



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**SEPARADORES BIFUNCIONALES (1ª / 2ª ETAPA) EN
BATERÍAS DE PRODUCCIÓN COSTA AFUERA**

Tesis para obtener el Título de
Ingeniero Petrolero

Presentada por
Jonathan Jurado Gallardo



Asesor: Ing. Iván Santamaría Vite

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE EXPLOTACIÓN DEL PETRÓLEO



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-546

SR. JONATHAN JURADO GALLARDO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Iván Santamaría Vite y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

SEPARADORES BIFUNCIONALES (1^{1/2} ETAPA) EN BATERÍAS DE PRODUCCIÓN COSTA AFUERA

- I CONCEPTOS BÁSICOS Y PROCESOS EN UNA BATERÍA DE PRODUCCIÓN
 - II FUNCIONES, COMPONENTES Y DISPOSITIVOS DE LOS SEPARADORES DE PRODUCCIÓN
 - III SISTEMAS AUXILIARES EMPLEADOS EN UNA BATERÍA DE PRODUCCIÓN
 - IV FILOSOFÍA DE OPERACIÓN
 - V PROTECCIONES Y SALVAGUARDAS
 - VI CASO DE CAMPO
- CONCLUSIONES Y COMENTARIOS
BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar del informe el título de éste

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

CD. Universitaria, D. F. a 12 de Mayo de 2009

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*BJPYS*srs



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“SEPARADORES BIFUNCIONALES (1ª / 2ª ETAPA)
EN BATERÍAS DE PRODUCCIÓN COSTA AFUERA”**

TÉSIS PRESENTADA POR:

JONATHAN JURADO GALLARDO

DIRIGIDA POR:

ING. IVÁN SANTAMARÍA VITE

JURADO PARA EL EXÁMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

VOCAL: ING. IVÁN SANTAMARÍA VITE

SECRETARIO: ING. MA. ISABEL VILLEGAS JAVIER

1ER. SUPLENTE M.I. TOMÁS E PÉREZ GARCÍA

2DO. SUPLENTE DRA. ROCÍO G. DE LA TORRE SÁNCHEZ

Agradecimientos:

A Dios, por permitirme vivir, por ayudarme a aprender y darme la oportunidad y la fuerza para seguir adelante, por ponerme las pruebas que me puso en el camino; así como presentarme a las personas por las cuales este trabajo fue realizado y por no dejarme sólo.

A mi madre por ser la persona que a su muy particular forma de ser me apoyó en todo momento y me perdonó muchas cosas; que a pesar de los jalones y estirones me permitió ser yo mismo. De ella aprendí a no ser uno más sino ser alguien destacado.

A mi padre por ser la persona que me enseñó a tirarle a las estrellas para alcanzar el cielo y que con sus acciones aprendí lo que quiero ser en la vida.

Al sensei Augusto de la Barrera, un hombre que me enseñó a competir contra mi mismo; que con su disciplina y su particular visión del mundo forjó gran parte del hombre que soy ahora.

A Susana, ya que con ella aprendí a sobrevivir a la Universidad, a compartir mi vida, a darme cuenta del valor de tener una meta junto a alguien y aprendí cosas que nadie más podría haberme enseñado, te estaré eternamente agradecido.

A mi Hermano Christopher y a mi primo Diego que de no ser por ellos yo no tendría una familia completa.

A mi director de tesis el Ing. Iván Santamaría Vite; que sin su esfuerzo, su compromiso, su nivel de calidad y su paciencia en todo este largo proceso, este trabajo no habría sido posible de realizar.

A mis sinodales; el M.I. José Ángel Gómez Cabrera, la Ing. María Isabel Villegas Javier, el M.I. Tomás Pérez García y la Dra. Rocío Guadalupe de la Torre Sánchez por su colaboración y disposición en todo momento para lograr que este trabajo se concretará.

A mis hermanos de carrera: Luís Felipe Alcántara Garcés, Eduardo Carril Naranjo, Víctor Omar Segura Cornejo, José Juventino Sánchez Vela, Rhamid Rodríguez de la Torre, Juan Manuel Torres Coria, Hiram Bermúdez, Raúl Robledo, y todos aquellos con los cuales crecí en la

Universidad, por ser una inspiración para mí; parte de mi corazón está siempre con ustedes.

A mis amigos Pablo Enrique Rosas Jaime, Fernanda Otero, Manuel Alejandro Contreras, Ricardo Donato, Julio Cesar Campeano, Daniel Cerón, María de Lourdes Nava, Juan Pablo De la Barrera, Edna y Héctor Aguirre, que con su cariño y amistad todo este tiempo llenaron mi ser, los quiero.

A mi familia de teatro el Sr. Miguel Ángel "Goyo" Palcastre, Cesar Cano, Pavel Delgado, Mirsha Carrillo, Juan Antonio Gómez, José Luís Luna, Rodolfo Varona, Vania Traschikoff, Itzel Trejo, Juan Zepeda, Giulana Vega, y todos aquellos con los cuales compartí escena en alguna ocasión, su apoyo y su esfuerzo, así como los momentos que vivimos juntos son el aditivo de mi existir.

A todos y cada mis maestros de la Facultad de Ingeniería, ya que con su labor contribuyeron a formar al Ingeniero que quiero ser.

A mis tías Marisela y Sonia Gallardo, a mi tío Jesús Gallardo; que me soportaron más de lo que deberían, pero nunca me dejaron sólo.

A mis abuelos, por ser una fuente de inspiración, de respeto y de dedicación. A mis tíos, tías y primos que siempre se acuerdan de mí.

A mis amigos Fernando Mendoza, Araceli Agustín y Melina Corona que me apoyaron en todo momento y que admiro mucho.

A todos los compañeros de ATEL que conocí, tanto aquí como en Durango, su amistad me impulsó a seguir adelante y no permitir que la adversidad fuera más fuerte que yo.

A todas y cada una de las personas que me dijeron "no puedes" ya que me dieron el coraje para poder decirles después "si puedo", y yo soy el resultado de su paso por mi vida.

Finalmente, a Gaby, por resistir la etapa final de este trabajo, por darle un nuevo sentido a mi vida, por no dejarme caer una vez más y por ser paciente y comprometida hasta el final.

Gracias a todos ustedes, este proceso pudo concretarse finalmente.

"La clave no es ganar o perder...Es hacer el intento. Nunca seré lo que debo ser o lo que quiero ser...pero no estaré seguro si no lo intento.

Sí, tengo miedo; pero no hay alternativa, sólo el estancamiento. Una forma segura y horrible de morir, no del cuerpo, sino del espíritu.

Un animal sabe lo que es, y lo acepta. Un hombre debería saberlo también, pero lo cuestiona. Lucha, cambia, crece"

*James Howlet
"Wolverine"*

Separadores bifuncionales (1^a/2^a etapa) en baterías de producción costa fuera

Índice

Resumen.	I
Introducción .	II
Capítulo 1. Conceptos básicos y procesos en una batería de producción .	1
1.1. Proceso .	2
1.1.1. Centro de proceso de hidrocarburos costa afuera .	2
1.1.2. Batería de producción .	3
1.1.3. Principios de control automático .	4
1.1.3.1. Clasificación de los sistemas de control .	4
1.1.3.2. Automatización de un proceso .	5
1.1.3.3. Características del proceso .	7
1.1.3.4. Selección de la acción del controlador .	7
1.1.3.5. Tipos de respuestas de un controlador .	7
1.1.3.5.1. El control sí/no .	8
1.1.3.5.2. Control proporcional .	8
1.1.3.5.3. Acción integral .	10
1.1.3.5.4. Acción derivativa .	12
1.1.4. Fundamentos de separación gas-líquido .	13
1.1.4.1. Mecanismos de separación .	13
1.2. Estabilización y exportación de crudo .	17
1.2.1. Separación crudo-gas .	17
1.2.2. Rectificación de gas .	18
1.2.3. Bombeo de crudo .	18
1.3. Medición de hidrocarburos .	19
1.3.1. Tren de medición .	19
1.3.2. Medidores de flujo .	20
1.4. Unidades Recuperadoras de Vapor .	21

Capítulo 2. Funciones, componentes y dispositivos de los separadores de producción	22
2.1. Etapas de separación	23
2.2. Clasificación de separadores	23
2.2.1. Por fases de separación	25
2.2.2. Por etapas de separación	26
2.3. Separadores convencionales	28
2.3.1. Separadores horizontales	28
2.3.2. Separadores verticales	29
2.3.3. Separadores esféricos	30
2.4. Separadores de alta eficiencia	31
Capítulo 3. Sistemas auxiliares empleados en una batería de producción	34
3.1. Sistema de gas combustible	35
3.1.1. Gas combustible de alta presión	35
3.1.2. Gas combustible de media presión	35
3.1.3. Gas combustible de baja presión	36
3.2. Sistema de aire de planta e instrumentos	38
3.2.1. Compresor de aire	38
3.2.2. Prefiltración de aire	38
3.2.3. Secadores de aire	38
3.2.4. Pos-filtración de aire seco	39
3.2.5. Distribución de aire de instrumentos	39
3.2.6. Distribución de aire de servicios	40
3.3. Sistema de generación y distribución de Nitrógeno	41
3.4. Sistema de drenajes abiertos	43
3.5. Sistema de drenajes cerrados	43
3.6. Sistema de diesel	44
3.6.1. Diesel sucio	45
3.6.2. Diesel limpio	45
3.7. Sistema de agua potable	46
3.8. Sistema de agua de servicios	47
3.9. Sistema de agua desmineralizada	47
3.9.1. Electroionización	47

3.9.2. Ósmosis inversa	48
3.9.3. Distribución de agua desmineralizada	48
3.10. Sistema de inyección de químicos	48
3.10.1. Productos químicos de base aceite	49
3.10.2. Productos químicos de base agua	50
3.11. Sistema de venteo	51
3.11.1. Sistema de venteo atmosférico	51
3.11.2. Sistema de venteo de baja presión	51
3.12. Sistema de quemador	51
3.12.1. Quemador de alta presión	52
3.12.2. Quemador de baja presión	53
3.13. Sistema de agua contra incendio y de diluvio	53
3.13.1. Suministro de agua contra incendio	54
3.13.2. Sección de distribución	54
3.13.3. Sección de dispositivos de aplicación	54
3.14. Sistema de generación eléctrica	55
3.14.1. Sistema de generación eléctrica principal	55
3.14.2. Sistema de generación eléctrica de emergencia	55
3.14.3. Sistema de fuerza ininterrumpible	55
Capítulo 4. Filosofía de operación	56
4.1. Descripción del proceso de separación	57
4.1.1. Filosofía de operación del separador <i>backup</i> como primera etapa	57
4.1.2. Filosofía de operación del separador <i>backup</i> como segunda etapa	62
4.2. Sistema de Control Distribuido	66
4.2.1. Panel de control secundario	68
Capítulo 5. Protecciones y salvaguardas	70
5.1. Sistema de paro por emergencia	72
5.1.1.1. Matriz causa - efecto	72
5.2. Sistema de detección y supresión de gas y fuego	75
5.2.1. Matriz causa - efecto	76

Capítulo 6. Caso de campo	78
6.1. Batería de Producción tipo centro de procesos marino	80
6.2. Escenario 1. Separador <i>backup</i> fuera de operación	81
6.3. Escenario 2. Separador <i>backup</i> operando como 1ª etapa	85
6.4. Análisis de los escenarios	90
Conclusiones.	92
Apéndice A. Válvulas de control automático	94
Apéndice B. Nomenclatura	102
Apéndice C. Simbología	105
Apéndice D. Glosario	107
Bibliografía	117

Índice de figuras.

Capítulo 1

Fig. 1.1. Configuración típica de un centro de proceso de hidrocarburos costa afuera	2
Fig. 1.2. Diagrama básico de lazo abierto	4
Fig. 1.3. Diagrama básico de lazo abierto o retroalimentado	5
Fig. 1.4. Ejemplo de control proporcional	6
Fig. 1.5. Gráfica de control proporcional	6
Fig. 1.6. Gráfica de control sí/no	8
Fig. 1.7. Control proporcional	9
Fig. 1.8. Gráfica de control proporcional	9
Fig. 1.9. Acción integral	11
Fig. 1.10. Acción integral más acción proporcional	11
Fig. 1.11. Acción derivativa	12
Fig. 1.12. Acción proporcional más derivativa	13
Fig. 1.13. Fuerzas que actúan sobre una partícula líquida cayendo en una corriente de gas	14
Fig. 1.14. Medidor de desplazamiento positivo	20

Capítulo 2

Fig. 2.1. Ejemplo de placa de choque	24
--------------------------------------	----

Fig. 2.2. Esquema simple de un separador trifásico	26
Fig. 2.3. Separadores de primera y segunda etapa en un complejo de producción	27
Fig. 2.4. Esquema simple de etapas de separación.	28
Fig. 2.5. Esquema simple de un separador horizontal	29
Fig.2.6. Esquema simple de un separador vertical	30
Fig. 2.7. Esquema simple de un separador esférico	31
Fig. 2.8. Figura de un separador de alta eficiencia	32

Capítulo 3

Fig. 3.1. Diagrama simple del sistema de gas combustible	37
Fig. 3.2. Esquema de distribución de aire de instrumentos	40
Fig. 3.3. Esquema de distribución de aire de servicios	41
Fig. 3.4. Tanques de almacenamiento de Nitrógeno	42
Fig. 3.5. Esquema simple del sistema de drenajes	44
Fig. 3.6. Esquema simple del sistema de diesel	46
Fig. 3.7. Esquema simple del sistema de un quemador	53

Capítulo 4

Fig. 4.1. Separador remoto utilizando el <i>bypass</i>	58
Fig. 4.2. Líneas de la plataforma de enlace para envío de mezcla a separación de primera etapa	59
Fig. 4.3. Filosofía de operación del separador <i>backup</i> operando en primera etapa .	61
Fig. 4.4. Líneas de la plataforma de enlace para envío de mezcla a separación de segunda etapa	62
Fig. 4.5. Diagrama de un separador de segunda etapa	63
Fig. 4.6. Filosofía de operación del separador <i>backup</i> operando en segunda etapa	65
Fig. 4.7. Elementos del SCD	68
Fig. 4.8. Diagrama simple del panel de control secundario	69

Capítulo 5

Fig. 5.1. Arquitectura de un SPPE	71
Fig. 5.2. Ejemplo de un fragmento de matriz causa-efecto	74
Fig. 5.3. Filosofía del sistema de gas y fuego	76

Capítulo 6

Fig. 6.1. Comportamiento de la producción (aceite y gas) con el separador backup fuera de operación	84
Fig. 6.2. Comportamiento de la producción (aceite y gas) con el separador backup operando en primera etapa	89
Fig. 6.3. Comportamiento comparativo de la producción (aceite y gas) con el separador <i>backup</i> fuera de operación y con <i>backup</i> operando en primera etapa	90

Apéndice A

Fig. A.1. Componentes de una válvula de control	97
Fig. A.2. Diagrama simple de una válvula normalmente abierta	98
Fig. A.3. Diagrama simple de una válvula normalmente cerrada	99
Fig. A.4. Válvula de mariposa	100
Fig. A.5. Válvula de globo	100
Fig. A.6. Válvula de control esférica	101

Apéndice D

Fig. D.1. Gráfica de capacidad de gas en un separador vertical	110
Fig. D.2. Gráfica de capacidad de gas para un separador horizontal	111
Fig. D.3. Gráfica de capacidad de líquido para un separador vertical	112
Fig. D.4. Gráfica de capacidad de líquido para un separador horizontal	113

RESUMEN

Dados los retos que hoy en día enfrentan las compañías petroleras -operadoras- en el mundo, se han dado a la tarea de diseñar e implantar estrategias que les permitan permanecer en constante innovación en todas los procesos que realizan como: extracción, recolección, procesamiento, almacenamiento, medición y transporte.

En el caso de Petróleos Mexicanos -operadora que cuenta con instalaciones terrestres y costa afuera-, ha establecido una serie de criterios para el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de sus centros de procesos, cuyo objeto tiene como fin cumplir con eficiencia y eficacia sus objetivos estratégicos.

En lo que respecta a los centros de proceso costa afuera, éstos comúnmente están constituidos por plataformas de perforación, enlace, producción, compresión -de baja y alta presión- y satélites, las cuales a su vez cuentan con diversos equipos, sistemas y dispositivos que de manera coordinada permiten la óptima conducción y manejo de los hidrocarburos. Dentro de las recientes innovaciones implantadas dentro de las plataformas de producción, en especial en las que se han incorporado en las baterías de separación, se tienen los separadores de producción bifuncionales, también conocidos como separadores *back-up*.

El presente trabajo tiene como propósito, exponer la ventaja operativa y la flexibilidad operativa que ofrece el uso de separadores bifuncionales, los cuales gracias a su diseño y configuración son capaces de separar una mezcla de hidrocarburos -operación como primera etapa-, o bien, separar un aceite con bajo contenido de gas disuelto -operación como segunda etapa-. Este tipo de equipo, permite dar continuidad a la producción de aceite y gas cuando alguno de los separadores remotos -que se encuentran instalados en las plataformas satélites-, sale de operación por mantenimiento, reparación o alguna reconfiguración.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de tesis expone de forma sencilla y de manera práctica la filosofía de operación de un separador bifuncional; así como la descripción de sus sistemas auxiliares y su relación con todo el centro de procesos costa afuera.

El capítulo 1 presenta conceptos generales sobre los fundamentos de la separación gas-líquido, conceptos básicos sobre separadores, la filosofía de operación del separador bifuncional, medidores de flujo, unidades recuperadoras de vapor, además de describir los fundamentos del control automático y el proceso de estabilización del crudo.

El capítulo 2 muestra la clasificación de los separadores con base en dos criterios, también se incluyen las secciones que los conforman, se presentan algunas ventajas y desventajas de los separadores clasificados, y conceptos básicos sobre su eficiencia.

En el capítulo 3 describe de forma general todos los sistemas auxiliares involucrados en el funcionamiento de un centro de procesos costa afuera; así como también se muestran sus componentes, el propósito de cada uno de ellos, así como la relación entre cada uno de ellos.

El capítulo 4 expone con apoyo de esquemas la filosofía de operación que se tiene del separador bifuncional dentro de las dos modalidades de funcionamiento para los cuales es empleado (como primera o como segunda etapa de separación), también muestra las interconexiones para el manejo de mezcla o de aceite separado. También contiene una descripción del Sistema de Control Distribuido, sus componentes y su relación con el complejo.

El capítulo 5 presenta los sistemas de protección y salvaguardas con los cuales cuenta el complejo de producción costa afuera, su funcionamiento y los componentes que los conforman.

El capítulo 6 muestra un caso de campo, en el cual, con base en tablas y gráficas comparativas se demuestra los beneficios en producción y en costo, del contar con un separador bifuncional dentro de un complejo de producción costa afuera. Finalmente se muestran algunas conclusiones y comentarios obtenidos como resultado de la redacción de este trabajo.

Finalmente, se presenta un apartado de conclusiones y recomendaciones producto del desarrollo del presente trabajo.

El lenguaje manejado dentro de la tesis es sencillo y de fácil comprensión; por lo que todos los capítulos se encuentran hilvanados entre sí, sin embargo no es indispensable leer todo el trabajo para comprenderlo; brindando así facilidades al lector para localizar información específica. En caso de que existan conceptos que sean desconocidos, se anexan cuatro apéndices con información específica de simbología, glosario, válvulas automáticas de control y terminología; con el fin de complementar la información redactada en la tesis.

Los resultados obtenidos en las comparaciones del caso de tipo campo; no sólo mostrarán los beneficios de contar con un separador bifuncional en un complejo de producción costa afuera, sino que, adicionalmente, los conceptos manejados serán una breve referencia a la información de los sistemas que un Ingeniero Petrolero: al arribar a un centro de procesos costa afuera, se encontrará al laborar dentro de la industria.

Este trabajo también pretende apoyar a alumnos de la carrera de ingeniería petrolera dentro de su formación en el área de producción, no obstante cualquier lector con conocimientos de ingeniería, puede aprovechar el material aquí integrado para su conocimiento general, o como una guía práctica sobre procesos de separación de hidrocarburos.

1

Conceptos básicos y procesos principales en una batería de producción

1.1. Proceso

Es una serie de operaciones coordinadas bajo la medición y control de las variables que se encuentran en las operaciones de conducción y manejo de los hidrocarburos.

Los tipos de procesos encontrados en la industria del petróleo son tan variados, así como los resultados que se obtienen en estos procesos, que van desde lo simple y común, tales como los lazos que controlan el gasto en un mingitorio, hasta los que controlan gastos grandes y complejos, como el proceso de separación de aceite utilizando un separador bifuncional.

1.1.1. Centro de procesos de hidrocarburos costa afuera.

También llamado complejo de producción costa afuera, está conformado por un conjunto de plataformas, las cuales cuentan con una función específica.

Una configuración tipo centro de procesos costa afuera está conformada por los siguientes componentes, ver Fig. 1.1.

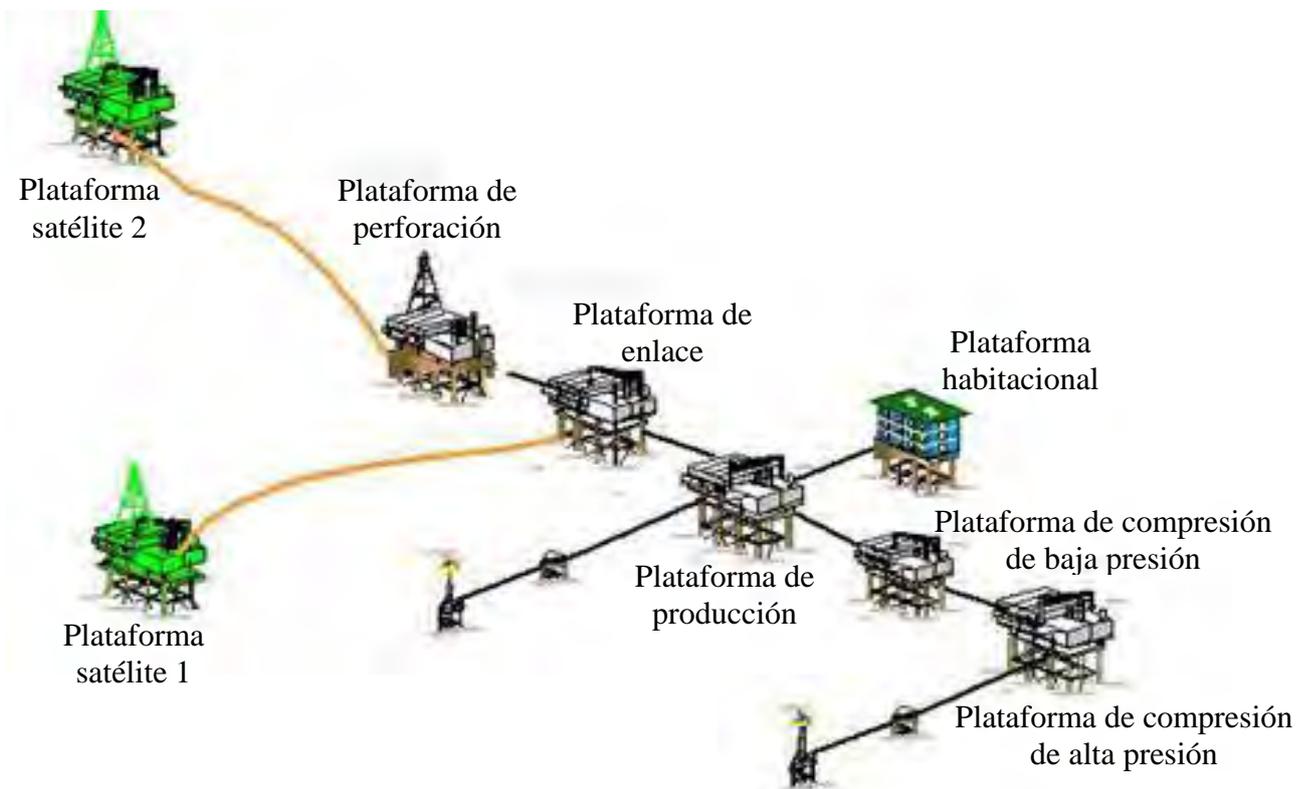


Figura 1.1. Configuración típica de un centro de proceso de hidrocarburos costa afuera

Descripción de los componentes típicos de un centro de procesos costa afuera:

- Plataforma de perforación. Es la encargada de extraer la mezcla de aceite-gas a través de los pozos, en el cual comúnmente se obtiene el aceite de primera etapa gracias a su separador remoto de producción.
- Plataforma satélite. También conocidas como plataformas periféricas, son plataformas independientes a la estructura del complejo de producción, y se encuentran en la periferia del mismo, proveen mezcla crudo-gas, o bien aceite y gas de primera etapa, dicho producto es enviado a través de las tuberías al complejo de producción (se llaman satélites porque hacen referencia a los satélites naturales de los planetas).
- Plataforma de enlace. Se encarga de recibir las diversas corrientes de mezcla, de aceite o de gas, que proviene directamente de las plataformas satélites, para posteriormente incorporar dicha carga a los diversos procesos de separación y compresión del complejo.
- Plataforma de producción. Es el sitio en el que se realiza el proceso de separación de la mezcla de crudo-gas, además se encarga de llevar a cabo la recuperación de vapores para utilizarlos en los procesos de compresión de gas. También es la encargada de enviar el gas a los procesos de compresión y al crudo estabilizado a los procesos de bombeo para su distribución.
- Plataforma de compresión de baja presión. Se encarga de comprimir el gas a baja presión que proviene de las plataformas satélites y de perforación, así como de las Unidades Recuperadoras de Vapor (también conocidas como VRU, por sus siglas en inglés).
- Plataforma de compresión de alta presión. Realiza la compresión del gas a alta presión, este gas en alta presión se envía a otros centros de procesos para su deshidratación y endulzamiento para posteriormente, su distribución y comercialización.
- Plataforma Habitacional. En ella se hospeda y se proporciona el servicio de alimentación al personal que labora en el complejo de producción, también cuenta con servicios de asistencia médica, transportación, lavandería, centros de recreación, entre otros.

Es importante mencionar que los elementos en un centro de procesos pueden variar en su geometría, capacidad o distribución. El número de plataformas puede variar en función del diseño y de las necesidades del proceso.

1.1.2. Batería de producción

Conjunto de elementos diseñados y configurados para realizar el proceso de separación y estabilización del crudo. Las características geométricas y de diseño dependen de la capacidad y del manejo de la producción, sin embargo, los elementos que contiene este tipo de instalación son:

- Línea de entrada de mezcla de crudo-gas
- Separador de 1ª etapa o separador de 1ª/2ª etapa (bifuncional)
- Separador (es) de 2ª etapa.
- Rectificador de gas
- Filtros de crudo
- Bombas de crudo
- Paquete de medición de crudo

1.1.3. Principios de control automático

Una parte esencial en la automatización y optimización de una batería de separación es sin duda el control automático, el cual permite mantener un valor deseado dentro de una cantidad o condición: a partir de la medición de un valor existente, comparándolo con el valor deseado, y utilizando la diferencia para proceder a reducirla. En consecuencia, este tipo de control automático exige un lazo cerrado de acción y reacción, que funcione sin intervención humana.

El elemento más importante de cualquier sistema de control automático es el lazo de control retroalimentado básico.

1.1.3.1. Clasificación de los sistemas de control

Los sistemas de control se clasifican en sistemas de lazo abierto y lazo cerrado, su principal diferencia se encuentra en la acción de control, que es la que activa al sistema para producir la salida.

Un sistema de control de lazo abierto es aquel en el cual la acción de control es independiente de la salida, el control no tiene efecto sobre la acción de control, ver Fig. 1.2.

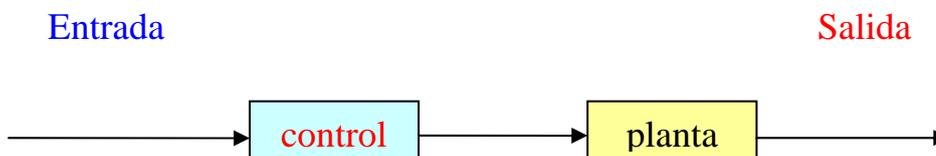


Figura 1.2. Diagrama básico de lazo abierto.

Los sistemas de control de lazo abierto tienen dos rasgos característicos: la capacidad para ejecutar una acción con exactitud, la cual está determinada por su calibración y estos sistemas no tienen inestabilidad, que sí presentan los sistemas de lazo cerrado.

Un sistema de control de lazo cerrado, es aquel en el que la acción de control depende de la salida, debido a que en el lazo cerrado o retroalimentado, la señal de salida tiene efecto sobre la acción de control, debido a que es comparado con una entrada de referencia (o valor de control), con lo que permite rectificar las modificaciones que se producen en todas las entradas del proceso y así controlar el valor de la salida. Este sistema es el que normalmente se aplica en el control industrial, ver Fig. 1.3.

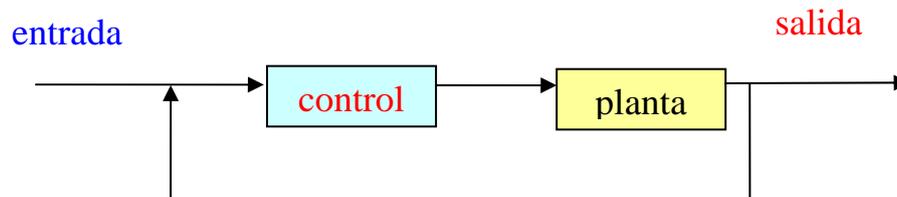


Figura 1.3. Diagrama básico de lazo cerrado o retroalimentado.

Retroalimentación:

Es la propiedad de un sistema de lazo cerrado que permite que la salida sea comparada con la entrada al sistema de tal manera que se pueda establecer una acción de control apropiada como función de la diferencia entre la entrada y la salida, por ejemplo, si en un autobús de pasajeros se tiene una restricción de velocidad, además de que cuenta con un dispositivo que compara la velocidad que presenta durante su trayecto; si se excede el límite preestablecido de velocidad, se envía una señal de alarma y automáticamente no permite el aumento de la velocidad del vehículo, y de esta manera se mantienen las condiciones de control.

1.1.3.2. Automatización de un proceso

Al llevar a cabo la función de control, el controlador automático usa la diferencia entre el punto de control y las señales de medición para obtener la señal de salida hacia la válvula. La precisión y capacidad de respuesta de estas señales es la limitación básica en la habilidad del controlador para controlar correctamente la medición. Si el transmisor no envía una señal precisa, o si existe un retraso en la medición de la señal, la habilidad del controlador para manipular el proceso será lenta. Al mismo tiempo, el controlador debe recibir una señal precisa.

Para controlar el proceso, el cambio de salida del controlador debe estar en una dirección que se oponga a cualquier cambio en el valor de medición, ver Fig. 1.4. En esta figura se muestra una válvula directa conectada a un control de nivel en un tanque. A medida que el nivel del tanque se eleva, el flotador es accionado para reducir el gasto entrante; así cuanto más alto sea el nivel del líquido, mayor será el cierre del ingreso de gasto. De la misma manera, a medida que el nivel cae, el flotador abrirá la válvula para agregar más líquido al tanque.

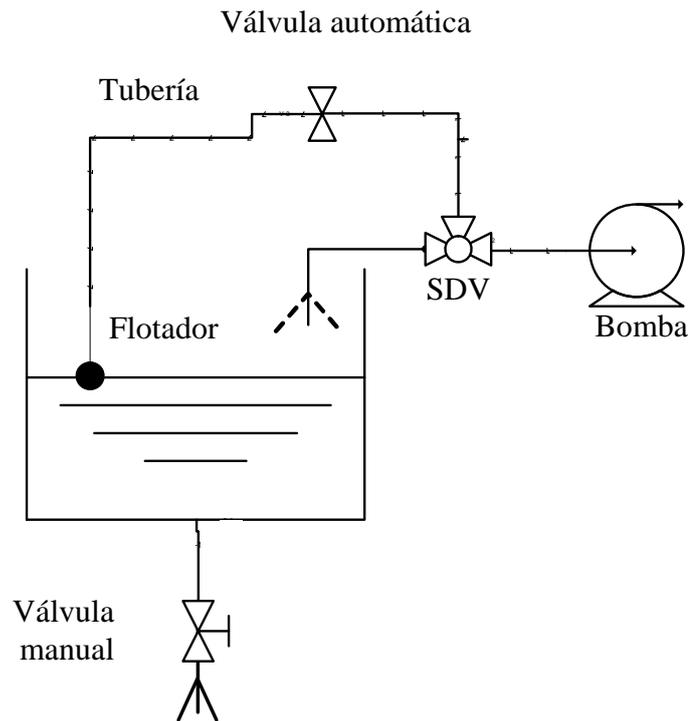


Figura 1.4. Ejemplo de control proporcional.

La respuesta de control del sistema anterior es mostrada gráficamente en la Fig. 1.5.

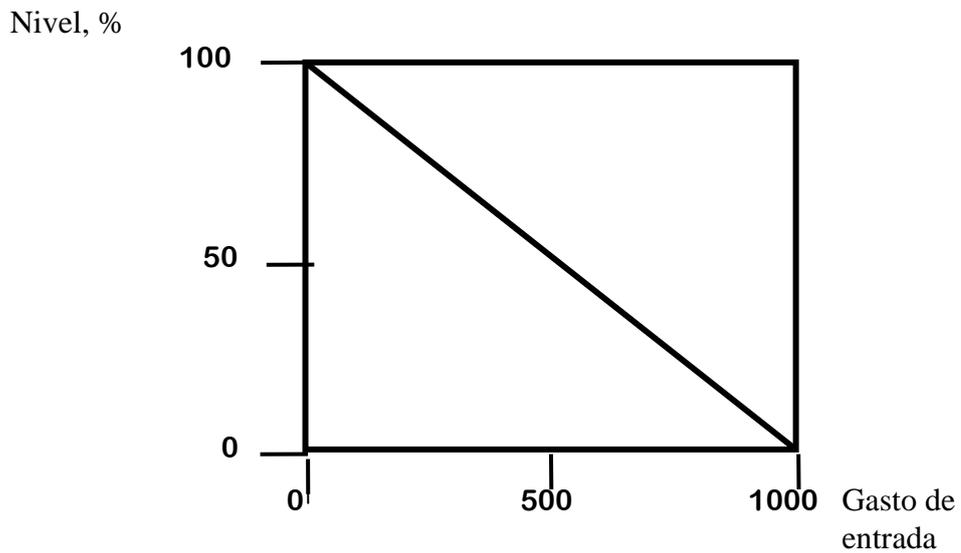


Figura 1.5. Gráfica de control proporcional.

A medida que el nivel va desde el 0 al 100%, la válvula se desplaza desde la apertura total hasta totalmente cerrada. Por lo que la función del controlador automático es

producir este tipo de respuesta opuesta sobre rangos variables, adicionalmente, otras respuestas están disponibles para una mayor eficiencia del control del proceso.

1.1.3.3. Características del proceso

El controlador automático emplea cambios en la posición del actuador final para la señal de medición, moviendo el actuador con el propósito de manejar cualquier cambio que se observe en la señal de medición. El control de cualquier proceso es función de la respuesta de la señal de medición que responde a éstos cambios en la salida del controlador; para una buena manipulación de la medición, se debe comenzar a responder en forma rápida, pero luego no debe cambiar drásticamente.

El proceso se caracteriza por dos elementos de respuesta, el primero es el tiempo muerto, o sea el tiempo antes de que la medición comience a responder (el tiempo muerto es una función de las dimensiones físicas de un proceso, las velocidades de correas y regímenes de mezcla); mientras que el segundo, es la capacidad de un proceso para ingresar o abandonar el proceso y así cambiar las mediciones, es decir, los litros necesarios para cambiar el nivel, las calorías necesarias para cambiar la temperatura, o los metros cúbicos de gas necesarios para cambiar la presión.

Combinando la capacidad del proceso, una constante de tiempo; la cual es función del tamaño del proceso y del régimen de transferencia, con el tiempo muerto, se define el tiempo que se requiere para que una señal responda a cambios en la posición del actuador. Un proceso puede comenzar a responder rápidamente, pero no cambiar muy rápido si su tiempo muerto es pequeño y su capacidad muy grande.

1.1.3.4. Selección de la acción del controlador

Dependiendo de la acción de la válvula, un incremento en la medida puede requerir incrementos o disminuciones del valor de salida para el control. Todos los controladores pueden cambiar entre acción directa o inversa.

- La acción directa significa que cuando el controlador ve un incremento de señal desde el transmisor, su salida se incrementa.
- La acción inversa significa que un incremento en las señales de medición hacen que la señal de salida disminuya.

1.1.3.5. Tipos de respuestas de un controlador

Existen varios tipos de respuestas que pueden emplearse para controlar un proceso tales como:

- Control sí/no también conocido como *on/off*, o bien abierto/cerrado.
- Control proporcional.
- Acción integral.
- Acción derivativa.

1.1.3.5.1. El control sí/no

El control sí/no es mostrado en la Fig. 1.6.

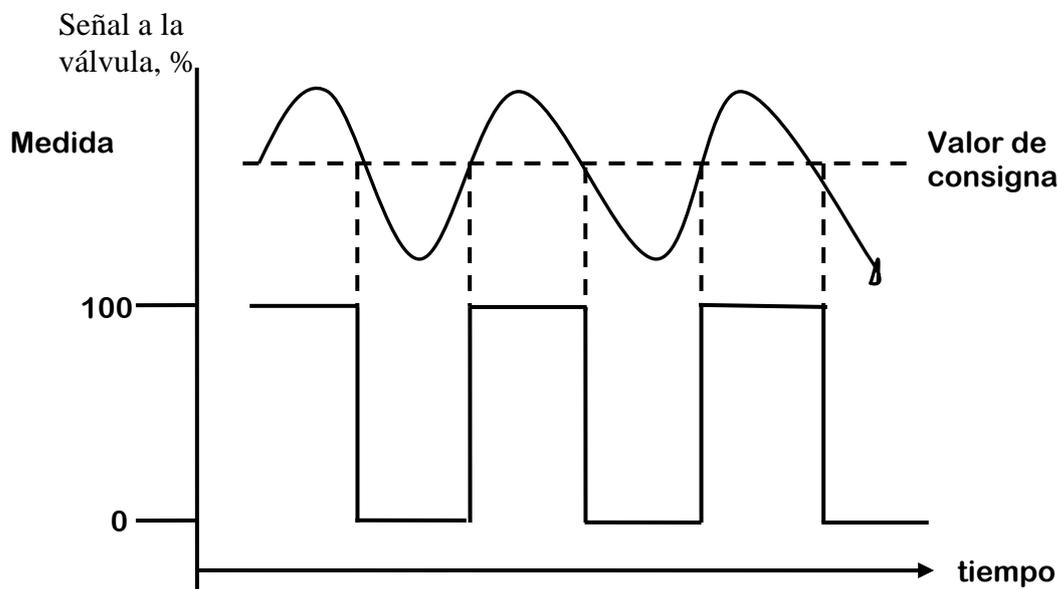


Figura 1.6 Gráfica de control sí/no.

Para un controlador de acción inversa y una válvula del tipo presión-para-cerrar. El controlador si/no tiene dos salidas que son para máxima apertura y para cierre. Para este sistema se ha determinado que cuando la medición cae debajo del punto de control, la válvula debe estar cerrada para hacer que se abra; así, en el caso en que la señal hacia el controlador automático esté debajo del punto de control, la salida del controlador será del 100%. Este tipo de respuesta es la que presentan las válvulas de corte rápido (también conocida como SDV, por sus siglas en inglés) utilizadas ampliamente en la industria petrolera.

1.1.3.5.2. Control proporcional

En el control proporcional se ajusta la respuesta del controlador en función de la respuesta que se mide en la entrada, el control proporcional es la base de los tres modos de control; si los otros dos, acción integral y acción derivativa están presentes, éstos son sumados a la respuesta proporcional, de tal manera que la salida responde de manera proporcional a la medición que se tiene en la entrada.

Este múltiplo es llamado “ganancia” del controlador. Por lo que para algunos controladores, la acción proporcional es ajustada por medio de tal ajuste de ganancia, mientras que para otros se usa una “banda proporcional”. Ambos tienen los mismos propósitos y efectos, ver Fig. 1.7.

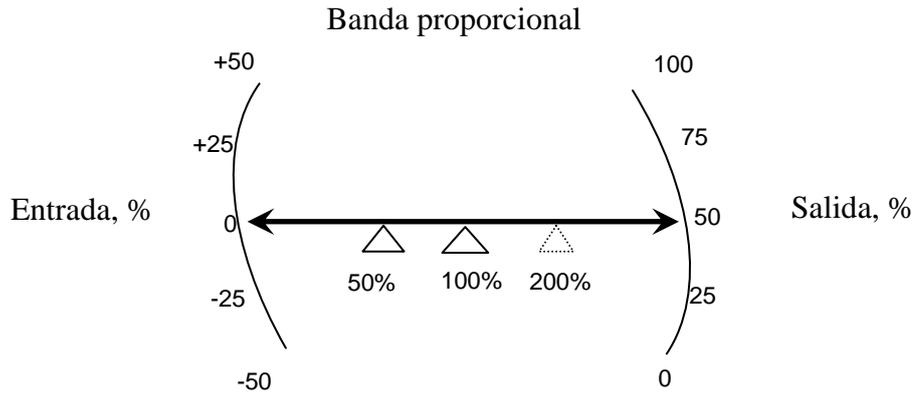


Figura 1.7. Control proporcional.

En la figura anterior, se muestra un indicador de entrada/salida pivotando en una de estas posiciones. Con el pivote en el centro entre la entrada y la salida dentro del gráfico, se requiere un cambio del 100% en la medición para obtener un 100% de cambio en la salida, o un desplazamiento completo de la válvula. Un controlador ajustado para responder de ésta manera se dice que tiene una banda proporcional del 100%. Cuando el pivote es hacia la derecha, la medición de la entrada debe tener un cambio del 200% para poder obtener un cambio de salida completo desde el 0 al 100%, lo cual representa una banda proporcional del 200%. Finalmente, si el pivote estuviera en la posición de la izquierda y si la medición se moviera sólo cerca del 50% de la escala, la salida cambiaría 100% en la escala, esto implicaría un valor de banda proporcional del 50%.

Por lo tanto, cuanto más pequeña sea la banda proporcional, menor será la cantidad que la medición debe cambiar para el mismo tamaño de cambio en la medición; es decir, menor banda proporcional implica mayor cambio de salida para el mismo tamaño de medición, ver Fig. 1.8.

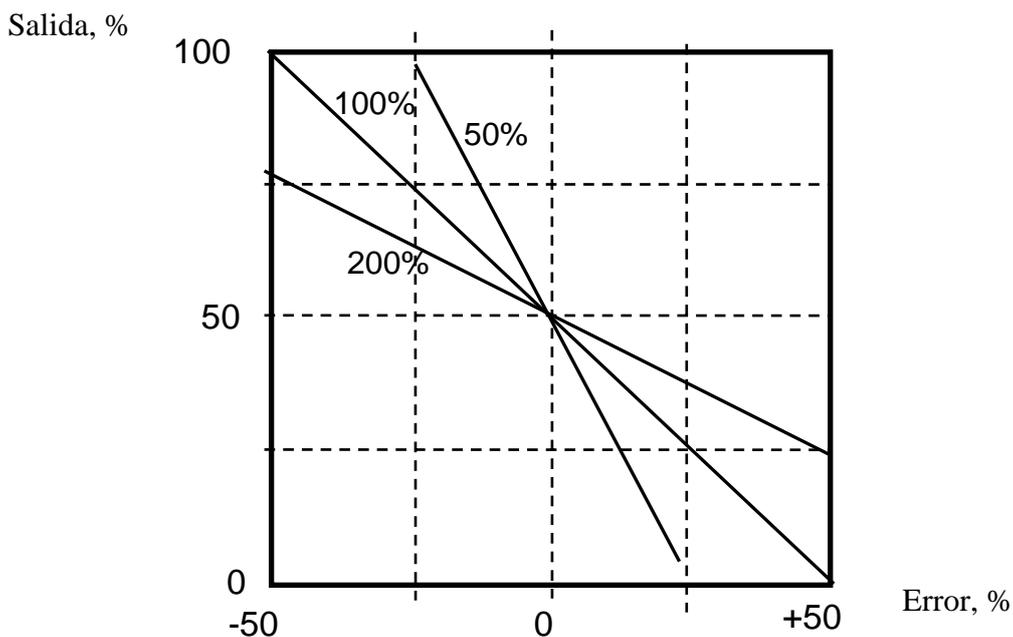


Figura 1.8. Gráfica de control proporcional.

Esta gráfica muestra cómo la salida del controlador responderá a medida que la medición se desvía del punto de control. Cada línea sobre el gráfico representa un ajuste particular de la banda proporcional. De tal forma que pueden observarse dos propiedades básicas del control proporcional.

- 1) Por cada valor de la banda proporcional toda vez que la medición se iguala al punto de control, la salida es del 50%.
- 2) Cada valor de la banda proporcional define una relación única entre la medición y la salida.

Por ejemplo, usando una línea de banda proporcional del 100%, cuando la medición está 25% por encima del punto de control, la salida del controlador deberá ser del 25%. La salida del controlador puede ser del 25% sólo si la medición está 25% por encima del punto de control. De la misma manera, cuando la salida del controlador es del 25%, la medición será del 25% por encima del punto de control. En otras palabras, existe un valor específico de salida por cada valor de medición.

Para cualquier lazo de control de proceso sólo un valor de la banda proporcional es el mejor. A medida que la banda proporcional es reducida, la respuesta del controlador a cualquier cambio en la medición se hace mayor y mayor. En algún punto dependiendo de la característica de cada proceso particular, la respuesta en el controlador será lo suficientemente grande como para controlar que la variable medida retorne nuevamente en dirección opuesta a tal punto de causar un ciclo constante de la medición. Este valor de banda proporcional, conocido como la banda proporcional definitiva, es un límite en el ajuste del controlador para dicho lazo. Por otro lado, si se usa una banda proporcional muy ancha, la respuesta del controlador a cualquier cambio en la medición será muy pequeña y la medición no será controlada en la forma suficientemente ajustada.

La determinación del valor correcto de banda proporcional para cualquier aplicación es parte del procedimiento de ajuste para dicho lazo. El ajuste correcto de la banda proporcional puede observarse en la respuesta que presenta una medición a una alteración.

1.1.3.5.3. Acción integral

Esta acción se presenta en un proceso en tanto que la medición se encuentre fuera de su punto de control, ya que de no ser así, no existiría ningún cambio en la salida debido al modo de reestablecimiento en el controlador, ver Fig. 1.9.

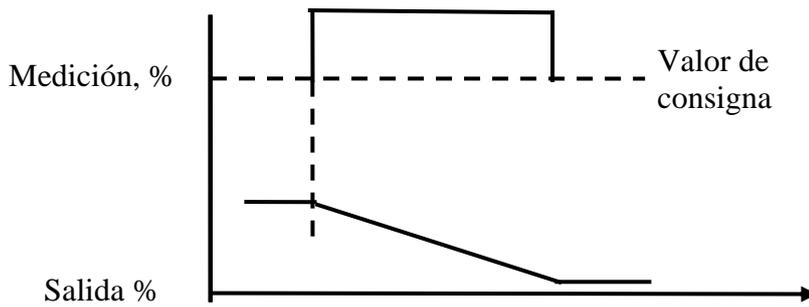


Fig. 1.9. Acción integral.

Sin embargo, cualquier error que exista entre la medición y el punto de control, la acción de integral hace que la salida comience a cambiar y continúe variando en tanto el error exista. Esta función, entonces, actúa sobre la salida para que cambie hasta un valor correcto necesario para mantener la medición en el punto de control hasta que sea alcanzado. Esta respuesta es agregada a la banda proporcional del controlador, ver Fig.1.10.

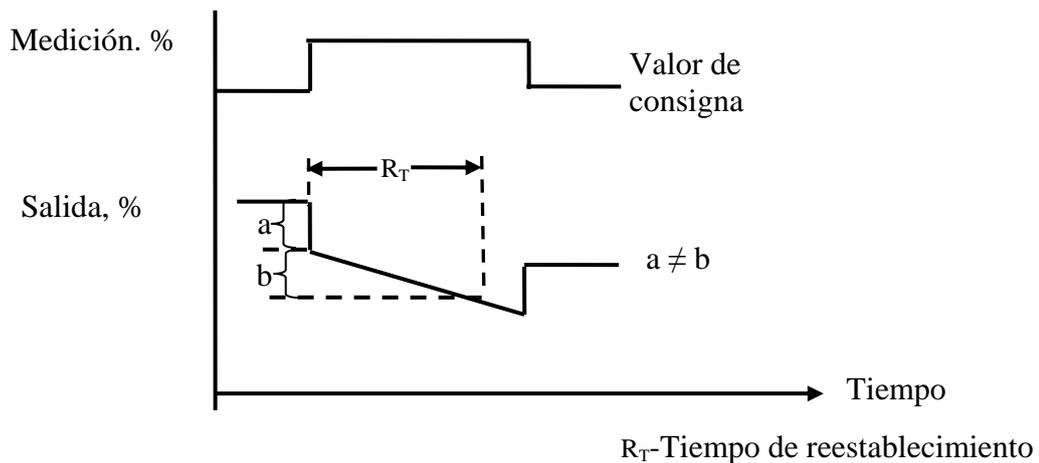


Figura 1.10. Acción integral más acción proporcional.

El cambio en el porcentaje de medición produce una respuesta proporcional, la cual seguirá respondiendo de la misma forma hasta que el error haya desaparecido. Cuanto mas acción integral exista en el controlador, más rápido cambia la salida en función del tiempo. El tiempo integral sumado a la acción proporcional correspondiente se muestra en la Fig. 1.10.

El controlador no debe comandar la válvula más rápido que el tiempo muerto en el proceso, permitiendo que la medición responda, o de otra manera la válvula irá a sus límites antes de que la medición pueda ser retornada nuevamente al punto de control. La válvula se mantendrá entonces en su posición extrema hasta que la medición cruce el punto de control en la dirección opuesta. El resultado será un ciclo integral en el cual la válvula se desplaza de un extremo al otro a medida que la medición oscila alrededor del

punto de control. Cuando el integral es aplicado en los controladores en procesos en serie en que la medición está alejada del punto de control por largos períodos entre series, el integral puede llevar la salida a un máximo resultando en una oscilación de reseteo. Cuando la próxima serie se inicie, la salida no alcanzará su máximo hasta que la medición cruce el punto de control produciendo grandes desviaciones.

1.1.3.5.4. Acción derivativa

La tercer respuesta que se puede presentar en los controladores es la acción derivativa. Así como la respuesta proporcional responde al tamaño del error y el integral responde al tamaño y duración del error, el modo derivativo responde a cuan rápido cambia el error. A continuación, se muestran dos respuestas derivativas, ver Fig. 1.11.

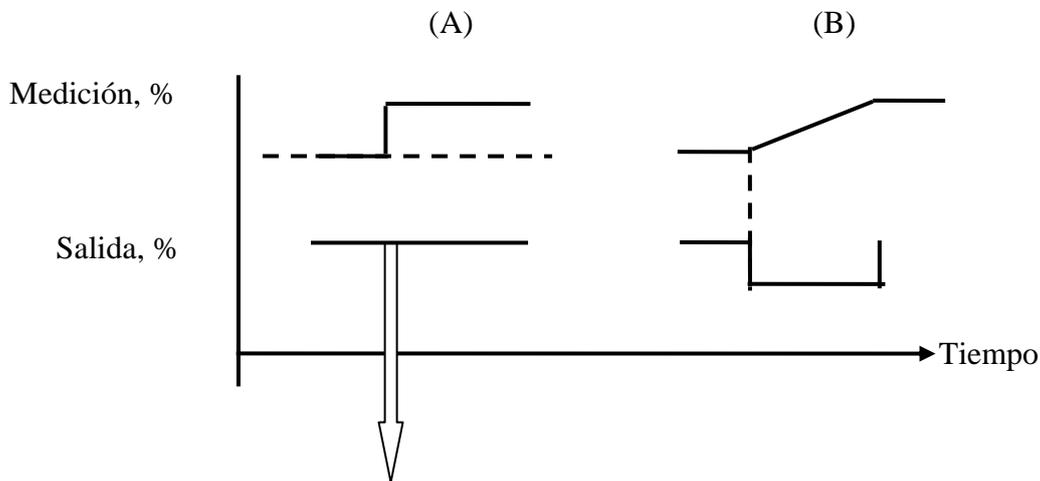


Figura 1.11. Acción derivativa.

La sección (A) es una respuesta a un corte en la medición alejada del punto de control. Para un escalón, la medición cambia en forma infinitamente rápida, y el modo derivativo del controlador produce un cambio muy grande y repentino en la salida, que muere inmediatamente debido a que la medición ha dejado de cambiar luego del escalón. Por lo que respecta a la sección (B) muestra la respuesta del modo derivativo a una medición que está cambiando a un régimen constante. La salida derivativa es proporcional al régimen de cambio de éste error. Cuanto mayor sea el cambio, mayor será la salida debido a la acción derivativa. La acción derivativa mantiene esta salida mientras la medición esté cambiando.

Tan pronto como la medición deja de cambiar, esté o no en el punto de control, la respuesta debido a la acción derivativa cesará. Entre todas las marcas de controladores, la respuesta derivativa es comúnmente medida en minutos, ver Fig. 1.12.

Separación por gravedad

De manera estricta, cualquier sección que se observe en una línea de flujo, actuaría como asentador, debido a que se ve afectada por gravedad, para las gotas de líquido suspendidas en una corriente de gas. El asentamiento se debe a que se reduce la velocidad del flujo.

En los separadores, el asentamiento por gravedad se realiza en la sección de asentamiento, que comúnmente suelen ser tubos capilares o segmentos tubulares alineados dentro el cuerpo del separador.

Si el flujo es vertical hacia arriba, como en el caso de los separadores verticales, las partículas de líquido que se van a separar caen a contra flujo del gas. Estas partículas de líquido que descienden por la acción de la gravedad se aceleran, hasta que la fuerza de arrastre se balancea con la fuerza gravitacional. Después de este momento, las partículas continúan cayendo a una velocidad constante, conocida como velocidad de asentamiento o velocidad terminal.

La velocidad de asentamiento calculada para una gota de líquido de cierto diámetro, indica la velocidad máxima que debe tener el gas, para permitir que partículas de este diámetro o mayor se separen.

Para calcular la velocidad de asentamiento, se puede establecer el siguiente balance de fuerzas que actúan sobre una partícula de líquido en una corriente de gas, ver Fig. 1.13.

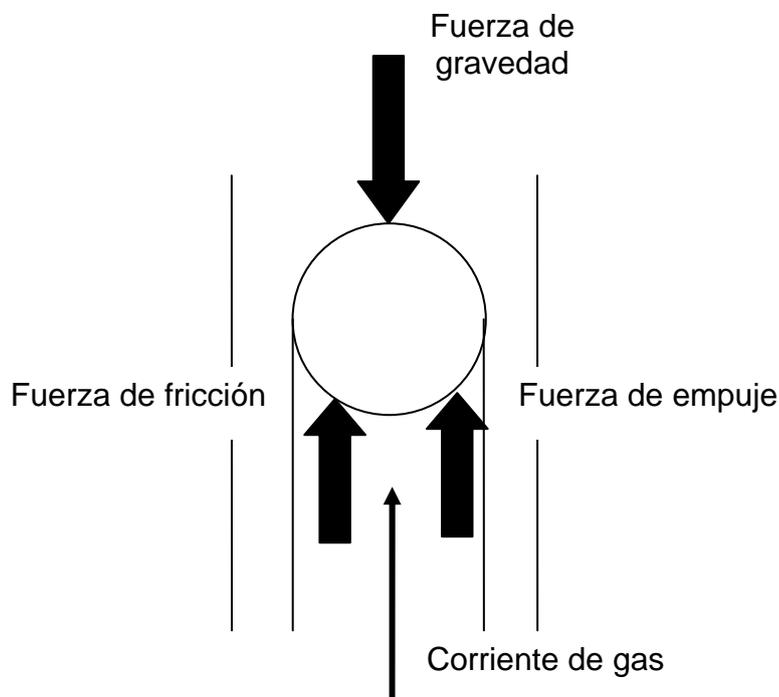


Figura 1.13. Fuerzas que actúan sobre una partícula líquida cayendo en una corriente de gas.

Estas fuerzas que gobiernan el principio de separación por asentamiento están regidas por la ley de Stokes.

$$V_t = \frac{gd_p^2(\rho_p - \rho_g)}{18\mu_g} \quad (1)$$

En donde:

V_t	Velocidad de asentamiento $\left(\frac{\text{pie}}{\text{seg}}\right)$
g	Constante de aceleración gravitacional $\left(\frac{\text{pie}}{\text{seg}^2}\right)$
d_p	Diámetro de la partícula (pie)
ρ_p	densidad de la partícula $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3}\right)$
ρ_g	densidad del gas $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3}\right)$
μ_g	viscosidad del gas $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pie seg}}\right)$

Cuando el flujo de gas, en la sección de separación es horizontal, la velocidad de asentamiento es aquella a la cual las partículas suspendidas viajan a través de la corriente de gas. Esta velocidad se puede utilizar para determinar el tiempo de retención requerido para que una partícula de tamaño dado, se deposite desde la parte superior al fondo de la sección de separación. Tanto en los separadores verticales como en los horizontales, las altas velocidades inducen turbulencia a la corriente de gas, ocasionando que algunas partículas de líquido grandes sean arrastradas en el flujo de gas.

Separación por fuerza centrífuga

La fuerza centrífuga que se induce a las partículas de líquido suspendidas en una corriente de gas, puede ser varios cientos de veces mayor que la fuerza de gravedad que actúa sobre las mismas partículas. Este principio mecánico de separación se emplea en un separador, tanto en la sección de separación primaria como en algunos tipos de extractor de niebla.

Las partículas de líquido colectadas en las paredes de un extractor de niebla tipo ciclónico, difícilmente son arrastradas por la corriente de gas. Sin embargo, la velocidad del gas en las paredes del tubo ciclónico, no debe ser mayor a un cierto valor crítico.

Para este principio, realizando una variación de la ley de Stokes y despejando el diámetro de las partículas obtenemos.

$$dp = \left[\frac{9\mu_g S}{\pi N V_m (\rho_p - \rho_g)} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (2)$$

Donde:

dp	Diámetro de la partícula (pie)
μ_g	Viscosidad del gas $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pie seg}} \right)$
S	Trayectoria radial de la partícula (pie)
N	Número de vueltas del extractor de niebla (adim)
V_m	Velocidad media de la partícula $\left(\frac{\text{pie}}{\text{seg}} \right)$
ρ_p	densidad de la partícula $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right)$
ρ_g	densidad del gas $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right)$

Con esta ecuación se puede obtener el tamaño de las partículas de líquido que se pueden separar por fuerza centrífuga.

Separación por choque.

Las partículas de líquido que viajan dentro de la corriente, chocan dentro de una superficie en donde quedan capturadas y recolectadas. Se conoce como distancia de paro, a la distancia que una partícula de cierto diámetro, viaja a través de una línea de corriente de gas. Esta distancia se puede obtener modificando la ley de Stokes de la siguiente forma.

$$S_p = \frac{dp^2 \rho_g v_i}{18\mu_g} \quad (3)$$

Donde:

S_p	Distancia de paro (pie)
dp	Diámetro de la partícula (pie)
ρ_g	densidad del gas $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right)$
V_i	Velocidad inicial de la partícula $\left(\frac{\text{pie}}{\text{seg}} \right)$

$$\mu_g \quad \text{Viscosidad del gas} \left(\frac{\text{lb}}{\text{pie seg}} \right)$$

Como se observa en la ecuación (3), la distancia de paro es proporcional al cuadrado del diámetro de la partícula de líquido. Esto significa que para las partículas más pequeñas su distancia de paro es más corta y, por lo tanto, tienen mayor tendencia a desviarse alrededor de la obstrucción.

Hay que tomar en cuenta que además de estos principios de separación, existen múltiples factores que pueden afectar el proceso de separación, entre ellos podemos mencionar:

- Tamaño de las partículas de líquido.
- La distribución del tamaño de las partículas de líquido y el volumen de líquido que entra al separador.
- Velocidad del gas.
- Presión de separación.
- Temperatura de separación.
- Densidades del líquido y del gas.
- Viscosidad del gas.

1.2. Estabilización y exportación de crudo

El proceso base de un centro de proceso es la estabilización de la mezcla crudo-gas para, posteriormente, efectuar su distribución y su comercialización. Éste proceso o sistema de estabilización de crudo-gas se encuentra integrado principalmente por las siguientes secciones principales:

- Separación de crudo-gas.
- Rectificación de gas.
- Bombeo de crudo

1.2.1. Separación crudo gas

La separación de crudo-gas se encuentra conformada por los siguientes componentes principales:

Separadores de primera etapa

Son los encargados de realizar el primer proceso de separación para la estabilización del crudo, y recibe la mezcla de crudo-gas que proviene de la plataforma de perforación del

complejo, y de las plataformas satélites. El gas obtenido de estos separadores se envía a los compresores de baja presión. Estos separadores de primera etapa cuentan con los instrumentos necesarios para el monitoreo y el control automático de las variables del proceso, y adicionalmente los sistemas de protección requeridos para situaciones no deseadas.

Separadores de segunda etapa.

Este tipo de separadores, son los encargados de recibir el flujo que proviene de los separadores de primera etapa o del bifuncional, para realizar una segunda separación de la mezcla crudo-gas para su mejor estabilización. Estos separadores cuentan con instrumentación propia para el control del proceso. Una vez que el crudo se encuentra separado, éste se dirige a la entrada de los filtros de crudo, para su posterior bombeo. Mientras que el gas producto de esta etapa se dirige al rectificador de gas.

Separadores bifuncionales

También conocido como *backup*, tiene la ventaja de poder operar en modo de primera o de segunda etapa de separación, dependiendo del origen de la mezcla de crudo-gas que reciba. El aceite obtenido se envía a los separadores de 2ª etapa (cuando opera en 1ª etapa), o a los filtros de crudo (operando en 2ª etapa); y el gas obtenido de este equipo se envía a los compresores de baja presión (cuando trabaja en 1ª etapa), o al rectificador de gas (en modo de 2ª etapa). Indistintamente de su modo de operación, el *backup* cuenta con la instrumentación necesaria para el control y monitoreo del proceso, así como sus sistemas de protección en caso de situaciones fuera de parámetros normales.

1.2.2. Rectificación de gas

Este tanque recibe el gas que proviene de los separadores de segunda etapa, cuya función es realizar una separación de posibles hidrocarburos líquidos que pueda contener la corriente de gas recibida, este equipo tiene una eficiencia de separación generalmente entre el 90 y 100% debido a los internos del equipo. Los hidrocarburos líquidos obtenidos son enviados a los filtros de crudo, mientras que el gas rectificado se dirige a las Unidades Recuperadoras de Vapor, para su posterior uso en procesos de compresión de baja presión.

1.2.3. Bombeo de crudo

El crudo estabilizado, producto de la segunda etapa de separación, es enviado a la sección de bombeo de crudo para su distribución y su comercialización.

Cada paquete de bomba está conformado por los siguientes principales componentes:

- Un filtro, en los cuales es retenida la materia sólida que podría contener el crudo, antes de que entren a la zona de succión de las bombas.

- Una bomba, impulsada por un motor eléctrico o una turbina de gas, la cual recibe el crudo y, posteriormente se encarga del envío del mismo crudo a la sección de medición para su posterior envío a comercialización.

El número de filtros utilizados, así como las características específicas de las bombas que se emplean, están en función de las necesidades del proceso y de las características propias del fabricante.

1.3. Medición de hidrocarburos

La descarga que proviene de la sección de bombeo es recibida por el paquete de medición de crudo (también llamado tren de medición), en la entrada de este paquete se cuenta con dos derivaciones:

- La primera representa propiamente la entrada al tren de medición, el cual cuenta con las alarmas por alto y bajo nivel.
- El *bypass* del tren de medición. Cuyo propósito es servir como conducto directo sin que entre la corriente de mezcla a través del tren.

Cabe mencionar también al tren de calibración, en éste paquete se restablecen la relación entre la entrada y la salida de la mezcla con el fin de obtener una medición exacta del flujo que circula en el tren de medición.

1.3.1. Tren de medición

El tren de medición es el encargado de cuantificar el producto estabilizado proveniente de las etapas de separación, antes de su comercialización. Este tren de medición esta conformado por los siguientes elementos:

- Un cabezal de entrada común.
- Medidor de flujo el cual es el instrumento por el cual se mide el flujo en su línea; con su respectiva derivación hacía la línea de prueba.
- Tablero de control local para el monitoreo y control de las corridas de prueba.
- Instrumentación para el monitoreo, control y protección del paquete de medición.
- Un cabezal de descarga.

De la misma forma que la sección de bombeo, el número de líneas del tren de medición estará en función de las necesidades del proceso. Es importante destacar que sin importar el número de líneas del tren de medición, siempre se tendrá una línea de más, la cual se conoce como línea maestra, empleada para ajustar o calibrar los trenes de producción.

1.3.2. Medidores de flujo

El propósito de una medición de los hidrocarburos producidos, es el contar con la cuantificación y el control de la producción. Para efectuar dicha actividad se utilizan medidores de flujo, que son los elementos encargados del registro y la determinación del crudo y del gas producido en una instalación petrolera. En esta industria se emplean principalmente los medidores de tipo diferencial, sin embargo, existe una gran variedad de medidores basados en otros principios, como el de desplazamiento positivo, los turbo medidores, entre otros.

Medidor de desplazamiento positivo.

Este medidor de flujo cuenta con compartimientos rotatorios en su interior, los cuales están definidas por aletas que están conectadas a un rotor, y al girar el rotor, éste transmite su movimiento a un contador mediante un sistema de engranes, después toma una siguiente porción en otro compartimiento y así sucesivamente; una vez que se suman todas las porciones que pasan a través del contador, se obtiene el total del fluido desplazado dentro de este medidor. Cabe destacar que ninguno de los elementos internos del medidor entran en contacto con las paredes de la cámara de medición, ver Fig. 1.14.

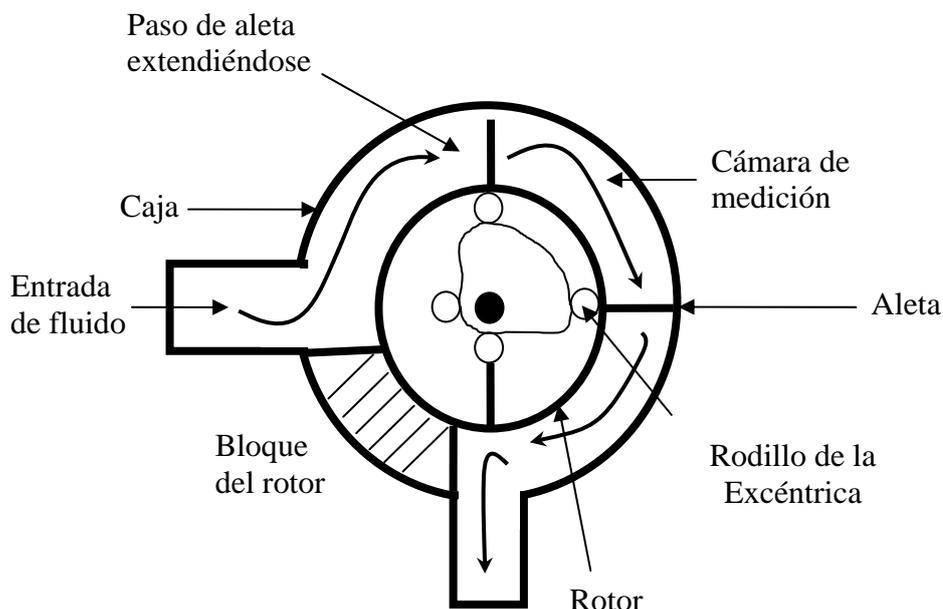


Figura 1.14 Medidor de desplazamiento positivo.

Turbo-medidor

Este medidor, tiene la ventaja de poder medir el fluido que pasa a través de él sin importarle la viscosidad, ni la temperatura, esto es debido a que cuenta con dos aditamentos: el compensador de viscosidad y el compensador de temperatura. El fluido entra al dispositivo pasando alrededor del difusor de entrada, siguiendo el curso a través

del rotor, y originando así la rotación del mismo, pasa después, alrededor del difusor de salida y sale finalmente del turbo-medidor.

Compensador de viscosidad: Este elemento del medidor, proporciona y mantiene invariable la relación flujo de fluido-velocidad de rotor, lo cual trae como resultado mayor exactitud en la medida de fluidos: esto no sucede en otros medidores en los que el principio depende solamente de la relación tipo de fluido y la velocidad del rotor, ya que cualquier cambio en la viscosidad o en la temperatura afecta la exactitud del medidor.

Compensador de temperatura: Este elemento es el que controla el error que se pueden ocasionar con los cambios de temperatura. Este compensador consta de un bulbo que con la ayuda de un tubo capilar que contiene Mercurio, envía una señal a otro dispositivo que actúa directamente sobre el calibrador retardando o acelerando la velocidad del contador, de acuerdo con la variación de la temperatura.

Sello de Impulsor Magnético: Este sello, es un mecanismo magnéticamente acoplado al turbo-rotor y que transmite el movimiento de éste al contador del medidor a través de una conexión que no está en contacto con el fluido por medir. Esta unidad es lubricada y posteriormente sellada en la fábrica, los cuatro baleros y demás conexiones internas sólo se lubrican cuando se desarmen para la revisión de dicha unidad.

1.4. Unidades Recuperadoras de Vapor

También conocidas como VRU por sus siglas en inglés, tienen como propósito manejar el gas obtenido de los separadores de segunda etapa y del rectificador de gas. Este proceso de recuperación de vapores consiste en separar condensados del gas que se encuentra a baja presión, para que después les imprima energía y se pueda enviar este gas a los procesos de compresión de baja presión del centro de procesos.

Para ello los VRU están conformados por un separador de gas, diseñado para dos fases, una bomba de condensados, un compresor, un enfriador de gas de recirculación, líneas de proceso y de servicios auxiliares, válvulas, instrumentación de monitoreo y control, así como un tablero local de control. En estas unidades entra el gas al separador de succión, dentro del cual, también se inyectan aditivos (inhibidores de corrosión y asfaltenos), con el fin de separar el gas de los condensados, los cuales son enviados a su respectiva línea, mientras que el gas resultante se aprovecha por los compresores de baja presión.

2

Funciones, componentes y dispositivos de los separadores de producción

2.1. Etapas de separación

La parte central para la comercialización de hidrocarburos es la estabilización del crudo, para la cual se utilizan baterías de producción, en ellas, los equipos de separación, son los encargados de separar mezclas de líquido y gas. Es de gran relevancia separar la mezcla de crudo-gas que se produce de los yacimientos, por lo que entre las razones por las cuales se requiere una separación eficiente de la mezcla podemos encontrar:

- a) Se llega a desperdiciar una cantidad considerable de aceite que es arrastrado por la corriente de gas hacia los quemadores, repercutiendo en pérdidas económicas debido al volumen de aceite quemado.
- b) El arrastre de líquido a través de los gasoductos, provoca un deterioro mayor y más rápido de estas tuberías, ya que provoca una mayor corrosión, una abrasión más marcada y una reducción en la capacidad de transporte en las tuberías, y en casos extremos una condensación y acumulación de líquidos. Este arrastre de líquidos en la corriente de gas provoca un tiempo de vida menor en los compresores para comercialización y transporte de gas.
- c) El gas disuelto en el líquido, provoca una baja de calidad en el crudo para comercializarse, por lo que disminuye su valor comercial.
- d) Al igual que en la corriente de gas, a mayor cantidad de gas disuelto en la mezcla, se provoca mayor cavitación en las bombas, lo que provoca un deterioro más rápido del equipo de bombeo.

Una etapa de separación en un proceso de estabilización de crudo, es el paso de la corriente de mezcla por un separador y sus equipos auxiliares de gas; esto incluye el paquete de medición de la entrada del separador, sus respectivos sistemas de control, y el paquete de medición de la salida.

A mayor número de etapas de separación, mayor es el grado de estabilización del crudo, sin embargo, estas se encuentran limitadas por cuestiones de espacio y del análisis costo-beneficio

En las etapas de separación, se encuentran diversos tipos de equipos involucrados, entre los que se pueden mencionar a los separadores, rectificadores, intercambiadores de calor, VRU, válvulas de medición y de control, entre otros.

2.2. Clasificación de separadores

Un separador, es el equipo encargado de separar la corriente de gas de la mezcla aceite-gas que proviene directamente de los pozos. Esta separación se realiza mediante procesos físicos dentro de los componentes internos del tanque, en cada una de las secciones del mismo.

Las secciones que componen un separador son:

Sección de separación primaria. En esta sección, la corriente del fluido sufre un cambio drástico en su dirección de flujo, esto se realiza mediante una placa desviadora en la entrada del separador, provocando que el choque separe las moléculas de gas de las líquidas. De esta forma, se le induce una gran fuerza centrífuga al flujo, con la que se separan grandes volúmenes de líquido, ver Fig. 2.1.

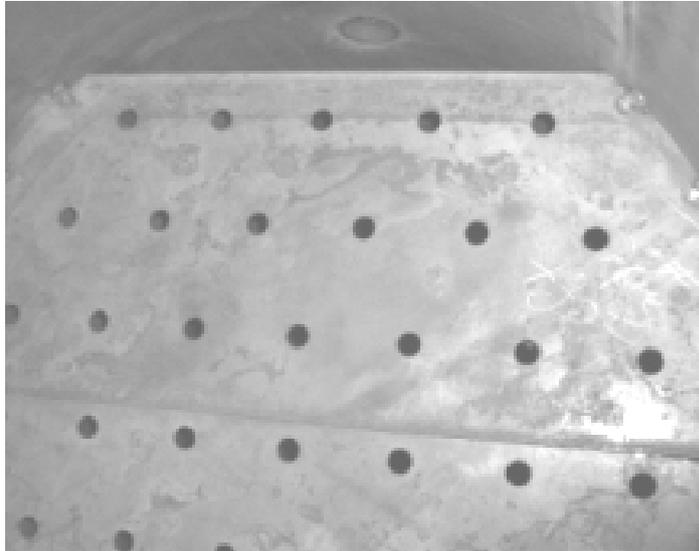


Figura 2.1. Ejemplo de placa de choque.

Sección de separación secundaria.: Esta es la sección en la que se realiza la mayor cantidad de la separación de líquido del gas; ésta se realiza mediante gravedad, por lo que la turbulencia del líquido debe ser mínima, para ello el separador deberá de contar con una longitud suficiente que permita un flujo laminar, o para ello también se utilizan tubos capilares dentro del separador, para evitar la turbulencia del mismo, en algunos separadores se utilizan diversos diseños de capilares, o se introducen veletas o aspas para reducir aun más la turbulencia y a su vez se utilizan estas superficies como recolectoras de gotas de líquido.

Sección de extracción de niebla. En este componente, se separan del flujo de gas, las gotas restantes que no pudieron ser separadas en las primeras dos secciones. El dispositivo encargado de realizar esta separación se le conoce como extractor de niebla, este dispositivo comúnmente está formado un conjunto de veletas, de alambre entretejido, o tubos ciclónicos, que mediante el efecto de choque y/o la fuerza centrífuga atrapan las gotas pequeñas que se encuentran aún en la corriente de gas, formando gotas de mayor tamaño las cuales por gravedad caen hacia un recolector a la siguiente sección, o bien regresan a la sección de separación primaria.

Sección de almacenamiento de líquidos. Finalmente, esta es la sección en la cual se almacena momentáneamente el líquido obtenido y se descarga hacia la siguiente etapa de separación o de bombeo, esta sección cuenta con la instrumentación apropiada para el control de la presión y del nivel del separador.

Además de las cuatro secciones antes descritas, el separador debe contar con dispositivos de seguridad, así como de dispositivos de control en caso de contingencia. Por lo que también se realiza la clasificación de los separadores con base a los siguientes criterios:

- Por fases de separación.
- Por etapas de separación.
- Por geometría.

2.2.1. Por fases de separación

Utilizando este criterio de clasificación, los separadores puede clasificarse en:

- a) Separadores bifásicos: Estos son los separadores de mayor uso dentro de la industria petrolera, la separación se realiza mediante las secciones mencionadas anteriormente y se realiza una separación exclusivamente de la fase líquida de la fase gaseosa.
- b) Separadores trifásicos: Estos separadores, además de separar las fases líquida y gaseosa, separan el líquido en aceite y agua no emulsionada, esto se realiza por diferencia de densidades. Para lograr esto, se proporciona al líquido suficiente tiempo de residencia y se deposita en un espacio donde no hay turbulencia. Adicionalmente, los separadores de tres fases pueden ser verticales, horizontales y esféricos.

Además de las secciones y dispositivos con que cuentan los separadores de líquido y gas, el separador de tres fases tiene las siguientes características y accesorios especiales:

- 1) Una capacidad de líquidos suficiente para proporcionar el tiempo de retención necesario para que se separe el aceite y el agua.
- 2) Un sistema de control para la interfase agua-aceite.
- 3) Dispositivos de descarga independientes para el aceite y para el agua.

Ver Fig. 2.2.

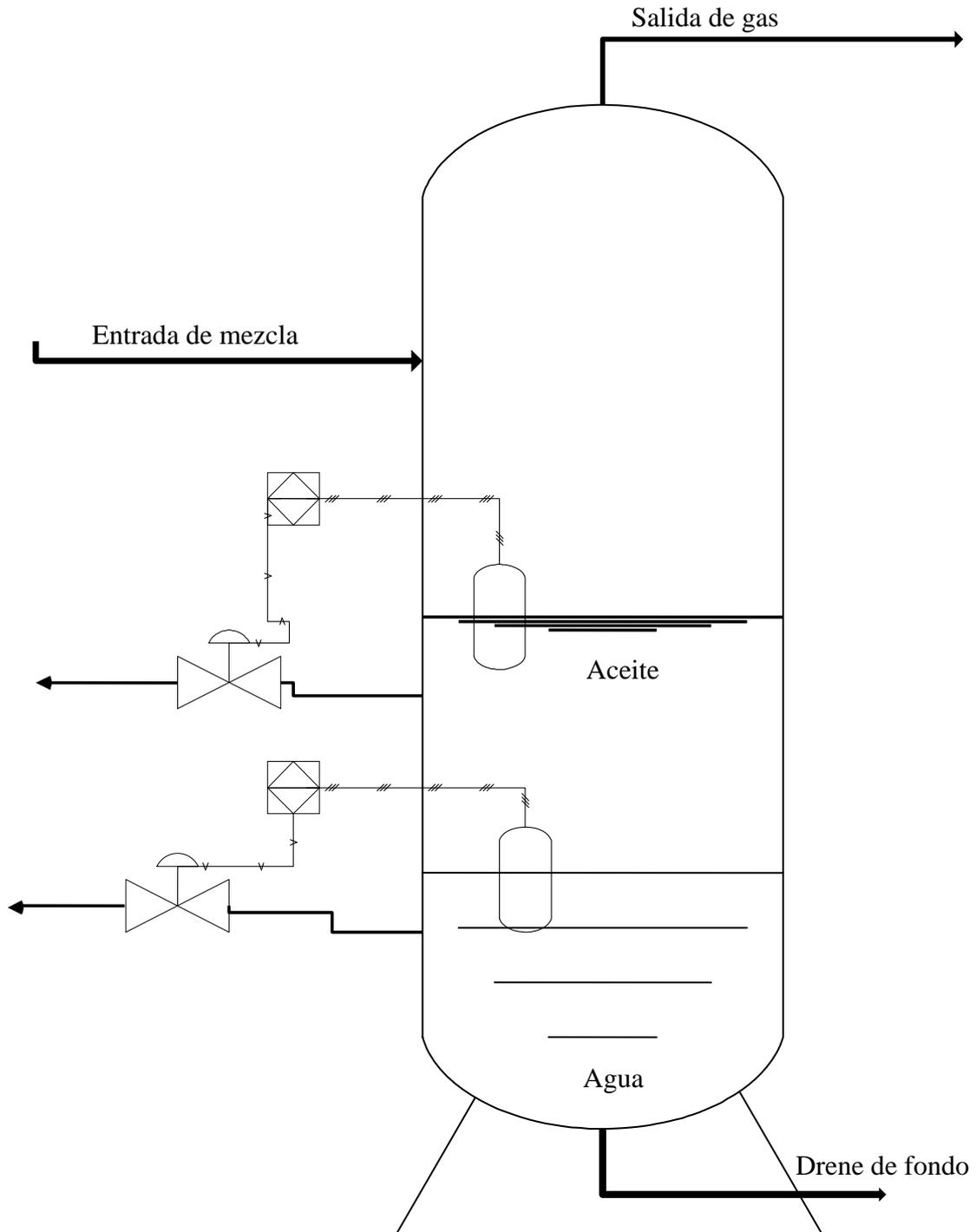


Figura 2.2. Esquema simple de un separador trifásico.

2.2.2. Por etapas de separación

Debido a que los pozos descargan su producción a alta presión, es conveniente el recurrir a separación por etapas para la estabilización de la mezcla; en cada una de las etapas, la presión de separación es menor a la etapa anterior. Basándose en las etapas de separación, los separadores pueden clasificarse en:

Separadores de primera etapa: Estos separadores son el primer contacto entre la entrada de la mezcla crudo-gas que es enviada de las plataformas satélites. En estos separadores se separa la mayor cantidad de gas que se obtiene en el proceso completo de estabilización de crudo. Manejan una presión de separación mayor a la de segunda etapa, y estos separadores se encuentran conectados a los procesos de alta presión en la obtención del gas, así como a las siguientes etapas de separación.

Separadores de segunda etapa: Son los encargados de extraer el resto de la cantidad de gas que permanezca aún en la corriente de líquido producto de la primera etapa de separación. En estos separadores de segunda etapa, se maneja un mayor porcentaje de líquido comparando con la primera etapa y se maneja una presión de separación menor, estos separadores se encuentran conectados al rectificador y a las VRU para el manejo de gas.

Por el lado de la fase líquida, estos separadores desembocan a los filtros de aceite estable para su posterior bombeo y comercialización, ver Fig. 2.3.



Figura 2.3. Separadores de primera y segunda etapa en un complejo de producción.

El propósito de contar con diversas etapas de separación es obtener la mayor cantidad de líquido posible en el proceso, y de esta manera evitar procesos de compresión de gas, así se optimizan costos y se obtiene mayor ganancia. Se pueden utilizar cuantas etapas de separación se requiera para una separación del 100%, sin embargo, por cuestiones prácticas, en la mayoría de las instalaciones petroleras, se utilizan sólo dos etapas de separación, ver Fig. 2.4. La superficie que abarcan estos separadores agrupados, es de aproximadamente 20 x 19 m. Aunque ésta varía en función del tamaño y la capacidad de los separadores así como su colocación.

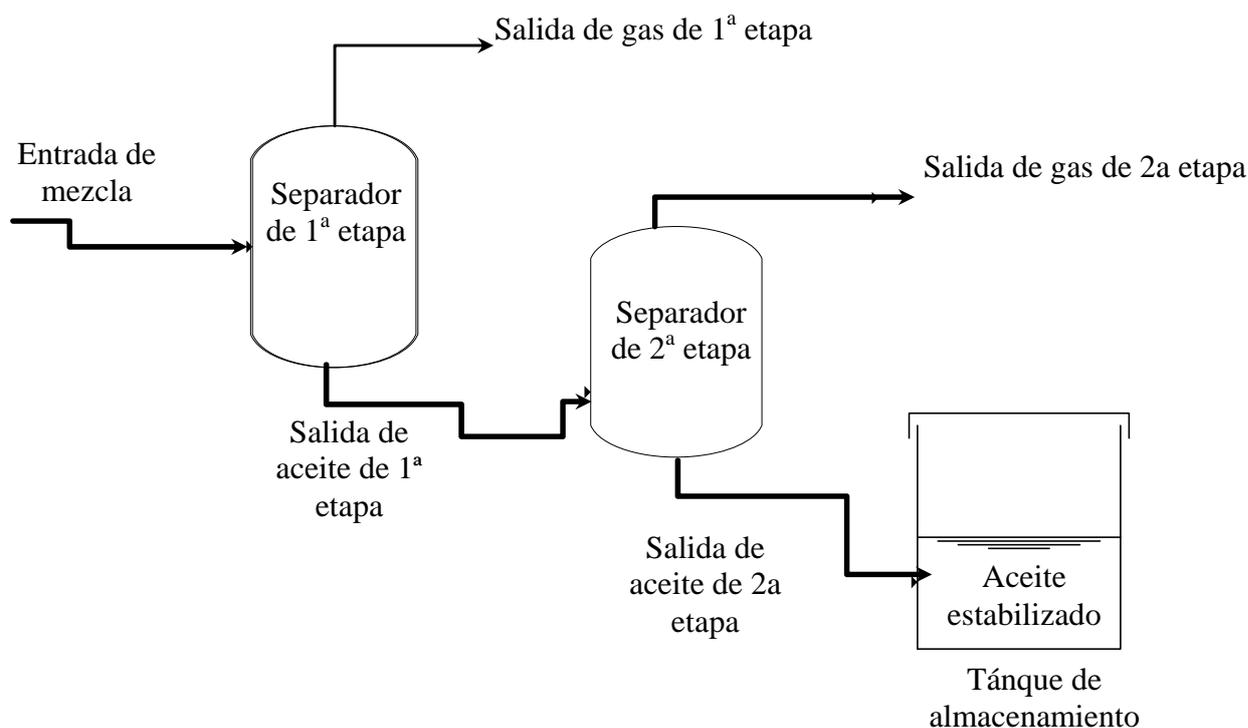


Figura 2.4. Esquema simple de etapas de separación.

2.3. Separadores convencionales

Se les llama de esta forma a los separadores de dos fases, con base al criterio de clasificación por geometría, estos se clasifican en: verticales, horizontales y esféricos.

2.3.1. Separadores horizontales

Tal y como su nombre lo indica, son separadores que constan de un tanque horizontal, o bien por dos tanques colocados uno encima del otro.

Este tipo de separadores cuentan con diversas ventajas, entre ellas se pueden mencionar que tienen una mayor capacidad para manejo de gas, son más económicos, y gracias a su mínimo espacio se ocupan con mayor frecuencia en instalaciones marinas, son más sencillos en su manejo e instalación, y a través del manejo en campo, se ha demostrado que son más adecuados para el manejo de aceite con alto contenido de espuma. Sin embargo también sufren de algunas desventajas en comparación con los otros, por ejemplo, no se recomiendan para el manejo de pozos con muchos materiales sólidos debido a que son difíciles de limpiar, y como consecuencia de su geometría, el control de nivel de líquido es más difícil y por consiguiente requieren de mayor monitoreo, ver Fig. 2.5. Actualmente, existen separadores con capacidad de manejar entre 400 y 500 MBPD.

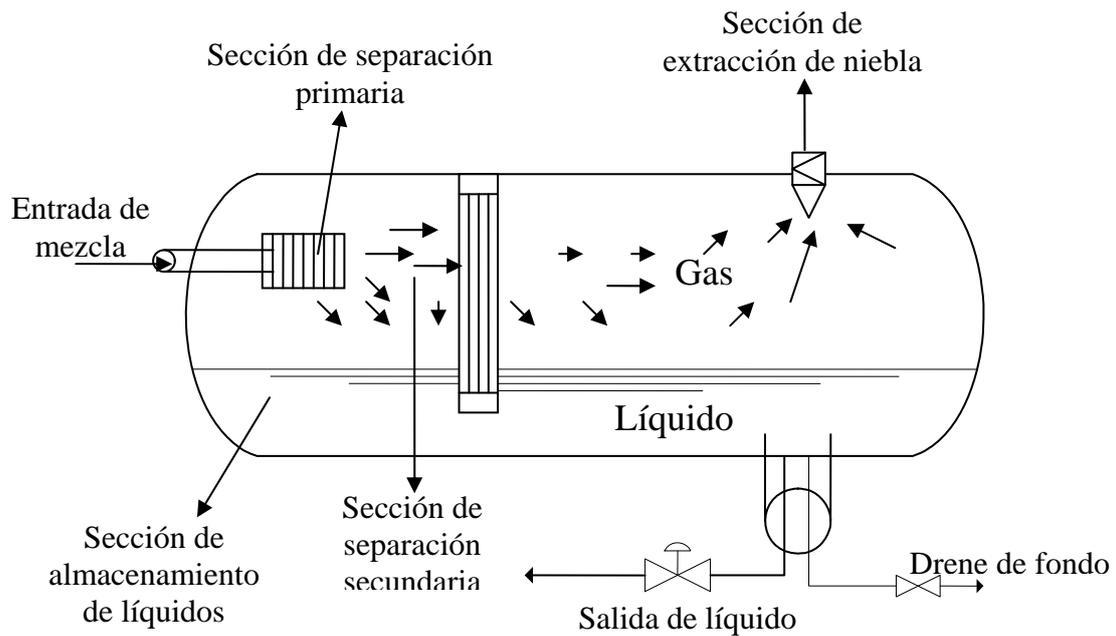


Figura 2.5. Esquema simple de un separador horizontal.

2.3.2. Separadores verticales

Son tanques colocados en forma vertical. Cuentan con las siguientes ventajas en comparación con las otras geometrías, son más sencillos en su limpieza y mantenimiento, por lo que se recomiendan en pozos con altos contenidos de sólidos, el nivel del líquido no es de gran relevancia, debido a que este tipo de separadores, cuenta con un gran espacio para el nivel del líquido, y en consecuencia, se pueden utilizar en pozos que presenten baches de líquido y tienen una tendencia menor a la evaporación de líquidos. Sin embargo, al igual que el resto de los separadores, también presenta diferentes desventajas, como su alto costo, son más complejos para su instalación y manejo, y se necesita un diámetro mayor para manejar una misma cantidad de gas, comparado con un separador horizontal, ver Fig. 2.6. Actualmente, existen separadores con capacidad de manejar entre 400 y 500 MBPD.

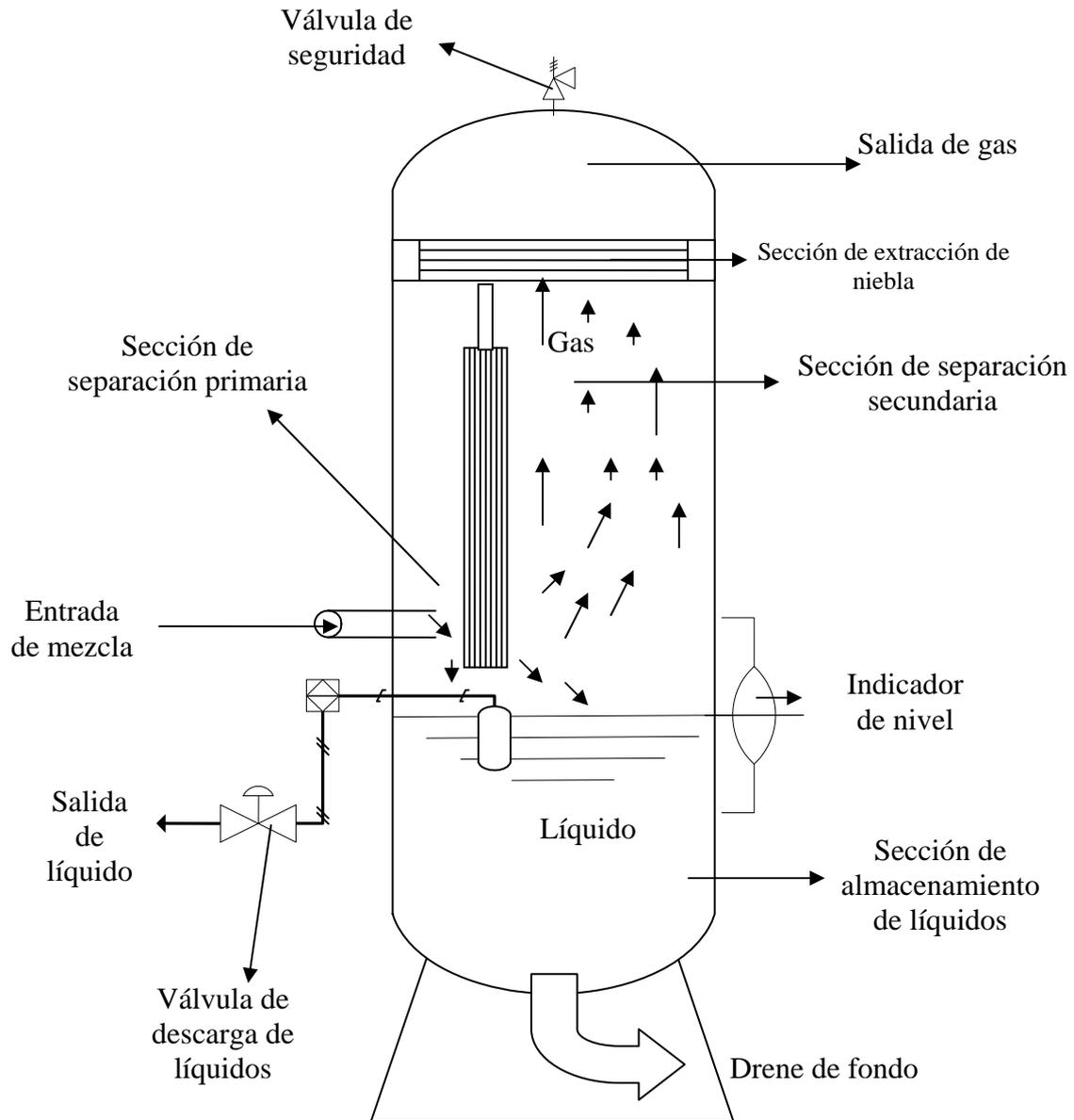


Figura 2.6. Esquema Simple de un separador vertical.

2.3.3. Separadores esféricos

Los separadores esféricos presentan las siguientes ventajas: Son los más económicos, son más compactos, son los más sencillos de limpiar, y los diferentes tamaños disponibles lo hacen el tipo más económico para pozos de alta presión.

Sin embargo la geometría de los mismos lo limita en el espacio y en la capacidad de separación, ver Fig. 2.7.

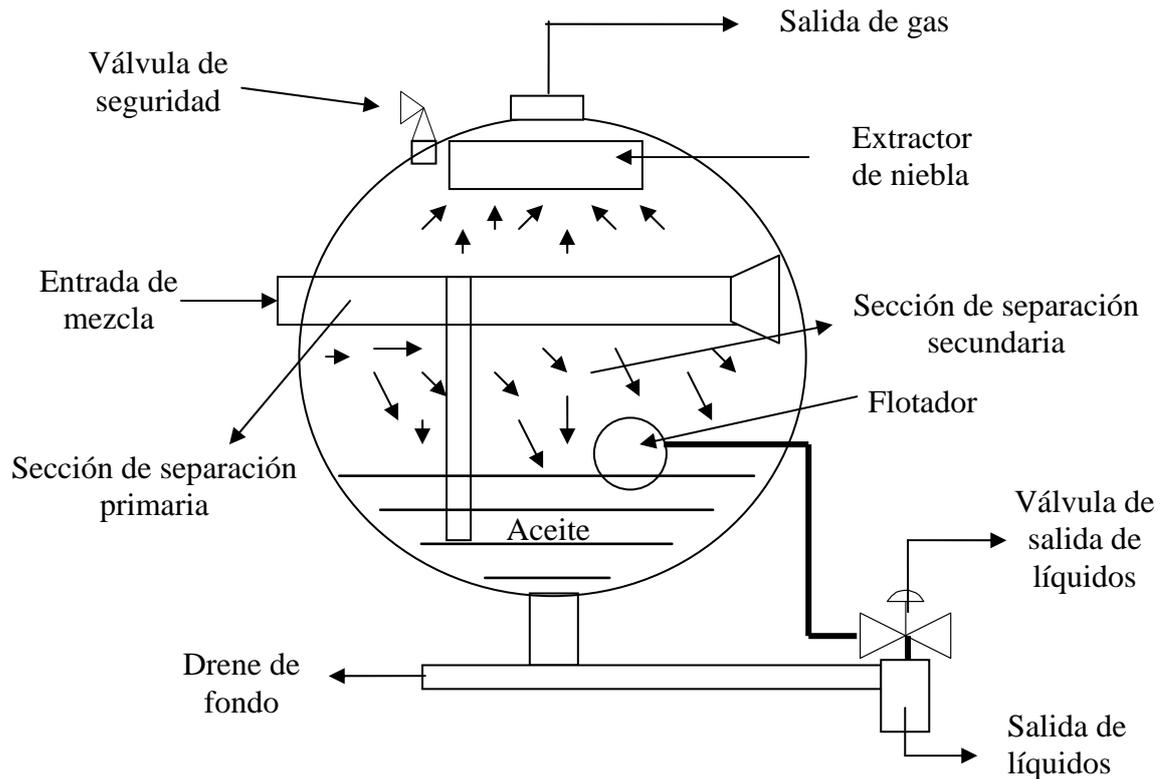


Figura 2.7. Esquema simple de un separador esférico

2.4. Separadores de alta eficiencia

Los separadores de alta eficiencia (también conocidos como GLCC por sus siglas en inglés), tienen un diseño particular, el cual incluye un cilindro vertical con una desembocadura inclinada para el flujo multifásico. El diseño de la boquilla y la acción ciclónica del flujo combinado con la fuerza gravitacional y centrífuga, son las que provocan la separación del gas del líquido. El vórtice resultante provoca que los líquidos se muevan hacia la parte externa y baja del cilindro, cuando el gas viaja a la parte interna y superior a través de un extractor de niebla. El resultado de esta combinación es un gas muy seco y un líquido libre de burbujas, muy sencillo de medir y de manejar, ver Fig.2.8.



Figura 2.8. Figura de un separador de alta eficiencia.

En lo que respecta a la operación de este tipo de separadores, el fluido del proceso entra en la boquilla inclinada, ésta se encuentra colocada para entregar un torrente de flujo preacondicionado hacia el cuerpo del separador. El movimiento del flujo junto con la boquilla inclinada genera un vórtice en el líquido con suficiente fuerza gravitacional para que la separación del gas y el líquido pueda realizarse. Finalmente, el gas sale a través de la parte superior del separador y el líquido sale por la parte inferior del mismo.

Algunas ventajas que presentan estos separadores de alta eficiencia son las siguientes:

- Son separadores compactos que utilizan un área pequeña por lo que crean una perturbación mínima en el ambiente y pueden ser fácilmente transportables.
- Contienen partes removibles que repercuten en menores costos por mantenimiento
- Permite medir el flujo del fluido en tiempo real y permite al operador diagnosticar problemas de pozos rápidamente, lo cual a su vez optimiza el manejo de la producción.
- Los medidores electrónicos proveen telemetría de datos y diagnósticos remotos.
- Son fáciles de instalar en campo
- Una ventaja adicional que presenta este tipo de separadores es que son diseñados para varios niveles de desempeño, los niveles típicos de desempeño son separar entre 0.5-2.0 galones de líquido por cada millón de pies cúbicos de salida de gas con un rango de 0-5% de gas en la salida de líquido.

Este tipo de separadores, son recomendados para el flujo de fluidos con una relación gas líquido mayor a los 500 barriles por cada MMPC de gas, también este tipo de equipo puede ser utilizado en múltiples servicios, como por ejemplo:

- Separadores de prueba instalados a boca de pozos.
- Separadores bifásicos.
- Separadores instantáneos antes de tratamiento de aceite o de equipo de tratamiento de agua.
- Desembotellamiento de vasijas, lo cual se logra al remover el exceso de gas de la línea de flujo.

Una característica particular de los separadores de alta eficiencia es la medición multifásica, este tipo de configuración de medición presenta varias ventajas respecto a los separadores convencionales de una sola fase o de medidores multifásicos que no sean separadores.

Otra característica de los separadores de alta eficiencia es lo compacto de este equipo, por lo que permite ocupar menos espacios y tener menor almacenamiento de hidrocarburos comparado con un separador convencional, además, se puede mejorar la exactitud de la medición en una separación parcial o completa en un sistema de medición multifásico.

Al ser utilizados como pre-separadores externos; pueden ser incluidos como un aparato adicional corriente arriba a un separador ya existente, este separador de alta eficiencia puede incrementar la capacidad de separación, del ya instalado.

Como separador primario, los separadores de alta eficiencia separan corrientes de gas y líquido sin recombinación. Para estas aplicaciones, el control del nivel de líquido es esencial para el separador de alta eficiencia para reducir o eliminar el acarreo de líquido en la corriente de gas o viceversa.

El comportamiento del sistema de control que se requiere para esta aplicación no puede ser simulado directamente utilizando los modelos convencionales. El simulador del sistema de control para esta aplicación de campo fue fabricado analizando la respuesta del nivel de líquidos para diferentes condiciones de corrientes de gas y de aceite. Los separadores de alta eficiencia son capaces de manejar rangos de flujo de fluido de 59.8 MBPD y rangos de flujo de gas de 67.180 MMPCD, a 600 lb/pg². Haciendo una comparación geométrica, se necesitaría un separador de 26 pg de diámetro interno y de 10 pies de altura para esta aplicación.

3

Sistemas auxiliares empleados en una batería de producción

Todo complejo de producción está asistido por sistemas auxiliares, los cuales tienen como función dar soporte a los procesos que se realizan en el complejo, todos y cada uno de ellos tienen una gran relevancia para el funcionamiento del complejo.

3.1. Sistema de gas combustible

Este sistema, considerado como el corazón de un complejo de producción, tiene como función adecuar el gas combustible a las condiciones requeridas para los equipos dinámicos, tanto los de la plataforma de producción, como las de compresión de baja y alta presión. La corriente de gas combustible comúnmente se utiliza a tres diferentes presiones alta (600 psig aprox.), media (300 psig aprox.) y baja presión (180 psig aprox.), dependiendo del propósito para el cual se utilizará. Para poder hacer uso y manejo adecuado de este combustible, éste debe de pasar por el paquete de separación de gas combustible, el cual consta de:

- Calentadores eléctricos de gas.
- Separadores de gas combustible en cada rango de presión.
- Filtro de gas combustible por etapa de presión.

3.1.1. Gas combustible de alta presión

Dado que el gas de alta presión que provee el paquete entra a un filtro para eliminar impurezas del mismo, este equipo cuenta con vidrios de nivel, válvula de seguridad y un interruptor indicador de alta presión diferencial, que adicionalmente indica que tan sucio se encuentra este medio filtrante, y a su vez envía una señal de alarma en caso de alta presión diferencial.

La corriente de gas combustible de alta presión se emplea en los siguientes equipos:

- Es utilizado en el quemador de alta presión cuando ocurra un sobrepresionamiento.
- Alimentar los calentadores de media presión de gas combustible.
- Se envía gas al compresor de baja presión.
- Abastece de gas combustible a turbocompresores.

3.1.2. Gas combustible de media presión

El proceso de separación de gas combustible para esta etapa de presión es muy similar al de alta presión, es decir se recibe en los calentadores de media presión, se eleva su

temperatura para entrar al separador de media presión y se envía esta corriente de salida del separador a los filtros de media presión para ser distribuido.

La corriente de gas tiene dos derivaciones:

- La primera, envía gas al quemador de baja presión cuando ocurra un sobrepresionamiento.
- La segunda, alimenta los calentadores eléctricos de baja presión

Además, el gas combustible de media presión, tiene los siguientes usos:

- Abastece de gas combustible a las turbinas de los generadores eléctricos (también suministra el gas de arranque a dichos equipos).
- Proporciona el combustible como gas de pateo de líquidos empleado en los separadores del sistema del quemador.

3.1.3. Gas combustible de baja presión

Al igual que los separadores de gas combustible de presión alta y media, el proceso de separación de gas combustible de baja presión se realiza de forma similar; se recibe gas combustible en los calentadores de baja presión, se eleva su temperatura para entrar al separador de media presión y se envía esta corriente de salida del separador a los filtros de baja presión para ser distribuido.

El gas combustible de baja presión tiene los siguientes usos:

- Se utiliza como gas combustible en las turbinas que impulsan las bombas principales de crudo (también suministra el gas de arranque a estos equipos).
- Se envía a los paquetes de regeneración de TEG, previo control de presión con gas de sello.

El sistema de gas combustible se encuentra conectado de la siguiente forma, ver Fig. 3.1.

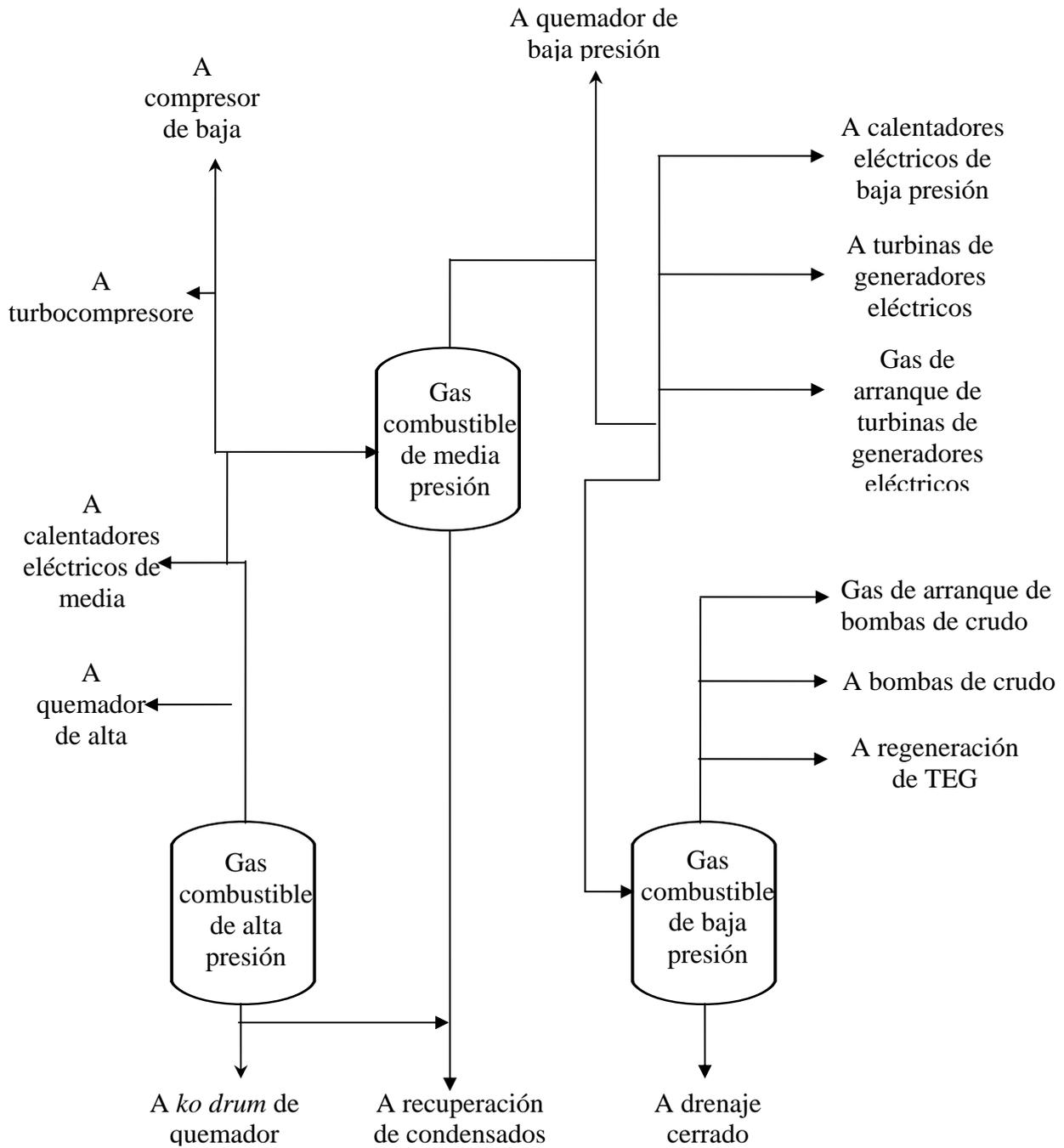


Figura 3.1. Diagrama simple del sistema de gas combustible

3.2. Sistema de aire de plantas e instrumentos

Existen un gran número de equipos e instrumentos dentro del complejo, los cuales funcionan de forma neumática, por lo que el sistema de aire de planta e instrumentos tiene como función proporcionar el aire a las condiciones requeridas de operación. Este sistema, tiene como propósito comprimir, secar y filtrar el aire atmosférico para distribuirlo en todo el complejo de producción.

Para este fin, existe un paquete de aire de planta e instrumentos que cuentan con acumuladores de aire, los cuales deben de cubrir la demanda de aire diseñada para el complejo. Cada paquete está integrado por un compresor de aire, un pre-filtro, dos secadores de aire y un post-filtro.

3.2.1. Compresor de aire

Este compresor tiene como función comprimir el aire atmosférico para enviarlo a prefiltrado. Esto se realiza mediante un compresor de dos etapas; en la primera de ellas se toma aire atmosférico, el cual al ser comprimido entra a la cámara del silenciador, pasando por el filtro y las válvulas de control de capacidad; al entrar a esta primera etapa el aire se calienta por lo que es ventilado para ser enfriado y comprimido, este aire ya enfriado entra al separador de humedad para remover cualquier humedad presentada el enfriarse el aire, antes de entrar a la segunda etapa del compresor. El aire entra a esta segunda etapa y es comprimido a la presión de operación diseñada para el sistema, entre los puntos de ajuste establecidos para cada compresor.

El aire caliente comprimido es enfriado a un rango promedio de 8 °C por encima de la temperatura ambiente. La humedad condensada es removida en el separador, antes de pasar a las secadoras. La demanda de aire esta determinada por el monitoreo continuo de la presión del sistema de aire.

3.2.2. Prefiltración de aire

El aire comprimido sale de los compresores para entrar a un prefiltro, el cual está diseñado para remover aceites lubricantes, suciedad y cualquier impureza que pudiera provocar un mal funcionamiento en las secadoras de aire, este filtro cuenta con un indicador de presión diferencial para conocer su grado de limpieza.

3.2.3. Secadores de aire

El aire pre-filtrado entra a una secadora tipo dual, las cuales operan de forma continua; una opera, mientras la otra se encuentra regenerándose. Cada torre cuenta con Alumina como medio desecante para remover la humedad del aire comprimido; este lecho desecante en la torre es el encargado de secar el aire comprimido en cada torre, mientras

el lecho de la otra está en regeneración, empleando una purga de aire seco de la torre que se encuentra secando.

El ciclo de secado es controlado por un solenoide de secado el cual es energizado por un determinado periodo de tiempo, y se desenergiza por un periodo equivalente de tiempo, permitiendo pasar el aire de una torre a otra mediante una válvula de transferencia, esto mientras el solenoide se desenergiza.

El sistema de control de secado emplea una válvula viajera para despresurizar, permutar y despresurizar las torres de secado. Permitiendo la transferencia del aire comprimido seco en la torre que se encuentra en ciclo de secado en ese momento. La válvula viajera no puede cambiar de posición hasta que la presión sea balanceada en ambos recipientes. Y a su vez el secador no puede despresurizarse hasta que la válvula viajera se haya asentado totalmente, esto provoca que la operación de la torre sea continua y se este intercambiando el aire seco entre una torre y otra.

3.2.4. Pos-filtración de aire seco

Una vez seco el aire, éste fluye hacia un pos-filtro, el cual está diseñado para remover impurezas, aceites lubricantes, suciedad y cualquier otra contaminación, esto es para poder distribuir un aire libre de contaminantes a la red de distribución de aire. Este filtro se encuentra equipado con un indicador de presión diferencial para conocer su grado de limpieza.

Al salir del filtro este aire entra al cabezal general de distribución de aire, para ser distribuido en aire de instrumentos y aire de servicios.

3.2.5. Distribución de aire de instrumentos

Del cabezal general, la distribución del aire de instrumentos se realiza mediante un anillo de distribución (ADAI01), a través del cual se envía a los paquetes de los turbogeneradores, a paquetes de gas combustible, a los patines de flasheo de TEG, a los patines de regeneración de TEG y a las Unidades Recuperadoras de Vapor, mientras que por un anillo de aire de instrumentos (ADAI02), se envía aire seco hacia el paquete de centrifugación de diesel y a una estación con manguera. A su vez de este anillo, se derivan cuatro líneas, cuyo uso son, ver Fig. 3.2:

- Enviar aire de instrumentos a la plataforma de compresión de baja presión.
- Suministrar aire de instrumentos a la plataforma de enlace.
- Alimentar aire de instrumentos a la plataforma habitacional.
- Proveer aire de instrumentos a la plataforma del quemador elevado.

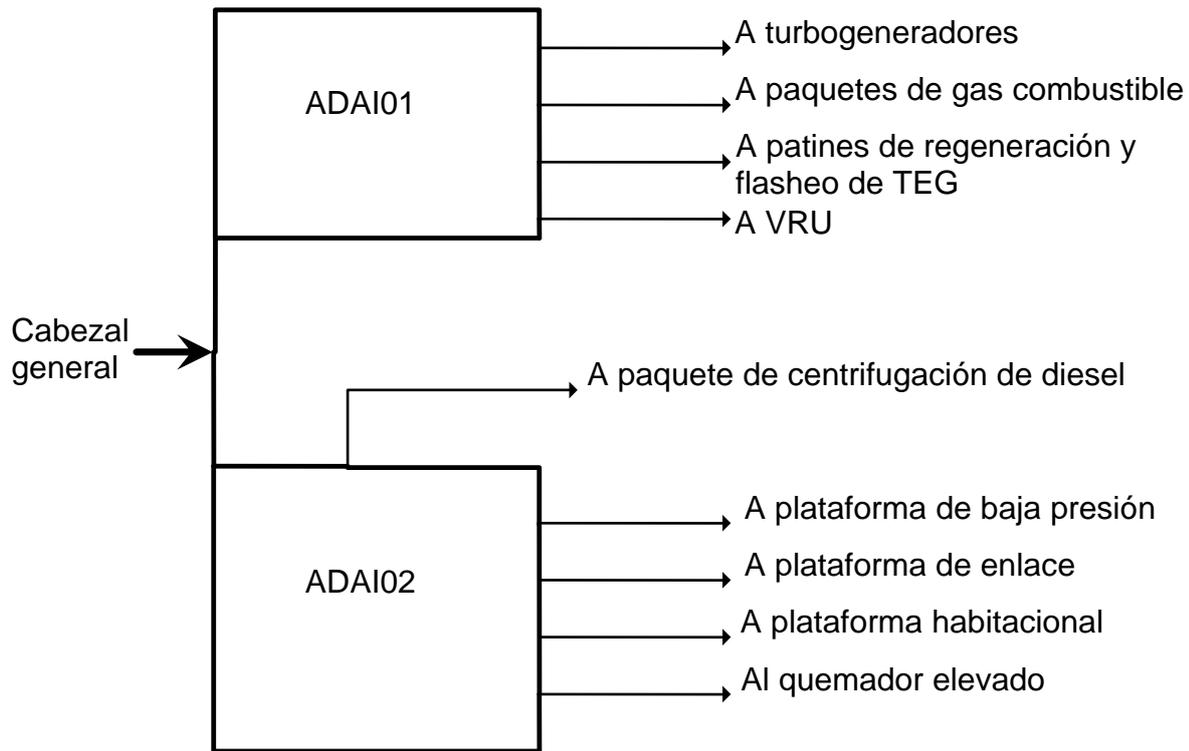


Figura 3.2. Esquema de distribución de aire de instrumentos.

3.2.6. Distribución de aire de servicios

Del cabezal general de distribución, el suministro de aire de servicios se realiza mediante un anillo de aire de servicios 01 (ADAS01), se envía hacia los paquetes de turbogeneradores, motogenerador de emergencia y grúas de pedestal, adicionalmente a través de un anillo de aire de servicios 02 (ADAS02), se dirige a dos estaciones de aire de servicios con manguera, este segundo anillo cuenta con las siguientes derivaciones, ver Fig. 3.3.

- A través de una línea envía aire de servicio a la plataforma habitacional.
- Envía aire de servicios a la plataforma de enlace.
- Envía aire de servicios a la plataforma de compresión de baja presión.
- Alimenta a los cabezales de generación de Nitrógeno.

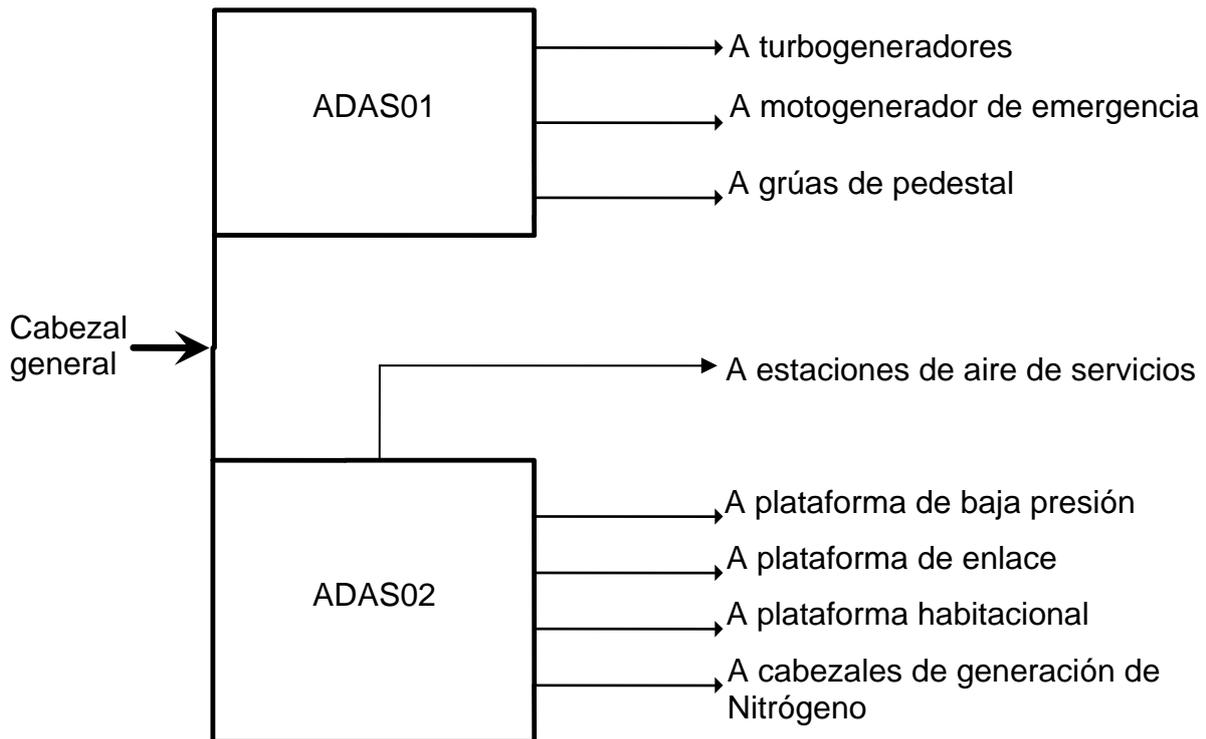


Figura 3.3. Esquema de distribución de aire de servicios.

3.3. Sistema de generación y distribución de Nitrógeno

Este sistema tiene como propósito generar, comprimir y distribuir Nitrógeno a las condiciones requeridas en el complejo de producción. Para cumplir con esta tarea se cuenta con paquetes de generación de Nitrógeno, los cuales tienen los siguientes componentes:

- Filtro diseñado para remover partículas de 0.1 μ
- Filtro diseñado para remover partículas de 0.01 μ
- Tanque vertical para amortiguar la presión del aire de entrada.
- Absorbedoras llenadas con mallas de carbón molecular.
- Silenciador.
- Tanque vertical para la presión del aire de entrada.
- Filtro diseñado para remover partículas de 0.1 μ o mayores.
- Compresor de Nitrógeno tipo horizontal reciprocante. Con el soporte de un interenfriador y una bomba de glicol.
- Filtro diseñado para remover partículas de 0.1 μ o mayores.
- Filtro tipo carbón.

- Tanque receptor de Nitrógeno.

Parte del aire comprimido en el sistema de aire de instrumentos y servicios entra a los paquetes de generación de Nitrógeno a través de los filtros para eliminar las partículas sólidas, de ahí fluye hacia el amortiguador, posteriormente entra a las torres absorbedoras donde el Oxígeno es absorbido y el Nitrógeno es liberado como producto del paquete.

El Nitrógeno es generado de manera independiente y se realiza mediante un sistema de presión oscilante de absorción, conocido como PSA por sus siglas en inglés. Este sistema consta de dos torres de absorción, cada uno de los paquetes está cargado con mallas de carbón molecular CMS, la cual absorberá el Oxígeno del aire lo cual permite salir únicamente al Nitrógeno. Alternándose, los recipientes son cargados con aire y el Oxígeno es absorbido de manera selectiva.

El Nitrógeno generado es enviado al segundo amortiguador y al segundo paquete de filtros, para posteriormente, ser succionado por el compresor, para ser enviado al tercer paquete de filtros. Una vez filtrado, el Nitrógeno es enviado al tanque receptor, de donde es distribuido a la plataforma de producción, a la plataforma de compresión de alta presión, a la plataforma de compresión de baja presión y a la plataforma de enlace, ver Fig.3.4. Dentro de los usos del Nitrógeno en el complejo de producción se pueden mencionar. Se utiliza en las purgas de los equipos, alimenta al tanque de almacenamiento de agua desmineralizada para evitar contaminación, alimentan el tanque de almacenamiento de drenaje abiertos, entre otros.



Figura 3.4. Tanques de almacenamiento de Nitrógeno.

3.4. Sistema de drenajes abiertos

También llamado sistema de drenajes atmosféricos, tiene como propósito recolectar los drenajes de los equipos que no estén presurizados y que contengan hidrocarburos líquidos estabilizados, derramamientos de cubiertas, agua de lluvia o agua de contra incendio, aceite de escurrimiento y purgas de instrumentos.

Este sistema de drenajes abiertos cuenta con un tanque de drenajes abiertos, bombas de drenaje abierto, un sumidero recolector de drenajes abiertos (el cual dependerá de la capacidad de recolección requerida en el diseño), y bombas de sumidero.

La manera en la cual llegan todos los drenajes atmosféricos es mediante un cabezal general que descarga al sumidero en donde son enviados mediante las bombas de drenajes abiertos, mediante control de nivel al sistema de drenajes cerrados.

Estos drenajes cuentan con una alimentación de Nitrógeno controlada para mantener una atmósfera inerte, cuenta con un vertedero que permite desalojar agua separada hacia el mar, adicionalmente para mejorar la separación de agua y aceite el cabezal de drenajes abiertos cuenta con una dosificación de floculante.

3.5. Sistema de drenajes cerrados

También llamado sistema de drenajes presurizado, es el encargado de recolectar lo que descargan los drenajes cerrados de los equipos que están confinados a presión, así como de recibir los drenajes acumulados de los drenajes abiertos.

Para este propósito, éste sistema está conformado por un tanque de drenaje cerrado, cuya capacidad varía dependiendo del diseño, un cabezal recolector y de pateo de drenajes cerrados. Además de su respectiva instrumentación de monitoreo, protección y de control necesario para su operación. Los sistemas de drenajes, se encuentran de la siguiente forma, ver Fig. 3.5.

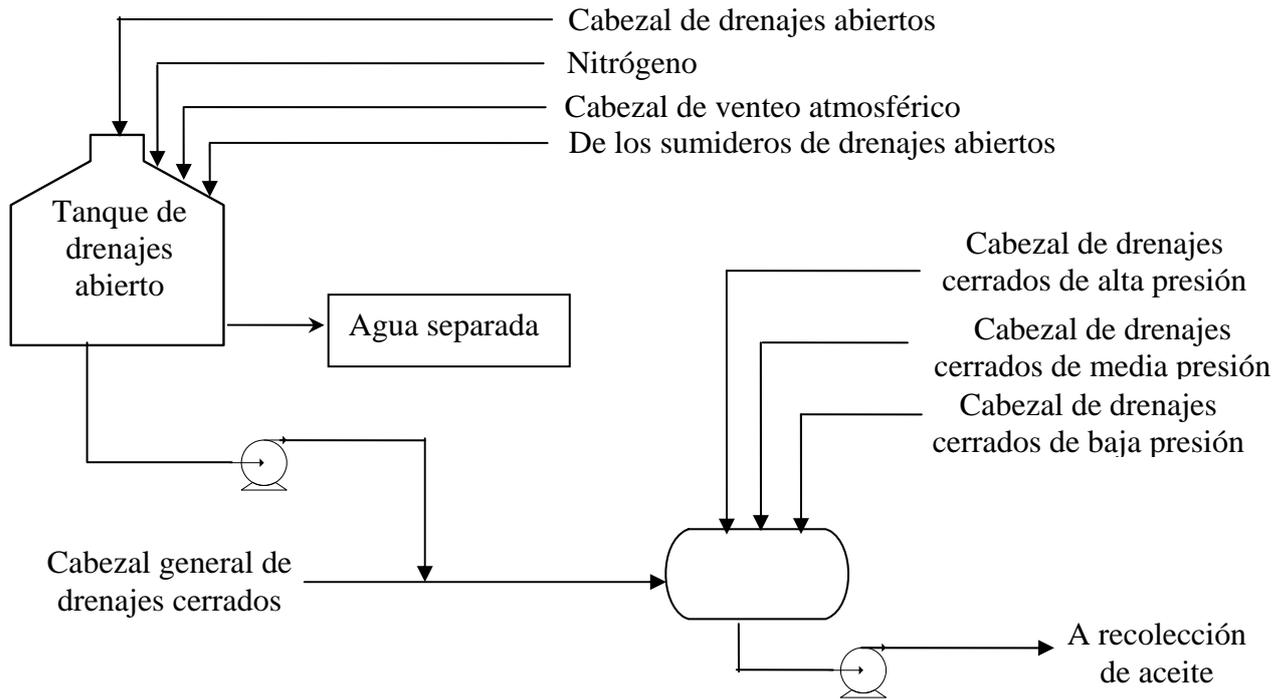


Figura 3.5 Esquema simple del sistema de drenajes

3.6. Sistema de diesel

Este sistema tiene como función primordial almacenar y limpiar el diesel recibido de los barcos abastecedores, con el fin de proporcionar y distribuir al complejo de producción el diesel necesario para los procesos requeridos; para poder realizar esta actividad, el sistema de diesel cuenta con:

- Un tanque de almacenamiento de diesel sucio, en cuyo interior se encuentra colocado un filtro de diesel.
- Bombas de diesel sucio, tipo rotatoria de desplazamiento positivo.
- Colador de diesel sucio tipo *duplex*, con malla para retener partículas de 800μ o mayores.
- Un paquete de centrifugación, el cual incluye un tablero de control local, una centrifugadora de diesel sucio, un tanque de lodos, bombas de lodos, tanque de agua potable para lavado de la centrifugadora.
- Un tanque de almacenamiento de diesel limpio.
- Bombas de diesel limpio.
- Filtro de diesel limpio.

- Cabezales de distribución hacia las diferentes plataformas que forman el complejo.
- La instrumentación para monitoreo, y control para proteger las instalaciones, en caso de presentarse condiciones anormales de operación.

3.6.1. Diesel sucio

Una vez que se recibe el diesel del barco de abastecimiento, es enviado al tanque de almacenamiento de diesel sucio; previo paso por el filtro de diesel sucio, el cual debe de retener alrededor de 98% de las partículas sólidas mayores o iguales a 8 μ . Además del filtro esta línea cuenta con una válvula de corte, indicadores de alarma por muy baja o por muy alta presión y una válvula de seguridad.

El diesel sucio es succionado al paquete mediante las bombas de desplazamiento positivo y estas descargan a un cabezal donde el diesel atraviesa un colador de partículas sólidas tipo *duplex*; él cual cuenta con un interruptor por alta presión diferencial. El diesel entra a la centrifugadora donde el agua y los sólidos en el combustible son separados y depositados en el tanque de lodos, estos residuos son enviados mediante las bombas de lodos a un depósito que es transportado a tierra, al salir de esta centrifugadora, el diesel ya se encuentra limpio.

3.6.2. Diesel limpio

Tras la limpieza del diesel, éste es enviado al tanque de almacenamiento de diesel limpio; dicho tanque cuenta con una válvula de seguridad, indicadores de nivel, transmisores de nivel y un derramadero en caso de exceso de diesel hacia el drenaje abierto. El diesel es succionado mediante las bombas de desplazamiento positivo para su distribución, para ello, el diesel limpio es filtrado, y posteriormente es distribuido a través del cabezal de descarga; cada bomba tiene instalado un transmisor indicador de presión, con señal de alarma por muy baja o por muy alta presión, de donde se suministra a todas las plataformas del complejo, ver Fig. 3.6.

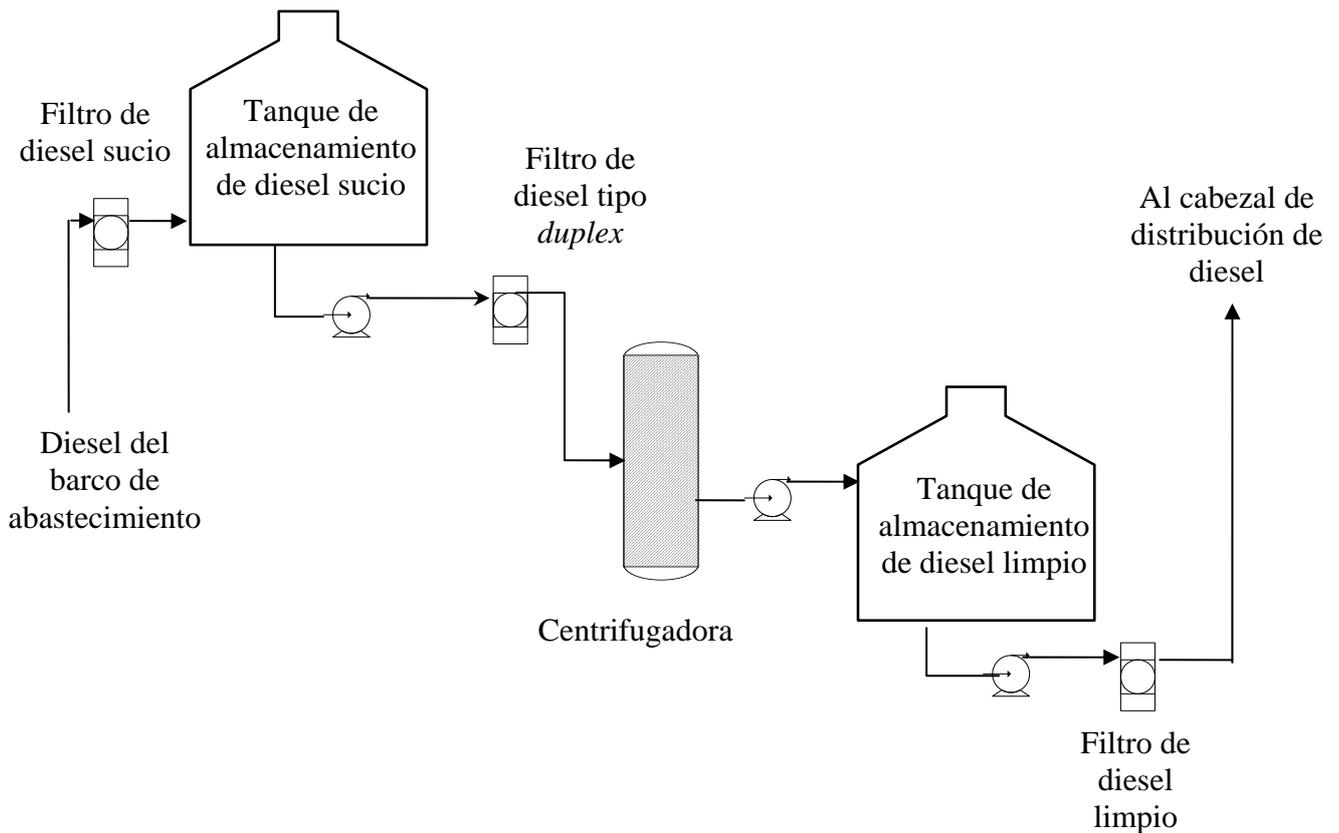


Figura 3.6. Esquema simple del sistema de diesel

3.7. Sistema de agua potable

Este sistema tiene como objetivo, almacenar y distribuir el agua potable y desmineralizada proporcionada por la plataforma habitacional, y también utilizar dicha agua potable para el empleo de lavado en la turbomaquinaria utilizada en el complejo.

El agua potable es distribuida a todo el complejo por conducto de una línea que alimenta a tanques de almacenamiento cilíndricos, los cuales cuentan con indicadores de nivel, con señales de alarma por muy bajo o por muy alto nivel. De los cuales, el agua potable es succionada por bombas centrífugas, de estas una opera normalmente, mientras que la otra se encuentra de respaldo.

Posteriormente, al salir de las bombas, se encuentra un cabezal común de descarga, dicho cabezal se interconecta con un tanque de balance hidroneumático de agua potable, cuya función es mantener presurizada el agua potable, mediante aire de servicio. Posterior a este tanque el agua potable se distribuye mediante un cabezal a la plataforma de compresión de baja presión, al paquete de desmineralización, a la plataforma de producción (para lavajeros, regaderas, laboratorios, cuartos de control, patín de químicos).

3.8. Sistema de agua de servicios

Este sistema tiene como objetivo recibir y distribuir el agua de mar proveniente de la plataforma habitacional. Cuenta con un cabezal de abastecimiento de agua de servicios y por un anillo distribuidor de agua de servicios. Ésta se dirige hacia diversas estaciones con manguera mediante el anillo de distribución, así como a la plataforma de compresión de baja presión.

3.9. Sistema de agua desmineralizada

El propósito de este sistema es eliminar las sales disueltas que contiene el agua potable para que ésta sea utilizada como agua de lavado en las turbomaquinaria de las plataformas de producción y de compresión.

El paquete de desmineralización esta formado por:

- Filtros de carbón.
- Filtro tipo cartucho, con elementos de 5 micras.
- Bomba reforzadora del desmineralizador.
- Membranas de osmosis inversa
- Celda de desionización.
- Rectificador de celda.
- Bomba de condensados.
- Tanque de almacenamiento de agua desmineralizada.
- Bomba de distribución de agua desmineralizada.
- Tablero de control local

El agua potable de la red de distribución entra a este paquete de desmineralización, él cual cuenta con tres secciones: la de electroionización, ósmosis inversa y distribución.

3.9.1. Electroionización

Esta sección cuenta con un bloque de membranas, un rectificador y la bomba de concentrados.

Para este proceso, el agua potable entra a los filtros de carbón y de cartucho, ahí se aplica un diferencial de corriente mediante el rectificador, mediante este diferencial se hace la remoción de sales que se encuentren disueltas en el agua, esta reacción de desionización da como resultados dos productos: El primero de ellos es un concentrado

de sales que debe de ser desechado y el segundo, el agua desmineraliza para distribución.

Este concentrado y el lavado periódico de las celdas, ocasiona que la desmineralización sea eficiente y constante. El agua desmineralizada entra al tanque de almacenamiento. El sistema cuenta con controles de ciclo de lavado que es automático y éste opera a determinados intervalos para prevenir bacterias en las membranas de ósmosis y en las celdas de electroionización.

3.9.2. Ósmosis inversa

Asimismo dentro del paquete de desmineralización el agua potable entra a las membranas de ósmosis inversa; el flujo del fluido es controlado manualmente mediante tres válvulas (una de entrada, una de rechazo y una válvula de salida).

En la salida de las membranas de osmosis inversa se encuentra colocado un sensor de conductividad, él cual activa la alarma de alta conductividad (que se genera por alta concentración de sólidos totales medidos en ppm), esta alarma envía la señal de paro a las celdas de electroionización también. En el caso de sobrepresionamiento, en la línea de agua hacia la sección de electroionización se cuenta con una válvula de seguridad.

3.9.3. Distribución de agua desmineralizada

Esta sección está formada básicamente por los tanques de almacenamiento y la bomba de distribución de agua desmineralizada. El tanque de almacenamiento cuenta con una alimentación de Nitrógeno con el propósito de evitar contaminación; y cuenta con un vidrio de nivel e interruptores por alto y bajo nivel.

Tras estos tanques se encuentra la bomba que es la encargada de distribuir el agua desmineralizada a las plataformas de compresión de baja presión y de producción: adicionalmente, se alimenta a dos estaciones que se utilizan para el lavado de la turbomaquinaria en la plataforma de producción.

3.10. Sistema de inyección de químicos

Este sistema auxiliar es el encargado de preparar, almacenar e inyectar los productos químicos necesarios en los procesos de las plataformas de producción y de compresión del complejo, esta inyección de químicos se utiliza para la optimación de diversos procesos además de reducir el daño físico de las instalaciones.

Este sistema de inyección cuenta con tanques de preparación de mezcla de químicos, agitadores eléctricos, bombas de transferencia, tanques de almacenamiento y bombas de inyección de productos químicos.

Existen dos paquetes de inyección de productos químicos: El de inyección de productos químicos de base aceite y el paquete de inyección de químicos de base agua.

3.10.1. Productos químicos de base aceite

Estos productos se diluyen en diesel. Este sistema de inyección está conformado por:

- Tanque atmosférico para mezclados.
- Bomba centrífuga de transferencia de químicos.
- Agitador de motor eléctrico.
- Tanque de almacenamiento de inhibidor de asfaltenos.
- Bomba de inyección para inhibidor de asfaltenos.
- Tanque de almacenamiento de inhibidor de espuma.
- Bomba de inyección para inhibidor de espuma.
- Tanque de almacenamiento de inhibidor de incrustaciones.
- Bomba de inyección para inhibidor de incrustaciones.
- Tanque de almacenamiento de inhibidor de corrosión.
- Bomba de inyección de inhibidor de corrosión.

Los productos comúnmente son entregados mediante embarcaciones en tambores, o mediante líneas especiales. Cada producto es almacenado en los tanques de mezclado, posteriormente, la descarga de cada uno de los tanques se unen en un cabezal: la descarga de éste es succionada a las bombas de transferencia, las cuales descargan a un cabezal que cuenta con cuatro derivaciones con válvula de bloqueo cada una de ellas para llenar los respectivos tanques de almacenamiento. Las bombas de inyección son las encargadas de distribuir el respectivo químico hacia donde es requerido, estas válvulas son de tipo reciprocante de volumen controlado.

Los químicos en base aceite son los siguientes:

Inhibidor de asfaltenos: Es un producto orgánico encargado de evitar la formación de depósitos de asfaltenos. Éste se utiliza en las VRU y en la plataforma de compresión de baja presión.

Inhibidor de espuma: Es un producto basado normalmente en sílice, el cual evita la producción de espuma en sistemas de separación de gas, en la producción de aceite, en plantas deshidratadoras con Glicol, entre otros. Se utiliza, en los separadores de primera, en el separador bifuncional, en los de segunda etapa, en el patín de flasheo de TEG y en los patines de regeneración de TEG.

Inhibidor de corrosión: Es un químico comúnmente basado en aminas el cual controla la corrosión en ambientes de CO₂, y de H₂S. Para prevención de desgaste de instalaciones. Se utiliza en el patín de flasheo de TEG, en el patín de regeneración de TEG, las VRU y en la plataforma de compresión de baja presión.

Inhibidor de incrustaciones: Este producto es el encargado de evitar la sedimentación o la incrustación de derivados o sólidos del fluido y de esta manera se conserva el diámetro de diseño de las tuberías o la capacidad volumétrica de los equipos.

3.10.2. Productos químicos de base agua

El sistema de inyección esta conformado por:

- Tanque atmosférico para mezclados.
- Bomba centrífuga de transferencia de químicos.
- Agitador de motor eléctrico.
- Tanque de almacenamiento de Hipoclorito de Sodio.
- Bomba de inyección para Hipoclorito de Sodio.
- Tanque de almacenamiento de Polieléctrico o controlador de pH.
- Bomba de inyección para Polieléctrico o controlador de pH.
- Tanque de almacenamiento de desemulsificador.
- Bomba de inyección para desemulsificador.
- Tanque de almacenamiento de floculante.
- Bomba de inyección de floculante.

Tras la recepción del producto en los tanques mezcladores el cual cuenta con su respectivo agitador se dirigen a un cabezal de descarga el cual cuenta con cuatro derivaciones con válvula de bloqueo para la distribución a su respectivo tanque de almacenamiento y a su posterior inyección.

Los químicos a base agua son:

Hipoclorito de Sodio: Reduce o inhibe el crecimiento bacterial, algas y otros microorganismos en sistemas de agua.

Polieléctrico o controlador de pH: Es un producto utilizado para mantener el glicol dentro de un rango de 6.8 – 7.2.de pH.

Desemulsificante: Se utiliza para evitar la formación de emulsiones de aceite en agua en los procesos de separación.

Floculante: Comúnmente es una sal de polielectrolito-metal, ayuda en la conglomeración de partículas suspendidas en aceita para poder ser retenidas en las mallas o en los coladores.

3.11. Sistema de venteo

Es el encargado de la recolección de los vapores emanados por los equipos que se encuentran instalados en el complejo de producción, este sistema de venteo se divide en dos: sistema de venteo atmosférico y sistema de venteo de baja presión.

3.11.1. Sistema de venteo atmosférico

Tiene como función recolectar los vapores generados en las VRU, en los separadores de primera y/o de segunda etapa, en el separador bifuncional, en el patín de regeneración de TEG, en las bombas principales de crudo y en las bombas de drenaje abierto.

Los vapores recolectados, se manejan a través de subcabezales los cuales son enviados a un cabezal general, el cual descarga al tanque de drenajes abierto.

3.11.2. Sistema de venteo de baja presión.

Es el encargado de recolectar los vapores de los hidrocarburos liberados durante las operaciones de recipientes de baja presión y mantiene venteado las descargas de los equipos.

Este sistema está formado por:

- Un tubo en cuyo alrededor se instala un anillo que cuenta con dos boquillas de inyección de CO₂.
- Un paquete de CO₂, incluyendo un cabezal de descarga con todos los aditamentos asociados.
- Un tablero de control.
- Dos bombas neumáticas asociadas con trampas de líquidos.

3.12. Sistema de quemador

Este es uno de los sistemas de mayor relevancia dentro de un complejo de producción, debido a que su propósito es controlar el exceso de presión en los diversos sistemas del complejo de producción y evitar situaciones de descontrol.

El sistema de quemador incluye los siguientes equipos:

- Separador del quemador (también conocido como *ko drum*).
- Separador de pateo (también conocido como *blowcase*).

- Tubo del quemador con tres pilotos.
- Tablero electrónico de ignición.

Existen dos quemadores en la mayoría de los complejos, uno de baja presión y otro de alta presión.

3.12.1. Quemador de alta presión

Este quemador recibe la descarga de los equipos de mayor presión, es decir, del sistema de drenaje cerrado, del sistema de gas combustible, de los separadores de primera etapa, del separador bifuncional y de los patines de flasheo de TEG.

Estos cabezales se interconectan a un cabezal general de desfogue, en el cual los líquidos generados son succionados por la bomba neumática para enviarlos al cabezal de drenaje cerrado y posteriormente al separador de dos fases, el gas separado es enviado al quemador, mientras que los líquidos fluyen por gravedad al tanque de pateo (*blowcase*), éste tiene una válvula de llenado y una válvula de drene; así como una entrada de gas combustible presurizado, cuando los sensores lo determinen se envía los líquidos recolectados a los separadores de segunda etapa, ver Fig. 3.7.

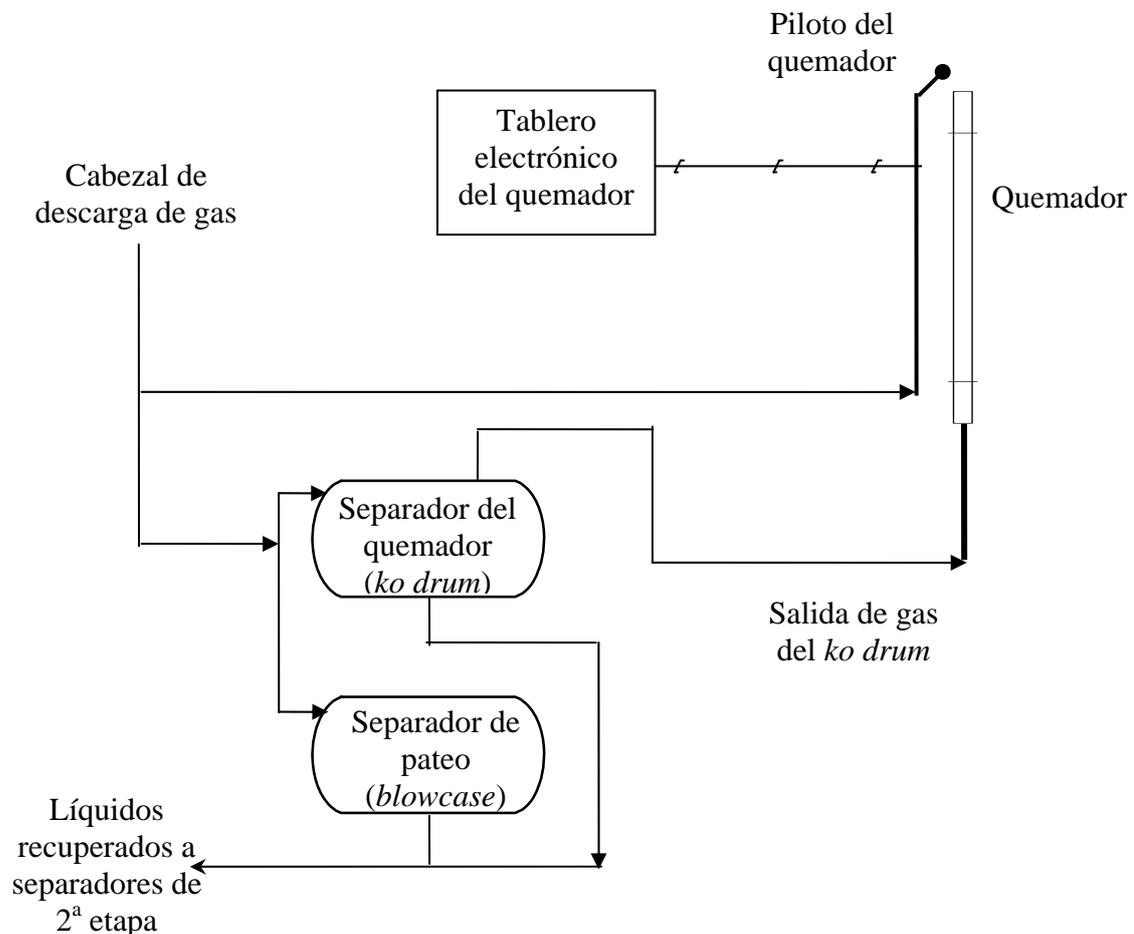


Figura 3.7. Esquema simple del sistema de un quemador

3.12.2. Quemador de baja presión

Este quemador recibe la recolección de las VRU, del rectificador de gas y del patín de medición. Al igual que en el caso de alta presión, el *blowcase* cuenta con válvula de llenado, de drene y su entrada de gas combustible presurizado; al llegar al nivel determinado de líquidos, envía los líquidos recolectados a los separadores de segunda etapa.

3.13. Sistema de agua contra incendio y de diluvio

Este sistema auxiliar tiene como función distribuir y aplicar el agua de mar presurizada para enfriar o extinguir un evento de fuego en caso de que este se presente, o para situaciones en las cuales sea necesario utilizar agua para mantener una temperatura controlada.

Este sistema está formado por tres secciones:

- Suministro de agua contraincendio.
- Distribución de agua contraincendio.
- Dispositivo de aplicación de contraincendio.

3.13.1. Suministro de agua contraincendio

Esta sección es la responsable de recolectar el agua de mar para alimentar los anillos de agua de contraincendio, esta sección está formada por:

- Bomba centrífuga de agua contraincendio.
- Motor diesel.
- Tanque de aire para arranque neumático de la bomba.
- Tanque de diesel con capacidad para operar la bomba contraincendio durante ocho horas continuas como mínimo.
- Tablero de control local para operar la bomba en modo manual o automático.

3.13.2. Sección de distribución

Es la sección encargada de distribuir el agua recolectada en las áreas donde se requiera y esta conformada por un anillo principal, un anillo secundario y ramales que corresponden a cada uno de los dispositivos de aplicación.

3.13.3. Sección de dispositivos de aplicación

Estos elementos son los responsables de aplicar el agua contraincendio y espuma para enfriar o extinguir fuego de forma rápida en cualquier punto de la plataforma. Dentro de estos dispositivos se pueden mencionar los monitores, los carretes de manguera con depósitos de espuma integrados, los hidrantes y los sistemas de diluvios

Estos sistemas se encuentran instalados en todas y cada una de las plataformas que conforman el complejo de producción.

3.14. Sistema de generación eléctrica

La función de este sistema es de las más importantes dentro del complejo de producción y es el encargado de la generación y la distribución de energía eléctrica, para hacer autosuficiente a la plataforma. Este sistema se encuentra dividido en 3 subsistemas, como se describe a continuación.

3.14.1. Sistema de generación eléctrica principal

Este sistema provee la generación y distribución de energía eléctrica en la plataforma. Para ello, el complejo de producción cuenta con turbogeneradores, los cuales proporcionan una energía de alrededor de 4160 V, 60 Hz y es reducida a 480 V para poder distribuirla a bajo voltaje.

3.14.2. Sistema de generación eléctrica de emergencia

Este sistema de generación de emergencia es el encargado de suministrar energía eléctrica suficiente en caso de que el sistema principal llegase a tener alguna interrupción y mantener a la plataforma con energía suficiente. Para realizar esta actividad, el sistema de generación eléctrica de emergencia cuenta con un generador diesel el cual está contenido en un cuarto de generación. Este generador de emergencia cuenta con una carga aproximada de 1500 kW; la cual depende de las especificaciones de cada proyecto, cuando ocurre un evento de pérdida de energía este generador debe arrancar automáticamente y proporcionar energía únicamente para los equipos esenciales en el complejo.

3.14.3. Sistema de fuerza ininterrumpible

Esta sistema tiene como función proporcionar energía continua de 120/208 V, 60 Hz, 3 fases a las cargas críticas de corriente alterna de la plataforma de producción, en caso de pérdida total de energía. Los equipos que conforman el sistema son:

- Encabinado del sistema de energía ininterrumpible: consiste en un cargador de baterías, un convertidor de estado sólido, un interruptor de transferencia estático, y un interruptor de transferencia manual.
- Banco de baterías, contiene 60 celdas Plomo-Calcio.
- Paneles de distribución.
- Panel de luces de emergencia
- Transformador *bypass*.

4

Filosofía de operación

Éste concepto hace referencia al conjunto de acciones realizadas en un complejo de producción para mantener el control, el monitoreo y el manejo del proceso, así como mantener el óptimo estado del mismo.

Como se mencionó en el capítulo 2, el separador bifuncional puede operar como un separador de primera o de segunda etapa, en función de las necesidades que presente el complejo de producción y de acuerdo con el fluido (mezcla o aceite separado) que vaya a manejar.

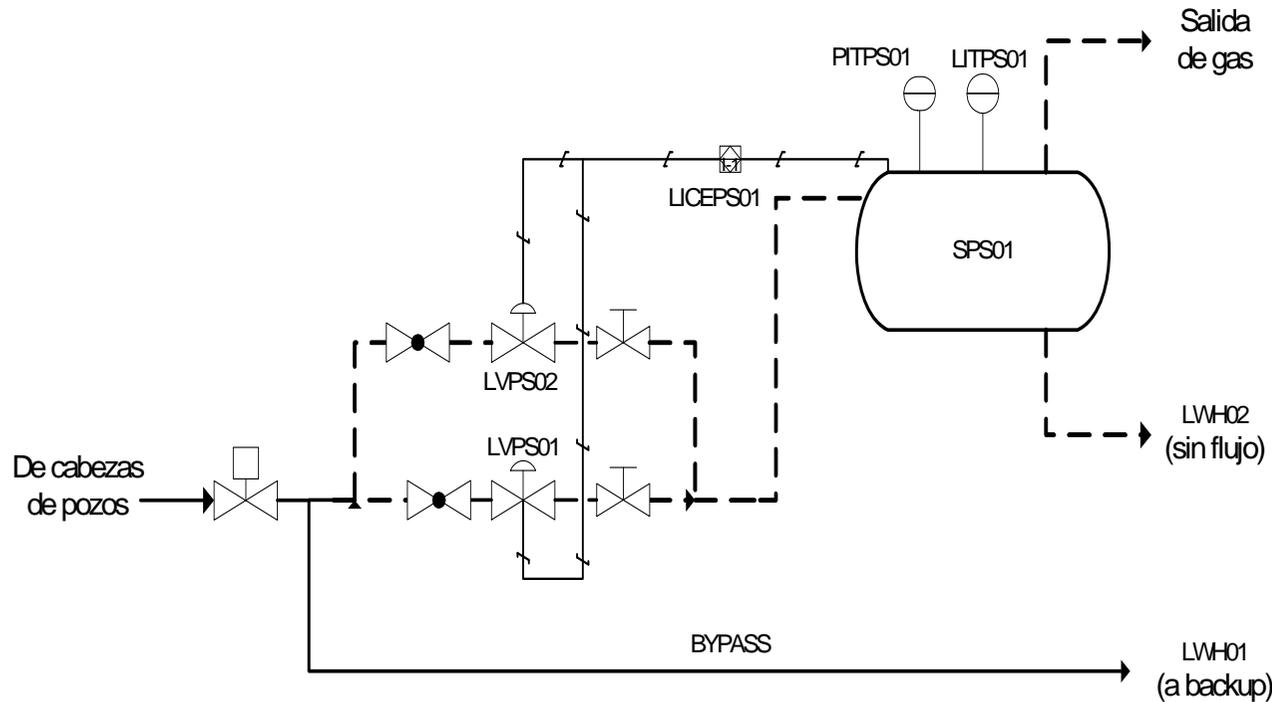
Este separador; al igual que el de primera y segunda etapa, cuenta con la instrumentación necesaria para monitorear y controlar el nivel y la presión del proceso, así como también, tiene elementos de protección para condiciones anormales, en caso de que éstas lleguen a presentarse; para ello, el *backup* tiene una serie de controladores tanto locales como remotos, así como selectores, los cuales permiten elegir la filosofía de operación deseada, esto es, en modo de primera o segunda etapa.

4.1. Descripción del proceso de separación

Para realizar una descripción del proceso de separación y a su vez la filosofía de operación del separador bifuncional, se plantearán los dos escenarios posibles en los que puede operar, como separador de primera etapa, y como separador de segunda etapa:

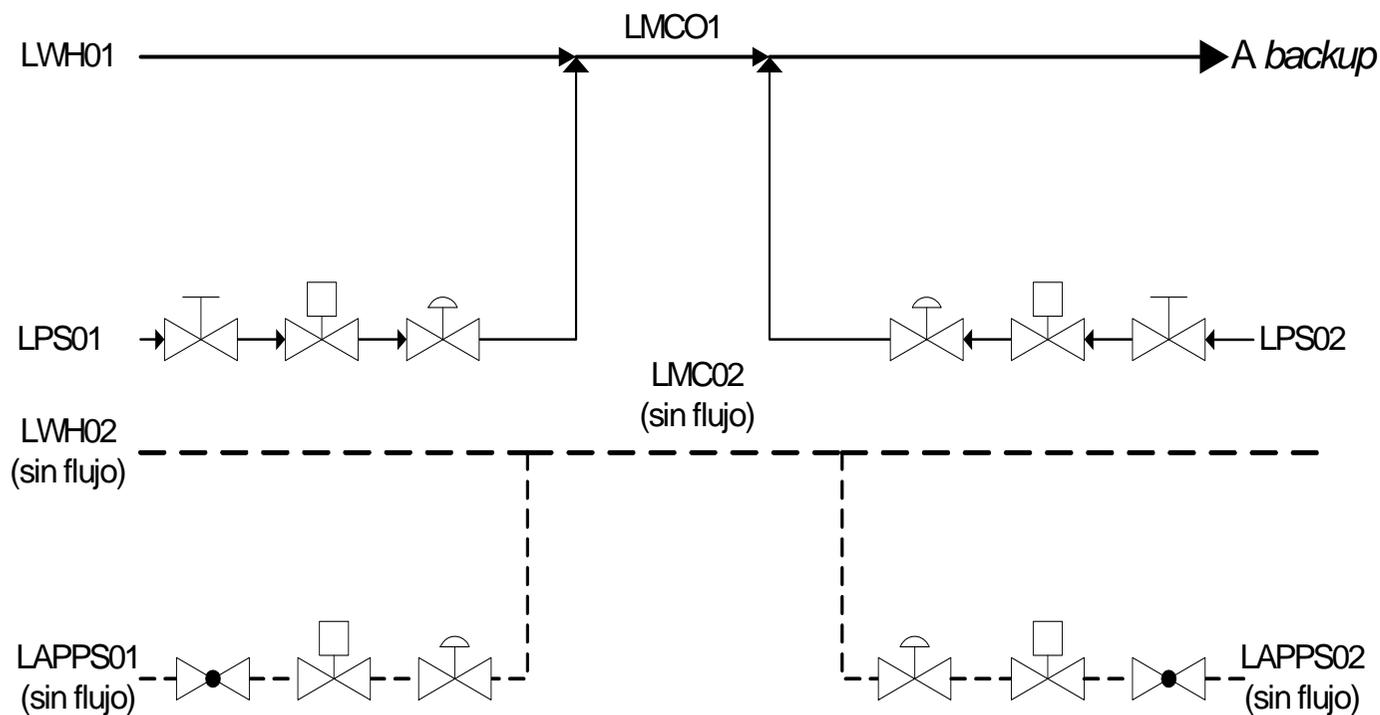
4.1.1. Filosofía de operación del separador *backup* como primera etapa

En esta filosofía de operación, la mezcla no ha sufrido previamente ningún proceso de separación, es decir el separador remoto (SPS01) localizado en la plataforma satélite, se encuentra fuera de operación, por lo que la mezcla extraída de los pozos se envía directamente a la plataforma de enlace, mediante el *bypass* de la plataforma satélite, ver Fig.4.1



Separador remoto con sus elementos básicos	
Simbología:	
Línea:	
Línea sin flujo:	
Válvula de seguridad:	
Válvula automática:	
Válvula manual cerrada:	
Válvula manual abierta:	
Controlador:	
Indicador:	
Tipo:	Diagrama de instrumentos
Descripción:	Figura 4.1. Separador remoto utilizando el <i>bypass</i>
Archivo:	DTI.srem.ppt
Página:	58

La mezcla que proviene de los pozos llega por la línea LWH01 a la plataforma de enlace, ésta línea se integra con una línea (LMC01) que recolecta la mezcla proveniente de las plataformas satélites (LPS01, LPS02, ver fig. 4.2), para posteriormente dirigirse al separador bifuncional.



Líneas de la plataforma de enlace en un centro de procesos	
Simbología:	
Línea:	
Línea sin flujo:	
Válvula manual abierta:	
Válvula manual cerrada:	
Válvula de seguridad:	
Válvula automática:	
Tipo: Diagrama de instrumentos	
Descripción: Figura 4.2. Líneas de la plataforma de enlace para envío de mezcla a separación de primera etapa	
Archivo: DTI.plen1a.ppt	Página: 59

Antes de entrar al separador *backup*, la LMC01 cuenta con una válvula de corte (SDV01) y dos válvulas de nivel (LV01, LV02) controladas por un controlador local (LICE01); previo a la entrada se interconecta una línea de recirculación de bombas (LRB01) que tiene instalada una válvula de corte (SDVR01) y una válvula de nivel (LVR01), esta última tiene un controlador local LICR01 y un medidor de nivel LITR01.

Es importante señalar que la válvula de nivel de recirculación LVR01 se encuentra cerrada cuando el *backup* opera como primera etapa.

El aceite separado de primera etapa, circula por un elemento de flujo (EFS01), que cuenta con un transmisor (TFS01) y por un registrador de flujo y presión (RFPS01), antes de entrar a los separadores de segunda etapa, instaladas en la línea de salida de aceite del *backup* (LSABK01), se encuentran dos válvulas de nivel (LVS01, LVS02), que están gobernadas por un controlador local (LICS01).

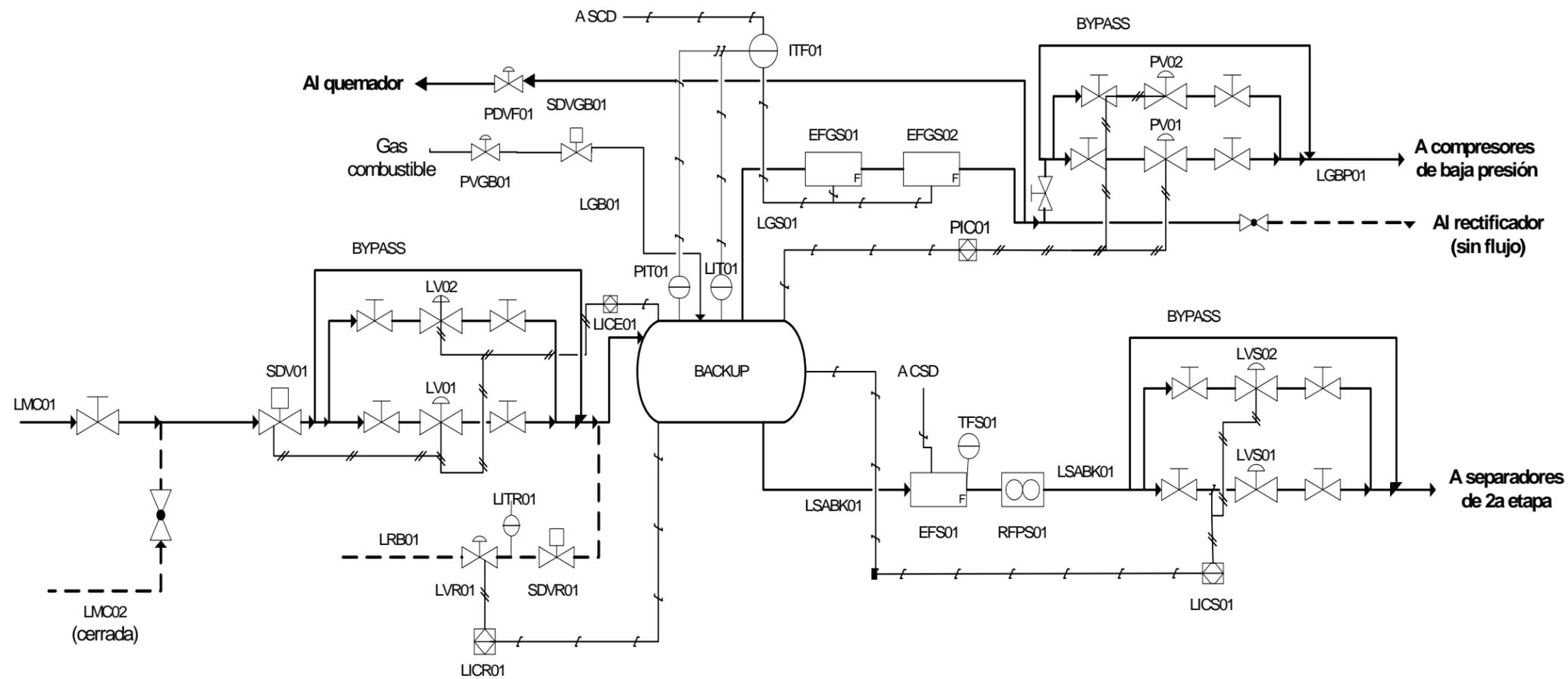
El nivel en el separador bifuncional, cuando se encuentra operando en primera etapa, está controlado básicamente por el controlador de entrada LICE01 y el controlador de salida LICS01, para mantener el nivel del separador dentro del punto de control.

Con respecto al gas separado, este sale del *backup* mediante una línea (LGS01), ésta cuenta con un elemento de flujo (EFGS01, EFGS02), éstos envían una señal al totalizador indicador de flujo (ITF01), el cual a su vez, recibe una señal de compensación proporcionada por los transmisores de presión (PIT01) y temperatura (TIT01). Posterior a este elemento de flujo, se cuenta con las válvulas de presión en paralelo (PV01, PV02), las cuales están gobernadas por un controlador de presión (PIC01).

En esta filosofía de operación, el gas separado es enviado a la succión de los compresores de baja presión mediante una línea (LGBP01), la cual se interconecta con el (los) gasoducto(s) de baja presión; éstos provienen de plataformas satélites.

Con el propósito de compensar las fluctuaciones de presión dentro del *backup*, se cuenta con una alimentación de gas combustible de sello que se suministra al separador bifuncional mediante una línea (LGB01) que tiene instalada una válvula de presión (PVGB01), y una válvula de seguridad SDVGB01.

Si se presenta un caso de sobrepresionamiento, el separador bifuncional cuenta con las válvulas de seguridad PVF01 que envía gas hacia el quemador, ver Fig. 4.3.



Filosofía de operación del separador bifuncional operando en primera etapa, mostrando los elementos involucrados en el proceso.

Simbología:

Tubería.	
Línea cerrada sin flujo:	
Transmisor	
Registrador de flujo	
Válvula de seguridad:	
Controlador	
Señal eléctrica:	
Señal neumática:	
Válvula automática:	
Fluxómetro:	
Válvula manual abierta:	
Válvula manual cerrada:	

Tipo: **Diagrama de instrumentos**

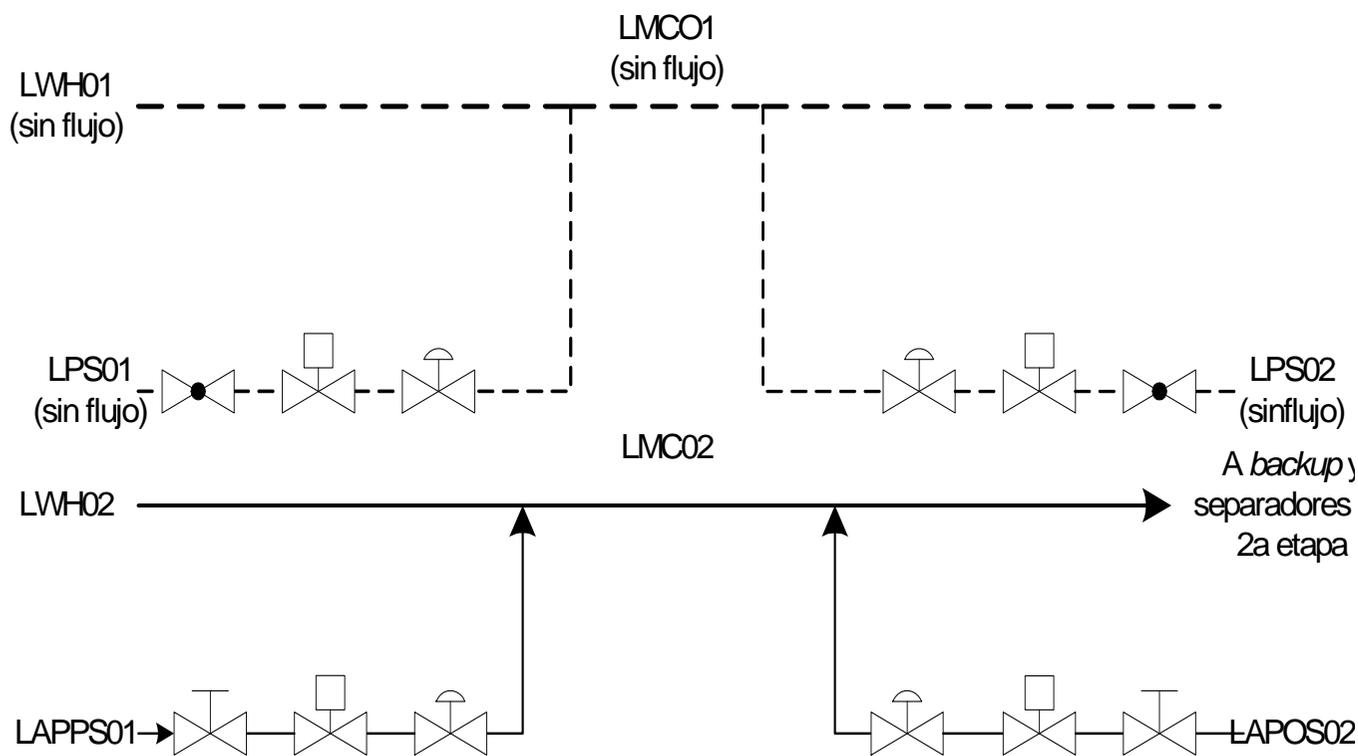
Descripción: **Figura 4.3. Filosofía de operación del separador backup operando en primera etapa.**

Archivo: **DTIS.backup1a.ppt**

Página: **61**

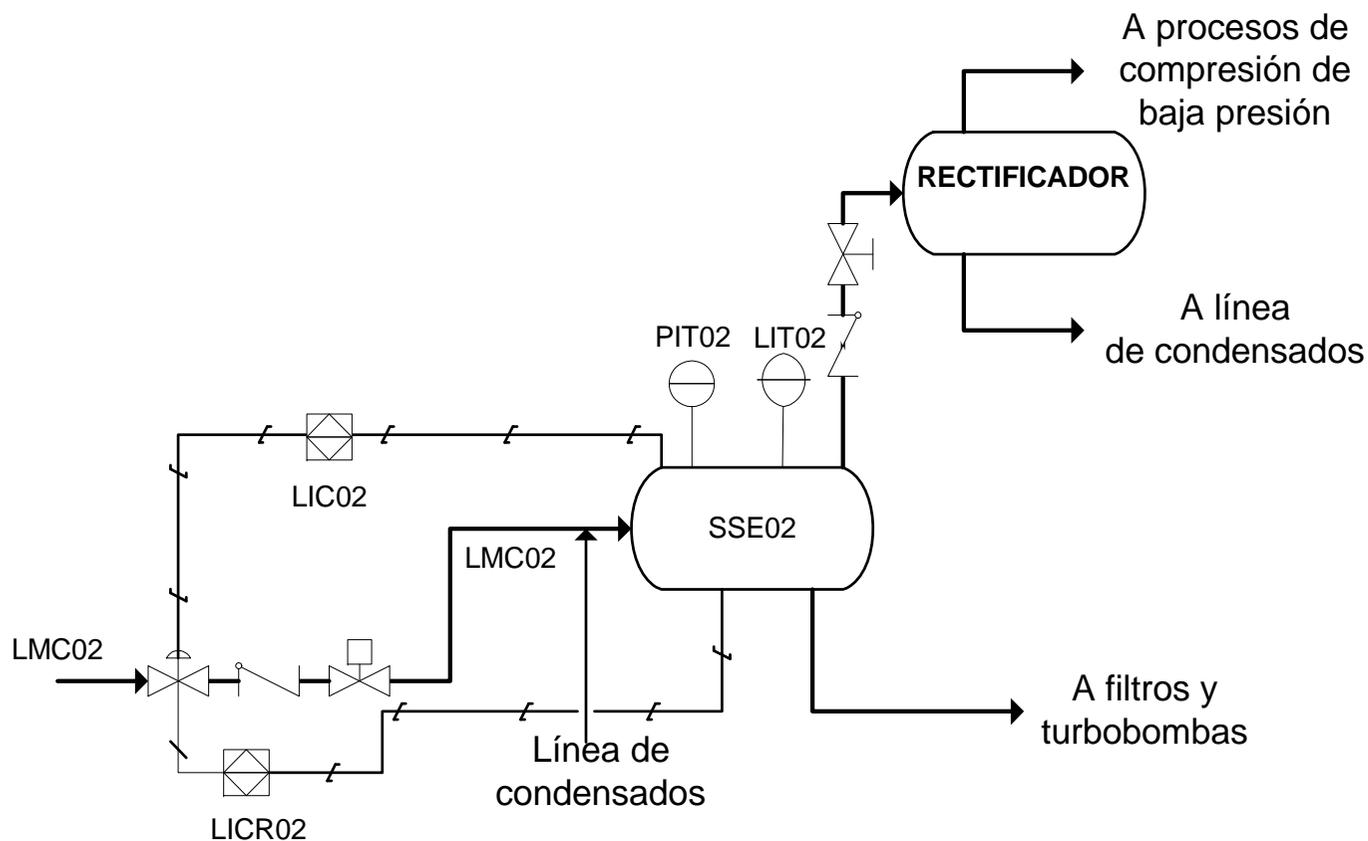
4.1.2. Filosofía de operación del separador *backup* como segunda etapa

En esta modalidad de operación; el separador bifuncional recibe el aceite de primera etapa de los separadores de las plataformas satélites a través de la línea LMC02 y de la plataforma de perforación del complejo mediante la línea LWH02, ver Fig. 4.4.



Líneas de la plataforma de enlace en un centro de procesos	
Simbología:	
Línea:	→
Línea sin flujo:	- - - - -
Válvula manual abierta:	
Válvula manual cerrada:	
Válvula de seguridad:	
Válvula automática:	
Tipo:	Diagrama de instrumentos
Descripción:	Figura 4.4. Líneas de la plataforma de enlace para envío de mezcla a separación de segunda etapa
Archivo:	DTI.plen2a.ppt
Página:	62

El separador *backup*, opera de manera simultanea con los separadores de segunda etapa del complejo (SSE01, SSE02, ver Fig. 4.5).



Separador de segunda etapa con sus elementos básicos	
Simbología:	
Tubería::	
Válvula de seguridad:	
Válvula automática:	
Válvula manual :	
Válvula antiretorno:	
Controlador:	
Indicador:	
Tipo:	Diagrama de instrumentos
Descripción:	Figura 4.5. Diagrama de un separador de segunda etapa
Archivo:	DTI.s2ae.ppt
Página:	63

El separador bifuncional es alimentado por la línea LMC02 que proviene de la plataforma de enlace, la cual puede contar con un diámetro entre 24 pg-36 pg, puede existir un segmento en común de esta tubería con la línea LMC01, para diferenciar una filosofía de operación de otra se utiliza una válvula manual. La línea LMC02 cuenta con una válvula automática de corte (SDVAP01) y con válvulas de nivel (LVAP01, LVAP02), estas válvulas están operadas por el controlador de nivel local (LICAP01).

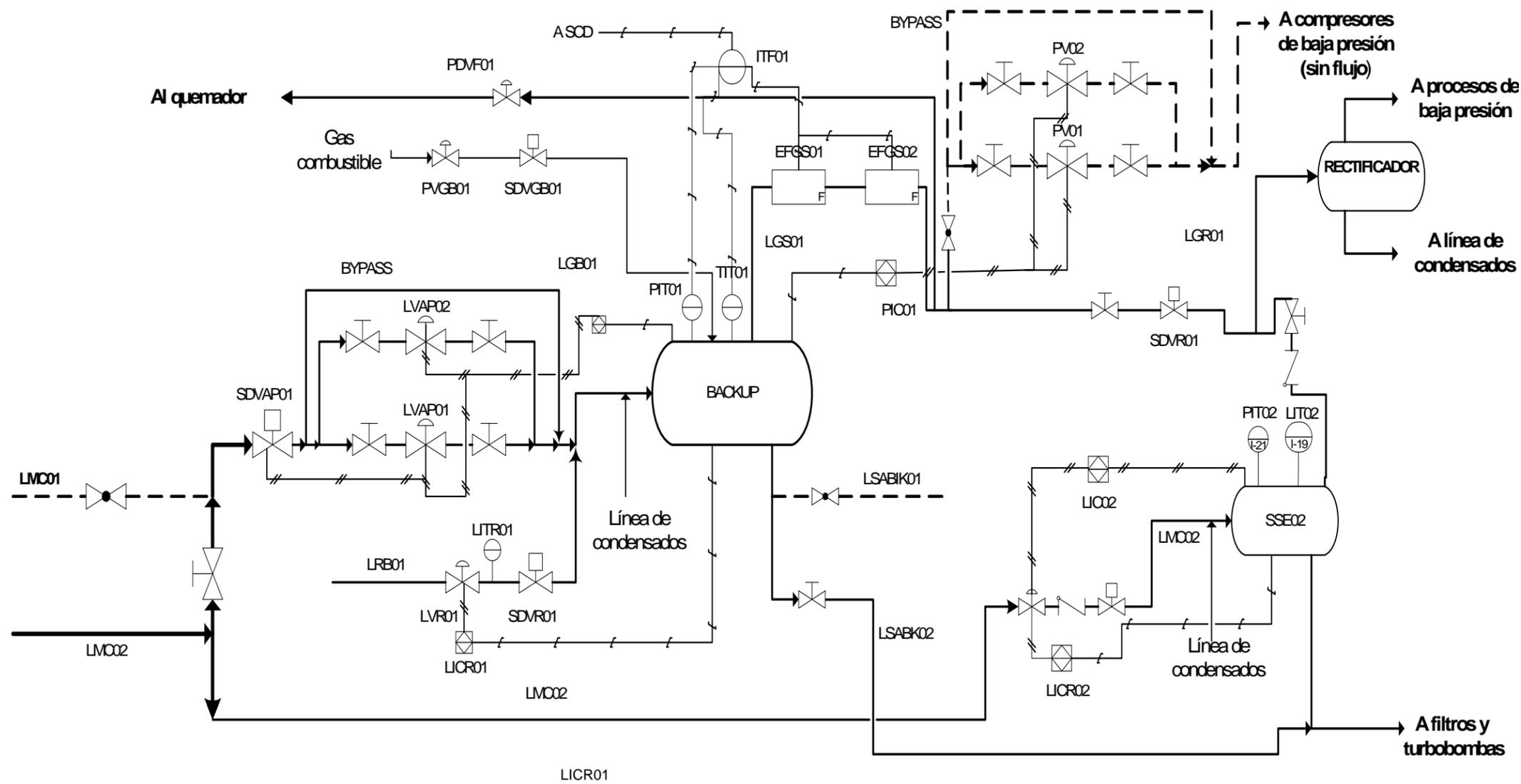
Antes de entrar al separador, la línea LMC02 cuenta con una interconexión con línea de recirculación de bombas que tiene instalada una válvula automática de corte (SDVR01) y una válvula de nivel (LVR01), la cual está gobernada por el controlador LICR01 y por el medidor LITR01. El aceite de primera etapa entra al *backup* para realizar la segunda etapa de separación de gas/aceite con ayuda de los internos del equipo (Mamparas de choque, tubos capilares, extractor de niebla y rompedor de vórtice). El aceite separado sale del *backup* mediante la línea LSABK02 que se encuentra en la parte inferior del mismo y se dirige hacia la entrada de los filtros de aceite. La derivación hacia esta línea con respecto a la tubería LSABK01; la cual se utiliza en la filosofía de primera de primera etapa, se realiza mediante una válvula manual.

El nivel del *backup* durante esta modalidad de operación, está regulado básicamente por el controlador de nivel de entrada LICE01 y el controlador de la línea de recirculación LICR01.

Por otra parte, el gas separado obtenido de esta etapa se envía a una línea (LGS01), la cual cuenta con un elemento de flujo (EFGS01, EFGS02), éstos envían una señal al totalizador indicador de flujo (ITF01): quien a su vez recibe una señal de compensación proporcionada por los transmisores de presión (PIT01) y temperatura (TIT01). Corriente abajo de este elemento de flujo, el gas generado es enviado al rectificador de gas a través de la línea LGR01, esta línea cuenta con una válvula de seguridad (SDVR01). El rectificador se encarga de recuperar condensados de la línea de gas y devolverlos a la línea de recuperación de condensados, mientras que el gas obtenido se envía al proceso de compresión de baja presión. El exceso de presión que pudiera llegar a generarse en esta etapa, es enviada al quemador de baja presión.

Con el propósito de compensar las fluctuaciones de presión dentro del separador *backup*, se cuenta con una alimentación de gas combustible de sello que se suministra al separador *backup* mediante una línea (LGB01) que tiene instalada una válvula de presión (PVGB01), gobernada por su respectivo controlador PICGB02. En esta etapa se tiene un control de presión adicional, éste separador cuenta con el controlador local PICGB01, el cual controla la válvula PV03 instalada en la línea que se dirige hacia el quemador.

Si se presenta un caso de sobrepresionamiento, el separador bifuncional cuenta con la válvula de seguridad PVF01 que envía gas hacia el quemador, de la misma manera, cuenta con instrumentos locales de monitoreo de presión y de temperatura, ver Fig.4.6.



Filosofía de operación del separador bifuncional operando en segunda etapa, mostrando los elementos involucrados en el proceso.

Simbología:	
Tubería.	
Línea cerrada sin flujo:	
Transmisor	
Registrador de flujo	
Válvula de seguridad:	
Controlador	
Señal eléctrica:	
Señal neumática:	
Válvula automática:	
Fluxómetro:	
Válvula manual abierta:	
Válvula manual cerrada:	

Tipo: **Diagrama de instrumentos**

Descripción: **Figura 4.6. Filosofía de operación del separador backup operando en segunda etapa.**

Archivo: **DTIS.backup2a.ppt** Página: **65**

4.2. Sistema de Control Distribuido

El sistema de control distribuido (SCD) permite el arranque, paro, monitoreo y control de todos los sistemas que conforman el proceso, esto puede ser de forma manual o automática, y desde un control local o remoto.

El SCD incluye toda la instrumentación, elementos de control, y sensores instalados en el proceso que se va a controlar, la consola principal y todo el sistema eléctrico y electrónico involucrado en el complejo. Los elementos de control y la instrumentación involucrados en el SCD son, principalmente, dispositivos eléctricos, electromecánicos, electrohidromecánicos, y electroneumáticos. Mientras que los elementos del controlador son eléctricos, electrónicos y microprocesadores.

Las funciones que realiza el sistema de control son las siguientes:

- **Secuencia:** Esta función es la encargada de monitorear y controlar los elementos lógicos del sistema. Dichos elementos realizan eventos discretos como conexión/desconexión, abrir/cerrar, arrancar/parar, sí/no; estos eventos están relacionados con dispositivos como conmutadores, solenoides y relees.
- **Control:** Esta función es la que realiza el monitoreo y control de los elementos analógicos dentro del sistema. Estos elementos analógicos son los encargados de las operaciones de gama continua como la velocidad, flujo y temperatura; estas operaciones son asociadas a los actuadores y a los transmisores. Mientras que los elementos asociados al control se utilizan para la regulación de ciertos estados semi-estacionarios o estacionarios dentro del sistema, además proporcionan una respuesta en base a las condiciones transitorias delimitadas para dicho proceso para el funcionamiento, arranque y paro del elemento a controlar.
- **Protección:** Esta función monitorea los límites de funcionamiento y protege contra fallas los componentes y sistemas involucrados. De la misma forma, monitorea las condiciones de funcionamiento del sistema, compara las condiciones con los límites fijados e identifica cuando se ha rebasado alguno de estos; de ser así, envía una señal de alarma e inicia, en caso de ser necesario, inicia la secuencia de paro.
- **Visualización:** La visualización controla y muestra la información del funcionamiento de los sistemas involucrados y muestra la información al operador. Monitorea las solicitudes de información del operador, recoge y condiciona los datos a mostrar, prepara la visualización y suministra la información de la computadora enviándola a la IHM, y proporciona también informes impresos.

Lo componentes que conforman el SCD son los siguientes:

Controlador Lógico Programable (PLC): Los PLC son aparatos electrónicos de operación digital, los cuales utilizan una memoria programada para el almacenamiento interno de instrucciones que implementan funciones lógicas y analógicas, en el control de maquinaria y procesos. Un conjunto típico de PLC contiene los siguientes elementos:

- **Bastidor E/S:** Esta es una placa metálica y un conjunto de conectores del tablero de circuitos impresos, el cual consiste en 8 ranuras que se usan para instalar el PLC o los módulos del controlador remoto.

- **Módulo de salidas discretas de 16 canales:** éste es un dispositivo electrónico que consiste en 16 canales de salida tipo fuente. Este modulo es la interfaz entre la barra de datos del sistema del PLC y los dispositivos de control externo y de respaldo. El módulo convierte las señales digitales de bajo nivel (1 ó 0) que se utilizan en el microprocesador, en 16 señales discretas de 24 V DC, que utiliza el sistema eléctrico.
- **Módulo de entrada discreta de 16 canales:** Es la interfaz entre el conmutador de control, la barra colectora de datos del PLC y los instrumentos. Este módulo convierte las señales discretas de 24 V DC (las cuales representan una condición, ya sea abierto/cerrado, alto/bajo, verdadero/falso), que provienen del sistema eléctrico a datos digitales de bajo nivel (1 ó 0) utilizados por el micro procesador.
- **Módulo de entradas analógicas de 16 canales:** Éste módulo es la interfaz entre las salidas de datos de los instrumentos y la barra de datos analógicos de terminación única suministradas por el sistema eléctrico en valores digitales de bajo nivel utilizado por el microprocesador.
- **Módulo de salidas analógicas de 4 canales:** Éste aditamento proporciona la interfaz entre las salidas de los instrumentos y el procesador a través del bastidor E/S del sistema. El módulo convierte los valores digitales de bajo nivel utilizados en el microprocesador en cuatro señales de datos analógicos de terminación única suministradas por el sistema eléctrico.
- **Instrumentos y dispositivos de control:** Estos son los encargados de proporcionar la comunicación entre los sistemas eléctricos y la variable que se esté monitoreando, estas pueden ser presión, nivel, temperatura, velocidades, entre otras. Los datos en los sistemas físicos se envían al PLC, el cual lo convierte en señales eléctricas, que a su vez serán convertidas a digitales. Estos dispositivos de control reciben la entrada del PLC y cambian las condiciones físicas de los sistemas mediante los actuadores.
- **Alimentación eléctrica del SCD:** Esta fuente de alimentación proporciona 24 V DC para hacer funcionar el SCD. Este sistema consta de una fuente de alimentación de AC que proporciona una alimentación eléctrica a un cargador de baterías de 24 V DC ubicado en un armario común junto a los interruptores cuando la fuente de AC no está disponible, con el fin de que cuando la fuente no esté disponible, entren en operación estas baterías de 24 V para suministrar la energía al SCD.
- **Fuente de alimentación eléctrica del SCD:** El suministro de alimentación eléctrica de 120 V AC llega al SCD mediante una fuente de AC, una batería y un cargador de batería. Éste sistema recibe la alimentación eléctrica directamente del suministro de energía principal de AC del complejo.

Los elementos involucrados en el SCD son, ver Fig. 4.7.

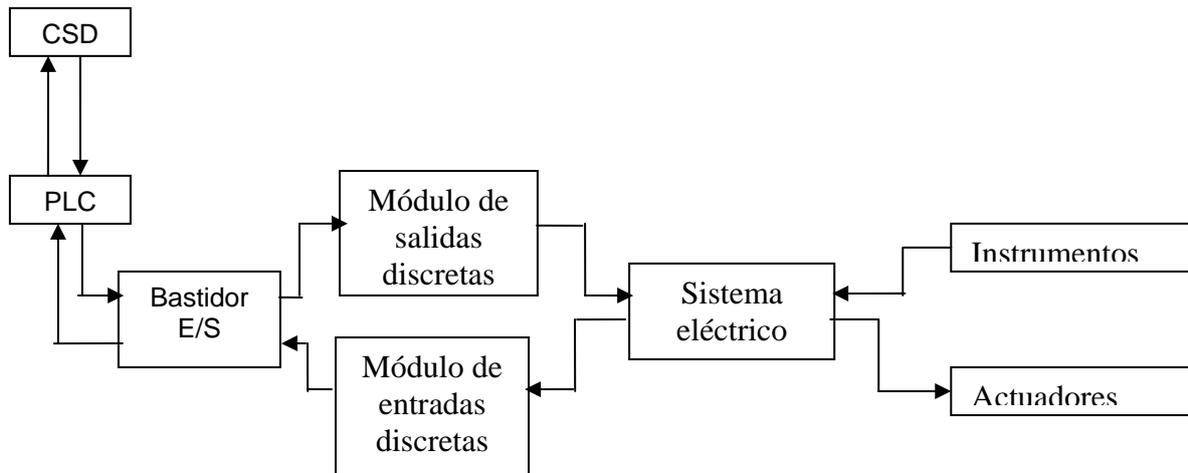


Figura 4.7. Elementos del SCD.

4.2.1. Panel de control secundario

Éste elemento tiene como fin realizar las funciones que haría el SCD, en caso de que éste último no estuviera operando, o si el complejo no contará con SCD. Este panel al estar operando realiza las siguientes funciones dentro del complejo:

- Monitoreo general y visualización de alarmas.
- Control de las bombas que se encuentren ubicadas en la plataforma de enlace y en la plataforma de producción.
- Monitoreo y control de drenajes abiertos, drenajes cerrados, diesel y TEG.
- Monitoreo y control de quemadores, venteo e indicadores de alarmas.
- Control automático de los sistemas que se encuentren conectados a él.
- Arranque, paro y visualización de los sistemas de manera automática o manual (ya sea de manera local o remota).

El panel de control secundario se encuentra en una localización distinta a la del SCD, con el propósito de ser respaldo de éste.

El panel de control cuenta con un sistema de PLC con procesador redundante, cada PLC está instalado en un *rack* con una fuente de poder y módulos de CPU de transferencia; un panel de computadora como interfase al operador; esta IHM (Interfase Hombre-Maquina), es un panel externo con el cual interactúa el operador para monitoreo y control de las operaciones, un panel concentrador; en el cual se encuentran colocados el cableado de las señales analógicas, digitales y de *modbus*.

El sistema de panel de control secundario consiste en una ruta de cables que incluyen caja de conexiones de los instrumentos montados en campo, concentradores y los paneles de PLC que se encuentran el cuarto de control del complejo. Las señales de los instrumentos de la plataforma de enlace están concentradas en una caja de conexiones del cuarto de control y enrutadas hacia el panel concentrador del panel secundario de la plataforma de producción.

Las rutas de las señales del panel de control son, ver Fig. 4.8.

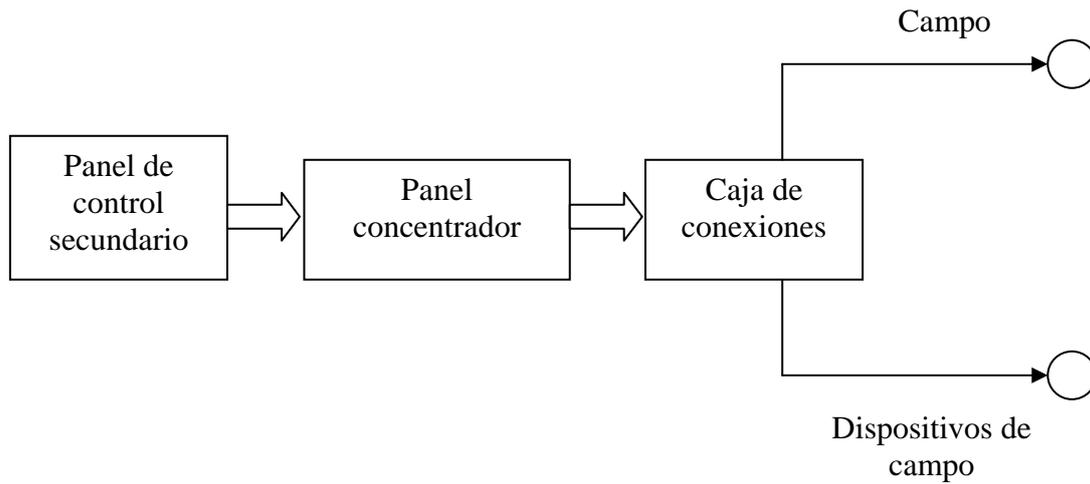


Figura 4.8. Diagrama simple del panel de control secundario.

5

Protecciones y salvaguardas

5.1. Sistema de paro por emergencia

Componente de un centro de procesos encargado de suspender el manejo de la producción cuando se registra una condición anormal en el proceso, lo cual realiza a través del cierre de válvulas, el paro de motores y el desfogue de tanques a presión. Con base en el procedimiento 14 C del API, existen dos tipos de paros-cierre en el complejo:

- **Paro por proceso:** Aislamiento de una sección determinada, en el cual el sistema cierra válvulas automáticas de corte apropiadas para suspender el flujo a la sección del proceso o bien desvía el flujo a otra sección.
- **Paro por emergencia:** Define a un sistema de seguridad que lleva el proceso a un estado seguro, mediante el cierre de válvulas de corte para aislar equipos y líneas cuando las condiciones del proceso se salen de los rangos de operación normal que exponen al personal.

El SPPE está integrado por un equipo control Triple Modular Redundante (TMR), el cual se encuentra conectado a una estación de operación con una IHM localizada en el gabinete de dicho sistema, ubicada en el cuarto de control de la plataforma de producción.

El sistema también cuenta con tableros de control local instalados en campo para pruebas parciales o para aislar algún equipo, ver Fig.5.1.

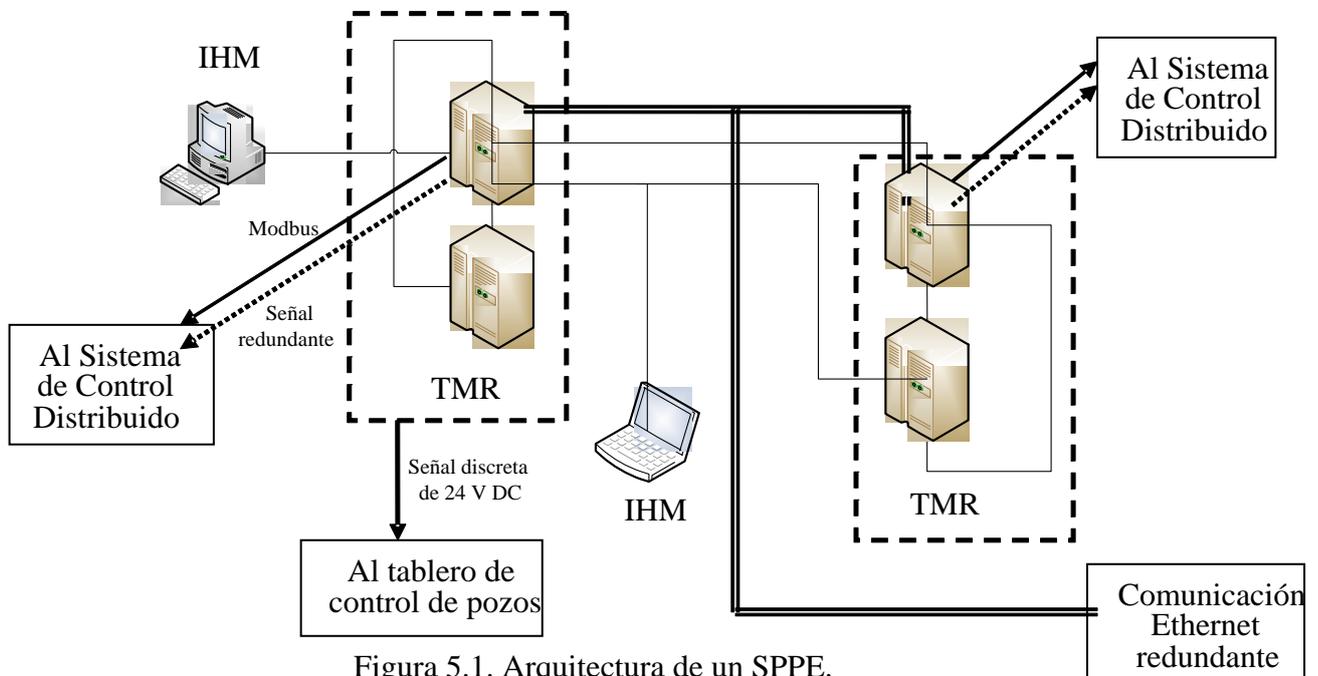


Figura 5.1. Arquitectura de un SPPE.

Estos tableros están localizados lo más cerca posible de la válvula automática de corte.

El SPPE tiene dos modos de operación:

- I. Automático: En esta modalidad de operación, el TMR gobierna a las SDV mediante transmisores localizados en las líneas del proceso, los cuales al detectar algún parámetro anormal, reportan al TMR de la condición detectada, para que de forma automática el TMR efectúe el comando lógico programado para la condición registrada.
- II. Manual: En este modo, el TMR gobierna el cierre o la apertura de cada válvula a través de los tableros de control locales. Esta opción de operación es la que se considera la más apropiada después de la activación del PPE. La condición de abierto o cerrado de una válvula estará indicado a través del tablero de luces local.

Para evitar que se presenten paros en falso que originen el cierre total del complejo, un grupo multidisciplinario establece niveles de paro; dicho grupo involucra a ingenieros de diseño y de operación, y a la máxima autoridad del centro de procesos; administrador o superintendente.

Los niveles más empleados en un complejo son:

- Nivel 1: Paro total del complejo.
 - Está definido como un paro que suspende toda la producción, cierra todas las válvulas de corte automáticas, para todos los motores de servicio (exceptuando las bombas de lubricación de emergencia, generador de emergencia y la posibilidad de mantener encendido el quemador elevado); en todas las plataformas del centro de procesos. Se activa únicamente desde la IHM de la estación de trabajo del SPPE o desde el botón de disparo ubicado dentro del gabinete del PLC en el cuarto de control.
- Nivel 2: Paro total de una plataforma.
 - Se define como un paro que suspende la producción en una plataforma en particular, no obstante, permite continuar con la operación de sus servicios auxiliares y la operación de los procesos de producción de las otras plataformas del centro de procesos. Es iniciado manualmente por cualquiera de las botoneras de disparo del SPPE ubicadas en diferentes sectores de la plataforma, desde el PLC del sistema de gas y fuego o por una pérdida del suministro de aire de instrumentos.
- Nivel 3: Paro total de un proceso.
 - Está definido como un paro que detiene todos los sistemas de proceso y de servicios, con excepción del generador de emergencia, el sistema de tratamiento y el suministro de diesel para un proceso en específico, permitiendo mantener la presión de los sistemas de bombeo neumático, gas combustible y gas de arranque de otros procesos. Este nivel de paro es activado desde la IHM de la estación de trabajo del SPPE, desde el botón de disparo del cuarto de control, o automáticamente por el sistema de gas y fuego al confirmar una condición anormal del proceso.

- Nivel 4: Paro total de un sólo equipo.
 - Se define como un paro específico a un equipo o a un sistema de servicios que no afecta a un proceso o a las operaciones de una plataforma, éste es de menores consecuencias. Se inicia desde la IHM del SPPE, desde las botoneras, o desde el sistema de gas y fuego.

Cada situación requiere de un escenario específico para su control, sin embargo es necesario efectuar las actividades siguientes:

- a) Notificar al personal involucrado sobre el paro.
- b) Cerrar las válvulas de aislamiento para asegurar el sistema.
- c) Drenar y ventear los separadores del proceso, incluyendo las tuberías involucradas.
- d) En caso de ser necesario, purgar el sistema con Nitrógeno.
- e) Verificar que los instrumentos cuenten con el aire necesario para operar.
- f) Revisar que la energía eléctrica sea suministrada de forma correcta.

5.1.1.1. Matriz causa – efecto

Una condición de emergencia puede presentarse en cualquier equipo, sin embargo es necesario contar con una serie de instrucciones determinadas por una lógica programable, dado que sería casi imposible predecir todos los escenarios posibles en una situación en la cual los parámetros estén por fuera de los rangos determinados para su control.

No obstante, existen situaciones en las cuales se pueden determinar las acciones apropiadas para evitar una situación mayor de descontrol.

Para ello, previo a la puesta en operación de cualquier sistema se determina una matriz de causa-efecto, en la cual se enumeran las operaciones por realizar en caso de presentarse una situación fuera de los rangos de operación, ver Fig.5.2.

EVENTO INICIANTE	ELEMENTO SENSOR	VÁLVULAS CAUSA PROBABLE	SDV-5402 ALIMENTACION AL SEPARADOR FA-1120	SDV-5404 ALIMENTACION AL RECT. DE GAS DE INSTTOS. FA-4110	SDV-5405 ALIMENTACION AL RECT. DE GAS DE SERVICIO FA-4140	SDV-5406 SUMINISTRO DE GAS A LAS BOMBAS GA-6210 Y GA-6220	SDV-5407 SUMINISTRO DE GAS A LA BOMBA GA-5360	SDV-5408 OLEODUCTO DE SALIDA HACIA AKAL-L	SDV-5409 GASODUCTO DE SALIDA HACIA AKAL-L	SDV-5410 LLEGADA DE GAS DE B.N.	SDY-5411 ALIMENTACION DE GAS COMBUSTIBLE A MICROTURBINAS		SDY DE LA CONSOLA BAKER									
Alta presión en la línea de inyección de gas de B.N. a pozos	PT-1001 C AL 1018 C	NO APLICA	*	▲	▲	*	▲	▲	*	▲	▲		▲								SOLO ALARMA ESD Y DCS	
Alta presión en la línea de alimentación al separador FA-1120	PT-1117 PIT-5414 A / B"	Descontrol de pozos Falla de la reguladora del FA-1120	NO APLICA																			
Alta presión en el separador FA-1120	PT-1106 PIT-5413 A / B"	Falla de la válvula reguladora Falla del lazo de control de la válvula reguladora	NO APLICA																			
Alta presión en el separador FA-4110 gas de instrumentos	PT-1322, PIT-5415 A/B	Falla del paquete de regulación	*	1	2	*	2	▲	*	▲	▲		▲									
Alta presión en el separador FA-4140 gas de servicios	PT-1333, PIT-5406, PIT-5416	Falla del paquete de regulación	*	▲	1	*	▲	▲	*	▲	▲		▲									
Alta presión en la línea de alimentación de gas a la bomba GA-5360	PIT-5407 A	Alta presión en el separador FA-4140	*	▲	▲	*	▲	▲	*	▲	▲		▲									
Baja presión en la línea de inyección de gas de B.N. a pozos	PT-1001 C AL 1018 C	Baja presión de suministro de gas de BN	*	▲	▲	*	▲	▲	*	▲	▲		▲								SOLO ALARMA	

Figura 5.2. Ejemplo de un fragmento de matriz causa-efecto

5.2. Sistema de detección y supresión de gas y fuego

Este sistema de seguridad tiene como función evitar daños causados por alguna fuga de hidrocarburos, la cual pueda provocar un incendio en las instalaciones del complejo. Los objetivos principales de este sistema son:

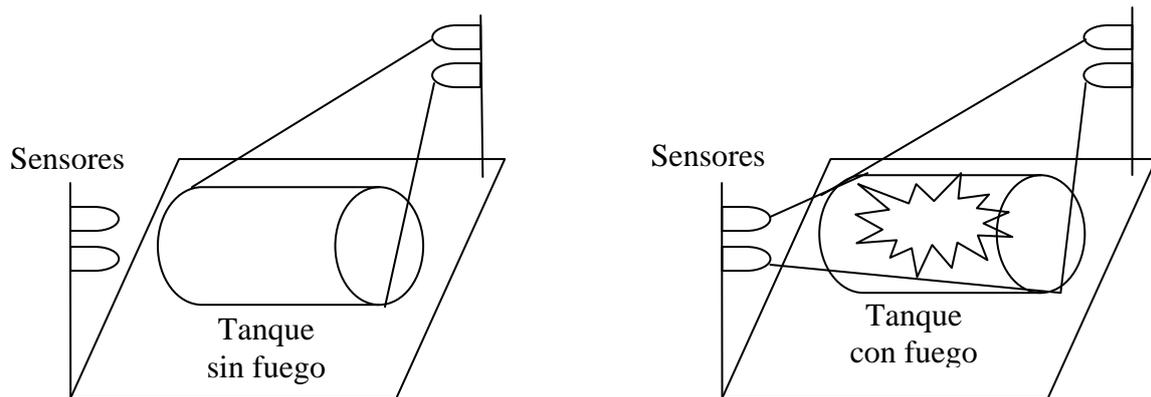
- Monitorear y visualizar las alarmas de fugas de gas combustible, gases tóxicos y fuego detectado en las plataformas del centro de procesos.
- Descargar automáticamente al sistema de agua de diluvio contraincendio, al confirmar una señal de presencia de fuego en alguna de las zonas de las plataformas del complejo.
- Parar el equipo mecánico al confirmar fugas de gas o fuego alrededor de dicho equipo.

El sistema principal de gas y fuego es un conjunto de dispositivos instalados y cableados localizados en todo el complejo, el cual está diseñado para proteger al centro de procesos a tres escalas principalmente; a nivel de plataforma (plataforma de producción, la plataforma de enlace, plataforma de perforación y el generador de emergencia), hacia el equipo de bombeo (salvaguarda las bombas principales de crudo) y hacia el paquete de generación eléctrica (esto es, hacia los turbogeneradores y sus paneles de control)

Los equipos que integran el sistema de gas y fuego son los siguientes:

Panel de sistemas de gas y fuego. Localizado en el cuarto de control de la plataforma de producción, contiene el sistema de disparos/detección redundante, una Interfaz Hombre-Máquina (IHM), una fuente de poder de 24 V, y la configuración lógica del sistema, una impresora encargada de imprimir los registros de eventos que provoquen el disparo del sistema, un panel de sistema de gas y fuego de las bombas principales de crudo, el cual contiene el sistema de disparos del sistema de gas y fuego dentro de los encabinados de dichas bombas, un panel de control del sistema de gas y fuego dentro del panel de control de los Turbogeneradores.

El TMR del sistema de gas y fuego recibe una señal de alguno de los sensores de campo, la cual es enviada a la IHM del operador, cuando una señal de campo es confirmada por otro dispositivo de monitoreo localizado en campo, éste activa la alarma correspondiente al equipo detectado y automáticamente pone en operación el sistema de agua de diluvio contraincendio, con el propósito de mitigar la situación anómala; ver Fig. 5.3.



Un sólo sensor detecta un aumento de temperatura o humo. No se presenta disparo automático del SPPE.

Ambos sensores detectan un aumento de temperatura o humo. Se dispara automáticamente el SPPE.

Figura 5.3. Filosofía del sistema de gas y fuego.

También cuenta con el modo de operación manual, como medida de prevención para aislar los detectores para mantenimiento o prueba, dicha acción se activa automáticamente y este evento se registra.

En la IHM la cual cuenta con pantalla táctil, el operador tiene la capacidad de visualizar las diferentes alarmas que se encuentran monitoreadas, conocer el tipo de alarma y operar manualmente los dispositivos de agua de diluvio contraincendio.

5.2.1. Matriz causa – efecto

Al igual que en el SPPE, el sistema de gas y fuego cuenta con una lógica programada serie de eventos que se tienen contemplados, y los movimientos o el equipo a operarse, en caso de presentarse la situación de gas o fuego confirmada, esto con el fin de evitar situaciones que pongan en riesgo al personal y a la instalación, La matriz causa-efecto, es el resultado de un análisis previo de los posibles escenarios que podrían presentarse, así como de la recomendaciones del equipo que diseño el complejo y las instalaciones, para que previo al arranque, se tenga previstos los diferentes movimientos a realizarse, en base a los equipos con los que cuenta la plataforma, para mantener siempre las instalaciones bajo control.

En caso de presentarse una situación anormal en el separador *backup* que provocara un paro en el sistema de estabilización y exportación de crudo; esto traería como consecuencia suspender la exportación de crudo, obliga a canalizar a otros destinos las corrientes que provienen de las plataformas satélites, de la plataforma de perforación del complejo, y afecta la capacidad de compresión de las plataformas de compresión de baja y alta presión.

Las acciones a realizarse en caso de presentarse una condición anómala en el separador *backup* son las siguientes:

Separador <i>backup</i> operando en primera etapa	Separador <i>backup</i> operando En segunda etapa
Cerrar las válvulas de bloqueo en la entrada del separador	
Cerrar la línea de mezcla de pozos LWH01	Cerrar la línea de mezcla de primera etapa LWH02
Cerrar la válvula de la línea de salida de gas a procesos de baja compresión	Cerrar la válvula de salida al rectificador
Reducir a niveles mínimos en los separadores de segunda etapa	Reducir a niveles mínimos de crudo a bombas principales
Cerrar las válvulas de bloqueo de gas de sello LGB01	
De ser necesario, drenar el líquido remanente hacia el sistema de drenajes cerrados	
Se la presión debe ser reducida, abrir la válvula PVF01 hacia el quemador	
En bajo nivel de líquidos cerrar las válvulas de entrada de recirculación y flujo mínimo, así como las de retorno de condensados	
En baja presión, cerrar las SDV de entrada y de gas de sello	

6

Caso de campo

Con el propósito de mostrar los beneficios del separador bifuncional, se presentará un caso de campo con el cual se construirán escenarios para ilustrar mejor la operación y el comportamiento del separador mencionado bajo las premisas siguientes::

- Se utilizará una instalación “tipo” en un centro marino, integrado por la siguiente infraestructura:
 - Una plataforma de perforación, la cual tendrá la capacidad de explotar hasta 20 pozos productores y que envía su producción a la plataforma de enlace mediante tres líneas; la primera de mezcla (LWH01); una segunda línea de gas de 1ª etapa (LGWH1), una tercer línea que recolecta el aceite de primera etapa (LAPWH01) si ésta última se realiza en la plataforma de perforación.
 - Una plataforma de enlace en la cual se integrarán las corrientes de mezcla provenientes de cuatro plataformas satélites y que serán recibidas de la siguiente manera; la primera línea (LGPS01) será de gas y proviene de la plataforma satélite N° 1; dos líneas que tienen como origen la plataforma satélite N° 2; una de gas (LGPS02) y una de mezcla (LPS02); una cuarta línea (LPS03) con mezcla de la plataforma satélite N° 3; y dos líneas de gas (LGPS04A, LGPS04B) provenientes de la plataforma satélite N° 4; se cuenta con una línea adicional para aceite de primera etapa originada en la plataforma satélite N° 2 (LAPPS02), y una línea de gas de esta plataforma (LGPPS02), y una línea de aceite de primera de la plataforma satélite N° 3 (LAPPS03). En esta plataforma, la línea de mezcla de la plataforma de perforación, junto a las de mezcla de las plataformas satélite se unen en la línea de entrada de mezcla común (LMC01) para entrar al proceso de separación. Las líneas de primera etapa de aceite de la plataforma de perforación, junto con las de las plataformas satélites se unen en la línea común de aceite de primera etapa (LMC02), para entrar a etapa de separación de segunda. Mientras que las líneas de gas se envían a proceso de compresión de baja y de alta presión. A su vez esta plataforma de enlace es la encargada de enviar el crudo estabilizado al centro de distribución.
 - Una plataforma de producción, encargada de realizar el proceso de separación de crudo-gas de la mezcla proveniente de la plataforma de enlace.
 - Una plataforma de compresión de baja presión, en donde mediante dos líneas independientes se recibe el gas de baja presión de las plataformas satélites N° 1 y N° 2 para procesarlo y enviarlo a la plataforma de producción para procesos de baja presión.
 - Una plataforma de compresión de alta presión, la cual recibe el gas de la plataforma de enlace, producido desde la plataforma satélite N° 4 y se utiliza para procesos de alta presión.
- Para simplificar el análisis del caso se manejarán los siguientes datos: presión de separación del *backup*, producción total de aceite del complejo, producción total de gas del complejo, producción de gas de la plataforma de producción, total de

gas manejado, gas quemado en la plataforma de producción y total de gas quemado en el complejo.

6.1. Batería de producción “tipo” de un centro de procesos marino

Para el caso de campo, se consideran los datos siguientes para una batería de producción:

- Separador bifuncional con capacidad de 150 MBPD (alimentado por una línea de 24 pg).
- Separadores de segunda etapa con capacidad de 200 MBPD cada uno (alimentados por un cabezal de 30 pg que tienen dos derivaciones de 24 pg cada una).
- Rectificador de gas con capacidad de 12.24 MMPCD (alimentado por una línea de 21.6 pg).
- 3 Filtros para crudo con capacidad de 186 MBPD cada uno (alimentados por líneas de 24 pg).
- 4 Turbobombas de transferencia de crudo con capacidad normal de 1,686 GPM, Presión 48 kg/cm² (las cuales cuentan con una línea de succión de 16 pg cada una).
- Paquete de medición de crudo de 367 MBPD (alimentado por un cabezal de 30 pg).

6.2. Escenario 1. Separador *backup* fuera de operación

Los datos obtenidos para esta etapa, en la cual el *backup* no está operando son los siguientes:

Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
P de sep backup kg/cm ²	F/O																			
Temp <i>backup</i> °C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gasto MBPD	331.29	336.59	337.02	331.69	333.32	332.03	322.68	321.52	330.81	238.85	328.94	324.12	317.59	317.33	319.17	321.41	320.10	303.41	318.47	
Producción total gas MMPCD	264.50	267.80	277.32	277.75	280.93	273.46	255.30	259.17	268.20	271.30	272.30	257.00	245.60	241.80	246.30	258.30	258.40	235.00	253.10	
Producción gas plataforma de producción MMPCD	11.00	12.30	12.30	12.10	12.00	11.50	11.10	11.10	11.60	11.00	10.90	11.30	10.50	10.60	10.60	10.60	10.70	10.10	10.00	
Total de gas manejado MMPCD	377.10	454.60	480.60	441.60	525.30	509.40	488.40	492.60	482.10	539.70	468.20	471.10	466.50	460.00	478.40	504.10	489.30	522.70	511.40	
Gas quemado plat producción MMPCD	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	1.80	2.00	0.50	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	
Total de gas quemado MMPCD	14.64	15.50	23.80	58.70	6.40	7.40	2.50	3.00	14.50	1.50	44.20	8.80	5.80	17.10	0.50	3.30	0.80	0.50	6.10	
Día	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31								
P de sep backup kg/cm ²	F/O																			
Temp <i>backup</i> °C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
Gasto MBPD	319.99	321.90	321.71	321.12	321.35	318.41	319.85	319.66	319.49	316.97	296.57	319.21								
Producción total gas MMPCD	253.30	245.40	244.00	246.90	242.80	237.20	233.50	234.90	233.30	232.30	196.80	234.80								
Producción gas plat de producción MMPCD	10.10	10.20	10.20	10.10	10.10	10.00	10.00	10.10	10.10	10.10	10.40	9.40								
Total de gas manejado MMPCD	577.00	575.60	547.20	567.40	575.30	582.90	574.90	581.20	537.10	564.70	564.70	564.00								
Gas quemado plataforma producción MMPCD	1.50	1.80	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.50	0.60	0.10	0.10	1.00								
Total de gas quemado MMPCD	1.90	2.20	1.60	1.00	0.50	0.50	9.30	0.90	22.90	6.50	6.50	12.20								

Promedio mensual MBPD	319.443
Promedio gas mensual MMPCD	251.57
Promedio producción gas plataforma producción MMPCD	10.71
Promedio de gas quemado plataforma de producción MMPCD	0.39
Promedio de gas total quemado en el complejo MMPCD	9.71
En esta tabla se muestran los valores del primer mes de muestra en el caso de campo, cuando el separador <i>backup</i> se encuentra fuera de servicio	
F/O – Fuera de operación	

Día	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
P de sep backup kg/cm ²	F/O																		
Temperatura backup °C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gasto MBPD	331.290	317.230	320.132	317.859	259.260	303.543	317.516	322.580	323.060	322.272	321.364	296.152	267.721	312.268	323.602	322.573	320.926	319.138	318.945
Producción total gas MMPCD	264.50	226.10	225.30	240.90	189.00	233.10	244.20	248.50	252.10	252.10	239.90	221.30	203.40	230.90	246.00	249.70	241.40	241.80	237.90
Producción gas plataforma de producción MMPCD	11.70	9.90	9.90	9.90	9.90	9.90	10.50	10.50	11.10	11.00	11.00	10.20	10.20	11.00	11.00	11.00	11.00	11.00	11.00
Total de gas manejado MMPCD	343.70	454.80	471.10	386.60	416.80	435.10	470.70	475.70	475.50	473.60	458.00	471.90	475.30	473.00	493.40	473.00	463.40	458.20	456.40
Gas quemado plataforma producción MMPCD	1.70	0.10	2.70	3.40	2.00	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
Total de gas quemado MMPCD	68.40	0.50	7.20	4.00	33.80	24.20	0.50	0.50	0.50	2.50	12.90	0.50	1.00	10.30	8.80	10.00	26.80	19.50	29.60
Día	51	52	53	54	55	56	57	58	59										
P de sep backup kg/cm ²	F/O																		
Temperatura backup °C	0	0	0	0	0	0	0	0	0										
Gasto MBPD	323.137	322.927	325.794	315.206	312.764	329.679	324.258	290.538	283.039										
Producción total gas MMPCD	242.90	239.00	235.90	235.90	205.90	244.70	233.10	207.80	198.00										
Producción gas plataforma de producción MMPCD	11.10	11.00	11.00	11.30	10.00	10.00	10.90	10.90	10.30										
Total de gas manejado MMPCD	485.30	500.20	538.00	457.60	521.70	506.40	449.30	435.70	409.00										
Gas quemado plataforma producción MMPCD	0.10	0.10	2.10	3.80	2.60	2.40	3.80	2.30	2.60										
Total de gas quemado MMPCD	6.20	4.60	2.50	4.10	4.60	5.10	6.60	19.60	5.50										

Promedio mensual MBPD	313.027
Promedio gas mensual MMPCD	233.26
Promedio producción gas plataforma producción MMPCD	11.1
Promedio de gas quemado plataforma de producción MMPCD	0.73
Promedio de gas total quemado en el complejo MMPCD	11.44
Esta tabla muestra los parámetros de observación en su segundo mes para dar seguimiento a su comportamiento.	
F/O – Fuera de operación	

Día	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78
P de sep backup kg/cm ²	F/O																		
Temperatura backup °C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gasto MBPD	327.186	324.173	319.199	325.942	325.942	315.293	317.681	242.721	310.234	316.814	315.091	320.195	325.822	326.559	326.635	328.883	327.092	326.639	327.885
Producción total gas MMPCD	409.00	442.20	532.30	493.40	407.50	407.50	535.70	442.00	546.20	492.80	529.60	519.60	515.40	265.80	264.90	274.80	276.40	276.10	280.90
Producción gas plataforma de producción MMPCD	10.00	10.80	12.10	12.50	12.40	12.50	12.50	11.50	10.80	10.90	11.00	11.20	11.60	11.70	11.70	11.90	11.90	11.90	11.90
Total de gas manejado MMPCD	442.20	532.30	493.40	493.40	407.50	535.70	442.00	546.20	492.80	529.60	519.60	515.40	512.90	507.30	485.30	484.00	478.80	479.30	479.70
Gas quemado plataforma producción MMPCD	1.80	0.50	0.10	0.10	0.10	0.10	5.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.50	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
Total de gas quemado MMPCD	5.30	4.90	29.10	29.10	42.00	1.00	41.70	1.40	1.60	3.30	1.60	1.50	2.70	9.80	58.80	39.50	38.40	40.40	40.40
Día	79	80																	
P de sep backup kg/cm ²	F/O	F/O																	
Temperatura backup °C	0	0																	
Gasto MBPD	329.099	329.099																	
Producción total gas MMPCD	275.90	275.90																	
Producción gas plataforma de producción MMPCD	11.80	11.80																	
Total de gas manejado MMPCD	479.80	479.80																	
Gas quemado plataforma producción MMPCD	0.10	0.10																	
Total de gas quemado MMPCD	44.30	44.30																	

Promedio mensual MBPD	319.437
Promedio gas mensual MMPCD	403.04
Promedio producción gas plataforma producción MMPCD	11.64
Promedio de gas quemado plataforma de producción MMPCD	0.46
Promedio de gas total quemado en el complejo MMPCD	22.91
En esta tabla esta contenido el tercer mes de muestra de los parámetros de análisis y del comportamiento del complejo con el <i>backup</i> fuera de operación.	
F/O – Fuera de operación	

Gráficamente, los valores mostrados son los siguientes, ver Fig. 6.1.

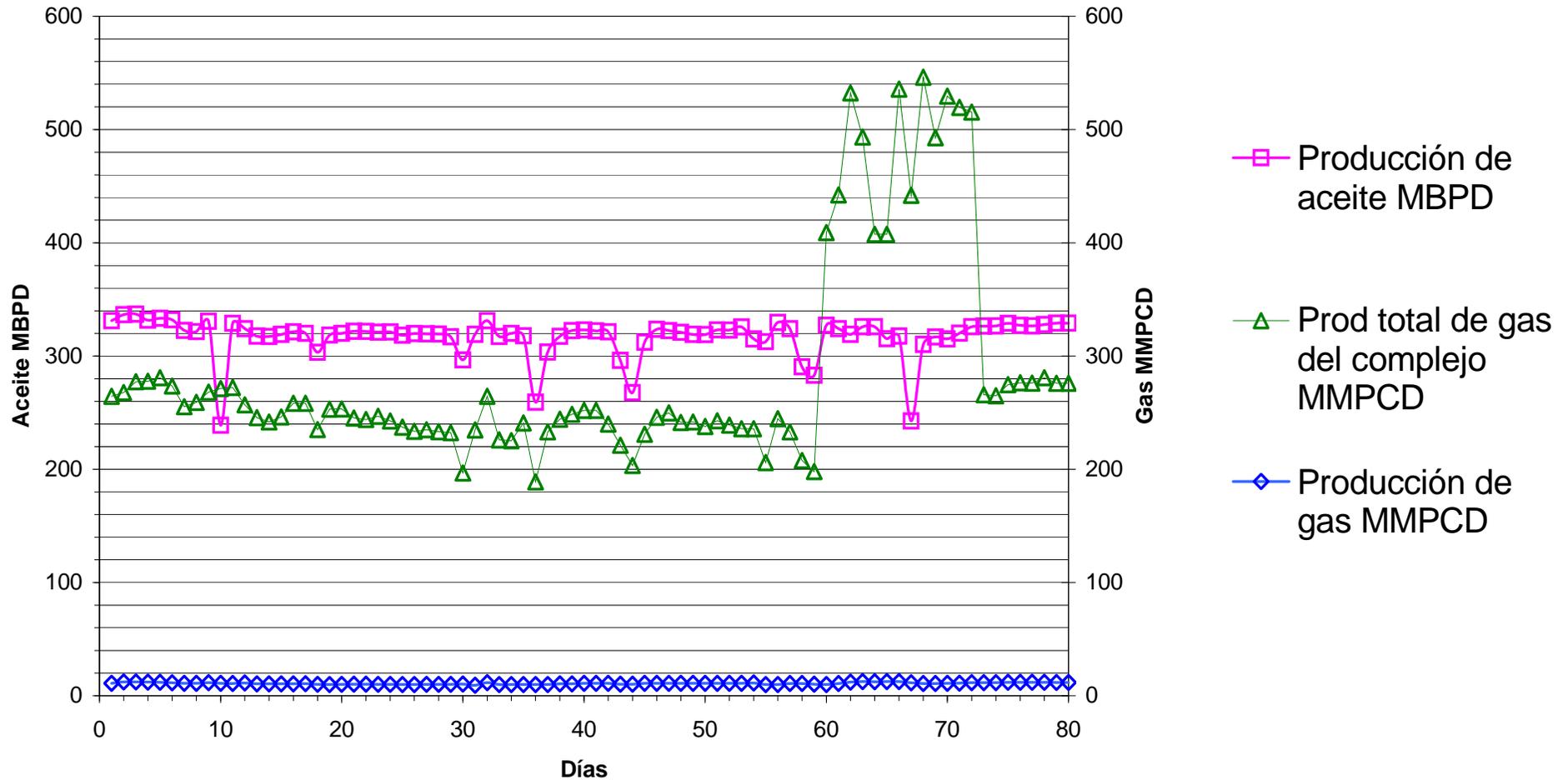


Figura 6.1. Comportamiento de la producción (aceite y gas) con el separador backup fuera de operación.

6.3. Escenario 2. Separador *backup* operando como 1ª etapa

Operando como segunda etapa, los primeros días se comportaron de la siguiente manera:

Día	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90
P de sep backup kg/cm ²	2.70	2.70	2.70	2.60	2.90	2.90	2.80	2.70	2.80	2.90
Temperatura backup °C	49	48	48	47	48	47	47	47	47	47
Gasto MBPD	329.672	328.274	293.278	251.249	322.438	337.939	330.175	328.895	331.794	330.564
Producción total gas MMPCD	271.80	255.80	230.20	207.40	272.20	303.00	277.80	276.50	299.00	300.80
Producción gas plataforma de producción MMPCD	47.90	48.30	47.10	43.70	46.20	47.30	46.30	47.20	46.40	46.60
Total de gas manejado MMPCD	472.70	481.50	478.40	456.10	519.50	530.20	527.70	533.70	537.30	542.80
Gas quemado plataforma producción MMPCD	10.20	0.40	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
Total de gas quemado MMPCD	54.20	43.90	31.20	7.00	28.10	45.30	37.60	38.40	40.70	39.90

Promedio mensual MBPD	318.427
Promedio gas mensual MMPCD	269.45
Promedio producción gas plataforma producción MMPCD	46.70
Promedio de gas quemado plataforma de producción MMPCD	1.22
Promedio de gas total quemado en el complejo MMPCD	36.63
Esta tabla muestra los primeros diez días de comportamiento de los parámetros de observación con el separador <i>backup</i> puesto en operación en primera etapa.	

Día	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109
P de sep backup kg/cm ²	2.60	2.80	2.50	2.60	2.50	2.50	2.60	2.60	2.90	2.70	2.70	2.60	2.50	2.50	2.70	2.70	2.70	2.70	2.70
Temperatura backup °C	47	47	47	47	46	47	47	47	48	47	48	48	47	47	48	48	48	48	48
Gasto MBPD	331.231	335.409	331.536	329.218	310.792	310.792	306.092	307.249	313.108	311.461	310.790	307.165	307.039	298.628	312.089	315.016	310.418	308.811	308.356
Producción total gas MMPCD	301.20	293.20	310.60	302.90	309.90	273.90	265.40	269.90	275.50	272.70	273.20	262.10	268.10	257.00	262.80	267.80	265.40	263.30	258.60
Producción gas plataforma de producción MMPCD	46.80	47.50	46.60	46.40	46.10	46.60	46.60	45.90	46.40	46.10	47.00	46.70	47.00	47.10	48.00	47.80	47.20	47.20	47.00
Total de gas manejado MMPCD	539.90	542.00	541.60	509.00	441.80	447.80	493.10	483.50	514.50	511.20	516.60	522.30	528.00	479.10	487.30	551.30	555.20	495.50	530.10
Gas quemado plataforma producción MMPCD	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
Total de gas quemado MMPCD	40.80	31.10	40.40	67.80	73.40	70.60	40.50	56.80	28.20	30.90	29.10	9.40	0.50	39.20	39.80	32.40	21.00	26.10	27.10
Día	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120								
P de sep backup kg/cm ²	2.80	2.70	2.40	2.70	2.40	2.60	2.50	2.40	2.70	2.50	2.50								
Temperatura backup °C	48	48	47	48	48	48	47	47	47	47	46								
Gasto MBPD	307.390	304.926	303.651	303.455	303.758	303.778	304.335	303.233	303.434	302.538	304.696								
Producción total gas MMPCD	258.60	278.10	265.70	266.00	263.70	255.30	253.80	254.20	253.10	255.36	257.80								
Producción gas plataforma de producción MMPCD	46.90	47.10	45.50	47.00	46.90	46.40	45.40	45.96	45.50	46.06	46.90								
Total de gas manejado MMPCD	546.60	555.90	398.30	404.00	480.90	549.80	564.90	564.70	563.00	563.30	564.20								
Gas quemado plataforma producción MMPCD	0.10	0.10	0.20	0.10	0.10	1.20	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10								
Total de gas quemado MMPCD	26.10	37.80	34.90	27.00	14.30	15.50	16.50	2.00	2.50	2.00	1.80								

Promedio mensual MBPD	310.129
Promedio gas mensual MMPCD	270.94
Promedio producción gas plataforma producción MMPCD	46.65
Promedio de gas quemado plataforma de producción MMPCD	0.16
Promedio de gas total quemado en el complejo MMPCD	29.52
En esta tabla se muestra el siguiente mes de los datos del caso de campo con el separador bifuncional en operación.	

Día	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139
P de sep backup kg/cm ²	2.30	2.50	2.50	2.50	2.50	2.60	2.30	2.70	2.50	2.50	2.50	2.60	2.40	2.50	2.80	2.40	2.40	2.20	2.40
Temperatura backup °C	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	48	47	46	47	41	47	46	46
Gasto MBPD	303.616	303.617	301.570	298.184	302.688	300.677	303.361	303.325	302.667	298.916	302.863	303.699	305.125	282.571	304.866	276.488	283.723	287.028	294.007
Producción total gas MMPCD	258.10	246.40	245.50	239.60	254.70	259.20	263.70	268.90	269.20	266.70	266.80	268.00	271.40	261.30	264.40	299.10	261.20	255.20	252.36
Producción gas plataforma de producción MMPCD	47.10	47.00	47.20	47.00	46.70	46.70	45.50	46.00	45.00	45.00	45.10	46.30	46.20	43.60	46.70	47.00	42.00	37.60	36.76
Total de gas manejado MMPCD	566.70	517.10	407.10	390.80	403.00	426.70	393.20	401.50	399.60	398.50	388.70	381.70	363.80	359.80	437.40	546.60	554.50	563.90	568.40
Gas quemado plataforma producción MMPCD	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	4.30	0.30	0.10	0.10	1.60	0.20	0.10	0.10	0.40	0.30	2.50	0.50	0.60	0.10
Total de gas quemado MMPCD	1.50	10.10	61.40	52.10	48.20	24.00	4.80	7.40	41.90	37.40	43.50	41.70	73.20	63.80	36.30	25.00	3.60	2.20	1.40
Día	140	141	142	143	144	145	146	147	148	149	150	151							
P de sep backup kg/cm ²	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.50	2.40	2.40	2.40	2.40	2.50							
Temperatura backup °C	47	47	46	46	47	46	47	46	47	46	47	47							
Gasto MBPD	284.749	290.979	290.979	288.855	287.061	281.907	277.938	276.369	275.122	265.674	268.285	265.326							
Producción total gas MMPCD	244.60	258.30	267.90	264.40	262.80	255.30	249.90	248.70	247.30	241.00	243.20	229.20							
Producción gas plataforma de producción MMPCD	36.90	37.60	37.80	38.00	37.30	40.00	39.20	38.80	38.70	38.70	40.80	39.50							
Total de gas manejado MMPCD	567.70	565.60	560.40	555.40	555.40	525.00	408.60	545.50	530.20	548.60	551.80	477.20							
Gas quemado plataforma producción MMPCD	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	45.00	15.10	0.10	0.10	0.10	0.60	0.10							
Total de gas quemado MMPCD	0.70	1.70	12.50	6.90	6.90	57.40	90.20	1.80	5.00	1.10	1.50	3.60							

Promedio mensual MBPD	290.717
Promedio gas mensual MMPCD	257.56
Promedio producción gas plataforma producción MMPCD	42.51
Promedio de gas quemado plataforma de producción MMPCD	2.36
Promedio de gas total quemado en el complejo MMPCD	24.80
En esta tabla se muestra el siguiente mes de los datos del caso de campo con el separador bifuncional en operación.	

Día	152	153	154	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167	168	169	170												
P de sep backup kg/cm ²	2.50	2.50	2.50	2.30	2.50	2.60	2.40	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.60	2.60	2.30	2.40	2.40	2.40	2.40												
Temperatura backup °C	48	48	47	47	47	47	46	47	46	47	47	47	47	45	44	47	46	47	46												
Gasto MBPD	264.665	265.562	265.562	260.308	266.152	267.789	269.117	268.566	267.941	268.730	270.883	272.540	274.390	270.382	268.121	273.892	274.150	267.468	266.207												
Producción total gas MMPCD	227.30	228.50	228.50	224.50	231.70	232.60	233.40	238.50	238.90	239.80	241.50	241.00	247.40	258.20	268.91	254.32	242.95	235.70	233.90												
Producción gas plataforma de producción MMPCD	40.40	40.40	40.40	39.70	40.30	40.60	40.70	40.20	39.70	40.10	40.60	43.50	45.90	40.70	40.70	40.32	35.75	39.70	39.60												
Total de gas manejado MMPCD	316.70	252.40	388.50	411.50	424.90	509.50	548.60	469.70	501.30	484.90	446.10	421.40	411.80	468.40	351.40	390.70	381.10	457.40	453.40												
Gas quemado plataforma producción MMPCD	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10												
Total de gas quemado MMPCD	52.70	60.00	4.40	4.20	2.30	1.70	1.80	1.90	1.90	3.90	9.50	29.70	47.20	14.10	17.20	1.50	1.60	4.40	2.80												
Día	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180	181	182	<table border="1"> <tbody> <tr> <td>Promedio mensual MBPD</td><td>268.352</td></tr> <tr> <td>Promedio gas mensual MMPCD</td><td>237.74</td></tr> <tr> <td>Promedio producción gas plataforma producción MMPCD</td><td>41.03</td></tr> <tr> <td>Promedio de gas quemado plataforma de producción MMPCD</td><td>0.10</td></tr> <tr> <td>Promedio de gas total quemado en el complejo MMPCD</td><td>10.20</td></tr> <tr> <td colspan="2">Este es el cuarto y último mes de datos presentados para analizar el comportamiento de los parámetros a analizar para el caso tipo de campo.</td></tr> </tbody> </table>							Promedio mensual MBPD	268.352	Promedio gas mensual MMPCD	237.74	Promedio producción gas plataforma producción MMPCD	41.03	Promedio de gas quemado plataforma de producción MMPCD	0.10	Promedio de gas total quemado en el complejo MMPCD	10.20	Este es el cuarto y último mes de datos presentados para analizar el comportamiento de los parámetros a analizar para el caso tipo de campo.	
Promedio mensual MBPD	268.352																														
Promedio gas mensual MMPCD	237.74																														
Promedio producción gas plataforma producción MMPCD	41.03																														
Promedio de gas quemado plataforma de producción MMPCD	0.10																														
Promedio de gas total quemado en el complejo MMPCD	10.20																														
Este es el cuarto y último mes de datos presentados para analizar el comportamiento de los parámetros a analizar para el caso tipo de campo.																															
P de sep backup kg/cm ²	2.40	2.30	2.30	2.40	2.40	2.30	2.40	2.40	2.40	2.40	2.20	2.40																			
Temperatura backup °C	47	47	47	47	47	47	47	46	47	47	46	47																			
Gasto MBPD	265.649	264.378	265.516	267.757	270.066	269.708	272.958	270.873	266.663	267.007	267.570	268.813																			
Producción total gas MMPCD	232.40	232.30	231.70	235.20	237.60	239.40	241.30	240.60	228.50	232.20	233.40	234.10																			
Producción gas plataforma de producción MMPCD	40.40	40.70	40.50	41.50	42.50	43.00	42.90	42.70	42.60	42.30	42.50	42.60																			
Total de gas manejado MMPCD	464.80	411.40	489.60	409.90	438.60	539.90	510.40	515.90	385.90	390.30	386.50	385.60																			
Gas quemado plataforma producción MMPCD	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10																			
Total de gas quemado MMPCD	12.50	2.10	2.70	2.20	20.90	1.90	2.70	1.90	1.50	1.50	1.70	1.70																			

Gráficamente los valores presentados son los siguientes, ver Fig.6.2.

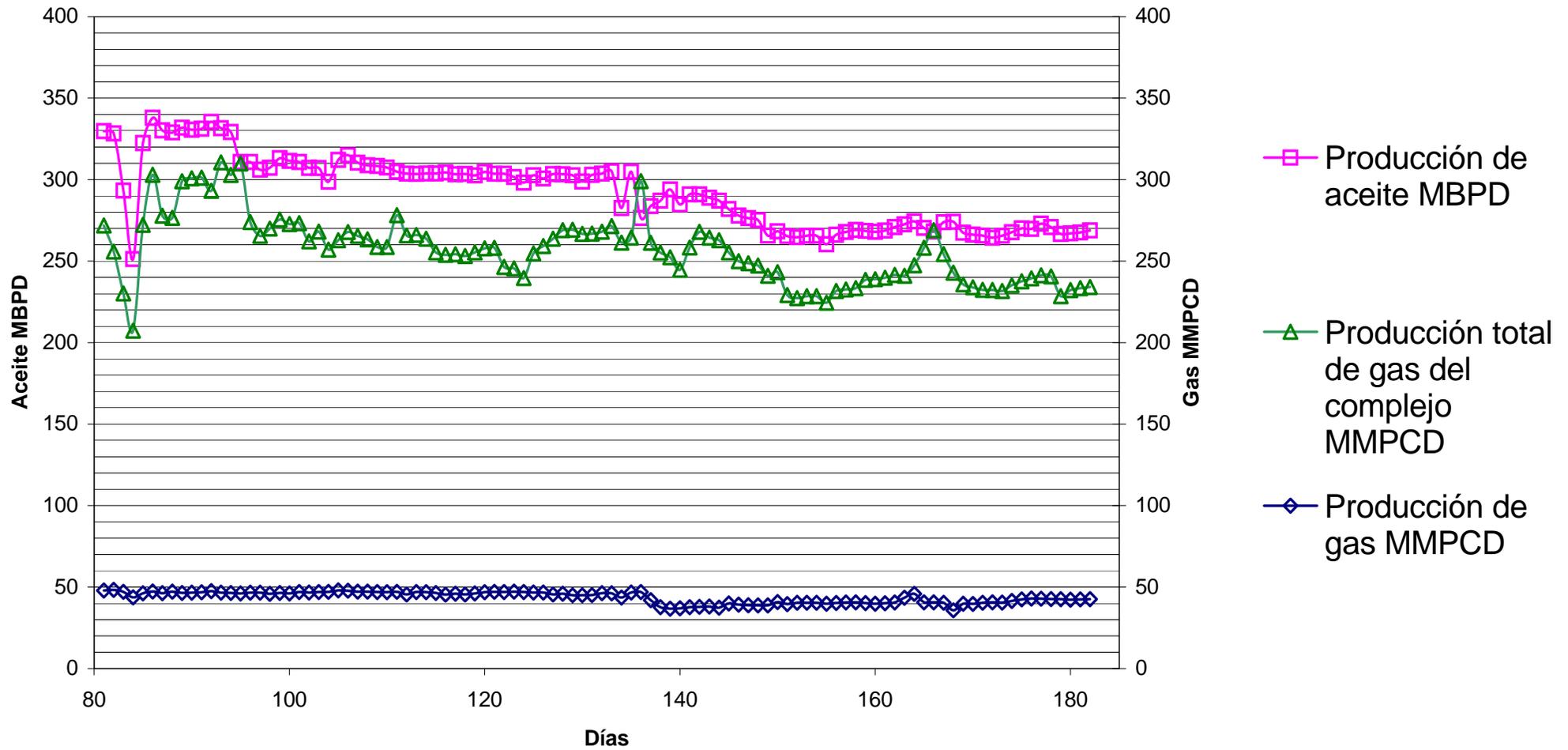


Figura 6.2. Comportamiento de la producción (aceite y gas) con el separador backup operando en primera etapa

6.4. Análisis de los escenarios

Para mejor comprensión se mostrará el comportamiento anteriormente mostrado en un solo gráfico. ver Fig. 6.3

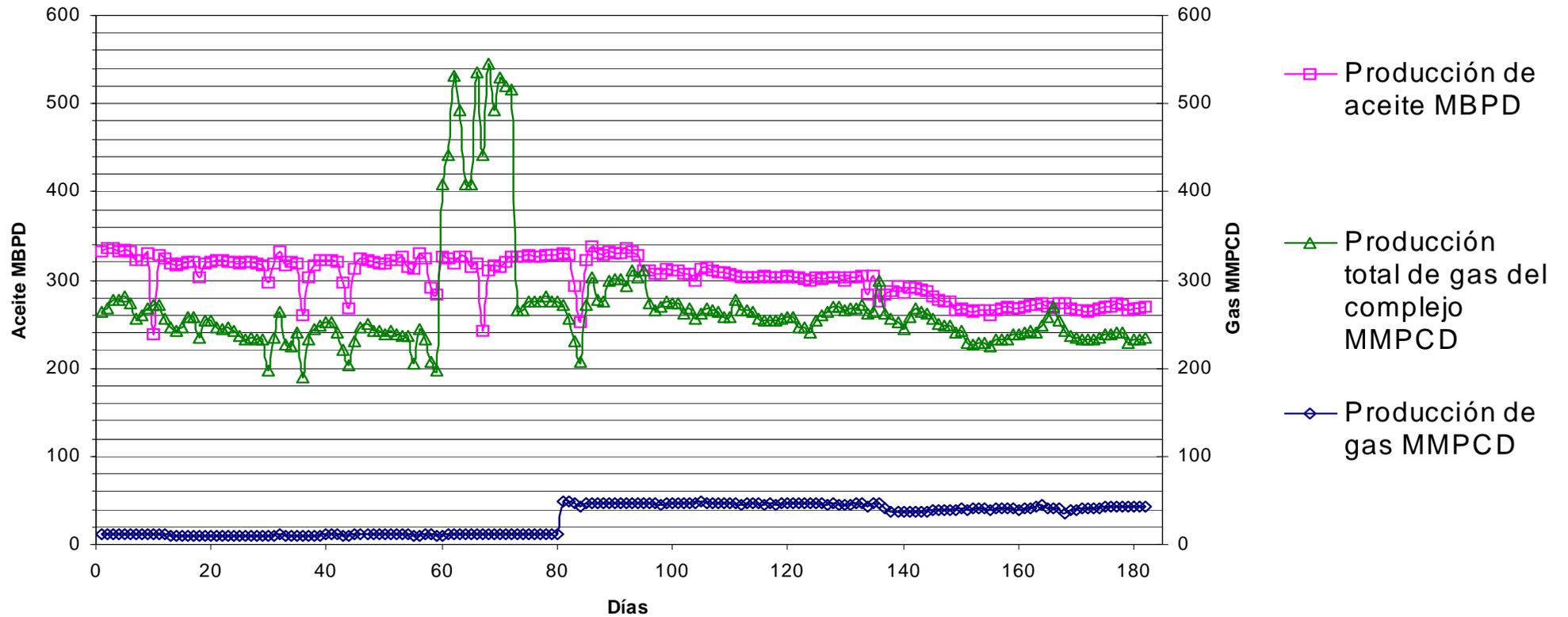


Figura 6.3. Comportamiento comparativo de la producción (aceite y gas) con el separador *backup* fuera de operación y con el separador *backup* operando en primera etapa

Utilizando las gráficas anteriores se puede mencionar lo siguiente:

- La producción promedio de gas que podía contabilizarse en el complejo era de 221.969 MMPCD; al entrar a operación el separador la producción de gas promedio fue de 258.923 MMPCD. la diferencia presentada fue de 36.954 MMPCD, si se considera esto traducido en pesos al no adquirir este gas producido como gas combustible. el ahorro obtenido fue de 6.761 millones de pesos, es decir.

Para obtener el precio unitario de pasos por pie cúbico:

$$4.94 \text{ pesos x litro} \left(\frac{1 \text{ m}^3}{1,000 \text{ litros}} \right) \left(\frac{1 \text{ pie}^3}{0.3^3 \text{ m}^3} \right) = 0.183 \text{ pesos x pie}^3 *$$

Posteriormente se realizó la siguiente operación:

$$0.183 \text{ pesos x pie}^3 (36.954 \text{ MMpies}^3 \text{ diarios}) = 6.761 \text{ millones de pesos diarios}$$

Con respecto a la producción de gas total de la plataforma de producción, cuando el separador *backup* se encontraba fuera de operación, se tenía una producción de 11.00 MMPCD, a partir de que este separador entró en operación, se obtuvo una producción de gas total de 44.223 MMPCD, la diferencia presentada en esta producción fue de 33.223 MMPCD en consecuencia. se presento un ahorro diario de 6.078 millones de pesos (el cálculo se obtuvo aplicando los siguientes factores de conversión).

$$0.183 \text{ pesos x pie}^3 (33.223 \text{ MMPCD}) = 6.078 \text{ millones de pesos diarios}$$

Si tomamos en cuenta el ahorro que esto implica; se puede notar el ahorro presentado a partir del uso del *backup*, aun si se considerará un factor del 60% del gas enviado a los quemadores. obtendríamos que:

$$6.07 \text{ MM de pesos} (0.4) = 2.7044 \text{ millones de pesos}$$

En producción de gas total del complejo el ahorro sería de 2.7044 millones de pesos diarios; si lo comparamos con la compra de un automóvil, esto sería el equivalente a comprar un auto deportivo modelo 2006; si utilizamos un parámetro de la industria petrolera, considerando que el costo aproximado de la perforación de un pozo petrolero en tierra es de 6 millones de pesos; este ahorro sería el equivalente a un tercio del costo total de la perforación de un pozo terrestre. Este gas es aprovechado como gas combustible, y en un escenario óptimo sería utilizado para comercialización, generando esto una ganancia económica adicional.

Lo antes mostrado, demuestra la gran ventaja que se tiene al momento de contar con un *backup* en las instalaciones de un complejo de producción costa afuera.

*Este es el promedio del costo anual del litro de gas natural manejado por la empresa Metrogas en el 2008

CONCLUSIONES

Con base en el desarrollo del presente trabajo se concluye lo siguiente:

- ❖ Existe una gran variedad de separadores, sin embargo, el conocer las características de los mismos, así como sus ventajas y desventajas, permite seleccionar el equipo óptimo para las necesidades del manejo y conducción de hidrocarburos.
- ❖ Es de gran relevancia conocer el origen de la mezcla que se estabilizará en el centro de procesos, de esta manera se podrá saber con precisión cual es la configuración de equipos y válvulas necesarios para cada proceso.
- ❖ Dentro del conjunto que conforman las instalaciones de un centro de procesos costa afuera, el uso de un separador bifuncional permite generar un ahorro sustancial gracias a la reducción de gas combustible, y adicionalmente ofrece una flexibilidad operativa dado que puede utilizarse como respaldo al resto de las plataformas satélites, esto es, en caso de que algún separador se encuentre fuera de operación.
- ❖ El uso de un separador bifuncional es sencillo y práctico, gracias a que utiliza los mismos principios físicos que un separador convencional, con la versatilidad de ser un respaldo para cualquiera de las dos etapas de separación sin ocupar espacio excesivo.
- ❖ Los resultados de eficiencia de separación del separados bifuncional varían en función de las propiedades fisicoquímicas de la mezcla.
- ❖ Se obtuvo un beneficio en la producción de gas de todo el complejo, sin embargo, existió también un aumento en el total de gas quemado en el centro de procesos que debe considerarse.
- ❖ Es de vital importancia que el personal que se encuentra a bordo de una instalación costa afuera conozca de manera general los sistemas involucrados en el centro de procesos costa afuera, lo cual permitirá la sensibilización de los trabajadores y un óptimo desempeño laboral.
- ❖ La rápida comprensión y manejo de los sistemas, permitirá el aumento de la seguridad del personal en el centro de procesos, de esta manera, se mantendrán

las condiciones óptimas de producción, obteniendo no sólo beneficios operacionales, sino también económicos.

- ❖ La especialización de cada uno de los sistemas de producción tomaría mucho tiempo; si embargo, es importante que los Ingenieros de recién ingreso a un centro de procesos costa afuera, conozcan a detalle cada uno de ellos, para que puedan tomar decisiones rápidas, acertadas y de manera oportuna, y así mantener la integridad del centro de procesos, y por consecuencia la del personal que ahí labora.

Finalmente, el conocimiento a detalle de los diferentes componentes involucrados en un centro de procesos costa afuera es muy amplio e involucra distintas especialidades, sin embargo, es muy importante que el Ingeniero Petrolero – con especialidad en producción – conozca esquemas alternativos como los separadores bifuncionales, que pueden permitirle ofrecer soluciones innovadoras que le ayuden a la óptima producción y manejo de aceite y gas a cargo de las compañías petroleras – operadoras-

APÉNDICE A
VÁLVULAS DE CONTROL
AUTOMÁTICO

Es aquella válvula involucrada en un proceso industrial, aquellas que están conectadas a un PLC, comúnmente están conectadas a un SCD. Mediante el constante monitoreo e la variable de control (presión, nivel o temperatura), la válvula se abre o se cierra con base en las señales enviadas por el SCD a el actuador de la válvula y viceversa. Si bien, en un proceso industrial, el SCD, es el encargado del sistema de control y monitoreo del proceso, una válvula de control es el medio a través del cual el sistema ajustará las variables del proceso dentro de las condiciones óptimas de diseño.

Una válvula de control está conformada por los siguientes componentes:

- **Cuerpo de la válvula.** Éste es el exterior de la válvula, él cual debe ser capaz de manejar las presiones y temperaturas involucradas, y estar hecho de un material que pueda soportar la corrosión y la abrasión, además de cualquier propiedad del fluido que fluya a través de él.
- **Actuador.** Dispositivo que se encuentra montado en el cuerpo de la válvula y que contiene el diafragma, éste último encargado de proporcionar el movimiento al obturador para regular el flujo dentro de la válvula de control. Los actuadores pueden ser de acción directa, donde la compresión de un resorte colocado en el interior de la válvula mueve el diafragma a la posición superior y la presión del fluido de acción los obliga a descender. Mientras que en los actuadores de acción inversa, la compresión del resorte mueve el diafragma hacia arriba y la tensión del resorte lo mueve hacia abajo.
- **Internos.** También llamado arreglo de la válvula, consta de:
 - **Obturador:** Encargado de variar el área de flujo dentro de la válvula de control. La selección del obturador, depende de muchos factores, sin embargo se aplica el siguiente criterio.

Tipo de obturador	Aplicación
Apertura rápida	La válvula deberá estar totalmente abierta o totalmente cerrada durante la operación.
Lineal	Control de nivel de líquidos, dado que el recorrido del obturador es proporcional al gasto.
Para estrangulación	Cuando existe una gran caída de presión a través de la válvula.
Igual porcentaje	Control de flujo o presión, o se utiliza de igual forma si existe una baja caída de presión a través de la válvula.

- **Asiento.** Es la parte de la válvula que recibe al obturador; en el momento en que el obturador se encuentra completamente colocado sobre el asiento, la apertura en la válvula es cero, por lo cual no existe flujo a través de la válvula; de forma inversa, cuando el obturador se retira completamente del asiento, la apertura de la válvula es de 100%, en consecuencia, pasa el flujo máximo de fluido a través de la válvula. El obturador y el asiento son intercambiables en la mayoría de las válvulas de control, sin embargo, pueden ser utilizados diferentes tamaños de arreglos para un mismo cuerpo de válvula.
- **Vástago.** Es el complemento del actuador y se encuentra conectado directamente al obturador y al actuador, es el encargado de enviar el movimiento del actuador al obturador para aumentar o disminuir el área de flujo dentro de la válvula de control. El arreglo, al igual que el cuerpo de la válvula, se encuentra siempre expuesto al fluido, por lo que debe estar hecho

de un material compatible con las características del fluido, ver Fig. A.1.

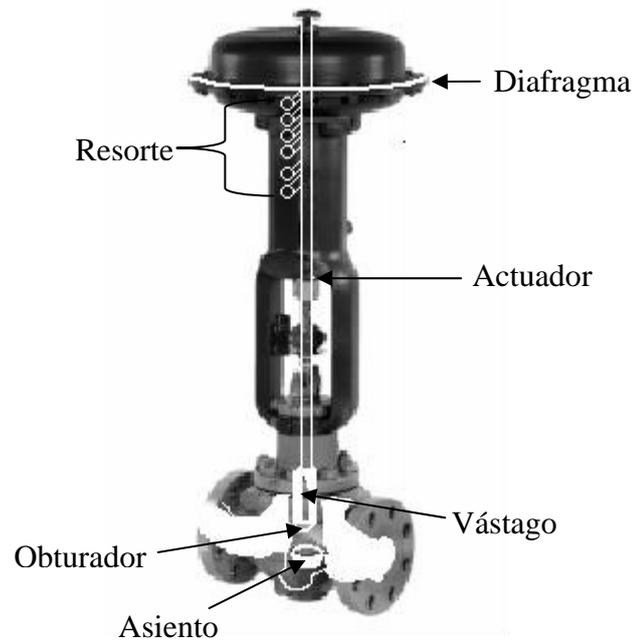


Figura A.1. Componentes de una válvula de control

Uno de los aspectos más relevantes dentro de las válvulas de control automático, es el sistema de seguridad mecánico que opera en ellas en el momento en el que pierden el fluido mediante el cual regulan la variable de control, por lo que contienen un sistema mecánico de seguridad para evitar sobrepresionamiento en el interior de ellas, lo cual permiten que se clasifiquen en:

- Válvula normalmente abierta: Es aquella válvula en la cual el resorte se encuentra por debajo del diafragma, por lo cual al momento en el que se pierde el fluido de acción; el resorte empuja al actuador hacia arriba para abrir la válvula completamente, ver Fig. A.2.

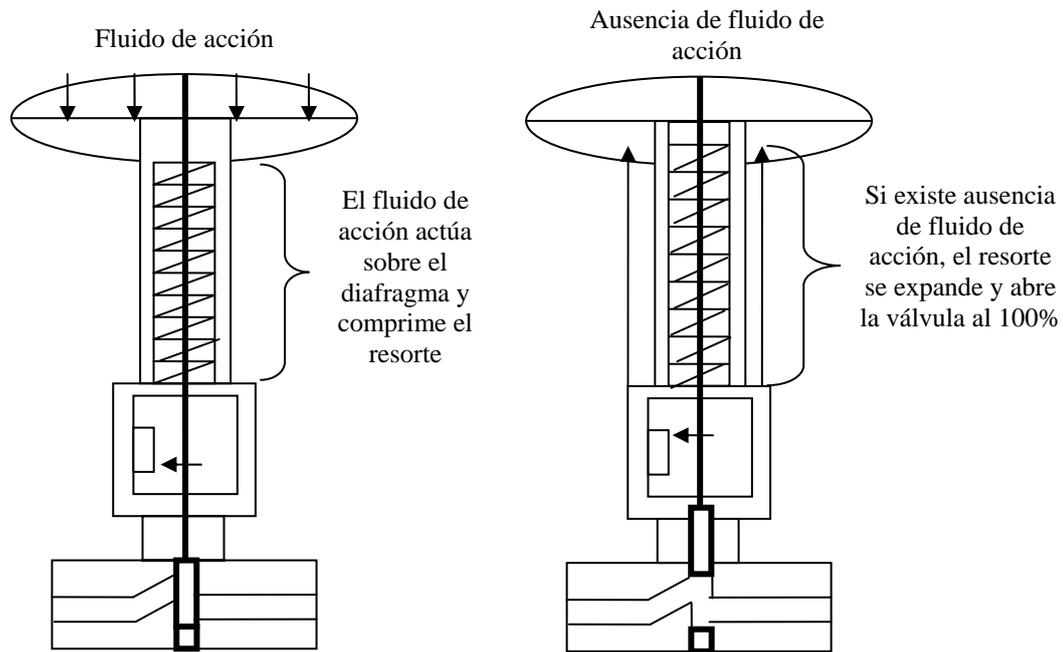


Figura A.2. Diagrama simple de una válvula normalmente abierta.

- Válvula normalmente cerrada. En este tipo de válvula, el resorte se encuentra por encima del diafragma, al presentarse una ausencia de fluido de acción, el resorte obliga al actuador a bajar para cerrar completamente la válvula, ver Fig. A.3.

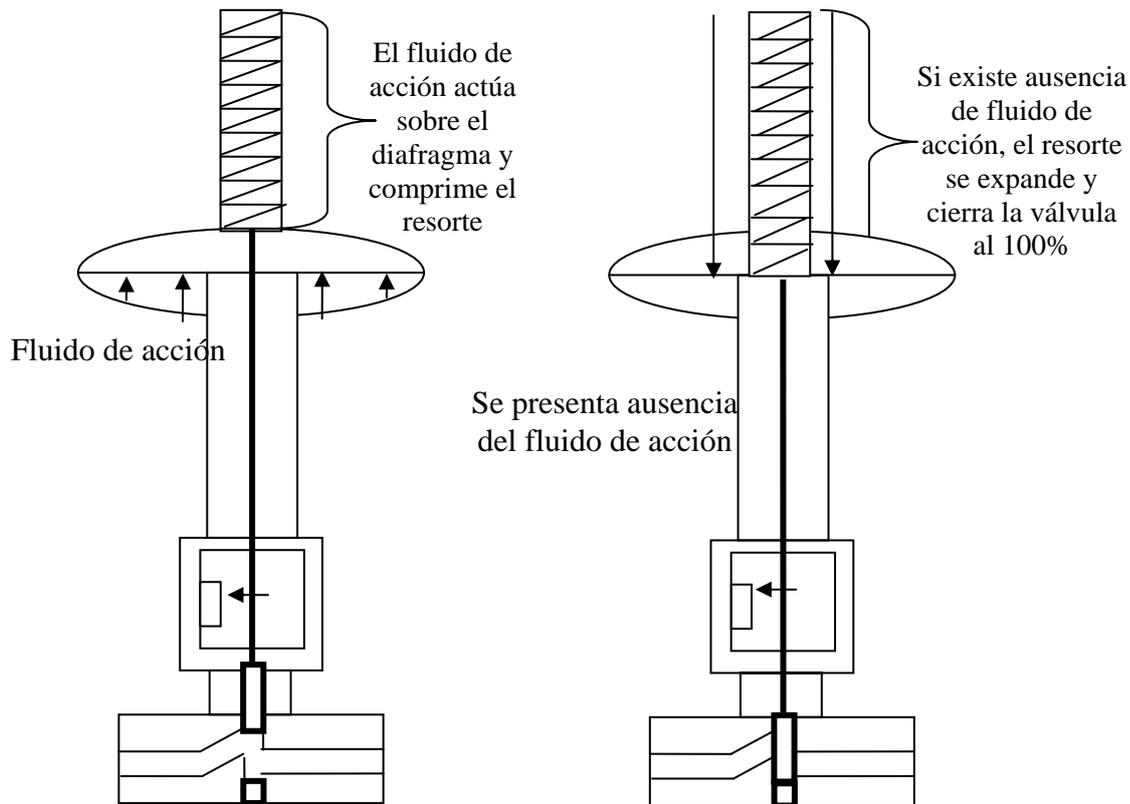


Figura A.3. Diagrama simple de una válvula normalmente cerrada.

Si se considera que la instalación de las válvulas de control tienen como propósito el correcto control del proceso y su éxito depende principalmente del nivel o presión en un equipo se hace necesario el monitoreo del comportamiento del gasto. Existen diversos factores que afectan el flujo a través de la válvula de control, entre los más importantes se pueden destacar: el área de flujo, la caída de presión, la cavitación, el pre-flasheo, el flujo crítico, el flujo turbulento, el ruido en la válvula, las emulsiones y espumas, la corrosión, la erosión, y las propiedades del fluido.

Dentro del mercado, se pueden encontrar diversos tipos de válvulas de control con diferentes geometrías, dentro de las más empleadas se tienen:

Válvula de mariposa. La característica principal en este tipo de válvula es que el actuador no asciende o desciende para cambiar el área de flujo del fluido, sino que gira para que una charnela sea la que haga variar el área de flujo dentro de la válvula, la ventaja que presenta esta válvula es una mejor precisión para el porcentaje de control del área de flujo, ver Fig. A.4.



Figura A.4. Válvula de mariposa.

Válvula de globo. En esta válvula, el actuador se encuentra directamente conectado al diafragma para ascender o descender y así poder variar el área de flujo en el interior de la válvula, ver Fig. A.5.



Figura A.5. Válvula de globo.

Válvulas de control esféricas: En este tipo de válvulas de control, el obturador tiene una forma redondeada para poder ajustar a un asiento moldeado a su forma y de esta manera mejorar el sello al estar 100% cerradas y evitar fricción excesiva durante el flujo de fluido dentro de ellas, ver Fig. A.6. (son muy pocas empleadas en la industria del petróleo)



Figura A.6. Válvula de control esférica.

APÉNDICE B
NOMENCLATURA

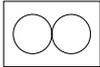
μ	Micras (1×10^{-6} m)
μ_g	Viscosidad del gas $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pie seg}} \right)$
ρ_p	Densidad de la partícula $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right)$
ρ_g	Densidad del gas $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right)$
AC	Corriente Alterna
ADAI	Anillo de aire de instrumentos
ADAS	Anillo de aire de servicios
BN	Bombeo Neumático
CMS	Malla de carbón molecular (<i>Carbonaceous Molecular Sieve</i>)
CO₂	Dióxido de Carbono
CPU	Unidad Central de Procesos (<i>Central Process Unit</i>)
DC	Corriente Directa
EFGS	Elemento de flujo de gas a la salida de gas
EFS	Elemento de flujo a la salida de aceite
dp	Diámetro de la partícula (pie)
g	Constante de aceleración gravitacional $\left(\frac{\text{pie}}{\text{seg}^2} \right)$
GLCC	Separador de alta eficiencia (<i>Gas Liquid Cylindrical Cyclone</i>)
GPM	Galones por minuto
H₂S	Ácido sulfhídrico
Hz	Hertz
IHM	Interfaz Hombre-Máquina

ITF	Totalizador indicador de flujo
kW	Kilo Watt
LAP	Línea de aceite de primera etapa
LAPPS	Línea de aceite de primera etapa de plataforma satélite
LIC	Controlador/Indicador de nivel
LICE	Controlador/indicador de nivel a la entrada de aceite
LICS	Controlador/indicador a la salida de aceite
LIT	Transmisor/indicador de nivel
LGB	Línea de gas combustible de sello
LGR	Línea de entrada de gas al rectificador
LGS	Línea de salida de gas
LRB	Línea de recirculación de bombas
LV	Válvula automática de nivel (<i>Level Valve</i>)
LVPS	Válvula de nivel automática de plataforma satélite
LVR	Válvula de nivel de recirculación
LMC	Línea de mezcla común
LWH	Línea de mezcla que proviene de los pozos
LPS	Línea de mezcla de plataforma satélite
LSABK	Línea de salida de aceite Transmisor/indicador
MBPD	Miles de barriles por día
MM	Millones
MMPCD	Millones de pies cúbicos diarios
N	Número de vueltas del extractor de niebla
pg	Pulgadas
PES	Sistema Electrónico Programable (<i>Programmable Electronical Sistem</i>)
PIC	Controlador/indicador de presión
PIT	Transmisor/indicador de presión
PITPS	Transmisor/indicador de presión de plataforma satélite
PLC	Controlador Lógico Programable (<i>Programmable Logical Controler</i>)
ppm	Partes por millón
PSA	Presión oscilante de absorción (<i>Pressure Swin Absorption</i>).

psig	Libras fuerza sobre pulgada cuadrada (<i>pounds square inches gauge</i>)
PV	Válvulas de presión (<i>Presion valve</i>)
PVF	Válvula de presión del quemador
PVGB	Válvula de presión de la línea de gas combustible de sello
RFS	Registrador de flujo la salida de aceite
S	Trayectoria radial de la partícula (pie)
SDV	Válvula automática de corte (<i>Shut Down Valve</i>)
SDVGB	Válvula automática de corte de la línea de gas combustible de sello
SCD	Sistema de Control Distribuido (<i>Control Sistem Distributed</i>)
SPPE	Sistema de Paro Por Emergencia
S_p	Distancia de paro (pie)
SPS	Separador de plataforma satélite
SSE	Separador de segunda etapa
TIT	Indicador/Transmisor de temperatura
TFS	Transmisor de flujo a la salida de aceite
V	Volts
V_i	Velocidad inicial de la partícula $\left(\frac{\text{pie}}{\text{seg}}\right)$
V_m	Velocidad media de la partícula $\left(\frac{\text{pie}}{\text{seg}}\right)$
VRU	Unidad Recuperadora de Vapor (<i>Vapor Recovery Unit</i>)
V_t	Velocidad de asentamiento $\left(\frac{\text{pie}}{\text{seg}}\right)$
TMR	Triple Modular Redundante

APENDICE C
SIMBOLOGÍA

Bomba	
Centrifugadora	
Controlador	
Flotador	
Filtro	
IHM	
IHM remota	
Indicador/transmisor	
Línea sin flujo	
Medidor de flujo	
PES Triple Modular Redundante	
Piloto electrónico	
Quemador	
Red Ethernet	

Registrador de flujo	
Señal eléctrica	
Señal neumática	
Separador	
Tanque	
Válvula antirretorno	
Válvula automática	
Válvula automática de seguridad	
Válvula de escape	
Válvula manual abierta	
Válvula manual cerrada	
Tubería principal	
Tubería secundaria	

APÉNDICE D

GLOSARIO:

Absorción: Esta operación consiste en la separación de componentes de una mezcla líquida o gaseosa, esto es a través del contacto con un sólido absorbente adecuado.

Alumina: Es el óxido de aluminio (Al_2O_3), que junto con el sílice, es el ingrediente más importante en la constitución de las arcillas y los barnices, proporcionándoles resistencia.

El óxido de aluminio existe en la naturaleza en forma de corindón y de esmeril.

API: *American Petroleum Institute*. Instituto Americano del Petróleo. Institución internacional dedicada a la normatividad y estandarización de todos los procesos, instrumentos, recomendaciones técnicas y de seguridad de lo relacionado con la industria petrolera.

Aafaltenos: Son hidrocarburos pesados, que cuentan con enlaces químicos de más de 14 moléculas de Carbono, cuya característica principal es ser aromáticos.

By-pass(Desvío): Es una bifurcación que se utiliza en las tuberías, la cual se emplea en caso de que se necesite el paso libre del fluido, o en caso de que fallen las válvulas reguladoras, de esta forma se continúa con el flujo del fluido para ser producido.

Capacidad de separación en un separador: Para evitar cálculos, existe un Método gráfico para determinar la capacidad de los separadores horizontales y verticales. Este método se utiliza en separadores cilíndricos de dos fases, horizontales o verticales y de una sola pieza.

Para obtener un grado óptimo de separación, se requiere de un adecuado tiempo de retención, es decir, si se tienen aceites que producen espumas, el tiempo de retención requerido se incrementará (el incremento en el tiempo de retención es proporcional a la tendencia de formar espuma del aceite).

Las curvas están elaboradas para que puedan ser utilizadas en ambos sentidos :

- 1) Para determinar las dimensiones del separador requerido, con base en el volumen de fluidos por manejar.
- 2) Para determinar el volumen de fluidos que se podrán manejar, es necesario contar con las dimensiones del separador.

Por otra parte, los cálculos de las capacidades de gas, están basados en la ley de Stokes, la cual puede ser escrita de la siguiente forma:

$$V = K_v d^2 \frac{(\rho_L - \rho_G)g}{\mu}$$

donde:

V velocidad relativa del líquido que cae en gotas del gas $\left(\frac{\text{pie}}{\text{seg}}\right)$

K_V constante de resistencia a la viscosidad (adim)

ρ_L densidad de las gotas de líquido $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3}\right)$

ρ_G densidad del gas $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3}\right)$

μ_G viscosidad del gas $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pie seg}}\right)$

d diámetro de las gotas de líquido (pie)

g constante de aceleración gravitacional $\left(\frac{\text{pie}}{\text{seg}^2}\right)$

Capacidad de gas de un separador.

Para hacer uso de las gráficas, se deberán tomar en cuenta las siguientes consideraciones

- 1) Volúmenes medidos a condiciones estándar.
- 2) Flujo estable.
- 3) No hay presencia de espuma.
- 4) Longitud del recipiente de 10 pie.
- 5) Temperatura de operación superior a la de formación de hidratos.
- 6) La densidad relativa del gas de 0.65 (aire=1.0).
- 7) El gas deberá de acarrear menos de 1.0 gal de líquido/MMPCD, Ver Fig. D.1, ver Fig. D.2.

Capacidad de líquido de un separador

Para hacer uso de estas gráficas, se utilizan las siguientes consideraciones

- 1) Tiempo de retención.
- 2) Flujo estable.
- 3) No hay espuma.
- 4) No hay formación de parafinas.
- 5) La densidad relativa del aceite de 35° API o mayor.
- 6) La viscosidad de 50 S.S.U. o menor.
- 7) El nivel del líquido dentro del separador no deberá exceder a tres veces el diámetro del separador, ver Fig. D.3, ver Fig. D.4.

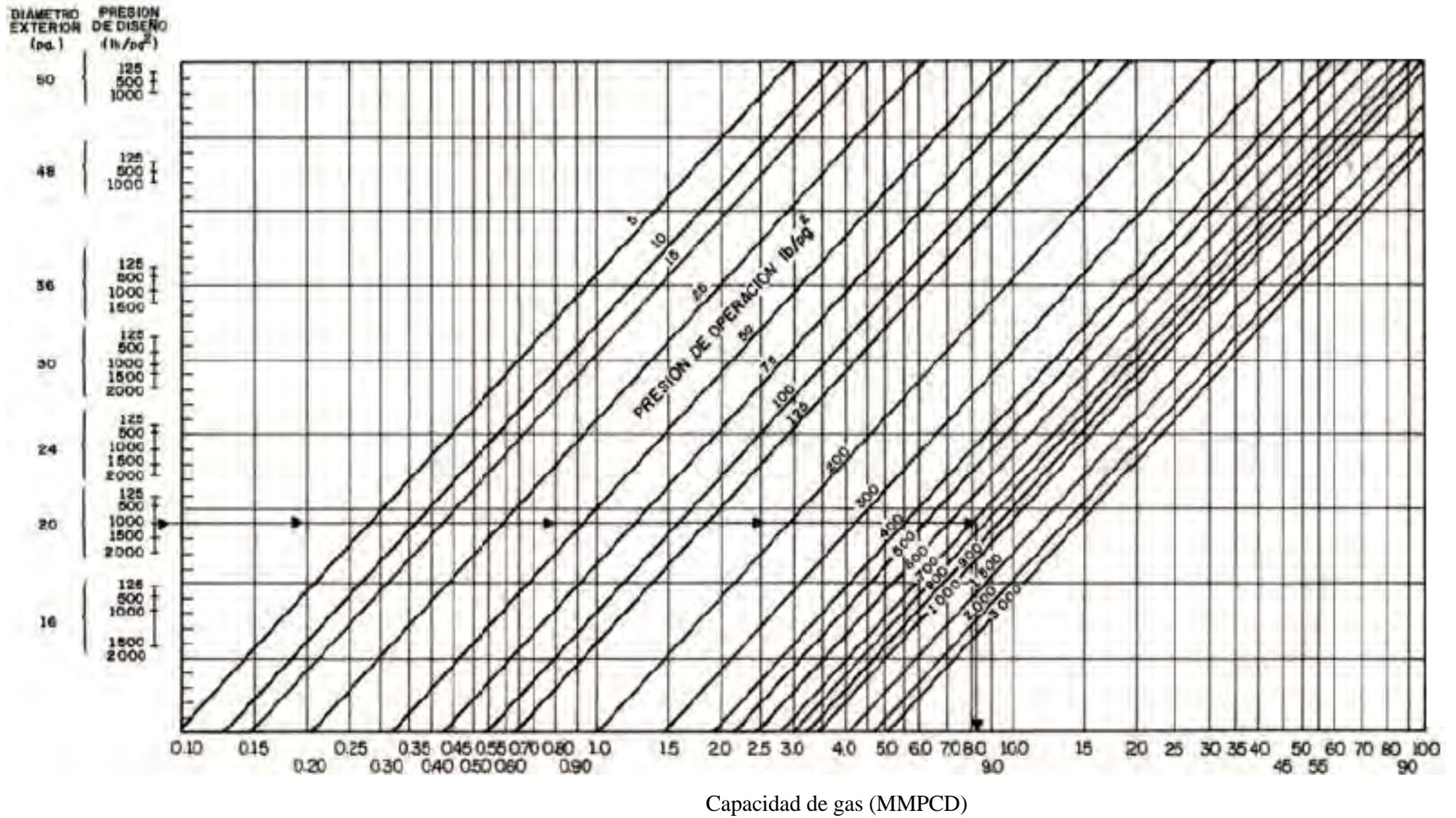


Figura D.1. Gráfica de capacidad de gas en un separador vertical

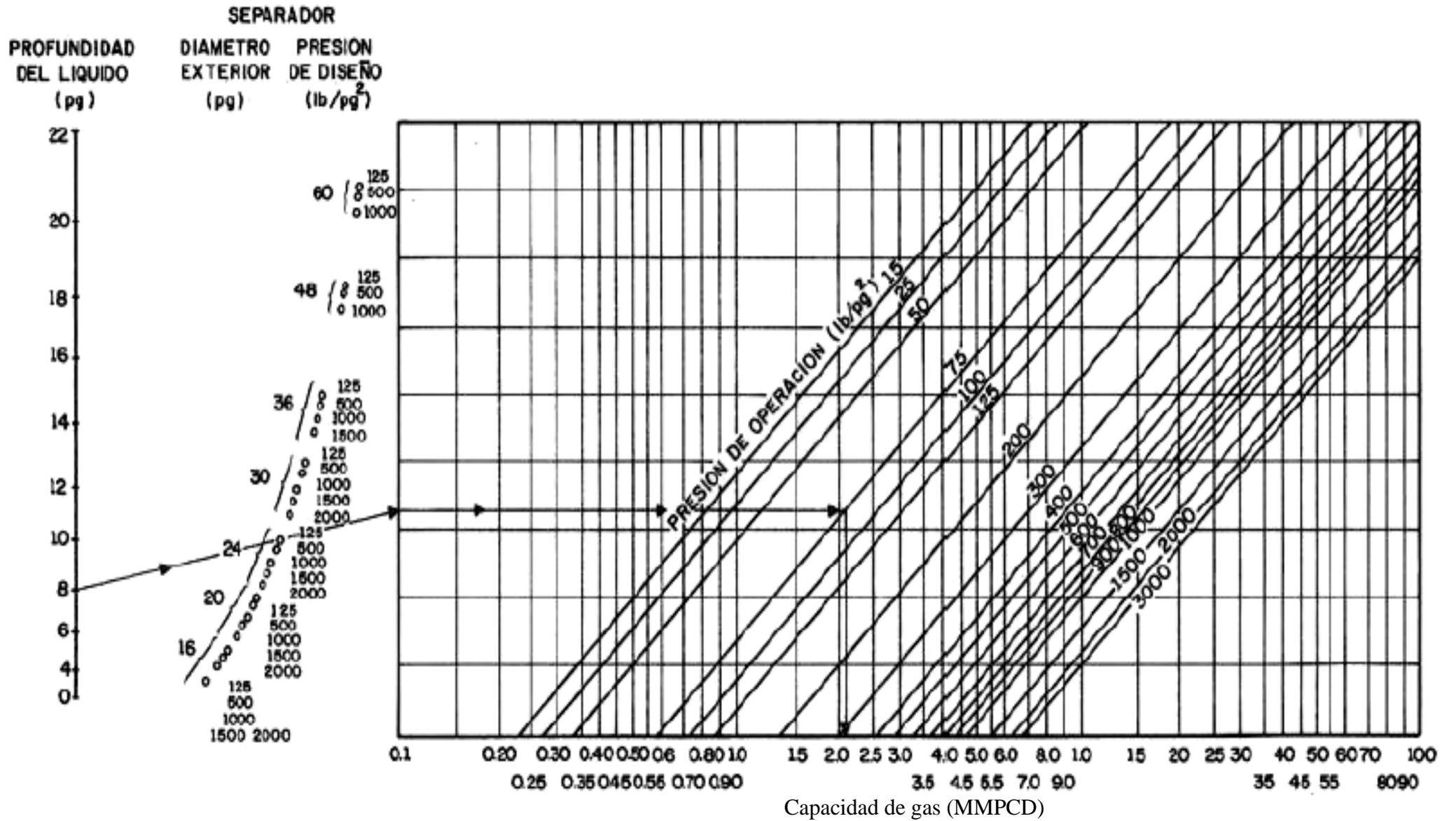


Figura D.2. Gráfica de capacidad de gas para un separador horizontal

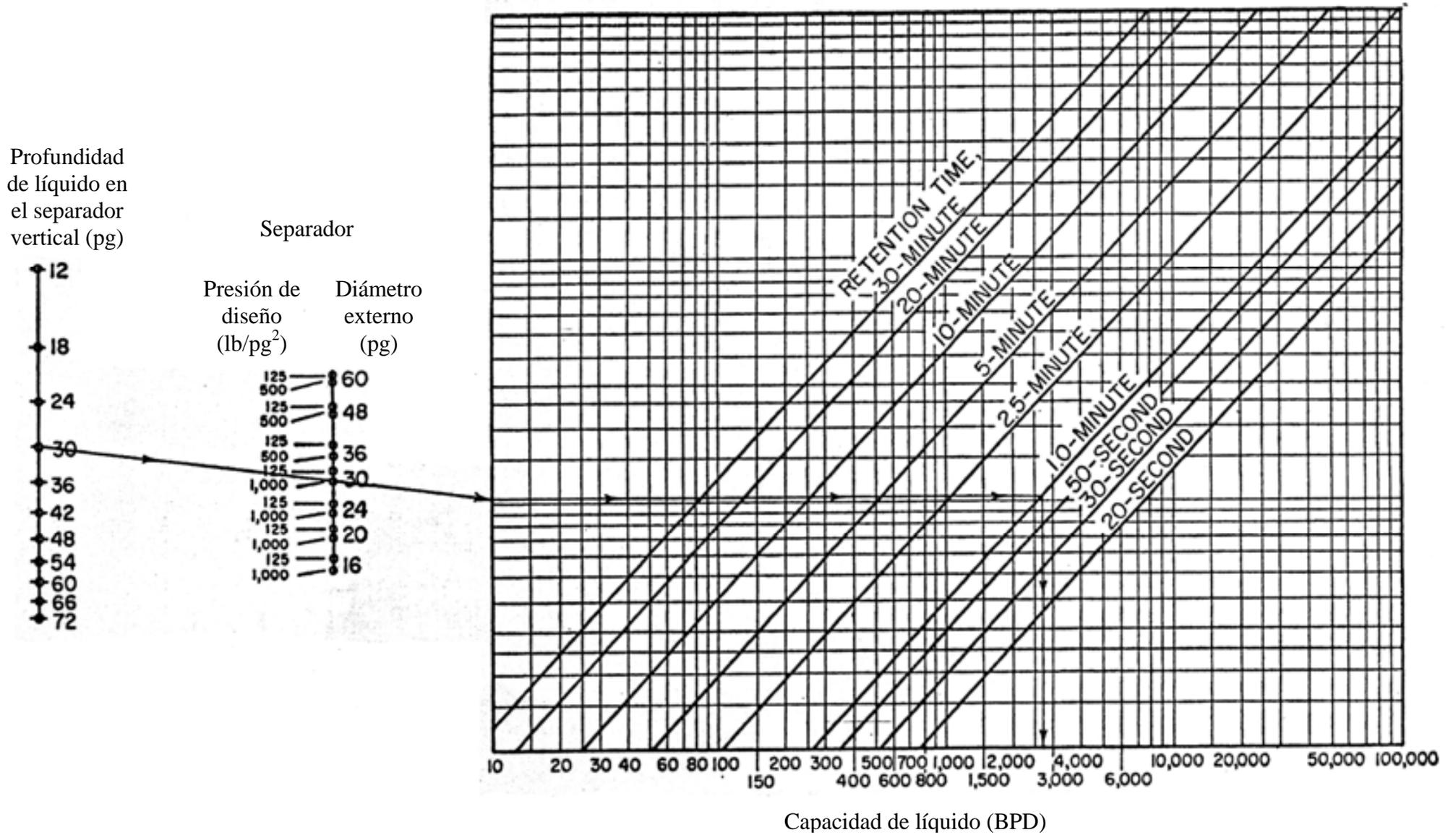


Figura D.3. Gráfica de capacidad de líquido para un separador vertical

Diámetro externo del separador (pg)

Profundidad del líquido en el separador horizontal (pg)

24-20
36-30
48-48
60-72
96-72

96
60
42
30
22
18
14
10
8
6

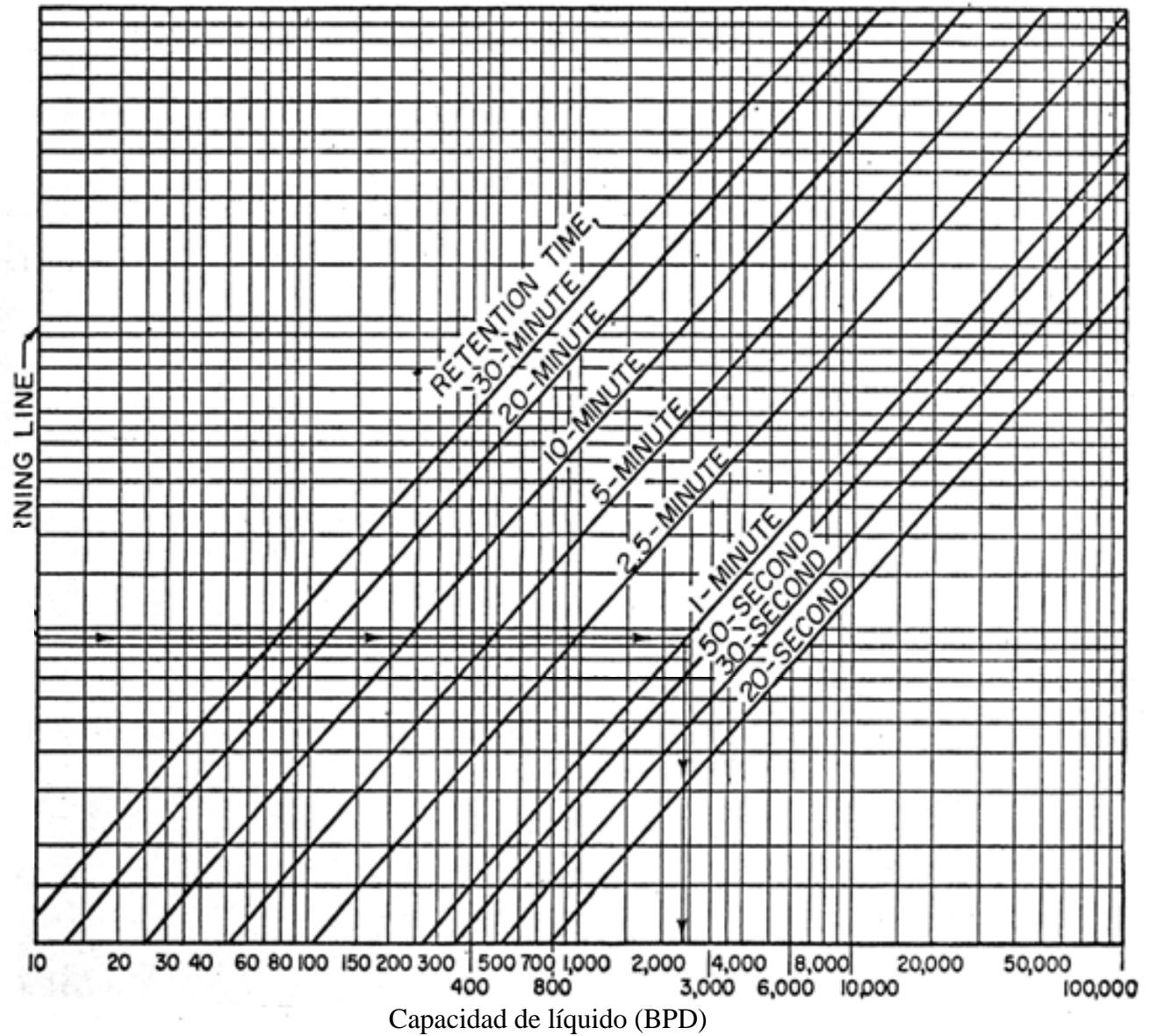


Figura D.4. Gráfica de capacidad de líquido para un separador horizontal

Calibrar: Significa establecer o restablecer una relación entre la entrada y la salida en un instrumento, con el fin de obtener del sistema la exactitud deseada

Cavitación: Es un proceso en dos etapas. En la primera, se forman burbujas de gas debido al decremento de presión. En la segunda, estas burbujas implotan dentro del líquido del lado corriente debajo de la válvula. Produciendo vibraciones, movimiento, ruido y daños físicos severos; es fácilmente reconocible por el sonido que genera en la válvula (conocido como “cabeceo”). La cavitación que se presenta en las válvulas es similar a la que presentan las bombas.

Controlar. Significa mantener la medición dentro de límites aceptables.

Corriente arriba: Se refiere a flujo que se encuentra antes de la entrada al equipo.

Corriente abajo: Se refiere al flujo que se encuentra a la salida del equipo.

Crudo: Mezcla de hidrocarburos que aún no ha sufrido ningún proceso de refinación.

Desionización: Proceso que consiste en realizar la separación de un compuesto en sus iones, tanto positivos como negativos. Esto se realiza sometiendo al compuesto a diversos procesos físicos, para provocar la separación química del compuesto.

Pie: Un pie es igual a 12 pulgadas y equivale a 30 cm. lineales:

Disparos de alarmas: Se utiliza este término cuando se ha alcanzado el punto de control en un proceso y se activa la alarma de seguridad del mismo.

Electroionización: Es el proceso mediante el cual se producen iones aplicando una corriente eléctrica: los iones son átomos o moléculas cargadas eléctricamente debido al exceso o falta de electrones respecto a un átomo o molécula neutra. A la especie química con más electrones que el átomo o molécula neutra se le llama anión, y posee una carga neta negativa, y a la que tiene menos cationes, teniendo una carga neta positiva.

Emulsión: Es una mezcla de dos líquidos inmiscibles de manera más o menos homogénea. Un líquido (la fase dispersa) es dispersado en otro (la fase continua o fase dispersante). Muchas emulsiones son emulsiones de aceite/agua, con grasas alimenticias como uno de los tipos más comunes de aceites encontrados en la vida diaria. En el caso de la mantequilla y la margarina, la grasa rodea las gotitas de agua (en una emulsión de agua en aceite); en la leche y la crema el agua rodea las gotitas de grasa (en una emulsión de aceite en agua).. El proceso en el que se preparan las emulsiones se conoce como emulsificación.

Flasheo: Es la formación de gas en la válvula de control causada por la caída de presión. Esto produce problemas como control inestable y posible daño en la válvula.

Flujo crítico: Se define cuando la velocidad del gasto se aproxima a la velocidad del sonido (340 m/s),

Flujo turbulento: Es aquel flujo que posee un número de Reynolds mayor a 2600, no posee un orden determinado para fluir.

Gas de pateo: Gas que al ser inyectado en los equipos, crea un colchón obligando al líquido dentro de ese equipo a moverse a una dirección específica.

Glicol: HO-CH₂CH₂-OH Se trata del diol más sencillo, nombre que también se emplea para cualquier poliol. Su nombre deriva del griego *glicos* (dulce) y se refiere al sabor dulce de esta. Sin embargo es tóxico y produce disfunción renal. El glicol se utiliza como anticongelante, en la síntesis de los poliuretanos, de algunos poliésteres, como disolvente, entre otros.

Línea: Es el equivalente a una tubería o a una serie sucesiva de tubos.

Modbus: Es un protocolo de comunicaciones basado en la arquitectura maestro/esclavo o cliente/servidor, diseñado en 1979 por Modicon para su gama de controladores lógicos programables (PLC). Convertido en un protocolo de comunicaciones estándar en la industria es el que goza de mayor disponibilidad para la conexión de dispositivos electrónicos industriales.

Offset: Significa que el controlador mantendrá la medida a un valor diferente del Punto de control.

Ósmosis inversa: Es lo contrario de la ósmosis, es decir, cuando un fluido de la zona de alta concentración pasa a la de baja concentración, a través de una membrana.

Si la alta concentración es de sal, por ejemplo agua marina, al aplicar presión, el agua del mar pasa al otro lado de la membrana. Sólo el agua, no la sal. Es decir, el agua se ha desalinizado por ósmosis inversa, y puede llegar a ser potable¹.

pH: Potencial Hidrógeno, es una escala que se utiliza para medir la basicidad o la acidez de las sustancias, se mide en una escala del 0 al 14 en la cual mientras más alto sea el número, más ácida es la sustancia, cuando una sustancia se encuentra en 7 de pH, se dice que la sustancia es neutra.

Pirómetro: también llamado pirómetro óptico, es un dispositivo capaz de medir la temperatura de una sustancia sin necesidad de estar en contacto con ella. El término se suele aplicar a aquellos instrumentos capaces de medir temperaturas superiores a los 600 °C.

Punto de control: Valor de control de una variable dentro del proceso (cada equipo tiene su propio punto de control).

Proporcional: Significa que el cambio presente en la salida del controlador es algún múltiplo del porcentaje de cambio en la medición.

Rack. Es un bastidor destinado a alojar equipamiento electrónico, informático y de comunicaciones. Sus medidas están normalizadas para que sea compatible con equipamiento de cualquier fabricante., también son llamados bastidores, gabinetes o armarios.

Relé: También conocido como relevador, del francés *relais*; que significa relevo, es un dispositivo electromecánico, que funciona como un interruptor controlado por un circuito eléctrico en el que, por medio de una bobina y un electroimán, se acciona un juego de uno o varios contactos que permiten abrir o cerrar otros circuitos eléctricos independientes. Fue inventado por Joseph Henry en 1835.

SDV: (Shut Down Valve). Válvula de corte rápido. Válvula que únicamente cuenta con dos posiciones: totalmente abierta y totalmente cerrada.

Sensor: Dispositivo o combinación de dispositivos que miden las condiciones del proceso (transmisores, interruptores de proceso, interruptores de posición, entre otros).

Solenoid: Es un alambre aislado enrollado en forma de hélice (bobina) o un número de espiras con un paso acorde a las necesidades, por el que circula una corriente eléctrica. Cuando esto sucede, se genera un campo magnético dentro del solenoide. El solenoide con un núcleo apropiado se convierte en un imán. Se utiliza en gran medida para generar un campo magnético uniforme.

TEG: Tri Etilen Glicol gas utilizado en la industria petrolera para deshidratación de gas, ya sea gas combustible, de instrumentos y servicio, entre otros. El gas obtenido de las etapas de separación, es comprimido en los módulos de compresión; el proceso de compresión de gas provoca que se generen condensados, por lo que al salir de este proceso de compresión, el gas debe de deshidratarse para poder ser utilizado. Este proceso se realiza en las torres de deshidratación, en donde el TEG es inyectado desde la parte superior a contraflujo de la corriente de gas, para poder “atrapar” los condensados y depositarlos en la parte inferior de estas torres, y así obtener gas seco. La deshidratación dentro de la industria es de alta relevancia, debido a que la normatividad requiere que el porcentaje de agua manejada en el gas separado sea de menos de 3%.

Bibliografía:

1. Aguirre Maldonado, Elizabeth, Jaramillo Morales, Gabriel A., Apuntes de electricidad y magnetismo, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2001.
2. American Petroleum Institute, API Recommended Practice 554, 1st Ed, API, 1995.
3. Bermudez Córdova, José Hiram, Sistema de Paro Por Emergencia en instalaciones petroleras de proceso, tesis profesional, UNAM, 2007.
4. Cisneros Montes de Oca, Esperanza, Química II, 8ª ed, SEP. 2004.
5. Fariñas, Manuel, Ósmosis inversa. Fundamentos, tecnología y aplicaciones, Aravaca, 1999.
6. Frick, Thomas C., Petroleum Production Handbook, Society of Petroleum Engineer of AIME, 1962.
7. García Roque, James Domingo; Morales Ruiz, Oscar. Control Neumático en Instalaciones de Proceso, tesis profesional, UNAM, 1985.
8. Gómez Cabrera, José Ángel, Apuntes de conducción y manejo de la producción. Facultad de Ingeniería, UNAM, 2005.
9. Kouba, Gene, Shoham, Ovadia, A Review of Gas-Liquid Cylindrical Cyclone (GLCC) Technology, Aberdeen, 1996
10. PEMEX.Exploración y Producción, Proceso integral del complejo Akal - B.
11. Urien, Lester Charles, Ingeniería de Producción de Petróleo, Compañía Editorial Continental S.A., 1965.

Mesografía:

1. http://www.sapiensman.com/control_automatico/control_automatico.htm
2. <http://www.wikipedia.org>
3. <http://www.tustp.org/glcc/>
4. <http://www.youtube.com/watch?v=RLnWSzEHW8c>