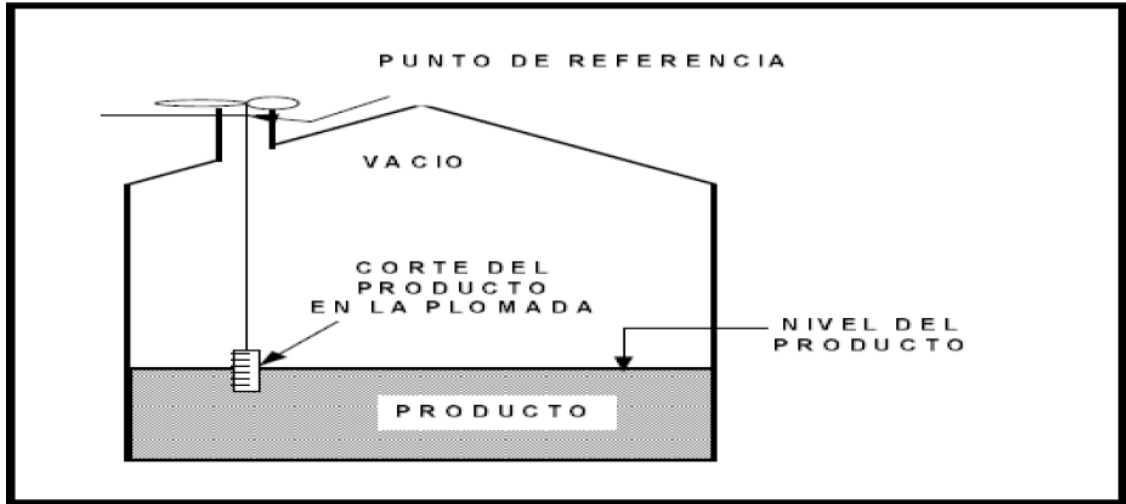
2.2 CONSIDERACIONES DE MEDICIÓN ESTÁTICA (MPMS) Y SUS DIFERENTES TIPOS DE MEDICIÓN

Para realizar la medición manual de líquido y agua libre almacenada en los tanques se debe tener en cuenta lo siguiente: verificar que las válvulas de recibo y entrada se encuentren cerradas para prevenir pasos o desplazamientos de productos desde o hacia otros tanques de sistemas, otro parámetro a tener en cuenta es que en tanques de techo cónico debe evitarse la medición con más de dos personas sobre el techo para evitar que la altura de referencia cambie con el peso de las personas. Si esto fuese inevitable, las mismas personas deben llevar a cabo ambas mediciones. Otras consideraciones a tener en cuenta en la medición estática es evitar la medición en la zona crítica del tanque por tener incertidumbre alta, usar la misma cinta y plomada para la medición inicial y final, en tanques de techo flotante debe drenarse totalmente el agua encima del techo para que no afecte la exactitud de la medición al cambiar el peso total del techo.¹⁰

2.2.1 Medición al vacío. Consiste en medir la distancia vertical existente desde la superficie del líquido hasta la marca de referencia. La deducción de esta medida de referencia, dará la altura del líquido en el tanque por lo que la medida del volumen se tiene en forma indirecta. (Figura 11).

¹⁰ EXHIBIT 4 - Manual Of Petroleum Measurement. Capítulo 3. [online]. Ecopetrol. Disponible en: http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1273441/000114420414011239/v367427_ex10-1.htm

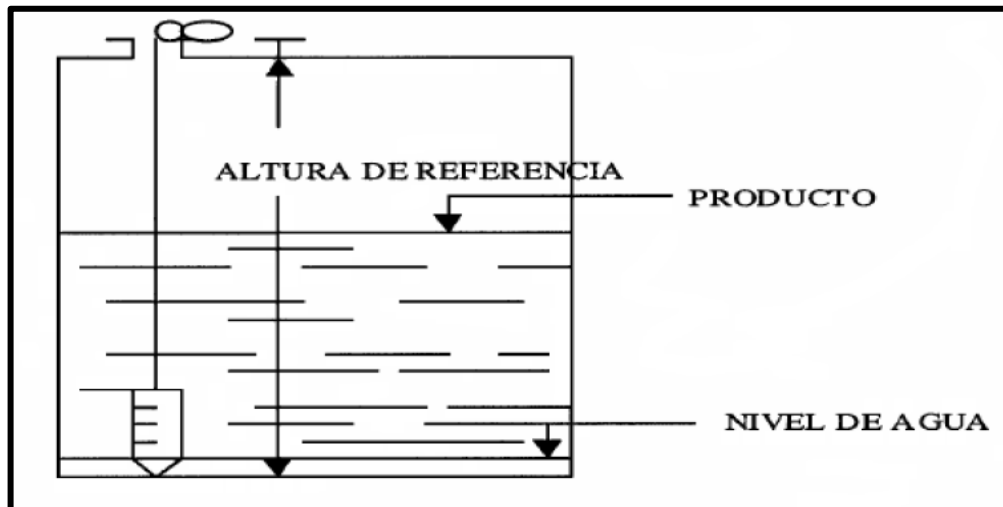
Figura 11. Medición al vacío.



Fuente: Manual Único de Medición MPMS, Capítulo 3, ECOPETROL.

2.2.2 Medición de fondo. Consiste en medir la distancia existente desde la platina de medición en fondo del tanque hasta la altura libre del líquido, donde se producirá la marca o corte sobre la cinta de medición obteniéndose así la altura del líquido en forma directa. (Figura 12).

Figura 12. Medición de agua libre a fondo.



Fuente: Manual Único de Medición MPMS, Capítulo 3, ECOPETROL.

2.2.3 Medición de agua libre. Se utiliza el mismo procedimiento de medición de fondo. Cuando la altura de agua excede la altura de la plomada, el agua libre puede ser medida aplicando en la cinta una capa de pasta e agua.

2.2.4 Medición de temperatura. Se utilizan termómetros con columna de mercurio de inmersión total con escala graduada y en un °F y con precisión de -/+ 0.5°F grabada en la columna de vidrio. También se recomienda equipos totalmente electrónicos.

2.3 MUESTREO

Es el procedimiento en la cual se toman muestras puntuales, la muestra superior es tomada en punto medio del contenido del tercio superior del tanque, la muestra intermedia es tomada en la mitad del contenido del tanque, y por último, la muestra inferior es tomada en el punto medio en el contenido del tercio inferior del tanque, estas muestras pueden tener valores similares de acuerdo con la precisión utilizada en los ensayos de laboratorio correspondiente. ¹¹

2.4 DETERMINACIÓN DE AGUA Y SEDIMENTOS

El muestreo se debe realizar como se especifica en el capítulo 8 “Manual único de Medición ECP – VSM – M – 001 – 08”.

Para llevar a cabo la determinación de agua y sedimentos se deben cumplir ciertos requisitos primordiales para tener un ambiente de trabajo seguro, algunos de éstos son:

¹¹ EXHIBIT 4 - Manual Of Petroleum Measurement. Capítulo 3. [online]. Ecopetrol. Disponible en: http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1273441/000114420414011239/v367427_ex10-1.htm

Se deben utilizar los equipos adecuados de protección personal para realizar este trabajo, como son la utilización de guantes, máscara de seguridad para evitar inhalar los vapores, gafas de seguridad, bata manga larga, botas de seguridad, etc.

Se deben dar un buen manejo a los residuos químicos y muestras de laboratorio, se debe evitar arrojarlos al desagüe o a cualquier fuente hídrica ya que presentan un riesgo de contaminación, que puede ser irreversible.

Debe contar con un extractor que elimine cualquier contaminación del aire.

Se debe evitar la formación de burbujas de aire a la hora de utilizar pipetas o jeringas para tomas de muestras, esto podría llevar a tener errores en la determinación del porcentaje de BSW.¹²

2.5 MEDICIÓN DE CARROTANQUES

El siguiente es el orden de priorización de la medición oficial en puntos donde se tengan cargaderos y descargaderos de carrotanques:

Medición dinámica respaldada con Medición en tanques.

Medición en tanques respaldado con medición de carrotanques.

En cada caso se entiende que la medición adoptada como oficial se encuentra asegurada según el Manual de Medición de Hidrocarburos de ECOPETROL S.A.

El presente documento forma parte, de manera total ó parcial, de las especificaciones técnicas de los contratos de transporte y acuerdos de servicios

¹² EXHIBIT 4 - Manual Of Petroleum Measurement. Capítulo 3. [online]. Ecopetrol. Disponible en: http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1273441/000114420414011239/v367427_ex10-1.htm

entre las estaciones de despacho y recibo entre áreas de negocio de Ecopetrol S.A. y/o Terceros.

Todos los carrotanques deben tener identificada en sus escotillas el punto de referencia y las pestañas de medición adecuadas para la medición con cinta métrica calibrada.

Todos los carrotanques para transporte de hidrocarburos con presión de vapor superior a la presión atmosférica deben contar con gage tube y/o rotogauge (medidores rotarios), medidores de temperatura (localizado en la fase líquida, menor al 5% de la capacidad del tanque) y presión (en la fase vapor superior al 95% de la capacidad del tanque).

Todas las facilidades para cargue y descargue de carrotanques, al igual que los carrotanques, deben contar con la conexión de polo a tierra y los sistemas de extinción de incendios adecuados para el área de exposición.

Todos los carrotanques deben cumplir con lo establecido en el Decreto 1609 del 31 de julio de 2002 y la Resolución No. 003666 de mayo del 2001 emitido por el Ministerio de Transporte de Colombia.

Todas las estaciones de despacho y recibo de carrotanques deben contar con plataforma de estacionamiento de carrotanques perfectamente nivelada para medición. Adicionalmente, deben contar con una facilidad para el acceso a las escotillas de medición localizadas en la parte superior, que garantice la integridad del operador y/o inspector que realizará la medición.

Todas las estaciones de despacho y recibo de hidrocarburos en carrotanques, deben contar con tanques de almacenamiento con certificado de calibración

vigentes (cada cinco (5) años), cintas de medición y termómetro, en buen estado y con certificados de calibración vigente.

Para la medición de líquidos oscuros como petróleo y combustibles el nivel del hidrocarburo se destaca mejor en una cinta clara o revestida de cromo. En líquidos claros como combustibles tales como querosén, gasolina motor, diésel, nafta, solventes, aromáticos y químicos es conveniente utilizar una cinta negra. En Todo caso se deben utilizar cremas reveladoras de productos claros y agua libre.

Si el nivel del tanque de almacenamiento en las estaciones de origen y destino es superior a 3,0 metros se debe tomar tres temperaturas (superior-mitad-fondo) y promediarla para liquidar el tanque. Si el nivel es inferior a 3,0 metros tomar sólo una para liquidar el tanque en la mitad del nivel de hidrocarburo.

Para medición de temperatura en carrotanque tomar una lectura en la mitad del nivel de hidrocarburo por cada compartimiento y liquidar cada uno de los compartimientos. El volumen total contenido en el carrotanque a condiciones estándar es la sumatoria de los volúmenes a condiciones estándar de los compartimientos.

Para la medición de temperatura del hidrocarburo tanto en tanques de almacenamiento como en carrotanques, se debe cumplir con los tiempos de inmersión para los termómetros de vidrio y electrónicos (PET).¹³

¹³ EXHIBIT 4 - Manual Of Petroleum Measurement. Capítulo 3. [online]. Ecopetrol. Disponible en: http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1273441/000114420414011239/v367427_ex10-1.htm

2.6 LIQUIDACIÓN DE TANQUES

Se utiliza para la determinación de los volúmenes reales que tiene un tanque, deduciendo el efecto que produce la temperatura y el agua en suspensión.

Se realiza el siguiente procedimiento:

- Se obtiene la medida estática del volumen de crudo y de agua libre.
- Se realiza la lectura de la temperatura.
- Se obtiene el volumen total de crudo con la tabla de aforo.
- Se obtiene el volumen de agua libre de la tabla de aforo.
- Se obtiene los factores de corrección por el efecto de la temperatura, techo y temperatura del alambre.
- Se obtiene la calidad del crudo con la muestra.
- Liquide el tanque para hallar los GSV (Gross Standard Volume) y NSV (Net Standard Volumen).¹⁴

2.7 CALIBRACIÓN DE TANQUES

El aforo de tanques es el término comúnmente aplicado a los procedimientos para la calibración de los mismos, consiste en determinar las dimensiones necesarias para el cálculo de las tablas de capacidad. Las tablas de aforo muestran la cantidad de producto líquido a una determinada altura del mismo en el tanque ya sea por medición manual o automática. La exacta calibración de los tanques es un requisito esencial en la valoración de cantidades de crudo para fines de transferencia en custodia y regalías.

¹⁴ EXHIBIT 4 - Manual Of Petroleum Measurement. Capítulo 3. [online]. Ecopetrol. Disponible en: http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1273441/000114420414011239/v367427_ex10-1.htm

La cantidad del crudo en el tanque cilíndrico vertical no puede ser medida exactamente debido al problema de la determinación de la forma de fondo que con frecuencia se mueve bajo la presión de la altura del nivel de líquido. Sin embargo en la mayor parte de las operaciones de transferencia de custodia, la cantidad transferida es medida entre dos niveles de líquido con un sistema de confirmación metrológica confiable.

Las tablas de calibración se pueden realizar aplicando varios métodos; el método seleccionado depende del tipo y tamaño del tanque, del tiempo, personal y equipo disponible. Entre los métodos de calibración aplicables a tanques cilíndricos verticales están:

Método de STRAPPING.

Método de CALIBRACIÓN LIQUIDA.

Método OPTICO.¹⁵

2.8. INGENIERÍA CIVIL

Se emplean conocimientos de cálculo, mecánica, hidráulica y física para encargarse del diseño, construcción y mantenimiento de las infraestructuras emplazadas en el entorno, incluyendo carreteras, canales, adecuación de terrenos para la explotación petrolera y otras construcciones relacionadas.

2.8.1 Levantamiento topográficos. Se define como tal el conjunto de operaciones ejecutadas sobre un terreno con los instrumentos adecuados para poder confeccionar una correcta representación gráfica o plano. Este plano resulta esencial para situar correctamente cualquier obra que se desee llevar a cabo, así

¹⁵ EXHIBIT 4 - Manual Of Petroleum Measurement. Capítulo 2. [online]. Ecopetrol. Disponible en: http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1273441/000114420414011239/v367427_ex10-1.htm

como para elaborar cualquier proyecto técnico. Si se desea conocer la posición de puntos en el área de interés, es necesario determinar su ubicación mediante tres coordenadas que son latitud, longitud y elevación o cota. Para realizar levantamientos topográficos se necesitan varios instrumentos, como el nivel y la estación total.

El levantamiento topográfico es el punto de partida para poder realizar toda una serie de etapas básicas dentro de la identificación y señalamiento del terreno a edificar, como levantamiento de planos (planimétricos y altimétricos), replanteo de planos, deslindes, amojonamientos y demás.

La realización de un levantamiento topográfico de cualquier parte de la superficie de la tierra, constituye una de las actividades principales de la labor cotidiana de los topógrafos. En todo trabajo han de utilizarse los métodos fundamentales de la topografía, la intersección, el itinerario y la radiación, aprendiendo a escalonarlos adecuadamente unos con otros y evitando la acumulación de errores.¹⁶

2.8.2 Estudio de suelos. Un estudio de suelos permite dar a conocer las características físicas y mecánicas del suelo, es decir la composición de los elementos en las capas de profundidad, así como el tipo de cimentación más acorde con la obra a construir y los asentamientos de la estructura en relación al peso que va a soportar. Esta investigación que hace parte de la ingeniería civil es clave en la realización de una obra para determinar si el terreno es apto para llevar a cabo la construcción de un inmueble u otro tipo de intervención.

2.8.3 Movimiento de tierras. Se denomina movimiento de tierras al conjunto de operaciones que se realizan con los terrenos naturales, a fin de modificar las

¹⁶ FRANQUET BERNIS, Josep María. QUEROL Gómez, Antonio. NIVELACIÓN DE TERRENOS POR REGRESIÓN TRIDIMENSIONAL. Una aplicación de los métodos estadísticos. Primera Edición, Cooperativa Gráfica Dertosense, 2010.

formas de la naturaleza o de aportar materiales útiles en obras públicas, minería o industria. Las operaciones del movimiento de tierras en el caso más general son:

- Excavación o arranque.
- Carga.
- Acarreo.
- Descarga.
- Humectación o desecación. Compactación.
- Servicios auxiliares (refinos, saneos, etc.).

Los materiales se encuentran en la naturaleza en formaciones de muy diverso tipo, que se denominan bancos, en perfil cuando están en la traza de una carretera, y en préstamos fuera de ella. La excavación consiste en extraer o separar del banco porciones de su material. Cada terreno presenta distinta dificultad a su excavabilidad y por ello en cada caso se precisan medios diferentes para afrontar con éxito su excavación.

Los productos de excavación se colocan en un medio de transporte mediante la operación de carga. Una vez llegado a su destino, el material es depositado mediante la operación de descarga. Esta puede hacerse sobre el propio terreno, en tolvas dispuestas para tal efecto, etc. Para su aplicación en obras públicas, es frecuente formar, con el material aportado, capas de espesor aproximadamente uniforme, mediante la operación de extendido.

De acuerdo con la función que van a desempeñar las construcciones hechas con los terrenos naturales aportados, es indispensable un comportamiento mecánico adecuado, una protección frente a la humedad, etc. Estos objetivos se consiguen mediante la operación llamada compactación, que debido a un apisonado enérgico del material consigue las cualidades indicadas.¹⁷

¹⁷ Movimiento de Tierras. [online]. Disponible en: <http://grupos.unican.es/gidai/web/asignaturas/CI/MMT.pdf>

2.8.4 Diques de contención. Todos los tanques de almacenamiento deben tener diques de contención para confinar derrames. Se deben diseñar para contener y resistir la presión lateral que les pueda transmitir la altura hidrostática, considerando el líquido almacenado como agua, deben ser construidos de concreto armado, en función del tipo de suelo y la zona sísmica del lugar. La capacidad volumétrica de los diques de contención que en su interior alberguen un solo tanque de almacenamiento, debe ser igual o mayor a la capacidad total nominal del tanque.

Para diques de contención que en su interior alberguen varios tanques de almacenamiento, la capacidad volumétrica mínima, debe ser la necesaria para contener la capacidad total nominal del tanque mayor, más el volumen que otros tanques ocupen hasta la altura que tenga el muro de contención, por la parte interior del dique, más el volumen de otras construcciones que ocupen un espacio en el interior del dique de contención.

Cuando las condiciones topográficas del lugar o las dimensiones del terreno disponible, no permitan cumplir con los requerimientos de capacidad volumétrica, es necesario llevar a cabo, un estudio de riesgos para determinar alternativas de solución para cada caso en particular en donde participe personal del área responsable del diseño y construcción de las instalaciones y en su caso, de la dependencia de Seguridad Industrial y Protección Ambiental del Organismo Subsidiario correspondiente.

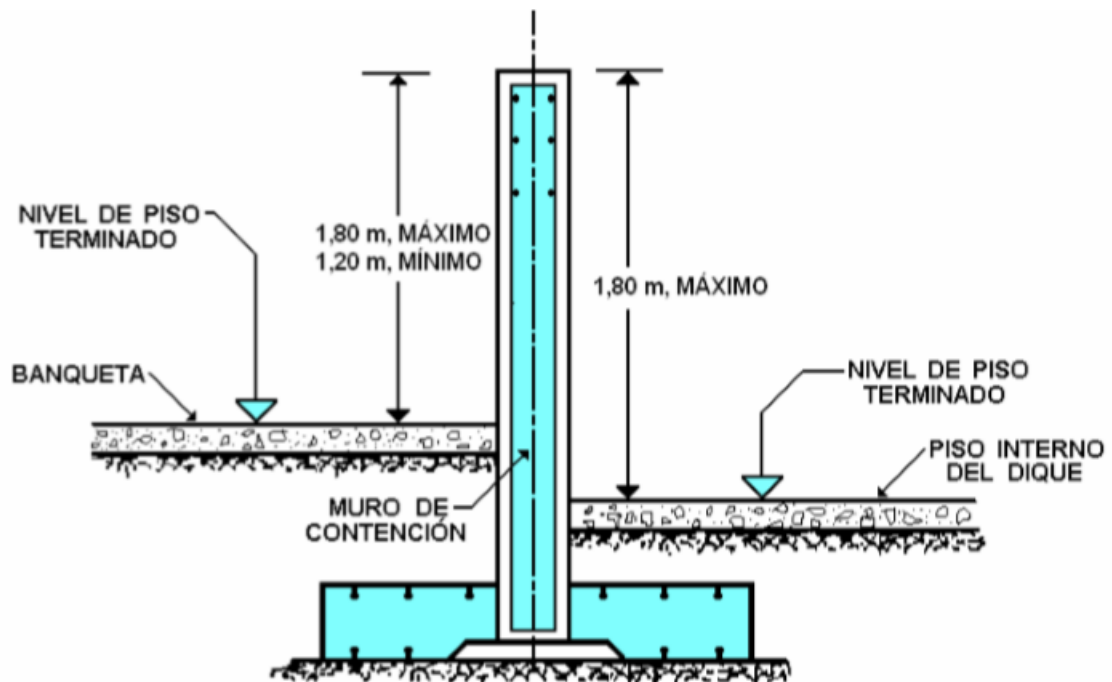
2.8.4.1 Altura del muro. La altura del muro de contención se diseña teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

a) Su altura con respecto al piso de la calle no debe ser mayor de 1,80 metros ni menor de 1,20 metros, (ver figura 13).

b) Su altura con respecto al piso interior del dique de contención, no debe exceder de 1,80 metros.

c) Cuando por limitaciones particulares de la topografía del terreno o limitaciones de espacio la altura del dique de contención puede exceder 1.8 metros con respecto al piso interno del dique, con la aprobación del Área responsable del Organismo Subsidiario correspondiente.

Figura 13. Muro de contención.



Fuente: PROTECCIÓN DE ÁREAS Y TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PRODUCTOS INFLAMABLES Y COMBUSTIBLES. Modificación 1. 2008.

Cuando por circunstancias especiales, las válvulas de entrada y salida de productos y/o los dispositivos de los sistemas fijos o semifijos de espuma contra incendio, localizados en las partes externas al dique de contención, queden expuestas a la afectación por fuego o radiación por incendio, por ejemplo altura

menor 1,80 metros, se deben construir mamparas o extensiones al dique, que cubran las válvulas o dispositivos que puedan ser afectados para proteger al personal que combate un siniestro.

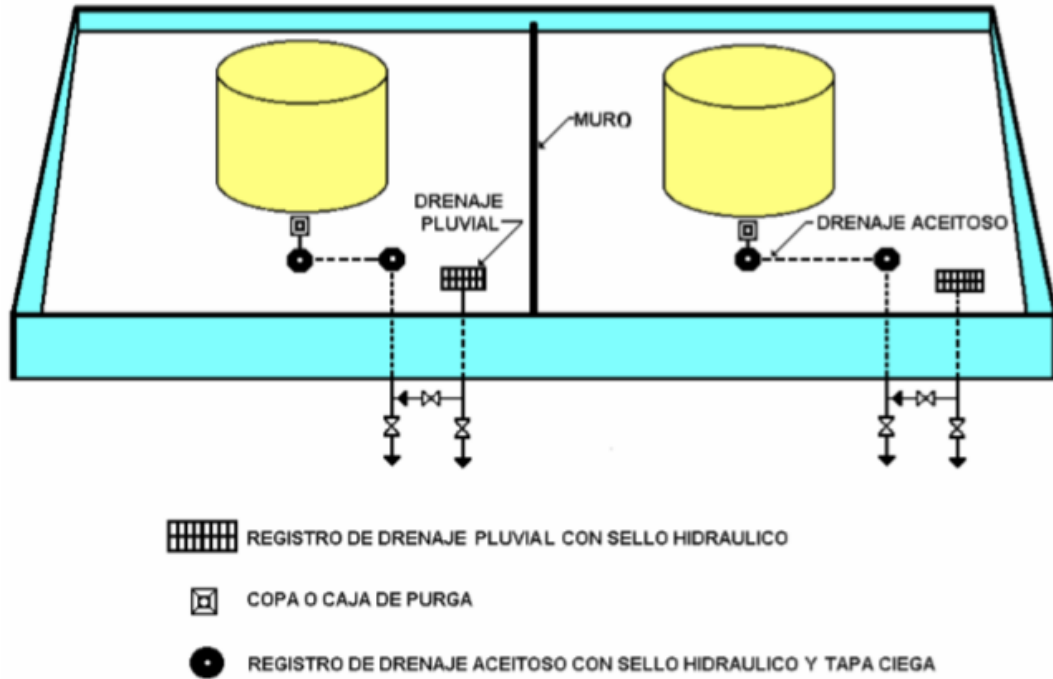
2.8.4.2 Pisos de patios interiores de diques de contención. Cualquier superficie de los patios internos de diques de contención, deben ser de concreto armado con una pendiente de 1 (uno) por ciento como mínimo, que permita el libre escurrimiento de líquidos hacia los registros de drenaje pluvial. Los pisos interiores de los diques de contención de tanques de almacenamiento que contengan líquidos inflamables o combustibles, se deben construir de manera que no permita la contaminación del subsuelo en caso de derrame.

2.8.4.3 Seccionamiento de patios interiores de diques de contención. Los tanques de almacenamiento de crudo y otros líquidos que puedan producir "Boil Over", con capacidad nominal de 1590 m³ (10 Mb) y mayores, deben tener diques de contención individuales. No deben compartir un mismo dique de contención, tanques que contienen productos que puedan producir reacciones peligrosas entre sí.

El patio interior de diques de contención que alberguen varios tanques de almacenamiento, se debe subdividir con muros intermedios de concreto armado de 0,45 m de altura para cada tanque, para evitar que pequeños derrames, puedan poner en peligro la integridad de los tanques adyacentes dentro del recinto. Los muretes se deben diseñar para resistir la presión lateral que les pueda transmitir la altura hidrostática, considerando el líquido almacenado como agua.

Cada una de las subdivisiones señaladas en el inciso anterior, debe tener un sistema de drenajes pluvial y aceitoso independientes, (ver figura 14 y 15).

Figura 14. Sistema de drenajes pluvial y aceitoso



Fuente: PROTECCIÓN DE ÁREAS Y TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PRODUCTOS INFLAMABLES Y COMBUSTIBLES. Modificación 1. 2008.

No está permitido el paso de tuberías ajenas a los tanques de almacenamiento, a través del patio interior del dique de contención.

2.8.5 Drenajes. Los patios internos de los diques de contención, deben contar con sistemas independientes de drenaje pluvial y aceitoso mediante los cuales, sea posible el manejo selectivo de los efluentes para descargarlos en las tuberías troncales de drenaje pluvial o aceitoso, según sea el caso. Los drenajes se deben construir de manera que no produzcan filtraciones al subsuelo y su diseño, debe permitir la limpieza de los depósitos y sedimentos. En el caso de los diques de los tanques de baja presión únicamente se requiere del drenaje pluvial.

Los pisos internos de los diques de contención, deben tener zonas de escurrimiento con pendientes, parte-aguas o canaletas, que aseguren la captación

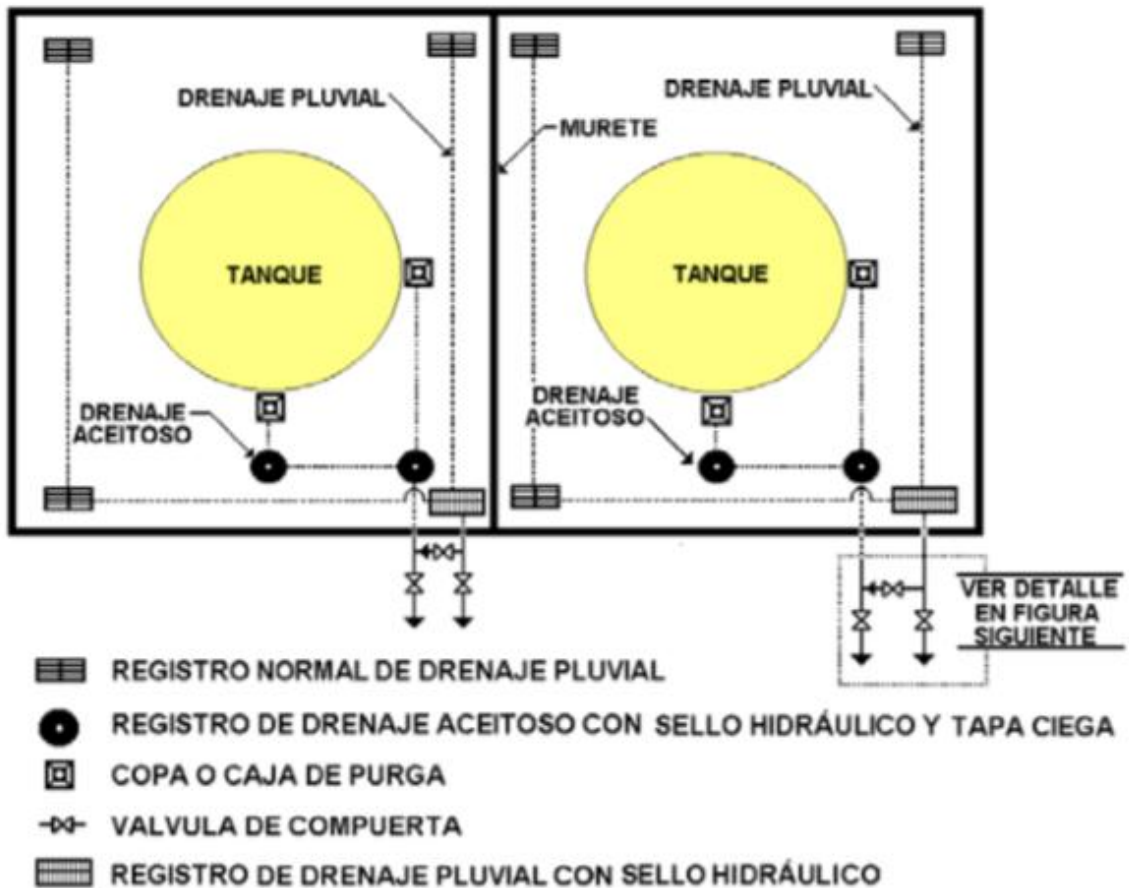
total de las aguas en los registros pluviales. El patio interno de los diques de contención de cada tanque de almacenamiento atmosférico, debe contar como mínimo con un registro de drenaje pluvial.

En cada uno de los diques de contención, el registro de drenaje pluvial anterior a la descarga de aguas en los ramales o tuberías troncales, debe contar con sello hidráulico.

Cada uno de los sistemas de drenajes mencionados, debe tener una válvula de bloqueo localizada fuera del dique de contención. Estas válvulas deben contar con una clara indicación de "abierto" o "cerrado"; así como con letreros indicativos que permitan identificar a cual drenaje pertenece dicha válvula y a que tanque presta servicio. Todos los registros del drenaje aceitoso, deben contar con sello hidráulico. Los registros de captación del drenaje aceitoso, deben tener tapa ciega y un sellador para que impida o minimice la captación de agua de lluvia.

La capacidad del drenaje pluvial se debe calcular en función del mayor volumen que resulte de las siguientes consideraciones: de la cantidad de agua colectada de áreas clasificadas como pluviales o de áreas libres de contaminación con productos, durante la máxima precipitación pluvial anual registrada en la zona, sobre la base de los datos estadísticos meteorológicos de históricos máximos registrados.

Figura 15. Drenajes pluvial y aceitoso.



Fuente: PROTECCIÓN DE ÁREAS Y TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PRODUCTOS INFLAMABLES Y COMBUSTIBLES. Modificación 1. 2008.

2.8.6 Sistemas de protección contra incendios.¹⁸ Son sistemas que permiten, mediante una acción coordinada, reducir la magnitud de un incendio y sus efectos, a través de la inhibición química de la llama, enfriamiento, sofocación o retiro del material combustible hasta que se logre la extinción.

¹⁸ LIRA Silva, Julián Enrique. ADECUACIÓN DEL SISTEMA CONTRA INCENDIOS DE LA PLANTA MPE-1 EN PDVSA-MORICHAL AL SUR DEL ESTADO MONAGAS. Barcelona: Universidad De Oriente, Escuela De Ingeniería Y Ciencias Aplicadas, 2009.

2.8.6.1 Mecanismos de extinción. La falta o eliminación de uno de los elementos que intervienen en la combustión (combustible, comburente, energía de activación y reacción en cadena), daría lugar a la extinción del fuego. Según el elemento que se elimine, aparecerán distintos mecanismos de extinción:

a) Dilución: retirada o eliminación del elemento combustible.

b) Sofocación o inertización: se llama así al hecho de eliminar el oxígeno de la combustión o más técnicamente, "impedir" que los vapores que se desprenden a una determinada temperatura para cada materia, se pongan en contacto con el oxígeno del aire.

Este efecto se consigue desplazando el oxígeno por medio de una determinada concentración de gas inerte, o bien cubriendo la superficie en llamas con alguna sustancia o elemento incombustible.

c) Enfriamiento: este mecanismo consiste en reducir la temperatura del combustible. El fuego se apagará cuando la superficie del material incendiado se enfríe a un punto en que no deje escapar suficientes vapores para mantener una mezcla o rango de combustión en la zona del fuego. Por lo tanto, para apagar un fuego por enfriamiento, se necesita un agente extintor que tenga una gran capacidad para absorber el calor. El agua es el mejor, más barato y más abundante de todos los existentes.

La ventilación ayuda a combatir el incendio, porque elimina el calor y humo de la atmósfera, especialmente en los niveles bajos, reduciendo al mismo tiempo las oportunidades de una explosión por acumulación de vapores.

d) Inhibición o rotura de la reacción en cadena: consiste en impedir la transmisión de calor de unas partículas a otras del combustible, interponiendo elementos

catalizadores entre ellas. Sirva como ejemplo la utilización de compuestos químicos que reaccionan con los distintos componentes de los vapores combustibles neutralizándolos, como por ejemplo polvos químicos.

2.8.6.2 Tipos de sistemas contra incendios. Son sistemas que permiten, mediante una acción coordinada, reducir la magnitud de un incendio y sus efectos, hasta que se logre la extinción.

a) Según el modo de aplicación: Sistemas fijos: el agente extintor es transportado por una conducción e impulsado sobre el fuego a través de boquillas fijas adosadas a la misma. Sistemas semifijos: el agente extintor es transportado por una conducción e impulsado sobre el fuego a través de una manguera y lanza o monitor móvil. Sistemas móviles: el agente extintor es transportado u impulsado sobre el fuego mediante un vehículo automotor.

b) Según la sustancia extintora: Sistema de agua: es el proceso de extinción o control de un fuego mediante disminución de la temperatura. Es el agente extintor más antiguo. Apaga por enfriamiento, absorbiendo calor del fuego para evaporarse. La cantidad de calor que absorbe es muy grande. En general es más eficaz si se emplea pulverizada, ya que se evapora más rápidamente, con lo que absorbe más calor. El agua cuando se vaporiza aumenta su volumen 1600 veces.

La aplicación de agua contra incendios en una instalación podrá realizarse a partir de hidrantes y monitores, sistemas automáticos de rociadores y/o sistemas de agua pulverizada.

c) Sistema de espuma: se aplican a todas aquellas instalaciones de producción, proceso, almacenamiento y mercadeo. Existen varios tipos de sistemas de espuma: Sistema fijo: es un sistema completo, constituido por una red de distribución, alimentada a partir de una central de espuma que contiene el tanque

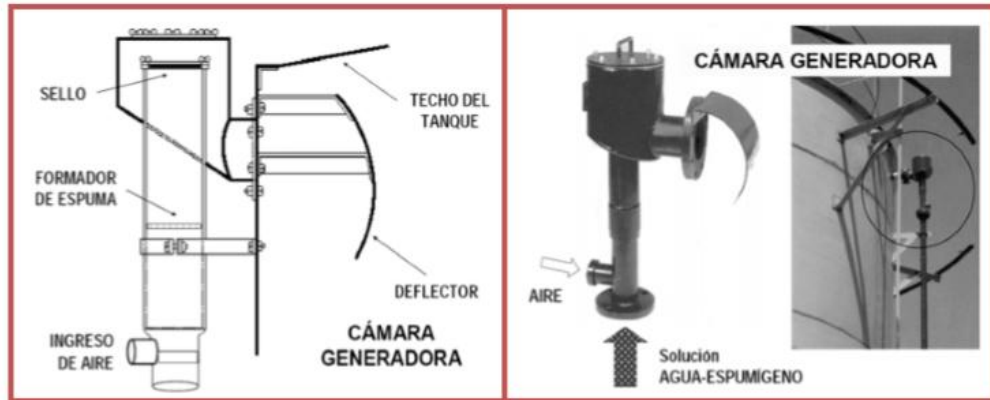
de concentrado y el equipo proporcionador, descargando espuma a través de dispositivos fijos sobre el área a proteger. Todos los componentes del sistema están permanentemente instalados. Sistema semifijo: es un sistema constituido por dispositivos fijos de carga para aplicar la espuma sobre el área a proteger, unidos a una red de distribución, cuyas conexiones terminales se ubican en un lugar seguro respecto al área protegida.

La red de distribución puede contener o no el generador de espuma. El concentrado de espuma y los equipos necesarios para su dosificación requieren ser transportados al lugar cuando se desea operar el sistema.

Existen dos formas para la aplicación de espuma en tanques de almacenamiento a través de un sistema fijo o semi-fijo:

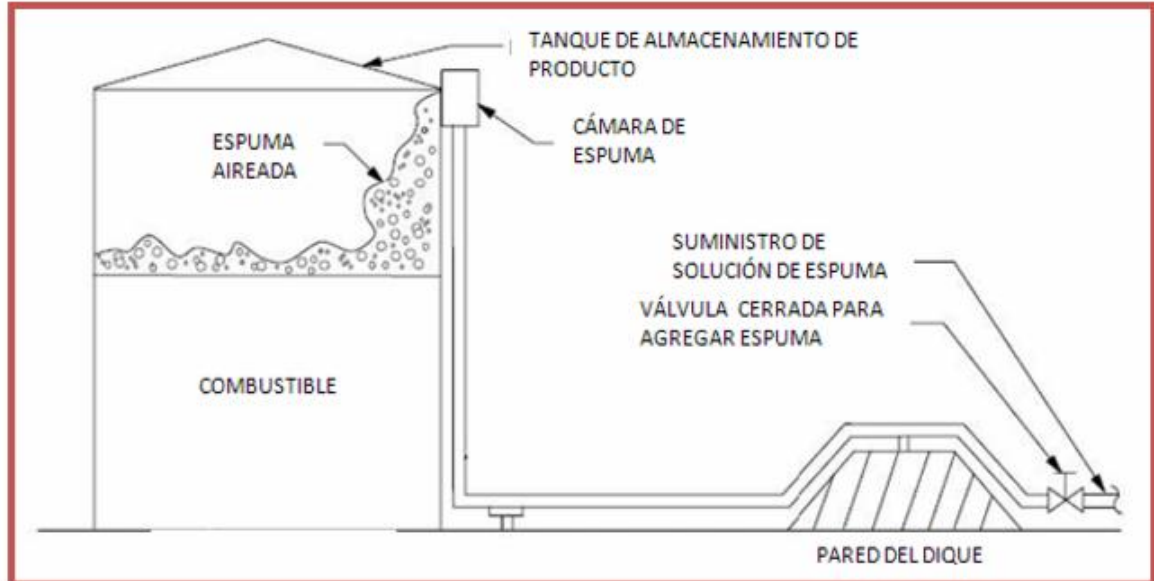
a) Inyección superficial: este método de aplicación consiste básicamente en una o más cámaras de espuma instaladas en las paredes del tanque, por debajo de la unión techo-pared, tal como se muestra en la figura 16 y 17. Las cámaras de espuma deben tener en su interior un sello de vidrio de 1,5 milímetros de espesor, para evitar la salida de vapores del tanque hacia las tuberías del sistema de espuma. Las cámaras se interconectan mediante una o más tuberías de distribución de solución agua-concentrado, la cual es suministrada por una estación central de espuma, (Sistema Fijo), o por camiones de bomberos que se conectan a las tuberías de distribución mediante un múltiple (Sistema Semi-Fijo).

Figura 16. Cámara de espuma.



Fuente: LIRA Silva, Julián Enrique. ADECUACIÓN DEL SISTEMA CONTRA INCENDIOS DE LA PLANTA MPE-1 EN PDVSA-MORICHAL AL SUR DEL ESTADO MONAGAS. Barcelona: Universidad De Oriente, Escuela De Ingeniería Y Ciencias Aplicadas, 2009.

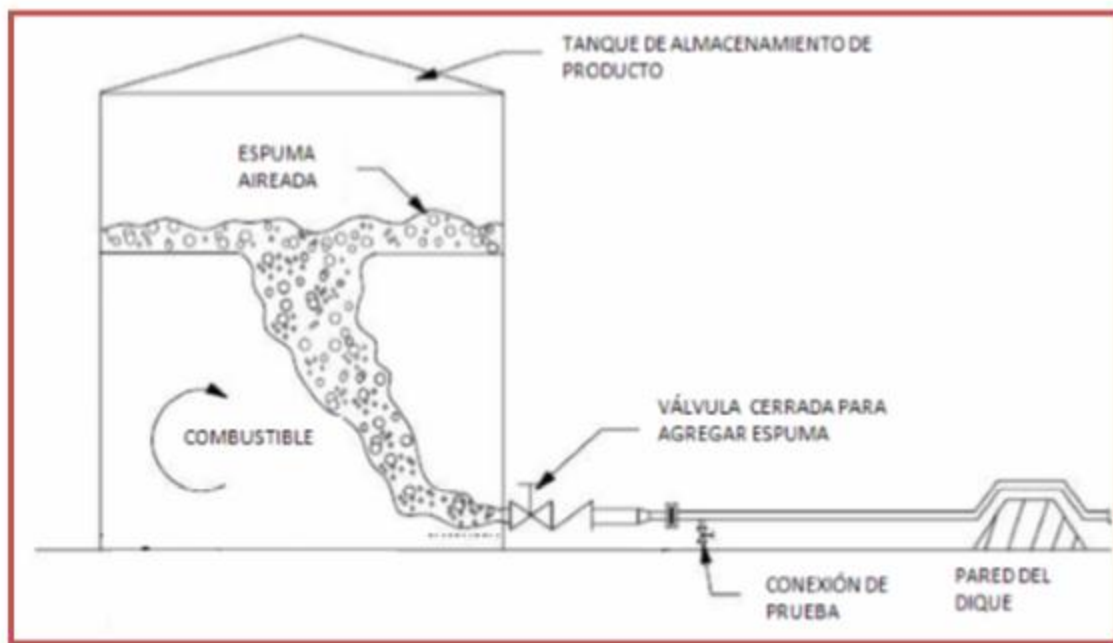
Figura 17. Aplicación superficial de espuma a través de cámaras en tanques de techo fijo.



Fuente: LIRA Silva, Julián Enrique. ADECUACIÓN DEL SISTEMA CONTRA INCENDIOS DE LA PLANTA MPE-1 EN PDVSA-MORICHAL AL SUR DEL ESTADO MONAGAS. Barcelona: Universidad De Oriente, Escuela De Ingeniería Y Ciencias Aplicadas, 2009.

b) Inyección bajo superficie: en este método de aplicación, la descarga de la espuma se produce a través de conexiones, instaladas en la parte inferior de la pared del tanque. La espuma penetra al tanque por debajo del nivel del líquido almacenado, ascendiendo por su menor densidad hasta la superficie y formando una capa sobre ésta. La figura 18 muestra el proceso descrito.

Figura 18. Aplicación superficial de espuma a través de cámaras en tanques de techo fijo.



Fuente: LIRA Silva, Julián Enrique. ADECUACIÓN DEL SISTEMA CONTRA INCENDIOS DE LA PLANTA MPE-1 EN PDVSA-MORICHAL AL SUR DEL ESTADO MONAGAS. Barcelona: Universidad De Oriente, Escuela De Ingeniería Y Ciencias Aplicadas, 2009.

c) Sistemas especiales de extinción de incendios: sistemas de dióxido de carbono (CO₂): el dióxido de carbono (CO₂) es un gas, el cual no es combustible y no reacciona con la mayor parte de las sustancias. El CO₂ como agente no conductor de la electricidad puede emplearse en incendios de equipos eléctricos energizados. El CO₂ no deja residuos ya que se vaporiza al estar en contacto con el aire, eliminando la necesidad de limpieza que otros agentes pueden causar.

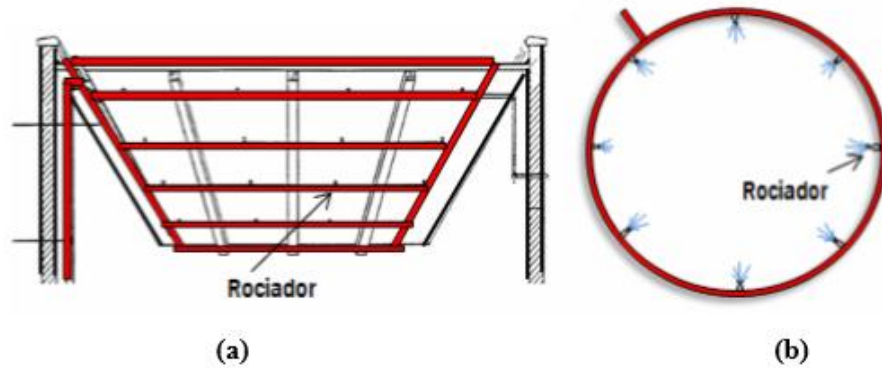
Sistema de polvo químico seco (PQS): los sistemas fijos a base de polvo químico seco, están constituidos por una fuente de almacenamiento del polvo y un arreglo de tuberías con boquillas o toberas, que descargan el agente sobre el área del incendio. El mecanismo de extinción de estos agentes, se basa fundamentalmente en la interrupción de la reacción de combustión que se produce en todo incendio.

Sistemas de vapor de ahogo: estos sistemas tienen aplicación en aquellas instalaciones nuevas o existentes que dispongan de facilidades para la generación y distribución de vapor de agua. El uso del vapor de agua como agente extinguidor de incendios, se basa en la exclusión del oxígeno necesario para proseguir la reacción de combustión.

2.8.6.3 Sistemas de rociadores automáticos. Constituyen sistemas fijos de extinción a base de agua, que facilitan una adecuada y eficaz protección a los riesgos de incendios, que involucren básicamente materiales combustibles sólidos ordinarios. En la figura 19 se observan dos tipos de sistemas rociadores.

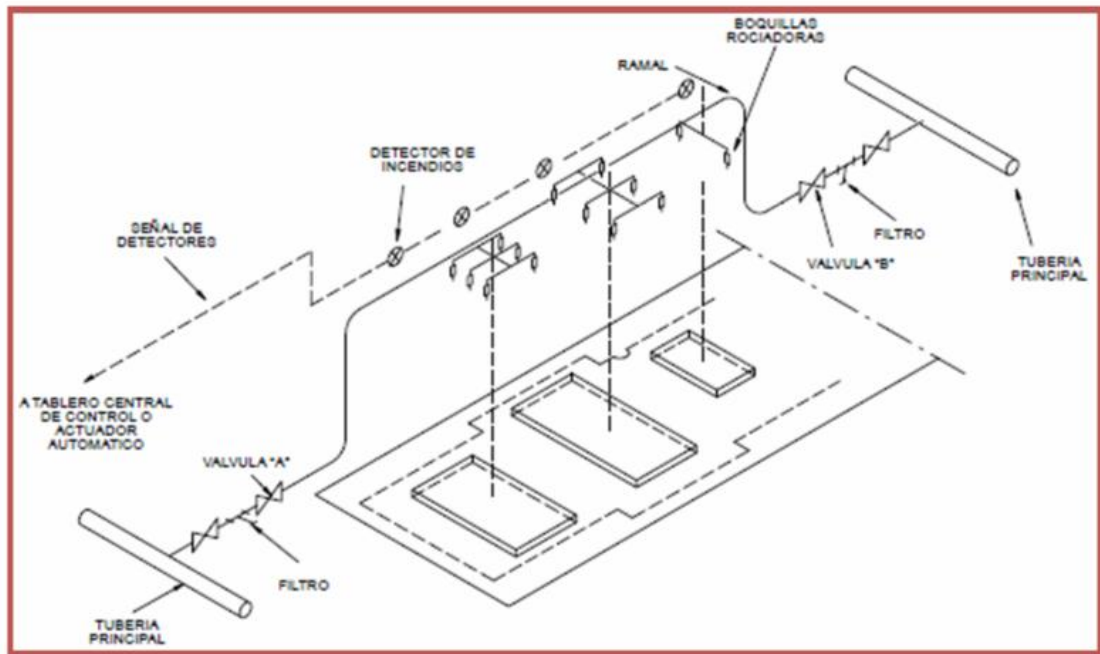
2.8.6.4 Sistema de agua pulverizada. Son sistemas que permiten la aplicación de agua en unas determinadas condiciones de distribución, tamaño de las gotas, velocidad y densidad, a partir de boquillas especialmente diseñadas para aplicaciones específicas. En la figura 20 se muestra el esquema de un sistema de agua pulverizada.

Figura 19. Sistema de rociadores (a) para casetas y (b) para tanques.



Fuente: LIRA Silva, Julián Enrique. ADECUACIÓN DEL SISTEMA CONTRA INCENDIOS DE LA PLANTA MPE-1 EN PDVSA-MORICHAL AL SUR DEL ESTADO MONAGAS. Barcelona: Universidad De Oriente, Escuela De Ingeniería Y Ciencias Aplicadas, 2009.

Figura 20. Sistema de agua pulverizada.



Fuente: LIRA Silva, Julián Enrique. ADECUACIÓN DEL SISTEMA CONTRA INCENDIOS DE LA PLANTA MPE-1 EN PDVSA-MORICHAL AL SUR DEL ESTADO MONAGAS. Barcelona: Universidad De Oriente, Escuela De Ingeniería Y Ciencias Aplicadas, 2009.

3. CRITERIOS BÁSICOS PARA SELECCIONAR LOS EQUIPOS ROTARIOS Y LA TUBERÍA DEL DESCAGADERO

La selección de los mejores criterios se determinará a partir de la investigación éstos se verán reflejados en la selección de tuberías y los equipos rotatorios para el funcionamiento óptimo al fluido que se va a descargar, el cual se tomará como referencia crudo liviano, mediano y pesado. Se tendrá en cuenta las consideraciones más apropiadas para cada equipo a utilizar para así obtener un mejor funcionamiento los cuales se realizaron mediante las siguientes etapas:

3.1 DATOS DE ENTRADA

Para los datos de entrada se tiene el volumen a descargar por cada carrotanque que se encuentran en la tabla 1. El parámetro en el cual puede oscilar el tiempo de descarga dependiendo el tipo de crudo a descargar y las velocidades de referencia recomendadas para fluidos en tuberías (tabla 2).

Tabla 1. Datos de entrada

NOMBRE	VALOR
Volumen a descargar por carrotanque, gal	11000
Tiempo de descarga, minutos	30 - 50

Tabla 2. Velocidades recomendadas para fluidos en tuberías

Fluido	Tipo de Flujo	Velocidad	
		ft/s	m/s
Líquidos poco viscosos	Flujo por gravedad	0.5 – 1	0.15 – 0.30
	Entrada de bomba	1 – 3	0.3 – 0.9
	Salida de bomba	4 – 10	1.2 – 3
	Línea de Conducción	4 – 8	1.2 – 2.4
Líquidos viscosos	Entrada de bomba	0.2 – 0.5	0.06 – 0.15
	Salida de bomba	0.5 – 2	0.15 – 0.6
Vapor de Agua		30 – 50	9 – 15
Aire o gas		30 – 100	9 – 30

Fuente: McCabe et al., Operaciones Unitarias en Ingeniería Química, 4ª Ed., McGraw-Hill, 1991

3.2 SISTEMA DE UNIDADES

ESPESOR AISLAMIENTO Pulgadas (in).

DIÁMETRO Pulgadas (in).

VISCOSIDAD centiPoise (cP), centiStokes (cSt).

PRESIÓN Libras por pulgada cuadrada (psi), Kg/cm².

TEMPERATURA Fahrenheit °F.

FLUJO Galones por minuto (gpm), Barriles por día (BDP), libras por hora (lb/h), litros por segundo (L/S).

ESPESOR	Pulgadas (in).
SUPERFICIE	Metros cuadrados (m ²), Pies cuadrados (ft ²).
VOLUMEN	Metros Cúbicos (m ³), Pies cúbicos (ft ³), Barriles (bbl).
VELOCIDAD	Metros por segundo (m/s), Pies por segundo (ft/s).
POTENCIA	Caballos de potencia (HP).
DIMENSIONES LINEALES	Metros (m), Pies (ft).
MASA	Kilogramos (kg), Libras (lb), Toneladas (ton).
DENSIDAD	Libras por pie cúbico (lb/ft ³).

3.3 ESPECIFICACIONES DEL TIPO DE CRUDO

Se escogieron tres tipos de crudo de campos colombianos, cada uno con diferente °API. Tabla 3.

CAMPO LA CIRA-INFANTAS: este campo se encuentra ubicado al sur del río Sogamoso, a una distancia de 22 km al Sur Este de Barrancabermeja, abarcando un área de aproximadamente de 160 km², la producción promedio actual para La

Cira-Infantas es de 40.566 BOPD¹⁹, con 63 % BSW la cual proviene de 513 pozos activos, que producen por Bombeo mecánico.

CAMPO CAÑO LIMÓN: el campo Caño Limón se encuentra ubicado en el departamento de Arauca, con límites con la República Bolivariana de Venezuela, a 60 km de la ciudad de Arauca. Lo componen tres campos principalmente: Caño Limón, Caño Redondo, y Caño Yarumal; estos campos hacen parte del bloque Cravo Norte. Es un yacimiento subsaturado ya que los análisis PVT realizados sobre las muestras de los fluidos de este campo demuestran que éstos se encuentran a una presión superior a la presión de saturación (50 psi), por lo cual no se espera gas libre durante la explotación del yacimiento. La producción de crudo del campo a la fecha asciende a 32.000 BPD.²⁰

CAMPO CHICIMENE: Chichimene es uno de los campos de petróleo pesado de Ecopetrol SA, ubicado a 50 km al sur de la ciudad de Villavicencio, Meta. El campo ha estado en producción desde el año 2002 a partir de la formación T2 mediante pozos verticales con carcasa convencional, actualmente registra producciones estables que en promedio se encuentran alrededor de 80.000 bpd, en 40 acres de espacio y sin producción de agua hasta el momento..²¹

¹⁹ ECOPETROL Nuestra empresa [en línea] disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/>. Consultado el: 10 de marzo del 2015.

²⁰ OJEDA Castillo, Vladimir Elías. Evaluación de zonas productoras abandonadas de pozos de los campos Caño – Límon y Caño Verde que presentan cortes actuales de agua superiores al 97%. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico Químicas, 2005.

²¹ ECOPETROL Nuestra empresa [en línea] disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/>. Consultado el: 10 de marzo del 2015.

3.4 CRITERIOS DE DISEÑO

Con los siguientes datos se realizarán los respectivos cálculos para el diseño del descargadero. (Tabla 3).

Tabla 3. Propiedades de los diferentes crudos

	Caño Limón	Cira-Infantas	Chichimene
PROPIEDAD ESPECIFICA	Valor	Valor	Valor
Gravedad API del Crudo	26 °API	25 °API	10 ° API
Viscosidad del Crudo	4 cP @ 207 °F 3200 Psia	11.4 cP @ 98 °F 650 Psia	150 cP @ 185 °F 3600 Psia
BSW	97%	63%	90%
Temperatura de Yacimiento	210 °F	85 °F	186 °F
Densidad del Crudo	54.672 Lb/ft ³	56.419 Lb/ft ³	62.4 Lb/ft ³
Gravedad especifica	0.876160991	0.904153355	1
Presión de vapor	0.8 psi	0.6 psi	0.4 psi

Fuente: Datos tomados de diferentes fuentes.²²

²² ORDOÑEZ Aníbal, TRUJILLO Marta, et al., ECO-GSAI “Gravity Stable Air Injection” Pilot Test, an Enhanced Oil Recovery Opportunity to be Implemented in Chichimene Field – Colombia. En: SPE 154255. 2012.

VARGAS Reyes, Julián Enrique. Análisis de colapso de casing para pozos productores en arenas del cretáceo. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico Químicas, 2005.

GÓMEZ Macías, Claudia Clemencia. BOHORQUEZ Bacca, Ferney Marcelo. Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo Chichimene. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías FísicoQuímicas, 2010.

QUIROGA Mancilla, Luis Eduardo. Evaluación del desempeño de las sargas de bombeo mecánico del área la Cira – Infantas utilizando el software TWM. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico Químicas, 2008.

BECERRA Elena, HAMPTON David, et al., Recognition and causes of low resistivity pay zones in cretaceous clastic reservoirs: a case study from an oilfield in northern llanos basin, Colombia. En: SPWLA 53rd Annual Logging Symposium. June 16-20, 2012.

OJEDA Castillo, Vladimir Elías. Evaluación de zonas productoras abandonadas de pozos de los campos Caño – Limón y Caño Verde que presentan cortes actuales de agua superiores al 97%. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico Químicas, 2005.

3.5 SELECCIÓN DE LA BOMBA

El parámetro más importante para seleccionar las bombas es el tipo de crudo que se va a manejar, para calcular el tiempo de descarga de los carrotanques, teniendo en cuenta las pérdidas por fricción en equipos, tuberías y cumpliendo así con las presiones del proceso para obtener una mejor optimización.

3.5.1 Propiedades del fluido. La selección de la bomba se realiza teniendo en cuenta la condición más crítica del crudo a bombear, este crudo es el del campo Chichimene que tiene un API de 10°, este crudo no es apropiado para el transporte por tubería porque se pueden tener problemas de solidificación y taponamientos, por este motivo se debe utilizar un diluyente para reducir su viscosidad hasta un API de 17°.

3.5.2 Caudal. El caudal para la selección de las bombas se obtendrá en el cálculo hidráulico de las líneas.

3.6 LÍNEAS

La distancia de las líneas de succión de tubería deben ser lo más cortas posibles, se debe manejar los accesorios y válvulas absolutamente necesarios, para un diseño práctico y eficiente.

Las líneas de succión deben ser de un tamaño mayor que las boquillas de entrada de las bombas y un tamaño más grande que las líneas de descarga de las bombas.

El diámetro de la tubería de descarga de las bombas deberá ser superior que el diámetro de la boquilla de descarga.

La velocidad en la tubería de descarga no debe ser mayor a tres veces de la velocidad de la línea de succión.²³

Para la selección de las líneas se debe tener en cuenta las pérdidas hidráulicas y las velocidades de flujo.

3.7 VÁLVULAS Y ACCESORIOS

Se usarán reducciones excéntricas, localizadas cerca de la boquilla de succión, con el lado plano hacia arriba para poder mantener el tope nivelado de la línea y evitar puntos altos. Si se necesita hacer una operación y/o mantenimiento, se deberán instalar en puntos bajos las válvulas de drenaje y los venteos en puntos altos.

En todas las succiones de las bombas deben ser instalados filtros permanentes. Únicamente los filtros tipo canastas deben ser usados en secciones de tuberías horizontales, a diferencia de los tipo “Y” que pueden ser usados tanto en las secciones horizontales y verticales.²⁴

A la descarga de cada bomba es importante instalar una válvula cheque para cada una de ellas.

Se debe instalar una válvula de alivio (PSV) para cada bomba para proteger las líneas de descarga, por sobrepresión de la bomba.²⁵

²³ Lección 38. Tuberías de succión e impulsión. [online]. Universidad Nacional Abierta y a Distancia. Disponible en: http://datateca.unad.edu.co/contenidos/358002/Abastecimiento_Contenido_en_linea/leccin_38_tuberas_de_succin_e_impulsin.html.

²⁴ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 4. Third Edition, September 2003.

3.7.1 Válvula de bola. Usada como válvula de freno en tuberías transportadoras de petróleo comercial a temperaturas: - 25 °C a + 80 °C. Permite incrementos de temperatura en el conducto temporalmente hasta + 100 °C Permite Caidas de temperatura ambientales de acuerdo a las modificaciones climáticas de la válvula. El flujo en el conducto es controlado mediante la rotación de la bola 90 grados alrededor del eje del vástago. El vástago debe ser rotado por el actuador montado en la misma válvula de bola. (Figura 21)

Figura 21. Válvula de bola.



Fuente: LOGIS MARKET [en línea] disponible en: <http://www.logismarket.com.mx/> Consultado el: 05 de marzo del 2015

3.7.2 Válvula Check. Es un tipo de válvula que permite al fluido fluir en una dirección pero cierra automáticamente para prevenir flujo en la dirección opuesta (contra flujo). (Figura 22)

²⁵ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 5. Third Edition, September 1995.

Figura 22. Válvula de Check.



Fuente: YTIMG http://i.ytimg.com/vi/1dpA56yOr_E/hqdefault.jpg Consultado el: 05 de marzo del 2015.

3.7.3 Manguera. Manguera para succión y descarga, con sistema de ajuste para los acoples que proporciona continuidad eléctrica de extremo a extremo, sello para evitar fugas y garantizar retención segura del acople para las presiones de diseño de cada manguera. (Figura 23).

Figura 23. Manguera.



Fuente: GOOGLE. <https://www.google.com.co/webhp?sourceid=chrome-instant&ion=1&espv=2&ie=UTF-8#q=descargadero%20de%20crud> Consultado el: 05 de marzo del 2015

3.7.4 Válvula de globo. Las válvulas tipo globo a diferencia de las válvulas de compuerta, permiten aplicarlas en regulación de fluidos y realizan un cierre hermético cuando cuenta con un asiento flexible.

En esta clase de válvulas el fluido no corre de manera directa y en una sola dirección como lo hacen en las válvulas de compuerta sino que el fluido entra y sube dentro del cuerpo de la válvula, es estrangulado por el embolo según qué tan abierta o cerrada se encuentre la válvula, y después baja el fluido hacia la salida de la válvula. (Figura 24).

Figura 24. Válvula de globo.



Fuente: VÁLVULAS Y MEDIDORES. Válvulas de globo [en línea] disponible en: http://www.valvulasymedidores.com/valvulas_globo_de_globo.html Consultado el: 05 de marzo del 2015

3.8 CÁLCULO HIDRÁULICO

Este procedimiento consiste en determinar los diámetros de todas las líneas que hacen parte del descargadero, para cada uno de los diferentes crudos y % BSW de los diferentes campos.

Después de un estudio minucioso de cada uno de los tiempos de descargue de los carrotanques, se concluirá cual es el más eficiente para cada uno de estos crudos, se determinarán varios caudales para analizar las velocidades del fluido y las pérdidas en diferentes diámetros de tuberías e igualmente seleccionar los tamaños de las tuberías.

En la tabla 4, se pueden observar los tiempos de descarga asumidos y caudales obtenidos con estos tiempos para un volumen de 11000 galones.

Tabla 4. Caudales obtenidos para descargar un carrotanque de 11000 galones con crudo a diferentes tiempos asumidos, teniendo en cuenta un tiempo de descarga que está en el rango de 30 a 50 minutos.

TIEMPO DE DESCARGA ASUMIDO (minutos)	CAUDAL OBTENIDO (gpm)
50 minutos	220
45 minutos	245
40 minutos	275
35 minutos	314
30 minutos	367

3.8.1 Metodología. Se realiza con el fin de determinar el diámetro de las líneas para la succión y la descarga, utilizando los caudales mostrados en la anterior tabla y las propiedades de los crudos de los diferentes campos (la Cira, Caño Limón y Chichimene).

Los cálculos realizados para las líneas se desarrollan mediante la siguiente secuencia:

Utilizando los caudales calculados en la tabla 4 y tomando diámetros diferentes de tuberías se obtendrán las velocidades del crudo.

Después con las velocidades obtenidas y con las propiedades de cada uno de los crudos de la tabla 3 se calcula el número de Reynolds con el fin de saber el tipo de régimen de flujo.

Obtenido el Reynolds se determinan las pérdidas en la tubería para una longitud de 100ft y se grafican los resultados.

3.8.2 Datos de inicio. Entre los datos de inicio se tienen todos los valores utilizados para desarrollar la base de cálculo del procedimiento a estudiar. En la tabla 5 se indican los diámetros de las posibles tuberías, y con las propiedades de cada uno de los crudos a estudiar de la tabla 3, se procede a la selección de los tamaños de las líneas.

Tabla 5. Diámetros de tubería

DESCRIPCIÓN	Diámetro Nominal	Di
Diámetro interno de la tubería (Schedule 40)	4 in	4.026 in
Diámetro interno de la tubería (Schedule 40)	5 in	5.047 in
Diámetro interno de la tubería (Schedule 40)	6 in	6.065 in
Diámetro interno de la tubería (Schedule 40)	8 in	7.981 in

Se halla el área transversal de la tubería y con el caudal que se trabaja se procede a calcular la velocidad.

Velocidad:

$$V = Q/A \text{ (Ecuación 1)}$$

$$A = \frac{\pi * D_i^2}{4} \text{ (Ecuación 2)}$$

Donde,

V = Velocidad del fluido, ft/s

Q = Caudal de operación, gpm

A = Área de flujo, ft².

D_i = Diámetro interno de la tubería, in.

Calculada la velocidad, con el diámetro interno, la viscosidad dinámica y la densidad del fluido, se calcula el número de Reynolds con el fin de determinar el tipo de régimen del fluido.

NÚMERO DE REYNOLDS:

$$R_e = \frac{\rho * V * D_I}{\mu} \quad (\text{Ecuación 3})$$

Donde,

Re = Número de Reynolds

ρ = Densidad del crudo a la temperatura de operación, lb/ft³.

V = Velocidad de flujo, ft/s.

D_i = Diámetro interno de la tubería, in.

μ = Viscosidad dinámica del crudo a la temperatura de operación, cp.²⁶

Determinado el número de Reynolds se procede a determinar el tipo de régimen del fluido.

Re < 2300, Laminar.

2300 < Re < 4000, Transitorio.

²⁶ CRANE. Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios y Tuberías. Capítulo 3. México: McGRAW HILL. 1995.

Re > 4000, Turbulento.

Hallado el régimen del fluido se calcula el factor de fricción con las siguientes ecuaciones:

Laminar – liso

$$f = \frac{64}{Re} \text{ (Ecuación 4)}$$

Transición- Rugosa

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 * \log \left(\frac{\frac{\epsilon}{D_i}}{3.7} + \frac{2.51}{(Re * \sqrt{f})} \right) \text{ (Ecuación 5)}$$

Transición – liso

$$f = \frac{0.316}{Re^{0.25}} \text{ (Ecuación 6)}$$

Turbulento - Rugosa

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2 * \log \left(\frac{D_i}{2 * \epsilon} \right) + 1.74 \text{ (Ecuación 7)}$$

Siendo,

f = Factor de fricción.

Re = Número de Reynolds.

ε = Rugosidad absoluta, ft. Depende del material y estado físico de la tubería.

Di = Diámetro interno de la tubería, in.²⁷

Las pérdidas primarias o pérdidas por fricción en la tubería se calculan con la ecuación de Darcy – Weisbach

$$H_{LP} = f * \left(\frac{L}{D_i} \right) * \left(\frac{V^2}{2 * g} \right) \text{ (Ecuación 8)}$$

²⁷ CRANE. Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios y Tuberías. Capítulo 3. México: McGRAW HILL. 1995.

Siendo,

H_{LP} = Pérdidas primarias o por fricción, ft, psi.

f = Factor de fricción.

D_i = Diámetro interno de la tubería, in.

V = Velocidad del fluido, ft/s.

L = Longitud de la tubería, ft.

g = Aceleración de la gravedad, m/s^2 , ft/s^2 .

Para determinar las pérdidas por accesorios y válvulas o pérdidas secundarias, se utiliza la siguiente ecuación:

$$H_{LS} = \sum K_{acces} * \left(\frac{V^2}{2 * g} \right) \text{ (Ecuación 9)}$$

Donde,

H_{LS} = Pérdidas por accesorios y válvulas o secundarias, ft, psi.

K_{acces} = Coeficiente de pérdidas por accesorios

V = Velocidad del fluido, ft/s.

g = Aceleración de la gravedad, m/s^2 , ft/s^2 .²⁸

Los coeficientes de pérdidas por accesorios K , se obtienen de las figuras 32, 33 y 34 del anexo C.

Calculadas las pérdidas por fricción en la tubería y las pérdidas por accesorios, se calcula las pérdidas de energía total del sistema:

$$H_L = H_{LP} + H_{LS} \text{ (Ecuación 10)}$$

²⁸ CRANE. Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios y Tuberías. Capítulo 3. México: McGRAW HILL. 1995.

Siendo,

H_L = Pérdidas de energía total, ft, psi.

H_{LP} = Pérdidas primarias o por fricción, ft, psi.

H_{LS} = Pérdidas por accesorios o secundarias, ft, psi.

Con las pérdidas de energía total para los diversos tamaños de tubería, se procede a graficar las pérdidas totales versus caudales y se determinan los tamaños de la tubería para el sistema, basándonos en los criterios del proyecto, presentados en este capítulo.

3.9 EQUIPOS ROTARIOS

Para realizar una adecuada y minuciosa selección de las bombas del descargadero, se debe calcular la presión de succión, la presión de descarga, el NPSH disponible y las potencias.²⁹

3.9.1 Presión de succión. Esta presión se calcula teniendo en cuenta la elevación de líquido entre el recipiente y la bomba, la presión en la superficie del fluido y las pérdidas por fricción en la línea de succión, como se muestra a continuación:

$$P_s = P_1 + \left(\frac{\Delta Z_1 * S.G}{2,30666} \right) - H_L \text{ (Ecuación 11)}$$

Siendo,

P_s = Presión de succión, psia.

P_1 = Presión en la superficie del líquido, psia.

²⁹ CRANE. Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios y Tuberías. Capítulo 3. México: McGRAW HILL. 1995.

ΔZ_1 = Cabeza estática y /o de líquido en la succión de la bomba (Valores positivos para niveles encima del eje de la bomba y valores negativos para niveles por debajo, ft).

H_L = Pérdidas de energía total en la línea de succión de la bomba, psi.

S.G = gravedad especifica del líquido.³⁰

3.9.2 NPSHA – Carga neta positiva disponible a la succión. La carga neta positiva disponible a la succión se calcula con la fórmula a continuación:

$$NPSHa = \left(\frac{(P_s - P_{VAP}) * 2,30666}{S.G} \right) \text{ (Ecuación 12)}$$

Donde,

NPSHa = Carga neta de succión disponible, ft.

P_{VAP} = Presión de vapor del líquido a temperatura de operación, psia.

P_s = Presión de succión, psia.

El NPSHa es el valor de NPSH disponible del sistema; el NPSHR es el valor de NPSH requerido por la bomba, este dato es suministrado por el proveedor.

Para mitigar problemas de cavitación el NPSHa debe estar como mínimo 3 pies por encima del NPSHR.³¹

3.9.3 Presión de descarga. La presión de descarga de las bombas se determina con base a la presión requerida por el sistema y a las pérdidas de presión a lo largo de la línea de descarga de la bomba, incluyendo tanto los equipos, como las válvulas y accesorios instalados en la descarga.

³⁰ CRANE. Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios y Tuberías. Capítulo 3. México: McGRAW HILL. 1995.

³¹ CRANE. Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios y Tuberías. Capítulo 3. México: McGRAW HILL. 1995.

$$P_D = P_2 + \left(\frac{\Delta Z_2 * S.G}{2,30666} \right) + H_L \text{ (Ecuación 13)}$$

Donde,

P_D = Presión de descarga, psia.

P_2 = Presión de entrega requerida, psia.

ΔZ_2 = Cabeza estática y /o de líquido en la descarga de la bomba (Valores positivos para niveles encima del eje de la bomba y valores negativos para niveles por debajo, ft).

H_L = Pérdidas de energía total en la línea de descarga de la bomba, psi.

S.G = gravedad específica del líquido

3.9.4 Cálculo de la potencia de la bomba. La potencia de la bomba está relacionada con el trabajo requerido para entregar el líquido a las condiciones deseadas. Para determinar la potencia hidráulica, es necesaria determinar primero el diferencial de presión, las ecuaciones son:

$$\Delta P_D = P_D + P_S \text{ (Ecuación 14)}$$

$$HHP = \left(\frac{Q * \Delta P_D}{1714} \right) \text{ (Ecuación 15)}$$

Donde,

HHP = potencia hidráulica de la bomba, HP.

Q = flujo volumétrico, gpm.

ΔP_D = Diferencia de presión, psi.

La potencia al freno es la potencia real de la bomba y tiene en cuenta la eficiencia debida a pérdidas incurridas por fricción de sus elementos, posible acumulación, fugas, etc. Se determina con la siguiente ecuación:

$$BHP = \left(\frac{HHP}{n_B} \right) \text{ (Ecuación 16)}$$

Donde,

BHP = Potencia al freno, HP

n_B = eficiencia de la bomba

Finalmente, teniendo en cuenta que el motor también tiene una eficiencia en la transmisión de potencia, se calcula la potencia requerida por estos, utilizando la siguiente ecuación:

$$HP = \frac{BHP}{n_M} \text{ (Ecuación 17)}$$

Donde,

n_M = eficiencia del motor.

4. METODOLOGÍA GENÉRICA PARA EL DISEÑO DE UN DESCARGADERO USANDO TRES TIPOS DE CRUDO

A continuación se presenta los resultados que se obtuvieron en el proceso de diseño de los equipos del descargadero como son los accesorios, las válvulas, diámetros de tubería, etc. Debido al análisis de la información recopilada se escogió el medidor y probador más eficiente para el sistema.

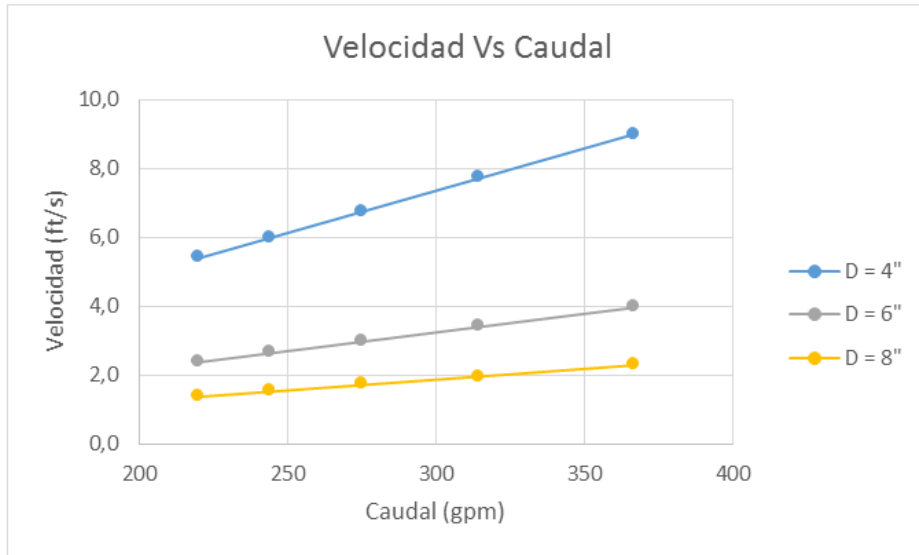
4.1 CALCULO HIDRÁULICO DE LÍNEAS

Teniendo en cuenta los criterios de diseño y los diferentes tamaños de tubería STD de la tabla 5, las condiciones de los diferentes crudos presentados en la tabla 3 y los diferentes caudales de la tabla 4 se calculan: las velocidades utilizando la ecuación número 1, 2 y las pérdidas por fricción con la ecuación número 8 (tabla 6, 7, 8 y 9). Los cálculos obtenidos se muestran a continuación. (Figura 25, 26, 27 y 28).

Tabla 6. Resultado de velocidades para diferentes caudales y diámetros

CAUDAL OBTENIDO (gpm)	D = 4"	D = 6"	D = 8"
	V (ft/s)	V (ft/s)	V (ft/s)
220	5.3919	2.3759	1.3721
244.45	5.9910	2.6399	1.5245
275	6.7398	2.9699	1.7151
314.29	7.7027	3.3941	1.9601
366.67	8.9864	3.9598	2.2868

Figura 25. Gráfica de Velocidad Vs Caudal



Considerando las velocidades de referencia recomendadas para los fluidos en tubería presentadas en la tabla 2 de este documento y observando los resultados de las velocidades obtenidas, se concluye el uso de una tubería de 6" tanto para succión como para descarga con un caudal de aproximadamente 350 gpm para los tres tipos de crudo que se utilizaron.

Tabla 7. Cálculos de pérdidas para crudo Campo Cira – Infantas

CAUDAL OBTENIDO (gpm)	D = 4"	D = 6"	D = 8"
	H _{Lp} (psi)	H _{Lp} (psi)	H _{Lp} (psi)
220	0.8581	0.1012	0.0242
244.45	1.0594	0.1249	0.0299
275	1.3407	0.1581	0.0378
314.29	1.7512	0.2065	0.0494
366.67	2.3836	0.2811	0.0673

Figura 26. Gráfica Pérdidas Vs Caudal para crudo Campo Cira – Infantas

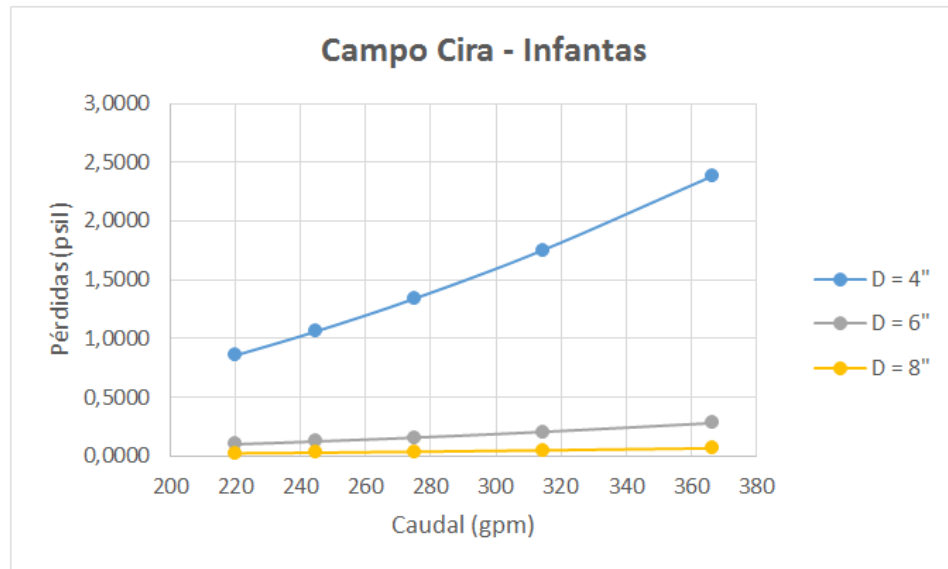


Tabla 8. Cálculos de pérdidas para crudo Campo Chichimene

CAUDAL OBTENIDO (gpm)	D = 4"	D = 6"	D = 8"
	Hlp (psi)	Hlp (psi)	Hlp (psi)
220	3.3049	0.6417	0.2140
244.45	3.6722	0.7130	0.2378
275	4.1312	0.8021	0.2675
314.29	4.7214	0.9167	0.3057
366.67	5.5082	1.0695	0.3567

Figura 27. Gráfica Pérdidas Vs Caudal para crudo Campo Chichimene

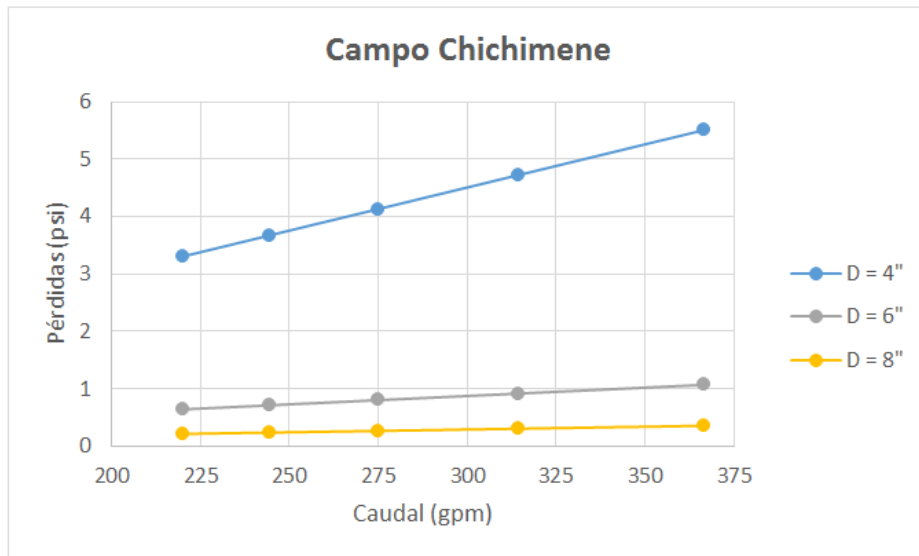
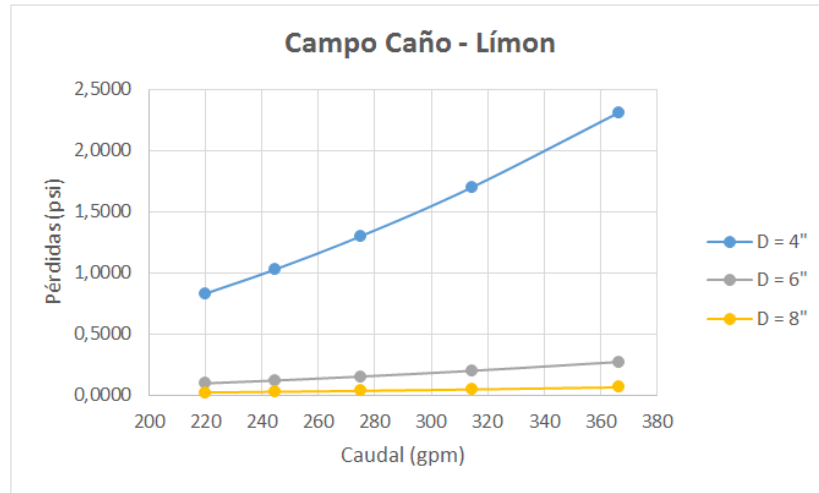


Tabla 9. Cálculos de pérdidas para crudo Campo Caño - Limón

CAUDAL OBTENIDO (gpm)	D = 4"	D = 6"	D = 8"
	Hlp (psi)	Hlp (psi)	Hlp (psi)
220	0.8315	0.0981	0.0235
244.45	1.0266	0.1211	0.0290
275	1.2992	0.1532	0.0367
314.29	1.6970	0.2001	0.0479
366.67	2.3098	0.2724	0.0652

Figura 28. Gráfica Pérdidas Vs Caudal para crudo Campo Caño - Limón



Teniendo en cuenta los resultados obtenidos y haciendo un análisis en cuanto a las pérdidas de cada uno de estos tipos de crudo de los diferentes campos manejados en este proyecto se selecciona para el diseño del descargadero una tubería de 6" en la succión y una tubería de 6" en la descarga. (Figura 30).

El diseño del descargadero tiene un cabezal común de succión de 12" para ser más fácil la descarga continua de varios carrotanques para tener un margen de operación mayor; igual abra un cabezal de descargar en paralelo de 12 " al de succión. (Figura 30).

4.2 SELECCIÓN DE BOMBAS

4.2.1 Datos. De acuerdo a las diferentes características y propiedades que tienen los diferentes fluidos a la hora de ser descargados, se dan a conocer los siguientes datos de la tabla 10 para la seleccionar las bombas de cada uno de los diferentes crudos.

De acuerdo al esquema del figura 29, se presentan los accesorios contemplados en las diferentes secciones de tubería del descargadero Tabla 11.

Tabla 10. Datos para la selección de las bombas

DESCRIPCIÓN	VALOR
Caudal de descarga (gpm)	350
Gravedad específica Campo Caño - Límon	0.8762
Gravedad específica Campo Cira - Infantas	0.9042
Gravedad específica Campo Chichimene	1
Diámetro de entre las líneas de succión y las bombas (in)	6
Longitud de las líneas de succión (ft)	10
Diámetro de entre las líneas de descarga y las bombas (in)	6
Longitud de las líneas de descarga (ft)	10
Presión atmosférica (psi)	14.7
Elevación de la boquilla del carrotanque (ft)	2
Mínimo nivel de líquido en carrotanques (ft)	0.5
Presión a la boquilla del tanque (psi)	32

Tabla 11. Accesorios del sistema

Accesorios	Cantidad de succión	Cantidad de descarga
Válvula de bola	2	1
Válvula de check	0	2
Filtro	0	1
Dispositivo de presión	0	1
Medidor Coriolis	0	1
Probador pequeño	0	1
Válvula de globo	0	1
Codos	2	2
Tee	1	1

4.2.2 Calculo de la presión de succión de las bombas. Teniendo en cuenta el diámetro interno de la tubería se calcula el área transversal de esta misma utilizando la ecuación 2, con este resultando y con el caudal que se está

trabajando se procede a calcular la velocidad utilizando la ecuación número 1 (Tabla 12).

Tabla 12. Resultados

Nombre	Valor
Diámetro interno (in)	6.065
Área Transversal (ft ²)	0.2006
Velocidad del fluido (ft/s)	3.7798

Ahora se calcula el número de Reynolds utilizando la ecuación número 3 con el fin de determinar el tipo de régimen de flujo del fluido con los datos obtenidos de velocidad, con la viscosidad del fluido y el diámetro interno de la tubería, se procede a calcular las pérdidas totales utilizando la ecuación número 10 (tabla 13). Luego utilizando la ecuación número 11 se halla la presión de succión. (Tabla 14).

Tabla 13. Cálculos de pérdidas de succión

Nombre	Valor
Longitud de las líneas de succión (ft)	10
Factor de fricción Cira - Infantas	0.0149
Factor de fricción Chichimene	0.0512
Factor de fricción Caño - Limón	0.0149
Pérdidas totales Cira – Infantas (psi)	0.5367
Pérdidas totales Chichimene (psi)	0.6156
Pérdidas totales Caño - Limón (psi)	0.5359

Tabla 14. Resultados de presión de succión

Nombre	Valor
Ps (psia) Campo Caño - Limón	15.1137
Ps (psia) Campo Cira - Infantas	15.1432
Ps (psia) Campo Chichimene	15.1682

4.2.3 Cálculo de la NPSH disponible. Con las pérdidas hidráulicas totales para el tramo de succión se procede a calcular el NPSHa utilizando la ecuación 12. (Tabla 15).

Tabla 15. Resultados de NPSHa

Nombre	Valor
NPSHa (ft) Campo Caño - Limón	37.6836
NPSHa (ft) Campo Cira - Infantas	35.5716
NPSHa (ft) Campo Chichimene	31.2973

4.2.4 Cálculo de la Presión de descarga de las bombas. Utilizando los datos de la tabla 16 y con la ecuación número 10 se calcula las pérdidas de energía en los tramos de tubería de descarga de 6" que lleva el fluido hasta el almacenamiento.

Tabla 16. Cálculos de pérdidas de descarga

Nombre	Valor
Longitud de las líneas de descarga (ft)	10
Longitud de las líneas de descarga (ft)	180
Factor de fricción Cira - Infantas	0.0149
Factor de fricción Chichimene	0.0512
Factor de fricción Caño - Limón	0.0149
Pérdidas totales Cira – Infantas (psi)	1.2080
Pérdidas totales Chichimene (psi)	2.7060
Pérdidas totales Caño - Limón (psi)	1.1915

Conociendo las pérdidas de energía en la tubería de descarga y con los datos suministrados se calcula la presión de descarga utilizando la ecuación número 13 (Tabla 17).

Tabla 17. Resultados de pérdidas de descarga

Nombre	Valor
Pd (psia) Campo Caño - Limón	34.1411
Pd (psia) Campo Cira - Infantas	34.1880
Pd (psia) Campo Chichimene	35.7898

4.2.5 Cálculo de las potencias de las bombas. Se calcula la diferencia de presión, potencia hidráulica de la bomba y la potencia al freno para cada uno de los campos de petróleo utilizando las ecuaciones número 14, 15 y 16 respectivamente (Tabla 18, 19 y 20).

Tabla 18. Resultados de diferencia de presión

Nombre	Valor
Diferencial de presión (psi) Campo Caño - Limón	19.0274
Diferencial de presión (psi) Campo Cira - Infantas	19.0448
Diferencial de presión (psi) Chichimene	20.6216

Tabla 19. Resultados de potencia hidráulica

Nombre	Valor
Potencia Hidráulica de la boba HHP (HP) Campo Caño - Limón	3.8854
Potencia Hidráulica de la boba HHP (HP) Campo Cira - Infantas	3.8890
Potencia Hidráulica de la boba HHP (HP) Chichimene	4.2109

Tabla 20. Resultados de potencia al freno

Nombre	Valor
Potencia al freno BHP (HP) Campo Caño - Limón	6.4757
Potencia al freno BHP (HP) Campo Cira - Infantas	6.4816
Potencia al freno BHP (HP) Chichimene	7.0182

En la infraestructura planteada en este proyecto asociada al descargadero, las 3 bombas deben cumplir las siguientes condiciones: un caudal de 350 gpm, presión

de descarga de 35.7898 psia, potencia de freno de 7.0182 BHP y NPSHa de 37.6836 ft.

La bomba que se debe implementar es de desplazamiento positivo tipo rotaria, por la alta viscosidad del fluido que llega a la infraestructura del descargadero y debe consistir de carcasa, elementos rotatorios, reductor, base, acople, motor y empaquetaduras y se debe tener en cuenta el código API 676 u otros que contribuyan a la mejora del diseño y condiciones de operación.

A la hora de operar se deben tener en cuenta las velocidades recomendadas por el fabricante, calculadas por la viscosidad, tipo de bomba y otras características del fluido bombeado, la presión de succión de la bomba y la presión de descarga obtenida por las condiciones hidráulicas de la línea.

El sistema motor – bomba debe ser consolidado en una base común fabricada de acero, este debe ser pre – alineado en la ensambladora o donde se fabricó para constatar la apropiada alineación a la hora de su instalación.

La bomba debe tener una placa de identificación en acero inoxidable donde estén registradas cada una de sus especificaciones dadas por el fabricante.

4.3 SELECCIÓN DEL MOTOR

4.3.1 Potencia del motor. Con la ecuación número 17 y utilizando una eficiencia mecánica del 85% se calcula la potencia del motor para la selección del mismo. (Tabla 21).

Tabla 21. Resultados de potencia del motor.

Nombre	Valor
HP (HP) Campo Caño - Límon	7.6184
HP (HP) Campo Cira - Infantas	7.6254
HP (HP) Chichimene	8.2568

4.3.2 Velocidad del motor. En los motores de corriente alterna la velocidad está determinada por el número de polos y la frecuencia.

$$Velocidad\ sincrona = \frac{120 * frecuencia}{polos}$$

$$Velocidad\ sincrona = \frac{120 * 60}{4}$$

$$Velocidad\ sincrona = 1800\ rpm$$

El motor más apropiado para la velocidad sincrona de 1800 rpm, una potencia de 9 HP y 60 Hz. Motor Totally Enclosed, Fan-Cooled (TEFC), corriente nominal alterna de 440 V, 60 Hz con carcasa de aluminio.

4.4 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN

Normalmente, la medición de los hidrocarburos líquidos se efectúa con medidores de desplazamiento positivo (DP) ó de turbina de alto rendimiento que son los métodos tradicionales de medición de flujo que determinan el caudal volumétrico del fluido, basados en condiciones de operación aparentemente constantes; pero tanto la presión y la temperatura suelen variar, cometiendo a veces errores significativos en la medición a menos que se introduzcan los factores de corrección necesarios, basados en las condiciones reales del proceso.

Otro método es el de medir directamente el caudal másico del fluido. Aunque a la fecha se han desarrollado varios métodos de medición de flujo másico, el más difundido y que se encuentra aprobado para transferencia de custodia por el API es utilizando efecto Coriolis.

La gran ventaja de este proceso es el mejoramiento continuo y el permanente cambio eficiente de un producto podría tener acceso a sistemas de medición que ayuden a la obtención del volumen y masa entregada, así como las especificaciones del producto, como su densidad, etc.

Gracias a las nuevas tecnologías se pueden reducir los costos de mantenimientos ya que tienen menores partes móviles y reducen el inventario de repuestos de estas mismas.

4.4.1 Medidor seleccionado. Debido a su gran desempeño, que no tiene ninguna condición especial de flujo y son insensibles a la viscosidad se seleccionó el medidor coriolis y a continuación se argumentara porqué la selección del medidor y las ventajas frente a otros medidores que lo hacen más viable económicamente.

- Resultados de la evaluación.
- Medidores Ultrasónicos: **descartado.**
- Es afectado por viscosidades altas y si escogeríamos esta tecnología, tendríamos que escoger otro medidor para (NR <10000).
- Necesita de un medidor maestro o un probador convencional de igual o mejor precisión los cuales tendrían que adquirirse.
- Medidor de Turbina: **descartado.**
- Susceptible a daños por flujos bruscos.
- Sensible a cambios de viscosidad.
- Necesario acondicionar el flujo.

- Dificultad para medir flujos con alta viscosidad.
- Necesidad de accesorios electrónicos.
- Susceptibles a flujos sucios y depósitos en el rotor.
- Medidor Coriolis: **seleccionado**.
- Reducción en costos de mantenimiento debido a su construcción simple y tiene muy pocas partes móviles.
- Son fáciles de instalar y de purgar.
- Poseen una alta exactitud en la medición.
- Se obtiene el equivalente en masa del volumen de producto entregado.
- Permite a los clientes que compran productos controlados registrar y demostrar ante las autoridades las cantidades adquiridas y su concordancia con el cupo autorizado Para sus operaciones.
- Facilita la elaboración de los balances másicos que en el futuro pudieran requerirse.

4.5 SELECCIÓN DEL PROBADOR

La función del probador es verificar el volumen medido por cada uno de los medidores que conforman un Sistema de Medición Dinámico, realizando una comparación sencilla entre el volumen registrado por el medidor y el volumen certificado del probador.

Existen varios tipos de probadores según su principio de funcionamiento:

- Probadores convencionales de tubería o probadores de desplazamiento mecánico.
- Probadores de volumen pequeño.
- Probadores volumétricos o tanques.

- Medidores Maestros
- Probadores de desplazamiento positivo: **descartado**.

Los probadores convencionales para líquidos, consisten de cuatro diseños básicos. Éstos son los siguientes:

Bidireccionales de esfera: son probadores de tubería doblados en forma de “U”, donde el desplazador de esfera viaja a través de la sección calibrada, primero en un sentido y luego de regreso en el sentido contrario. El volumen base de un probador Bidireccional es la suma del volumen de la sección calibrada, primero en un sentido y luego en el otro, corregido a las condiciones estándar de temperatura y presión. Estos probadores requieren de dos cámaras de lanzamiento, uno en cada extremo del probador, para frenar la velocidad del desplazador y alojarlos cuando este llega o para lanzarlos cuando se invierte el sentido del flujo. Las cámaras de lanzamiento pueden ser horizontales (en el mismo sentido del eje y la tubería del proceso), oblicuas (con diferentes grados de inclinación, menores a 90°) y verticales a 90°.

Bidireccionales de pistón: los probadores bidireccionales de Pistón consisten en una válvula de cuatro (4) vías, dos (2) cámaras de lanzamiento, tuberías de carrera previa, sección de volumen calibrado, al menos dos (2) switches detectores del paso del Pistón Desplazador e instrumentación secundaria de entrada y salida. Los desplazadores de tipo pistón deben disponer de un(os) anillo(s) para prevenir que el cuerpo metálico del pistón dañe la superficie del probador en la cámara de medición. La posición de la válvula de cuatro vías determina la dirección del flujo.

Unidireccionales de esfera: este tipo de probador opera en forma similar al Bidireccional y los cálculos de velocidad, longitud de carrera previa, sección de

tubería de volumen calibrado, son las mismas. Su principal característica es que la parte de tubería con volumen calibrado (entre switches) es un tramo recto.

Unidireccionales de pistón: este tipo de probador opera en forma similar al unidireccional de esfera y los cálculos de velocidad, longitud de carrera previa, sección de tubería de volumen calibrado, son los mismos. Este tipo de probador necesita dos cheques adicionales para poder invertir la dirección del pistón.

Probadores Volumétricos Tipo Tanque: **descartado**. Estos tipos de probadores son recipientes de volumen conocido que pueden ser cerrados o abiertos. Este probador es ideal para calibración de probadores y medidores empleados en llenaderos de carrotanques.

Probadores de Volumen Pequeño: **seleccionado**. Este tipo de probador puede ser móvil o fijo y el volumen certificado es notoriamente menor que uno convencional debido a la ayuda de los detectores de alta precisión usados en conjunto con las técnicas de interpolación de pulsos.

Los métodos de interpolación de pulsos, que comprenden el conteo de una fracción de una serie de pulsos, son usados para obtener una alta resolución sin requerir contar los 10.000 pulsos mínimos recomendados del medidor, para un paso del desplazador entre detectores.

La repetitividad y precisión requerida depende de la electrónica de interpolación, la uniformidad de los pulsos generados por el medidor, la estabilidad de la presión, temperatura, el flujo (para turbinas y ultrasónico) y las características propias del medidor.

4.5.1 Consideraciones para la Selección de un probador de Volumen Pequeño. Conocimiento y nivel tecnológico para operar y mantener el probador compacto.

- Tiempo necesario para poder realizar el proceso de calibración.
- Tamaño del bache para poder realizar el proceso de calibración.
- La pérdida de presión a través del probador no debe ser mayor a las admisibles del brazo medidor bajo prueba.
- Disponibilidad de facilidades en el sitio, tales como energía, agua, espacio, etc.
- Códigos y norma con los que debe cumplir en el sitio de operación.
- El grado de automatización a ser incorporado en la operación de prueba.
- Características de la señal de salida del medidor.
- Tipo de medidor a ser calibrado.
- Propiedades físicas de los líquidos a ser manejados.
- Ratas de flujo mínima y máxima esperadas y la estabilidad de la rata de flujo.
- Rangos de temperatura y presión
- Dispersión geográfica de los sistemas de medición dentro de la Estación (Manejo de contaminación, diferencia de temperatura entre probador y medidor).
- El probador será exclusivo de un sistema de medición o será compartido por varios sistemas de medición.

Figura 29. Descargadero de carrotanque.

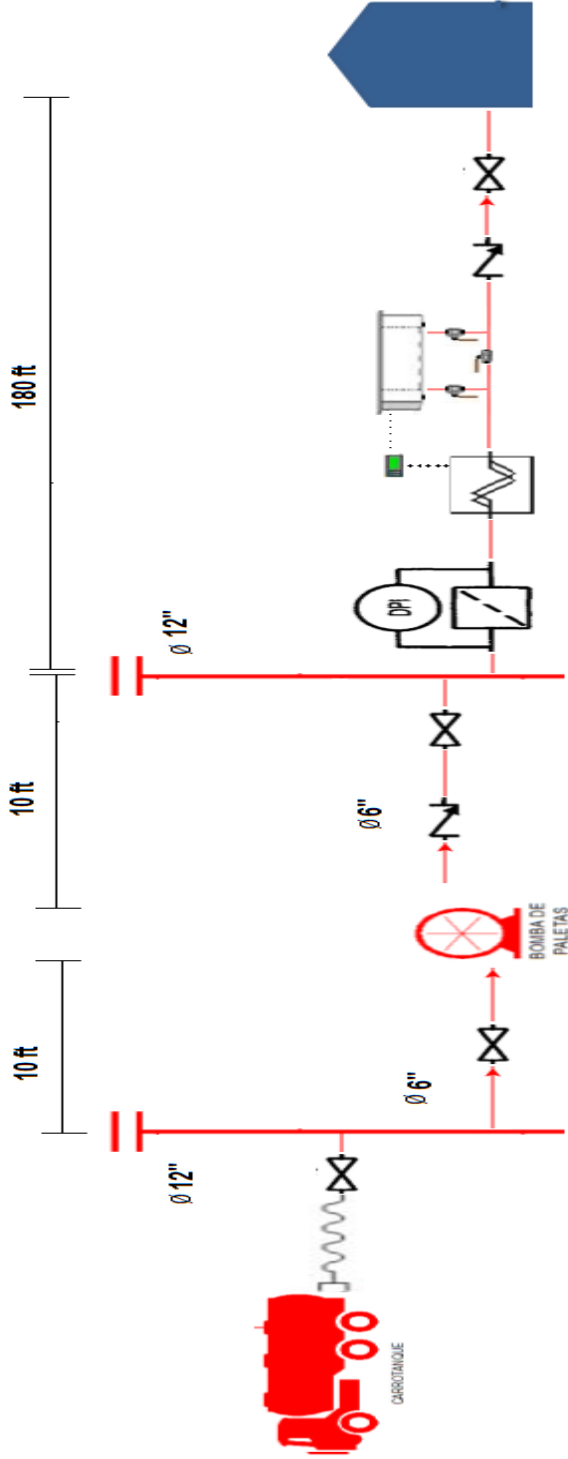
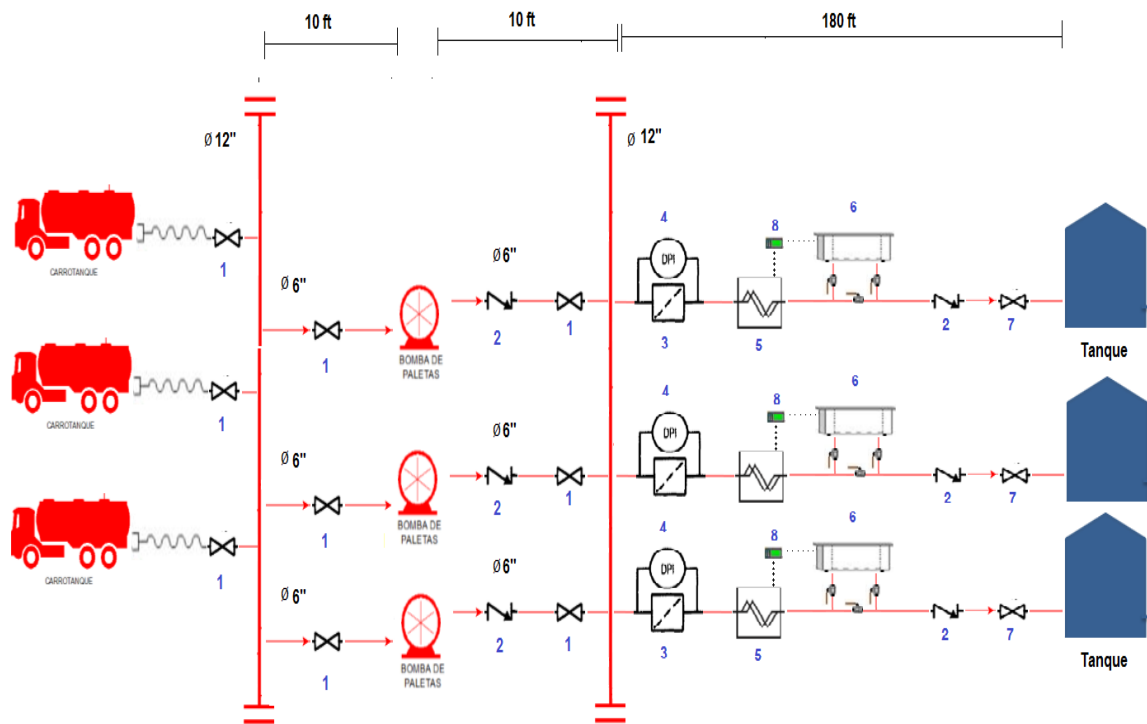


Figura 30. Infraestructura de descargue.



1. Válvula de bola.
2. Válvula Check.
3. Filtro.
4. Dispositivo de presión diferencial.
5. Medidor Coriolis.
6. Probador pequeño.
7. Válvula de globo.
8. Computador de flujo.

5. CONCLUSIONES

- Se analizó el comportamiento de los diferentes crudos en cada una de las posibles tuberías y se obtuvo el mejor diseño de selección de los equipos del descargadero, teniendo en cuenta las propiedades del fluido, la velocidad de los fluidos y la tubería que generó menor pérdida de energía donde se logró un tiempo de descarga óptimo y rentable.
- Mediante el análisis de criterios conceptuales se implementó un sistema de medición y fiscalización de custodia tipo coriolis porque a diferencia de los medidores tradicionales este puede detectar la presencia de agua, calcular el porcentaje de esta misma y de los sedimentos, calcula y registra la temperatura del crudo, toma muestra en simultánea, mide y registra el volumen acumulado.
- Se planteó la infraestructura de recibo para 3 carro-tanques en 3 bahías en simultaneo con líneas de succión y descarga de 6", con una descarga de 350 gpm obteniendo un tiempo de descarga aproximado de 32 minutos, el cual se encuentra en un rango óptimo.
- La selección del probador es de suma importancia ya que verifica y ratifica la veracidad del volumen medido por el medidor, este probador de volumen pequeño trabaja con un rango de caudal de 240-1200 gpm, sumando nuestra descarga en simultaneo de los tres carro-tanques tenemos un caudal de 1050 gpm lo cual indica que el flujo es óptimo para el probador.
- Al igual que el probador de tubería convencional, un probador de volumen pequeño tiene una ventaja inherente sobre probadores tipo tanque cuando se

utiliza para líquidos viscosos debido a la acción de limpieza del pistón en el cilindro del probador, este puede ahorrar más espacio y tiempo que los probadores de tubería convencional.

6. RECOMENDACIONES

- Realizar un estudio de análisis económico a cada uno de los medidores mencionados en este proyecto para su implementación en un campo en específico y concluir cual brinda una mayor rentabilidad para la empresa.
- Se recomienda que el sistema de medición dinámica a utilizar cumpla con todas las normas y especificaciones del manual único de medición MPMS.
- Implementar un diseño donde el probador maneje un mayor caudal y por consiguiente ampliar el cabezal de descarga para un mayor número de carrotanques, así disminuir el tiempo de descarga trabajando en simultáneo con todas las bombas.
- Se recomienda utilizar un software para realizar una simulación del sistema de descarga, para analizar el comportamiento del fluido de acuerdo a sus propiedades y las diferentes pérdidas en cada uno de los equipos y accesorios. Por consiguiente realizar un mejor diseño del sistema implementando los equipos más apropiados.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE Standard 676, Positive Displacement Pump Rotary. Second Edition, December 1994.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 6. Second Edition, April 2007.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 5. Third Edition, September 2002.

ANAYA Lizarazo, Javier Ricardo y VÉLEZ HERRERA, José Ricardo, Comparación experimental de los diferentes métodos de transporte de petróleo pesados. Tesis UIS Bucaramanga, 1997.

ANÍBAL Ordonez, TRUJILLO Marta, et al., ECO-GSAI “Gravity Stable Air Injection” Pilot Test, an Enhanced Oil Recovery Opportunity to be Implemented in Chichimene Field – Colombia. En: SPE 154255. 2012.

ASME B31.3. Tuberías de Proceso, 2010 Edition.

BECERRA Elena, HAMPTON David, et al., Recognition and causes of low resistivity pay zones in cretaceous clastic reservoirs: a case study from an oilfield in northern llanos basin, Colombia. En: SPWLA 53rd Annual Logging Symposium. June 16-20, 2012.

BLANCO Márquez, Nelson Ramiro. Diseño de un sistema de descarga de crudo pesado desde carrotanques para campo Rubiales, Meta en la empresa Ingeniería

Strycon, LTDA. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas, 2010.

CRANE. Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios y Tuberías. México: McGRAW HILL. 1995.

EXHIBIT 4 - Manual Of Petroleum Measurement. [online]. Ecopetrol. Disponible en:

http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1273441/000114420414011239/v367427_ex10-1.htm

FRANQUET Bernis, Josep María. QUEROL Gómez, Antonio. NIVELACIÓN DE TERRENOS POR REGRESIÓN TRIDIMENSIONAL. Una aplicación de los métodos estadísticos. Primera Edición, Cooperativa Gráfica Dertosense, 2010.

GÓMEZ Macías, Claudia Clemencia. BOHORQUEZ Bacca, Ferney Marcelo. Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo Chichimene. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico Químicas, 2010.

LIRA Silva, Julián Enrique. ADECUACIÓN DEL SISTEMA CONTRA INCENDIOS DE LA PLANTA MPE-1 EN PDVSA-MORICHAL AL SUR DEL ESTADO MONAGAS. Barcelona: Universidad De Oriente, Escuela De Ingeniería Y Ciencias Aplicadas, 2009.

McCABE et al., Operaciones Unitarias en Ingeniería Química, 4ª Ed., McGraw-Hill, 1991.

OJEDA Castillo, Vladimir Elías. Evaluación de zonas productoras abandonadas de pozos de los campos Caño – Limón y Caño Verde que presentan cortes actuales

de agua superiores al 97%. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico Químicas, 2005.

PATARROYO Bueno, Diego Fernando, NIETO Nieto, Walter Joan. Implementación de un sistema de medición y fiscalización de custodia de crudo en la estación de transferencia de campo Moriche. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico Químicas, 2010.

Pérez Angulo, Julio César, Diapositivas “Medición de Hidrocarburos, Medición Estática”. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico Químicas.

Piloto de tratamiento no convencional para aguas asociadas a la producción de hidrocarburos empleando humedal artificial. [online]. Ecopetrol. Disponible en: <http://es.slideshare.net/VetiverVentas/3-raul-triana-ecopetrol.com>

QUIROGA Mancilla, Luis Eduardo. Evaluación del desempeño de las sartas de bombeo mecánico del área la Cira – Infantas utilizando el software TWM. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico Químicas, 2008.

VARGAS Reyes, Julián Enrique. Análisis de colapso de casing para pozos productores en arenas del cretáceo. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico Químicas, 2005.

ANEXOS

Anexo A. Catálogo de Motores

Ene. 1/2014											
No. de Depósito	Descripción										Precio Lista Unit. - Col. \$(**)
Motor Alta Eficiencia 2 años GARANTÍA	Referencia	Nivel de eficiencia	Tamaño Constructivo	Potencia HP KW	Eficiencia η %	FS	Corriente Nominal (A)		Peso Kg		
							220V	440V			
	VELOCIDAD 3600 RPM (2 polos) - IE2										
100182609	1LA9 081-2YA60	IE2	080	1,0 0,75	77,5	1,15	2,9	1,45	10	544.000	
100205090	1LA9 083-2YA60	IE2	080	1,5 1,12	82,5	1,15	3,8	1,9	13	652.000	
100183642	1LA9 096-2YA60	IE2	090 L	2,0 1,49	84	1,15	5,8	2,9	15	743.000	
100185656	1LA9 097-2YA60	IE2	090 L	3,0 2,24	85,5	1,15	8,0	4,0	20	868.000	
100186933	1LA9 114-2YA60	IE2	112 M	4,0 2,98	87,5	1,15	10,4	5,2	30	1.195.000	
100199712	1LA9 115-2YA60	IE2	112 M	5,0 3,73	87,5	1,15	13,2	6,6	35	1.297.000	
100184034	1LA9 131-2YA70	IE2	132 S/M	7,5 5,60	88,5	1,15	18,5	9,2	46	1.867.000	
100181184	1LA9 133-2YA70	IE2	132 S/M	10,0 7,46	89,8	1,15	24,8	12,4	54	2.083.000	
100205241	1LA9 163-2YA70	IE2	160 M/L	15,0 11,19	90,2	1,15	39,8	19,9	78	2.845.000	
100205240	1LA9 164-2YA70	IE2	160 M/L	20,0 14,92	90,2	1,15	51,6	25,8	83,3	3.434.000	
100199418	1LA9 166-2YA70	IE2	160 M/L	25,0 18,65	91	1,15	61,6	30,8	92,3	3.673.000	
100201787	1LA9 184-2YA80	IE2	180 M/L	30,0 22,38	91	1,15	79,4	39,7	142	5.087.000	
100204967	1LA9 206-2YA80	IE2	200 L	40,0 29,84	91,7	1,15	103	51,5	210	7.147.000	
100204968	1LA9 207-2YA80	IE2	200 L	50,0 37,30	92,4	1,15	128	63,8	210	7.354.000	
100204828	1LA9 220-2YA80	IE2	225 S/M	60,0 44,76	93	1,15	140,6	70,3	234	8.611.000	
100202590	1LA9 223-2YA80	IE2	225 S/M	75,0 55,95	93	1,15	177,6	88,8	235	9.500.000	
VELOCIDAD 1800 RPM (4 polos) - IE2											
100205098	1LA9 083-4YA60	IE2	080	1 0,75	82,5	1,15	3,2	1,6	13	630.000	
100181436	1LA9 096-4YA60*	IE2	090 L	1,5 1,12	84	1,15	4,8	2,4	14	749.000	
100198060	1LA9 097-4YA60	IE2	090 L	2,0 1,49	84	1,15	5,6	2,8	18	905.000	
100184785	1LA9 112-4YA60	IE2	112 M	3,0 2,24	87,6	1,15	9,2	4,6	25	1.054.000	
100190902	1LA9 114-4YA60	IE2	112 M	4,0 2,98	87,5	1,15	11,4	5,7	29	1.179.000	
100186932	1LA9 115-4YA60	IE2	112 M	5,0 3,73	87,5	1,15	14,8	7,4	36	1.300.000	
100182226	1LA9 132-4YA70	IE2	132 S/M	7,5 5,60	89,5	1,15	21	10,5	46	1.826.000	
100182287	1LA9 135-4YA70	IE2	132 S/M	10,0 7,46	89,5	1,15	28,6	14,3	59	2.144.000	
100199490	1LA9 164-4YA70	IE2	160 M/L	15 11,19	91	1,15	40,4	20,2	80	2.889.000	
100186931	1LA9 165-4YA70	IE2	160 M/L	20,0 14,92	91	1,15	54,4	27,2	84	3.411.000	
100186937	1LA9 186-4YA80	IE2	180 M/L	25,0 18,65	92,4	1,15	69	34,5	148	4.889.000	
100186936	1LA9 187-4YA80	IE2	180 M/L	30,0 22,38	92,4	1,15	83,2	41,6	148	5.399.000	
100204964	1LA9 206-4YA80	IE2	200 L	40,0 29,84	93	1,15	105,8	52,9	228	7.448.000	
100204963	1LA9 207-4YA80	IE2	200 L	50,0 37,30	93	1,15	131	65,3	230	8.299.000	
100204865	1LA9 220-4YA80	IE2	225 S/M	60,0 44,76	93,6	1,15	151,6	75,8	245	8.698.000	
100205336	1LA9 223-4YA80	IE2	225 S/M	75,0 55,95	94,1	1,00	200	100	245	9.800.000	
VELOCIDAD 1200 RPM (6 polos) - IE2											
100185471	1LA9 096-6YA60	IE2	090 L	1,00 0,75	80	1,15	3,8	1,9	14	724.000	
100186934	1LA9 114-6YA60	IE2	112 M	2,00 1,49	86,5	1,15	7,2	3,6	28,70	1.113.000	
100204969	1LA9 115-6YA60	IE2	112 M	3,00 2,24	87,5	1,15	11	5,5	33,38	1.297.000	
100184035	1LA9 133-6YA70	IE2	132 S/M	5,00 3,73	87,5	1,15	16	8	51,10	1.987.000	
100205160	1LA9 136-6YA70	IE2	132 S/M	7,50 5,60	89,5	1,15	24	12	66,02	2.328.000	
100180799	1LA9 167-6YA70	IE2	160 M/L	10,0 7,46	89,5	1,15	35,4	17,7	93,90	3.308.000	
100226164 ¹⁾	1LA9 166-6AA90*	IE2	160 L	15,0 11,19	90,2	1,15	39,8	19,9	113,40	4.556.000	
100186935	1LA9 186-6YA80	IE2	180 M/L	20,0 14,92	90,2	1,15	59,8	29,9	144	5.408.000	
100204966	1LA9 207-6YA80	IE2	200 L	25,0 18,65	91,7	1,15	71,2	35,6	198	6.617.000	
100204965	1LA9 208-6YA80	IE2	200 L	30,0 22,38	91,7	1,15	87,2	43,6	240	7.430.000	
100226165 ¹⁾	1LG6 223-6AA90*	IE2	225 M	40,0 29,84	93	1,15	98	49	325	10.976.000	
100226166 ¹⁾	1LG6 253-6AA90*	IE2	250 M	50,0 37,30	93	1,15	122	61	405	16.134.000	

Notas:

- ¹⁾ Consultar plazo de entrega.
- Motores hasta tamaño constructivo IEC090 en ejecución B14 tienen un sobreprecio de 10%.
- Motores hasta tamaño constructivo IEC225 en ejecución B5 tienen un sobreprecio de 10%.
- Tamaños superiores bajo consulta.

(*) El Precio Lista no incluye IVA vigente - Precios sujetos a cambio sin previo aviso

Siemens S.A. - Colombia

Referencia:

<http://www.industry.siemens.com/home/aa/es/colombia/Documents/2014/LP%20INDUSTRY%20B AJA%2027dic%202013.pdf>. Consultado el: 06 de mayo del 2015.

Anexo B. Tabla Para Cálculos de Coeficiente de Fricción

Tabla de factores de fricción, con flujo en la zona de total turbulencia.

FACTORES DE FRICCIÓN PARA TUBERÍAS COMERCIALES, NUEVAS, DE ACERO, CON FLUJO EN LA ZONA DE TOTAL TURBULENCIA

Diámetro mm	15	20	25	32	40	50	65, 80	100	125	150	200,250	300400	450-600
Nominal pulg	½	¾	1	1¼	1½	2	2½, 3	4	5	6	8: 10	12-16	18-24
Factor de fricción (f_r)	.027	.025	.023	.022	.021	.019	.018	.017	.016	.015	.014	.013	.012

Fuente: CRANE. Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios Y Tuberías. México: McGRAW HILL.

Fórmulas para el cálculo del factor "K".

FÓRMULAS PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR "K" PARA VÁLVULAS Y ACCESORIOS CON SECCIONES DE PASO REDUCIDO

Fórmula 1

$$K_2 = \frac{0.8 \left(\sin \frac{\theta}{2} \right) (1 - \beta^2)}{\beta^4} = \frac{K_1}{\beta^4}$$

Fórmula 2

$$K_2 = \frac{0.5 (1 - \beta^2) \sqrt{\sin \frac{\theta}{2}}}{\beta^4} = \frac{K_1}{\beta^4}$$

Fórmula 3

$$K_2 = \frac{2.6 \left(\sin \frac{\theta}{2} \right) (1 - \beta^2)^2}{\beta^4} K_1$$

Fórmula 4

$$K_2 = \frac{(1 - \beta^2)^2}{\beta^4} = \frac{K_1}{\beta^4}$$

Fórmula 5

$$K_2 = \frac{K_1}{\beta^4} + \text{Fórmula 1} + \text{Fórmula 3}$$

$$K_2 = \frac{K_1 + \sin \frac{\theta}{2} [0.8 (1 - \beta^2) + 2.6 (1 - \beta^2)^2]}{\beta^4}$$

Fórmula 6

$$K_2 = \frac{K_1}{\beta^4} + \text{Fórmula 2} + \text{Fórmula 4}$$

$$K_2 = \frac{K_1 + 0.5 \sqrt{\sin \frac{\theta}{2}} (1 - \beta^2) (1 - \beta^2)^2}{\beta^4}$$

Fórmula 7

$$K_2 = \frac{K_1}{\beta^4} t \beta (\text{Fórmula 2} + \text{Fórmula 4}), \text{ cuando } \theta = 180^\circ$$

$$K_1 = \frac{K_1 + \beta [0.5 (1 - \beta^2) + (1 - \beta^2)^2]}{\beta^4}$$

$$\beta = \frac{d_1}{d_2}$$

$$\beta^2 = \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^2 = \frac{a_1}{a_2}$$

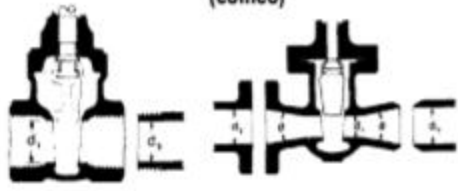
El subíndice 1 define dimensiones y coeficientes para el diámetro menor. El subíndice 2 se refiere al diámetro mayor.

Fuente: CRANE. Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios Y Tuberías. México: McGRAW HILL.

Coeficiente de resistencia (K) válido para válvulas y accesorios.


VÁLVULAS DE COMPUERTA

De cuña, de doble obturador o tipo macho (cónico)



Si: $\beta = 1, \theta = 0 \dots \dots \dots K_1 = 8 f_T$
 $\beta < 1$ y $\theta < 45^\circ \dots \dots \dots K_1 = \text{Fórmula 5}$
 $\beta < 1$ y $45^\circ < \theta < 180^\circ \dots \dots K_1 = \text{Fórmula 6}$

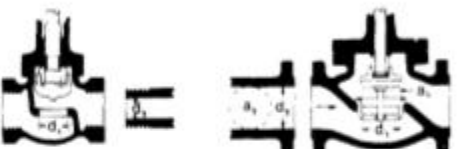
VÁLVULAS DE RETENCIÓN DE DISCO OSCILANTE




$K = 100 f_T$ $K = 50 f_T$

Velocidad mínima en la tubería para levantar totalmente el obturador
(m/seg) = $45 \sqrt{V}$ = $75 \sqrt{V}$
(pie/seg) = $15 \sqrt{V}$ = $60 \sqrt{V}$
U/L Registradas = $120 \sqrt{V}$ = $100 \sqrt{V}$

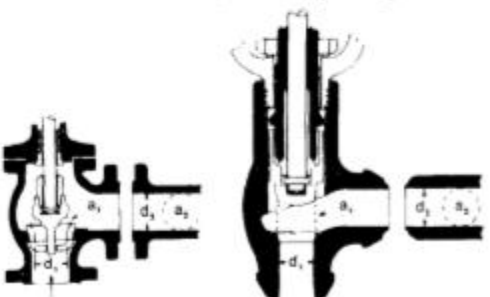
VÁLVULAS DE GLOBO Y ANGULARES



Si: $\beta = 1 \quad K_1 = 340 f_T$




Si: $\beta = 1 \dots \dots K_1 = 55 f_T$




Si: $\beta = 1 \dots \dots K_1 = 150 f_T$ Si: $\beta = 1 \dots \dots K_1 = 55 f_T$
Todas las válvulas de globo y angulares con asiento reducido ϕ de mariposa
Si: $\beta < 1 \dots \dots K_1 = \text{Fórmula 7}$

VALVULAS DE RETENCIÓN DE OBTURADOR ASCENDENTE



Si: $\beta = 1 \dots \dots K_1 = 600 f_T$
 $\beta < 1 \dots \dots K_1 = \text{Fórmula 7}$


Velocidad mínima en la tubería para levantar totalmente el obturador = $50 \beta^2 \sqrt{V}$ m/seg $40 \beta^2 \sqrt{V}$ pie/seg



Si: $\beta = 1 \dots \dots K_1 = 55 f_T$
 $\beta < 1 \dots \dots K_1 = \text{Fórmula 7}$

Velocidad mínima en la tubería para levantar totalmente el obturador = $170 \beta^2 \sqrt{V}$ m/seg $140 \beta^2 \sqrt{V}$ pie/seg

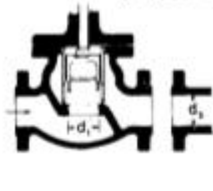
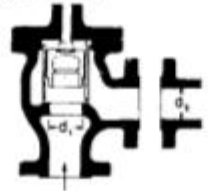



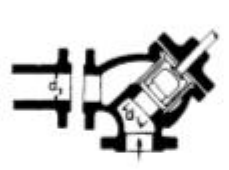
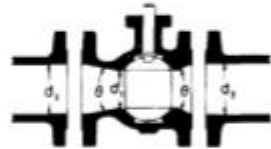

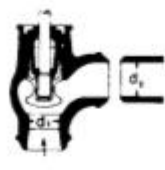
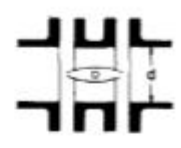
VALVULAS DE RETENCIÓN DE DISCO BASCULANTE



Pasos	$\alpha = 5^\circ$	$\alpha = 15^\circ$
50 mm (2") a 200 mm (8")	$40 f_T$	$120 f_T$
250 mm (10") a 350 mm (14")	$30 f_T$	$90 f_T$
400 mm (16") a 1200 mm (48")	$20 f_T$	$60 f_T$
Velocidad mínima en la tubería para abrir totalmente el obturador = m/seg	$100 \sqrt{V}$	$40 \sqrt{V}$
pie/seg	$80 \sqrt{V}$	$30 \sqrt{V}$

Fuente: CRANE. Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios Y Tuberías. México: McGRAW HILL.

Coeficiente de resistencia (K) válido para válvulas y accesorios.

VÁLVULAS DE RETENCIÓN Y CIERRE (Tipos recto y angular)		VÁLVULAS DE PIE CON FILTRO Obturador ascendente Obturador oscilante	
 <p>Si: $\beta = 1 \dots K_1 = 400 f_T$ $\beta < 1 \dots K_2 = \text{Fórmula 7}$ Velocidad mínima en la tubería para levantar totalmente el obturador $m/\text{seg} = 70 \beta^2 \sqrt{V}$ $\text{pie}/\text{seg} = 55 \beta^2 \sqrt{V}$</p>	 <p>Si: $\beta = 1 \dots K_1 = 200 f_T$ $\beta < 1 \dots K_2 = \text{Fórmula 7}$ Velocidad mínima en la tubería para levantar totalmente el obturador $= 95 \beta^2 \sqrt{V}$ $= 75 \beta^2 \sqrt{V}$</p>	 <p>$K = 420 f_T$ Velocidad mínima en la tubería para levantar totalmente el obturador $m/\text{seg} = 20 \sqrt{V}$ $\text{pie}/\text{seg} = 15 \sqrt{V}$</p>	 <p>$K = 75 f_T$ Velocidad mínima en la tubería para levantar totalmente el obturador $= 45 \sqrt{V}$ $= 35 \sqrt{V}$</p>
 <p>Si: $\beta = 1 \dots K_1 = 300 f_T$ $\beta < 1 \dots K_2 = \text{Fórmula 7}$ velocidad mínima en la tubería para abrir totalmente el obturador $m/\text{seg} = 75 \beta^2 \sqrt{V}$</p>	 <p>Si: $\beta = 1 \dots K_1 = 350 f_T$ $\beta < 1 \dots K_2 = \text{Fórmula 7}$ $\text{pie}/\text{seg} = 60 \beta^2 \sqrt{V}$</p>	VÁLVULAS DE GLOBO  <p>Si: $\beta = 1, \theta = 0 \dots K_1 = 3 f_T$ $\beta < 1$ y $\theta < 45^\circ \dots K_2 = \text{Fórmula 5}$ $\beta < 1$ y $45^\circ < \theta < 180^\circ \dots K_2 = \text{Fórmula 6}$</p>	
 <p>$\beta = 1 \dots K_1 = 55 f_T$ $\beta < 1 \dots K_2 = \text{Fórmula 7}$ Velocidad mínima en la tubería para levantar totalmente el obturador $m/\text{seg} = 170 \beta^2 \sqrt{V}$</p>	 <p>$\beta = 1 \dots K_1 = 55 f_T$ $\beta < 1 \dots K_2 = \text{Fórmula 7}$ $(\text{pie}/\text{seg}) = 140 \beta^2 \sqrt{V}$</p>	VÁLVULAS DE MARIPOSA  <p>Diámetro 50 mm (2") a 200 mm (8")... $K = 45 f_T$ Diámetro 250 mm (10") a 350 mm (14")... $K = 35 f_T$ Diámetro 400 mm (16") a 600 mm (24")... $K = 25 f_T$</p>	

Fuente: CRANE. Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios Y Tuberías. México: MCGRAW HILL.

Coeficiente de resistencia (K) válido para válvulas y accesorios.

VÁLVULAS DE MACHO Y LLAVES

Paso directo tres entradas

Si: $\beta = 1$, $K_1 = 18 f_T$ Si: $\beta = 1$, $K_1 = 30 f_T$ Si: $\beta = 1$, $K_1 = 90 f_T$

Si: $\beta < 1$ $K_1 = \text{Fórmula 6}$

CODOS ESTÁNDAR

90° 45°

$K = 30 f_T$ $K = 16 f_T$

CURVAS EN ESCUADRA O FALSA ESCUADRA

α	K
0°	2 f _T
15°	4 f _T
30°	8 f _T
45°	15 f _T
60°	25 f _T
75°	40 f _T
90°	60 f _T

CONEXIONES ESTÁNDAR EN "T"

Flujo directo $K = 20 f_T$
 Flujo desviado a 90° .. $K = 60 f_T$

CURVAS Y CODOS DE 90° CON BRIDAS O CON EXTREMOS PARA SOLDAR A TOPE

r/d	K	r/d	K
1	20 f _T	8	24 f _T
1.5	14 f _T	10	30 f _T
2	12 f _T	12	34 f _T
3	12 f _T	14	38 f _T
4	14 f _T	16	42 f _T
6	17 f _T	20	50 f _T

El coeficiente de resistencia K_B , para curvas que no sean de 90° puede determinarse con la fórmula:

$$K_B = (n - 1) \left(0.25 \pi f_T \frac{r}{d} + 0.5 K \right) + K$$

n = número de curvas de 90°
 K = coeficiente de resistencia para una curva de 90° (según tabla)

ENTRADAS DE TUBERÍA

Con resalte hacia el interior A tope

r/d	K
0.00*	0.5
0.02	0.28
0.04	0.24
0.06	0.15
0.10	0.09
0.15 y más	0.04

$K = 0.78$ *de cantos vivos Véase los valores de K en la tabla

CURVAS DE 180° DE RADIO CORTO

$K = 50 f_T$

SALIDAS DE TUBERÍA

Con resalte De cantos vivos Redondeada

$K = 1.0$ $K = 1.0$ $K = 1.0$

Fuente: CRANE. Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios Y Tuberías. México: McGRAW HILL.

Anexo C. Identificación de Peligros y Determinación de Controles.

ACTIVIDAD	PELIGROS	CONTROLES
Fiscalización del tanque de almacenamiento.	<p>Locativo: trabajo en alturas superior 1,5 metros.</p> <p>Químicos: inhalación de vapores provenientes del tanque.</p> <p>Naturales: personal expuesto a la lluvia y condiciones climáticas adversas.</p>	<p>Programa de la seguridad Basada en el Comportamiento.</p> <p>Programa manejo de químicos.</p> <p>Capacitación en trabajo seguro en alturas.</p>
Ubicación del carro tanque en la plataforma.	<p>Naturales: personal expuesto a la lluvia y condiciones climáticas adversas.</p> <p>Físico: ruido, Iluminación inadecuada.</p> <p>Mecánico: material particulado (polvo), Vehículos en movimiento.</p>	<p>Programa de la seguridad Basada en el Comportamiento.</p> <p>Programa Uso, Inspección y Reposición de EPP's.</p> <p>Uso de aparejador para ubicación de vehículo (Técnico de la operación).</p>
Abrir escotillas y cortinas del carro tanque.	<p>Naturales: personal expuesto a la lluvia y condiciones climáticas adversas.</p> <p>Locativo: trabajo en alturas superior 1,5 metros.</p> <p>Químicos: inhalación de vapores provenientes del tanque.</p> <p>Ergonómico: manipulación de válvulas.</p> <p>Físico: ruido, Iluminación inadecuada.</p>	<p>Programa de la seguridad Basada en el Comportamiento.</p> <p>Programa manejo de químicos.</p> <p>Capacitación en trabajo seguro en alturas.</p> <p>Programa Uso, Inspección y Reposición de EPP's.</p> <p>Capacitación en riesgo ergonómico.</p>
Insertar la manguera en el compartimento del carro tanque.	<p>Naturales: personal expuesto a la lluvia y condiciones climáticas adversas.</p> <p>Locativo: trabajo en alturas superior 1,5 metros.</p>	<p>Programa de la seguridad Basada en el Comportamiento.</p> <p>Programa manejo de químicos.</p> <p>Capacitación en trabajo</p>

ACTIVIDAD	PELIGROS	CONTROLES
	<p>Químicos: inhalación de vapores provenientes del tanque.</p> <p>Ergonómico: manipulación de mangueras.</p> <p>Físico: ruido, Iluminación inadecuada.</p>	<p>seguro en alturas.</p> <p>Programa Uso, Inspección y Reposición de EPP's.</p> <p>Capacitación en riesgo ergonómico</p>
Alineación de válvulas y encendido de bomba.	<p>Ergonómico: manipulación de válvulas</p> <p>Físico químico: presión acumulada en líneas.</p> <p>Eléctrico: equipos energizados.</p> <p>Naturales: personal expuesto a la lluvia y condiciones climáticas adversas.</p> <p>Físico: ruido, Iluminación inadecuada.</p>	<p>Programa de la seguridad Basada en el Comportamiento.</p> <p>Programa manejo de químicos.</p> <p>Programa Uso, Inspección y Reposición de EPP's.</p> <p>Capacitación en riesgo ergonómico.</p> <p>Mantenimiento preventivo de equipos.</p>
Apagado de bomba y cierre de válvulas.	<p>Ergonómico: manipulación de válvulas.</p> <p>Físico químico: presión acumulada en líneas.</p> <p>Eléctrico: equipos energizados.</p> <p>Naturales: personal expuesto a la lluvia y condiciones climáticas adversas.</p> <p>Físico: ruido, Iluminación inadecuada.</p>	<p>Programa de la seguridad Basada en el Comportamiento.</p> <p>Programa manejo de químicos.</p> <p>Programa Uso, Inspección y Reposición de EPP's.</p> <p>Capacitación en riesgo ergonómico.</p> <p>Mantenimiento preventivo de equipos.</p>
Extracción de mangueras del carro tanque.	<p>Naturales: personal expuesto a la lluvia y condiciones climáticas adversas.</p> <p>Locativo: trabajo en alturas superior 1,5 metros.</p> <p>Químicos: inhalación de vapores provenientes del tanque.</p> <p>Ergonómico: manipulación de mangueras.</p> <p>Físico: ruido, Iluminación</p>	<p>Programa de la seguridad Basada en el Comportamiento.</p> <p>Programa manejo de químicos.</p> <p>Capacitación en trabajo seguro en alturas.</p> <p>Programa Uso, Inspección y Reposición de EPP's.</p> <p>Capacitación en riesgo ergonómico.</p>

ACTIVIDAD	PELIGROS	CONTROLES
	inadecuada.	

Fuente: Procedimiento cargue de fluidos a estación, procedimiento estándar. [online]. Ecopetrol. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/214015614/03-19-324-PROCEDIMIENTO-CARGUE-DE-FLUIDOS-A-ESTACION-PROCEDIMIENTO-ESTANDAR-docx>