



INSTITUTO TECNOLÓGICO SUPERIOR DE TANTOYUCA

TESIS

**“ADECUACIÓN EN SEPARADOR BIFÁSICO
VERTICAL SPS03 MEDIANTE MEDIDOR DE FLUJO
TIPO CORIOLIS”**

Que para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

INGENIERÍA PETROLERA

FEBRERO 2018- FEBRERO 2019

Presenta

EDUARDO YAOYOTZIN SÁNCHEZ ALEJANDRO
No. de control 143S0236

ASESOR:
DR. LEOBARDO MENDO OSTOS

Tantoyuca, Ver, Fecha: agosto del 2019



SEV
ESTADO DE VERACRUZ

VER Educación
INSTITUTO TECNOLÓGICO
SUPERIOR DE TANTOYUCA



Oficio No. DV/RP/ 183/2018.

ASUNTO: CARTA DE PRESENTACIÓN.
Tantoyuca, Ver., Agosto 9 de 2018.

LIC. CARMEN ANDREA GUZMAN DE LA MADRID
JEFA DE RECURSOS HUMANOS DEL CONSORCIO
PETROLERO INDUSTRIAL DE TABASCO, S. De RLCV
TIHUATLAN, VERACRUZ.

Apreciable Ingeniero:

La Residencia Profesional surge como una estrategia educativa con carácter curricular, que le permite al estudiante, aun estando en proceso formativo, incorporarse profesionalmente a los sectores productivo de bienes y servicios, a través del desarrollo de un proyecto, asesorado por instancias académicas y externas. El sentido formativo se fortalece al propiciar que el residente estudie y resuelva situaciones complejas y reales, en las que se requiere simultáneamente el conocimiento de la ciencia y la tecnología, así como capacidad, intelecto y sensibilidad social.

En este sentido, a través de este medio, me permito presentar a sus finas atenciones al **C: EDUARDO YAOYOTZIN SANCHEZ ALEJANDRO** con No. de Control **143S0236**, alumno de la Carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**, en la Especialidad de **EXPLORACIÓN Y DESARROLLO DE CAMPOS**, quien desea realizar sus Residencias Profesionales en esa prestigiada Organización.

El valor curricular de la Residencia Profesional es de 10 créditos y su duración queda determinada por un periodo de 4 meses, cubriendo mínimo 500 horas, el cual deberá ser liberado a través de una carta de terminación por parte de la empresa a mas tardar el 8 de Enero del 2019, es importante mencionar que nuestros estudiantes cuentan con la afiliación al IMSS por parte de la Institución por lo que ante algún eventual accidente del practicante será nuestra responsabilidad las atenciones para la solución de mismo.

Le agradezco las atenciones que brinden al portador de la presente, y me reitero a sus apreciables órdenes enviándole un cordial saludo.

Atentamente



M.I.I. Jesús Ortiz Martínez.
Director De Vinculación del ITSTA.

C.c.p. M.C. Perlina Reyes Zaleta.- Jefa del Depto. De Servicios Sociales y Residencias Profesionales.
Desv. Lindero Tametate S/n. Archivo de Cartas de Presentación / ITSTA.
Col. "La Morita" JOM/prz*
C.P. 92100, Tantoyuca, VZ.
T. 01 789 893 1680
<http://itsta.edu.mx>

Adecuación en separador básico vertical sps05 mediante medidor de flujo tipo corrión



M.I.I. JESÚS ORTIZ MARTÍNEZ
DIRECTOR DE VINCULACIÓN DEL ITSTA
TANTOYUCA, VERACRUZ.

ASUNTO: Carta de Aceptación.

Tihuatlán, Veracruz a 10 de Septiembre del 2018

Por medio del presente hacemos de su conocimiento que el Alumno: **EDUARDO YAOYOTZIN SÁNCHEZ ALEJANDRO**, Con No. De Control: **143S0236** de la Carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**, ha sido aceptado en esta empresa para realizar sus **RESIDENCIAS PROFESIONALES**, mediante el proyecto de: **ADECUACIÓN EN SEPARADOR BIFÁSICO VERTICAL SPS03 MEDIANTE MEDIDOR DE FLUJO TIPO CORIOLIS**, durante el periodo del **14 de Agosto del 2018 al 14 de Diciembre del 2018**, con el cual cubrirá un total de **500 horas**, teniendo como asesor del mismo al **ING. MATEO BARRIOS BRAVO**.

Sin otro particular, quedamos a sus apreciables órdenes.

Atentamente


Lic. Carmen Andrea Guzmán de la Madrid
Jefa de Recursos Humanos del Consorcio.

 **Consorcio Petrolero Industrial
DE TABASCO S DE RL DE CV**
CPI120814104
**ABELARDO REYES EDIFICIO B DEPTO 102 CENTRO
VILLAHERMOSA, CENTRO TABASCO 26000**

R.F.C. CPI130814104
ABELARDO REYES EDIFICIO B DEPTO 216 CENTRO VILLAHERMOSA, CENTRO, TABASCO 86000

Adecuacion en separador bifasico vertical spsu3 mediante medidor de flujo tipo coriolis



M.I.I. JESÚS ORTIZ MARTÍNEZ
DIRECTOR DE VINCULACIÓN DEL ITSTA
TANTOYUCA, VERACRUZ.

Apreciable Maestro:

Por medio del presente hacemos de su conocimiento que el Alumno: **EDUARDO YAOYOTZIN SÁNCHEZ ALEJANDRO**, Con No. De Control: **143S0236** de la Carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**, ha concluido con sus **RESIDENCIAS PROFESIONALES**, mediante el proyecto de: **ADECUACIÓN EN SEPARADOR BIFÁSICO VERTICAL SPS03 MEDIANTE MEDIDOR DE FLUJO TIPO CORIOLIS**, realizado en esta empresa durante el periodo del **14 de Agosto del 2018 al 14 de Diciembre del 2018**, cumpliendo un total de **500 horas**, completando satisfactoriamente con el mismo.

Sin otro particular, le agradecemos los servicios recibidos por el practicante y nos reiteramos a sus apreciables órdenes.

Atentamente


Lic. Carmen Andrea Guzmán de la Madrid
Jefa de Recursos Humanos del Consorcio.



R.F.C. CPI130814104
ABELARDO REYES EDIFICIO B DEPTO 216 CENTRO VILLAHERMOSA, CENTRO, TABASCO 86000

Adecuación en separador bifásico vertical sps03 mediante medidor de flujo tipo coriolis

AGRADECIMIENTOS

A:

***DIOS**, por permitir el comienzo y fin de esta maravillosa carrera, por no soltarme en los momentos difíciles, por esclarecer mi mente cuando las cosas se tornaban complicadas y no encontraba solución alguna, por cuidarme durante el trayecto de mi formación y finalmente por poner a grandes personas que hoy llevo en mi corazón.*

*Mi madre, **Tomasa**, por darme la vida y permitir que culmine una etapa maravillosa, por su apoyo moral que siempre me ayudó en situaciones difíciles, por escucharme y sobretodo entenderme, por su atención para que nada me faltara mientras vivía fuera de casa, por su amor, por todo.*

*Mi padre, **Eugenio**, por darme la oportunidad de iniciar un nuevo trayecto en mi formación, por sus sabios y puntuales consejos, su humildad para hacer cada cosa posible, por su apoyo económico y sobretodo moral para concluir mi educación superior, prometí que no te fallaría y aquí está mi promesa, todo te lo dedico a ti y a mi madre.*

*A mis **docentes**, por esa sabia y oportuna atención que me brindaron durante las clases, por sus consejos y palabras de aliento para seguir preparándome y mejorando.*

*A mis **hermanas**, por el apoyo incondicional, por sus muestras de afecto y cariño que me impulsaron a seguir adelante, también es suyo este logro, ahora me toca a mí guiarlas y apoyarlas.*

Índice

i. Resumen	8
ii. Abstract	9
iii. Introducción	10
CAPÍTULO I: SERVICIOS PETROLEROS ESPECIALIZADOS DEL CENTRO (SEPEC) BASE OPERATIVA TIHUATLÁN, VER.	
1.1. Antecedentes históricos de la empresa	12
1.2. Misión y Visión	16
1.3. Ubicación	17
CAPÍTULO II: “CARACTERISTICAS DEL PROYECTO”	
2.1 Estructura organizacional de la empresa	18
2.2 Justificación	19
2.3 Objetivos	20
2.4 Alcances	21
2.5 Limitaciones	21
CAPÍTULO III: “MARCO TEÓRICO”	
3.1. Conceptos básicos y antecedentes	22
3.2 Separador	24
3.3 Partes que constituyen a un separador bifásico	27
3.4 Cajas Barton o unidad de presión diferencial (UPD)	28
3.5 Controlador Neumático de nivel	31
3.6 Controlador Neumático de Presión	32
3.7 Tanque de gas de operación	34
3.8 Clasificación de los separadores	35
3.9 Medidor de flujo tipo coriolis	39
CAPÍTULO IV: “METODOLOGÍA Y ANÁLISIS”	
4.1 Trazabilidad	42
4.1. Selección del medidor	43
4.1.2.-cantidad de material	44
4.1.3.-propiedades del flujo	44
4.1.4.-diseño de la estación de medición	44
4.1.5.-mediciones que se van hacer	44
4.1.6.- calidad del producto	45
4.1.8.-precio	45
4.1.9.-facturación	45
4.1.10.-condiciones de entrega	45
4.1.11.-requerimientos gubernamentales	46
4.1.12.-tercerías	46
4.1.13.-mantenimiento	46
4.1.14.-alarmas	46
4.1.15.-auditorías	46
4.2 Descripción del proceso de adecuación del medidor de flujo tipo coriolis	48
4.3 Reparación de relojes para cajas Barton	49
4.4 Calibración de caja registradora Barton y tubo helicoidal	50

CAPÍTULO V: “RESULTADOS”

5.1 Conclusiones	54
5.2 Recomendaciones	55
5.3 Experiencia personal	56
“Referencias bibliográficas”	57
“Anexos”	58

i. Resumen

El objetivo primordial que cumple un separador es aislar los diferentes componentes de una mezcla de hidrocarburos, tales como gas, aceite y agua; la producción del pozo es admitida por el separador primeramente por un sistema de seguridad, “válvula de seguridad”, que es conectada con tubería de alta presión hacia la TP y por otra parte a la zona de admisión o entrada del separador. Debido a la presión ejercida por el pozo, los hidrocarburos son dirigidos por el sistema de by pass del separador hacia el tanque de separación o salchicha conocida generalmente, dentro del tanque se encuentra un colector que con la fuerza con la que se dirige la mezcla y el principio de gravedad, el gas se separa de la composición destinándose a la salida de la parte superior del tanque, pasando por el tubo de medición y trasladándose hacia la caja registradora Barton, continuando su recorrido por la válvula domper quien opera como actuador para controlar la presión del gas, finalmente concluye su tránsito del separador emergiendo por la zona de recepción, es importante mencionar que dadas las características del gas en la zona del activo integral de aceite terciario del golfo, se envía hacia un quemador que es conectado al separador en la zona de recepción para ser quemado, esto se realiza cuando el ingeniero de pozo lo autoriza y cuando hay presencia de gas.

Por otra parte, el aceite restante que se encuentra dentro del tanque es determinada por un indicador de nivel o mirilla, además, dentro de él se encuentra un flotador que está conectado a un indicador de presión y a un actuador, que muestran cómo se encuentra presurizado el tanque. El aceite sale por la parte inferior del mismo tanque pasando por el tubo de medición, en esta parte del separador se encuentra la **turbina de medición** que se conecta con un pick up al totalizador-contador o “**nuflo**”, que contabiliza el total de aceite que se ha ingresado al separador.

Los caudalímetros de turbina líquida indican la tasa de flujo y mide el rendimiento total de una línea de líquido.

la adecuación propuesta sustituiría a este tipo de medidor, pues el coriolis no permite registrar más parámetros del aceite, no solo la cantidad de flujo.

ii. Abstract

The primary objective of a separator is to isolate the different components of a mixture of hydrocarbons, such as gas, oil and water; The production of the well is admitted by the separator primarily by a safety system, "safety valve", which is connected with high pressure pipeline towards the TP and on the other hand to the inlet or inlet zone of the separator. Due to the pressure exerted by the well, the hydrocarbons are directed by the bypass system of the separator towards the separation tank or sausage generally known, within the tank is a manifold that with the force with which the mixture is directed and The principle of gravity, the gas is separated from the composition, destined to the exit of the upper part of the tank, passing through the measuring tube and moving to the Barton cash register, continuing its journey through the domper valve who operates as an actuator to control The gas pressure, finally concludes its transit from the separator emerging through the reception area, it is important to mention that given the characteristics of the gas in the area of the Gulf tertiary integral oil asset, it is sent to a burner that is connected to the separator the reception area to be burned, this is done when the well engineer authorizes it and when there is a gas presence.

On the other hand, the remaining oil that is inside the tank is determined by a level gauge or sight glass, in addition, inside it is a float that is connected to a pressure gauge and an actuator, which show how it is pressurized the tank. The oil leaves the lower part of the same tank through the measuring tube, in this part of the separator is the measuring turbine that is connected with a pick-up to the totalizer-counter or "nuflo", which counts the total oil that has been entered into the separator.

Liquid turbine flowmeters indicate the flow rate and measure the total performance of a liquid line.

the proposed adaptation would replace this type of meter, since the coriolis does not allow you to register more oil parameters, not just the amount of flow.

iii.Introducción

En la industria petrolera, el objetivo principal del sistema de separación es lograr separar la producción del pozo en tres componentes denominados “fases”, las cuales son: agua, gas y aceite. El cumplimiento de este fin estará en función de las propiedades de los hidrocarburos, así como de condiciones operativas determinadas.

Las pruebas de pozo se realizan durante varias etapas de la vida de un pozo de aceite o de gas con diferentes propósitos. Es importante conocer las razones para cada una de estas pruebas y de los resultados que deseamos obtener. Una prueba de pozo es la ejecución de un conjunto de actividades planificadas de adquisición de datos. Los datos adquiridos se analizan para ampliar el conocimiento y aumentar la comprensión de las propiedades de hidrocarburos, además de información sobre el estado del pozo utilizado para recolectar datos.

El objetivo general es identificar la capacidad del yacimiento para producir hidrocarburos, sea aceite, gas, condesados, etc. Dentro de los datos recopilados durante el periodo de prueba se incluyen el gasto (por hora y por día), la presión del pozo (en cabeza y línea de pozo), diámetro de estrangulador utilizado, temperatura de separación, seleccionado, los resultados de una prueba de pozo pueden respaldar los procesos de asignación de pozos para una fase de producción.

En una primera etapa se llevan a cabo ensayos DST (Drill Stem Testing) a pozo abierto. Esto se hace cuando a través de control geológico, por loggings intermedios o por alguna otra indicación se detecta la presencia de hidrocarburos durante la perforación, con la finalidad de establecer si se trata de un yacimiento real o, simplemente de hidrocarburos retenidos en las rocas pero que no son factibles de ser producidos. Estas pruebas son generalmente cortas (menos de 12 horas) y si son realizadas correctamente, permiten obtener una primera evidencia sobre el fluido contenido en las rocas y generalmente algunos parámetros de las rocas (por ejemplo, permeabilidad).

Luego de las pruebas a pozo entubado, se realiza usualmente un completamiento en la zona que resulte de mayor interés. En ciertas circunstancias,

Se requiere un completamiento dual si es suficientemente importante llevar a cabo test prolongados en dos zonas separadas en forma simultánea.

Las pruebas llevadas a cabo durante la complementación se denominan pruebas de completamiento o de producción, aunque este último nombre no es recomendado para evitar que se las confunda con las pruebas rutinarias que se hacen en una estación de flujo o de producción.

A continuación, se explica de manera detallada la clasificación de los separadores, elementos que lo integran, función de cada componente, actividades realizadas durante la instancia en GRUPO SEPEC, resultados obtenidos, así como observaciones y sugerencias, esperando sea de mayor agrado la información presentada.

CAPÍTULO 1: SERVICIOS PETROLEROS ESPECIALIZADOS DEL CENTRO (SEPEC) BASE OPERATIVA TIHUATLÁN, VER

1.1. Antecedentes históricos de la empresa

GRUPO SEPEC (SERVICIOS PETROLEROS ESPECIALIZADOS DEL CENTRO) es una compañía privada mexicana de la industria petrolera, dedicada a la intervención a pozos sin equipo en búsqueda de la optimización y aumento de la producción de los pozos petroleros. Fundada en 2003, actualmente cuenta con más de 250 trabajadores, realizando trabajos para PEMEX y empresas de la industria privada como HALLIBURTON, DIAVAZ y PERFORADORA DE MÉXICO.

Cuenta con oficinas corporativas en la ciudad de México y 6 bases operativas, entre ellas Reynosa, Altamira, Cerro Azul, Veracruz, Villahermosa y Poza Rica, donde me encuentro realizando prácticas profesionales. La base en Poza Rica se encuentra ubicada en carr. México-Tuxpan Km. 7 s/n Ejido Lázaro Cárdenas C.P. 92933, Tihuatlán, Veracruz, México.

Cuenta con los siguientes servicios:

❖ **SERVICIOS A POZOS:**

- Línea de acero
- Inducción Mecánica
- Aceite Caliente

❖ **SERVICIOS CON TUBERÍA FLEXIBLE:**

- Tubería flexible
- Inyección de Nitrógeno (N2)
- Bombeo de fluidos
- Well Testing

Se contaba también con instalación de un Sistema artificial de producción, se trataba del **BEC (BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO)** pero debido a la declinación del sector petrolero, se optó por la eliminación de este servicio.

LÍNEA DE ACERO

Cuenta con 16 unidades de línea de acero autotransportables para efectuar operaciones tales como:

- colocación de estranguladores de fondo
 - colocación de tapones mecánicos
 - punchers mecánicos y con herramienta electrónica
 - registros rayos gamma-ccl en modo memoria
- Especificaciones técnicas:
- Línea de acero de 0.125" para ambientes H₂S y CO₂, con una longitud de 5,000 metros.
 - Sistema digital para registro de profundidad, velocidad y tensión.
 - Equipo de control de presión hidráulico ultraligero de 10,000 PSI, para ambientes H₂S y CO₂.

INDUCCIÓN MECÁNICA

SEPEC cuenta con 14 unidades autotransportables para realizar inducciones mecánicas a pozos con baja presión, intermitentes, con producción de agua y con sistema artificial de bombeo neumático.

Especificaciones técnicas:

- Mástil con alcance hasta de 14 metros y capacidad de 30, 000 lbs.
- Malacate principal equipado con 4,000 metros de cable de acero trenzado de 9/16".
- Con indicadores electrónicos de profundidad y tensión.
- Equipo de control de presión hasta de 5,000 PSI para uso en ambientes con H₂S y CO₂.

ACEITE CALIENTE

Cuenta con 10 unidades de aceite caliente, para efectuar servicios de:

- Limpieza en pozos con bombeo mecánico
- Circulaciones inversas y directas
- Limpieza en línea de descargas y ductos

Especificaciones técnicas:

- Caldera de combustión diésel o gas, alcanzando temperaturas de 90°C y hasta 9.0 MBTU.
- Bomba Triplex de hasta 200 HP con medidor de flujo.
- Tanque de almacenamiento de fluidos hasta de 13 M³.

SERVICIO DE TUBERÍA FLEXIBLE

SEPEC cuenta con 11 unidades de Tubería flexible para servicios de:

- Limpiezas
- Inducciones
- Pescas
- Moliendas

Especificaciones técnicas

- 2 unidades con 6,000 M de TF de 1 ¾ con cabeza inyectora de 80,000 lbs.
- 6 unidades con 5,000 M de TF de 1 ½ con cabeza inyectora de 60 y de 80,000 lbs.
- 3 unidades con 2,200 M de TF de 1 ½ con cabeza inyectora de 40, 000 lbs.

SERVICIO DE INYECCIÓN DE N2

Se cuenta con 4 unidades de inyección de nitrógeno.

Especificaciones técnicas:

- Tanque criogénico de 5, 000 M³.
- Sistema de vaporización, medidor de nivel de nitrógeno, sistema criogénico, e intercambiador de calor.
- Bomba Triplex criogénica de 6-30 M³/min y presión de descarga hasta de 10,000 PSI.

SERVICIO DE BOMBEO DE FLUIDOS

Se cuenta con 6 unidades para efectuar operaciones de:

- Bombeo de productos químicos con TF
- Bombeo en líneas y ductos
- Prueba de hermeticidad

WELL TESTING

El área de trabajo en la que me encuentro ubicado es en Well Testing, además de un taller donde se da mantenimiento a los equipos de medición, aquí se alojan las partes que constituyen a un separador

aquí se cuenta con 14 equipos de medición y aforo de pozos.

- Medición Bifásica
- Medición Trifásica
- Fluidores

1.2. Misión y visión

Misión

Restituir y optimizar la producción en campos petroleros a través de equipos, servicios, herramientas, tecnología de vanguardia, ingeniería y personal altamente especializado.

Visión

Ser la empresa líder en México en intervenciones a pozos sin equipo siguiendo los más altos estándares en calidad para alcanzar la mejora continua y la satisfacción de nuestros clientes.

Valores

- Confianza
- Servicio con pasión
- Calidad
- Efectividad
- Rentabilidad
- Honestidad

1.3 Ubicación

Las instalaciones de grupo SEPEC se encuentran ubicadas en Tihuatlán, Veracruz, específicamente en la siguiente dirección:

Ctra. México-Tuxpan KM 7 SN Ejido Lázaro Cárdenas, 92933 Ver.

HGM5+2J Tihuatlán, Veracruz

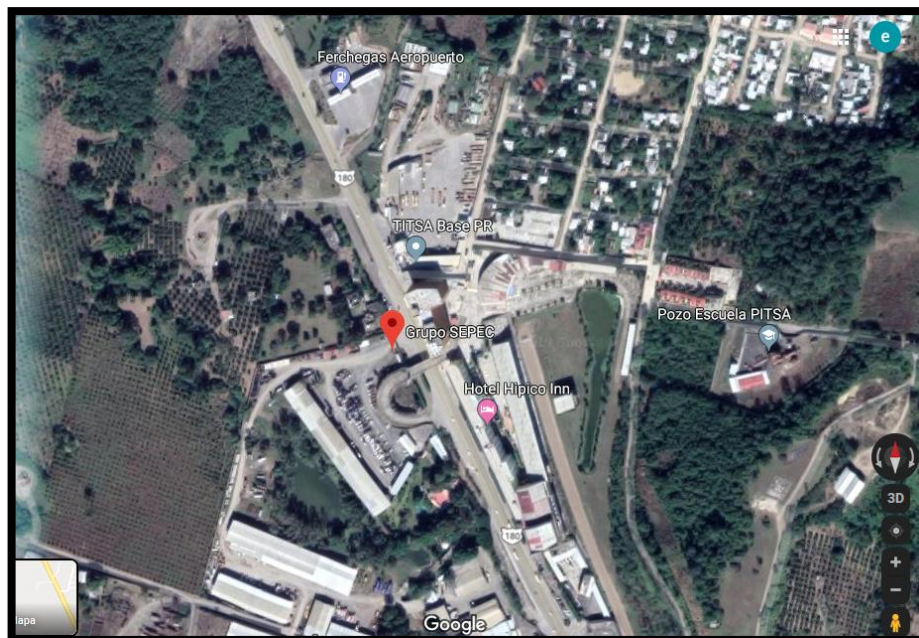
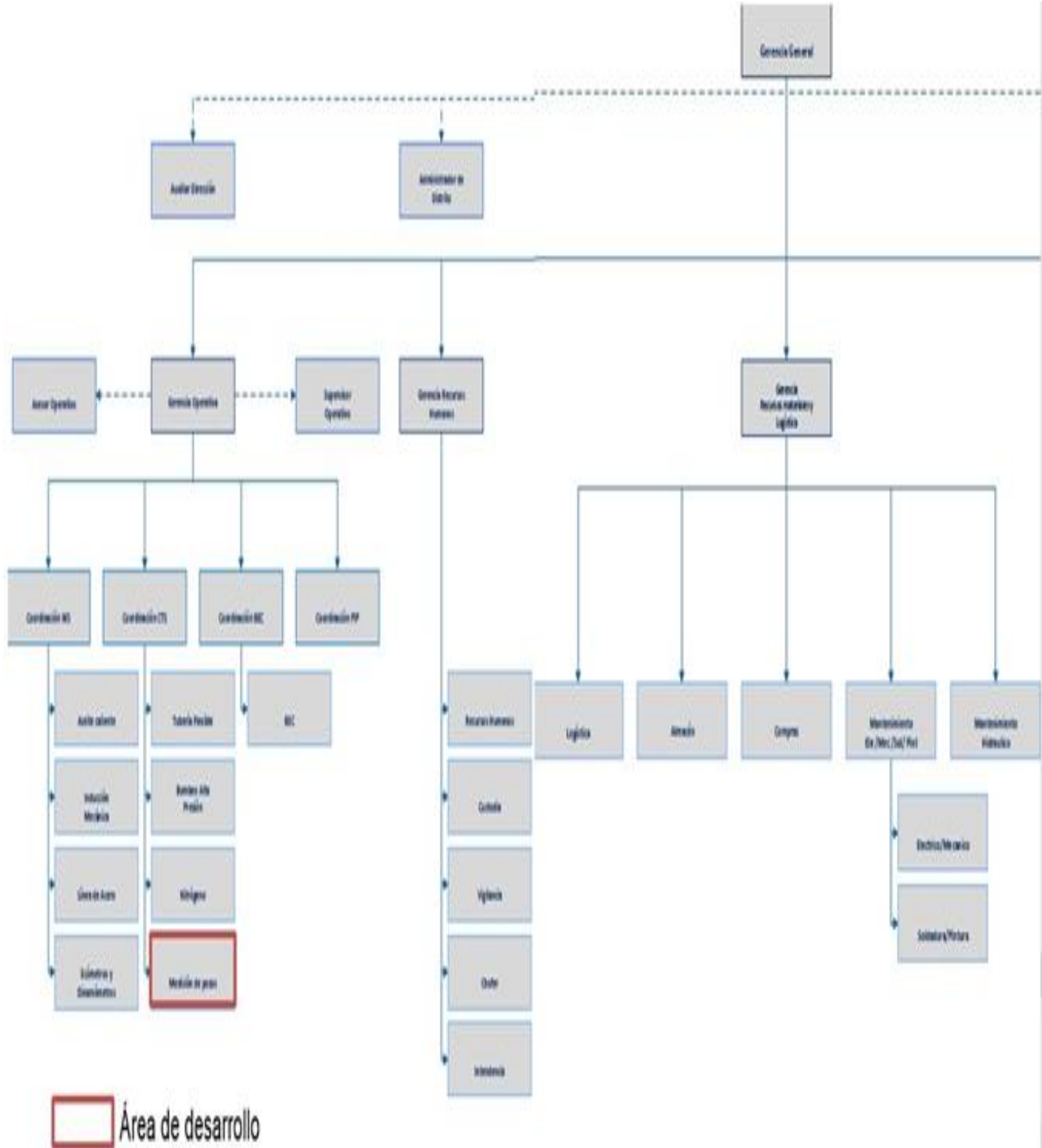


Figura 1. Ubicación de las instalaciones de SEPEC.

CAPÍTULO II.- “CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO”

2.1 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

La estructura organizacional de **GRUPO SEPEC** se encuentra distribuida de la siguiente manera:



2.2 JUSTIFICACIÓN

Proporcionar fundamentos teóricos que permitan una óptima comprensión de la terminología relacionada con el área de Well Testing, haciendo énfasis en los procesos de separación, con el fin de conocer los equipos de medición, la clasificación de los separadores.

Los procesos de separación del agua-aceite en los separadores industriales presentan problemas cuando no se realiza el uso correcto del equipo, por lo tanto, se tiene la obligación de resolver los problemas, en ocasiones se tiene que cancelar la operación, y de esta manera se generan pérdidas monetarias para la empresa. Es por ello la importancia que tiene el mantenimiento a los elementos que integran a los equipos de medición, así evitar que muchos procesos sean detenidos.

El mantenimiento en los separadores no ha tenido hasta el momento información que permita basarse en parámetros y determinar si las condiciones en las que se encuentra son las adecuadas, es por ello que se tiene que contar con un programa de mantenimiento.

En consecuencia, a los anterior, en este informe se describen los procesos de mantenimiento a los equipos de medición, todo con el fin de mejorar los procesos y la eficiencia de los separadores.

Además, con el medidor de flujo con el que se cuenta actualmente no muestra a detalle los parámetros que se desean conocer sobre el aceite, dichos datos son de suma importancia cuando se quiere conocer más sobre las condiciones del hidrocarburo que se está recuperando.

El medidor de flujo tipo Coriolis sustituirá al medidor tipo Nuflo, que es el caudalímetro que actualmente se cuenta en los separadores de grupo sepec, específicamente en el SPS 03.

2.3 OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Adecuar al equipo separador SPS03 un medidor de flujo tipo coriolis mediante recolección de datos para la obtención de mejores parámetros del hidrocarburo recuperado.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Realizar un inventario para recolectar datos sobre las partes que constituyen a los equipos de medición.
- Hacer un programa de mantenimiento para el mantenimiento de cada separador.
- Realizar una comparación sobre la eficiencia de trabajo con el medidor de flujo actual y con la implementación.
- Evaluar el desempeño de la adecuación del medidor de flujo tipo coriolis.

2.4 ALCANCES

Conocer el funcionamiento del proceso de recolección de datos del medidor de flujo tipo coriolis en el separador vertical SPS03

2.5 LIMITACIONES

Que las características del aceite recuperado no logren ser cuantificadas por el medidor de flujo instalado.

CAPÍTULO III.- “MARCO TEÓRICO”

3.1 CONCEPTOS BÁSICOS Y ANTECEDENTES

En la industria petrolera las pruebas de pozo se realizan durante varias etapas de la vida de un pozo de aceite o de gas con diferentes propósitos. Es importante conocer las razones para cada una de estas pruebas y de los resultados que deseamos obtener. Una prueba de pozo es la ejecución de un conjunto de actividades planificadas de adquisición de datos.

El objetivo general es identificar la capacidad del yacimiento para producir hidrocarburos, sea aceite, gas, condensados, etc. Dentro de los datos recopilados durante el periodo de prueba se incluyen el gasto (por hora y por día), la presión del pozo (en cabeza y línea de pozo), diámetro de estrangulador utilizado, temperatura de separación, seleccionado, los resultados de una prueba de pozo pueden respaldar los procesos de asignación de pozos para una fase de producción.

Los parámetros básicos que gobiernan principalmente el comportamiento de producción de un yacimiento de hidrocarburos son: la presión, el volumen y la temperatura. Una forma de relacionar estos parámetros es con los análisis presión – volumen – temperatura, también denominados análisis PVT, los cuales consisten en simular en laboratorio el comportamiento de los fluidos de los yacimientos, cuya finalidad es obtener las propiedades físicas más importantes de los fluidos producidos **(Arévalo, 2012).**

En una primera etapa se llevan a cabo ensayos DST (Drill Stem Testing) a pozo abierto. Esto se hace cuando a través de control geológico, por loggings intermedios o por alguna otra indicación se detecta la presencia de hidrocarburos durante la perforación, con la finalidad de establecer si se trata de un yacimiento real o, simplemente de hidrocarburos retenidos en las rocas pero que no son factibles de ser producidos. Estas pruebas son generalmente cortas (menos de 12 horas) y si son realizadas correctamente, permiten obtener una primera evidencia sobre el fluido contenido en las

rocas y generalmente algunos parámetros de las rocas (por ejemplo, permeabilidad).

Luego de las pruebas a pozo entubado, se realiza usualmente un completamiento en la zona que resulte de mayor interés. En ciertas circunstancias, Se requiere un completamiento dual si es suficientemente importante llevar a cabo test prolongados en dos zonas separadas en forma simultánea.

Las pruebas llevadas a cabo durante la complementación se denominan pruebas de completamiento o de producción, aunque este último nombre no es recomendado para evitar que se las confunda con las pruebas rutinarias que se hacen en una estación de flujo o de producción.

Para optimizar la producción de aceite y gas, es esencial tener un amplio conocimiento del comportamiento de fase, así como de los cambios volumétricos, que presentan el aceite y el gas en su desplazamiento desde el yacimiento hasta la superficie **(Pedersen y Christensen, 2007)**.

En los campos petroleros donde no se cuenta con un equipo de separación adecuado y donde además se quema el gas producido, una cantidad significativa de los componentes ligeros del aceite son arrastrados por la corriente de gas, generando así la quema y pérdidas del aceite de mayor valor comercial (aceite ligero).

La separación es un proceso físico por medio del cual se pueden obtener las diferentes fases que componen una corriente de hidrocarburos a condiciones de presión y temperaturas ambientes.

En la industria petrolera se conocen diferentes dispositivos de almacenamiento, un ejemplo de tales dispositivos son los separadores, que como su nombre lo indica se encargan de separar los componentes de una corriente bifásica, es decir, líquido y gas o liquido-aceite.

Resulta importante y conveniente la separación de las fases de los fluidos producidos a causa de razones técnicas y económicas, pero además existen condiciones

operativas que influyen en la necesidad de la separación, las cuales son **(Villalobos, 2011)**:

3.2 SEPARADOR

Arnold y Stewart (2008) definen a los separadores como dispositivos mecánicos, los cuales son vasijas generalmente de metal, construidas para operar a presión, donde el gas es separado de los líquidos y el agua libre es separada del aceite, de tal manera que las fases salgan estabilizadas, para así poder cumplir con los criterios de venta.

PROCESO DE SEPARACIÓN

En el caso de mezclas gas-líquido, la mezcla de fases entra al separador y, si existe, choca contra un aditamento interno ubicado en la entrada, lo cual hace que cambie el momentum de la mezcla, provocando así una separación de las fases. Seguidamente, en la sección de decantación (espacio libre) del separador, actúa la fuerza de gravedad sobre el fluido permitiendo que el líquido abandone la fase vapor y caiga hacia el fondo del separador (sección de acumulación de líquido). Esta sección provee del tiempo de retención suficiente para que los equipos aguas abajo pueden operar satisfactoriamente y, si se ha tomado la previsión correspondiente, liberar el líquido de las burbujas de gas atrapadas **(CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO, 1995)**.

ETAPAS DE SEPARACIÓN

- ❖ SECCIÓN PRIMARIA
- ❖ SECCIÓN SECUNDARIA
- ❖ SECCIÓN DE EXTRACCIÓN DE NIEBLA
- ❖ SEGREGACIÓN FINAL

SECCIÓN PRIMARIA:

La corriente de fluidos que entra al separador proviene a alta velocidad, lo que ocasiona una turbulencia entre la fase gaseosa y la fase líquida. Debido a esto, se

debe disipar el gran impulso que posee la corriente de fluidos a la entrada del separador. Para reducir el impulso y disminuir la turbulencia se puede utilizar una placa desviadora o cualquier otra técnica la cual induzca una fuerza centrífuga al flujo con la cual se separen volúmenes de líquido del gas. **Fig. 1**

SECCIÓN SECUNDARIA:

En esta sección se separa la mayor cantidad de gotas de líquido de la corriente que entra. Las gotas se separan por gravedad; debido a esta condición, la turbulencia de flujo debe ser mínima, es por esto que se necesita que el separador cuente con suficiente longitud. En algunos diseños se utilizan rectificadores de flujo para reducir aún más la turbulencia, sirviendo al mismo tiempo como superficies colectoras de gotas de líquidos.

La eficiencia de esta sección depende principalmente de las propiedades físicas del flujo, tales como diferencia de densidades.

SECCIÓN DE EXTRACCIÓN DE NIEBLA

En esta sección se separan las gotas más pequeñas de líquido del flujo de gas que no se lograron eliminar en las secciones anteriores del separador, utilizando el efecto de choque como mecanismo de separación.

SECCION DE ACUMULACION DE LÍQUIDOS (SEGREACION FINAL)

En esta etapa se procede a descargar los diferentes fluidos, gas libre de líquido y líquido libre de gas, a las condiciones de operación establecidas evitando la reagrupación de las partículas de las distintas fases y la formación de espuma. Para que esto ocurra es necesario un tiempo mínimo de retención de líquido y un volumen mínimo de alimentación. Puede colocarse un rompe vórtices sobre la(s) boquilla(s) de salida del líquido para prevenir el arrastre de gas o petróleo por el líquido residual.

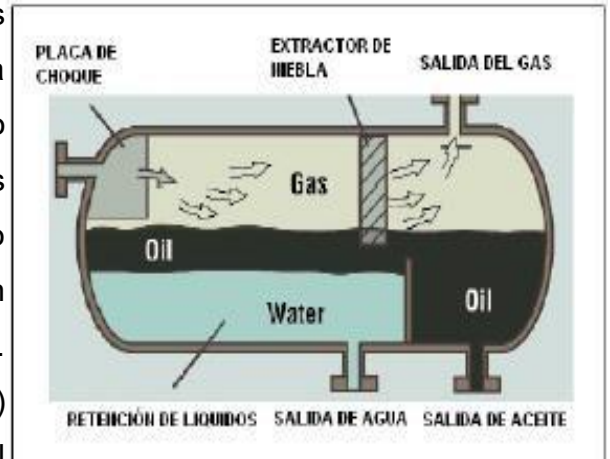


Fig. 1. Secciones de un separador horizontal

3.3 PARTES QUE CONSTITUYEN A UN SEPARADOR BIFÁSICO

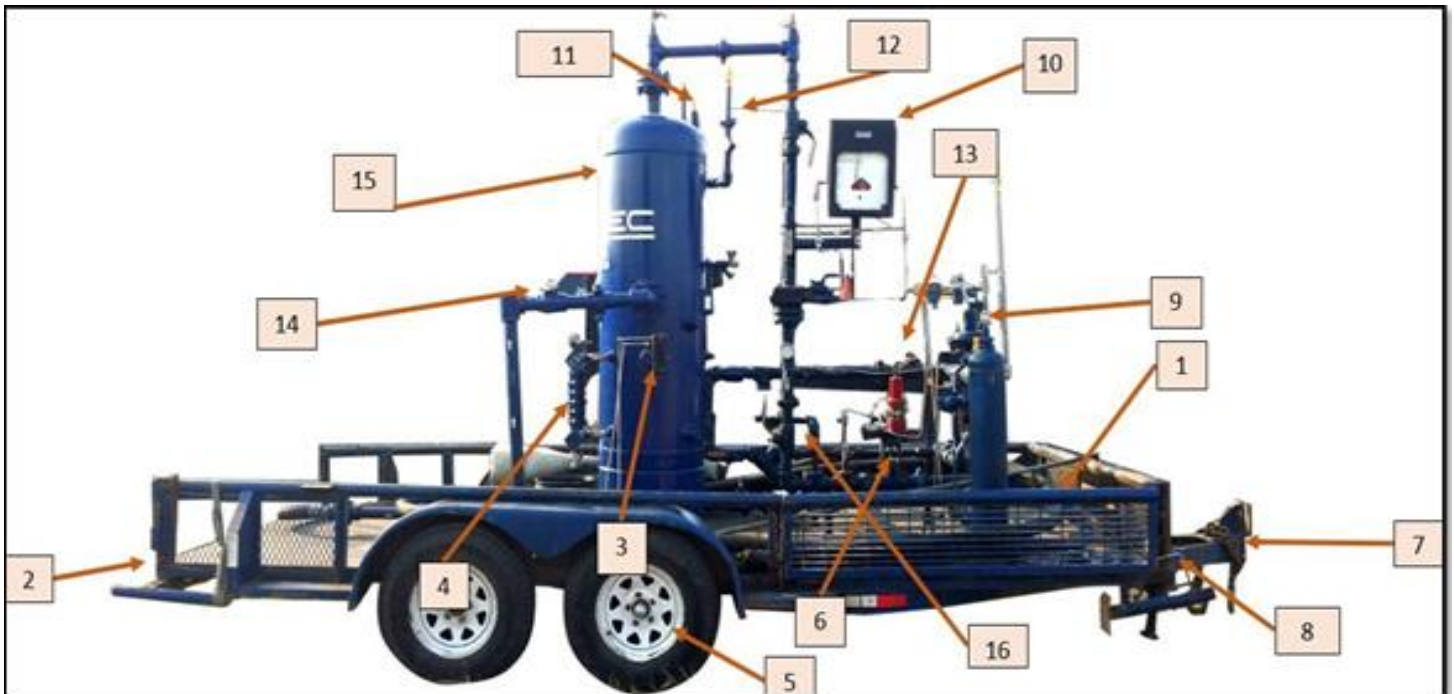


Fig.2 Partes de un separador bifásico vertical

1. Mangueras
2. Luces
3. Control de nivel
4. Mirillas (indicador de nivel)
5. Llantas y rines
6. Válvulas Domper
7. Cadenas y ganchos de arrastre
8. Tierra física
9. Válvula de seguridad del tanque de gas de operación
10. Caja registradora Barton (reloj, plumillas, fugas)
11. Válvula de seguridad del separador
12. Sello de ruptura del separador
13. Controladora de presión
14. Estado de válvulas entrada, salida, bypass
15. Estado general del separador
16. Nuflo y pick up

a continuación, se describirán las partes más importantes de un separador:

3.4. CAJAS BARTON O UNIDADES DE PRESIÓN DIFERENCIAL (UPD)

Las cajas Barton van instaladas sobre la línea de salida del gas del separador bifásico y/o trifásico. Este se encarga de registrar la variación de presión en la línea con respecto al tiempo $\frac{dP}{dt}$. Los datos obtenidos se registran sobre una gráfica con escala cuadrática, tiene 2 plumillas, la azul (presión) se encarga de registrar la presión estática y la roja (flujo) de presión diferencial.

Las partes que constituyen a una caja Barton son las siguientes:

1. Tubo helicoidal
2. Eslabones
3. Base de plumillas
4. Plumillas
5. Brazos
6. Postes
7. Reloj
8. Base de gráficas
9. Gráficas
10. Tapa del Barton
11. Fuelles (alta y baja presión)

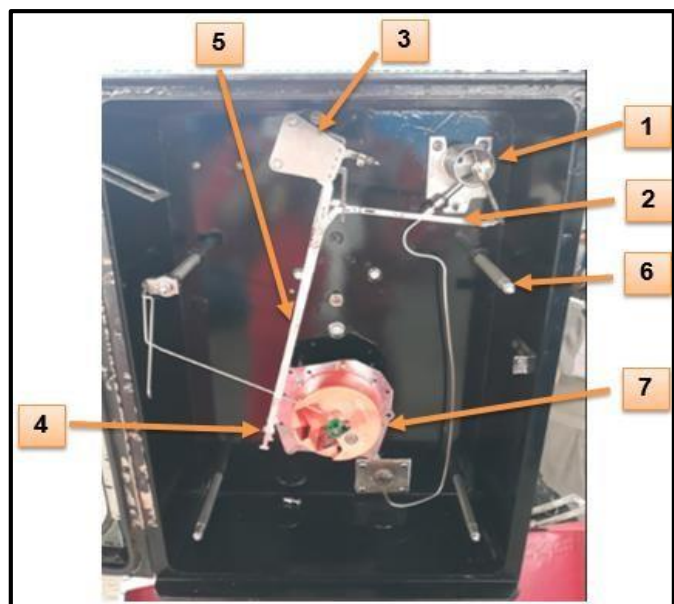


Fig.3. Partes de una caja Barton.

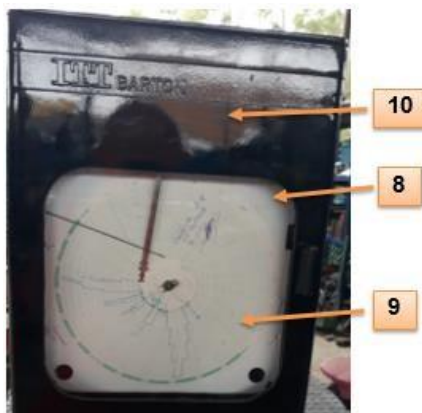


Fig.3.1. Vista frontal

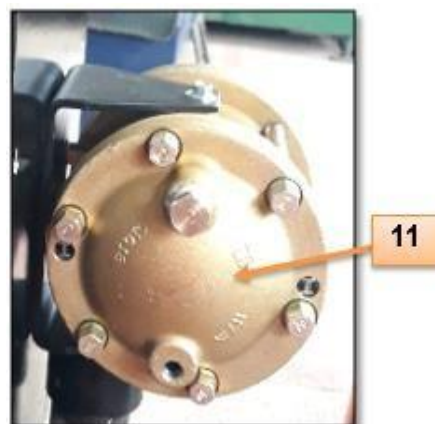


Fig.3.1. Vista lateral (fuelles)

Tubo helicoidal: es un resorte que genera movimiento de acuerdo a la presión que se le suministra (puede ser de 50, 100, 200, 300, 500, 750, 1000, 1 500, 3 000, 5 000, 10 000, 20 000 PSI, etc.)

Gráficas: En las gráficas se registra los datos de la presión estática y diferencial, está diseñada para registro de presiones de 1 día, con intervalo de una hora como un reloj normal. Va de 0 a 10. El rango de la presión estática depende la capacidad de presión del tubo helicoidal, solo tenemos que realizar las respectivas equivalencias.

Para un tubo helicoidal de 1000 PSI, el rango es el siguiente:

-0% - 0 PSI	
-25% - 250 PSI	-75% - 750 PSI
-50% - 500 PSI	-100% - 1,000 PSI.

En la gráfica estos datos son reflejados de la siguiente manera:

-0% equivale a 0	-75% equivale a 8.65
-25% equivale a 5	-100% equivale a 10
-50% equivale a 7.1	

El rango de la presión diferencial solo se encuentra entre 0 a 100 (pulgadas de agua).

-0% de la diferencial - 0 "H2O	
-25% de la diferencial - 25 "H2O	-75% de la diferencial - 75 "H2O
-50% de la diferencial - 50 "H2O	-100% de la diferencial - 100 "H2O

En la gráfica estos datos son reflejados de la siguiente manera:

-0% equivale a 0	-75% equivale a 8.65
-25% equivale a 5	-100% equivale a 10
-50% equivale a 7.1	

El valor se obtiene mediante la raíz cuadrada del porcentaje, independientemente si se trate de presión diferencial o estática, si los valores son diferentes, se tienen que calibrar ambas presiones como en el procedimiento descrito anteriormente.

Reloj para gráfica: Este dispositivo nos ayuda a configurar el funcionamiento de nuestro equipo, mediante un motor cicrono nos permite ajustar a **60 MIN, 96 MIN, 12 HR, 1, 2, 7, 8, 14, 16, 31 Y 32 DÍAS**, dependiendo del tiempo estimado de la operación a realizar, aunque normalmente se configura de **12 HR** a **1 DÍA**.

Está constituido por:

1. Cubierta general del reloj. **Fig. 4.**
2. Carcaza o cubierta para alojamiento de batería.
3. Indicador de rotación por tiempo.
4. Ajustador de gráficas.
5. Juego de engranes con su respectiva base. **Fig. 5.**
6. Motor cicrono con un control de velocidad por tiempo.



Fig.5 Carcaza general del Ireloj

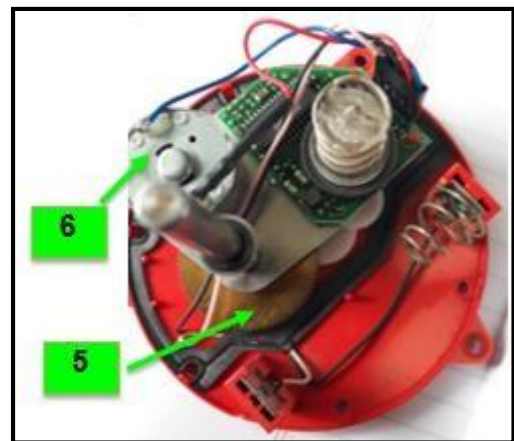


Fig.4 juego de engranes y su respectiva base,

3.5. CONTROLADOR NEUMÁTICO DE NIVEL

Los controladores son dispositivos diseñados para determinar las condiciones de nivel de líquidos en recipientes, a fin de accionar dispositivos de alarma y control de válvulas. Los controladores de nivel neumático detectan el nivel de un líquido o una interfaz líquido- líquido, compara un valor deseado (set point) y produce una señal neumática que opera una válvula de control del actuador.

Los controladores neumáticos de nivel van instalados en las piernas o tanque del separador, si se trata de un separador trifásico se instala uno para el nivel de agua y otro para el nivel del aceite. La presión de trabajo es de **30 PSI**.

Partes que integran un controlador neumático de nivel **Fig. 6:**

1. manómetro de 60 PSI para registro de entrada de presión (supply).
2. manómetro de 60 PSI para registro de salida de presión (output).
3. Snap.
4. válvula de sensibilidad.
5. base para flotador y flotador **Fig.7**

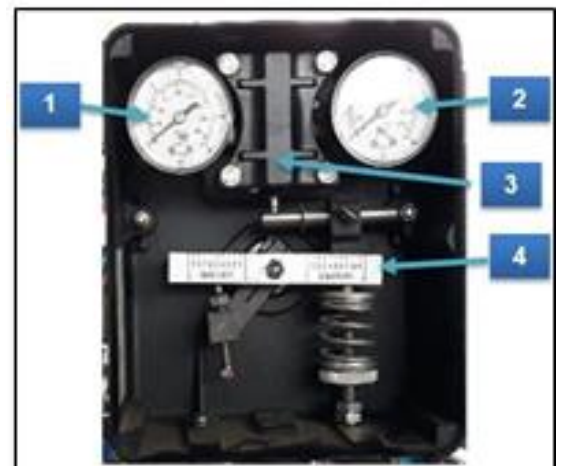


Fig. 6. Partes de un controlador neumático de presión



Fig. 7. Flotador y base de flotador.

-Manómetro de 60 PSI: El manómetro utilizado nos indica la presión que existe dentro del tanque de operación, es importante no superar el límite plástico que tiene el resorte, de lo contrario existirá una deformación quedando inservible este instrumento de medición.

-Snap: Es el elemento que se encarga de regular la presión proveniente del tanque de operación, se coloca dentro del controlador junto con un empaque, este puede ser de caucho o neopreno.

-Válvula de sensibilidad: con esto podemos ajustar la sensibilidad de nuestro controlador, está conectado al flotador que va adentro de las piernas del separador, normalmente se acostumbra a mantenerlo calibrado entre 3 y 4.

-Base para flotador y flotador: La base del flotador es de 2 pulgadas y de acero inoxidable. El material con el que está elaborado el flotador es acrílico.

3.6 CONTROLADOR NEUMÁTICO DE PRESIÓN

Los controladores de presión neumáticos, utilizan un elemento detector, consistente en un fuelle o tubo de Bourdon, para detectar la presión manométrica, el vacío, la presión compuesta o la presión diferencial de un líquido o gas. La salida del controlador o transmisor es una señal neumática que puede utilizarse para accionar un elemento de control final, un dispositivo indicador, o un dispositivo de grabación.

Este controlador de nivel tiene una presión de trabajo que va de **20 a 25 PSI**.

1. Relevador
2. Fuelle
3. Bourdon
4. Tobera
5. Palometa
6. Punto de ajuste
7. Block de entrada de alta presión
8. Válvula de sensibilidad
9. Tubing de conexión

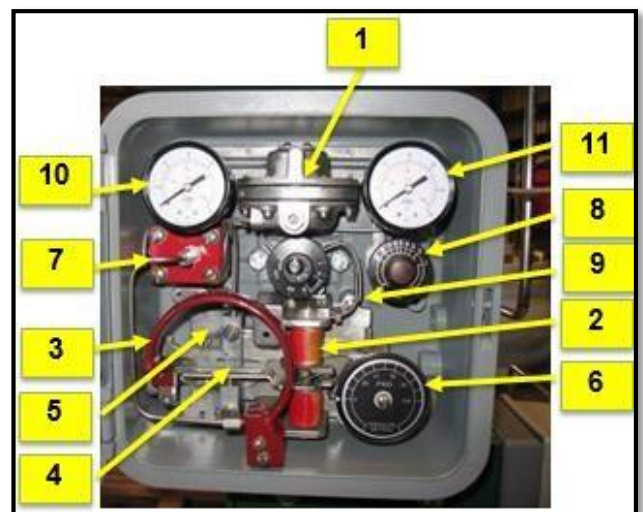


Fig. 8. Partes un controlador de presión

10. manómetro de 60 PSI para registro de entrada de presión (supply)
11. manómetro de 60 PSI para registro de salida de presión (output)

-Relevador: Es una de las partes más importantes del controlador, también conocido como relé, es un dispositivo que distribuye la presión hacia el block de entrada de alta presión, posteriormente su medición con el manómetro y salida hacia el actuador neumático.

-Punto de ajuste: Se ajusta a la presión que se desee tener sobre la línea, va de **0 a 600 PSIG**, si nuestra presión en la línea es mayor a lo que ajustó, el actuador neumático actúa liberando presión y manteniendo la que se ajustó anteriormente.

Bourdon: es un resorte que genera movimiento de acuerdo a la presión que se le suministra (puede ser de 50, 100, 200, 300, 500, 750, 1000, 1 500, 3 000, 5 000, 10 000, 20 000 PSI, etc.). cumple la misma función que el tubo helicoidal, la única diferencia en el diseño.

Válvula de sensibilidad: con esto podemos ajustar la sensibilidad de nuestro controlador, está conectado al flotador que va adentro de las piernas del separador, normalmente se acostumbra a mantenerlo calibrado entre 3 y 4

❖ VÁLVULA DE SEGURIDAD

Son válvulas que se calibran a la máxima presión de operación y sirven para proteger la integridad física del equipo contra presiones excesivas, en el caso de existir alguna obstrucción en las salidas o un aumento anormal en la entrada. **Fig. 9.**



Fig.9. Válvula de seguridad.

❖ SELLO DE RUPTURA

Su función es proteger los distintos equipos (recipientes, intercambiadores de calor, bombas, compresores, etc.) ante un elevado aumento de presión, generalmente debido a una falla en el proceso. Actúan liberando el fluido (líquido o gas) que circula o se almacena en el equipo protegido, ya sea a la atmósfera o a un caño o recipiente colector especialmente diseñado para tal función.

3.7 TANQUE DE GAS DE OPERACIÓN

El tanque de gas de operación tiene la función de controlar la presión ejercida por el gas dentro del separador, trabajo con el mismo gas y va hacia la línea de salida del gas. Tiene 3 válvulas reguladoras de baja presión que van conectadas a los controladores de nivel, dos son para nivel y una para flujo de gas. Detrás de cada regulador se coloca una válvula de bola.

Los elementos que integran al controlador de presión son los siguientes:

1. 2 Válvula reguladora de baja presión para nivel. **Fig.10**
2. Válvula reguladora de baja presión para flujo de gas.
3. Válvula reguladora de alta presión.
4. Scrubber **Fig.11**.
5. Conexión para entrada de aire comprimido
6. Manómetro de 200 PSI
7. Válvula de alivio. **Fig. 12**.



Fig. 10. V.reguladoras de baja presión.



Fig.11. Válvula reguladora de alta presión.



Fig.12. Válvula de alivio

3.8 CLASIFICACIÓN DE LOS SEPARADORES

Se clasifican por:

FORMA

- Esféricos
- Verticales
- Horizontales

FUNCIÓN

- Bifásicos
- Trifásicos

PRESION DE SEPARACION

- Separadores de baja presión 0.5 – 0.45 PSI
- Separadores de media presión 4.6 – 12 PSI

➤ SEPARADOR ESFÉRICO

Los separadores esféricos son un caso especial de un separador vertical, donde no hay una armazón cilíndrica entre las 2 tapas **Fig.13**. Estos separadores, son diseñados originalmente para tomar y reunir las ventajas de los separadores horizontales y verticales. Sin embargo, en la práctica presentan las peores características y son muy difíciles de operar. Pueden ser muy eficientes desde el punto de vista de manejo de presión, pero tienen capacidad limitada para el manejo del oleaje y facilitan la reincorporación de líquido a la corriente de gas separado, además, su fabricación es la más complicada.

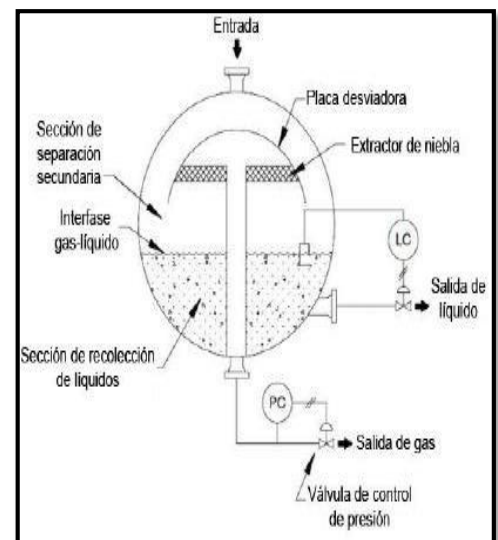


Fig.13. Esquema de un separador esférico,

SEPARADOR VERTICAL

Este tipo de separadores pueden manejar más líquidos que los separadores horizontales, su gran capacidad para almacenar líquidos hace que su aplicación sea más eficiente para los casos en los que se presentan llegadas de líquido intermitente como los pozos que están en producción por inyección de gas. Debido a su diseño vertical, este tipo de separadores tiene ventajas considerables cuando el flujo contiene lodos y arenas, ya que estos se depositan en el fondo y es más fácil drenarlos para su limpieza.

Fig. 14.

Ventajas:

- se pueden utilizar fluidos con alto contenido de lodo, arena u otro material sólido.
- Máximo control del nivel líquido.
- Se pueden realizar modificaciones a los componentes externos (válvulas), permitiendo mayor tiempo de operación y agitación de los fluidos.
- Ahorro de espacio

Desventajas:

- Son más costosos que los horizontales.
- Su instalación es complicada.
- Se necesita un diámetro mayor que el de los horizontales para manejar la misma cantidad de gas.
- Las válvulas de seguridad y algunos controles pueden ser difíciles de operar si no se cuenta con escaleras y plataformas especiales.

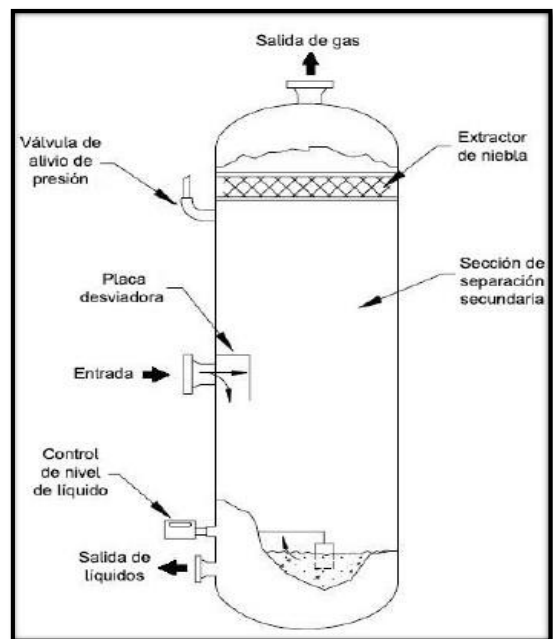


Fig.14. Esquema de un separador vertical

SEPARADOR HORIZONTAL

Normalmente son operados con la mitad de volumen ocupado por los líquidos, lo que permite maximizar el tamaño del área de la interface gas-líquido. Los separadores horizontales son más pequeños, y, por tanto, más baratos que los verticales para un gasto dado de gas y líquido. Son utilizados comúnmente para corrientes de flujo con alta relación gas-líquido y para crudo espumoso. La **Figura 15** muestra un separador horizontal trifásico.

Ventajas:

- Tiene mayor capacidad para manejar gas
- Son económicos
- Existe mayor facilidad en su instalación.
- Son más adecuados para manejar aceite

Desventajas:

- No son adecuados para manejar flujos de pozos que contienen materiales sólidos como arena o lodo, ya que esto incrementa la dificultad para limpiar el separador.
- Los separadores horizontales requieren más área para su instalación, esto impide que estos separadores sean utilizados en plataformas en donde se cuenta con un espacio limitado.
- El control de nivel de líquido es más crítico, debido a la geometría de un separador horizontal, cualquier nivel alto ocasiona que el control de nivel se cierre para mantenerse dentro de un nivel normal de operación.

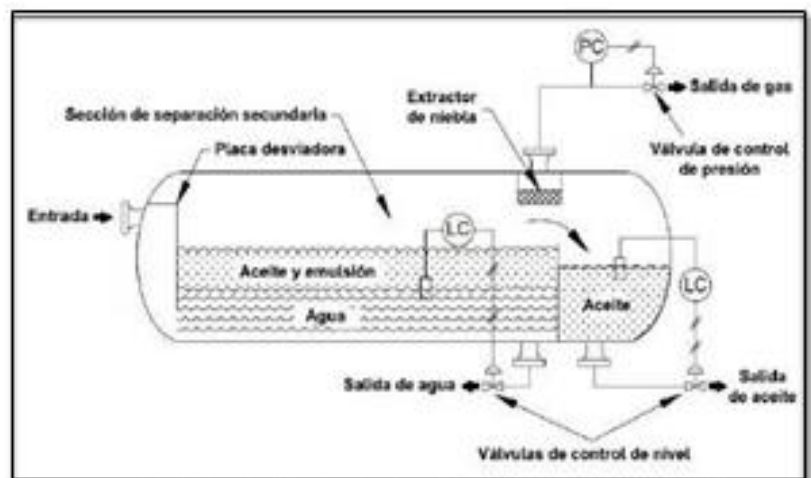


Fig. 15. Esquema de un separador horizontal.

SEPARACION BIFASICA Y TRIFÁSICA

Separación Gas – Líquido. Separadores Bifásicos.

Abdel-Aal, Aggour y Fahim (2003) plantean que en general, los fluidos que fluyen de los pozos productores salen en dos fases: líquido y gas (una parte libre y otra en solución) bajo una presión relativamente alta. Cuando el crudo es llevado a superficie, la caída de presión causará que el gas disuelto se libere del líquido.

La presión del fluido deberá reducirse, así como su velocidad para separar el gas del aceite y obtener este último en forma estable. Esto se logra mediante la admisión del fluido del pozo en un separador bifásico.

El petróleo crudo que se produce varía de campo en campo debido no sólo a sus características físicas, sino también al contenido de agua y sales. En algunos campos, el agua salada no fluiría hacia el pozo desde el yacimiento junto con el aceite producido; este es el caso que se considerará en este apartado, donde sólo es necesario separar el gas del aceite, es decir, la separación bifásica.

Separación agua- gas-aceite, separadores trifásicos.

En casi todas las operaciones de producción la corriente del fluido producido consiste de tres fases: agua, gas y aceite. Generalmente, el agua producida se divide en dos partes: una como agua libre y la otra como una emulsión de agua en aceite. El agua libre se define como el agua que se va a separar por asentamiento gravitacional. **Fig. 16.** La sección de recolección de líquido de la vasija debe proveer el tiempo suficiente, de manera que el aceite y la emulsión formen una capa o película de aceite encima del agua libre, permitiendo que el agua libre se asiente en el fondo del recipiente.

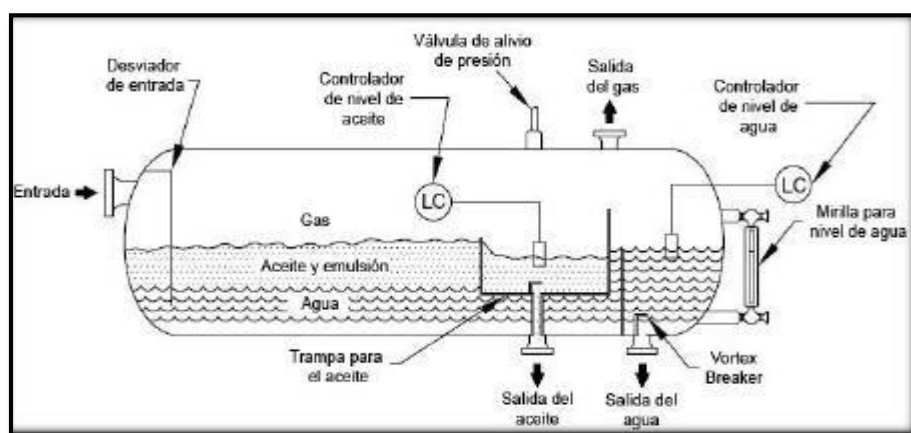


Fig. 15. Esquema de un separador horizontal.

3.9 MEDIDOR DE FLUJO TIPO CORIOLIS

Efecto Coriolis se explica a partir de que un objeto de masa que se desplaza a través de una superficie giratoria, que gira con velocidad angular constante, experimenta una mayor velocidad tangencial cuando es mayor su alejamiento del centro. Si el móvil se desplaza del centro hacia la periferia experimenta un aumento en su velocidad tangencial lo cual indica que se le está aplicando una aceleración y por lo tanto una fuerza sobre su masa o fuerza de Coriolis.

Un ejemplo de este fenómeno es cuando se lanza un proyectil, se esperaría que el proyectil viajara en línea recta (como se ve en la **fig.16**) y que su punto destino fuera el punto amarillo, pero la tierra realiza su movimiento de rotación y por esta razón el proyectil no llega al punto destino que se esperaba, en este caso el punto destino es movido hacia el oeste (punto rojo figura b). Este es el efecto Coriolis.



Fig. 16. A y b ejemplo de la fuerza de coriolis

El medidor de tipo Coriolis opera bajo principios mecánicos ya que su elemento sensor es un tubo vibrante (como se ve en la **Fig.17**) en el cual se crea y se mide la aceleración Coriolis, que en el caso del medidor son provocadas por la oscilación del tubo (este actúa como la superficie giratoria).

El fluido en movimiento pasa a través de un tubo vibrando y forzando a tomar una aceleración conforme este se mueve hacia el punto de amplitud de vibración. A la inversa, el fluido desacelera conforme se mueve lejos desde el punto de amplitud hasta que sale del tubo. El resultado de fuerzas es una reacción en doble sentido del tubo del flujo mientras este atraviesa cada ciclo de vibraciones.

Los efectos de la fuerza de Coriolis tuercen y deforman los tubos y los sensores que se encuentran a la entrada y la salida del fluido registran una diferencia de tiempos.

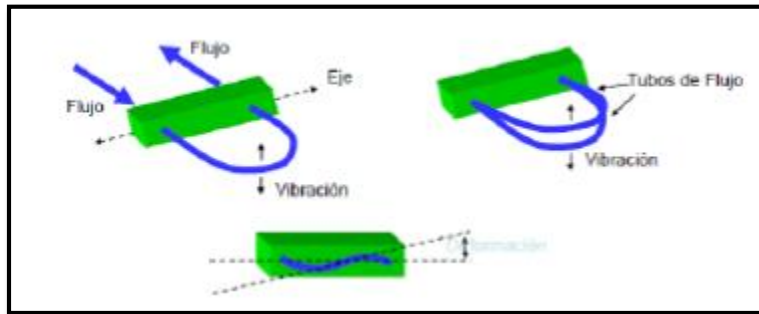


Fig. 16. A y b ejemplo de la fuerza de coriolis

Ventajas

- Principio de aplicación universal a partir de caudales líquidos y gases.
- Medición directa del medidor másico (no requiere compensaciones de presión o de temperatura)
- El principio de medición no depende de la densidad o de la viscosidad
- La exactitud es muy alta de (típicamente de $\pm 0.1\%$).
- Es insensible a los cambios de perfil de velocidades.
- No requiere de tramos rectos de entradas o salidas.

Desventajas

- La inversión económica inicial es relativamente alta.
- El costo de instalación puede ser considerable según el modelo y el fabricante.
- El rango de temperatura es limitado.
- Su uso se restringe a fluidos con bajo contenido en gases y a fluidos en una sola fase (ya sea líquida o gas).
- Algunos modelos de tamaño grande son muy pesados.

Aplicaciones

- La mezcla y el envasado de varias materias primas.
- En el control de procesos tiene una exactitud alta entre 0.2 y 0.5%

-
- Medición de fluidos con densidades rápidamente cambiantes.
 - En el control y la supervisión de la calidad de los productos.
 - Son un método directo en las mediciones de flujos másicos con exactitudes de medición altas.
 - Aplicaciones para transferencia de custodia.

CAPITULO IV: METODOLOGÍA Y ANÁLISIS

Las mediciones que se hacen hoy en día para la comercialización nacional e internacional de productos con un alto valor agregado como el petróleo y sus derivados, requieren de probar que sus servicios de medición y/o calibración son coherentes además de mantener y demostrar su consistencia, y aunado a esto deben de cumplir con los requisitos de exactitud. La calidad del resultado de una medición depende de varios factores, sin embargo, uno de ellos es el más importante el cual nos permite comprobar que los resultados de las mediciones son correctos en comparación con otros patrones esta propiedad es la trazabilidad.

4.1 TRAZABILIDAD.

El vocabulario internacional de metrología (VIM) define la trazabilidad como la propiedad del resultado de una medición o del valor de un patrón por el cual pueda relacionar las diferencias determinadas generalmente a patrones nacionales o internacionales por medio de una cadena ininterrumpida de comparaciones teniendo todas las incertidumbres determinadas.

Un rasgo destacado de la definición anterior, es que para esta propiedad no es importante el instrumento (en este caso el medidor) como tal, sino la respuesta que se obtiene al ser empleado en alguna actividad de medición.

Otra característica importante que hay que remarcar de la definición, es que para un instrumento pueda ser trazable, es necesario ligar este a un patrón nacional o internacional por medio de una cadena ininterrumpida de comparaciones por consiguiente esto quiere decir que no es necesario que el resultado de la medición que se hace con el instrumento en cuestión tenga que ser comparada con el valor de la medición del patrón nacional, es suficiente con comparar el resultado con un eslabón de la cadena. Es por ello que los laboratorios disponen con patrones secundarios o patrones de trabajo para realizar las calibraciones, ya que al hacerlo con un patrón internacional o un eslabón cercano al inicio de la cadena el costo resultan ser muy altos.

La cadena de trazabilidad: Es una cadena de comparaciones ininterrumpidas que empieza con un patrón internacional. Una vez que se tiene el patrón internacional, este

se fija como patrón nacional y posteriormente se responsabiliza a una organización o entidad para disponer y mantener trazabilidad con los patrones internacionales.

De tal manera la trazabilidad es necesaria para que los resultados de las mediciones sean comparables en cualquier tiempo y espacio.

Para lograr una comparabilidad entre resultados es necesario que estén referenciados a un patrón, material de referencia o ambos.

La trazabilidad es considerada como un concepto de aseguramiento para garantizar las mediciones, con este fin surge la necesidad de mantenerla principalmente en aplicaciones de transferencia de custodia.

Uno de los principales problemas es mantener y comprobar la trazabilidad en las mediciones de flujo, una manera de mantenerla en los medidores es poner gran cuidado no solamente en los resultados de la calibración del instrumento, sino además opéralos y mantener las condiciones que prevalecieron en la calibración.

Otra manera de mantener esta propiedad metrológica es por medio del uso de patrones de control, estos instrumentos o dispositivos cuya función principal es vigilar el estado de funcionamiento de los patrones de referencia, estos son empleados para detectar cambios que puedan presentarse en los patrones de referencia.

Se requiere que las mediciones realizadas por los laboratorios tengan su trazabilidad metrológica, es decir, que el resultado de una medición cuente con la propiedad de vincularse a una referencia reconocida por medio de una cadena continua y documentada de calibraciones y comparaciones. Cada una de las cuales contribuye a la incertidumbre declarada de la medición.

Como consecuencia para poder garantizar o poder demostrar los requisitos de exactitud no es suficiente con disponer de un certificado o un informe de calibración.

4.1.1.-SELECCIÓN DEL MEDIDOR.

En esta sección se muestra el tipo de medidor a ser usado (de acuerdo a su principio de operación), se dan detalles de las especificaciones de acuerdo a la normatividad que aplique, el tipo de prueba a utilizar, tolerancias, procedimientos para la medición y se especifica el equipo que lo conforma. El medidor tiene que ser capaz de medir el

rango para el cual fue calculado además este no debe exceder los límites que se establecieron en el cálculo También se especifica la incertidumbre con la que el medidor debe funcionar.

4.1.2.-CANTIDAD DE MATERIAL.

Se especifica la cantidad de hidrocarburos (líquidos o gases) a ser medido por el vendedor, además se fijan los límites de medición (volumen máximo y volumen mínimo) donde el volumen acordado pueda estar por arriba o por debajo de la cantidad establecida, y además cualquier corrección hecha en la medición es establecida.

4.1.3.-PROPIEDADES DEL FLUJO.

Los materiales son especificados a partir de algunas propiedades del fluido por lo general se toman en cuenta las más básicas como son presión, temperatura, contenido de azufre se comienza a tomar acciones cuando los materiales se encuentren fuera de los límites acordados.

4.1.4.-DISEÑO DE LA ESTACION DE MEDICION.

La propiedad y responsabilidad para el diseño, instalación, mantenimiento y operación de la estación de medición tanto del comprador como del vendedor son tratadas o habladas. Para las estaciones de medición son cubiertos por estándares, referencias específicas al estándar son hechos.

Para minimizar los errores de flujo en un sistema de medición como se requiere en situaciones de transferencia de custodia, es necesario un estudio completo y el entendimiento de los efectos de varias influencias sobre la exactitud requerida antes de diseñar el conjunto.

4.1.5.-MEDICIONES QUE SE VAN HACER.

En algunas ocasiones las unidades de medición pueden ser mantenidas o pueden variar siempre y cuando se tenga de por medio un acuerdo gubernamental o contractual.

Para la medición de volumen es necesario especificar las condiciones estándar de referencia, como temperatura y presión, las condiciones estándar de referencia de Pemex son: 20°C y 101.325KPa absolutas (1 atmósfera) de acuerdo a lo dispuesto por

el Art.57 de los lineamientos técnicos las unidades y las condiciones de referencia, estas deben apegarse a la NOM-008.

Para las mediciones que se van hacer en algunos contratos de compra-venta o exportación y se haga mención de otras condiciones de referencia y a otras unidades, los elementos que conforman el sistema de medición se deben apegar a la NOM-008, en la cual precisa que las condiciones y unidades deben ser transformadas a las condiciones acordadas contractualmente debiendo quedar así en los en los términos y condiciones del contrato.

4.1.6.- CALIDAD DEL PRODUCTO.

Cualquier producto natural o fabricado puede tener pequeñas y variadas cantidades de material extraído que no es deseable pero cuyas cantidades pueden ser limitadas. La sección de totalidad se define la corrección del comprador y el vendedor, si tal limite es excedido esas especificaciones pueden también incluir precio separados por una de las corrientes, así las cantidades pueden ser delineados para un pago apropiado de la mezcla. Se especifican las características que debe tener el producto por ejemplo contenido de agua máximo, Grados API, poder calorífico y cuando estas no son posibles de cumplir se hacen las penalizaciones correspondientes o en su caso llegar a un acuerdo. El tipo de pruebas que se pueden realizar son: gravedad específica y calidad de gas natural.

4.1.8.-PRECIO.

El precio se fija de acuerdo a la calidad del producto, pero si en este hay medios contaminantes no deseados, esto se puede ver reflejado en una reducción de precio y puede ser permitido en vez de una entrega reducida. Por ejemplo, los factores que afecta el precio del producto son: la densidad, el contenido de azufre.

4.1.9.-FACTURACION.

En esta sección se ajusta un límite absoluto para el cálculo de la cantidad con una disposición para corregir errores. Se especifica el procedimiento para la facturación, el periodo de pago y penalizaciones de pagos posteriores.

4.1.10.-CONDICIONES DE ENTREGA.

Algunos requisitos están hechos para estimar la entrega durante las veces en que el medidor este fuera de servicio o registrando inexactitud, el procedimiento y el periodo para resolver estos acontecimientos serán incluidos.

4.1.11.-REQUERIMIENTOS GUBERNAMENTALES.

En este apartado se establecen las especificaciones de dispositivos, equipos y accesorios que intervienen en la medición de hidrocarburos estos parámetros son establecidos por el gobierno y son obligatorios, es necesario cumplir con éstos. De no cumplir con lo establecidos se incurrirá en caras penalizaciones. En México las leyes que rigen son la ley federal de metrología y normalización. Y la comisión nacional de hidrocarburos.

4.1.12.-TERCERIAS.

Se especifica quienes son las compañías que van a participar como intermediarias en el proceso de medición por ejemplo para auditorias, certificadores, etc.

4.1.13.-MANTENIMIENTO.

En esta sección se fija el tipo y la frecuencia con que debe realizarse el mantenimiento preventivo del medidor y los componentes del sistema de medición, este tipo de actividades puede ser tan frecuente como cada semana. Por lo general en este apartado del contrato se especifica que para dar mantenimiento se debe considerar de fácil acceso sobre todo las partes donde se requiera continua calibración, se fija el tiempo y el tipo de mantenimiento que se debe darle al equipo asociado al sistema de medición.

4.1.14.-ALARMAS.

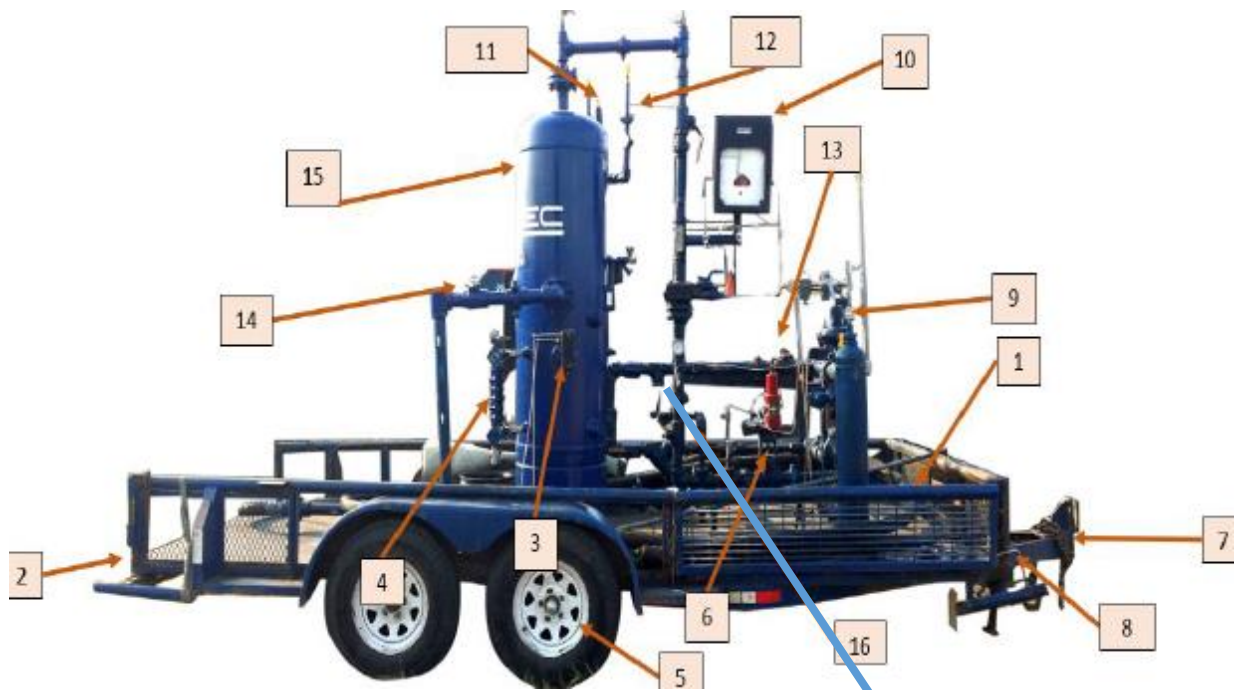
En este apartado se fijan los límites de medición, por si por algún evento se llegan a exceder los límites fijados.

4.1.15.-AUDITORIAS.

Las auditorias son parte necesaria del control de calidad con referencia al reporte de las mediciones totales. En este apartado se fija el tiempo mínimo que debe realizarse este tipo de examen. De acuerdo a los lineamientos técnicos estipulados por la secretaria de energía en el art.95 los sistemas de medición de transferencia de custodia

deberán de ser auditados como mínimo una vez al año. La comisión podrá solicitar auditorias adicionales a petición de SHCP o cuando lo considere necesario.

4.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE ADECUACION DEL MEDIDOR DE FLUJO TIPO CORIOLIS



La adecuación del medidor coriolis sustituye a contador de turbina con totalizador de nuflo y se instalará específicamente en la parte señalada del separador.

Se instalará en el separador bifásico vertical SPS03, pero primeramente se tienen que llevar a cabo las calibraciones en los sistemas de control de presión y nivel, esto con el fin de obtener el menor margen de error en la recolección de los parámetros del aceite.



El medidor de flujo másico tipo coriolis consta de un tubo doble, los cuales están vibrando a su frecuencia de resonancia, determinada por la cantidad de energía puesta dentro del sistema por la vibración de las bobinas. Cuando el flujo ingresa al medidor, los tubos comienzan a vibrar (a la misma frecuencia) pero con una distorsión en los tubos del flujo. La frecuencia a la cual esta distorsión ocurre es directamente

proporcional a la rata de flujo másico.

Dentro de las actividades desarrolladas en GRUPO SEPEC, se enlistan las siguientes:

- ❖ Reparación de relojes para cajas BARTON.
- ❖ Calibración de unidades de presión diferencial y tubo helicoidal.
- ❖ Reparación de controladores neumáticos de presión.
- ❖ Reparación de controladores neumáticos de nivel.
- ❖ Reparación de indicadores de nivel.

4.3 REPARACIÓN DE RELOJES PARA CAJAS BARTON

MATERIALES:

- 1 Desarmador de cruz de #1
- 1 Llave Allen 0.050"
- 1 Cautín tipo lápiz
- Estaño
- Pasta para soldadura



Llave Allen 0.05"



Desarmador de cruz #1



cautín



Estaño

Procedimiento

1. primeramente, se quitó con la llave Allen el ajustador de gráficas. **Fig. 16**
2. posteriormente todos los tornillos de la parte trasera del reloj. **Fig. 17**



Figura 16. Ajustador de gráficas



Figura 17. parte trasera de un reloj.

3.- se quitó la carcasa del reloj y se revisó la parte dañada. Fig.18

4.- se cambió el motor cicrono con control de velocidad por tiempo y se soldó el cable suelto.

5.- se verificó que el reloj funcionara correctamente y se armó nuevamente para su instalación en la caja Barton.

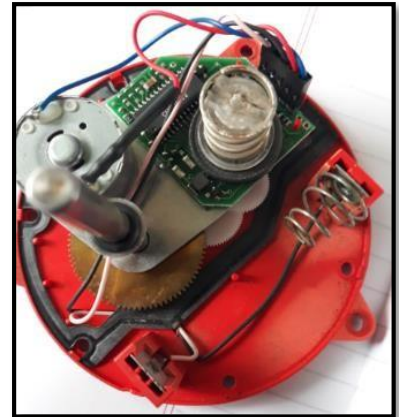


Fig. 18. Carcasa y engranes del reloj

4.4 CALIBRACIÓN DE CAJA REGISTRADORA BARTON Y TUBO HELICOIDAL

MATERIALES

1. Bomba neumática manual. **Fig. 19.**
2. Manómetro digital certificado de 5,000 PSI
3. Manguera
4. Bomba de presión y vacío **Fig. 19.1.**
5. Llave mixta de 5/8". **Fig. 19.2.**
6. Grafica **Fig. 19.3.**
7. Plumillas
8. Tubo helicoidal de 1000 PSI. **Fig. 19.4.**

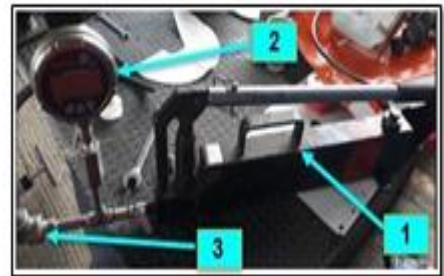


Fig. 19. Bomba neumática manual y manómetro.



Fig. 19.1. Bomba de presión y vacío.



Fig. 19.2. Llave mixta 5/8

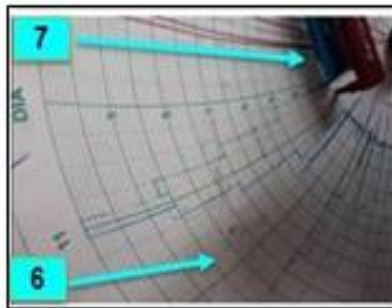


Fig. 19.3. Gráficas y plumillas

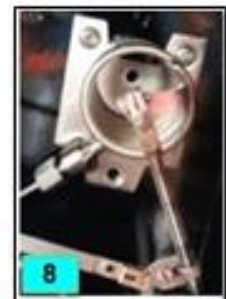


Fig. 19.4. Tubo helicoidal

PROCEDIMIENTO:

1.- Primeramente, se pretendió calibrar la presión estática, por lo tanto, se instaló el tubo helicoidal de 1000 PSI en la parte superior derecha de la caja registradora Barton.

2.- Se conectó la manguera en la parte trasera de la caja Barton con la ayuda de la llave mixta, debajo de los fuelles. También se ensambló el manómetro certificado a la bomba neumática. **Fig. 20.**

3.- Posteriormente se instaló la base la caja Barton y la gráfica correspondiente, enseguida se colocó la plumilla azul que es la que nos indica la presión estática y se ajustó la gráfica para su calibración.

4.- Inicialmente se le ajustó a **250 PSI**, recordemos que esto corresponde a **25%** y de acuerdo a la escala cuadrática el valor que en la gráfica se debe registrar es de **5**. El valor obtenido fue **4.9**, se ajustó la base de los brazos que son controlados por el movimiento generado por la presión del tubo helicoidal. Nuevamente se le introdujo 250 PSI con ayuda de la bomba neumática y marcó 5 en la gráfica, al ser correcto el resultado, se siguió aumentando la presión.

5.- se aumentó a 500 PSI y se registró 7.1 en la gráfica, resultado que fue correcto. Se agregaron 250 PSI más siendo 750 PSI, para esta cantidad de presión en nuestra grafica marcó **8.5**, el resultado correcto es de **8.65** se liberó la presión y se ajustó nuevamente la base de los brazos.

6.- Se inició nuevamente con 250 PSI, el resultado fue de 5, enseguida 500 PSI y se tuvo 7.1, de nuevo se probó con 750 PSI y la gráfica marco 8.65, valor que es correcto.

7.- Después se sometió hasta 1000 PSI, aquí nuestra gráfica marcó 10 el cual es el límite, recordemos que no debemos el exceder los 1000 PSI del tubo Helicoidal porque sufre una deformación y el daño es irreversible, dejándolo inservible. Se desconectó la bomba neumática, el manómetro y la manguera, quedando calibrada la presión estática.

Fig. 21.



FIG. 20. Bomba y manómetros conectados.

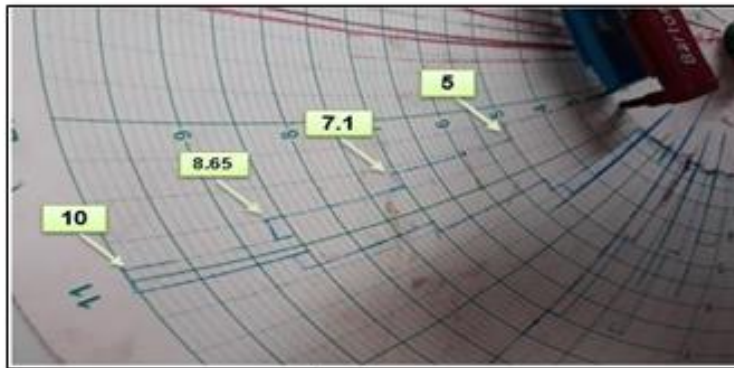


Fig. 21. Presión estática calibrada

8.- continuamos con la presión diferencial y para su calibración se requirió de una bomba de presión y vacío. Se conectó la manguera en el fuelle de alta presión con la ayuda de la llave mixta, el otro extremo de la manguera se conectó al manómetro. El manómetro empleado, tienes dos conexiones, una que va a la del fuelle, y a la otra hacía la bomba de presión y vacío. **Fig. 22.**



Fig. 22. Bomba de presión y vacío conectada

9.-Se colocó la plumilla roja que es la que nos indica la presión diferencial y se ajustó la gráfica para su calibración.

10.- Recordemos que el rango para la calibración de esta presión es de 0- 100pulgadas de agua y los valores registrados en la gráfica corresponde a los mismos valores de acuerdo a la escala cuadrática. Inicialmente se le ajustó a **25 PSI**, la gráfica registró **5**.

Nuevamente se le introdujeron 25 PSI con ayuda de la bomba de presión y marcó 7.1 en la gráfica, al ser correcto el resultado, se siguió aumentando la presión.

11.- Se agregaron 25 PSI más siendo 75 PSI, para esta cantidad de presión en nuestra grafica marcó **8.9**, el resultado correcto es de **8.65**. se liberó la presión y se ajustó nuevamente la base de los brazos.

12.- Se inició nuevamente con 25 PSI, el resultado fue de 5, enseguida 50 PSI y se tuvo 7.1, de nuevo se probó con 75 PSI y la gráfica marco 8.65, valor que es correcto.

13.- Después se sometió hasta 100 PSI, aquí nuestra gráfica marcó 10. Se desconectó la bomba de presión y vacío, el manómetro y la manguera del fuelle de alta, quedando calibrada también la presión diferencial.

14.- Se colocó la firma del encargado de la calibración y también la fecha. La caja registradora se cerró y quedo lista para su instalación un equipo de medición. **Fig. 23.**



Fig. 23. Caja registradora calibrada.

CAPITULO V: RESULTADOS

5.1 CONCLUSIONES

La separación de fluidos petroleros convencional sigue siendo la más utilizada, debido al conocimiento que se tiene sobre el equipo. Es por ello que el mantenimiento de los equipos es una parte fundamental para que los procesos se desarrollen en las mejores condiciones, esto no solo beneficia al cliente, también favorece al prestador de servicio. La medición que se realiza a los pozos, refleja la producción que tiene el mismo, en los campos ubicados en Poza Rica, Papantla, Agua fría, nos damos cuenta que dicha producción se encuentra en caída libre.

Los instrumentos de control utilizados en los separadores juegan un papel muy importante, pues regulan las presiones y nivel dentro de los separadores. Esto nos indica si los procesos bajo control están funcionando correctamente o si existen perturbaciones en el mismo.

En la zona Poza Rica- Agua Fría, se encuentran Sistemas artificiales de producción, tales como, Bombeo Neumático, Bombeo Mecánico, Bombeo Hidráulico. Son pocos ya los pozos fluyentes, lo que es preocupante, pues la disminución de combustibles fósiles cada vez se encuentra disminuyendo, el cual es un problema muy fuerte por las grandes demandas de combustibles.

Finalmente puedo concluir que la medición de pozos es un área de suma importancia, pues gracias a las operaciones que se realizan, las empresas petroleras pueden determinar si es viable continuar con la producción del pozo.

5.2 RECOMENDACIONES

- Es importante enfocarse hacia el futuro, la tecnología cada vez está en desarrollo, el sector petrolero en México se encuentra en proceso gracias a la reforma energética, la cual empieza a mostrar pequeños frutos, sin embargo, fue una estrategia para potenciar el desarrollo tecnológico en este sector. Es por ello que los consorcios petroleros deben de adaptarse a este cambio, el desarrollo llegará únicamente cuando las empresas decidan invertir en equipo de primera calidad, trabajar en asociaciones estratégicas, etc.
- Es lamentable observar que las instalaciones de la empresa GRUPO SEPEC se encuentren en malas condiciones, pues algunos de los equipos del área de WELL TESTING se encuentran ya en problemas de corrosión en las tuberías de medición, controladores neumáticos, lo que sin duda pone en riesgo la integridad física de los trabajadores. Todo surge a partir de una mala administración, pues no es posible que para cambiar cierto instrumento se tenga que esperar hasta 1 año, mientras se hace uso del que ya no está en condiciones de operar. Es por ello que una recomendación puntual es realizar un programa de mantenimiento anual a cada equipo de medición, y por supuesto, que se aplique de acuerdo a las fechas establecidas.
- Por otra parte, también es importante expandirse hacia nuevos rumbos, trabajar con nuevas compañías trae consigo mejores ingresos y por lo tanto mejores recomendaciones, no limitarse a trabajar con una empresa como PEMEX, que cada vez está en declive. Existen ya un sinnúmero de consorcios que ayudarán a que la empresa tenga un crecimiento gradual.

5.3 EXPERIENCIA PERSONAL

Es importante combinar los fundamentos teóricos con la práctica profesional, conocer el panorama actual del sector petrolero durante 1 año, nos da una ligera ventaja, ese es el objetivo del programa de educación dual. Debo señalar que para mí fue muy importante la apertura de programa de educación dual, pues permanecer en una compañía petrolera sería de gran ayuda a mi formación profesional.

Durante mi estancia en GRUPO SEPEC he tenido varias inquietudes, pues considero que no han aprovechado el potencial de cada uno de los que integramos este programa. Sin embargo, también es meritorio mencionar que algunos trabajadores han tenido la molestia de apoyarnos en dudas sobre los procesos que se llevan a cabo, he tenido la oportunidad de conocer 2 macro peras en la zona de Agua Fría, y me gracias a esas visitas he podido esclarecer las dudas que tenía sobre los procesos que se realizan en Well Testing.

Considero esta, una buena experiencia personal, si bien, no ha sido como esperaba, ha contribuido mucho a mi formación profesional como futuro ingeniero, con esto, se abre una puerta para todos nosotros ante la lucha incansable por obtener un empleo en el sector petrolero, puesto que en la actualidad atraviesa uno de los momentos más críticos a lo largo de su historia. No queda más que agradecer la oportunidad brindada de pertenecer a este grupo de trabajo.

“REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS”

1. Abdel-Aal, H. K., Aggour, Mohamed y Fahim, M. A. (2003). Petroleum and Gas Field Processing. New York. Marcel Dekker.
2. Arévalo V., Jorge A. (2012). Apuntes de la Asignatura de Propiedades de los Fluidos Petroleros. México. Facultad de Ingeniería, UNAM.
3. Arnold, K. y Stewart, M. (2008). Surface Production Operations, Design of Oil Handling Systems and Facilities. EUA. Gulf Professional Publishing.
4. Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED) (1995). Filial de Petróleos de Venezuela S.A, División Oriente. “Ingeniería de Producción Separadores Gas Líquido”. Módulo IV-Sección 33.
5. Pedersen, K. S. y Christensen, P. L. (2007). Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. EUA. CRC Press (Taylor and Francis Group).
6. Villalobos Toledo, Ángel. (2011). Instalaciones Superficiales de Producción Fundamentos. México. Instituto Politécnico Nacional.

“ANEXOS”

Empresa: GRUPO SEPEC (SERVICIOS PETROLEROS ESPECIALIZADOS DEL CENTRO) S.A. DE C.V			
Realizado por:	EDUARDO YAOYOTZIN SÁNCHEZ ALEJANDRO	Área de trabajo:	WELL TESTING
Equipo o herramienta:		MANIFOLD	
Características generales			
Características Técnicas:		Imagen	
MANIFOLD DE 4 VALVULAS - VALVULAS MSI 4 válvulas de 2" X 2" cierre rápido de 15,000 PSI - PORTA ESTRANGULADOR -Ajustable variable y positivos de marca fit de 1/16" a 3/4" -CONEXIONES De 2" con unión de golpe para 15, 000 PSI PRESIÓN DE TRABAJO 15,000 psi -SERVICIO Estándar -TEMPERATUTA DE OPERACIÓN -20° C a 100°C -PESO 824 lbs			
		Función: Un manifold es un colector de gases, que controla el flujo, ya sea de un solo gas o de varios, cuando se requiere el uso de gases combinados. El manifold entonces sirve para controlar flujos, presiones, etc., y para ello cuenta con indicadores o medidores, válvulas, alarmas, controles y reguladores.	
Normativo: - ASME, ANSI, API, ASTM, NACE. Control de calidad: - Inspección de espesores - Pruebas hidrostáticas			

Empresa: GRUPO SEPEC (SERVICIOS PETROLEROS ESPECIALIZADOS DEL CENTRO) S.A. DE C.V			
Realizado por:	EDUARDO YAOYOTZIN SÁNCHEZ ALEJANDRO	Área de trabajo:	WELL TESTING
Equipo o herramienta:		PRESA METÁLICA	
Características generales			
Características Técnicas:		Imagen	
Capacidad de la presa metálica 39 m3 9.5 metros de largo, 2.4 metros de ancho, 1.8 metros de altura. - Paredes y base de placa de 3/16" 20 postes laterales en PTR DE 4" 2 patines en chasis en IPR DE 8" X 5 1/4" 6 cargadores de chasis en IPR DE 8" X 5 1/4" - Booster con tubería de 14" cedula 80 fija en la presa y conexiones de 2" - Escaleras de acero al carbón fabricado con malla y con barandales. - Interconexión para la tierra física - Salida de líquidos inferior con una brida de 4"		 Función: Una presa metálica tiene función principal almacenar hidrocarburos para su traslado, cual el solicitante del servicio no cuenta con baterías de almacenamiento, se hace uso de la presa, posteriormente se traslada al lugar donde se depositarán dichos combustibles.	
Normativo: - ASME, ANSI, API, ASTM, NACE. Control de calidad: - Inspección de espesores - Pruebas hidrostáticas			

Empresa: GRUPO SEPEC (SERVICIOS PETROLEROS ESPECIALIZADOS DEL CENTRO) S.A. DE C.V			
Realizado por:	EDUARDO YAOYOTZIN SÁNCHEZ ALEJANDRO	Área de trabajo:	WELL TESTING
Equipo o herramienta:		SEPARADOR TRIFÁSICO	
Características generales			
Características Técnicas:		Imagen	
Dimensiones: TANQUE SEPARADOR DE 18" DE ANCHO X 8 FT DE LARGO NS: 787-08 Código: -ASME BOILER AND PRESURE VESSEL, SECTION VIII DIV. 1. Material de fabricación: - ACERO ASTM A105/A105N-12 - PESO: 1852 LBS Tanque de gas de operación: - NS: 1003A - presión de operación: 150 PSI - válvula de seguridad: WELL MARK VÁLVULA DE ALIVIO DE 1" EXTREMOS ROSCADOS TIPO RESORTE - NS:S97928-02 - Set Point: 120 PSI INSTRUMENTACION: tubo de medición: 4" x 3.826" Porta-placa: SIMPLEX DANIEL placa de orificio máx.: 2.750 " Diferencial: 100" de h20 presión estática: 1500 PSI registrador de presión: BARTON ns:2026-56791			
		Sistemas de seguridad: - VÁLVULAS DE ALIVIO DE 1" - N/S: S97928-05 - SET POINT: 1800 PSI - EXTREMOS ROSCADOS - TIPO RESORTE -Mirillas con válvula de seguridad para aceite y agua. - Montaje: Patín tipo remolque de 2 ejes.	
Función: Los separadores de mezcla gas/líquidos forman parte de un gran grupo de equipos que involucran los procesos físicos de separación de fases: Sólidas, líquidas y gaseosas. El propósito esencial de todo separador es liberar la fase deseada tan completamente de la(s) otra(s), como sea posible y para esto hay que seleccionar el proceso físico adecuado. Este equipo separa Agua – Aceite – gas.			
Normativo: - ASME, ANSI, API, ASTM, NACE e ISO. Control de calidad: - PRUEBA HIDROSTÁTICA - PRUEBA Y REVISIÓN DE ESPESORES - DETECCIÓN DE FISURAS Y/O DAÑOS - DUREZA DE MATERIAL			





