



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ



INGENIERÍA INDUSTRIAL

INFORME FINAL DEL PROYECTO DE RESIDENCIA  
PROFESIONAL

**“Desarrollo de Manual Técnico para Inducción a  
Instalaciones de Explotación de Hidrocarburos en el  
Activo Integral Veracruz de Petróleos Mexicanos”**

DESARROLLADO POR:

**INDIRA VÁZQUEZ BARRADAS**  
**NO. DE CONTROL**  
**06270116**

ASESOR EXTERNO:  
ING. SERGIO A. PAVÓN ALVAREZ

ASESOR INTERNO  
M.C. JORGE ANTONIO MIJANGOS LÓPEZ

Tuxtla Gutiérrez, Chis. 2 de junio de 2010



## ÍNDICE

	Pág.
<b>Introducción</b>	1
<b>1. Capítulo 1. Generalidades del Proyecto</b>	
1.1. Antecedentes del Problema	8
1.2. Definición del Problema	8
1.3. Objetivo	9
1.3.1. Objetivo General	9
1.3.2. Objetivos específicos	9
1.4. Justificación	9
1.5. Delimitación	9
<b>2. Capítulo 2. Descripción de la Empresa</b>	
2.1. Características de de la Empresa	11
2.1.1 Misión	11
2.1.2 Visión	11
2.2. Giro de la Empresa	12
2.2.1 Activo Integral Veracruz (AIV)	12
2.2.2 Objetivo (AIV)	12
2.2.3 Funciones (AIV)	12
2.3. CMEDySA	14
2.3.1 Misión	14
2.3.2 Visión	15
2.3.3 Objetivos	15
2.3.4 Funciones	16
2.3.5 Organigrama de la CMEDySA	17
2.4. Departamento de Planeación, Control, Evaluación e Ingeniería del Mantenimiento	17
2.4.1 Misión	17
2.4.2 Visión	18



2.4.3	Funciones	18
<b>3.</b>	<b>Capítulo 3. Fundamento Teórico</b>	
3.1.	¿Qué es el Petróleo?	22
3.1.1	Características del Petróleo	22
3.1.2	Composición Química del Petróleo	23
3.2.	¿Qué es el Gas Natural?	23
3.2.1	Características del Gas Natural	24
3.2.2	Composición Química del Gas Natural	24
3.3.	Exploración	24
3.4.	Perforación	25
3.5.	La Producción	27
3.5.1	Recuperación Primaria	27
3.5.2	La Recuperación Secundaria	28
	<b>Capítulo 4. Proceso de Explotación de Hidrocarburos del AIV de PEP</b>	
4.1.	Sistema PEMES-SSPA	33
4.1.1	Objetivo	33
4.1.2	Alcance del Sistema y Declaratoria de Compromiso	33
4.1.2.1	Política de SSPA	34
4.1.2.2	Principios	34
4.2.	Integración del Sistema	35
4.2.1.	12 Mejores Práctica Internacionales de SSPA	35
4.2.2.	Subsistema de Administración de Seguridad de los Procesos	36
4.2.3.	Subsistema de Administración de la Salud en el Trabajo	37
4.2.4.	Subsistema de Administración Ambiental	38
4.3	Funcionamiento del Sistema PEMEX-SSPA	39
4.4	Árbol de Válvulas de Pozos	40
4.4.1	Definición	40
4.4.2	Elementos que componen al Árbol de Válvulas	41
4.4.3	Componentes de un árbol de Válvulas	43

---



4.4.3.1	Cabezal de Tubería de Revestimiento	45
4.4.3.2	Carrete para Tubería de Revestimiento	46
4.4.3.3	Cabezal para Tubería de Producción	47
4.4.3.4	Medio árbol de Válvula	48
4.4.3.5	Válvulas Maestras	49
4.4.3.6	Adaptador con Cople Colgador	49
4.4.3.7	Cruz de Flujo	50
4.4.3.8	Porta estrangulador	51
4.4.3.9	Válvula de Compuerta con sello Metálico	52
4.4.3.10	Válvula de Sondeo	52
4.5	Tipos de Terminaciones de Pozos	53
4.6	Cabezales de Producción	56
4.6.1	Definición de Cabezales	57
4.6.2	Funcionamiento	58
4.6.3	Producción General	59
4.6.4	Medición	59
4.6.5	Alineación de Pozos a Producción General	59
4.6.6	Alineación de Pozos a Medición	60
4.7	Gasoductos/Oleoductos	61
4.7.1	Definición	61
4.8	Estación de Recolección de gas	65
4.8.1	Definición	65
4.8.2	Diagrama de Flujo	65
4.9	Batería de Separación	68
4.9.1	Definición	68
4.9.2	Finalidad	68
4.9.3	Elementos de una Batería de Separación	69
4.9.4	Afluencia de Pozos a la batería de Separación	70
4.9.5	Diagrama de Flujo	70
4.9.6	Recomendaciones para los Operadores	74
4.10	Estación de Compresión de Gas	76

---



4.10.1 Descripción del Funcionamiento de una Estación de Compresión de Gas	76
4.10.2 Cabezales Generales	76
4.10.3 Quemador	76
4.10.4 Equipo Motocompresor	77
4.10.5 Flujo del Sistema de Gas de Proceso	77
4.11 Planta Endulzadora de Gas Amargo	81
4.11.1 Generalidades	81
4.11.2 Tipos de Procesos de endulzamiento de Gas	82
4.11.2.1 Procesos con Agentes Líquidos	82
4.11.2.2 Procesos con Agentes Sólidos	82
4.11.3 Procesos de Amina	83
4.11.4 Finalidad	83
4.11.5 Proceso de Endulzamiento de Gas Amargo	84
4.11.6 Quemador de Gas ácido	86
4.11.7 Sistema TEA	86
4.12 Planta deshidratadora de Gas	86
4.12.1 Definición	88
4.12.2 Componentes	88
4.12.3 Descripción del Proceso	89
4.12.3.1 Etapa de Absorción	90
4.12.3.2 Etapa de Regeneración	91
<b>5. Capítulo 5. Recomendaciones y Conclusiones</b>	
5.1. Recomendaciones	97
5.2. Conclusiones	97
<b>6. Capítulo 6. Anexos</b>	
6.1 Fotografías de las instalaciones	99
Glosario de Términos	104

---



## INTRODUCCIÓN

Pemex Exploración y Producción (PEP), es una empresa estatal, cuya misión es el de maximizar el valor económico a largo plazo de las reservas de hidrocarburos en el país, y desea ser reconocida como la mejor inversión de los mexicanos, líder en el ámbito internacional, comprometida sobre todo en el desarrollo integral de su personal.

PEP es responsable de administrar las reservas de hidrocarburos del país, las cuales son superiores a los 46 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente y maneja una producción diaria, superior a los 2.6 millones de barriles de crudo y 6 mil millones de pies cúbicos de gas natural, con personal calificado y altamente comprometido.

Pemex Exploración y Producción es una de las subsidiarias de Petróleos Mexicanos. Se encuentra dividida en cuatro regiones: Región Norte, Región Sur, Región Marina Noreste y Marina Suroeste.

La Región Norte de PEP ahora y desde sus inicios está involucrada en todos los aspectos sustantivos del negocio de la exploración y producción de hidrocarburos, localización y desarrollo de yacimientos, perforación de pozos, extracción, procesamiento y comercialización de gas natural y crudo.

Sus actividades se desarrollan en todo el noreste y noroeste de México, incluyendo las plataformas continentales, tanto del Golfo de México como del Océano Pacífico.

Comprende desde la frontera norte del país hasta el río Papaloapan, con una superficie de casi 2 millones de km, dividiéndose en cuatro Activos de



Producción: Burgos, Altamira, Poza Rica y Veracruz; y cuatro Activos de Exploración: Reynosa, Tampico, Misantla - Golfo de México y Papaloapan.

Actualmente las actividades de exploración y explotación se han concentrado en el noreste del país, abarcando principalmente los estados de Veracruz, Tamaulipas, Puebla, San Luis Potosí, Nuevo León y la Plataforma Continental del Golfo de México. Parte de la riqueza y fortaleza de la región es la enorme extensión de su territorio, gran parte del cual todavía tiene un gran potencial remanente.

La Región Norte es la de mayor extensión y tradición petrolera y sus raíces se extienden a principios del siglo XX, en los inicios de la industria petrolera, por lo que es considerada "La Cuna del Petróleo en México".

Esa región tuvo su origen al descubrir y desarrollar de manera gradual los campos de Ébano, Cerro Azul, Altamira, Poza Rica, Reynosa y Veracruz.

El presente manual describe la forma de como está integrada la infraestructura superficie de la explotación primaria de hidrocarburos, en particular el Proceso de Explotación de Hidrocarburos en Pozos e Instalaciones del Activo Integral Veracruz (AIV), mostrada en forma simple en el diagrama de flujo de la figura 1.

La figura antes mencionada presenta el proceso de explotación primaria de hidrocarburos desde la interfase subsuelo-superficie, que es el árbol de válvulas hasta las plantas para tratamiento de calidad de gas o aceite, pasando a través de una red de gasoductos/oleoductos e instalaciones de explotación con equipos dinámicos y estáticos que incluyen subsistemas de servicios, seguridad industrial y protección ambiental.

La figura 2, indica los cinco productos principales que se obtienen de un yacimiento típico, así como los tres subproductos del proceso de explotación primaria a través de las instalaciones.

La figura 3 indica los equipos principales y sus componentes asociados a cada uno de los eslabones que integran la cadena de valor de los equipos de explotación; los componentes de los equipos que integran las plantas de procesos: estación de recolección de gas (ERG), batería de separación (BS), estación de compresión de gas (ECG), planta endulzadora de gas amargo (PEGA) y planta deshidratadora de gas en forma genérica se agrupan equipos estáticos y dinámico.



## PROCESO DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS DEL ACTIVO INTEGRAL VERACRUZ

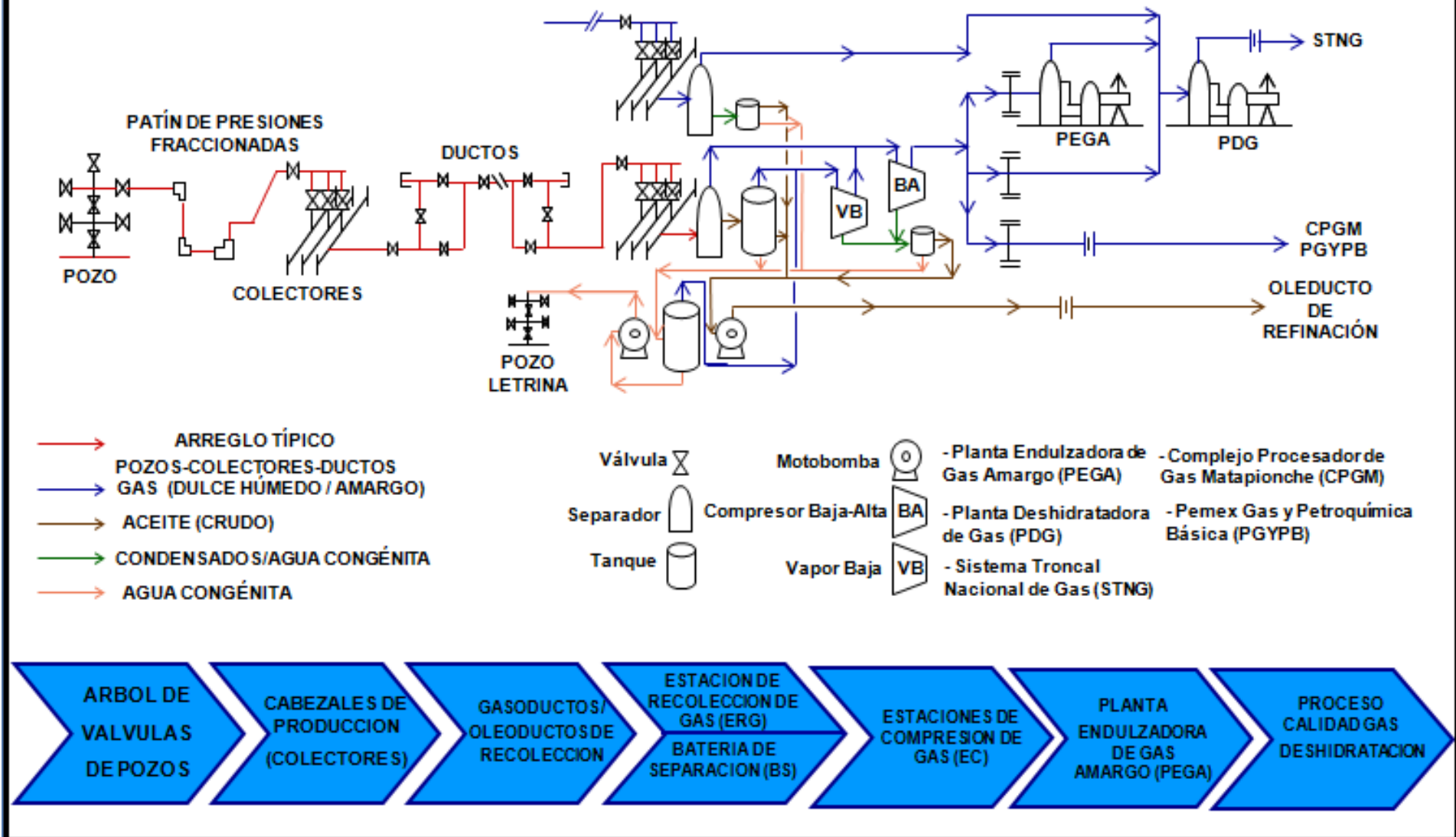


Figura 1. Diagrama del flujo del proceso de explotación primaria de hidrocarburos

# PROCESO DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS AIV: INSTALACIONES/PRODUCTOS/ SUBPRODUCTOS

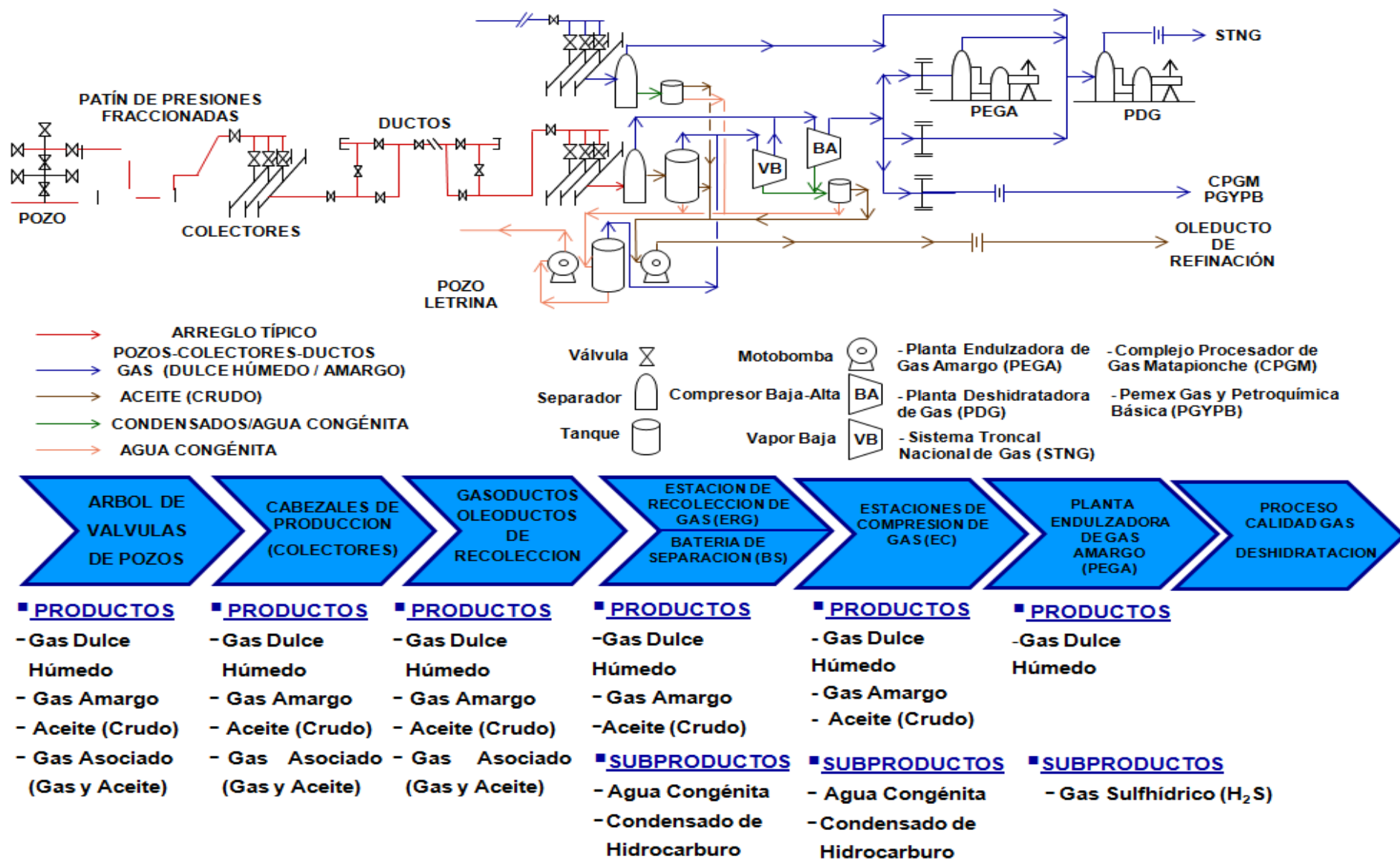


Figura 2. Productos principales que se obtienen de un yacimiento típico

**AMBITO DE RESPONSABILIDADES  
MANTENIMIENTO A INSTALACIONES DE EXPLOTACIÓN DEL  
ACTIVO INTEGRAL VERACRUZ**



<b>EQUIPO</b>	<b>1. ÁRBOL DE VALVULAS DE POZOS</b>	<b>1.VÁLVULAS DE LINEA</b>	<b>1.TRAMPA DE DIABLO (ENVIO / RECIBO)</b>	<b>1. VALVULAS</b>	<b>1. CABEZALES DE PROCESO</b>	<b>1. SISTEMA DE PROCESO DE GAS</b>	<b>1. SISTEMA DE EXPLOTACIÓN DE GAS</b>
<b>COMPONENTES</b>	1.1 VÁLVULA MAESTRA 1.2 VÁLVULA LATERAL 1.3 VÁLVULA SUPERIOR 1.4 VÁLVULA DE CORTE	1.1 VÁLVULAS DE COMPUERTA 1.2 VÁLVULAS CHECK 1.3 VALVULAS DE SEGURIDAD	<b>VÁLVULAS</b> 1.1 VÁLVULA COMPUERTA 1.2 VÁLVULA ESFERICAS 1.3 VÁLVULA MACHO	<b>2. INSTRUMENTOS</b> 3. SISTEMA DE SEGURIDAD 4. SISTEMAS DE MEDICIÓN 5. SISTEMAS DE SEPARACION 6. SISTEMA DE PARO DE EMERGENCIA 7. SISTEMAS DE BOMBEO 8. SISTEMAS AUXILIARES 9. SISTEMA RED AGUA (CONTRAINCENDIO) 10. TANQUES DE ALMACENAMIENTO	<b>2. SISTEMA DE PARO DE EMERGENCIA</b> 3. SISTEMA DE SEPARACION 4. SISTEMA DE COMPRESION 5. SISTEMA DE SEGURIDAD 6. SISTEMAS AUXILIARES 7. SISTEMA ENFRIAMIENTO 8. SISTEMA MONITOREO 9. SISTEMA DE MEDICION 10. SISTEMA DE RELEVO AL QUEMADOR	<b>2. SISTEMA DE REGENERACIÓN DE AMINA</b> 3. SISTEMA DE SEPARACION 4. SISTEMA DE CONTROL Y MONITOREO 5. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO 6. SISTEMA DE BOMBEO 7. SISTEMA DE MEDICIÓN	<b>2. SISTEMA DE REGENERACIÓN DE GLICOL</b> 3. SISTEMA DE SEPARACION 4. SISTEMA DE CONTROL Y MONITOREO 5. SISTEMA DE BOMBEO 6. SISTEMA DE MEDICION
<b>EQUIPO</b>	<b>2. ESTRANGULADOR</b>	<b>2.INSTRUMENTOS</b>	<b>2. TAPAS</b>				
<b>COMPONENTES</b>	2.1 PORTAESTRANGULADOR 2.2 CONEXIONES 2.3 ESTRANGULADOR	2.1 VÁLVULAS DE AGUJA 2.2 MANOMETRO 2.3 REGISTRADOR DE FLUJO 2.4 FITTING 2.5 BRIDA PORTA PLACA 2.6 PLACA DE ORIFICIO	2.1 MANUALES 2.2 NEUMATICAS 3. INSTRUMENTOS 3.1 MANOMETRO 3.2 REGULADORES 3.3 MANGUERAS Y CONEXIONES 3.4 TABLERO DE DISTRIBUCIÓN				
<b>EQUIPO</b>	<b>3. PATIN DE PRESIONES FRACCIONADAS</b>						
<b>COMPONENTES</b>	3.1 PORTAESTRANGULADOR 3.2 CONEXIONES 3.3 ESTRANGULADOR						
<b>EQUIPO</b>	<b>4. INSTRUMENTOS</b>						
<b>COMPONENTES</b>	4.1 PILOTOS 4.2 MANÓMETROS 4.3 REGULADORES DE PRESIÓN						

**Figura 3.** Equipos principales y componentes que integran las plantas de procesos

## **Capítulo 1**

# **Planteamiento del Problema**

## 1.1 Antecedentes del Problema

PEP tiene el compromiso de producir hidrocarburos y sus derivados, transportarlos y comercializarlos, tanto en el mercado nacional como internacional, así como proporcionar los servicios relacionados con su actividad en forma segura, eficaz y apegada al marco normativo, con respeto al medio ambiente, con la finalidad de lograr la satisfacción del cliente e incrementar el valor agregado de la empresa.

El Activo Integral Veracruz AIV está constituido por Coordinaciones Y departamentos que contribuyen a la realización eficiente de las tareas que esta empresa lleva a cabo. La Coordinación de Mantenimiento de Equipo Dinámico y Sistemas Auxiliares (MEDySA), está conformada por el departamento de Mantenimiento a Sistemas de Separación, Bombeo y Compresión y el departamento de Planeación, Control, Evaluación e Ingeniería del Mantenimiento.

Cabe mencionar que el interés hacia este proyecto se debe a la adquisición de nuevos conocimientos en cuanto al proceso de producción de los hidrocarburos y la forma en que impactan las actividades que se desarrollan en la CMEDySA.

## 1.2 Definición del Problema

En la CMEDySA, no se cuenta con un documento actualizado que explique de manera general e integral la operación de las instalaciones, que presentan un crecimiento de cinco veces en un período de seis años así como también de los equipos con nuevas tecnologías que componen el proceso de explotación de hidrocarburos de PEP en el AIV.

## 1.3 Objetivo

### 1.3.1 Objetivo General

Consolidar la información técnica básica e indispensable que explique en forma general como se integran y operan las instalaciones y equipos de la cadena del proceso de explotación de hidrocarburos desde la interfase subsuelo-superficie hasta el tratamiento de calidad y medición para venta.

### 1.3.2 Objetivos Específicos

- Conocer el proceso de explotación de los hidrocarburos de PEP del AIV.
- Divulgar la información con el personal de nuevo ingreso de PEP del AIV.

## 1.4 Justificación

El estudio de este manual técnico facilitará la integración, en forma ordenada, secuencial y precisa del personal de nuevo ingreso de diferentes niveles y especialidades que interactúen y/o se desempeñen en labores específicas dentro de las instalaciones de explotación del AIV.

## 1.5 Delimitación

El proyecto será realizado en el AIV de PEP, ubicado en el Centro Administrativo Mocambo, que se localiza en la zona conurbada Veracruz-Boca del Río de la colonia Ylang Ylang. El proyecto comprende un período de realización de cinco meses a partir del mes de febrero al mes de junio. Las principales limitantes que se presentan son las siguientes:

- Falta de la información actualizada
- Acceso a la información perteneciente a otros departamentos
- Poco tiempo para la realización de la residencia

**Capítulo 2**  
**Antecedentes de la Empresa**

## 2.1 Características de la Empresa

Petróleos Mexicanos es una empresa pública paraestatal mexicana petrolera, creada en 1938, que cuenta con un monopolio constitucional para la explotación de los recursos energéticos (principalmente petróleo y gas natural) en territorio mexicano, aunque también cuenta con diversas operaciones en el extranjero.

Pemex es además la compañía estatal encargada de administrar la exploración, explotación y ventas del petróleo, y es la mayor empresa de Latinoamérica.

### 2.1.1 Misión

Petróleos Mexicanos es un organismo descentralizado que opera en forma integrada, con la finalidad de llevar a cabo la exploración y explotación del petróleo y demás actividades estratégicas que constituyen la industria petrolera nacional, maximizando para el país el valor económico de largo plazo de los hidrocarburos, satisfaciendo con calidad las necesidades de sus clientes nacionales e internacionales, en armonía con la comunidad y el medio ambiente.

### 2.1.2 Visión

Ser una empresa pública, proveedora de energía, sustentable, preferida por los clientes, reconocida nacional e internacionalmente por su excelencia operativa, transparencia, rendición de cuentas y la calidad de su gente y productos, con presencia y liderazgo en los mercados en los que participa.



## 2.2 Giro de la Empresa

### 2.2.1 Activo Integral Veracruz (AIV)

El AIV es productor, principalmente, de gas no asociado en la zona de la cuenca del río Papaloapan. Este Activo es parte integrante de la Subdirección Región Norte de PEP, que se complementa con los Activos Integrales Burgos, Poza Rica- Altamira y Aceite Terciario del Golfo.

### 2.2.2 Objetivo (AIV)

“Planear y dirigir la realización de estudios integrales de caracterización y delimitación de yacimientos, así como la incorporación de reservas, el desarrollo, explotación, mantenimiento y abandono de campos, para maximizar el valor económico de los yacimientos asignados al Activo Integral”.

### 2.2.3 Funciones (AIV)

- Maximizar el valor económico de los yacimiento asignados al Activo Integral, identificar oportunidades exploratorias, generar planes de desarrollo y operar campos.
- Generar Proyectos de inversión que incorporen nuevas reservas y aseguren la permanencia y crecimiento del Activo Integral, seleccionando las mejores opciones en términos técnicos y económicos.
- Incrementar la rentabilidad de los yacimientos asignados al Activo Integral y optimizar su explotación, incorporando tecnologías y sistemas de explotación secundaria y mejorada.

- Mantener y optimizar la infraestructura de explotación del Activo Integral, garantizando la operación segura y confiable, con respecto al medio ambiente y al costo mínimo.
- Asegurar la transferencia de conocimiento neocientífico, facilitando la integración de personal profesionalista de diferentes especialidades.
- Realizar estudios que fortalezcan la calidad de los proyectos de inversión del Activo Integral, incorporando tecnologías relevantes para mejorar su rentabilidad.
- Lograr los máximos factores de recuperación posibles de los yacimientos asignados al Activo Integral incorporando tecnología de vanguardia.
- Dar seguimiento a la actividad física y financiera de los programas y proyectos de inversión del Activo Integral, para proponer alternativas que contribuyan al logro de los objetivos regionales del plan de negocios.
- Dirigir, evaluar y asegurar el cumplimiento de las nuevas iniciativas y proyectos, planes y programas, así como, el desarrollo de funciones del Sistema de Gestión del Mantenimiento.
- Dirigir la integración y alineación de los planes estratégicos de mantenimiento al plan de negocios de PEP, basado en la implantación de las mejores prácticas que forman parte del Proyecto Sistema de Administración del Mantenimiento.



- Coordinar el programa de aplicación del modelo del Sistema de Administración del Mantenimiento.
- Monitorear y controlar el avance y desviaciones físicas y financieras del Proyecto de Administración del Mantenimiento.
- Evaluar los resultados e iniciativas de corto, mediano y largo plazo para el Activo, derivados del Proyecto SAM.
- Aplicar en el desarrollo de las funciones las normas y procedimientos de Seguridad y Protección Ambiental dando cumplimiento a los requisitos y lineamientos contenidos en el SSPA.
- Asegurar que la Planeación, Organización, Supervisión y Ejecución de los trabajos se realicen dentro de un arco de Seguridad y protección Ambiental.
- Aplicar estándares de calidad que armonice la gestión de nuestra empresa en el cumplimiento de sus objetivos.
- Asegurar la calidad de los procesos y su mejora continua, satisfaciendo los requerimientos del cliente.

### **2.3 CMEDySA**

#### **2.3.1 Misión**

Mantener los equipos de Separación, Bombeo y Compresión en condiciones operativas y de seguridad así como promover el desarrollo del recurso humano para maximizar la confiabilidad, disponibilidad y rentabilidad de la planta

productiva; en armonía con la comunidad y el medio ambiente, para satisfacer con calidad las necesidades de nuestros clientes.

### 2.3.2 Visión

Ser un proceso de negocio líder y sustento para la operación, con índices de calidad, confiabilidad, disponibilidad y rentabilidad de acuerdo a estándares internacionales para incrementar la eficiencia en los equipos de Separación, Bombeo y Compresión, utilizando la tecnología adecuada, con personal calificado, cumpliendo con la legislación de la Administración Pública Federal y normas vigentes de seguridad y protección al medio ambiente.

### 2.3.3 Objetivos

- Mejorar el proceso del mantenimiento para satisfacer los requisitos de nuestros clientes.
- Maximizar la confiabilidad y disponibilidad de los equipos e instalaciones para mantener la continuidad del proceso productivo.
- Reducir costos del mantenimiento para maximizar la rentabilidad de los activos de explotación.
- Incorporar las tecnologías apropiadas para ser competitivos en materia de mantenimiento y lograr estándares internacionales.

- Medir y evaluar el Mantenimiento a través de los Indicadores de Clase Mundial, para su mejora continua.

### 2.3.4 Funciones

- Coordinar la integración de necesidades de servicio de mantenimiento de equipo dinámico, sistemas de control, sistemas de compresión y sistemas auxiliares.
- Coordinar la integración de necesidades de servicio de mantenimiento.
- Coordinar la elaboración de programas detallados de mantenimiento de equipo dinámico, sistemas de control, equipos de compresión y sistemas auxiliares.
- Coordinar la programación y presupuestación de mantenimiento.
- Coordinar la procura de recursos para el mantenimiento.
- Coordinar la administración, ejecución y supervisión de servicios de mantenimiento.
- Coordinar la aplicación de sistemas para el registro de la información del proceso de mantenimiento.
- Coordinar la implantación de recomendaciones para la mejora continua del proceso de mantenimiento.

- Asegurar que los distintos procesos y procedimientos de mantenimiento en su instalación sean llevados a cabo de acuerdo a los lineamientos del Manual de Mantenimiento en la instalación (manuales, planes de acción y sistema de gestión).
- Evaluar periódicamente el grado de evolución de la instalación con base en las herramientas del Modelo de Gestión de Mantenimiento SAM.
- Aplicar en el desarrollo de las funciones las normas y procedimientos de Seguridad y Protección Ambiental dando cumplimiento a los requisitos y lineamientos contenidos en el SSPA.
- Asegurar que la Planeación, la Organización, Supervisión y Ejecución de los trabajos se realicen dentro de un marco de Seguridad y Protección Ambiental.

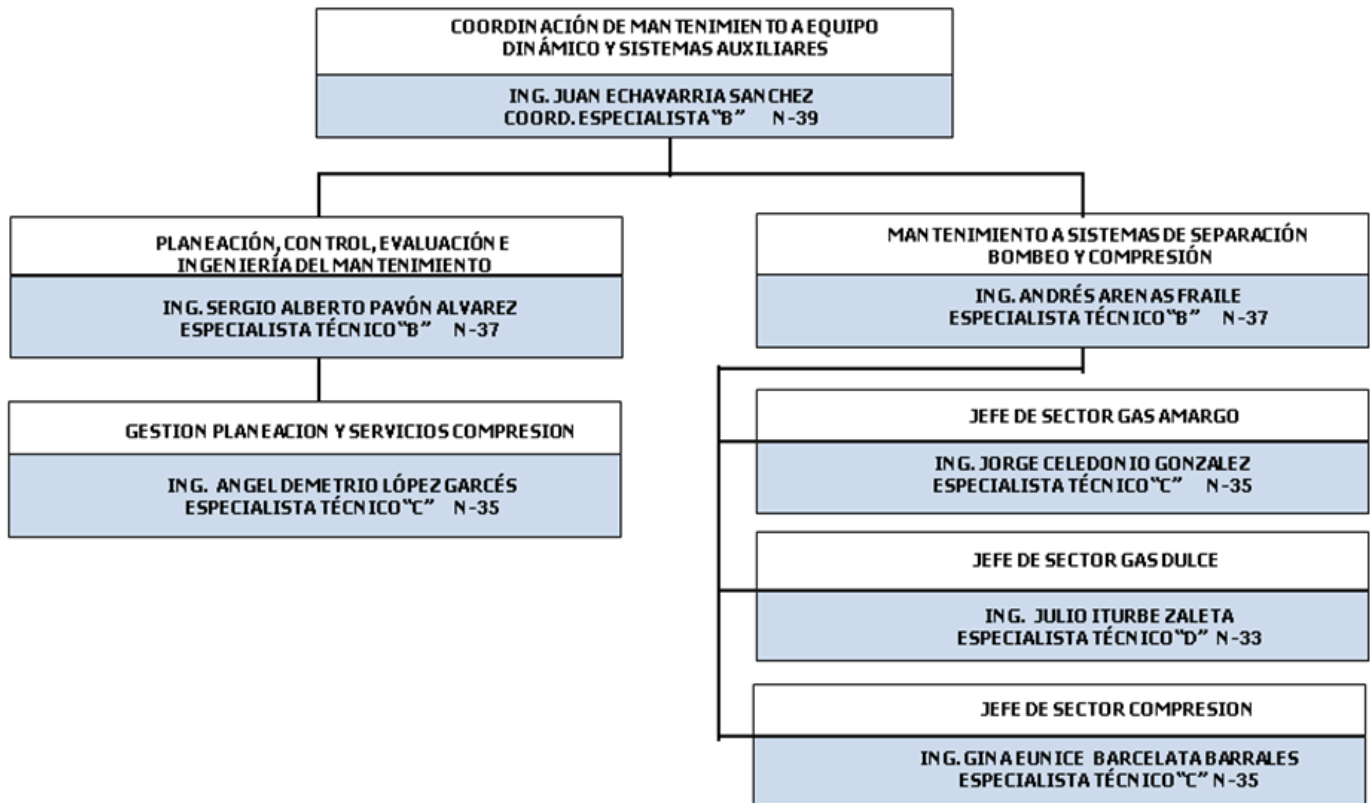
## 2.4 Organigrama de la CMEDySA

La Coordinación MEDySA está dividida en dos departamentos principalmente. El primer departamento es el de Planeación, Control, Evaluación e Ingeniería del Mantenimiento. Este departamento cuenta con el sector de Gestión de Planeación y Servicios de Compresión. El segundo departamento que constituye la CMEDySA es el de Mantenimiento a Sistemas de Separación, Bombeo y Compresión. Éste a su vez cuenta con tres sectores, que son los siguientes: Sector de Gas Amargo, Sector de Gas dulce y por último el Sector de Compresión. El organigrama se observa en la figura 2.1

**2.5 Departamento de Planeación, Control, Evaluación e Ingeniería del Mantenimiento.**

**2.5.1 MISIÓN**

“Mantener los equipos dinámicos y estáticos en condiciones operativas y de seguridad, promover el desarrollo del recurso humano para maximizar la confiabilidad, disponibilidad y rentabilidad de la planta productiva; en armonía con la comunidad y el medio ambiente, para satisfacer con calidad las necesidades de nuestros clientes”.



**Figura 2.1** Organigrama de la CMEDySA

## 2.5.2 Visión

“Ser líder del proceso de explotación, sustento para la operación, con índices de mantenimiento de clase mundial dado por el personal calificado, cumpliendo con las legislaciones y normas vigentes de seguridad y protección al medio ambiente”.

## 2.5.3 Funciones

- Gestionar la incorporación del mantenimiento en proyectos nuevos.
- Coordinar la integración de las recomendaciones y necesidades de mantenimiento a equipo dinámico, sistemas de control, equipos de compresión y sistemas auxiliares.
- Elaborar planes de mantenimiento predictivo y preventivo.
- Planear y coordinar libranzas para mantenimiento de equipos y sistemas.
- Elaborar planes de mantenimiento, reacondicionamiento, modificación, rehabilitación y reemplazo de equipos y sistemas.
- Participar en los planes para la certificación de instalaciones.
- Participar en la planeación de capacitación y adiestramiento.
- Integrar y difundir tecnologías nuevas de materiales, equipos y procedimientos en el mantenimiento a equipos y sistemas.
- Evaluar planes, programas y resultados de mantenimiento.
- Participar en el desarrollo de auditorías técnicas y administrativas.



- Determinar acciones de mejora al proceso.
- Planear las acciones de mantenimiento, considerando el alcance, tiempo requerido, costo y recursos previos de validación de los planes de acción de corto, mediano y largo plazo relacionado al Modelo de Gestión de Administración de Mantenimiento.
- Monitorear y reportar la carga de información (calidad) asociada a los trabajos de Mantenimiento y a los indicadores de gestión del Sistema de Administración de Mantenimiento.
- Validar, cargar y de alta planes de mantenimiento en el sistema central de mantenimiento (CMMS), con el soporte técnico de ingeniería de Mantenimiento y aplicación de nuevas tecnologías.
- Actualizar los planes de Mantenimiento preventivo y predictivo de acuerdo a los lineamientos dictados por el área de Ingeniería de Mantenimiento de cada especialidad.
- Evaluar los resultados y toma de decisiones para ejecutar acciones de corrección a los programas de mantenimiento del Sistema de Administración del Mantenimiento.
- Soportar técnicamente en la solución de problemas o emergencias que se presenten.
- Asegurar la calidad de la información asociada a los indicadores de gestión del Sistema de Mantenimiento.
- Generación del presupuesto de la Gestión de Mantenimiento.



- Analizar el nivel de desempeño de los equipos y proponer estrategias para garantizar la disponibilidad y confiabilidad de los Centros de Trabajo del Sector que le corresponde.
- Identificar la oportunidad de aplicación de nuevas tecnologías de mantenimiento.
- Validar y complementar técnicamente las bases de contratación de Servicios y de Obra.
- Aplicar en el desarrollo de las funciones las normas y procedimientos de Seguridad y Protección Ambiental dando cumplimiento a los requisitos y lineamientos contenidos en el SSPA.
- Asegurar que la Planeación, Organización, Supervisión y Ejecución de los trabajos se realicen dentro de un marco de Seguridad y Protección Ambiental.

**Capítulo 3**  
**Marco Teórico**

## 3.1 ¿Qué es el Petróleo?

El petróleo es la fuente de energía más importante en la actualidad; además es materia prima en numerosos procesos de la industria química. El origen del petróleo es similar al del carbón. En ambos casos, se hallan en las rocas sedimentarias. Su explotación es un proceso costoso que sólo está al alcance de grandes empresas. Petróleo: es una sustancia aceitosa de color oscuro, a la que, por sus compuestos de carbono e hidrógeno se le denomina Hidrocarburo. Éste procede de la descomposición de materia orgánica (especialmente restos de animales o grandes masa de plancton (en un medio marino); recibe además, los nombres de petróleo crudo, crudo petrolífero o simplemente “crudo”. Además, el petróleo y sus derivados se emplean para fabricar medicinas, fertilizantes, productos alimenticios, objetos de plástico, materiales de construcción, pinturas y textiles, y para generar electricidad. La composición elemental del petróleo normalmente es carbón, hidrógeno, azufre y nitrógeno.

### 3.1.1 Características del Petróleo

El petróleo contiene elementos gaseosos, líquidos y sólidos. La consistencia del petróleo varía desde un líquido tan poco viscoso como la gasolina hasta un líquido tan espeso que apenas fluye. Por lo general, hay pequeñas cantidades de compuestos gaseosos disueltos en el líquido; cuando las cantidades de estos compuestos son mayores, el yacimiento de petróleo está asociado con un depósito de gas natural. Existen tres grandes categorías de petróleo crudo: de tipo parafínico, de tipo asfáltico y de base mixta. El petróleo parafínico está compuesto por moléculas en las que el número de átomos de hidrógeno es siempre superior en dos unidades al doble del número de átomos de carbono. Las moléculas características del petróleo asfáltico son los naftenos, que contienen exactamente el doble de átomos de hidrógeno que de carbono. El petróleo de base mixta contiene hidrocarburos de ambos tipos.

## 3.1.2 Composición química del Petróleo

El Petróleo se compone con una mezcla de hidrocarburos, es decir, compuestos de hidrógeno y carbono. Mezclados con unos pocos compuestos de azufre, oxígeno, vanadio, nitrógeno y otros elementos. El contenido de azufre varía entre un 0,1 y un 5%. El petróleo se forma bajo la superficie terrestre por la descomposición de organismos marinos. Los restos de animales minúsculos que viven en el mar y, en menor medida, los organismos terrestres arrastrados al mar por los ríos o los de plantas que crecen en los fondos marinos, se mezclan con las finas arenas y limos que caen al fondo en las cuencas marinas tranquilas. Estos depósitos ricos en materiales orgánicos, se convierten en rocas generadoras de crudo.

## 3.2 ¿Qué es el Gas Natural?

Gas natural o Gas licuado de petróleo (GLP): es una mezcla de hidrocarburos gaseosos a temperatura y presión ambiental, mantenida en estado líquido por aumento de presión y/o descenso de temperatura; está compuesto principalmente de propano y butano, pudiendo contener otros hidrocarburos en porciones menores. Contiene además elementos orgánicos importantes como materias primas para la industria petrolera y química. El GLP se obtiene a partir de gas natural o petróleo, se licua para el transporte y se vaporiza para emplearlo como combustible de calderas y motores o como materia prima en la industria química. Cuando se encuentra un yacimiento que produce petróleo y gas, a ese gas se le llama "gas asociado". Pero también hay yacimientos que sólo tienen gas, a estos se les llama "gas libre".

## 3.2.1 Características del Gas Natural

El Gas Natural es inodoro en estado puro, igual que ocurre con el monóxido de carbono (tóxico) que a veces contienen. Por eso es corriente añadir compuestos de azufre al gas comercial; estos compuestos, que a veces están presentes de forma natural en el gas, tienen un olor desagradable y sirven para advertir un escape en las tuberías o en los aparatos de gas. Esta mezcla gaseosa empleada como combustible para proporcionar energía en usos domésticos o industriales.

## 3.2.2 Composición química del Gas Natural

El Gas Natural está formado principalmente por hidrocarburos, es decir, compuestos moleculares de carbono e hidrógeno. Las propiedades de los diferentes gases dependen del número y disposición de los átomos de carbono e hidrógeno de sus moléculas. Además de sus componentes combustibles, la mayoría de los combustibles gaseosos contienen cantidades variables de nitrógeno y agua.

## 3.3 Exploración

El Petróleo se detecta mediante el estudio de la superficie de la tierra, por detección remota y bajando sensores dentro de los pozos. Cada uno de estos tres métodos estudia la tierra a diferentes profundidades y a escalas, desde centímetros hasta kilómetros.

Para encontrar petróleo bajo tierra, los geólogos deben buscar una cuenca sedimentaria con esquistos ricos en materia orgánica, que lleven enterrados el suficiente tiempo para que se haya formado petróleo (desde unas decenas de millones de años.) Además, el petróleo tiene que haber ascendido hasta depósitos capaces de contener grandes cantidades de líquido. La existencia de petróleo

crudo en la corteza terrestre se ve limitada por estas condiciones. Sin embargo, los geólogos y geofísicos especializados en petróleo disponen de numerosos medios para identificar zonas propicias para la perforación. Por ejemplo, la confección de mapas de la superficie de los afloramientos de lechos sedimentarios permite interpretar las características geológicas del subsuelo, y esta información puede verse completada por datos obtenidos perforando la corteza y extrayendo testigos o muestras de las capas rocosas. Por otra parte, las técnicas de prospección sísmica que estudian de forma cada vez más precisa la reflexión y refracción de las ondas de sonido propagadas a través de la Tierra, revelan detalles de la estructura e interrelación de las distintas capas subterráneas.

Pero, en último término, la única forma de demostrar la existencia de petróleo en el subsuelo es perforando un pozo. De hecho, casi todas las zonas petrolíferas del mundo fueron identificadas en un principio por la presencia de filtraciones superficiales, y la mayoría de los yacimientos fueron descubiertos por prospectores particulares que se basaban más en la intuición que en la ciencia.

Un campo petrolífero puede incluir más de un yacimiento, es decir, más de una única acumulación continua y delimitada de petróleo. De hecho, puede haber varios depósitos apilados uno encima de otro, aislados por capas intermedias de esquistos y rocas impermeables. El tamaño de esos depósitos varía desde unas pocas decenas de hectáreas hasta decenas de kilómetros cuadrados, y su espesor va desde unos pocos metros hasta varios cientos o incluso más. La mayor parte del petróleo descubierto y explotado en el mundo se encuentra en unos pocos yacimientos grandes.

### **3.4 Perforación**

Los ingenieros especializados son los responsables de la explotación de los yacimientos de petróleo descubiertos. Por lo general, son especialistas en una de las categorías de operaciones de producción: instalaciones de perforación y de

---

superficie, análisis petrofísico y petroquímico del depósito, estimación de las reservas, especificación de las prácticas de especialización de explotación óptima y control, y seguimiento de la producción. Muchos de estos especialistas son ingenieros químicos, industriales o eléctricos o bien físicos, químicos, matemáticos o geólogos. El ingeniero de perforación determina y supervisa el programa concreto para perforar el pozo, el tipo de lodo de inyección empleado, la forma de fijación del revestimiento de acero que aísla los estratos productivos del pozo perforado.

La mayoría de los pozos petrolíferos se perforan con el método rotatorio. En este método, una torre sostiene la cadena de perforación, formada por una serie de tubos acoplados. La cadena se hace girar uniéndola al banco giratorio situado en el suelo de la torre. La broca de perforación situada al final de la cadena suele estar formada por tres ruedas cónicas con dientes de acero endurecido. La roca se lleva a la superficie por un sistema continuo de fluido circulante impulsado por una bomba.

El crudo atrapado en un yacimiento se encuentra bajo presión, por ello, cuando se perfora un pozo que llega hasta una acumulación de petróleo a presión, el petróleo se expande hacia la zona de baja presión creada por el pozo de comunicación con la superficie terrestre. Sin embargo, a medida que el pozo se llena de líquido aparece una presión contraria sobre el depósito, y pronto se detendría el flujo de líquido adicional hacia el pozo si no se dieran otras circunstancias. La mayor parte del petróleo contiene una cantidad significativa de gas natural en disolución, que se mantiene disuelto debido a las altas presiones de depósito. Cuando el petróleo pasa a la zona de baja presión del pozo, el gas deja de estar disuelto y empieza a expandirse. Esta expansión, junto con la dilución de la columna de petróleo por el gas, menos denso hace que el petróleo aflore a la superficie. En este caso se instala en la cabeza del pozo un equipo llamado “árbol de navidad”, que consta de un conjunto de válvulas para regular el paso del petróleo.



A medida que se continúa retirando líquido del yacimiento, la presión del mismo va disminuyendo poco a poco, así como la cantidad de gas disuelto. Esto hace que la velocidad del flujo del líquido hacia el pozo se haga menor y se libere menos gas. Cuando el petróleo ya no llega a la superficie se hace necesario instalar una bomba en el pozo para continuar extrayendo el crudo. El más común ha sido el “balancín” o “machín”, el cual, mediante un permanente balanceo, acciona una bomba en el fondo del pozo que succiona el petróleo hacia la superficie.

Finalmente, la velocidad de flujo del petróleo se hace tan pequeña, y el costo de elevarlo hacia la superficie cuesta tanto, que el costo de funcionamiento del pozo es mayor que los ingresos que se pueden obtener por la venta del crudo. Esto significa que se ha alcanzado el límite económico del pozo, por lo que se abandona su explotación.

### **3.5 La producción**

Cuando la perforación ha alcanzado la zona petrolífera, se procede a la puesta en servicio del pozo, operación delicada si se quiere evitar la erupción y a veces los incendios. Se distinguen, pues, dos periodos en la explotación de un yacimiento:

#### **3.5.1 Recuperación Primaria**

Al principio, por el efecto de la presión, el petróleo sube por sí mismo a la superficie: la emanación se debe al drenaje por gravedad o al reemplazamiento del aceite sea por una subida del agua bajo presión (water-drive), sea por la expansión del gas disuelto (depletion-drive), o incluso por la dilatación del gas comprimido que sobrenada el aceite (gas capdrive) o una combinación de estos mecanismos. Por consiguiente, la presión natural que tiene tendencia a bajar con rapidez se intenta restablecer por medio de una inyección de gas comprimido

(gas-lift) antes de redissolverle en el bombeo con bombas de balancín (cabeza de caballo) cuyo lento movimiento alternativo es transmitido por un juego de tubos al pistón situado en el fondo del pozo. Llegado a la superficie, el petróleo bruto pasa a una estación de "limpiado", donde se le extrae primero el metano y los gases licuados (estabilización), electrostática y por fin el sulfuro de hidrógeno de desgasificación a contracorriente (stripping).

Para luchar contra el colmatado progresivo de los poros de la roca petrolífera y restablecer la actividad del yacimiento, es necesario "estimular" periódicamente los pozos por acidificación (inyección de ácido clorhídrico), por torpedeo (perforación con la ayuda de balas tiradas con un fusil especial cuyos explosivos descienden a la altura de la formación o por fracturación hidráulica (potentes bombas de superficie hasta la ruptura brutal de la roca colmatada).

### 3.5.2 La Recuperación Secundaria

Los métodos procedentes, no permiten, por sí solos, llevar a la superficie más que el 20% aproximadamente del petróleo contenido en el yacimiento; de aquí viene la idea de extraer una gran parte del 80% restante gracias a uno de los artífices siguientes

- A) Inyección de agua: En un campo petrolífero explotado en su totalidad, los pozos se pueden perforar a una distancia de entre 50 y 500 m, según la naturaleza del yacimiento. Si se bombea agua en uno de cada dos pozos, puede mantenerse o incluso incrementarse la presión del yacimiento en su conjunto. Con ello también se puede aumentar el ritmo de producción de crudo; además, el agua desplaza físicamente al petróleo, por lo que aumenta la eficiencia de recuperación. En algunos depósitos con un alto grado de uniformidad y un bajo contenido en arcilla o barro, la inundación con agua puede aumentar la eficiencia de recuperación hasta alcanzar el 60% o más del petróleo existente. La inyección de agua se introdujo por

primera vez en los campos petrolíferos de Pennsylvania a finales del siglo XIX, de forma más o menos accidental, y desde entonces se ha extendido por todo el mundo.

- B) Inyección de vapor: La inyección de vapor se emplea en depósitos que contienen petróleo muy viscoso. El vapor no sólo desplaza el petróleo, sino que reduce mucho la viscosidad (al aumentar la temperatura del yacimiento), con lo que el crudo fluye más deprisa a una presión dada. Este sistema se ha utilizado mucho en California, Estados Unidos, y Zulia, Venezuela, donde existen grandes depósitos de este tipo de petróleo. También se están realizando experimentos para intentar demostrar la utilidad de esta tecnología en la recuperación de las grandes acumulaciones de petróleo viscoso (betún) que existen a lo largo del río Athabasca, en la provincia de Alberta, en Canadá, y del río Orinoco, en el este de Venezuela. Si estas pruebas tienen éxito, la era del predominio del petróleo podría extenderse varias décadas.
- C) Perforación Submarina: Otro método para aumentar la producción de los campos petrolíferos y uno de los logros más impresionantes de la ingeniería en las últimas décadas es la construcción y empleo de equipos de perforación sobre el mar. Estos equipos de perforación se instalan, manejan y mantienen en una plataforma situada lejos de la costa, en aguas de una profundidad de hasta varios cientos de metros. La plataforma puede ser flotante o descansar sobre pilotes anclados en el fondo marino, y resiste a las olas, el viento y en las regiones árticas los hielos.

Al igual que en los equipos tradicionales, la torre es en esencia un elemento para suspender y hacer girar el tubo de perforación, en cuyo extremo va situada la broca; a medida que ésta va penetrando en la corteza terrestre se van añadiendo tramos adicionales de tubo a la cadena de perforación. La fuerza necesaria para



penetrar en el suelo procede del propio peso del tubo de perforación. Para facilitar la eliminación de la roca perforada se hace circular constantemente lodo a través del tubo de perforación, que sale por toberas situadas en la broca y sube a la superficie a través del espacio situado entre el tubo y el pozo (el diámetro de la broca es algo mayor que el del tubo). Con este método se han perforado con éxito pozos con una profundidad de más de 6,4 Km desde la superficie del mar. La perforación submarina ha llevado a la explotación de una importante reserva adicional de petróleo.

**Capítulo 4**

**Proceso de Explotación de**

**Hidrocarburos del AIV de PEP**

## 4.1 Sistema PEMEX-SSPA

El sistema PEMEX-SSPA se define como “el conjunto de elementos interrelacionados e interdependientes entre sí, que toma las 12 mejores prácticas internacionales como base del sistema y organiza los elementos restantes en tres subsistemas que atienden la seguridad de los procesos, la salud en el trabajo y la protección ambiental, el cual incluye y define las actividades de planificación, las responsabilidades, las prácticas, los procedimientos y los recursos necesarios para dar cumplimiento a la política, los principios y los objetivos de petróleos mexicanos en la materia y está alineado y enfocado en el proceso homologado definido para el mismo fin”.

### 4.1.1 Objetivo

El sistema PEMEX-SSPA tiene como finalidad guiar a la empresa hacia una mejora continua en su desempeño en materia de Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental, mediante la administración de los riesgos de sus operaciones y/o procesos productivos, a través de la implantación de los elementos que lo componen y la interrelación entre ellos, actuando como herramienta de apoyo al proceso homologado y mejorado de Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental, consolidando así una cultura en la materia con énfasis en la prevención.

### 4.1.2 Alcance del Sistema y Declaratoria de Compromiso

El sistema PEMEX-SSPA es de aplicación obligatoria tanto para el ciclo de vida laboral de sus trabajadores como para el ciclo de vida de las instalaciones, procesos/productos y servicios de los Organismos Subsidiarios y áreas corporativas de Petróleos Mexicanos, considerando sus actividades actuales y/o futuras.

Para establecer el marco dentro del cual se circunscriben los objetivos, metas y acciones, en relación con el sistema PEMEX-SSPA, Petróleos Mexicanos declara su Política en materia de SSPA.

## 4.1.2.1 Política de SSPA

Petróleos Mexicanos es una empresa eficiente y competitiva, que se distingue por el esfuerzo y el compromiso de sus trabajadores con la Seguridad, la Salud en el trabajo y la Protección Ambiental.

## 4.1.2.2 Principios

- La Seguridad, Salud en el trabajo y Protección Ambiental son valores de la más alta prioridad para la producción, el transporte, las ventas, la calidad y los costos.
- Todos los incidentes y lesiones se pueden prevenir.
- La Seguridad, Salud en el trabajo y Protección Ambiental son responsabilidad de todos y condición de empleo.
- En Petróleos Mexicanos, nos comprometemos a continuar con la protección y el mejoramiento del medio ambiente en beneficio de la comunidad.
- Los trabajadores petroleros estamos convencidos de que la Seguridad, Salud en el trabajo y Protección Ambiental son en beneficio propio y nos motivan a participar en este esfuerzo.

## 4.2 Integración del Sistema

Los esfuerzos de Petróleos Mexicanos se orientan a la consolidación de los programas existentes en un sistema único para la administración de la Seguridad, Salud y Protección Ambiental, denominado PEMEX-SSPA.

Petróleos Mexicanos es una empresa eficiente y competitiva, que se distingue por el esfuerzo y el compromiso de sus trabajadores con la Seguridad, la Salud y la Protección Ambiental.

Un desempeño eficiente en materia de Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental, requiere del compromiso de la Organización con un enfoque sistémico y sistemático y con la mejora continua de un sistema de gestión en la materia. El sistema PEMEX-SSPA, está integrado por las 12 Mejores Prácticas Internacionales de SSPA (12 MPI) como base de tres subsistemas:

- Subsistema de Administración de la Seguridad de los Procesos (SASP)
- Subsistema de Administración de Seguridad en el Trabajo (SAST)
- Subsistema de Administración Ambiental (SAA)

A continuación se definen cada uno de ellos:

### 4.2.1 12 Mejores Prácticas Internacionales de SSPA

Es la base del sistema PEMEX-SSPA y está constituido por 12 Elementos que sirven para administrar los aspectos generales de seguridad, salud y protección ambiental en Petróleos Mexicanos y del cual emana la Política de SSPA que aplica para toda la Organización. Sus elementos son los siguientes:



## I Conceptuales

1. Compromiso Visible y Demostrado.
2. Política de SSPA.
3. Responsabilidad de la Línea de Mando\*

## II Estructurales

4. Organización Estructurada.
5. Metas y Objetivos Agresivos\*.
6. Altos Estándares de Desempeño\*.
7. Papel de la Función de SSPA.

## III Operacionales

8. Auditorías Efectivas.
9. Investigación y Análisis de incidentes
10. Capacitación y Entrenamiento\*.
11. Comunicaciones Efectivas\*.<sup>1</sup>
12. Motivación Progresiva.

### 4.2.2 Subsistema de Administración de la Seguridad de los Procesos

Este subsistema consta de 14 Elementos que, aplicados sistemáticamente a través de controles administrativos (programas, procedimientos, evaluaciones, auditorías) a las operaciones que involucran materiales peligrosos, permiten que los riesgos del proceso sean identificados, entendidos y controlados y las lesiones e incidentes relacionados con el proceso puedan ser eliminados. Los elementos que lo integran son los siguientes:

---

\* Elementos comunes y/o complementarios entre las 12 MPI y los tres subsistemas

1. Tecnología del Proceso.
2. Análisis de Riesgos de Proceso.
3. Procedimientos de Operación y Prácticas Seguras\*.<sup>2</sup>
4. Administración de Cambios de Tecnología.
5. Entrenamiento y Desempeño\*.
6. Contratistas.
7. Investigación y Análisis de Incidentes\*.
8. Administración de Cambios de Personal.
9. Planes de Respuesta a Emergencias\*.
10. Auditorías\*.
11. Aseguramiento de Calidad.
12. Revisiones de Seguridad de Prearranque.
13. Integridad Mecánica.
14. Administración de Cambios.

### **4.2.3 Subsistema de Administración de la Salud en el Trabajo**

Este subsistema consta de 14 Elementos que se desarrollan multidisciplinariamente y que están dirigidos a proteger y promover la salud de los trabajadores mediante la eliminación de los agentes y factores de riesgo que ponen en peligro su salud, así como la prevención de enfermedades de trabajo.

Sus elementos son los siguientes:

1. Agentes Físicos.
2. Agentes Químicos.
3. Agentes Biológicos.
4. Factores de Riesgo Ergonómico.

---

\* Elementos comunes y/o complementarios entre las 12 MPI y los tres subsistemas

5. Factores Psicosociales de Riesgo.
6. Programa de Conservación Auditiva.
7. Ventilación y Calidad del Aire.
8. Servicios para el Personal.
9. Equipo de Protección Personal Específico.
10. Comunicación de Riesgos para la Salud\*.
11. Compatibilidad Puesto-Persona.
12. Vigilancia de la Salud en el Trabajo.
13. Respuesta Médica a Emergencias\*.
14. Objetivos, Metas, Programas e Indicadores\*.

#### **4.2.4 Subsistema de Administración Ambiental**

Este subsistema consta de 15 Elementos, cuya aplicación permite la prevención y control de la contaminación, administrando los aspectos e impactos ambientales de nuestras operaciones y procesos productivos, asegurando el cumplimiento del marco legal aplicable.

Los elementos que lo integran son los siguientes:

1. Aspectos Ambientales.
2. Requisitos Legales y Otros Requisitos.
3. Objetivos, Metas, Programas e Indicadores\*.
4. Recursos, Funciones, Responsabilidad y Autoridad\*.
5. Competencia, Formación y Toma de Conciencia\*.
6. Comunicación Interna y Externa\*.
7. Control de Documentos y Registros\*.
8. Control Operacional Ambiental.
9. Plan de Respuesta a Emergencias\*.
10. Seguimiento y Medición de las Operaciones.

## 11. Evaluación del Cumplimiento Legal. <sup>3</sup>

- 12. No conformidad, Acción Correctiva y Acción Preventiva.
- 13. Auditorías Ambientales\*.
- 14. Mejores Prácticas Ambientales.
- 15. Revisión por la Dirección.

La integración del sistema PEMEX-SSPA se logra con la aplicación de las 12 MPI en cada subsistema (SASP, SAST y SAA), para reforzar su implantación.

### **4.3 Funcionamiento de Sistema PEMEX-SSPA**

El sistema PEMEX-SSPA fue conceptualizado y alineado, tomando como base al actual Macroproceso de SSPA definido para Petróleos Mexicanos por Equipo de Proceso SSPA de conformidad a lo establecido en los Lineamientos del Sistema de Gestión por Procesos (SGP) y el modelo administrativo para la mejora continua, que consiste en las etapas de Planear-Hacer-Verificar-Actuar (figura 4.1).

El sistema PEMEX-SSPA organiza los elementos de las 12 MPI, de acuerdo con las etapas del Macroproceso de SSPA arriba mencionado y las considera como la base en que se sustentan los subsistemas de ASP, AST y SAA.

La razón de este esquema de organización, es dar un orden lógico y secuenciado a los elementos de cada subsistema, de manera que permita lograr los resultados esperados del sistema de una forma más eficiente

---

\* Elementos comunes y/o complementarios entre las 12 MPI y los tres subsistemas



**Figura 4.1** Modelo administrativo para la mejora continua

#### 4.4 Árbol de Válvula de Pozos

##### 4.4.1 Definición

El sistema de árbol de válvulas, también conocido como “árbol de navidad” se compone de cabezales, carretes, colgadores, sellos de tuberías y

estranguladores. Su función principal es controlar los diferentes fluidos que existen en las tuberías de revestimiento o producción.

Este sistema no es instalado en el pozo en una sola operación. En este caso, su instalación es gradual ya que se comienza por la primera unidad en la parte inferior del árbol. De esta manera, se va armando sobre el pozo, conforme se introducen y cementan las diferentes tuberías de revestimiento. Finalmente se instala el múltiple que controlará los fluidos de la tubería de producción (última sarta que se introduce en el pozo).

El árbol de válvulas tiene como fin proveer bases donde instalar el equipo de control superficial, tazones o nidos donde se colocan cuñas que soportan las diferentes tuberías de revestimiento, con sus empaques y/o sellos secundarios.

Entre mayor sea la profundidad de un pozo, probablemente serán mayores las presiones de los fluidos que se encuentren en éste, por lo tanto los componentes de un árbol de válvulas serán de una resistencia y una capacidad mayor.

Para la perforación y explotación de los pozos petroleros se emplean diferentes marcas de árboles de válvulas con sus respectivos accesorios. Los más utilizados son: CAMERON, EPN, y FIP.

#### **4.4.2 Elementos que Componen al Árbol de Válvulas**

1. Cruz maestra (cruz de flujo), de 2 3/8" Ø. Distribuye los fluidos hacia uno u otro ramal de tubería de producción, hacia la línea de recolección.
2. Válvula maestra superior de 2 3/8" Ø. Control de pozo.

- 2b. Válvula maestra inferior de 2 3/8" Ø. Total control de pozo.
  
  3. Válvula de sondeo de 2 1/2" Ø. Se utiliza para tomar presión de tubería de producción (T.P.), para diferentes operaciones sin interrumpir el flujo de pozo, colocar un lubricador para operaciones con línea de acero, circulación en inversa, introducción de tubería flexible, calibración de tubería de producción.
  
  4. Válvula lateral externa derecha del medio del árbol T.P. de 2 3/8" Ø. Abiertas permiten o cerradas impiden el paso del fluido hacia la línea de recolección.
  
  - 4b. Válvula lateral interna derecha del medio del árbol T.P. de 2 3/8" Ø. Abiertas permiten o cerradas impiden el paso del fluido hacia la línea de recolección.
  
  5. Válvula lateral externa izquierda del medio del árbol T.P. de 2 3/8" Ø. Abiertas permiten o cerradas impiden el paso del fluido hacia la línea de recolección.
  
  - 5b. Válvula lateral interna izquierda del medio del árbol de válvula T.P. de 2 3/8" Ø. Abiertas permiten o cerradas impiden el paso del fluido hacia la línea de recolección.
  
  6. Válvula lateral izquierda del carrete de T.R. 6 5/8" Ø.
  
  7. Válvula lateral derecha del carrete de T.R. 6 5/8" Ø.
  
  8. Válvula lateral derecha del cabezal de T.R. 9 5/8" Ø.
  
  9. Válvula lateral izquierda del cabezal de T.R. 9 5/8" Ø.
-

10. Válvula lateral derecha del cabezal de T.R. 13 3/8".
11. Válvula lateral izquierda del cabezal de T.R. 13 3/8" Ø.
12. Tubería de revestimiento superficial de 13 3/8" Ø.
13. Tubería de revestimiento intermedia de 9 5/8" Ø.
14. Tubería de revestimiento de explotación (producción) 6 5/8" Ø.
15. Tubería de producción 2 3/8" Ø.
16. Colgador envolvente (cuñas) para tubería de revestimiento T.R.
17. Sellos secundarios para tubería de revestimiento T.R.
18. Colgador envolvente (cuñas) para tubería de revestimiento T.R.
19. Sellos secundarios para tuberías de revestimiento T.R.
20. Colgador envolvente para tubería de producción T.P.
21. Cople colgador T.P.
22. Bridas porta estranguladores.
23. Manómetro de presión.

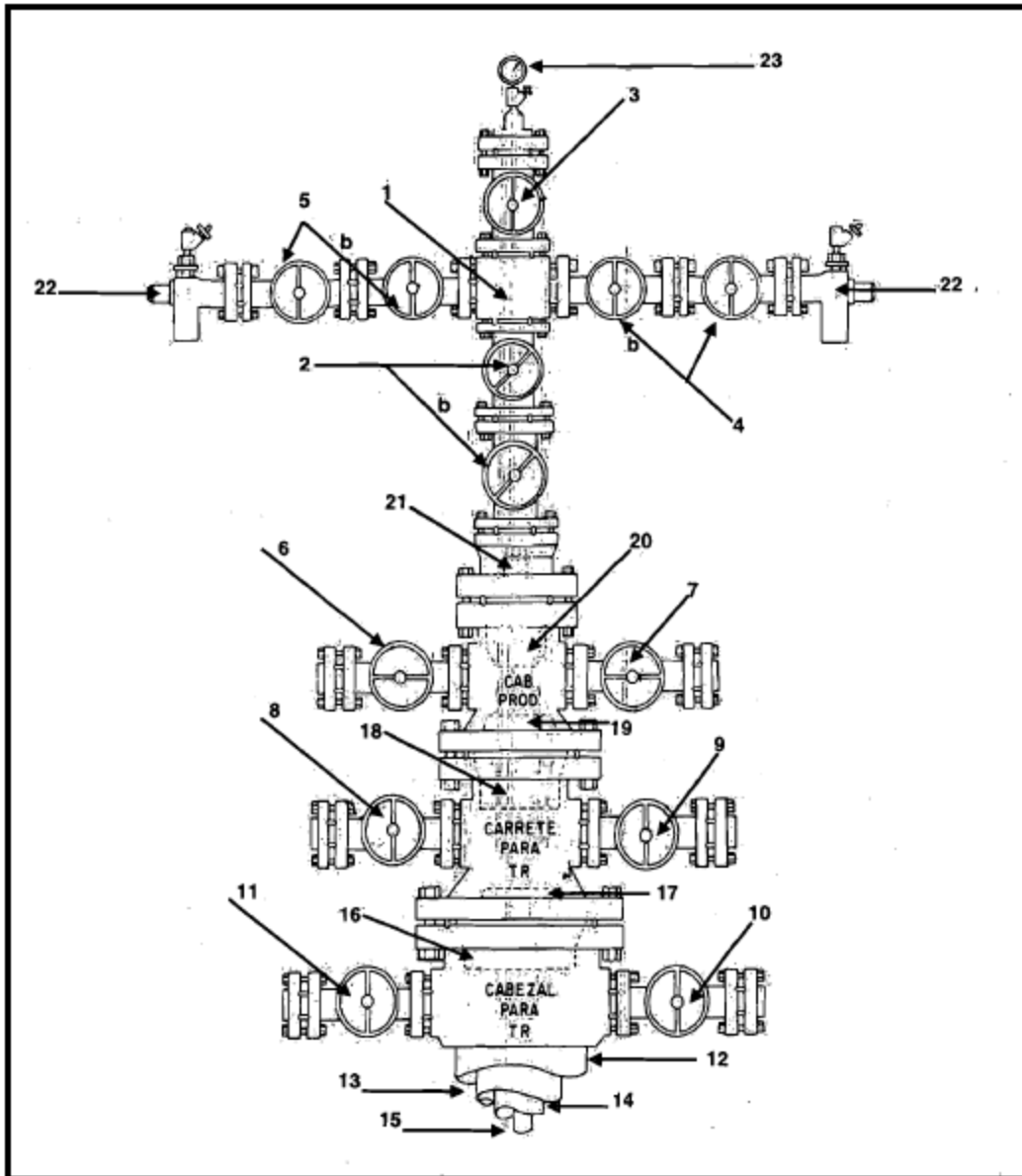
Todos los elementos que componen al árbol de válvulas de pozos se muestran en la figura 4.2.

#### **4.4.3 Componentes de un Árbol de Válvulas**

- Cabezal de tubería de revestimiento.



- Carrete para tubería de revestimiento.
- Cabezal de tubería de producción Medio árbol de válvulas.
- Válvulas maestras
- Adaptador con cople colgador



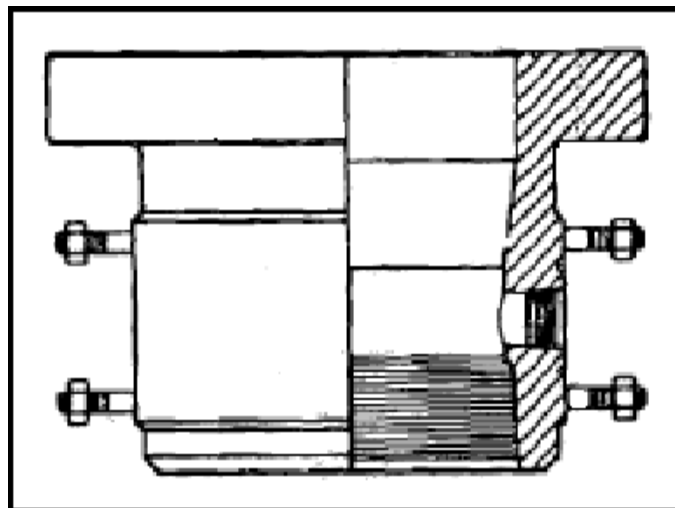
**Figura 4.2.** Elementos que componen al árbol de válvulas de pozos

- Cruz de flujo
- Porta estrangulador

- Válvula de compuerta con sello metálico
- Válvula de sondeo

### 4.4.3.1 Cabezal de Tubería de Revestimiento

El cabezal de TR (tubería de revestimiento) tiene varias funciones: por medio de la rosca inferior sirve de enlace a la TR superficial. En la brida superior recibe el conjunto de preventores, mientras se perfora a la profundidad donde se introducirá la siguiente TR (intermedia o de explotación). Por el interior de la brida (tazón o nido) que puede ser recto o cónico, recibe un colgador (cuñas) de la TR siguiente (intermedia o de explotación). También sirve de base para el carrete de la siguiente tubería de revestimiento. La figura 4.3 muestra un cabezal de tubería de revestimiento (T.R.).



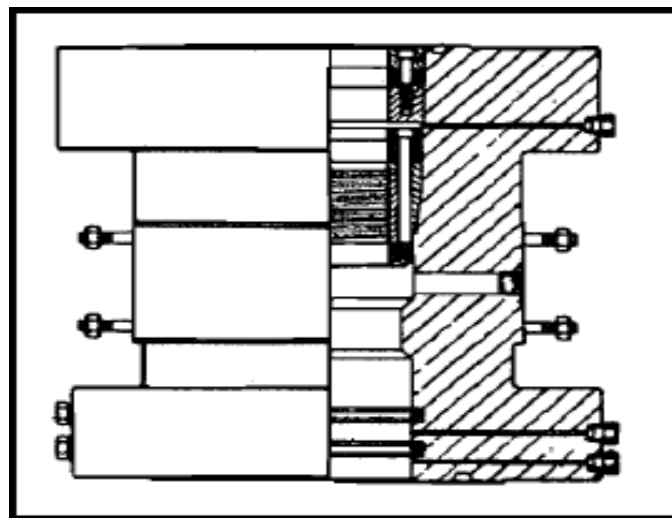
**Figura 4.3** Cabezal de tubería de revestimiento

Las salidas laterales pueden ser de rosca para colocar niples de salida, o de brida con ranura para anillo empacador API y orificios para birlos de tuercas. En las salidas laterales bridadas se encuentra una rosca interior que permite

insertar tapones ciegos o válvulas de contrapresión en el caso de sustituir una válvula de compuerta dañada. Los cabezales de TR son de acero forjado y se surten en diferentes tamaños y presiones de trabajo.

### 4.4.3.2 Carrete para Tubería de Revestimiento

El carrete para TR tiene en el interior de la brida inferior, una preparación para recibir la boca de la TR intermedia y sus sellos secundarios. En cambio en el interior de la brida superior (tazón o nido) recibe un colgador de (cuñas) de la TR de explotación. La figura 4.4 presenta la imagen correspondiente a un carrete para tubería de revestimiento (T.R.)



**Figura 4.4.** Carrete de tubería de revestimiento

Estas dos bridas se unen a otras utilizando anillos empacadores API y birlos con tuercas. Las salidas laterales de los carretes de TR son:

- a) De espejo con ranura para anillo API y orificios roscados para birlos.
- b) De brida con ranura para anillo API y orificios para birlos con tuercas.

Tienen una rosca interior para insertar y remover un tapón ciego o válvula de contrapresión, cada vez que se encuentra una válvula de contrapuerta dañada, bajo condiciones de presión.

Los carretes para tubería de revestimiento se surten en varios modelos y tamaños para presiones de trabajos distintos.

#### **4.4.3.3 Cabezal para Tubería de Producción**

El cabezal de tuberías de producción (figura 4.5) se utiliza de enlace entre un cabezal y un carrete de TR por su brida inferior y el medio árbol de válvulas o el conjunto de preventores por su brida superior. En el interior de la brida inferior acepta un conjunto de sellos secundarios que circulan la TR de explotación.

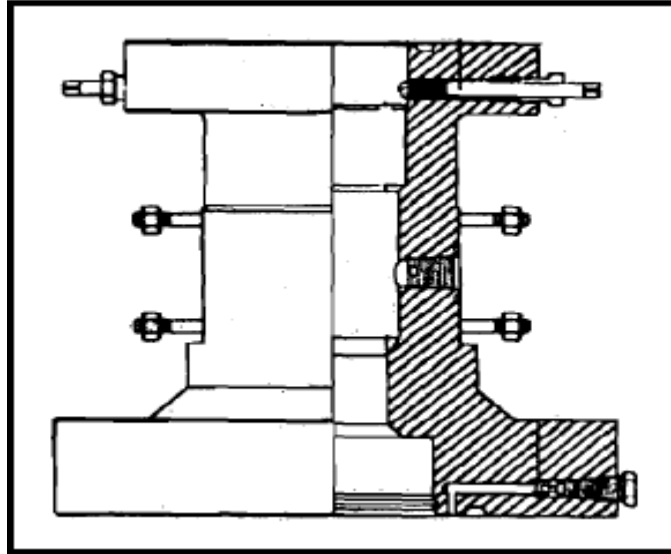
Por el interior de la brida superior (nido o tazón) que puede ser cónico, se aloja un colgador envolvente de TP o en su defecto se aceptaría una bola colgadora que suspende la tubería.

Alrededor de la brida superior cuenta con tornillos de amarre (prisioneros o yugos), para mantener en posición de empaque a cualquiera de los colgadores mencionados.

La brida inferior tiene orificios con tapones para inyectar empaque plástico que activan los sellos secundarios y efectúan las pruebas de presión a los mismos.

Los cabezales de tuberías de producción se diseñan con bridas superior e inferior con ranuras para anillos empacadores API y orificios para birlos con tuercas, así como en las salidas laterales donde se instalan válvulas de compuerta con sellos metálicos para controlar los flujos en el espacio anular. Además, en dichas salidas traen una preparación roscada de 1 ½ pg NTP, donde se inserta o

remueve una válvula de contrapresión o tapón ciego en los casos de requerirse el cambio de una válvula compuerta.



**Figura 4.5** Cabezal de tubería de producción

Los cabezales son elaborados en diferentes tamaños, rangos de presión y terminación sencilla, doble, triple y cuádruple.

#### 4.4.3.4 Medio árbol de Válvulas

El medio árbol de válvulas (Fig. 4.6) se utiliza como elemento de conexión y empaque de las tuberías de producción, a través de los cuales fluirán los hidrocarburos que produzcan las formaciones del pozo.

Éste es el medio para controlar, a través de sus válvulas de compuerta, las direcciones de flujo de los fluidos que aporte el pozo, manteniendo la seguridad en la superficie. La construcción de los medios árboles de válvulas son para diferentes terminaciones: sencilla, doble, triple, y cuádruple.

#### 4.4.3.5 Válvulas Maestras

Las válvulas maestras se colocan inmediatamente sobre el medio árbol y son el elemento principal de control sobre la tubería de producción para controlar la apertura o cierre del pozo manualmente.

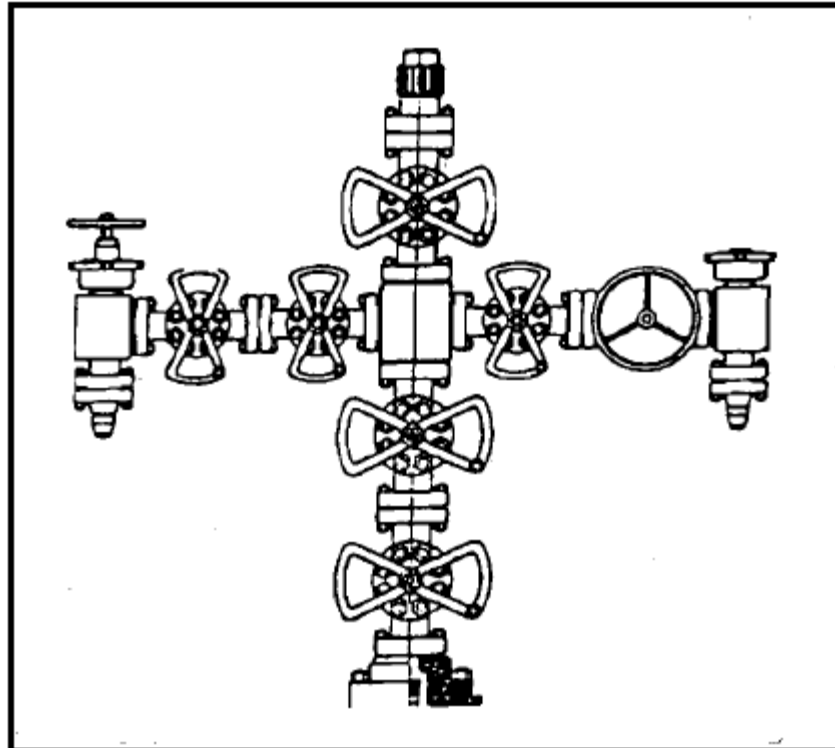


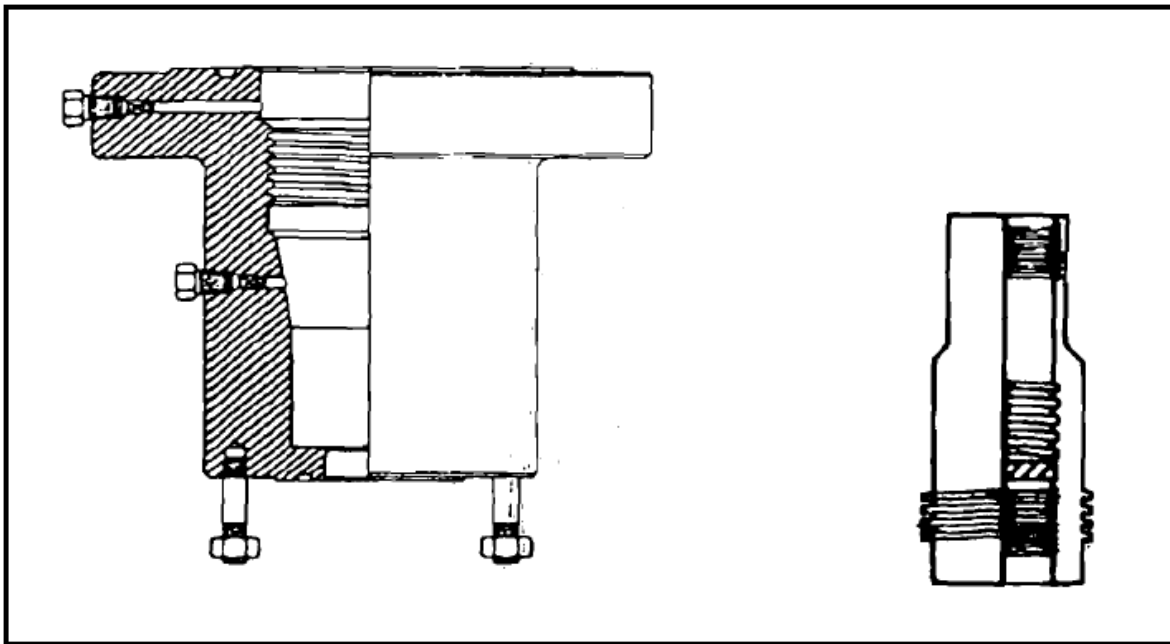
Figura 4.6 Medio árbol de válvulas

#### 4.4.3.6 Adaptador con Cople Colgador

Este adaptador es la base del medio árbol de válvulas. Tiene en la porción inferior brida con ranura para anillo empacador API y orificios roscados para birlos con tuercas. En su porción superior, tiene espejo con ranura para anillo empacador API y orificios roscados para birlos con tuercas.

El cople colgador es una pieza importante, es el enlace entre la longitud de la tubería de producción y el medio árbol de válvulas. En su exterior tiene una cuerda especial que se enrosca al interior del adaptador colgador. En su interior, en ambos extremos tiene roscas para tuberías de producción.

Todos lo coples colgadores tiene una preparación donde se inserta y remueve una válvula de contrapresión en los casos que se desee (figura. 4.7)



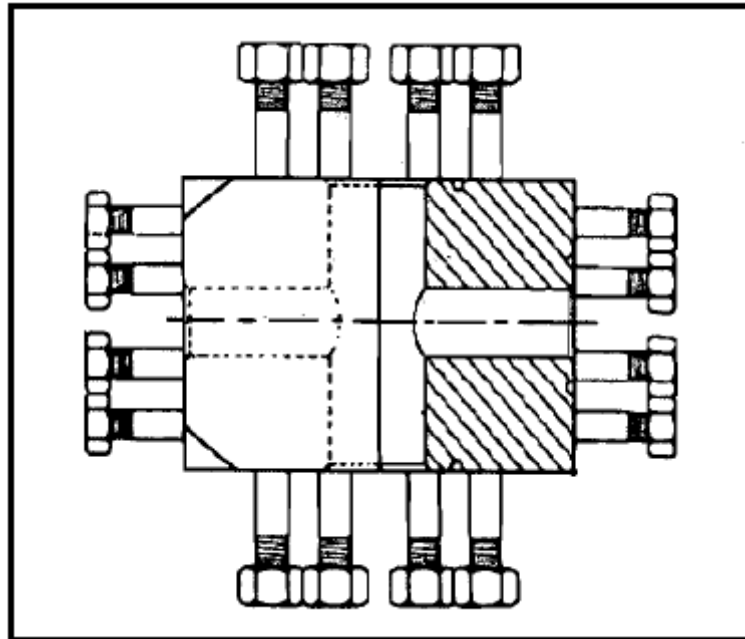
**Figura 4.7** Adaptador y cople colgador

#### 4.4.3.7 Cruz de Flujo

También llamada cruz maestra o cuerpo del medio árbol (figura 4.8). Su diseño presenta cuatro caras, que se enlazan con las válvulas de compuerta de sello metálico por medio de anillos empacadores API y birlos con tuercas.

Las caras de la cruz de flujo tienen ranuras para anillos empacadores API, de acuerdo a la medida de las válvulas que se instala. El diámetro interior del cuerpo es de paso completo, igual al que tiene las válvulas de compuerta.

Su función principal consiste en permitir el cambio o desvío de la dirección del flujo de los fluidos que desaloja el pozo mediante la apertura o cierre de las válvulas y dirige los fluidos que se requieren inyectar en el pozo.

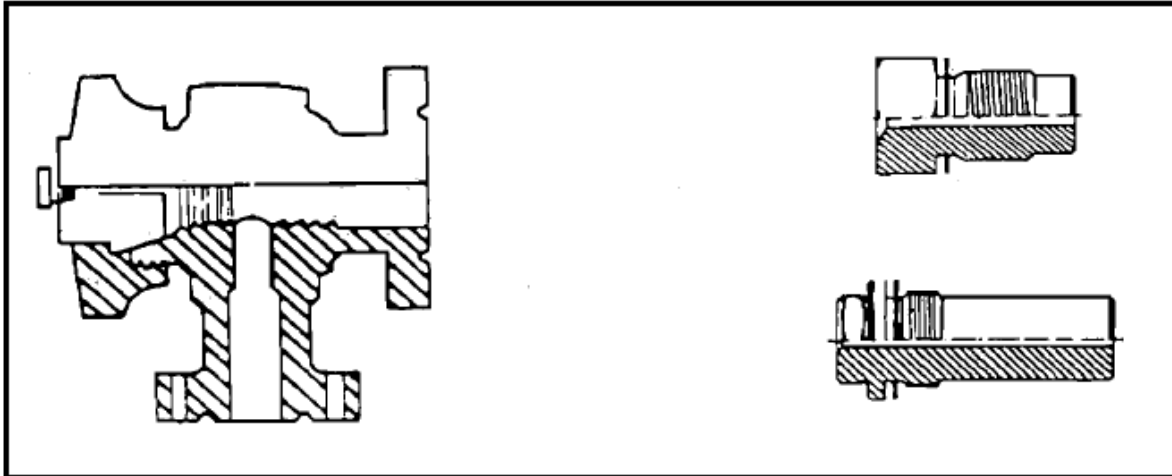


**Figura 4.8** Cruz de Flujo

#### 4.4.3.8 Porta Estrangulador

Están diseñados para alojar en su interior un estrangulador tipo positivo de diferentes medidas. A través de estas dos piezas se controla el paso de los fluidos que aporta el pozo a las diferentes presiones y rangos de gastos requeridos. Se instalan en las válvulas de compuerta laterales del medio árbol de válvulas por medio del anillo empacador API y birlos con tuercas. Se fabrican de diferentes medidas y rangos de depresión de trabajo. En la figura 4.9 se muestra un estrangulador y un porta estrangulador de flujo.





**Figura 4.9** Estranguladores y Porta estrangulador de Flujo

#### **4.4.3.9 Válvula de Compuerta para Sello Metálico**

Su función principal es controlar la dirección del flujo de los fluidos. Los extremos de cada válvula son de brida con ranura para anillo empacador API y orificios para birlos.

Las válvulas de compuerta (figura 4.10) que integran un árbol son: maestra inferior (abajo), maestra superior (arriba), sobre la cruz de flujo se encuentra la válvula de sondeo y a sus costados están situadas uno o dos laterales. Algunos árboles tendrán dos válvulas en cada rama para seguridad y trabajo del mismo.

#### **4.4.3.10 Válvula de Sondeo**

Esta válvula va colocada en la parte superior de la cruceta, o sea que es la que nos sirve para comunicarnos en forma vertical de arriba hasta donde se requiera en el interior de un pozo. Se utiliza para muchos tipos de operaciones en los cuales hay que introducir herramientas hacia el interior del pozo, colocando algunas herramientas sobre esta válvula. De las herramientas que se introduce se

puede mencionar la línea de acero, con todos los accesorios que esta maneja, y la tubería flexible.

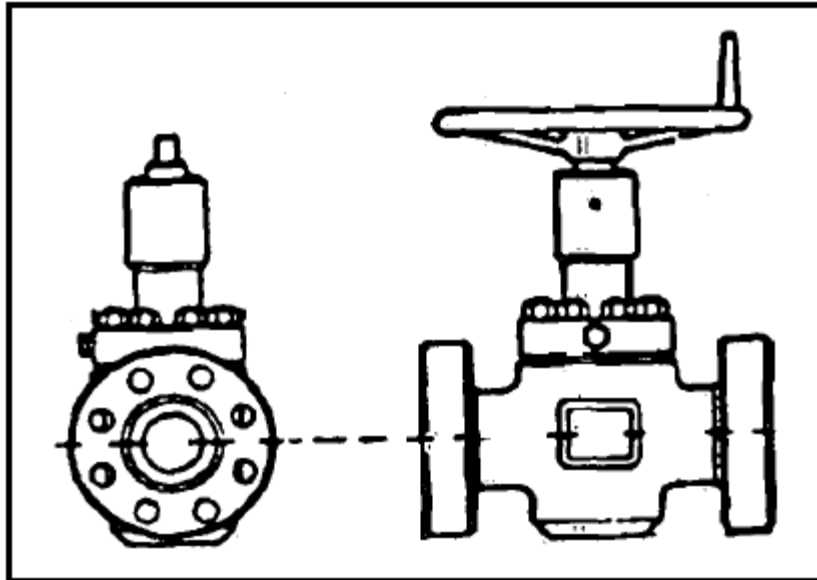


Figura 4.10 Válvulas de compuerta con sello metálico

#### 4.5 Tipos de Terminaciones de Pozos.

La producción de los pozos petroleros está formada por hidrocarburos líquidos (aceite crudo), hidrocarburos gaseosos (gas natural), y agua salada en proporciones variables.

En el distrito Veracruz se tienen pozos productores de aceite y gas asociado, así como pozos productores de gas no asociado que se encuentran localizados en los diferentes campos que forman el sistema Matapionche y los Campos del Sur. Los pozos productores de hidrocarburos que se manejan en este distrito son fluyentes en su mayoría, ya que cuentan con la energía suficiente para llevar los hidrocarburos hasta las baterías de separación. Existen algunos que tiene implementado un determinado sistema artificial de producción, debido a que

su energía no es suficiente para poder vencer la columna de hidrocarburos y enviarla a la superficie.

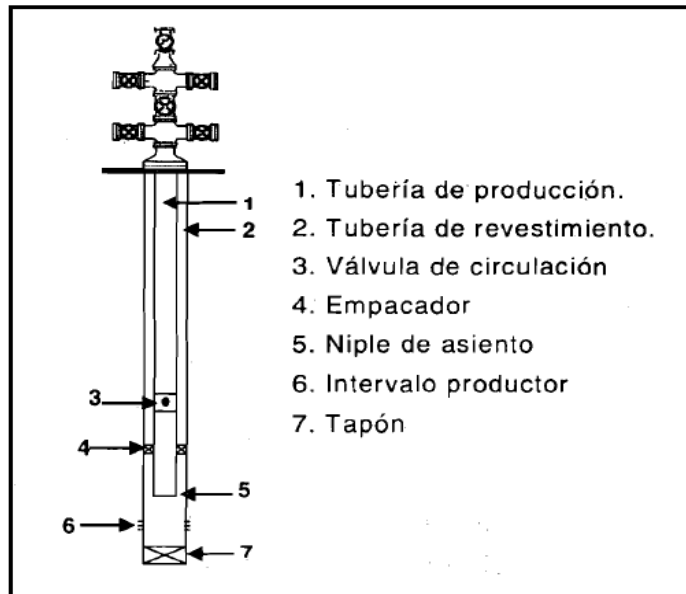
Una vez concluida la perforación de pozo y cuando se ha demostrado la existencia del yacimiento petrolífero, se determina mediante estudios (de ingeniería petrolera y yacimientos), la forma de explotación más racional, es decir, se selecciona el intervalo a explotar y se define el tipo de terminación que debe llevar el pozo; si requiere de un arreglo superior de válvulas que permita la explotación más adecuada de la producción, a este arreglo se le llama “árbol de válvulas” o “árbol de navidad”.

Al conjunto de accesorios que se introducen al pozo mediante tuberías de producción, para que los hidrocarburos producidos por los intervalos abiertos, fluyan a la superficie (empacador, válvula de circulación, niples, válvulas y mandriles para bombeo neumático, etc.) se le denomina “Aparejo de Producción” y es así como se tienen:

- Pozos con terminación sencilla.
- Pozos con terminación doble.

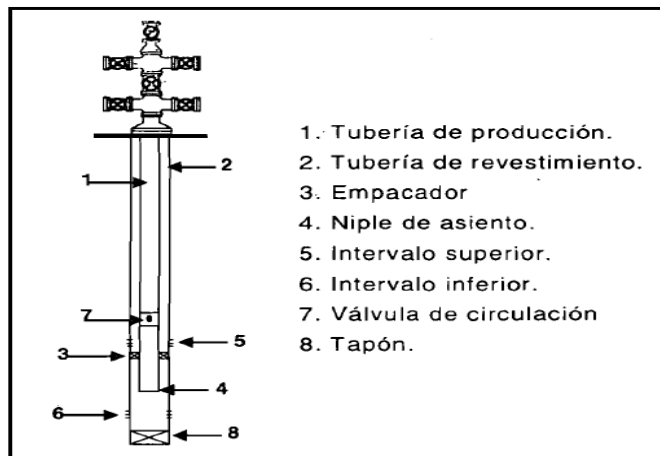
La terminación sencilla, es la que consta de una sola tubería de producción, con un empacador anclado arriba del intervalo productor, válvula de circulación y un árbol de válvulas (figura 4.11).

La terminación doble con una sola tubería de producción y un solo empacador es muy usual, pero sin empacador superior, por que afecta la opción de fluir por dos zonas simultáneamente, es decir, la zona superior por el espacio anular y la zona inferior por la tubería de producción o ambas zonas por la tubería de producción con un tapón colocado con el niple de asiento y válvula de circulación (figura 4.12).



**Figura 4.11** Terminación sencilla de árbol de válvulas

El arreglo del árbol de válvulas, además de ser utilizado para el control de la producción de un pozo, permite muestrear y medir diferentes variables del pozo,



**Figura 4.12** Terminación doble de árbol de válvulas

como son presión, temperatura y nivel de líquido del pozo, así como regular por el estrangulador la producción.

Estas mediciones y muestras se pueden hacer por válvula laterales de tubería de producción y tubería de revestimiento o válvula superior.

Las válvulas laterales debajo de la válvula maestra son válvulas que comunican a la tubería de revestimiento, éstas son tres (13 3/8", 9 5/8" y 6 5/8") y las válvulas que se localizan arriba de la válvula maestra comunican a la tubería de producción de 2" o 2 7/8" (generalmente en este distrito), la cual va colocada al centro del pozo con los arreglos mencionados. Además de la salida de hidrocarburos por el estrangulador, existe otra válvula de bloqueo, que controla el flujo de la línea de escurrimiento a las baterías de separación o a las estaciones de recolección de gas, de acuerdo a donde están conectados los pozos. En este distrito, solamente en el campo Mecayucan, algunos pozos pueden aportar por dos líneas de escurrimiento, una al colector de aceite y otra a la estación de recolección de gas del campo

Los árboles de válvulas son adquiridos ya ensamblados en su totalidad de acuerdo a las características del pozo y son para altas presiones, normalmente ASA 5000 psi, de diferentes fabricantes: FIP, EPN y CAMERON (Compañías especializadas en la fabricación de equipo petrolero).

#### **4.6 Cabezales de Producción (colectores)**

La producción de los pozos llega al colector a través de una tubería llamada línea de descarga, que tiene un diámetro de 6". El colector se compone por un conjunto de líneas de diferentes diámetros que se conocen como cabezales de producción.

## 4.6.1 Definición de Cabezales

Conjunto de líneas a donde llegan y están conectados cada uno de los pozos (figura 4.13) y sirven para efectuar la recolección y distribución de la producción obtenida hacia los separadores, están fabricados con tubería de 4", 6", 8", 10" de diámetro, estas medidas dependen del flujo y la presión del pozo. Los cabezales pueden ser de alta presión (mayor de 1000 Lbs.), baja presión (menor de 1000 Lbs.) y cabezal de prueba (figura 4.14).

El cabezal de prueba sirve para medir (probar) un pozo y por tanto es necesario efectuar algunos movimientos en los cabezales de llegada.

En ellos van instaladas válvulas de compuerta para permitir el seccionamiento rápido en cualquier parte de la instalación, igualmente cuentan con válvulas de retención (check) para evitar el flujo en sentido inverso, generalmente en la llegada de los pozos todas las válvulas instaladas operan manualmente.



**Figura 4.13 Cabezales**



**Figura 4.14** Cabezales de Alta Presión, Baja Presión y Cabezal de Prueba

Hay una gran variedad de diseños de cabezales de producción pero los más comunes a la llegada de los pozos son dos: el fabricado a base tubería, conexiones y válvulas los cuales generalmente se construyen en el campo y las válvulas multiport prefabricadas de tipo rotatorio conocidas comúnmente como “arañas”, las cuales están en desuso.

#### 4.6.2 Funcionamiento

Los cabezales construidos en el campo, constan de dos válvulas que van instaladas una en la línea o colector de producción general y la otra en la línea de medición o prueba.

Cuando se desea medir un pozo, se abre la válvula de la línea de medición o prueba y se cierra la válvula de la línea de producción general y los demás pozos conectados a estos cabezales fluirán por la línea de producción general, teniendo cerrada la válvula de la línea de medición o prueba.

#### 4.6.3 Producción General

Son los fluidos producidos por todos aquellos pozos que llegan en forma colectiva o agrupados a través de los colectores de producción general, normalmente estos colectores se diferencian de los de medición por dos razones fundamentales:

- Mayor diámetro en las tuberías, en relación con la de medición.
- Todas las válvulas de los cabezales permanecen abiertas a excepción de una, que es la que está alineada a medición o prueba.

#### 4.6.4 Medición

Los pozos al fluir hacia la estación de recolección de gas (E.R.G.) o a la batería de separación (B.S.) lo hacen por su línea individual, llegando a los manifold en donde el pozo que se desea medir se envía al separador llamado comúnmente de prueba o medición, descargando el gas a través de un medidor de orificio a la línea colectora de gas y el aceite pasa a los tanques de medición en donde se efectúa el aforo del tanque, por medio de una cinta graduada.

Está en medición aquel pozo que está alineado por el cabezal de medición o prueba y que fluye a través del colector de medición y éste a su vez está alineado al separador de medición o prueba, a diferencia del de producción general, este colector es de menor diámetro en sus tuberías y únicamente en su cabezal tiene abierta una válvula, que es la que corresponde al pozo que se desea medir o probar.

#### 4.6.5 Alineación de Pozos a Producción General

Cuando una Estación de Recolección de Gas (ERG) o una Batería de Separación (BS) están en operación, todos los pozos que convergen a éstas están fluyendo a producción general y cuando es necesario medir o probar un

---



pozo, es necesario efectuar algunos movimientos en los cabezales de llegada de los pozos.

Todos los pozos al ponerlos en operación (abrirlos) después de haberseles efectuado alguna operación o trabajo, deberán recibirse en la E.R.G. o B.S. a producción general, por algunas razones como:

- Por seguridad.
- Esperar que su afluencia se estabilice.
- A boca de pozo tener los datos necesarios y con la operación del mismo ya normalizada.

#### **4.6.6 Alineación de Pozos a Medición**

Una vez estabilizado el flujo de llegada a la instalación (batería de separación) de un pozo determinado, es necesario medirlo o probarlo para obtener datos necesarios para su análisis, volumen producida en relación a lo esperado o programado, producción de gas aportado.

#### **Procedimiento:**

- Se verifica que el tanque a donde se va a medir el pozo, esté debidamente alineado y vacío (se debe tener el nivel con que inicia la medición).
- Que la válvula de carga al tanque esté abierta.
- Que la válvula de descarga del separador que se va a utilizar esté abierta.
- Que el separador esté en condiciones de operación con todos sus dispositivos, tanto de operación como de seguridad.

- Que la válvula de carga o llenado al separador esté abierta.
- Que en la línea de descarga del gas del separador, la válvula esté abierta al colecto
- Que la placa del fitting esté en la parte superior (levantada).

Una vez realizado este proceso, se considera que se está en condiciones de alinear en el cabezal de llegada de los pozos el pozo programado, se abre en forma lenta la válvula que está instalada en el colector de medición y se cierra la válvula que está instalada en el colector de producción general.

Terminado este movimiento, se verifica la operación correcta del separador, asimismo también se procede a ubicar en su lugar (bajar) la placa porta orificio del Fitting y verificar en el aparato registrador de flujo por medio de la gráfica, que la placa sea la adecuada para medir el volumen de gas producido por el pozo, verificar y mantener la presión de separación correcta en el separador de medición.

A partir de ese momento el operador procede a tomar las medidas en el tanque, bajo un programa de horario, por medio de una cinta metálica aterrizada tomando todas las medidas necesarias de seguridad, usando el equipo de protección requerido y anotando en la libreta del campo todas las medidas, lo más exactas y legibles posible.

## **4.7 Gasoductos/Oleoductos**

### **4.7.1 Definición**

Los oleoductos/gasoductos son tubos inmensos empleados para transportar gas natural, petróleo, gasolina, propano u otros combustibles líquidos. Los

gasoductos/oleoductos pueden transportar combustible desde los pozos de producción hasta las refinerías y luego a terminales de almacenamiento y distribución. Muchos oleoductos/gasoductos son subterráneos. Los construidos sobre el terreno se usan a menudo para transportar combustible hasta terminales marinas.

Aunque los oleoductos/gasoductos tienen una buena trayectoria en materia de seguridad, pueden averiarse y causar escapes, derrames o explosiones. Pueden averiarse por causa de corrosión, daños por excavación, daños por las condiciones del tiempo u otras fuentes externas o por defectos de los materiales. Esas averías pueden ocasionar daños al ser humano y aun la muerte, exponer a las personas y a la vida silvestre a contaminantes peligrosos y causar daño al medio ambiente y a la propiedad. Un oleoducto/gasoducto averiado puede liberar muchos galones de petróleo al medio ambiente, contaminar el suelo y el agua, causar daños a la vida silvestre y producir olores fuertes.

En la tabla 4.1 se describe la información contenida con respecto a un gasoducto. Este documento toma en cuenta la aplicación de los procesos y métodos del Plan de Administración de Integridad de Ductos (PAID), emitido por la dirección, por medio del informe técnico con No. REF. GAID-IPN-GTDH-RN / C-02-015-09.

En la tabla 4.2 se muestra la relación de los puntos de entrega-recepción de los gasoductos entre el AIV y la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Norte (GTDH).

Fecha reporte:	10 de julio de 2009
<b>Ubicación Técnica:</b>	<b>PEP-SDC-GNT-VER-750-GDO-D2831</b>
<b>Origen:</b>	ERG ARQUIMIA
<b>Destino:</b>	EMC CAMPO VEINTE
<b>Longitud:</b>	16.590 km
<b>Diámetro Nominal:</b>	16 pulg.
<b>Espesor Nominal:</b>	0.500 pulg.
<b>Especificación Técnica:</b>	API-5L-X52
<b>Servicio:</b>	Gasoducto
<b>Producto transportado:</b>	Gas Dulce
<b>Presión de Operación:</b>	62.2 kg/cm <sup>2</sup>
<b>Presión de Diseño:</b>	96.70 kg/ cm <sup>2</sup>
<b>Temperatura de Operación:</b>	32° C
<b>Temperatura de Diseño:</b>	35° C
<b>Volumen de Gas</b>	100 MMPCD

**Tabla 4.1** Información contenida con respecto a un gasoducto

Producto	Punto de Entrega	Medidor	Observaciones
Aceite	Bateria Mata Pionche I	Tanque	Deshidratado Papaloapan
Gas Residual	Mata Pionche	*Placa de orificio	Gas CPGMP
	Mecayucan	*Placa de orificio	Gas de Ductos Veracruz

**Tabla 4.2** Relación de Puntos de Entrega-Recepción entre el AIV y GTDH

Producto	Punto de Entrega	Medidor	Observaciones
Gas Dulce Seco	ERG Lizamba	Placa de Orificio	Deshidratado EMC Playuela
	ERG Cocuite Alta	Placa de Orificio	Deshidratado EMC Playuela
	*ERG Cocuite Intermedia	Placa de Orificio	Deshidratado Cocuite
	ERG Apertura	Placa de Orificio	Deshidratado EMC Playuela
	ERG Playuela	Placa de Orificio	Deshidratado EMC Playuela
	ERG Vistoso	Placa de Orificio	Deshidratado EMC Playuela
	ERG Arquimia	Placa de Orificio	Una corriente deshidratada y otra no deshidratada Campo Veinte
	ERG Novillero	Placa de Orificio	Deshidratado Novillero
	ERG San Pablo	Placa de Orificio	Deshidratado San Pablo
	** ERG Fourier	Placa de Orificio	Deshidratado San Pablo
Gas Húmedo Amargo	Bateria Mata Pionche II	Placa de Orificio	Sin deshidratar CPG Mata Pionche
	Compresoras Mata Pionche	Balance	Sin deshidratar CPG Mata Pionche

**Tabla 4.2** Relación de los puntos de entrega-recepción de los gasoductos entre el AIV y la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Norte (GTDH).

#### 4.8.1 Definición

Una estación de recolección de gas, como su nombre bien lo indica, permite la recolección de la producción de gas de diversos pozos mediante los cabezales de producción.

#### 4.8.2 Diagrama de Flujo

El gas llega a los colectores por la línea descarga y de acuerdo a la presión que posee el pozo la entrada del gas se alinea al cabezal de baja o alta presión, o al cabezal de prueba. En el diagrama de flujo 4.15 se muestra el proceso de la estación de recolección de gas.

Cuando la producción se alinea al cabezal de alta presión (línea de mayor diámetro), el flujo del pozo será transportado hasta llegar al separador bifásico de alta presión (FA-100), donde se separará mecánicamente el gas y los líquidos; estos últimos serán reincorporados al proceso para su posterior estabilización en el tanque de almacenamiento (TV-01). El gas separado fluye hacia el filtro coalescente, donde al pasar por los filtros, retiene las pequeñas partículas que se encuentran suspendidas en la corriente. El filtro coalescente cuenta con una válvula controladora de nivel que permite que los líquidos separados vayan al tanque (TV-01).

El flujo de gas continua hacia la planta deshidratadora en donde se realiza la separación de la humedad por absorción, para estar dentro de las normas de calidad establecidas entre subsidiarias (menor a 7lb/mmpc). En caso de una sobrepresión, el colector de alta presión cuenta con un sistema de alivio que permite dar paso al gas hacia el quemador elevado, además, entre este colector y el separador bifásico (FA-100) se establece una válvula de corte, con el fin de abrir o cerrar el flujo en caso de ser necesario.

Sí se determina que el pozo presenta una baja presión, se alinea al cabezal de baja presión, que transporta el flujo hasta un separador bifásico horizontal (FA-100A) que se encarga de dividir mecánicamente el gas y los líquidos, estos últimos se interconectan al sistema de inyección de agua congénita. El gas obtenido es enviado al filtro coalescente, teniendo la misma función que en el proceso anterior para después incorporar el gas a la línea de succión de la compresora que está encargada de comprimir este hidrocarburo. El gas descargado es enviado a la línea de descarga de la compresora para ser incorporado al cabezal de alta presión. Si la línea se encuentra sobre presionada, el gas es enviado a través de la válvula de alivio al quemador elevado.

Al cabezal de prueba llega la producción del pozo que requiere ser probado (medición). El flujo que se recibe por este cabezal se envía al separador de prueba (FA-103), en donde se cuantificará el gas para después ser enviado al cabezal de alta o baja presión. Los líquidos que salen del separador se interconectan al sistema de agua congénita. En caso de que se presenta alguna sobrepresión en el colector de medición, este cuenta con un sistema de alivio que da paso al gas hacia una línea que está conectada al quemador elevado.

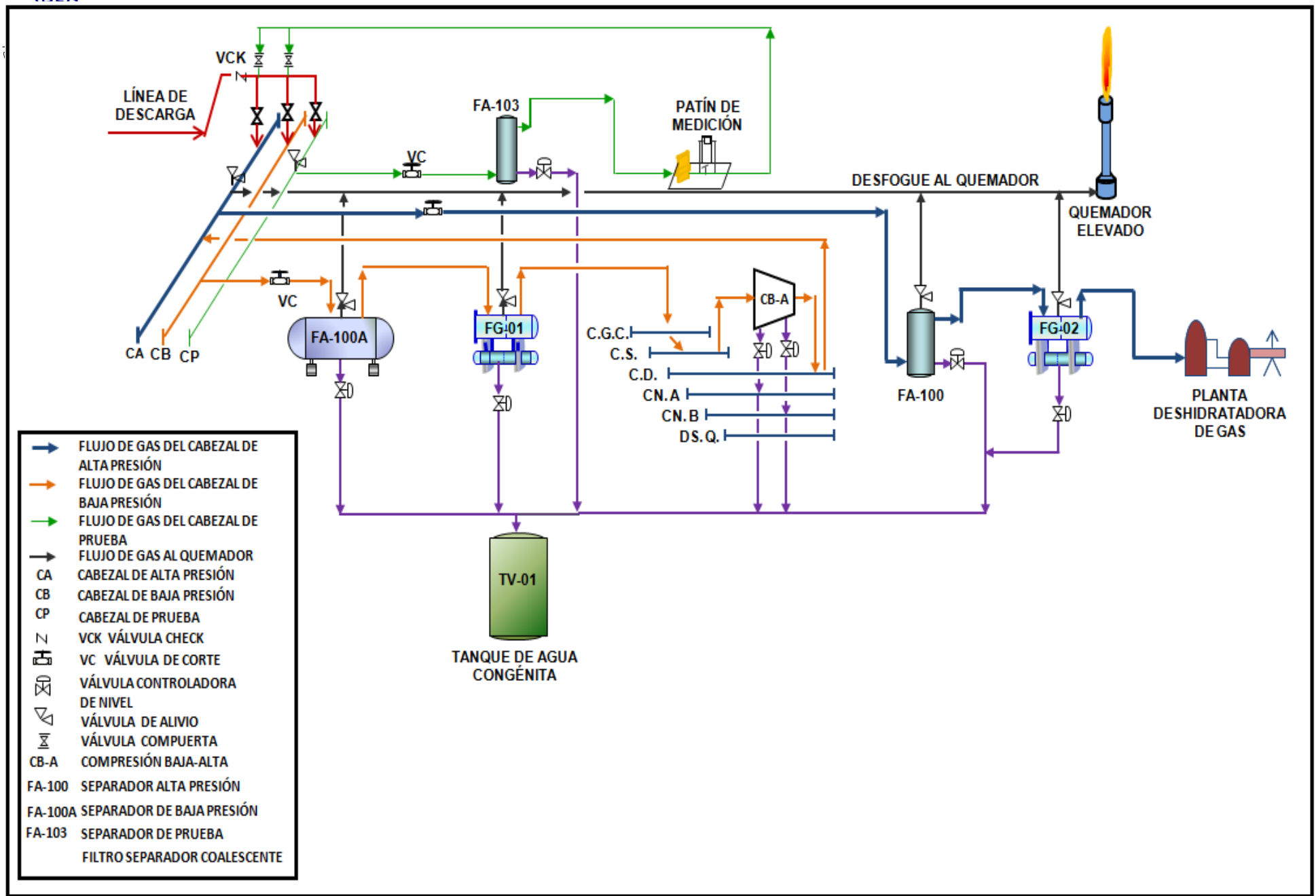


Diagrama de Flujo 4.15 Proceso de la estación de recolección de gas



## 4.9 Batería de Separación (BS)

### 4.9.1 Definición

Una batería de separación es el conjunto de tuberías, mecanismos, dispositivos y accesorios (colectores, separadores y tanques) que permite recibir, separar, controlar, medir y almacenar temporalmente los fluidos producidos por el conjunto de pozos que confluyen a ésta.

### 4.9.2 Finalidad

La batería de separación tiene como finalidad separar el gas, aceite, agua y los sólidos en suspensión que producen los pozos.

Las baterías de separación son instalaciones convenientes para verificar la producción de un pozo o de un conjunto determinado de éstos, las funciones de una batería de separación son múltiples, entre las cuales podemos citar:

- Separar el aceite, gas, agua y los sólidos en suspensión.
- Medir los volúmenes producidos ya sea individualmente o de todos los pozos.
- Almacenar temporalmente el aceite producido.
- Permitir el bombeo de los líquidos hacia la central de almacenamiento.

La operación de una batería se inicia con la llegada del flujo de cada uno de los pozos que la conforman, mismos que se conectan a un sistema de líneas (colectores), cada una de éstas consta de una válvula de retención (check) a la llegada, cuya función es evitar que regrese el fluido de los cabezales hacia el pozo y dos válvulas de compuerta.

La función de los cabezales como se menciona en el capítulo cinco es recolectar y distribuir la producción hacia los separadores, ya sea de prueba o de producción, éstos en la parte superior tienen instalados manómetros que registran la presión a la cual está operando la batería y esta presión está controlada por la válvula reguladora de presión, misma que está instalada en el colector de gas total que va hacia el sistema de compresión.

El separador es la unidad, donde se lleva a cabo la principal función de la batería de separación, que es el manejo y separación de los hidrocarburos producidos y éstos pueden ser horizontales o verticales, también los hay esféricos pero éstos no son comunes en el campo, su uso es casi exclusivo en las refinerías.

### **4.9.3 Elementos de una Batería de Separación**

- Manifold de recolección.
- Colectores para producción general.
- Colectores para medición o prueba.
- Separadores.
- Tanques de producción general.
- Tanques de medición o prueba.
- Colectores para gas.
- Colectores para aceite.
- Dispositivos de control.
- Dispositivos de medición.
- Dispositivos de seguridad.
- Quemadores de gas total.
- Quemadores de vapores.
- Equipo para inyección de productos químicos.
- Equipo de comunicación.

- Red de contraincendio.
- Dispositivos para el engasamiento de los tanques.

#### 4.9.4 Afluencia de Pozos a la Batería

Los pozos fluyen hacia la batería de separación a través de una línea de descarga (L.D.) que también conocemos como línea de flote y normalmente lo hacen en forma individual, pero en algunos casos por necesidades de operación lo hacen interconectados (empatados) con uno o más pozos, los diámetros de estas líneas son de 3" ó 4"Ø.

Al llegar la línea de descarga a la instalación, ésta se conecta al manifold a través de una bayoneta, estos manifold pueden tener varias entradas para conectar los pozos, dependiendo éstos del volumen por manejar, cada rama se encuentra constituida por una válvula de retención y dos de bloqueo, quedando éstas colocadas, una en la línea de producción general y la otra en la línea de prueba o medición.

Tomando en consideración la posición estratégica de la instalación en relación con la localización del pozo, éstos pueden fluir en forma continua o bacheada, asimismo con mayor o menor presión tomando en cuenta la distancia entre el pozo y la batería de separación, ya que a mayor distancia mayor contrapresión, menor distancia menor contrapresión y mayor velocidad, así mismo depende de la orografía también por esa razón la afluencia de los pozos a una batería de separación debe ser regulada y controlada.

#### 4.9.5 Diagrama de Flujo

La producción de pozos se recibe primero a través de la línea de descarga que convergen a los cabezales de llegada, en donde primero pasan a través de los múltiples de válvulas; posteriormente pasan a los colectores de producción general o medición según se trate (diagrama 4.16).

De los colectores se distribuyen ya mezclados los fluidos de todos los pozos a los separadores trifásicos, ya sea de prueba o de producción y en éstos se realiza el paso fundamental del proceso, es decir, a través de estos dispositivos (separadores) se ejecuta, la separación del gas asociado, aceite, agua (en algunos casos) y los sólidos en suspensión.

Los fluidos que convergen a los separadores trifásicos de producción (TL-01 y TL-02) son separados, los líquidos (aceite y agua) son descargados de los separadores a través de la válvula de control de nivel, la que como su nombre lo indica rige el nivel conveniente que debe guardar el líquido dentro del separador, para que en ningún momento el aceite sea arrastrado a la línea de conducción del gas ni el gas pase a la línea del petróleo.

Los líquidos se descargan hacia las deshidratadoras de crudo (DE-01A y DE-01B) en las cuales se logra el rompimiento de la emulsión del agua en el aceite, para soltar las gotas de agua de una fase continua de crudo.

El aceite es enviado hacia lo alto de la torre estabilizadora (DA-01), en la cual se reduce la presión para conseguir estabilizar este producto y quitar impurezas como la espuma.

Al salir de la torre estabilizadora, aceite estabilizado es conducido a los tanques de producción general (TV-01 y TV-02), donde serán medidos los

volúmenes aportados por los pozos (producción del campo), para después enviarlo al punto de venta, mediante el dispositivo de bombeo.

El agua congénita que se logra extraer de los separadores trifásicos y de las deshidratadoras es enviada al tanque de almacenamiento de agua congénita (TV-04) para ser bombeada al pozo cisterna.

El flujo del gas aportado y separado es descargado hacia los colectores de gas total y conducido hacia la estación de compresión pasando por el dispositivo de medición (fitting).

Los fluidos que llegan al cabezal de medición son desviados al separador trifásico de prueba (TL-03) que se utiliza para medir la producción de los pozos indicando su cantidad de aceite, agua y gas asociado.

El agua congénita es enviada al tanque TV-04, mientras que el gas asociado se mide y posteriormente se manda al sistema de compresión, para luego enviarlo a su venta.

El aceite se envía al tanque de medición (TV-03) y mediante este proceso se observa cual es la producción de aceite, agua y gas de cada pozo.

La presión de separación es fundamental en el proceso de separación de los fluidos en una batería de separación y ésta debe ser normalmente de 3 a 3.5 Kg/cm<sup>2</sup>, aunque se pueden manejar otras presiones, pero éstas serán consideradas anormales o de riesgo, por ejemplo en donde no hay infraestructura de compresión se manejan 2 km/m<sup>2</sup>; la presión de separación es controlada por la o las válvulas reguladoras instaladas en la llegada del gas a la estación de compresión, y ésta variará según las condiciones de operación de las máquinas que conforman la instalación de compresión.

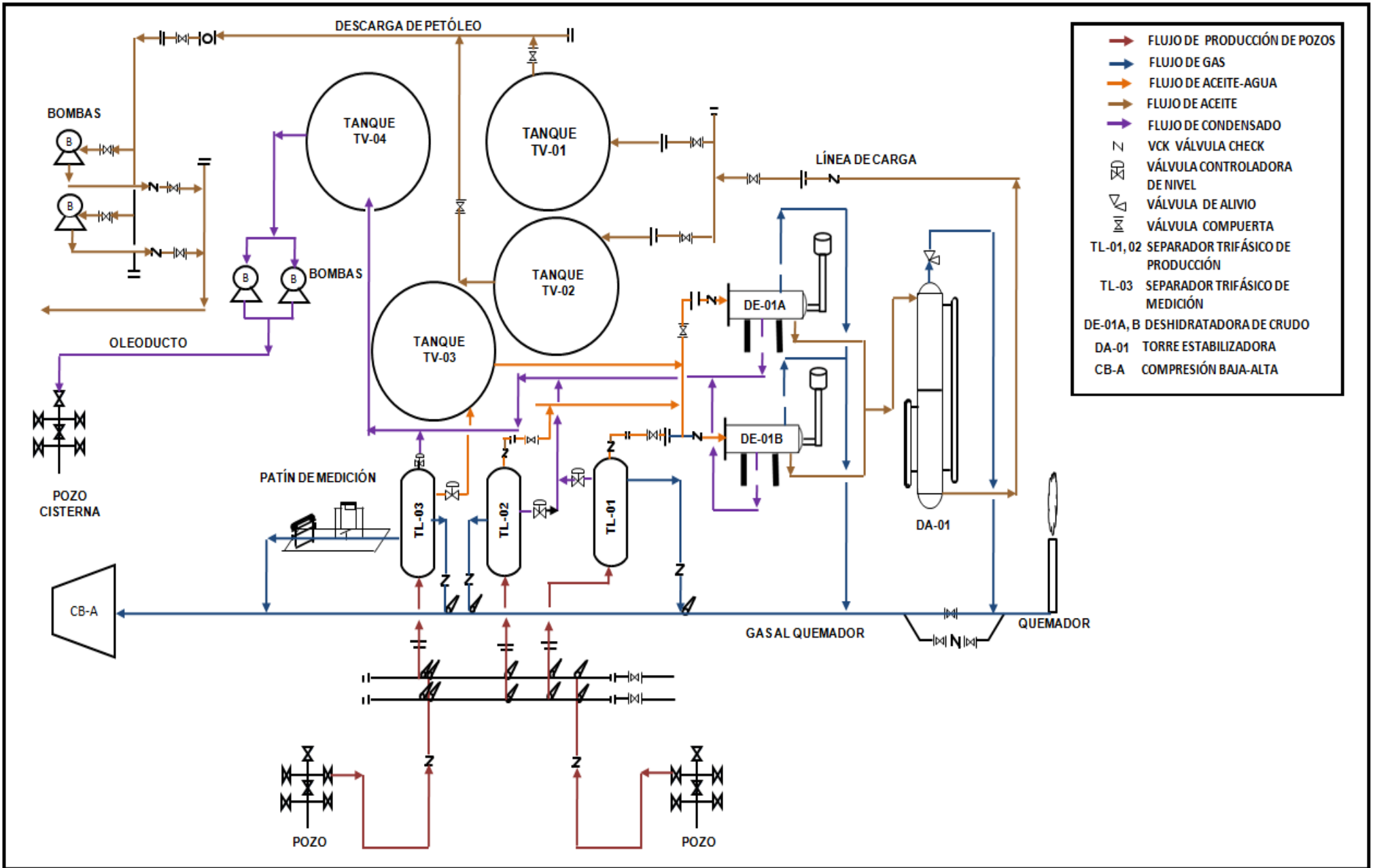


Diagrama 4.16 Flujo del proceso en una batería de separación

#### 4.9.6 Recomendaciones para los Operadores

Algunas recomendaciones que deben seguir los operadores de las baterías de separación son las siguientes:

- En los manifold, ver que únicamente el pozo que se desea medir se encuentre en la línea de prueba o medición.
- Que los separadores estén trabajando a la presión de separación indicada.
- Que el nivel de aceite se encuentre a una altura conveniente, para que no pase el gas al sistema del aceite, ni el aceite al sistema de gas.
- Que el cristal indicador de nivel óptico se encuentre limpio, para que el nivel que indica sea el correcto.
- Que las plumillas del aparato registrador de gas tengan tinta suficiente, pero en cantidad tal que no se derrame o manche la gráfica.
- Que las lecturas del gas sean tratadas de mantener a los valores medios de la gráfica, por medio de la placa adecuada que se coloca en el Fitting.
- Verificar la correcta dosificación de los reactivos químicos, tanto los anticrustantes como los desemulsificantes.
- Efectuar la medición en los tanques de medición como en los de producción general, con la mayor exactitud posible.
- Tomar las diferentes muestras de aceite, de acuerdo con las normas y procedimientos establecidos para tal fin.
- Que el personal utilice el equipo de protección que proporciona la empresa.
- Mantener limpias las instalaciones
- Verificar que los dispositivos de seguridad y medición estén debidamente calibrados.
- Contar con equipo aire autónomo para medir tanques.

Los trabajadores quedan obligados a usar durante la ejecución de sus labores el equipo e implementos preventivos de riesgos de trabajo que les

---

proporcione Petróleos Mexicanos de acuerdo con el reglamento y demás disposiciones relativas y los que las comisiones de seguridad acuerden.

Los operadores de las baterías y medidores que laboren en áreas en que el aceite o gas contengan ácido sulfhídrico, deben usar equipo de protección respiratoria adecuado, siempre debe usarse contenga o no ácido sulfhídrico.

Cuando se efectúen los bombeos de aceite tener presente:

- Tener abiertas las válvulas de succión y descarga de la motobomba, así como la succión del tanque.
- Checar el voltaje que debe fluctuar de 420 a 480 Volts. (si es motor eléctrico).
- Checar el amperaje, que no deberá ser mayor de 94 Amperes.
- Cuando los motores se arranquen, que tanto éstos como las motobombas trabajen normalmente.
- Checar la presión de bombeo, la cual no debe rebasar la normal.
- Todos los datos obtenidos de la revisión constante de la operación, asentarlos en su reporte y en los lugares correspondientes, procurando hacerlo con la mayor limpieza y claridad posible.
- Todos los separadores deben estar provistos de válvulas de seguridad en buenas condiciones de funcionamiento y calibradas para actuar a la presión apropiada, de acuerdo con la de trabajo del propio separador.
- Todo separador debe estar provisto de un manómetro de rango apropiado que indique su presión y colocado en lugar accesible para su lectura.

Los controles de nivel de los separadores y los reguladores de presión deben mantenerse en perfectas condiciones de funcionamiento.



## **4.10 Estación de Compresión de gas (ECG).**

### **4.10.1 Descripción del funcionamiento de una Estación de Compresión de Gas**

La razón de tener una estación de compresoras es, para elevar la presión del gas que recibe de la batería de separación o de la estación de recolección, de tal modo que puede ser transportado y procesado en la unidad petroquímica, evitando que sea desperdiciado al quemarse en la atmósfera. Para que la estación de compresoras pueda cumplir su objetivo satisfactoriamente, es necesario que cuente con cabezales generales, quemadores, controles de presión, el equipo de compresión y de servicios auxiliares. A continuación se describirán los elementos mencionados anteriormente.

### **4.10.2 Cabezales generales.**

Con este nombre se conoce al conjunto de tuberías donde se recibe y envía a los diferentes fluidos que se manejan, los cuales en una estación de compresoras son:

- 1.- Cabezal general de gas de succión.
- 2.- Cabezal general de gas de descarga.
- 3.- Cabezal general de gas combustible
- 5.- Cabezal general de desfogue al quemador
- 6.- Cabezal general de condensados de alta presión.
- 7.- Cabezal general de condensados de baja presión.

### **4.10.3 Quemador**

Cuando se tienen interrupciones en la operación del equipo de compresión ya sea por fallas, mantenimiento preventivo, descontroles en la batería de

---

separación, etc. el gas que se maneja tiene que enviarse a la atmósfera y para evitar siniestros o accidentes personales por ser gas amargo, es necesario quemarlo.

#### **4.10.4 Equipo Motocompresor**

El arreglo modular del equipo compresor de dos pasos consta de lo siguiente:

1. Separador de Succión.
2. Domo de Succión de Primera y Segunda Etapa.
3. Domo de descarga.
4. Enfriador.
5. Separador Inter-etapa.
6. Separador de descarga.

#### **4.10.5 Flujo del Sistema de Gas de Proceso.**

El gas húmedo amargo alimentado por uno o más gasoductos se reciben en la estación por el cabezal de succión de baja presión. Del cabezal de baja succión el gas fluye hacia los separadores de baja presión (FA-02A y B). En los separadores, se tiene una derivación de líneas en cada una de las cuales se encuentra instalado un control automático de presión de succión con su válvula correspondiente, la cual se encarga de mantener una presión constante de succión independientemente del equipo que este en operación, de tal modo que si por cualquier causa ocurriera una sobre presión, el control la detecta y manda una señal neumática para abrir la válvula y desalojar el exceso de gas que causa la sobre presión enviando el gas al separador de líquidos (FA-02X), en el que se separan las partículas de agua que no lograron extraerse debido a la sobre presión.

En los separadores de baja presión, el gas húmedo amargo por diferencia de densidades deposita en el fondo el líquido (condensado) y el gas fluye hacia el extremo de salida del mismo pasando antes por un eliminador de niebla, el cual se encarga de remover las partículas de líquido que aún arrastra el gas en suspensión. El líquido (condensado) escurre a la pierna (chiche) de los separadores FA-02A y FA-02B, en donde mediante un control automático de nivel con su válvula envía el líquido al acumulador de condensados (FA-01), mientras que el gas es enviado al filtro coalescedor (FG-01) para tener una fina filtración del gas. Posterior a este proceso el gas es enviado al cabezal de succión, para entrar al proceso de compresión.

El filtro coalescedor cuenta con su sistema de alivio y control de nivel, llevando los condensados hacia el acumulador (FA-01) y la sobre presión se envía al separador de líquidos (FA-02X).

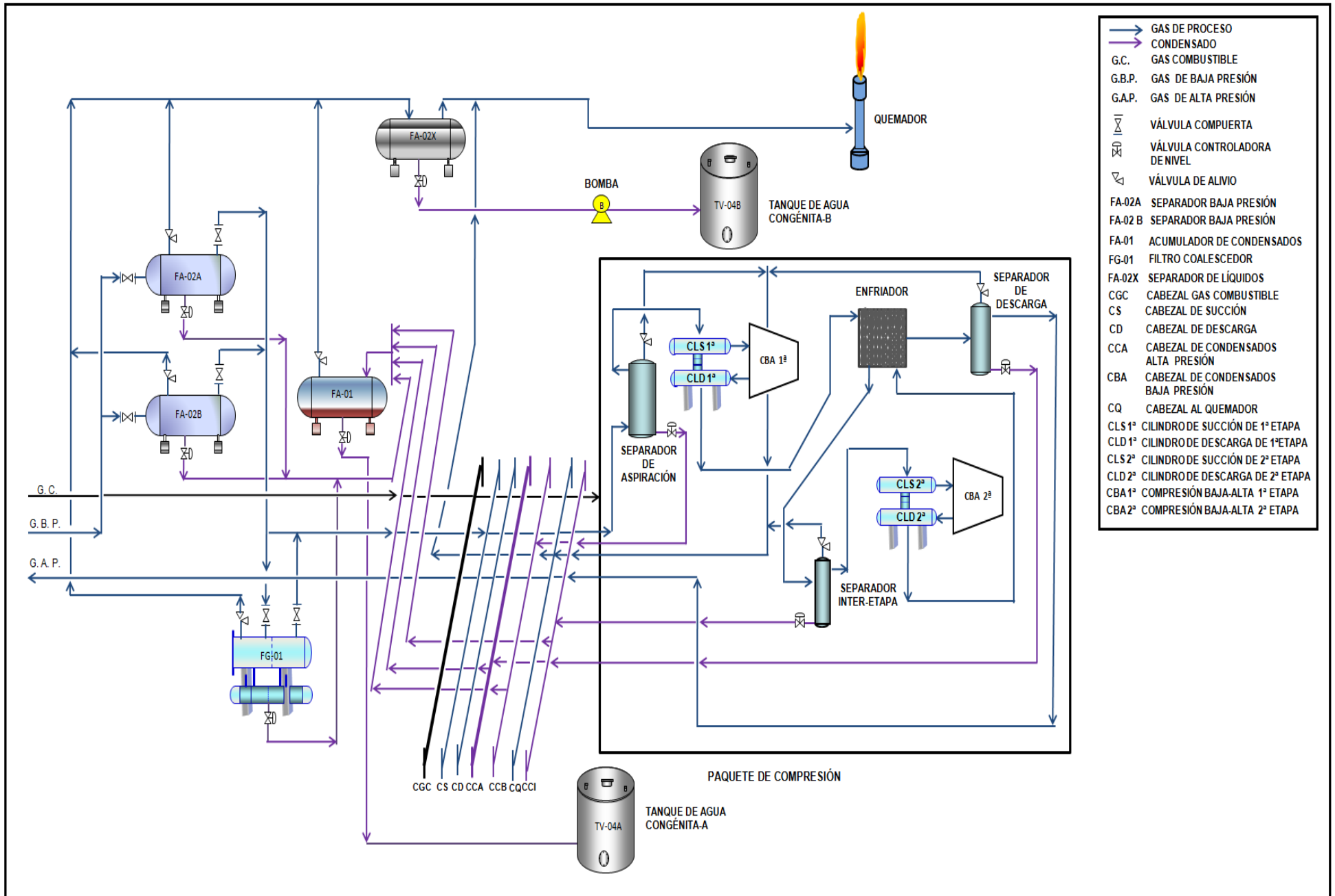
En la descarga del gas hacia el proceso de compresión el gas entra a través del cabezal de succión al separador de aspiración, el cual se encarga de quitar los restos de líquido que se tengan presentes en el al gas para evitar el paso de agua hacia los cilindros compresores. El separador de aspiración cuenta con una válvula controladora de nivel y una de alivio, enviando los condensados que se forman al fondo de este hacia el cabezal de condensados de baja presión y al cabezal de desfogue al quemador. El gas húmedo amargo, limpio y seco de la salida del separador fluye hacia la succión del compresor de primer paso para comprimirlo y descargarlo a través del cilindro de descarga hacia al enfriador de gas, en el que se consigue reducir la temperatura para que el gas se maneje más fácilmente.

Antes de entrar al compresor de segunda paso, el gas pasa por el separador inter-etapa asegurando la calidad del fluido, enviando los condensados hacia el cabezal de condensados intermedios, y en caso de sobre presión el gas se envía al cabezal del quemador.

El gas de proceso pasa al domo de succión del compresor de segunda etapa donde es comprimido nuevamente y se consigue elevar su presión y temperatura, de la descarga del compresor del segundo paso el gas fluye hacia el enfriador de gas, el enfriamiento del gas hace que se forme condensado, por lo cual la salida del gas del enfriador se envía al separador de descarga, donde los condensados caen al fondo y el gas fluye hacia la parte superior, la instrumentación de este separador es la misma que se describió para el separador de succión, y por lo tanto el condensado del fondo del separador es desalojado hacia el cabezal de condensados de alta presión y la sobre presión que pudiera presentarse se manda al cabezal de desfogue al quemador.

El gas de salida del separador de descarga, fluye hacia el patín de cabezales, para entrar al cabezal de descarga del modulo de compresión y de este al gasoducto de alta presión.

Los cabezales de alta, intermedia y baja presión descargan hacia el acumulador de condensados (FA-01), esta cuenta con una válvula controladora de nivel y una válvula de alivio de presión. La primera válvula tiene como función enviar los condensados al tanque TV-04A y la segunda envía el gas hacia el separador de líquidos (FA-02X) en caso de que se tenga una sobrepresión. El separador de líquidos cuenta con una válvula controladora de nivel que se encarga de mandar una señal para descargar los condensados mediante un sistema de bombeo al tanque de agua congénita (TV-04B) y una válvula de alivio que envía el exceso de gas hacia al quemador. El proceso de la estación de compresión de gas se explica en el diagrama de flujo 4.17



- GAS DE PROCESO
- CONDENSADO
- G.C. GAS COMBUSTIBLE
- G.B.P. GAS DE BAJA PRESIÓN
- G.A.P. GAS DE ALTA PRESIÓN
- ∩ VÁLVULA COMPUERTA
- ⊗ VÁLVULA CONTROLADORA DE NIVEL
- ∇ VÁLVULA DE ALIVIO
- FA-02A SEPARADOR BAJA PRESIÓN
- FA-02 B SEPARADOR BAJA PRESIÓN
- FA-01 ACUMULADOR DE CONDENSADOS
- FG-01 FILTRO COALESCEDOR
- FA-02X SEPARADOR DE LÍQUIDOS
- CGC CABEZAL GAS COMBUSTIBLE
- CS CABEZAL DE SUCCIÓN
- CD CABEZAL DE DESCARGA
- CCA CABEZAL DE CONDENSADOS ALTA PRESIÓN
- CCA CABEZAL DE CONDENSADOS BAJA PRESIÓN
- CBA CABEZAL DE CONDENSADOS BAJA PRESIÓN
- CQ CABEZAL AL QUEMADOR
- CLS 1º CILINDRO DE SUCCIÓN DE 1º ETAPA
- CLD 1º CILINDRO DE DESCARGA DE 1º ETAPA
- CLS 2º CILINDRO DE SUCCIÓN DE 2º ETAPA
- CLD 2º CILINDRO DE DESCARGA DE 2º ETAPA
- CBA 1ª COMPRESIÓN BAJA-ALTA 1ª ETAPA
- CBA 2ª COMPRESIÓN BAJA-ALTA 2ª ETAPA

**Diagrama de Flujo 4.17** Proceso de una estación de compresión de gas

## 4.11 Planta Endulzadora de Gas Amargo (PEGA)

### 4.11.1 Generalidades

Las corrientes de gas natural, gas de refinera y hidrocarburos liquidos amargos contienen materiales contaminantes no deseados para su posterior aplicacion, siendo los compuestos del azufre (principalmente el acido sulfhidrico), dióxido de carbono y vapor de agua, los más comunes que deben extraerse antes de ser transportado, procesado o vendido este gas.

El empleo de estos gases o hidrocarburos liquidos requieren un bajo contenido de acido sulfhidrico con el fin de evitar la corrosión en el equipo y transporte utilizado, debido a la formación de SO<sub>2</sub> (bióxido de azufre).

En México el gas purificado (gas dulce) puede ser utilizado como gas combustible, así como fuente de obtención de materias primas para el desarrollo de la industria petroquímica, la que se basa en compuestos del etileno, propileno, xileno, etc.

Existen varios procesos de endulzamiento de gases-liquidos. Entre los factores que debemos considerar para su evaluación, se encuentran los siguientes:

- Tipo de impureza en la corriente de gas/liquido.
- Concentración de las impurezas y nivel al cual debe renovarse.
- Selectividad requerida del gas acido.
- Volumen del gas/liquido que va a procesarse, condiciones de temperatura y presión a las que se encuentre.
- Posibilidad de recuperación del azufre

Los gases de refinería además del ácido sulfhídrico y del dióxido de carbono, pueden contener mercaptanos, disulfuro de carbono o sulfuro de carbonilo. Si alguno de estos contaminantes está presente, la efectividad del agente de endulzamiento disminuye significativamente.

La selectividad de un agente de endulzamiento es una medida del grado en la que un contaminante se elimina en relación a otros. Cuando se considera que haya recuperación de azufre, la selectividad hacia el ácido sulfhídrico es muy importante.

#### **4.11.2 Tipos de Procesos de endulzamiento de Gas.**

Es una clasificación general existen tres clases de procesos de endulzamiento regenerativos, dependiendo del tipo de agente que se emplea para endulzar el gas amargo:

- Procesos con agentes líquidos
- Procesos con agentes sólidos

##### **4.11.2.1 Proceso con agentes líquidos**

Los procesos con agentes líquidos involucran la recirculación de una solución a contracorriente con la corriente gaseosa. La solución que se enriquece con gas ácido, se regenera por medio del calor y/o reducción de presión.

##### **4.11.2.2 Procesos con agentes sólidos**

Los procesos con agentes sólidos de endulzamiento emplean un lecho a través del cual el gas amargo fluye para extraerle los componentes del gas ácido. La regeneración del lecho sólido generalmente se realiza reduciendo la presión y suministrando calor.

### 4.11.3 Procesos de Amina

Los procesos de amina se aplican cuando las presiones parciales del gas ácido son bajas y/o se desean concentraciones pequeñas de ácido en el gas dulce también se emplean para el tratamiento de líquidos amargos.

El principio de los procesos de amina se basan en una reacción reversible de un base débil con un ácido débil para formar una sal soluble en agua. La naturaleza reversible de estas reacciones permite la regeneración.

La Dietanolamina (DEA) tiene la ventaja sobre el monoetanol amina debido a que su presión de vapor es menor, por lo que se tienen menores pérdidas por vaporización de la solución.

El proceso DEA no es selectivo y remueve tanto el  $H_2S$  como el  $CO_2$ . El  $H_2S$  puede eliminarse tanto en el gas como en el líquido dulce hasta un concentrado de 50 ppm y el  $CO_2$  hasta 1000 ppm. Sin embargo, para el tratamiento de gas natural y operando a presiones superiores a 220 psig. se obtiene el gas dulce con 4 ppm. de  $H_2S$ .

### 4.11.4 Finalidad

El proceso de endulzamiento de gas tiene como finalidad eliminar los compuestos ácidos presentes en el gas amargo, con el propósito de adecuarlo para su uso como gas combustible en los diferentes equipos de la planta.

Para ello, está formada por tres plantas, paquete que utilizan el proceso Girbotol, empleándose Dietanolamina (DEA) como agente absorbente de gases ácidos.



Los paquetes de endulzamiento reciben una parte del gas de la descarga de los módulos de compresión o del compresor de arranque, el que una vez libre de compuestos ácidos se distribuyen en los diferentes equipos de la plataforma que lo requieran, a través de la red de gas combustible.

#### 4.11.5 Proceso de Endulzamiento de Gas Amargo

El flujo de gas amargo a 867 psig. y con una temperatura de 82°F es recibido por el filtro separador F-100, donde se separan los condensados contenidos en la corriente, evitando el arrastre de los mismos a las secciones de endulzamiento y deshidratación. Los líquidos del separador de entrada son controlados a nivel y enviados al Sistema de Drenaje de Hidrocarburo para ser desechados. El gas del separador es entonces enviado hacia al absorvedor de DEA T-101 en donde es contactado con 4 USGPM de solución de Dietanolamina (DEA), (diluida al 30 % por peso) a una temperatura de 120°F, vertida sobre 20 platos de válvulas y de un sólo paso. El gas dulce de cima que sale del contactor a una temperatura de 93°F es enviado por medio de tuberías al lavador de gas dulce V-330 para remover cualquier residuo de amina que haya quedado durante situaciones anormales en el proceso. El gas es enviado de aquí a la planta de deshidratación existente.

El gas cumple con las especificaciones de ventas de un contenido máximo de sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ) de 0.25 granos/PC standard y un contenido de Dióxido de Carbono ( $CO_2$ ) al 2% molar. Los líquidos del V-330 son controlados a nivel hacia el tanque de destilación de amina V-102.

La solución de DEA que sale del fondo del absorvedor T-101 a una temperatura de 86°F, bajo control de nivel, es primero enviada al tanque de destilación de amina (V-102) en donde cualquier exceso de gas  $H_2S$  es desechado por medio de expansión instantánea antes de ser enviada a los filtros de amina rica (F-104). Una vez que la amina rica ha sido filtrada se calienta en el plato del intercambiador de amina rica/pobre E-103, a una temperatura de 200°F y luego

es llevada a la cima del regenerador de amina T-103 en donde es alimentada a la columna de destilación empacada. La corriente de amina rica es destilada y convertida en amina pobre. Esto es logrado mediante el uso de 1.1 libras de vapor destilador por galón (US) de amina en el fondo del regenerador de amina. El vapor destilador proviene del regenerador de amina H-101, el cual es del tipo caldera BKU, en donde la solución de amina en el lado de la coraza es calentada por un tubo calentador de fuego directo.

La amina pobre es recogida detrás del vertedero, en el regenerador, y es enviada mediante tuberías al intercambiador de amina rica/pobre E-103 en donde es enfriada de 253°F a 138°F. La amina es entonces enviada por medio de bombas reforzadas P-102 A/B (une de repuesto) a 50 PSIG. a través del enfriador de aire de amina pobre CLR-101B en donde es enfriada a 120°F y enviada al filtro de amina de flujo completo F-102, al filtro de carbón de flujo lateral F-103, y finalmente a la línea de succión de las bombas de carga P-101 A/B. Las bombas de carga de amina pobre P-101A/B circulan 4 USGPM de amina al plato número 20 del absorvedor T-101 para completar el circuito cerrado.

El gas ácido despojado de la amina rica en el generador T-103 sale de la cima de la torre con una temperatura de 230°F y presión de 12PSIG., y es enviado al enfriador de aire condensador de reflujo CLR-101<sup>a</sup> en donde es enfriado a una temperatura de 120°F para condensar los vapores de agua. La línea que sale del CLR-101<sup>a</sup> está inclinada hacia el tanque acumulador de reflujo T-103 en donde el agua condensada es bombeada a control de nivel, con una bomba P-105 A/B (una de repuesto) y enviada como reflujo al plato número 20 de la torre regeneradora. El flujo del gas ácido proveniente de la cima del acumulador de reflujo es medido y controlado por presión, enviándose a la chimenea del incinerador H-203. El proceso de endulzamiento de gas se representa en el diagrama de flujo 4.18

### 4.11.6 Quemador de Gas Ácido

Las corrientes de gas ácido que salen del acumulador de flujo en el regenerador T-103 y del tanque destilador de amina V-102 son enviados por medio de tuberías a la base de la tea H-203 en donde son quemadas para convertir el  $H_2S$  en  $SO_2$ , y finalmente enviadas a una chimenea de 30 pies, para ser dispersadas en la atmósfera.

### 4.11.7 Sistema de Tea

El sistema de Tea consiste de un cabezal de ocho pulgadas que sale del patín de amina y que está inclinado hacia un tambor lavador el cual está situado en la base de la chimenea, en donde los líquidos recuperados son colectados y el gas es conducido hacia la chimenea F-910, de ocho pulgadas de diámetro.

## 4.12 PLANTA DESHIDRATADORA DE GAS

El gas natural dulce desde su yacimiento contiene líquido, que a través, de su proceso de separación y filtración son separados líquidos e impurezas en el gas dulce, debido a las normas de calidad que rigen los mercados internacionales, e industrias que utilizan el gas natural, es necesario quitar al máximo la humedad que lleva el gas para evitar daños en tuberías y equipos, por tal motivo se utilizan las plantas deshidratadoras de gas natural con el agente químico más común en la actualidad que es el glicol.

En el año de 1992 en el campo Cocuite se instaló la primera planta deshidratadora de gas utilizando glicol como agente absorbente, siendo este uno de los primeros campos de gas dulce y logrando muy buenos resultados en el activo.

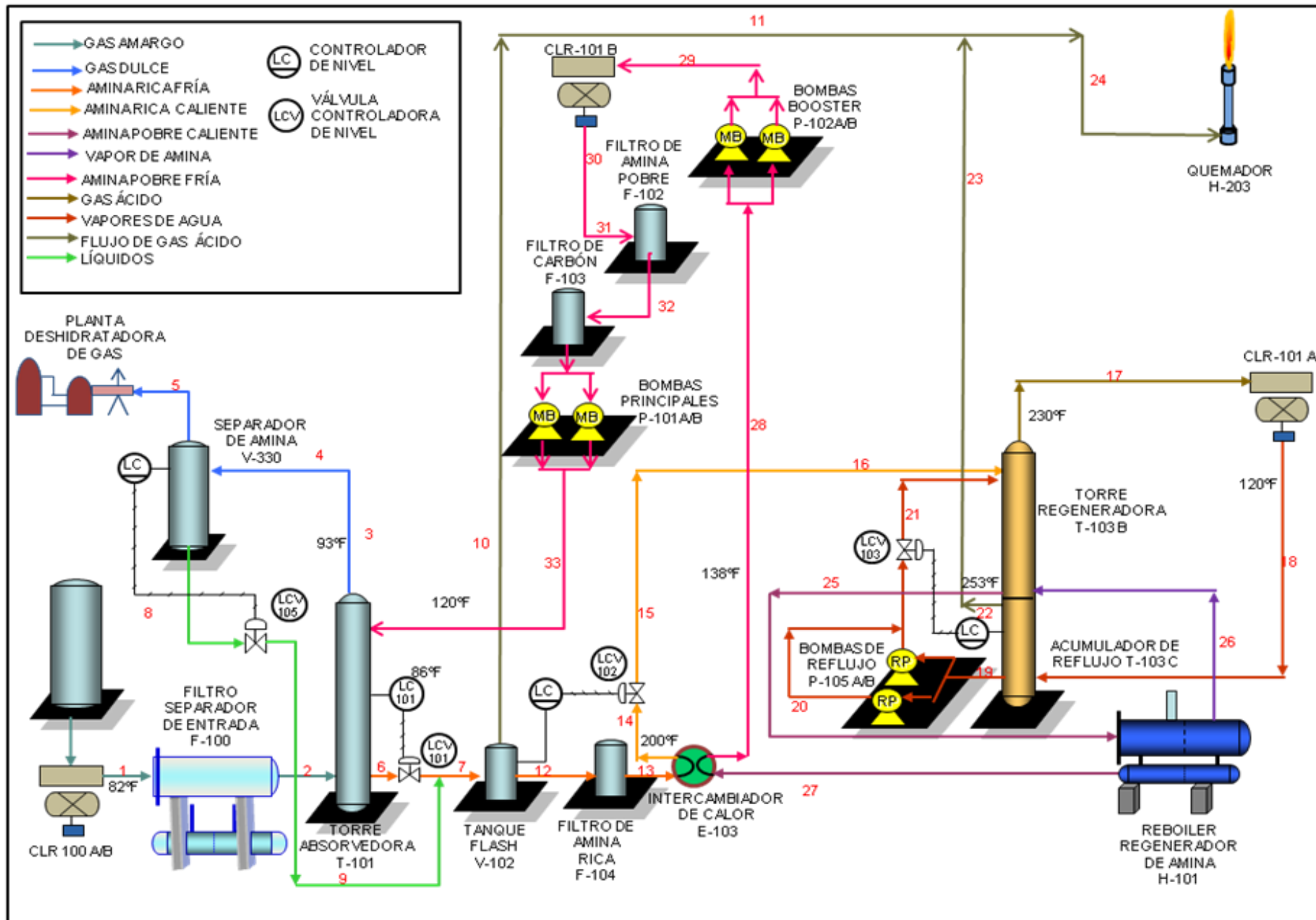


Diagrama de Flujo 4.18 Proceso de endulzamiento de gas

Hasta el momento se cuenta con mas de diez plantas deshidratadoras de gas natural en los campos: Arquimia, Lizamba, Papan, Playuela, Apertura y Vistoso. Todos estos del activo integral Veracruz.

## 4.12.1 Definición

La planta deshidratadora de gas tiene como función desalojar el agua del flujo mediante contacto en contra corriente con el Trietilenglicol (TEG) en un Torre Absorvedora. El glicol circulará en un sistema cerrado desde la Torre de contacto hacia el sistema de regeneración, donde el agua es separada del glicol y el TEG regenerado es recirculado hacia la Torre.

## 4.12.2 Componentes

- Filtro coalescente (Equipo de la estación de recolección de gas)
- Torre Absorvedora (Contactador)
- Enfriador del Trietilenglicol pobre
- Regenerador de Trietilenglicol, compuesto por: Calentador (Regenerador del TEG y Torre de Destilación).
- Intercambiador de calor gas seco/TEG pobre
- Intercambiador de calor TEG pobre/TEG rico
- Intercambiador de vapor TEG pobre/Vapores de Torre de Destilación
- Tanque acumulador de TEG pobre
- Separador Trifásico o tanque Flash
- Filtro tipo calcetín
- Filtro de carbón activado
- Bombas hidráulicas por TEG
- Tanque acumulador de gas combustible
- Sistema B-tex. Sistema de recuperación de líquidos contaminados con TEG arrastrado en la corriente de vapores generados por la Torre de destilación, como protección del medio ambiente.

#### 4.12.3 Descripción del Proceso

El proceso de deshidratación de gas se puede llevar cabo mediante dos diferentes métodos; estos son:

- deshidratación de gas por absorción y
- deshidratación de gas por adsorción.

El método de deshidratación de gas por absorción consiste en la remoción de vapor de agua mediante el burbujeo de gas contra corriente con ciertos líquidos que tienen una especial atracción para el agua.

La remoción del vapor de agua que hace que el gas fluya a través de un lecho de sólidos granulares que tengan una afinidad para el agua se le denomina adsorción; donde ésta es retenida en la superficie de las partículas.

El recipiente en el cual se lleva a cabo la absorción o adsorción recibe el nombre de contactor. El líquido o sólido que es utilizado en el contactor y que tiene afinidad con el agua se conoce como desecante. Si el proceso es aplicado correctamente, éste permite disminuir el contenido de vapor de agua; de tal manera que bajo condiciones de presión y temperatura esperada en cualquier punto de la línea no se dé la condensación de agua y solidificación, lo que produce un taponamiento debido a la formación de hidratos.

Los desecantes más comunes utilizados para la remoción de vapor de agua del gas natural en procesos de deshidratación con desecante líquido son los glicoles: Etilenglicol, Dietilenglicol y particularmente el Trietilenglicol.

Se ha ganado el uso generalizado en la deshidratación de gas por que:

Son altamente Higroscópicos, es decir absorben y retienen agua de inmediato

Son estables al calor y a la descomposición química a temperaturas y presiones necesarias en el proceso.

Son regenerados con facilidad para reutilizarlos.

No son corrosivos y no hacen espuma en condiciones normales, aunque la impurezas en la corriente de gas pueden cambiar esto.

El proceso de deshidratación de gas se observa en el diagrama de flujo 4.19 consta de dos etapas que a continuación se describen:

### **4.12.3.1 Etapa de Absorción**

Después de pasar por un filtro coalescedor para separar cualquier partícula o arrastre líquida asociada con el gas, ingresa cerca del fondo de la Torre Absorvedora ( o contactor de glicol) y se eleva por la columna donde toma contacto íntimo con una solución TEG pobre que fluye contra corriente, a través de platos tipo capucha. Aquí el gas entrega su vapor de agua al TEG.

Cada plato contiene tantas capuchas como cuantas puedan ser puestas en el mismo para proporcionar dispersión más eficiente del gas a través del plato. El gas fluye por medio de orificios localizados en el plato y dentro de cada capucha de tal manera que el gas se disperse desde la parte superior de la capucha hacia abajo por la parte anular formado por el orificio y la capucha. Se dispersa por las ranuras del fondo de la capucha y hace burbuja con el TEG. El nivel del TEG es mantenido cerca del tope de las capuchas mediante vertederos localizados en la cubierta de ellas. Mientras más profundo el nivel del TEG alrededor de la capucha, más íntimo el contacto TEG/gas y mayor eficiencia.

Después de burbujear por el nivel de TEG en un plato determinado el gas fluye para arriba hacia el fondo del siguiente plato, repitiéndose el mismo arreglo de contacto a lo largo de cada plato. Al salir del último plato el gas pasa a través de un extractor de neblina para remover el TEG antes de salir de la torre.

Por último el gas seco pasa por un intercambiador de calor gas/TEG y posteriormente se incorpora al cabezal principal para su medición y envío a las estaciones de venta.

Una pequeña cantidad de este gas seco es desviada para el uso del calentador del regenerador de TEG y para la instrumentación neumática que controla a la planta deshidratadora.

#### **4.12.3.2 Etapa de Regeneración.**

El TEG pobre ingresa por el plato superior fluyendo por el tubo descendente hacia el siguiente plato y así sucesivamente, repitiéndose este proceso hasta que el TEG salga del plato inferior hacia el fondo de la torre, donde el nivel es controlado por el sistema de regeneración.

El estrecho contacto de los platos permite que el TEG, con su alta habilidad higroscópica absorba el vapor de agua de la corriente de gas. La mayor cantidad de agua es retirada en el plato inferior, donde el gas entra más húmedo.

Conforme va ascendiendo el gas a través de los platos hasta el domo de la torre éste se va deshidratando cada vez más, y el TEG absorbe menos agua volviéndose más higroscópico. En los últimos platos superiores el TEG es más pobre, quedando solo vestigios de agua en el gas. En estos platos se desalojan los últimos restos de agua en el gas para que se cumpla con el punto de rocío.

Es importante que el TEG este a la misma temperatura del gas a ingresar a la torre, esto es importante porque las condiciones de equilibrio entre el TEG y el vapor de agua se verán afectadas por la temperatura. Esto significa que a mayor temperatura el vapor de agua permanecerá en la corriente de gas.



Para evitar este desequilibrio el TEG pobre es pasado a través de un intercambiador de calor tubos-coraza, utilizando el gas seco como elemento enfriador.

La salida del TEG rico de la Torre Absorvedora se realiza a través de un controlador de nivel mediante una válvula que reducirá la presión existente dentro de la torre hasta la presión necesaria para moverse por todo el circuito de regeneración hasta el calentado del TEG que opera a presión atmosférica.

El TEG rico que descarga la bomba hidráulica es utilizado como elemento enfriador de los vapores generados por la torre de destilación del regenerador para condensar los vapores presentes antes de enviarlos al eliminador BTXE.

La función del eliminador BTXE es condensar las emisiones generadas por la torre de destilación. Los vapores son enviados mediante un intercambiador de calor, para reducir la temperatura y el volumen de vapores e hidrocarburos producidos por el proceso de deshidratación de gas. Los líquidos generados por la condensación de los vapores son direccionados por gravedad a un pequeño tanque localizado en la base del intercambiador de calor. El pequeño tanque los descarga automáticamente hacia el cabezal principal de recolección de líquidos de la instalación. Los incondensables son direccionados automáticamente por el control de temperatura del regenerador de TEG hacia el quemador o chimenea del calentador de TEG.

El flujo del TEG rico es manejado mediante el monitoreo de temperatura y una válvula de tres vías. En unidades pequeñas, una válvula manual es normalmente utilizada para controlar la cantidad de reflujo en el lugar de la válvula y el control de temperatura.

La salida del TEG del intercambiador TEG/vapores de la torre de destilación es enviada al intercambiador de calor (TEG pobre/TEG rico) de donde es precalentado.

La temperatura normal de intercambio (diferencia entre la temperatura del TEG pobre enfriado y del TEG rico) es de aproximadamente de 200°F. Esto significa que una corriente húmeda ingresando a 100°F puede ser calentada alrededor de los 300°F, mientras que la corriente de TEG pobre está siendo enfriada de 400°F a 200°F. Generalmente 200°F es la temperatura máxima que manejan las bombas hidráulicas en una base constante de flujo.

Posteriormente el TEG rico bombeado es enviado al tanque flash (separador trifásico), donde los hidrocarburos disueltos son separados del TEG. Los gases acumulados normalmente se agregan al sistema de gas combustible o quemados en el regenerador, los hidrocarburos condensados se envían al sistema de recuperación de líquidos. Para obtener la separación apropiada el tanque Flash debe mantenerse a una temperatura de entre 150 y 200°F y con una operación de 50 a 70 Psig.

El TEG rico pasa por un filtro tipo calcetín para remoción de cualquier partícula sólida tales como sulfuro de hierro (FeS). Posteriormente por un filtro de carbón activado para la remoción de hidrocarburos los cuales no pudieron ser separados en el tanque flash. Esto es beneficioso en la reducción de pérdidas de TEG en la columna de reflujo debido a la generación de espuma de hidrocarburos.

Después de ser precalentado en el intercambiador de calor, el TEG rico ingresa por la parte superior de la torre de destilación y fluye hacia la parte inferior teniendo contacto con los internos de la torre, siendo calentado hasta cerca de la temperatura de regeneración mediante vapores de agua/TEG del regenerador.



En éste, se aumenta la temperatura al nivel requerido hasta obtener la concentración de TEG pobre. El nivel del regenerador es controlado por una mampara para asegurar el nivel sobre el tubo o tubos de calentamiento, la temperatura es controlada de manera automática. El rango de temperatura de regeneración que se debe mantener es de 380 a 400°F.

Después de la regeneración, el TEG pobre caliente intercambia calor con el TEG rico frío para su enfriamiento a la temperatura cercana a la del gas antes de su ingreso a las bombas hidráulicas de TEG y posterior ingreso a la Torre Absorvedora.

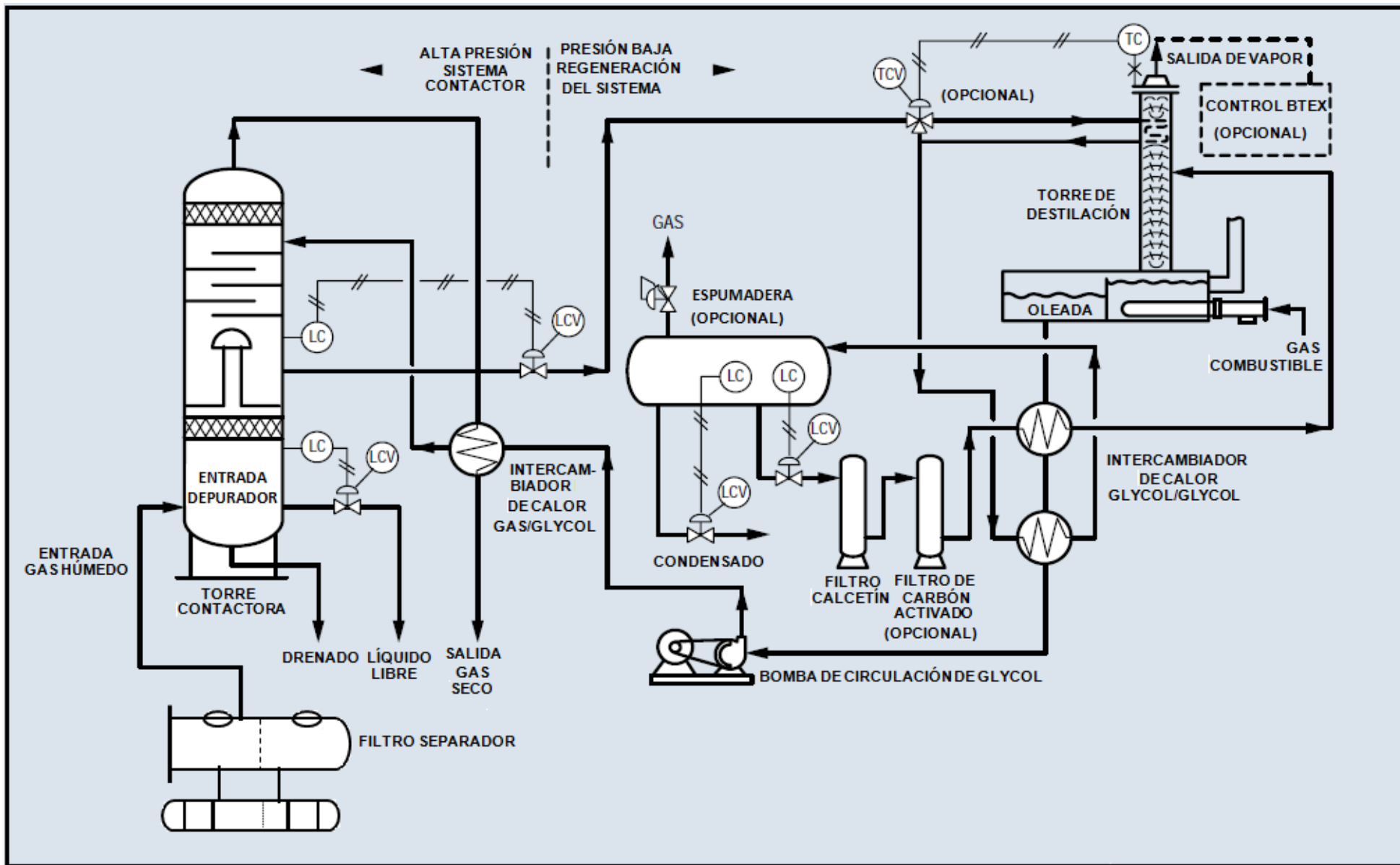


Diagrama de Flujo 4.19 Proceso de deshidratación de gas

## **Capítulo 5**

# **Recomendaciones y Conclusiones**

## 5.1 Recomendaciones

Durante el recorrido a las instalaciones para observar los diversos procesos a los que es sometido el gas, se observó que existen ciertos productos químicos que son el principal componente para llevar a cabo dichos procesos, como lo son la Dietanolamina (DEA) y el Trietilenglicol (TEG).

El principal producto químico que se emplea en la planta endulzadora de gas amargo es la Dietanolamina (DEA). Debido a la baja presión de vapor de la DEA, los riesgos por inhalación son mínimos. Si embargo cuando la DEA es calentada, las altas concentraciones de vapores generados pueden causar irritación en ojos, nariz, garganta y tracto respiratorio, tos, dificultad para respirar, mareo, dolor de cabeza, náusea y vómito. Y en altas concentraciones puede causar daño a los pulmones. Aunque los trabajadores cuentan con ropa adecuada, se hace énfasis en el empleo obligatorio del equipo de respiración autónomo de presión positiva.

Cuando se esté trabajando en la planta deshidratadora de gas, aunque los problemas a la salud son en menor medida, se recomienda por igual el uso del equipo adecuado.

## 5.2 Conclusiones

Este manual da previo conocimiento y habla de manera general sobre el proceso de explotación de los hidrocarburos del AIV de PEP, está dirigido principalmente al personal de nuevo ingreso de esta subsidiaria, por lo que se recomienda su lectura.

Los procesos descritos anteriormente varían en cuanto a las cantidades de las presiones y temperaturas que se manejan, debido a la producción de los diversos pozos que convergen a cada una de los campos del AIV.

Cabe mencionar que el proceso descrito en este manual se emplea en la mayoría de los campos del AIV. Aunque este proceso puede variar en cuanto al uso del equipo empleado para la compresión de gas debido a que existen campos que emplean turbocompresoras, el principio de operación de estos equipos es el mismo, y por consiguiente encontraremos que los instrumentos empleados para ayudar al equipo a comprimir dicho producto, varían de una manera no significativa para dicho proceso.

Por otra parte, el proceso de endulzamiento de gas no se maneja necesariamente en todos los campos, pues al gas que se extrae de ciertos pozos no contiene ácido sulfhídrico, por lo que el proceso de endulzamiento de gas no suele emplearse para todos los campos del AIV.

**Capítulo 6**  
**Anexos**





Árbol de Válvulas de Pozo



Cabezales de Producción



Cabezales de la Estación de Compresión de Gas



Estación de Compresión de Gas





Compresora Marca Cameron



Planta Endulzadora de Gas Amargo





Planta Endulzadora de Gas Amargo



Planta Deshidratadora de Gas

## Glosario de Términos

**TUBERÍA.-** Conducto de forma circular cerrado por donde circula a presión el fluido que se maneja.

**CODO.-** Elemento de conexión, empleado para cambiar la dirección del fluido que se maneja.

**TEE.-** Elemento de conexión para suministrar o recibir fluido de otros sistemas.

**BRIDA.-** Elemento empleado para unir tuberías o para intercalar en las mismas, válvulas de cualquier tipo.

**TUERCA UNIÓN.-** Elemento empleado para unir tuberías.

**COPLE.-** Elemento empleado para unir tuberías.

**NIPLE.-** Elemento corto de tubería.

**REDUCCIÓN.-** Elemento empleado para unir tuberías de diferente diámetro.

**TAPÓN.-** Elemento empleado para tapar un extremo de la tubería o una derivación del cuerpo de la misma.

**BRIDA CIEGA.-** Elemento empleado para tapar un extremo de la tubería o una derivación del cuerpo de la misma.

**ESPÁRRAGO.-** Elemento circular roscado de toda su longitud para sujetar las bridas de unión.

**JUNTA DE UNIÓN (EMPAQUE).**- Elemento empleado entre caras de bridas de unión para sellar del exterior el fluido que se maneja en el interior de la tubería.

**VÁLVULA.**- Elemento empleado para bloquear o estrangular el fluido que se maneja en el interior de la tubería.

**VÁLVULA CHEK.**- Elemento empleado para dirigir el fluido que se maneja siempre en un solo sentido, estos elementos siempre traen una flecha indicando el sentido del flujo.

**COLADOR.**- Elemento que se emplea junto con una malla interna para proteger mediante fijación de partículas sólidas, elementos de máquinas.

**JUNTA DE EXPANSIÓN.**- Elemento empleado en tubería que se maneja fluidos de alta temperatura para absorber la dilatación de las mismas.

### **Definición de Términos Físicos Empleados en una Estación de Turbocompresora**

**FUERZA DE GRAVEDAD.**- La tierra tiene la propiedad de ejercer una fuerza de atracción sobre cualquier objeto material y es a este fenómeno que se conoce como fuerza de gravedad. A medida que el objeto se aleja de la tierra, la fuerza de gravedad va disminuyendo, hasta que finalmente llega a ser casi cero.

**MASA.**- La masa es la cantidad de la materia que posee un cuerpo.

**PESO.**- Es la fuerza con que la gravedad atrae a un cuerpo cuanto mayor es la masa de un cuerpo más grande será la fuerza con que la tierra lo atraiga. Todo cuerpo tiene un centro de gravedad y se comporta como si su peso estuviera concentrado en ese punto.

**ÁREA DE UN CUERPO.-** Es la superficie comprendida entre el perímetro de un cuerpo.

**PRESIÓN.-** La presión es el resultado de la aplicación de una fuerza sobre un área.

**PRESION DIFERENCIAL.-** Es la diferencia entre una presión mayor y una presión menor aplicada a un cuerpo u objeto.

**PRESION ATMOSFÉRICA.-** Es la presión que tiene un cuerpo como resultado del peso del aire aplicado sobre el mismo. El valor de esta al nivel del mar de  $1.033 \text{ kg/cm}^2$  ( $14.7 \text{ lb/pulg}^2$ ).

**VACÍO.-** Es la presión cuyo valor es menor que el de la presión atmosférica.

**CAÍDA DE PRESIÓN.-** Es la diferencia del valor de presión entre dos puntos considerados, como resultado de la pérdida de presión por fricción del fluido tanto interno como por las paredes del ducto en el que se mueve.

**CALOR.-** Es la causa de todo aumento de temperatura en un cuerpo que puede manifestarse también en un cambio de estado o producción de trabajo.

**TEMPERATURA.-** Es la medida de calor que tiene un cuerpo.

**TERMOPAR.-** Es la unión de dos metales diferentes que al ser calentada dicha unión genera una FEM (Fuerza Electromotriz) o voltaje.

**CUERPO.-** Es todo aquello que ocupa un lugar en el espacio.

**VOLÚMEN DE UN CUERPO.-** Es el espacio ocupado por un cuerpo.

**CUERPO SÓLIDO.-** Es aquél que tiene forma y volumen determinado.

**CUERPO LÍQUIDO.-** Es aquél que tiene volumen pero no tiene forma.

**DENSIDAD.-** Es la masa del cuerpo contenida en la unidad de volumen del mismo cuerpo.

**ENFRIAMIENTO.-** Proceso mediante el cual un cuerpo caliente le cede calor a otro cuerpo.

**CONDENSACIÓN.-** Proceso mediante el cual un cuerpo gaseoso, le cede calor a otro cuerpo, de tal modo que el cuerpo gaseoso pasa al estado de cuerpo líquido.

**MEZCLA.-** Es la unión de dos o más elementos sin la pérdida de sus propiedades individuales.

**SEPARACIÓN.-** Es el proceso mediante el cual se separan los elementos de una mezcla.

**RECTIFICACIÓN.-** Es el proceso que se sigue después de una separación con el fin de purificar el elemento extraído de una mezcla.

**TEMPERATURA DE EBULLICIÓN.-** Es la temperatura en la cual un líquido empieza a transformarse en un cuerpo gaseoso.

**VOLÁTIL.-** Es la mezcla líquida que tiene uno o más elementos con temperaturas de ebullición menores que la temperatura ambiente.

**GAS HÚMEDO.-** Con este nombre se conoce al gas que sale asociado con el petróleo crudo, que es una mezcla de gases, y mediante compresión y enfriamiento puede transformarse al estado líquido.



**GAS SECO.-** Es el gas húmedo al cual le fueron quitados los gases licuables.

**GAS AMARGO.-** Es el gas húmedo que tiene gas sulfhídrico.

**GAS SULFHIDRICO.-** Es un gas que está formado por hidrógeno y azufre.

**GAS DULCE.-** Es el gas húmedo o seco que no tiene gas sulfhídrico.

**CONDENSADOS O LICUABLES.-** Son los gases que se transforman al estado líquido cuando se comprimen y se enfrían.

**ENERGÍA.-** Es la capacidad de efectuar un trabajo.

**COMBUSTIÓN.-** Es una reacción química rápida pero persistente, acompañada por emisión de luz y calor que se autoabastece mientras dispone la materia prima suficiente y no se extingue, que produce vapor de agua, bióxido de carbono y energía en forma de calor.

**COMBUSTIBLES.-** Son aquellos materiales que contienen carbón e hidrógeno.

**PODER CALORÍFICO.-** Es la cantidad de energía que libera en forma de calor un combustible al ser quemado.

**MEZCLA COMBUSTIBLE ÓPTIMA.-** Es la proporción de aire y combustible en la cantidad correcta.

**MEZCLA COMBUSTIBLE RICA.-** Es la que tiene mayor cantidad de combustible que aire en una mezcla combustible.

**MEZCLA COMBUSTIBLE POBRE.-** Es la que tiene menor cantidad de combustible que de aire en una mezcla combustible.

**EXPLOSIÓN.-** Liberación violenta de calor con aumento casi instantáneo de volumen ejerciendo una presión violenta si está encerrado, que el conjunto estalla.

**MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA.-** Máquina que transforma en su interior el poder calorífico del combustible en trabajo mecánico en su flecha de salida.

**MOTOR HIDRÁULICO.-** Dispositivo que recibe energía de un líquido para efectuar trabajo.

**BOMBA.-** Dispositivo que imparte energía al líquido para elevar su presión.

**MOTOR NEUMÁTICO.-** Dispositivo que recibe energía de un gas o aire para efectuar trabajo.

**COMPRESOR.-** Dispositivo que imparte energía al gas para elevar su presión.

**FILTRACIÓN.-** Proceso mediante el cual se separa un cuerpo sólido de un cuerpo líquido o de un cuerpo gaseoso.

**LUBRICACIÓN.-** Es la aplicación de aceite, grasa o cualquier elemento que reduzca la fuerza de fricción entre partes móviles, permitiendo que las superficies puedan deslizarse fácilmente una sobre otra.

**VELOCIDAD LINEAL.-** Es la distancia recorrida por un cuerpo en un tiempo determinado.

**VELOCIDAD ANGULAR.-** Es la distancia recorrida por un cuerpo sobre una circunferencia en un tiempo determinado.



**PORCENTAJE.-** Es toda a aquella cantidad referida a una cantidad de 100 unidades.

**VIBRACIÓN.-** Movimiento anormal de un cuerpo, como resultado de fuerzas desequilibradas.

**TERMÓMETRO.-** Elemento empleado para medir la temperatura de un cuerpo o fluido.

**TERMOPOSO.-** Elemento empleado para instalar el termómetro de tal modo que este pueda ser retirado sin desfogar la línea donde está instalado.

**MANÓMETRO.-** Instrumento empleado para medir la presión interior de tuberías y recipientes.

**BRIDA DE MEDICIÓN.-** Bridas maquinadas interiormente para alojar una placa de orificio, la cual sólo puede ser retirada cuando se desfoga la línea.

**FITING.-** Elemento empleado para alojar la placa de orificio, la cual puede ser retirada con la línea en operación.

**PLACA DE ORIFICIO.-** Elemento de medición, el cuál determina la caída de presión que se emplea para medir el flujo de gas.

**TOMA DE ALTA PRESIÓN.-** Se refiere a la toma de presión ya sea de la brida de medición o de fitting, antes de la placa de orificio.

**TOMA DE BAJA PRESIÓN.-** Se refiere a la toma de presión ya sea de la brida de medición o de fitting, después de la placa de orificio.

**REGISTRADOR DE FLUJO.**- Instrumento que censa la caída presión de la placa de orificio de la presión de la línea y las registra en una grafica circular, mediante la constante de orificio y los datos de la gráfica se puede calcular el flujo de fluido que transporta la tubería.

**LECTURA DIFERENCIAL.**- Es la lectura equivalente de la caída de presión en la placa de orificio, registrada en la grafica, del registrador de flujo.

**CONTROL DE PRESIÓN AUTOMÁTICO.**- Instrumento empleado para mantener en forma automática una presión constante en un proceso.

**CONTROL AUTOMÁTICO DE NIVEL.**- Instrumento empleado para mantener en forma automática un nivel de líquido determinado en un recipiente.

**INDICADOR DE NIVEL.**- Instrumento conectado a un recipiente, el cual nos indica la altura que alcanza el líquido en dicho recipiente.

**VÁLVULA AUTOMÁTICA.**- Instrumento que recibe una señal neumática de un controlador ya sea para abrir o cerrar.

**VÁLVULA DE RELEVO O DE SEGURIDAD.**- Instrumento calibrado a una presión determinada de tal modo que, si el fluido de operación alcanza la presión de calibración esta abre para desalojar el exceso de presión protegiendo así de sobre presiones la tubería o el recipiente de donde está instalada.

**VÁLVULA TERMOSTÁTICA.**- Instrumento para derivar un fluido frío mientras no alcance la temperatura de cierre del instrumento.

**TRANSMISIÓN DE PRESIÓN DIFERENCIAL.**- Instrumento que censa la diferencia de presión sobre un elemento y la transforma en una presión única de salida el cual transmite.

**TRANSMISOR DE FLUJO.-** Instrumento que censa la caída de presión a través de una placa de orificio y la transforma en una presión única de salida la cual transmite.

**CONTROLADOR AUTOMATICO DE FLUJO.-** Instrumento utilizado para mantener en forma automática un flujo constante en proceso.

**GAS / AIRE DE SUMINISTRO.-** Gas o aire suministrado a un instrumento para ser transformado por él en una señal de control.

**GAS / AIRE DE CONTROL.-** Gas o aire que sale de instrumento para acción correctiva o señal de control.

**POSICIONADOR.-** Instrumento empleado para posición en forma estable la carrera deseada en una forma automática.

**CIRCUITO.-** Se le da el nombre de circuito al camino que sigue la corriente eléctrica desde su salida de un borne de la fuente de corriente hasta que regresa al mismo.

**VOLTAJE.-** Es la presión eléctrica que existe entre dos puntos y que es capaz de producir un flujo de corriente cuando se tiene un circuito cerrado entre dichos puntos.

**AMPERAJE.-** Es el valor de la intensidad de una corriente eléctrica expresada en amperes.

**CORRIENTE DIRECTA O CORRIENTE COTINUA.-** Se le da este nombre a la corriente que fluye en una sola dirección y cuyo valor se mantiene constante.

**CORRIENTE ALTERNA.-** Se le da este nombre a la corriente que invierte su dirección a intervalos regulares.

**INTERRUPTOR (BREAKER).-** Se le da este nombre al dispositivo empleado para abrir o cerrar las conexiones de un circuito eléctrico.

**FRECUENCIA.-** Es el número de ciclos por segundo con que se mueve una corriente alterna.

**RECTIFICADOR.-** Es el dispositivo que transforma corriente alterna en corriente continua.

**ALTERNADOR.-** Es la máquina eléctrica que genera un voltaje alterno.

**GENERADOR.-** Es la maquina eléctrica que genera un voltaje alterno.

**BATERÍA.-** Se le da este nombre a la conexión de varias celdas que por acción química proporcionan una fuente de corriente continua.

**CABLE.-** Es el conductor formado por varios alambres o por una combinación de conductores aislados unos de otros.

**TERMINAL.-** Punto de unión de las conexiones eléctricas.

**TRANSFORMADOR.-** Es un elemento eléctrico empleado ya sea para aumentar o disminuir el voltaje que recibe.

**ALTA TENSIÓN.-** Se le da este nombre al voltaje enviado por las líneas transmisoras desde el lugar de generación hasta el lugar de consumo.

**CUCHILLAS.-** Dispositivos eléctricos empleados para desconectar manualmente la línea alta tensión del transformador reductor (de alimentación a la estación).

**FUSIBLES.-** Dispositivo de protección que aloja un metal fundible de tal modo que al excederse la corriente permitida se funda e interrumpa el paso de la corriente.

**RELEVADOR.-** Dispositivo eléctrico formado por varios juegos de contactos de tal modo que al energizarse conecta circuitos locales.

**ARRANCADOR.-** Dispositivo eléctrico empleado para conectar, arrancar y proteger de las condiciones anormales la operación de un motor eléctrico.

**CENTRO DE CARGA (TABLERO DE CONTROL).-** Gabinete en donde están alojados los arrancadores de los motores eléctricos de la estación.

**CARGADOR DE BATERIAS.-** Dispositivo eléctrico que recibe corriente alterna externa y la rectifica de los motores eléctricos de la estación.

**INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICO.-** Dispositivo eléctrico que recibe dos fuentes de alimentación de energía eléctrica de tal modo que al fallar una fuente conecta en forma automática la otra sin interrumpir el servicio de suministro.

**SWITCH DE NIVEL.-** Dispositivo eléctrico que conecta o desconecta un circuito al subir o bajar un nivel de líquido determinado.

**LÁMPARA INCANDESCENTE.-** Lámpara que emite luz al ser calentado el filamento (resistencia) por el paso de una corriente eléctrica.



**LÁMPARA FLUORESCENTE.-** Lámpara en la cual la activación de un gas produce radiaciones que excitan un material que emite luz, el cual está colocado en las paredes internas del tubo del vidrio que forma la lámpara.



**BIBLIOGRAFÍA:**

1. Instituto Mexicano del Petróleo; (2009); “Mantenimiento a Árbol de Válvulas” Pp. 59-74
2. Martínez Pérez, José (2009); “Ingeniería Petrolera”. Estrategia para el desarrollo del conocimiento del personal de Pemex Exploración y Producción por medio de un innovador modelo de competencias. Vol. XLIX, 17.
3. Mateos Jorge; (2010); “Curso Perdiz”; Pp. 1-6
4. Miranda Mendoza Miguel A.; (2010); “Manual General del Sistema SSPA”; Revisión 1; 2010; Pp: 10-21
5. Pemex Exploración y Producción; “Manual de Organización Subdirección Región Norte”
6. Procedimientos de Operación de Ingeniería Petrolera; Gerencia de Desarrollo de Campos; Petróleos Mexicanos
7. Producción de Pozos ; Universidad Nacional Autónoma de México
8. Programa de Información para los Usuarios; “Compresores Ajax”; Energy Services Group; Corry Pennsylvania 16407; USA
9. Propac; (2004); “Manual de mantenimiento Planta Endulzadora San Pablo”
10. <http://www.vissualis.com/demos/idesa/productos/hojas/msds-teg.pdf>
11. [http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/6239/2/TESIS\\_Final.pdf](http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/6239/2/TESIS_Final.pdf)
12. <http://200.57.146.19:8080/comesa/archivos/sinergia12.pdf>