

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE SEPARACIÓN DE LA ESTACIÓN DE  
DESCARGA GUARA 14, PERTENECIENTE A LA UNIDAD DE PRODUCCIÓN  
LIVIANO-MEDIANO, DE PDVSA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, DISTRITO  
SAN TOMÉ”**

*Realizado por:*  
**Br: Karly Elena Azócar Romero**

*Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como requisito parcial para optar al Título de:*

**INGENIERO QUÍMICO**

**Puerto La Cruz, abril de 2010**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE SEPARACIÓN DE LA ESTACIÓN DE  
DESCARGA GUARA 14, PERTENECIENTE A LA UNIDAD DE PRODUCCIÓN  
LIVIANO-MEDIANO, DE PDVSA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, DISTRITO  
SAN TOMÉ”**

**ASESORES**

---

**Ing. Lucas Álvarez Martínez, Ph.D.**  
Asesor Académico

---

**Ing. Yoel Vivas**  
Asesor Industrial

**Puerto La Cruz, abril de 2010**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE SEPARACIÓN DE LA ESTACIÓN DE  
DESCARGA GUARA 14, PERTENECIENTE A LA UNIDAD DE PRODUCCIÓN  
LIVIANO-MEDIANO, DE PDVSA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, DISTRITO  
SAN TOMÉ”**

---

**Ing. Lucas Álvarez Martínez, Ph.D.  
Jurado Principal**

---

**Ing. Arturo Rodolfo, MSc.  
Jurado Principal**

---

**Ing. Alexis Cova, M.Sc.  
Jurado Principal**

**Puerto La Cruz, abril de 2010**

## **RESOLUCIÓN**

**De acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado:**

*“Los trabajos de grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”*



## ***DEDICATORIA***

Dedico este Trabajo de Grado Primeramente a DIOS por sobre todas las cosas por permitirme existir, crecer y desarrollarme como persona y como parte de este mundo, dándome la oportunidad de mirar cada nuevo amanecer con la fortaleza que solo él otorga, junto a mis padres quienes siempre me han apoyado y ayudado incondicionalmente para así poder lograr todas mis metas hasta ahora, sin importar cuan difícil estas sean, pues siempre los he tenido a mi lado cuando mas los he necesitado y por colocar tantos ángeles en mi camino en la cara de tantas personas que me han ayudado y enseñado en mi carrera de vida, de experiencias y de conocimientos..

A mis excepcionales padres CARLOS AZÓCAR Y MAGALY ROMERO por ser la luz que siempre han iluminado mi camino con sabios concejos y ejemplos de vida porque a ellos y a Dios les debo lo que soy. Los amo con todo mi corazón!

A mi hermano NÓBEL por ser mi mejor ejemplo a seguir, por estar presente siempre que lo necesite, por sus concejos, por ser mi modelo profesional y por ser simplemente algo tan grande en mi vida: MI HERMANO!!! Te quiero con todo mi corazón cache...!

A mis sobrinos, CARLA ALEJANDRA que aun estando lejos físicamente nuestros corazones siempre estarán unidos. A MARÍA TERESA, EMANUEL Y ANA ISABEL porque son la alegría cuando están en casa y que simplemente por ellos vale la pena seguir adelante.

A mis tíos ELIZABETH Y GILBERTO por formar parte importante de mi núcleo familiar, por ser mis segundos padres, por estar siempre pendiente de mis logros académicos y porque siempre me han apoyado en tan largo camino.. Los quiero mucho!!

A mi adorado tío TIRZO... porque eres ejemplo para todos nosotros, y un estímulo para seguir adelante, porque nos has enseñado que nunca es tarde para alcanzar un triunfo y un título universitario.

A mi prima GILIBETH a quién quiero como mi hermana por formar parte importante de mi vida y porque en los recuerdos de mi niñez siempre estas presente... te quiero mucho lilita!!

A mi MAMA TERESA quien partió de este mundo para convertirse en nuestro ángel de la guarda, dejándonos a todos sabios ejemplos de vida y esfuerzos, por ser pilar fundamental de nuestra familia y porque sé que le hubiese gustado ver en vida una de mi más grade meta hecha realidad, pero que desde el cielo, cerquita de DIOS, en un asiento preferencial, es testigo presencial de este... MI LOGRO... porque mientras vivió me brindo su apoyo incondicional, su plena confianza, y porque cada uno de nosotros, sus nietos, fuimos su orgullo y ella el nuestro, por su gran entereza para enfrentar la vida... GRACIAS por querernos y cuidarnos a todos mientras viviste... te extraño mucho Ma Teresa!!

A mi GILBER quien se nos fue un día de manera inesperada con mi Mamá Teresa, dejando un vacío enorme en nuestros corazones, se te olvido decir ADIOS hermanito... seguro DIOS necesitaba un ángel muy bueno con urgencia y te escogió a ti!! Pensar en TI será vivir, porque en cada uno de nosotros dejaste el recuerdo de la gran alegría que te caracterizaba, porque el eco de tu risa vivirá para siempre en nuestras mentes, porque sé que no te veré mas en esta vida, pero que siempre estarás presente en nuestros corazones. Te extraño mucho diente!!

A mi ahijado YEIBERCITO porque con cada sonrisa llena la casa de alegría, porque eres el regalo mas hermoso que dejo tu papá antes de partir... te quiero mucho tatito..!

A mi ahijado LUIS ELEAZAR, porque aunque tu no te acuerdes, compartiste conmigo tus primeros meses de vida, cuando las fotos que te tomaban eran confusas porque todavía estabas en la panza de tu mami, y que aunque poco te vea por la distancia, te envié todo mi cariño negura..!!

A mi abuela PETRA por darle la vida a mi papá, por estar pendiente de este trayecto en mi vida con mucha atención y por sus palabras de impulsos con la sincera y única intención de que alcance mi tan anhelada meta....

A mi abuelo RAMÓN, aunque de ti guarde pocos recuerdos por los pocos años de vida que yo tenia al tu partir.. de hecho solo uno tengo, en él esta tu sonrisa que quedo dormida en ese recuerdo y que cada vez que por alguna razón tu nombre es mencionado viene como bala a mi mente ese único pero alegre recuerdo de tu sonrisa..

*Karly Elena Azócar Romero*

## ***AGRADECIMIENTO***

Te agradezco a TI DIOS principalmente, y por sobre todas las cosas, por haberme dado la fuerza que necesitaba cuando creí estar muy cansada para seguir adelante, por haberme dado los mejores PADRES DEL MUNDO porque en ellos conseguí el apoyo incondicional y la ayuda necesaria para llegar al final de esta meta, por cada ángel que pusiste en mi camino y que me tendió la mano cuando mas lo necesite, por darme salud y bienestar en mi vida.

Agradezco a mi mamá MAGALY y a mi papá CARLOS porque siempre han estado a mi lado, por su apoyo sin condiciones, por la entera confianza de los dos, por todos sus esfuerzos para que nunca me faltara nada, por su orientación, por sus consejos, por ser mis mejores amigos y por quererme tanto, esto es por ustedes dos y gracias a ustedes dos, LOS QUIERO CON TODA MI ALMA Y MI CORAZON.....

A mi hermano NOBEL porque siempre estas cuando te busco, por escucharme, por aconsejarme, por orientarme, por ser uno de mis mejores ejemplos junto a mi papa y mi mama. Gracias cache, TE QUIERO CON TODA MI ALMA Y CON TODO MI CORAZON

A mis tíos ELIZABETH, GILBERTO y TIRZO, por ser ustedes mis segundos padres, y a mi prima GILIBETH porque eres como mi hermana, gracias a todos por quererme y ayudarme, por estar siempre presente y pendiente de cada uno de mis pasos, porque todos juntos hemos sido en algún momento de nuestras vidas soporte unos de los otros.

A mis tíos LUIS, FANNY, JULIO, ARÍSTIDES AZÓCAR, por todo su apoyo, directa e indirectamente a través de mi papá, porque apoyándolo a él siempre me apoyaron a mi, a mis TÍOS ILDEMARO, ALEXIS Y MARIO AZÓCAR por su cariño y por estar siempre pendiente. Para todos ustedes mi más sincero cariño y respeto. MUCHAS GRACIAS A TODOS!!

A mi tío JUAN CARLOS GUZMÁN, porque a pesar del poco trato familiar, quizás por la distancia, me diste la oportunidad de desarrollar este tema y de obtener tan valiosa experiencia laboral en este campo de la ingeniería, “MUCHISIMAS GRACIAS”.

Y como olvidar a mis amigas y amigos quienes han compartido conmigo momentos de alegrías, tristezas y angustias a lo largo de esta carrera, quienes me han ayudado y brindado su apoyo, sus familias, sus casas cuando necesite la propia y estaba lejos de mi alcance.

GRACIAS BETHSY BRICEÑO por tu amistad y ayuda incondicional porque en muchos momentos tu familia fue la mía, porque siempre conté contigo, y por todo el cariño de tus padres ONEIDA Y JOSE BRICEÑO y de tu tía OMAIRA.

GRACIAS ANA CASTRO porque también encontré en ti una amistad excepcional, tu amistad, apoyo y ayuda han sido fundamentales en todo momento.

GRACIAS a mi EXCEPCIONAL amigo FELIPE MONTES, también te dedico estas cortas líneas con todo el cariño del mundo, por tu amistad, apoyo y ayuda en muchos momentos importantes de la vida y de la carrera.

A VALESKA MANTILLA y a MERCEDES PEÑA, por tan linda amistad cariño y compañía que me brindaron desde el primer momento en que llegaron al Puerto.

A MARIANGEL COVA y a YELITZA CEDEÑO porque juntas recorrimos este camino, con desavenencias, tropiezos lagrimas y triunfos, y logramos lo mas importante amigas, llegar al final con alegría y conservando tan grandiosa AMISTAD.

A MARIA GEBRIELA CONTIN, SANDRA MORENO, JULY POTURO, PEDRO RIOS, VINICIO HERNANDEZ, FERNANDO HERNANDEZ, ANDRES TILLERO y a todos aquellos que me brindaron su amistad en todo momento.

A cada uno de ustedes le dedico estas líneas con todo mi cariño por ser los más grandes y mejores amigos.

A mi profesor y asesor académico, ing. LUCAS ÁLVAREZ, por orientarme en la realización de este trabajo, por su calidad de persona, por su paciencia y por transmitirme sus conocimientos a lo largo de esta carrera, Gracias Profe... parte de este logro fue gracias a usted.

Por su puesto, a la UNIVERSIDAD DE ORIENTE, la casa mas alta, mi casa de estudios, en donde me forme como profesional, crecí como persona, aprendí a perseverar, a levantarme después de una caída y luchar hasta alcanzar mis metas, aprendí que el que quiere puede, aprendí sencillamente a SER UDISTA, GRACIAS.

A mi asesor Industrial Ing. YOEL VIVAS, por todo su apoyo, colaboración y paciencia, y por su valioso tiempo dedicado, “MUCHAS GRACIAS”.

Al ing. JOSE DIAZ por su valiosísima colaboración y por su gran amistad dentro y fuera de la empresa, “MUCHAS GRACIAS”.

Al ing. JOSE MAZA por su profesionalismo y colaboración, por estar siempre pendiente y por su valioso concejo. “MUCHAS GRACIAS”.

AL ing. ANTONIO VIVENES y al ing. CARLOS PINTO por su gran personalidad y profesionalismo y por su espíritu colaborador y atento. Y en especial al ing. PINTO por transmitirme sus grandes conocimientos referente a mi tema con mucho profesionalismo y dedicación, porque su clase magistral fue la luz que impulso mi evaluación, “MUCHISIMAS GRACIAS”.

A LILIANA MARTINEZ por brindarme su hogar y su gran amistad GRACIAS por todo LILI.

Al Sr. LUIS HERNÁNDEZ, LUIS SALAZAR, JOSÉ RODRIGUEZ, ALEXIS LOPEZ, ARGENIS, ZACARIAS y a las Sras. MILAGRO ENRRIQUEZ y SANDRA REYNA por su muy valiosa colaboración. MIS MAS SINCEROS AGRADECIMIENTOS!!

A mis compañeros tesistas y pasantes REGINO SANDOVAL y GABRIELA NUÑEZ por su bonita amistad y excepcional colaboración, a CARLOS GUZMAN, LUIS ZAMORA y ADRIANO TEMPO por los buenos momentos compartidos en la empresa.

Al la Unidad de Producción LIVIANO-MEDIANO de PDVSA Exploración y Producción, y a todo su personal, por brindarme la oportunidad de estar allí y por todo lo que en sus instalaciones aprendí.

Y a todos aquellos que aportaron de manera directa e indirecta que mi sueño de llegar a tan anhelada meta se convirtiera en realidad, muchísimas gracias a todos...

*Karly Elena Azócar Romero*

## ***RESUMEN***

Se presenta un estudio dirigido a evaluar el sistema de separación de la estación de descarga Guara-14, de la unidad de Producción Liviano-Mediano de PDVSA Exploración y Producción, distrito San Tomé, estado Anzoátegui, cuyos equipos han venido operando con diversas fallas, ocasionando arrastre significativo de hidrocarburos líquidos en el gas, de gas en el crudo separado y aumento en la cantidad de líquidos fuera de especificación. Las metodologías de inspección, diagnóstico y análisis apropiados revelaron que a las condiciones de operación, la mayoría de los accesorios de los equipos presentaron obsolescencia, aunque los rangos de operación de variables como presión y temperatura en los separadores estuvieron dentro de los parámetros de diseño según las normas. El volumen de gas manejado excedió al volumen nominal de los separadores de producción general; las válvulas de accionamiento mecánico de descarga de líquidos de los separadores E-105, E-958 y E-154 presentaron reportes de fallas periódicas de apertura y de cierre, y fugas de gas en las conexiones de las válvulas reguladoras de presión donde hubo arrastre de crudo. Se constató la presencia de impurezas (asfaltenos, arenas) que pudieran haber causado problemas operacionales por ahogamiento. Las velocidades críticas del gas en los separadores fueron mayores a sus velocidades de operación dentro; aunque los tiempos de permanencia del flujo bifásico fueron insuficientes. Los diámetros de las boquillas de entrada y salida en los separadores de producción general, son menores a los diámetros calculados según las normas de diseño PDVSA MDP 03-S-03, con aparente influencia en los arrastres observados de gas y de líquidos. Las eficiencias de separación basadas en los diámetros de las boquillas sin considerar posibles taponamientos, fueron 56,25% para los equipos E-12 y E-154, y 25% para el separador E-958. Las alturas reales medidas de los separadores son menores a las calculadas. Se plantearon tres opciones para el mejoramiento del sistema de separación: automatización, incorporación de una tecnología ciclónica a los separadores ya instalados, y el rediseño o reestructuración de las instalaciones existentes. Técnicamente, las propuestas de automatización y de tecnología ciclónica resultaron ser las más factibles de aplicar, ambas al mismo nivel de valoración total.

## **CONTENIDO**

<b>RESOLUCIÓN</b>	<b>iv</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>x</b>
<b>CONTENIDO</b>	<b>xi</b>
<b>LISTA DE TABLA</b>	<b>xiii</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b>	<b>xiv</b>
<b>CAPÍTULO 1</b>	<b>1</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
1.1 ASPECTOS GENERALES DE LA EMPRESA	1
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	2
1.3 PDVSA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DISTRITO SAN TOMÉ	2
1.4 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL DISTRITO SAN TOMÉ	3
1.5 UNIDAD DE PRODUCCIÓN LIVIANO-MEDIANO (UP LIVIANO)	4
1.6 ESTACIÓN DE DESCARGA GUARA 14 (GED-14)	5
1.7 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	8
1.8 OBJETIVOS	9
<b>CAPÍTULO 2</b>	<b>10</b>
<b>MARCO TEÓRICO</b>	<b>10</b>
2.1 ANTECEDENTES	10
2.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	11
2.3 MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	15
2.4 FACILIDADES SUPERFICIALES DE PRODUCCIÓN	17
2.5 PROCESO DE SEPARACIÓN	20
2.6 SISTEMAS DE SEPARACIÓN	21
2.7 TIPOS DE SEPARADORES	24
2.8 CLASIFICACIÓN POR APLICACIÓN	28
2.9 PARTES DE UN SEPARADOR	29
2.10 PROBLEMAS OPERACIONALES DE LOS SISTEMAS DE SEPARACIÓN	31
2.11 BÁSES TEÓRICAS	33
2.12 NUEVAS TECNOLOGÍAS APLICADAS EN EL PROCESO DE SEPARACIÓN GAS-LÍQUIDO.	45
<b>CAPÍTULO 3</b>	<b>50</b>
<b>DESARROLLO DEL PROYECTO</b>	<b>50</b>
3.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	50
3.2 DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SEPARADORES INSTALADOS EN LA ESTACIÓN DE DESCARGA GUARA-14.	50
3.2.1 Características de operación de los equipos de separación pertenecientes a la estación de descarga Guara-14 (GED-14)	50
3.3 IDENTIFICACIÓN DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES EN EL SISTEMA DE SEPARACIÓN QUE AFECTAN LA CALIDAD DEL CRUDO TRATADO	52

3.4 DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL SISTEMA DE SEPARACIÓN A TRAVÉS DEL CÁLCULO Y COMPARACIÓN DE LAS VELOCIDADES CRÍTICAS Y DE OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS DE SEPARACIÓN	55
3.5 PLANTEAMIENTO DE PROPUESTAS PARA EL MEJORAMIENTO DEL SISTEMA SEPARACIÓN	65
3.6 ANÁLISIS DE LAS PROPUESTAS PLANTEADAS PARA EL MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE SEPARACIÓN EVALUADO	67
<b>CAPÍTULO 4</b>	<b>70</b>
<b>DISCUSIÓN DE RESULTADOS</b>	<b>70</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>70</b>
4.1 DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SEPARADORES INSTALADOS EN LA ESTACIÓN DE DESCARGA GUARA 14.	70
4.2 IDENTIFICACIÓN DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES EN EL SISTEMA DE SEPARACIÓN QUE AFECTAN LA CALIDAD DEL CRUDO TRATADO.	74
4.3 DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LOS EQUIPOS DE SEPARACIÓN A TRAVÉS DEL CÁLCULO Y COMPARACIÓN DE LAS VELOCIDADES CRÍTICAS Y DE OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS DE SEPARACIÓN	78
4.4 PLANTEAMIENTO DE PROPUESTAS PARA EL MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE SEPARACIÓN	83
4.5 ANÁLISIS DE LAS PROPUESTAS PLANTEADAS PARA EL MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE SEPARACIÓN EVALUADO	85
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>91</b>
<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>93</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>94</b>
ANEXO A	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO B	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO C	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO D	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO E	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO F	¡Error! Marcador no definido.

## ***LISTA DE TABLA***

Tabla 1.1 Rango de operación	8
Tabla 2.1 Valor de la constante K desarrollada por Souders y Brown para separadores verticales.	36
Tabla 3.1 Opciones de tecnologías propuestas para el mejoramiento del sistema de separación gas-líquido de la estación de descarga GUARA-14	64
Tabla 3.2 Breve descripción de las propuestas planteadas	65
Tabla 3.3 Factores de peso asignados para calificar la importancia de los criterios evaluados	69
Tabla 4.1 Características variables de operación de los separadores en la estación de descarga Guara-14	70
Tabla 4.2 Inventario de los equipos de separación Guara-14 (GED-14).	71
Tabla 4.3 Inventario de los equipos de separación de la estación de descarga Guara-14 (GED-14).	71
Tabla 4.4 Características fijas de operación de los separadores en la estación de descarga Guara-14	72
Tabla 4.5 Condiciones de los accesorios de los equipos de separación instalados	73
Tabla 4.6 Tiempo de retención y niveles promedios reales presentados por los separadores de la estación de descarga GUARA-14.	75
Tabla 4.8 Características físicas y contenidos de las mezclas en los puntos de muestreo (Estaciones de flujos asociadas a la Estación de descarga GUARA-14)	78
Tabla 4.9 Cuadro comparativo de valores de velocidades críticas y de operación de los separadores presentes en la estación de descarga GUARA-14	79
Tabla 4.10 Velocidades críticas o máximas permitidas, calculadas según la norma PDVSA MDP-03-S-03, en las boquillas de entrada de mezcla, salida de líquido y salida de gas en los separadores gas-líquido	80
Tabla 4.11 Cuadro comparativo entre los diámetro de las boquillas de entrada de mezcla, salida de líquido y salida de gas en los separadores gas-líquido reales y los calculados según norma PDVSA MDP-03-S-03	80
Tabla 4.12 Valores de velocidad real en las boquillas de entrada de mezcla, salida de gas y salida de líquido de los separadores instalados en la estación de descarga GUARA-14	81
Tabla 4.13 Porcentajes de eficiencia de las boquillas de entrada de mezcla del sistema de separación de la estación GUARA-14	82
Tabla 4.14 Volúmenes de retención de líquidos y alturas (calculadas según norma PDVSA MDP-03-S-03) de los equipos que conforman el sistema de separación vertical de la estación de descarga GUARA-14	83
Tabla 4.15 Cuadro comparativo entre las alturas calculadas y las alturas medidas para cada separador	83
Tabla 4.16 Valoración de los criterios expuestos para las tres opciones consideradas para el mejoramiento del sistema de separación de la estación de descarga GUARA-14	90

## ***LISTA DE FIGURAS***

<b>Figura 1.1.</b> Ubicación de Distrito San Tomé.	3
<b>Figura 1.2.</b> Organigrama representativo de PDVSA Distrito San Tomé.	4
<b>Figura 1.3</b> Organigrama de la Unidad de Producción Liviano-Mediano (UP Liviano-Mediano).	5
<b>Figura 1.4.</b> Estación de descarga GUARA 14 (GED-14). U.P Liviano-Mediano PDVSA E&P.	7
<b>Figura 2.1</b> Diagrama de estaciones de flujo. U.P Liviano-Mediano PDVSA E&P.	17
<b>Figura 2.2</b> Diagrama de una estación de descarga. U.P Liviano-Mediano PDVSA E&P.	18
<b>Figura 2.3</b> Fotografía de un múltiple de producción, Guara, estación de flujo 15.	19
<b>Figura 2.4</b> Diagrama de fases representativo de petróleo en una muestra bifásica.	21
<b>Figura 2.5</b> Tren de separadores gas-petróleo. Estación de descarga Guara 14	22
<b>Figura 2.6</b> Proceso de separación por sección para: A: separador horizontal y B: Separador vertical.	25
<b>Figura 2.7</b> Separador vertical bifásico.	26
<b>Figura 2.8</b> Separador horizontal bifásico.	27
<b>Figura 2.9</b> Separador típico de prueba gas-líquido. PDVSA E & P. U.P. Liviano-Mediano.	28
<b>Figura 2.10</b> Dimensiones típicas de los separadores verticales.	44
<b>Figura 2.11</b> Separador tradicional.	47
<b>Figura 2.12</b> Separador tradicional adaptado a un sistema automatizado.	47
<b>Figura 2.13</b> Separador vertical y elemento ciclónico.	48
<b>Figura 2.14</b> Representación grafica de un tubo ciclónico dentro de un separador ciclónico.	48
<b>Figura 3.1</b> Visor separador E-105 estación de descarga Guara-14.	51
<b>Figura 3.2</b> Válvula de descarga del separador E-105 de la estación de descarga Guara-14.	52
<b>Figura 3.3</b> Válvula de alivio de presión E-105 de la estación de descarga Guara-14.	53
<b>Figura 3.4</b> Válvulas reguladoras de presión de la estación de descarga Guara-14.	53
<b>Figura 3.5</b> Cilindro con filtro incorporado.	54
<b>Figura 4.1</b> Visor de nivel separador E-958 inservible.	74
<b>Figura 4.2</b> Visor de nivel del separador E-105.	74
<b>Figura 4.3.</b> Separador E-12 equipado con una válvula de accionamiento mecánico de la estación de descarga Guara-14 (GED-14).	78
<b>Figura 4.4.</b> Presentación de la información generada en tiempo real de un sistema automatizado de la estación de proceso principal. DACIÓN ESTE. (PDVSA E&P).	87

# ***CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN***

## **1.1 ASPECTOS GENERALES DE LA EMPRESA**

Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) Exploración, Producción y Refinación fue creada en 1976, y desde entonces se ha convertido en una de las corporaciones energéticas más importantes a nivel nacional e internacional. PDVSA, propiedad de la República Bolivariana de Venezuela está regida por la Ley Orgánica de Nacionalización, promulgada el 29 de agosto de 1975, la cual reserva al Estado la industria y el comercio de los hidrocarburos; y se encarga del desarrollo de la industria petrolera, petroquímica y carbonífera de Venezuela. Además, planifica coordina, supervisa y controla las actividades operativas de sus divisiones, tanto en Venezuela como en el exterior.

Desde la nacionalización del petróleo, en el año 1976 la evolución de Venezuela ha transitado por una progresiva concentración organizativa, dando paso a una diversidad de negocios en los principales mercados del país teniendo como base fundamental la apertura petrolera y sus distintos mecanismos de participación, como paso previo para alcanzar la integración del petróleo a la sociedad.

A finales de 1997 la estructura funcional de PDVSA cambió, dando inicio a sus filiales PDVSA Petróleo y Gas, PDVSA Exploración y Producción (E&P), PDVSA Manufactura y Mercadeo y PDVSA Servicios.

Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) representa la mayor fuente de ingresos para Venezuela, debido a que éste es un país básicamente monoprodutor y sus actividades económicas dependen de la comercialización del petróleo. Las reservas probadas de crudo están estimadas en un aproximado de 79,9 millardos de barriles y la capacidad de crudo condensado en 3,6 millones de barriles diarios, aproximadamente. Por su parte, las reservas de crudo de gas pueden alcanzar un aproximado de 146 billones de pies cúbicos, por lo que en la actualidad se considera a Venezuela en camino al liderazgo empresarial, en cuanto a producción gasífera se refiere.

Actualmente la producción de hidrocarburos de PDVSA se concentra en la explotación racional de las reservas de petróleo y gas natural de los yacimientos, cumpliendo con las leyes, estándares ambientales, normas de seguridad y fortalecimiento de la soberanía tecnológica.

Las operaciones de exploración y producción se encuentran desplegadas en todo el territorio nacional, tanto en tierra como en territorio lacustre (Lago de Maracaibo) y costa afuera, con un sentido nacionalista y en línea con las políticas de soberanía petrolera. La presencia activa de PDVSA se distribuye en cuatro divisiones: Occidente, Oriente, Centro Sur y Costa Afuera; las cuales a su vez están conformadas por nueve Distritos Sociales: cuatro en Occidente; tres en Oriente; y dos en Centro Sur <sup>[1]</sup>.

Cabe destacar la importancia que PDVSA E&P tiene en el contexto general de la corporación, pues cuenta con un presupuesto de inversión y de operación, que representan el 48% y el 56% del presupuesto de PDVSA, respectivamente. Aunado a esto, la fuerza laboral de PDVSA E&P constituye un 51% de la fuerza laboral de PDVSA.

PDVSA Exploración y Producción posee la misión de satisfacer las necesidades de energía de la sociedad apoyándose en la excelencia de su gente y tecnologías de vanguardia, y creando el máximo valor para la nación venezolana.

La visión de PDVSA E&P es la de ser reconocida internacionalmente como una corporación energética de referencia mundial por excelencia, a través del aprovechamiento óptimo de sus recursos, la eficiencia operacional y la introducción oportuna de nuevas tecnologías; con gente de primera, preparada y motivada, preservando su integridad y la de los activos, en total armonía con el medio ambiente y el entorno. Además, la de ser la organización líder en la generación de los lineamientos técnicos para el establecimiento de las estrategias de exploración y producción a mediano y largo plazo, mediante la actualización e integración continua de información técnica, estratégicas y económicas del país, para ser reconocido como el mejor equipo a nivel energético de referencia mundial por excelencia.

Los objetivos principales de PDVSA E&P son: explorar y producir hidrocarburos preservando el ambiente, generar recursos fiscales al Estado venezolano y promover su desarrollo industrial, realizar actividades de exploración, explotación, transporte, almacenamiento, refinación y comercialización nacional e internacional de los hidrocarburos, y fomentar la búsqueda, extracción, procesamiento, transmisión y comercialización del gas natural para vehículos y la distribución del gas natural para los sectores domésticos e industriales; apoyar a las comunidades profundizando la inversión social y los servicios de asistencia a las diferentes organizaciones con la finalidad de crear bases sólidas para potenciar el desarrollo de las poblaciones que cohabitan en sus áreas operativas, y la protección integral en relación armónica con el entorno <sup>1</sup>.

## **1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA**

PDVSA Exploración y Producción tiene sus áreas operacionales en Occidente, Sur y Oriente de Venezuela, cuya sede principal está situada en la ciudad de Caracas. La división Oriente se subdivide a su vez en los siguientes distritos operacionales: Distrito Maturín, Distrito Punta de Mata y Distrito San Tomé <sup>1</sup>.

## **1.3 PDVSA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DISTRITO SAN TOMÉ**

El Distrito San Tomé comprende la parte sur de los estados Anzoátegui, Guárico y se extiende hasta Casma-Soledad en el estado Monagas. El Distrito San Tomé desde el punto de vista operativo se encuentra dividido en cinco unidades de Producción (U.P.); una de ellas es la fusión de las unidades Liviano-Mediano.

La división Oriente maneja hoy, por gestión directa, la explotación de los distritos operacionales Anaco, Punta de Mata, Maturín y San Tomé; e igualmente la administración y relaciones con los consorcios que trabajan en esa región bajo convenios operativos.

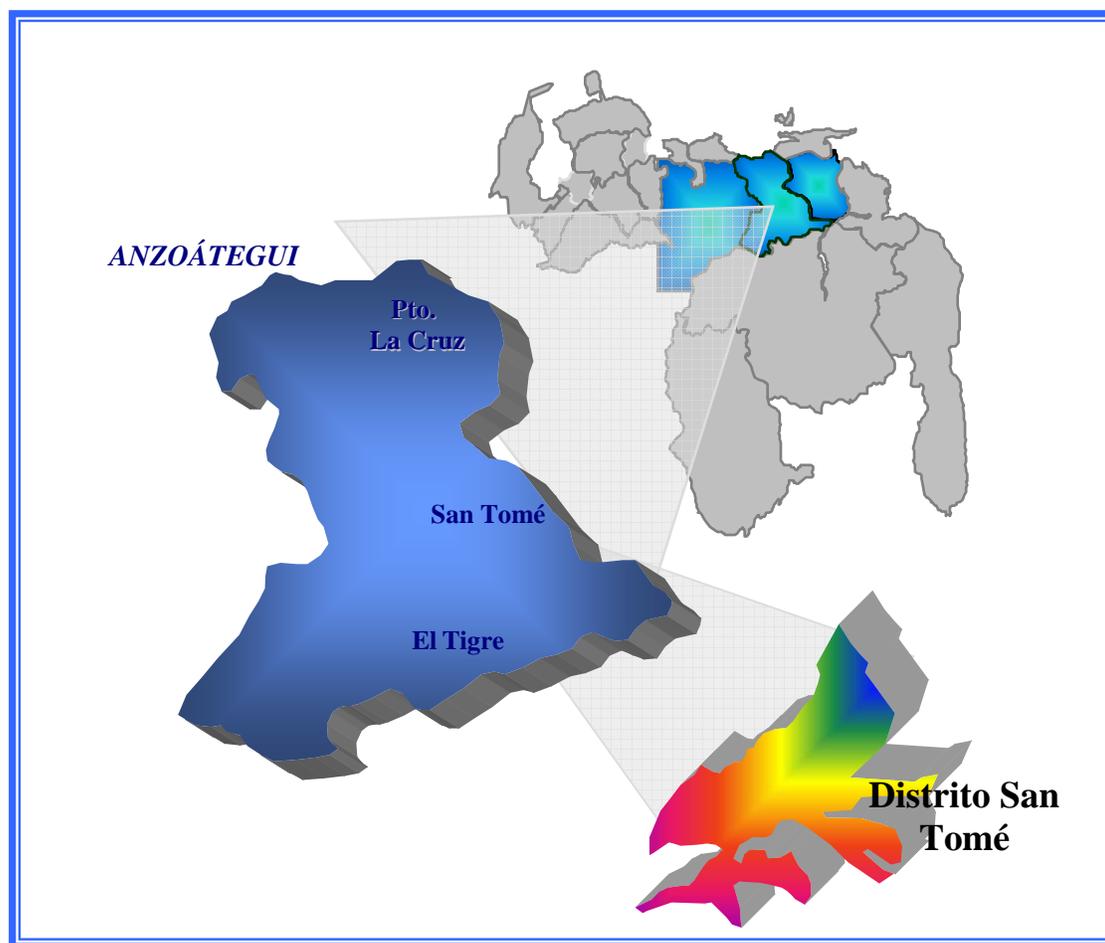
Su capacidad de producción es de 1,7 millones de barriles diarios (MMBD) de crudo y condensado y 4,8 millones de pies cúbicos estándar de gas por día (MMPCEPD). El plan de negocios contempla incrementar la capacidad de producción en esta área a 3 millones 60 mil barriles de crudo y condensado para el año 2009 <sup>1</sup>.

#### 1.4 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL DISTRITO SAN TOMÉ

El Distrito San Tomé comprende la mayor parte de los estados Anzoátegui y Guárico y se extiende hasta Casma-Soledad en el estado Monagas, con un área aproximada de 24.000 km<sup>2</sup>. Este distrito está ubicado específicamente en el corazón de la Mesa de Guanipa al sur del estado Anzoátegui (figura 1.1).

Recientemente el Distrito San Tomé pasó a formar parte de la división Faja del Orinoco, la cual abarca unos 700 kilómetros de largo y arranca desde Tucupita, estado Delta Amacuro, atraviesa los estados Monagas y Anzoátegui, y cubre parte del estado Guárico. Tiene un ancho de 32 a 100 kilómetros y su área abarca unos 53.720 kilómetros cuadrados. Geológicamente es la parte sur de la cuenca de Maturín o de Oriente, y geográficamente se le ha dado el nombre de Orinoco porque en parte su límite sur corre a lo largo y cercano al principal río de Venezuela.

El interés por la Faja renació en 1969 cuando el entonces ministro de Minas e Hidrocarburos encomendó a la antigua CVP la perforación de tres pozos estratigráficos en el área La Canoa, estados Anzoátegui y Monagas. Su objetivo principal fue determinar las posibilidades de producción de la pronunciada línea de domos del basamento enterrado en la parte sur de los estados Anzoátegui y Monagas <sup>1</sup>.



**Figura 1.1.** Ubicación del Distrito San Tomé. **Fuente:** U.P Liviano-Mediano, PDVSA E&P.

PDVSA Distrito San Tomé, representa sus niveles jerárquicos mediante el diagrama descriptivo de la figura 1.2.

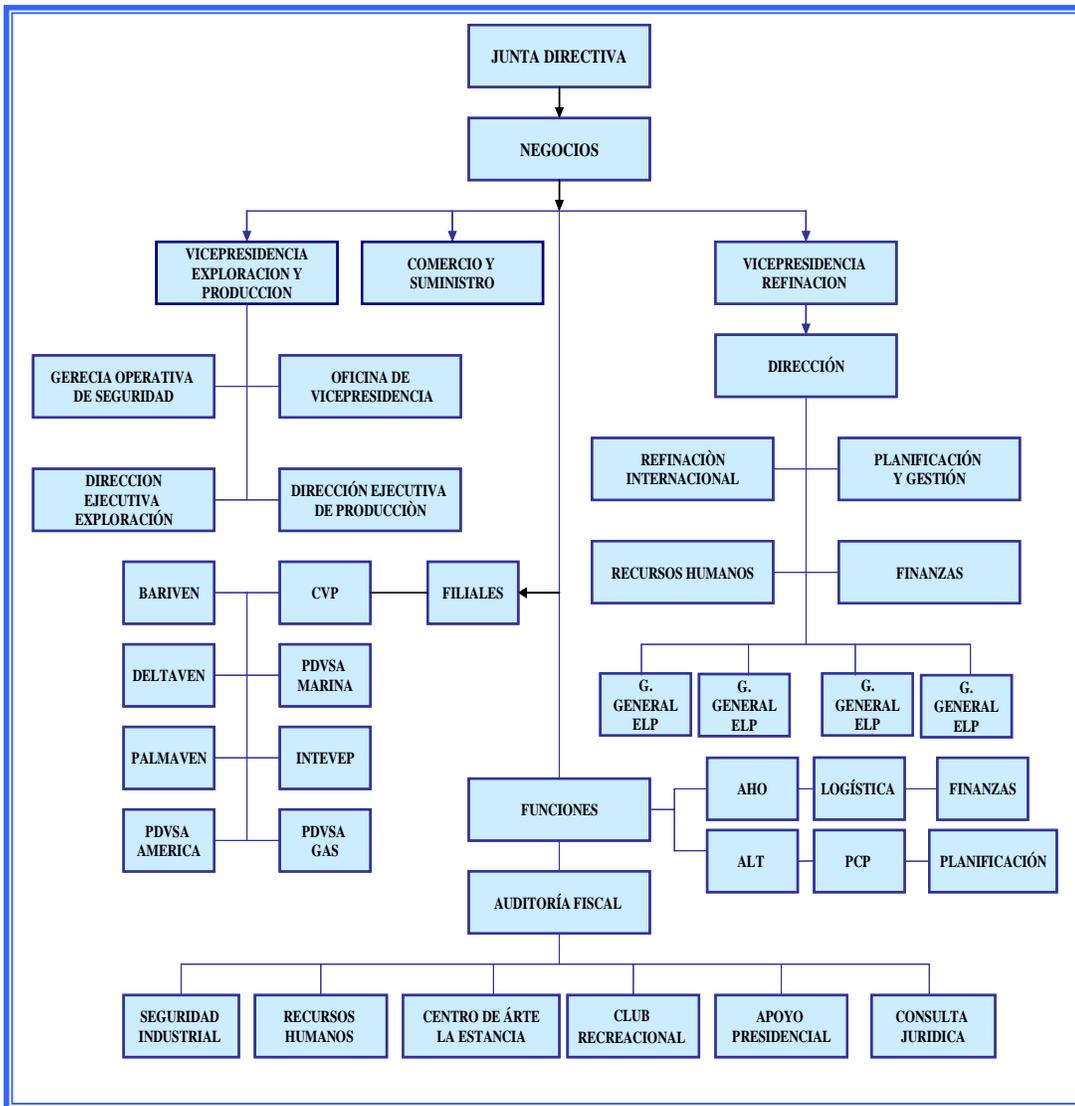
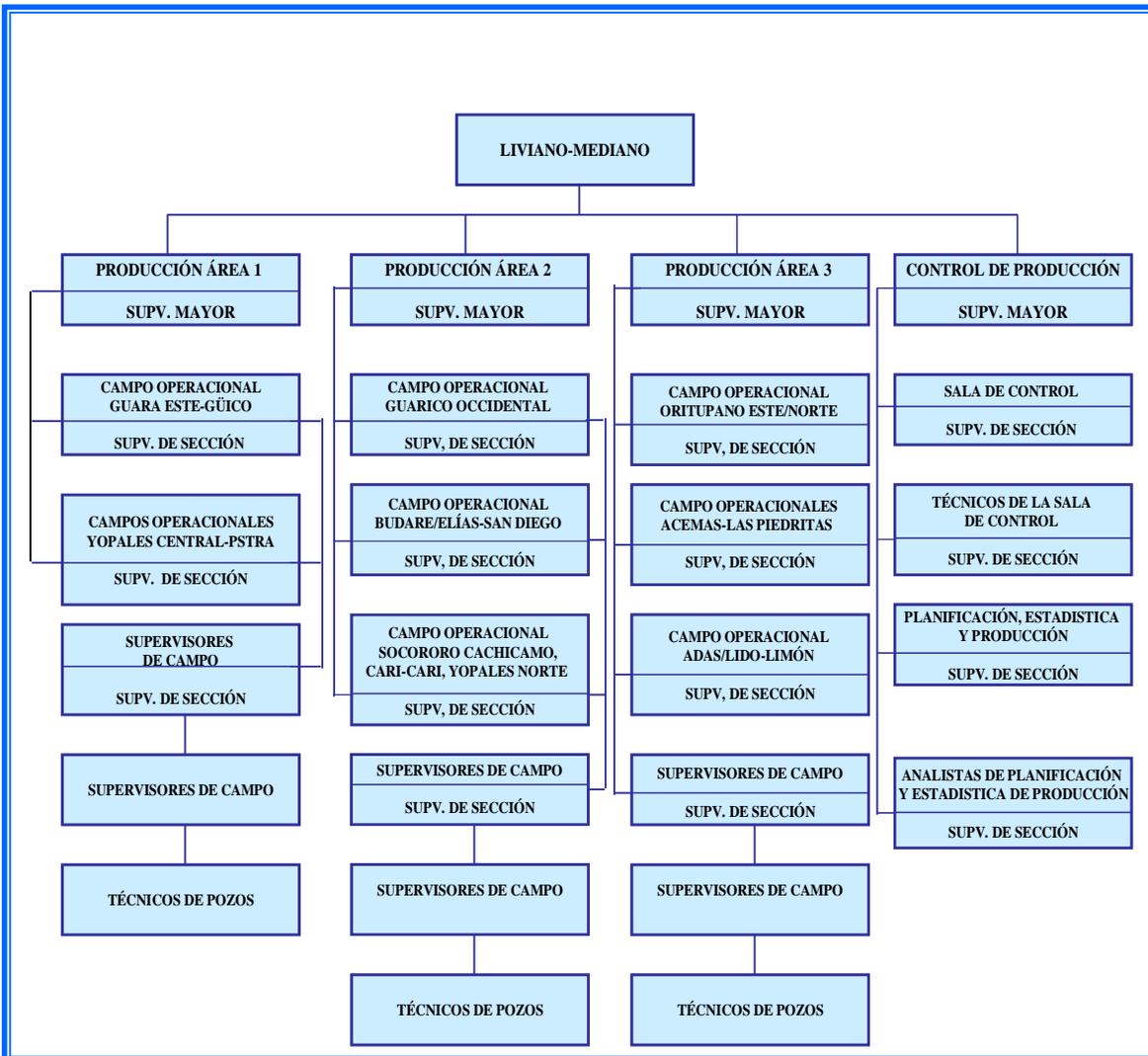


Figura 1.2. Organigrama representativo de PDVSA Distrito San Tomé.

### 1.5 UNIDAD DE PRODUCCIÓN LIVIANO-MEDIANO (UP LIVIANO)

La UP Liviano-Mediano corresponde a la gerencia de operaciones, y su función principal es la extracción y manejo del crudo Liviano-Mediano del distrito San Tomé.

La UP Liviano-Mediano tiene su base estructural en una superintendencia de Producción la cual tiene a su cargo tres departamentos que son: Área 1, que incluye los campos Guara Oeste, Yopales Central y Ostra; Área 2 que comprende los campos Yopales Norte, Budare, Socororo y Guárico Occidental; Área 3 que comprende los campos Oritupano y Las Piedritas, y Control de Producción que se encarga de la parte administrativa de la unidad (figura 1.3).



**Figura 1.3** Organigrama de la Unidad de Producción Liviano-Mediano (UP Liviano-Mediano).

La UP Liviano-Mediano se encarga del proceso de extracción y manejo de crudos liviano y mediano que se genera en el Distrito San Tomé, en donde se controla la volumetría alcanzada y esperada como producción diaria.

Entre los objetivos fundamentales de esta gerencia está alcanzar un nivel óptimo en el crudo extraído y tratado actualmente, con un promedio de producción de 23.800 BNPD<sup>1</sup> (barriles netos por día).

## 1.6 ESTACIÓN DE DESCARGA GUARA 14 (GED-14)

### 1.6.1 Ubicación geográfica de la instalación

La estación GUARA-14, está ubicada en el Municipio Freites del estado Anzoátegui, en la Mesa de Guanipa, a 10 minutos (7,2 km) de la oficina principal de San Tomé.

### 1.6.2 Propósito de la instalación

Esta instalación fue diseñada para recibir el crudo proveniente de los pozos correspondiente al área de Guara Oeste, Guara Central, GTM-2 y GG-401 de la unidad de producción Liviano-Mediano y Güico, Güico Oeste, Güico Sur y GTM-4, pertenecientes a PDVSA Gas, cuya producción de cada campo conforma todo el petróleo recibido por la estación de descarga, la cual tiene asociado un total de 76 pozos activos. El fluido que se recibe tiene una gravedad aproximada de 15 a 23 API (tabla 1.1), y en ella se efectúa la separación del crudo de su respectivo gas asociado y su posterior deshidratación, para ponerlo en condiciones óptimas para ser bombeado al Patio de Tanques Oficina (PTO).

### 1.6.3 Bases de diseño de la instalación

Volumen promedio manejado actualmente (MBPD)	5,2
Gravedad °API	21
Temperatura de calentamiento (°F)	180
Capacidad de almacén (MBBL)	29
Capacidad de bombeo (MBPD)	31,7
Capacidad de separación de gas (MMPCND)	53,0

### 1.6.4 Descripción del proceso

La estación está conformada por: un tubo recolector o ciempiés, sistema de separación, sistema de calentamiento y deshidratación, sistema de almacenamiento, sistema de bombeo de crudo y sistema de inyección de agua salada (figura 1.4).

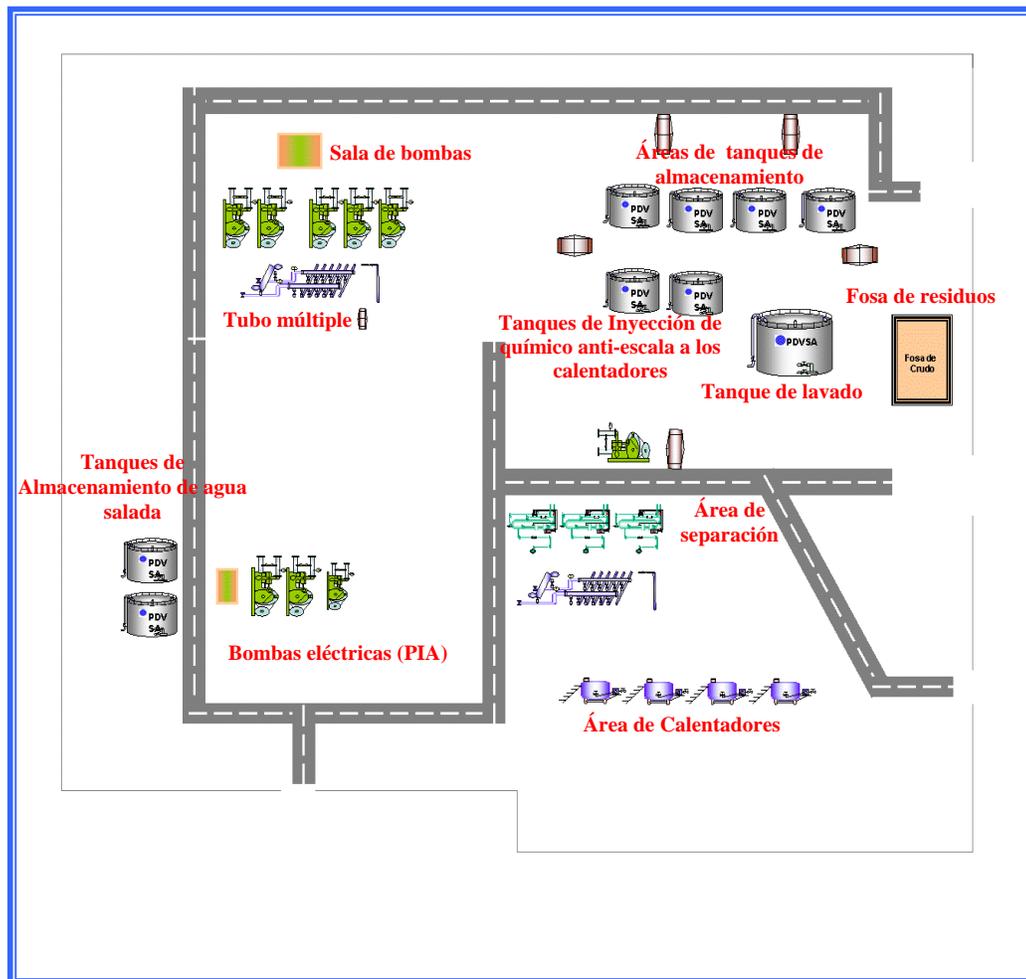
El crudo recibido en la estación proviene de los pozos productores del área de Guara Oeste con una gravedad entre 15 y 23 °API, los cuales son extraídos mediante bombeo mecánico, bombas electrosomergibles y bombas de cavitación progresiva. El crudo llega por una línea general que sustituye al múltiple, el cual está conformado por tres líneas que vienen desde el último pozo hasta la estación, recolectando todos los demás pozos y que son: una línea general de 10", una línea de prueba de 6" y una para diluyente de 6". Seguidamente el crudo es separado del gas mediante el sistema de separación de la estación, compuesto por un tren de tres separadores verticales de producción general y un separador vertical de prueba. El gas separado es utilizado como combustible. Luego, la emulsión continúa su curso hacia el sistema de calentadores y horno, donde se le suministra calor hasta una temperatura entre 175 °F y 200°F (tabla 1.1). Posteriormente es enviado a un tanque de lavado de 13.700 bbl, donde el agua es separada del crudo por diferencia de densidades. El crudo bajo especificaciones (0,6% agua máximo.) es almacenado en los tanques de almacenamiento y de allí es transferido hacia Patio de Tanques Oficina (PTO).

El agua proveniente del proceso de deshidratación es transferida a dos tanques de almacenamiento de agua salada de 1.500 bbl c/u de la Planta de Inyección de Agua Salada (PIAS) y de allí son inyectados a los pozos inyectoros GG-120, GG-140, GG-141, GG-135.

La Instalación consta de los siguientes sub-sistemas:

- Un tanque de lavado de 13.700 bbl
- Dos tanques de almacenamiento de 4.500 bbl c/u
- Un tanque de prueba de 4500 bl.
- Dos tanques de almacenamiento de 10.000 bbl c/u

- Dos tanques de almacenamiento de agua salada de 1.500 bbl. c/u.
- Dos calentador vertical de 3 MMBTU.
- Dos horno horizontal de 21.0 MMBTU.
- Una fosa de emergencia de 15000 bbl.
- Dos tanques de inyección de químico anti-escala a los calentadores.
- Un tanque de inyección de químico desmulsificante.
- Tres separadores verticales de gas (producción general).
- Un separador vertical de gas (para pruebas).
- Cinco bombas recíprocas con motores eléctricos. (oleoductos).
- Tres bombas con motores eléctricos (PIAS).
- Tres tanques de aceite HD-140 y HD-40 (PIAS).
- Una fosa para depósito de agua salada.
- Una bomba química para inyección de anti-incrustante.
- Tres depuradores de gas pequeños.



**Figura 1.4.** Estación de descarga GUARA 14 (GED-14). U.P Liviano-Mediano PDVSA E&P.

**Tabla 1.1 Rango de operación de los parámetros operacionales de la estación de descarga Guara-14**

<b>PARAMETRO</b>	<b>MAXIMO</b>	<b>MÍNIMO</b>	<b>OPERACIONAL</b>
<b>Temperatura de calentamiento</b>	<b>200</b>	<b>170</b>	<b>180</b>
<b>Caudal (MBPD)</b>	<b>8</b>	<b>2</b>	<b>6,5</b>
<b>Gravedad °API</b>	<b>22</b>	<b>15</b>	<b>21</b>
<b>%Agua y sedimento (% AyS)</b>	<b>0,8</b>	<b>0,1</b>	<b>0,5</b>
<b>Caudal de GAS (MPCND)</b>	<b>53,0</b>	<b>400</b>	<b>8,1</b>

(MPCND): millón de pies cúbicos netos por día

### **1.7 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

La producción de petróleo de un yacimiento con frecuencia viene acompañada de gas, agua, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, arena y otros sedimentos en diferentes proporciones, por lo que el flujo proveniente de los pozos es enviado a las diferentes estaciones de flujo, donde ocurre la primera etapa de separación, y posteriormente enviado a la estación de descarga, donde se realiza la última fase de separación y tratamiento del crudo. Se utiliza para ello una serie de equipos diseñados para tal fin, entre los cuales se destacan los separadores de gas-líquido, que separa el gas asociado al petróleo que fluye de los yacimientos; proceso necesario para minimizar el arrastre de gas en el crudo, con la finalidad de facilitar el transporte y los procesos de separación, así como a reducir el arrastre de crudo en el gas, para evitar problemas en los sistemas de las plantas compresoras.

La estación de descarga Guara-14 es una estación que recibe el fluido proveniente de los pozos asociados a las estaciones de flujo GED-3, GEF-3, GEF14, GEF-11, GEF15 y GMT-2, separa el crudo de sus gases y agua, y optimiza la calidad del fluido con los diferentes procesos de tratamiento y almacenaje. Actualmente la producción manejada estaciones es de 10.992 BBPD (barriles brutos de petróleo por día) aproximadamente, con una producción neta de petróleo de 5.769 BNPD (barriles netos por día) promedio, la cual proviene de 76 pozos que producen mediante bombeo mecánico, bombeo electrosumergible, bombeo de cavidades progresivas y levantamiento por gas artificial.

En la actualidad los equipos de separación de la estación de descarga Guara-14 presentan diversas fallas a consecuencia del aumento o disminución en el volumen de fluido para los cuales están diseñados, ocasionando arrastre de líquido en el gas, de gas en el líquido y aumento del nivel de líquido fuera de especificación. Esto ocurre cuando la válvula de despacho de crudo se bloquea, debido a que son mecanismos manuales cuyo mantenimiento preventivo no es programado adecuadamente y se han ido deteriorando. Además de ello las propiedades del fluido extraído en cuanto gravedad API y viscosidad entre otras, han ido variando con el paso del tiempo. La suma de esta serie de eventos afecta directamente las

especificaciones de los diseños de los equipos y disminuye notablemente la eficiencia, y compromete la producción que esta empresa ofrece.

La Superintendencia de Producción Liviano-Mediano tiene la responsabilidad de velar por el funcionamiento ideal de las instalaciones de superficie. Es por ello que la realización del presente proyecto se fundamenta en el estudio de los sistemas de separación de la estación de descarga Guara 14. Por tal motivo se planteó hacer una evaluación a los sistemas de separación, que diagnosticaría la operatividad de los equipos por medio de las condiciones actuales de proceso y las condiciones críticas de diseño, permitiendo con este método de diagnóstico comparativo, tener una evaluación del sistema y poder medir a través de los resultados obtenidos las desviaciones del proceso, y se propondrían mejoras que garanticen la operatividad y mayor eficiencia de los sistemas de separación ubicados en la estación principal de descarga, lo que permitiría un aumento en la producción y, por consiguiente, una mejora en el factor económico.

## **1.8 OBJETIVOS**

### **1.8.1 Objetivo general**

Evaluar el sistema de separación de la estación de descarga Guara-14, perteneciente a la unidad de Producción Liviano-Mediano de PDVSA Exploración y Producción distrito San Tomé.

### **1.8.2 Objetivos específicos**

- 1.** Describir la situación actual de los separadores instalados en la estación de descarga Guara 14.
- 2.** Establecer los problemas operacionales en el sistema de separación que afectan la calidad del crudo tratado.
- 3.** Determinar la eficiencia del sistema de separación a través del cálculo y comparación de las velocidades críticas y de operación de los equipos de separación.
- 4.** Plantear propuestas para el mejoramiento del sistema de separación.
- 5.** Analizar las propuestas planteadas para el mejoramiento del sistema de separación evaluado.

## ***CAPÍTULO 2*** ***MARCO TEÓRICO***

### **2.1 ANTECEDENTES**

En 2005 Toledo <sup>2</sup> llevó a cabo la automatización de los separadores de prueba de pozos del Distrito San Tomé de PDVSA. Mediante el estudio y el análisis de la lógica y equipos que conforman el proceso de separación, tal como el medidor tipo Coriolis (Micro Motion) y el controlador lógico programable (PLC), y a través de consultas realizadas al personal que allí labora, manuales, lecturas e interpretación de planos existentes de los procesos, se concluyó que muchos de los separadores de prueba no operaban debidamente, ya que la mayoría de los equipos que los integraban se encontraban obsoletos, en malas condiciones y hasta fuera de servicio. Ello perjudicó la correcta medida de los parámetros operacionales más importantes de un pozo, para calcular la cuota de producción diferida de los procesos de prueba. Finalmente Toledo realizó un programa de control para la automatización de este proceso, mediante el uso del controlador lógico programable PLC 5 de Allen Bradley, con cuya aplicación se logró ahorrar tiempo.

En 2005 González <sup>3</sup> elaboró un procedimiento de control de las presiones de operación de los separadores de producción de los campos Guara Este, Guara Oeste y Ostra del Distrito San Tomé PDVSA, lo que permitió disminuir las pérdidas operacionales que se originan cuando hay una disminución o aumento de la presión de separación que afectan la presión de succión de las plantas compresoras. Estableció que para aplicar los procedimientos operacionales es necesario verificar que la presión de operación de los separadores de producción estén fuera de sus límites operativos normales; por lo que determinó los rangos de operación de los separadores asociados a las plantas compresoras utilizando el simulador en estado estacionario identificado como Pipephase. Luego, estos rangos fueron comparados con los valores obtenidos del análisis estadístico de la presión de separación, para finalmente determinar los rangos de presión de separación normal con los cuales el separador puede operar sin afectar la presión de succión normal de la planta, así como también el procedimiento de control de la presión de operación de los separadores de producción.

En 2002 Natera <sup>4</sup> realizó una evaluación a los sistemas de alivio y venteo de los separadores (gas-líquidos) de las estaciones de flujo en la Unidad de Exploración y Yacimiento (U.E.Y) Mediano PDVSA San Tomé, constituidos principalmente de válvulas de seguridad y discos de ruptura de los separadores verticales y horizontales bifásicos, que protegen a los equipos de posibles sobrepresiones generadas en el sistema, ubicados en las estaciones de flujo. Se concluyó que los niveles de presión de los discos de ruptura ubicados en la línea de venteo de los separadores deben estar diez por ciento por encima de la presión de calibración de las válvulas de seguridad.

En 1994 González <sup>5</sup> diseñó un separador de crudo-gas autoregulable para presiones variables con dispositivos de alivio, con el objeto de ser utilizado en las operaciones de producción de crudos pesados en la faja petrolífera del Orinoco, explotada por la empresa Corpoven S.A. Dicho equipo fue diseñado teóricamente con un dispositivo que permite al

separador operar autoregulando su presión de trabajo, permitiendo eliminar parte de la instrumentación utilizada por los diseños tradicionales, para operar a una presión fija y con una descarga controlada de líquidos, haciendo posible que un yacimiento produzca en forma óptima al obtenerse la máxima producción del mismo, operando a presiones de separación mínimas requeridas. Así se logró mejorar los niveles de producción de los campos activos para ese momento, y se recomendó construir y evaluar un prototipo para corroborar lo estimado teóricamente.

En el presente trabajo se realizó una evaluación a los sistemas de separación como se ha hecho en trabajos anteriores; pero en este caso para evaluar la eficiencia de los separadores de la estación de descarga Guara-14, perteneciente a Extracción y Producción Liviano-Mediano del Distrito San Tomé, para identificar los problemas operacionales que presentan estos equipos y determinar los motivos de la baja eficiencia de los sistemas de separación y así mejorar la producción del diseño actual propuesto por González.

## 2.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

### 2.2.1 Petróleo

La palabra *petróleo* se emplea para designar una mezcla generalmente cruda de compuestos químicos líquidos hidrocarburos, resultantes de la combinación del carbono (C) con el hidrógeno (H). En la industria petrolera, la palabra *hidrocarburos* abarca estos compuestos en sus cuatro estados: gaseoso, líquido, semisólido y sólido.

Todos los petróleos (livianos, medianos, pesados y extrapesados), generalmente denominados crudos, tienen características, propiedades físicas y químicas que a la vista sirven para distinguir y apreciar unos de otros. Otras características tienen que ser determinadas por análisis de laboratorio <sup>6</sup>.

#### 2.2.1.1 Algunas características físicas y químicas importantes:

##### ➤ Color

Por transmisión de la luz visible, los crudos pueden tener color amarillo pálido, tonos de rojo y marrón hasta llegar a negro. Por reflexión de la luz pueden aparecer verdes, amarillos con tonos de azul, rojo, marrón o negro. Los crudos pesados y extrapesados son negros casi en su totalidad. Crudos con altísimo contenido de cera son livianos y de color amarillo; por la noche, al bajar bastante la temperatura tienden a solidificarse notablemente y durante el día, cuando arrece el sol, muestran cierto *hervor* en el tanque donde se almacenen. El crudo más liviano o condensado llega a tener un color blanquecino, lechoso y a veces se usa en el campo como gasolina cruda <sup>6</sup>.

##### ➤ Densidad

Los crudos pueden pesar menos que el agua (liviana y mediana), o tanto o más que el agua (pesados y extrapesados). De allí que la densidad pueda tener un valor de 57,2 y -3 °API. La densidad, la gravedad específica o los grados API (American Petroleum Institute) denotan la relación correspondiente de peso específico y de fluidez de los crudos con respecto al agua. La industria petrolera internacional adoptó hace ya más de noventa años la fórmula elaborada por el API el 4 de mayo de 1922, la cual consiste en la modificación de las dos fórmulas Antoine

Baumé (†1804)<sup>6</sup>, usadas para comparar la densidad de líquidos más livianos o más pesados que el agua. Las dos fórmulas son:

$$\text{Gravedad específica} = \frac{140}{130 + n} \quad (\text{Ec.2.1})$$

$$\text{Gravedad específica} = \frac{145}{145 - n} \quad (\text{Ec.2.2})$$

En las que  $n$  representa la lectura en grados indicada por el hidrómetro Baumé inmerso en el líquido, cuya temperatura debe ser 15,5 °C. Por ejemplo, si se sustituye  $n=10$  en la primera ecuación, se obtendrá que la gravedad específica es 1 y que corresponde a la del agua. En la segunda ecuación se obtiene gravedad específica, 1,07 mayor que la del agua.

La ecuación general del API es como sigue:

$$\text{Gravedad específica} = \frac{141,5}{131,5 + ^\circ \text{API}} \quad (\text{Ec.2.3})$$

[a 60°F, (15,5°C)]

$$^\circ \text{API} = \frac{141,5}{\text{Gravedad específica}} - 131,5 \quad (\text{Ec.2.4})$$

El hidrómetro API se basa en la densidad o gravedad específica de los crudos con respecto al agua. Un crudo de 10 °API tiene la misma gravedad específica que el agua. La clasificación de crudos por rango de gravedad °API utilizada en la industria venezolana de los hidrocarburos, a 15,5 ° (60 °F) es como sigue <sup>6</sup>:

- Extrapesados, menos de 16 °
- Pesados, 17°- 21,9 °
- Medianos, 22,0° - 29,9 °
- Livianos 30 ° - y más

#### ➤ Punto de ebullición

En un crudo, el punto de ebullición no es constante, debido a sus constituyentes, pues varía algo menos que la temperatura atmosférica hasta la temperatura igual o por encima de 300 °C.

### ➤ **Viscosidad**

La viscosidad (o viscosidad dinámica) es una de las características más importantes de los hidrocarburos en los aspectos operacionales de producción, transporte, refinación y petroquímica. La viscosidad, que indica la resistencia que opone el crudo al flujo interno, se obtiene por varios métodos y se le designa por diversas denominaciones. El poise o centipoise (0,01 poise) se define como la fuerza requerida en dinas para mover un plano de un centímetro cuadrado de área, sobre otro de igual área, separado un centímetro de distancia entre sí, y con el espacio relleno del líquido investigado, para obtener un desplazamiento de un centímetro en un segundo. También se utilizan unidades como *kg/m.s* y *lbm/pies.s*, en los sistemas internacional e inglés, respectivamente. Los valores de viscosidad de los crudos en el yacimiento pueden tener desde 0,2 hasta más de 1.000 centipoise. Es muy importante el efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los crudos, en el yacimiento o en la superficie, especialmente concerniente a crudos pesados y extrapesados <sup>6</sup>.

### ➤ **Viscosidad relativa**

Es la relación de la viscosidad del fluido respecto a la del agua. A 20 °C la viscosidad del agua pura es 1,002 centipoise.

### ➤ **Viscosidad cinemática**

Es equivalente a la difusividad de cantidad de movimiento, expresada en centipoises dividida por la gravedad específica, a la misma temperatura. Se designa en Stokes o Centistokes, como también en  $m^2/s$  o  $pies^2/s$ .

### ➤ **Viscosidad Universal Saybolt**

Este tipo de viscosidad representa el tiempo en segundos para que 60 centímetros cúbicos de un fluido salga de un recipiente tubular por medio de un orificio, debidamente calibrado y dispuesto en el fondo del recipiente, el cual se ha mantenido a temperatura constante.

## 2.2.1.2 Clasificación de los crudos según la base

### ➤ **Parafínicos**

Son hidrocarburos de cadenas largas que precipitan en ciertos tipos de crudo, cuando baja la temperatura o cambia la composición del crudo por la liberación del gas a medida que declina la presión. Estos crudos de base parafínica están compuestos por cadenas largas de átomos de carbono y cuya fórmula empírica está comprendida entre  $C_{18}H_{38}$  y  $C_{70}H_{142}$ . La parafina se encuentra diluida como otro líquido más en el petróleo. Al enfriarse éste, o al perder algunos de sus componentes más volátiles, los cuales actúan como solventes, la parafina empieza a separarse de la solución, formando cristales. La precipitación de las parafinas está asociada a la disminución de la temperatura del crudo, y se da con más frecuencia en las tuberías que en la formación geológica <sup>7</sup>.

### ➤ **Asfalténicos**

Son compuestos aromáticos y nafténicos de alto peso molecular, que se encuentran en dispersión coloidal en algunos crudos. Este estado coloidal está estabilizado por la presencia de resinas en el crudo. Los asfaltenos son sólidos de color marrón oscuro a negro que se

descomponen al aplicarles calor dejando un residuo de carbón, y no tienen punto de fusión definido<sup>7</sup>.

### ➤ Intermedios

Estos crudos poseen características intermedias entre los nafténicos y los parafínicos, debido a la presencia de ambos tipos de sustancias<sup>7</sup>.

### 2.2.2 Gas natural

Por lo general, al referirse al gas natural se habla de una mezcla de hidrocarburos que se encuentran en estado gaseoso. Sin embargo, el que se encuentre en este estado depende de su composición, de la presión y de la temperatura a las cuales está sometido, pudiendo también venir acompañado de algunos otros gases no hidrocarburos considerados como impurezas, tales como: CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, He, y algunas cicloparafinas y aromáticos, entre otros. Comúnmente el gas natural se emplea para propósitos energéticos y se utiliza para fines domésticos e industriales<sup>8</sup>.

La técnica más comúnmente utilizada para saber lo que contiene el gas natural es el análisis cromatográfico. Los cromatógrafos son equipos provistos de columnas construidas con acero inoxidable o de plástico, rellenas de sustancias que atraen individualmente a cada uno de los componentes en función de su composición. Así, a medida que el gas avanza dentro de la columna cromatográfica, cada componente se adhiere a la superficie de la sustancia utilizada como relleno y se queda retenida por un determinado lapso. Esto permite que se vayan separando los diferentes componentes que integran la muestra. A la salida de dicha columna existe un detector encargado de registrar el momento en el cual pasa un componente puro<sup>8</sup>.

De la interpretación posterior de los resultados de los análisis cromatográficos, así como también del buen uso de los equipos existentes necesario para que las instalaciones sean capaces de manejar los fluidos, dependerá el buen diseño de los separadores tal como lo previó el diseñador<sup>8</sup>.

Los hidrocarburos gaseosos se producen asociados al crudo en dos formas:

- Libre. Se encuentra separado de la fase líquida bajo las condiciones de presión y temperatura en los equipos de superficie.
- En solución. Se encuentra en solución con el crudo, pero dependiendo de sus características y bajo condiciones de presión y temperatura de los equipos de superficie diseñados para tal fin, puede lograrse la separación gas-líquido.

#### 2.2.2.1 Compresibilidad del gas

El factor de compresibilidad en el gas natural es la clave para conocer el comportamiento real de los hidrocarburos en estado gaseoso; por lo tanto, todos los cálculos son afectados por este parámetro<sup>7</sup>. Generalmente se identifica con Z y expresa la relación entre el comportamiento real de un gas real con respecto al ideal, a determinadas condiciones de presión, volumen y temperatura<sup>9</sup>.

El factor de compresibilidad es uno de los parámetros que con mayor precisión diferencia el comportamiento de los fluidos en estado líquido del estado gaseoso. Define el comportamiento de los gases a determinadas condiciones de presión y temperatura, y se

vuelve factor fundamental para todos los diseños e instalaciones que trabajan con fluidos compresibles. Esto indica que el gas se puede comprimir o reducir a menor volumen. El factor de compresibilidad  $Z$  representa la fracción adicional en la cual un gas se reduce en determinadas condiciones de presión y temperatura, con respecto al comportamiento ideal <sup>8</sup>.

### 2.2.3 Agua y sedimentos

Generalmente el petróleo que se explota en cualquier pozo sale contaminado con agua y materias extrañas, cuyas cantidades varían desde 1 a 99%. Este porcentaje es lo que en otras palabras significa *sedimentos básicos y agua*. El agua al cual se refiere este porcentaje es el agua combinada con el petróleo y no el agua libre.

Para determinar la cantidad de agua y sedimentos presentes en una muestra de crudo se utiliza el método de centrifugación; en este método se requiere la adición de un solvente <sup>10</sup>.

#### 2.2.3.1 Solvente

La selección y preparación del solvente puede influir significativamente en los resultados obtenidos. El solvente se usa para:

- Disolver los hidrocarburos sólidos.
- Reducir la viscosidad de la muestra.
- Promover la separación del agua y del sedimento.

Tradicionalmente se utilizan distintos tipos de solvente; sin embargo, tanto la experiencia como investigaciones subsiguientes demuestran que si se usa gasolina u otros solventes a base de nafta de crudos que contienen asfaltenos, éstos precipitan en vez de disolverse, con lo cual se aumenta erróneamente la determinación aparente de agua y sedimentos. Uno de los solventes más usados es el producto comercial “*Slug Chemical*”, y su función es la de eliminar completamente la emulsión total existente. En ella se involucra la emulsión secundaria, la cual no se aprecia visualmente.

El punto de apoyo de cualquier tratamiento del crudo es la frecuencia de choques o encuentros entre las gotas/partículas y el agente neutralizante. Un contacto íntimo efectivo garantiza que el aditivo químico recorra todo el cuerpo de la emulsión <sup>10</sup>.

## 2.3 MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

El manejo de la producción comprende básicamente la separación de los tres fluidos obtenidos de los pozos (petróleo, gas y agua) para que estos fluidos cumplan con los siguientes requisitos <sup>11</sup>:

- El petróleo debe satisfacer las especificaciones que rigen las normas para su comercialización, refinación y almacenamiento.
- El gas debe satisfacer las normas para su comercialización, procesamiento y utilización en los procesos de producción petrolera.

El tratamiento primario de los hidrocarburos justo al ser extraído del pozo, involucra una serie de operaciones realizadas mediante diversos equipos que permiten que el fluido extraído se conduzca desde el cabezal de cada pozo por una tubería de flujo que, tendida sobre el suelo,

llega a una determinada estación de recolección diseñada para recibir la producción de cierto número de pozos <sup>11</sup>.

El número de tuberías de flujo que tiene cada cabezal depende de la terminación del pozo: sencilla, doble o triple. El diámetro de cada flujoducto corresponde al máximo volumen de producción que se piense manejar, como también a las características del crudo, especialmente la viscosidad y la presión del flujo natural en el cabezal <sup>6</sup>.

Las líneas de flujo que salen de cada pozo llegan hasta el *múltiple* de producción de la estación, el cual está diseñado para recibir la producción de cierta cantidad de pozos. El múltiple facilita el manejo de la producción total de los pozos que ha de pasar por los separadores, como también facilita la selección de la tubería correspondiente al pozo cuyo flujo se desea medir, o realizar pruebas individuales de producción en el mismo. Por medio de las interconexiones del sistema y la disposición apropiada de válvulas, se facilita la distribución, el manejo y el control del flujo de los pozos <sup>6</sup>.

El múltiple de producción conduce la mezcla multifásica (petróleo, gas y agua) proveniente de los pozos, hacia los sistemas de separación presentes en las estaciones de flujo, ya sea horizontal o vertical. La forma del separador de producción depende del volumen y especificación del flujo recibido, con el objeto de separar la fase líquida (petróleo-agua) de la fase gaseosa para enviarlo posteriormente a la estación de descarga, donde se reúne toda la producción de las estaciones de flujo asociadas y se desgasifica nuevamente <sup>11</sup>.

El petróleo generalmente viene acompañado de agua, gases y otras sustancias presentes en el yacimiento. Si viene acompañado de agua, el petróleo debe someterse a tratamientos adicionales de deshidratación como calentamiento e inyección de químicos deshidratantes, para acelerar la separación de crudo y agua. Si el crudo que se presenta es espumoso, dependiendo del tipo de crudo, se utiliza la inyección de aditivos químicos antiespumantes (mezcla de silicón y gas-oil) en el cabezal de producción o en los separadores, para minimizar la formación de espuma causada frecuentemente por impurezas. Esta espuma impide el buen funcionamiento del separador haciendo difícil controlar el nivel del líquido, debido al volumen que ella ocupa. Además, probablemente tanto el gas como el líquido puedan salir del separador mezclados con espuma, lo cual no satisface las condiciones que se requieren <sup>9</sup>.

Luego de la separación y tratamientos adecuados, el crudo pasa a tanques de almacenamiento donde se mantiene un registro de los volúmenes de crudo recibidos, tratados, almacenados y despachados al patio de tanques, a través de tuberías que recolectan la producción de un número determinado de estaciones del área que manejan crudos de características similares, donde se fiscaliza. Y finalmente se bombea por medio de oleoductos troncales hasta el muelle de embarque o hasta refinería <sup>11</sup>.

El gas producido con el petróleo, luego de separado y tratado preliminarmente, se envía a través de un gasoducto hacia los sistemas de depuración de las plantas compresoras, donde se le extrae el líquido condensado y las impurezas.

Dependiendo de la cantidad de componentes ácidos presentes en el gas, éste pasa por un proceso de endulzamiento. Finalmente es comprimido y se distribuye en la industria petrolera para sus operaciones como combustible, o para ser reinyectado al yacimiento para la restauración y/o mantenimiento de la presión y, por ende lograr un mayor porcentaje de extracción del petróleo en sitio; al sistema de transmisión y ventas; o a extracción de las fracciones líquidas <sup>8</sup>.

## 2.4 FACILIDADES SUPERFICIALES DE PRODUCCIÓN

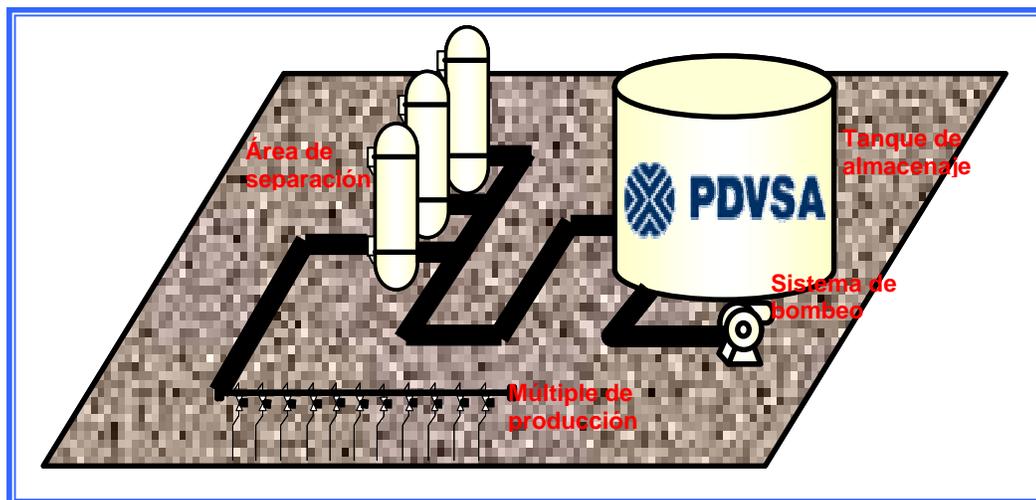
Las facilidades de superficie son instalaciones, dispositivos y equipos instalados en tierra, que tienen como función recolectar la producción bruta de crudo proveniente de los pozos, separar parte del gas asociado, y enviar el crudo al patio de almacenamiento u otra planta de tratamiento, y están formadas generalmente por:

### 2.4.1 Líneas de flujo

Son tuberías que conectan los cabezales de los pozos con el tubo múltiple de producción que traslada el crudo extraído a las estaciones de flujo <sup>12</sup>.

### 2.4.2 Estaciones de flujo

Una estación de flujo (figura 2.1) es un conjunto de equipos interrelacionados que se encargan de recibir, separar, almacenar temporalmente y bombear los fluidos provenientes de los pozos, los cuales están compuestos por mezclas de hidrocarburos, agua, arenas y contaminantes <sup>12</sup>.



**Figura 2.1** Diagrama de estaciones de flujo. U.P Liviano-Mediano PDVSA E&P

El objetivo fundamental de las estaciones de flujo es separar, a las presiones óptimas, los fluidos del pozo en sus dos componentes básicos: crudo y gas, para el posterior tratamiento de los hidrocarburos, con el fin de optimizar el procesamiento y comercialización de ellos (crudo y gas). Igualmente dentro de las estaciones de flujo hay equipos encargados de la medición individual de cada pozo.

En una estación de flujo los fluidos pasan por una serie de procesos desde el momento cuando llegan al tubo múltiple de producción, hasta ser enviados al patio de almacenaje. Las funciones principales son las siguientes <sup>12</sup>:

- Recolectar la producción de diferentes pozos de áreas cercanas.
- Separar la fase líquida de la fase gaseosa de los fluidos multifásicos provenientes de los pozos.

- Medir los flujos con pruebas individuales de cada pozo.
- Recolectar temporalmente el crudo tratado.
- Bombear el crudo a la estación de descarga.

### 2.4.3 Estación de descarga

La estación de descarga (figura 2.2) es el punto hacia donde convergen todos los fluidos provenientes de las estaciones de flujos asociadas, pasa por un último proceso de separación y todo el crudo es medido antes de ser bombeado por el oleoducto, hacia el patio de tanques dispuesto para recibir dicho crudo. Estas estaciones también pueden recibir crudos de pozos individuales. El proceso de medición de flujos y posterior procesamiento de datos, se hace con la finalidad de conocer la producción general de las estaciones de flujo asociadas, y a la producción individual de cada pozo <sup>11</sup>.

Hay que mencionar que la fiscalización del almacenamiento y despacho de los volúmenes de petróleo que se realiza en estas estaciones de descarga es obligatoria, por disposiciones de los ministerios y entes encargados para los fines de control de la producción, exportación, refinación y consumo interno, regalías e impuestos <sup>12</sup>.

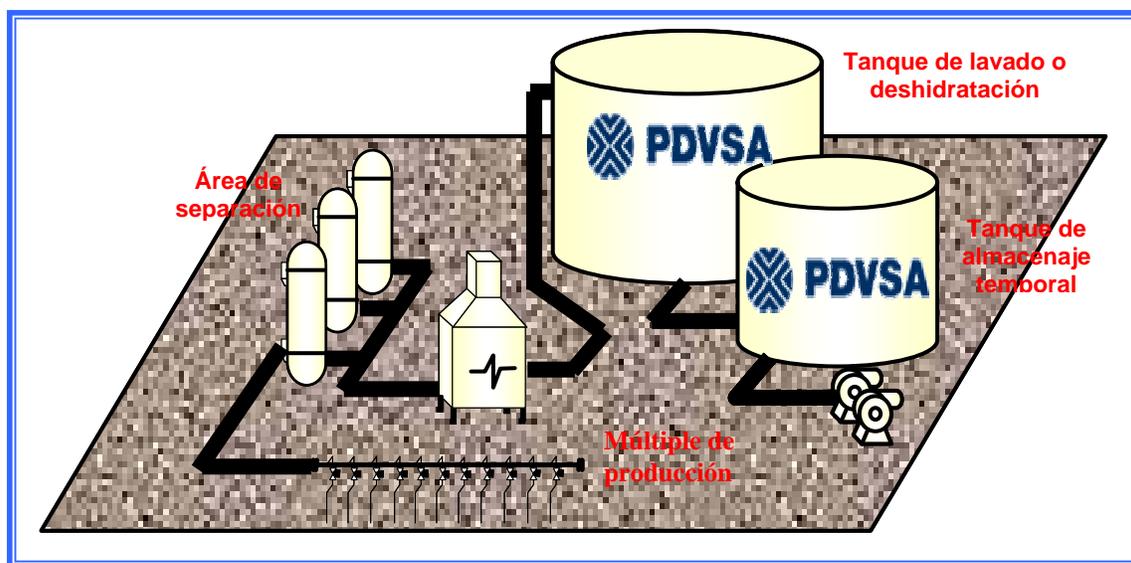


Figura 2.2 Diagrama de una estación de descarga. U.P Liviano-Mediano PDVSA E&P.

### 2.4.4 Múltiple de producción

En la estación de flujo y de descarga, el múltiple de producción (figura 2.3) representa un sistema de recolección al cual llega el flujoducto de cada uno de los pozos productores asignados a esa estación. El múltiple facilita el manejo de la producción total de los pozos que ha de pasar por los separadores, como también el aislamiento de pozos para pruebas individuales de producción. Por medio de las interconexiones del sistema y la disposición apropiada de válvulas, se facilita la distribución, el manejo y el control del flujo de los pozos <sup>13</sup>.



**Figura 2.3** Fotografía de un múltiple de producción, Guara, estación de flujo 15.

#### **2.4.5 Área de separación**

En esta área se encuentran los equipos encargados de separar el líquido (crudo-agua) del gas, proveniente de los pozos, a través de cualquiera de los tres tipos de separadores: vertical, horizontal o esférico, dependiendo de las condiciones del fluido. Indistintamente del separador usado, todos cumplen el mismo objetivo y se basan en los mismos principios<sup>13</sup>.

#### **2.4.6 Área de calentadores**

En los campos de producción de petróleo, los calentadores son sistemas que sirven para adicionar al crudo un precalentamiento, lo cual promueva una separación del agua emulsionada o libre. Esta área consta de calentadores y hornos, cuya función es simplemente calentar el crudo para separarlo del agua<sup>13</sup>.

#### **2.4.7 Área de deshidratación**

Ésta área de deshidratación consta de tanques de lavado o asentamiento, en donde el crudo se separa del líquido por asentamiento por diferencia de densidades, hasta los niveles de contenido de agua y sedimento establecidos en las especificaciones de mercado y/o refinación<sup>13</sup>.

#### **2.4.8 Área de almacenamiento**

En esta zona se encuentran los tanques utilizados para almacenar el crudo ya tratado, listo para ser bombeado a los patios de tanques<sup>13</sup>. Al igual que los tanques de lavado, estos equipos tienen como función principal la retención del crudo antes de enviarse al oleoducto, con el fin de evitar en lo posible cantidades apreciables de agua emulsionada en crudo, que afecte la gravedad específica del mismo y, por ende, repercuta en los costos y requerimientos en la demanda.

### **2.4.9 Área de bombeo**

Esta área está compuesta por las bombas utilizadas para transferir el crudo almacenado al patio de tanques principal, de donde posteriormente se transfiere a los puertos de embarque para su venta <sup>13</sup>.

## **2.5 PROCESO DE SEPARACIÓN**

### **2.5.1 Mecanismos de separación de mezclas de hidrocarburos**

Los principios básicos utilizados para separar el gas del líquido son: la gravedad, las fuerzas centrífugas, el efecto de deflectores, platos perforados o mallas, cambios en las cantidades de movimiento, fuerza electrostática, absorción, adsorción, difusión térmica, filtración, efectos sónicos y la combinación de todos los efectos recién señalados.

Otro efecto aprovechado para separar el líquido del gas, es el efecto del mojamiento, el cual consiste en la propiedad que poseen las gotas del líquido de adherirse a deflectores y platos por adhesión y capilaridad. También las caídas de presión a través de pequeños orificios de coladores ocasionan que el líquido caiga.

En los campos petroleros los efectos de separación más usados son: fuerzas de gravedad, fuerza centrífuga, cambios en la cantidad de movimiento y fuerzas electrostáticas. Mientras que en el procesamiento de gas los efectos más usados son: absorción, adsorción, fuerzas de gravedad, fuerzas centrífugas, filtración y cambios en la cantidad de movimiento <sup>[14]</sup>.

Los separadores son construidos de tal forma que el fluido entre produciendo un movimiento rotacional, haciendo que dicho fluido realice un movimiento centrífugo cuyo efecto producido es el choque del líquido con las paredes del recipiente y posteriormente caiga por gravedad. A medida que el líquido cae, choca con los deflectores produciendo la separación por agitación. El gas sale por el tope y el líquido por el fondo. El nivel del líquido dentro del separador es controlado por una válvula flotante, y una válvula de control de presión a la salida del separador controla la presión de salida del mismo <sup>15</sup>.

### **2.5.2 Factores que afectan el sistema de separación**

El comportamiento del fluido dentro de un separador, y el que se logre una eficiente separación depende de muchos factores que afectan el proceso. La presión de operación de un separador depende tanto de la presión fluyente del cabezal del pozo (*tubing*), como de la relativa cantidad de gas natural presente en la fase líquida. En concordancia con el diagrama de fases (figura 2.4), un cambio en esta presión afecta las densidades del gas y del líquido, la velocidad de los fluidos y el volumen actual de la mezcla. El efecto neto de un incremento en la presión es un incremento en la capacidad de gas del separador.

La composición de las mezclas multifásica, la tasa de flujo, las propiedades físicas de la mezcla, diseño del equipo, extractores de niebla, grado de agitación del fluido, área de interfase gas-líquido, volumen de gas y petróleo, cantidad y tipo de agua, y grado de emulsión de la mezcla, son en general los factores a considerar en un proceso de separación gas-petróleo

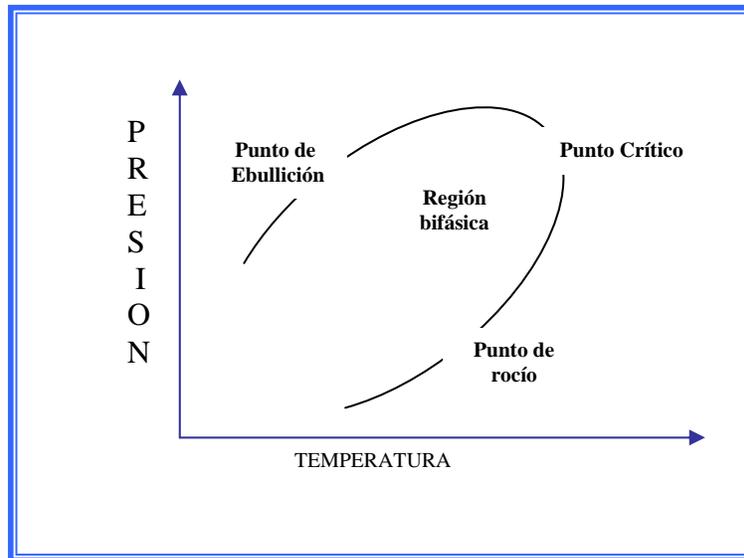


Figura 2.4 Diagrama de fases representativo de petróleo en una muestra bifásica <sup>15</sup>.

### 2.5.3 Niveles y etapas de separación

La separación por etapas es usada en la industria para una separación más eficiente y completa; para ello se conectan dos o más separadores en serie, reduciendo la presión en cada etapa, lo que se conoce como separación en múltiples etapas.

El líquido que sale de cada separador experimenta una separación de gas, cada vez que se reduce la presión en la etapa subsiguiente. Estas separaciones múltiples, operacionalmente eficientes, dan como resultado productos líquidos de calidad y gas seco <sup>15</sup>.

## 2.6 SISTEMAS DE SEPARACIÓN

### 2.6.1 Separadores físicos

Un separador físico es un dispositivo mecánico, de forma cilíndrica o esférica, colocado en posición horizontal o vertical, que se emplea en la separación de líquidos (agua, hidrocarburos, glicol, aminas, etc.) de los gases; y constituye el equipo fundamental en el proceso de separación <sup>9</sup>.

Estos son instrumentos que se utilizan para la separación física de dos o más fases. En la industria del petróleo y del gas natural, un separador se utiliza para disgregar la mezcla de hidrocarburos en sus componentes básicos, petróleo y gas. Adicionalmente, el recipiente permite aislar los hidrocarburos de otros componentes indeseables como la arena y el agua.

### 2.6.2 Separadores de gas y petróleo

Representa la unidad donde se produce la separación inicial del gas y del petróleo (figura 2.5). El estudio de este tópico requiere del conocimiento y manejo preciso de una serie de fundamentos, de tal forma que el proceso tenga un alto grado de eficiencia.



**Figura 2.5** Tren de separadores gas-petróleo. Estación de descarga Guara 14.

Para obtener una máxima eficiencia, se debe conocer la composición del fluido, además de la cantidad de ambos fluidos que ha de manejarse en el separador. También se debe, necesariamente, conocer los valores de la temperatura y presión, a las cuales deberá operar el proceso de separación.

Usualmente, el crudo petrolero fluye del pozo hacia el separador y luego a un tanque. En el separador, el flujo se divide en gas y líquido a la temperatura y presión de operación. El comportamiento de la fase de la mezcla gas-líquido gobierna la distribución de los componentes intermedios, de modo que cualquier componente dado, como por ejemplo el butano ( $C_4$ ), se distribuye como parte del gas y del petróleo. En el momento en que el petróleo rico en gas deja el separador, puede pasar a través de una o más separaciones adicionales. Estas etapas de separación se llevan a cabo, en la medida en que la presión y temperatura varíen mientras se les reduce a las condiciones del tanque.

Cuando el líquido ingresa al tanque, se produce una nueva separación gas-petróleo, a presión y temperatura atmosféricas. En este caso, nuevamente los hidrocarburos se distribuyen entre las fases gaseosa y líquida. En todas las separaciones, algo de petróleo permanece con el gas, y un poco de éste permanece en solución con el petróleo<sup>14</sup>.

### **2.6.3 Funciones de un separador**

Un recipiente bien diseñado hace posible una separación del líquido libre de gas; estos equipos son diseñados para separar diferentes mezclas de distintas fases, a saber: gas-líquido, gas-sólido, líquido-líquido, líquido-sólido y sólido-líquido-gas; por consiguiente el propósito esencial es cumplir las siguientes funciones<sup>9</sup>:

- Permitir una primera separación entre los hidrocarburos, esencialmente líquidos y gaseosos.
- Refinar aun más el proceso, mediante la recolección de partículas líquidas atrapadas en la fase gaseosa.
- Liberar parte de la fracción gaseosa que pueda permanecer en la fase líquida.

- Descargar por separado las fases líquida y gaseosa, para evitar que se puedan volver a mezclar, parcial o totalmente.

#### **2.6.4 Principio de separación**

Los principios fundamentales considerados para realizar la separación física de vapor, líquidos o sólidos son: el *momentum* (cantidad de movimiento), la fuerza de gravedad y la coalescencia. Toda separación puede emplear uno o la combinación de varios de estos principios, pero siempre las fases de los fluidos deben ser inmiscibles y de diferentes densidades para que ocurra la separación<sup>16</sup>.

##### **2.6.4.1 Cantidad de movimiento (*Momentum*)**

Fluidos de diferentes densidades tienen diferentes impulsos o cantidades de movimiento. Si una corriente de dos fases cambia bruscamente de dirección, la fuerte cantidad de movimiento o la gran velocidad adquirida por las fases, no permite que la partícula de la fase pesada se mueva tan rápidamente como las de la fase liviana. Este fenómeno provoca la separación<sup>16</sup>.

##### **2.6.4.2 Fuerza de gravedad**

Las gotas de líquido se separan de la fase gaseosa, cuando la fuerza gravitacional que actúa sobre las gotas de líquido es mayor que la fuerza de arrastre del fluido de gas sobre la gota<sup>16</sup>.

##### **2.6.4.3 Coalescencia**

Algunas gotas muy pequeñas no pueden ser separadas por gravedad. Estas gotas se unen por medio del fenómeno de coalescencia para formar gotas mayores, las cuales se acercan lo suficientemente como para superar las tensiones superficiales individuales y poder mediante esta forma separarse por gravedad<sup>16</sup>.

#### **2.6.5 Etapas de separación en un separador**

Dentro de un separador, el fluido se somete a varias etapas de separación, en cuyas etapas el gas y el líquido (agua y petróleo) se van separando a altas y bajas presiones que varían entre 80 y 200 psig, dependiendo de las características de los pozos. En el caso de mezclas vapor-líquido, la mezcla de fases entra al separador y, si existe, choca contra un aditamento interno ubicado en la entrada, lo cual hace que cambie la cantidad de movimiento de la mezcla, provocando así una separación gruesa de las fases. Seguidamente, en la sección de decantación (espacio libre) del separador, actúa la fuerza de gravedad sobre el fluido permitiendo que el líquido abandone la fase vapor y caiga hacia el fondo del separador (sección de acumulador de líquidos)<sup>16</sup>.

Este proceso de separación referido, consta de cuatro secciones de separación:

##### **➤ Sección de separación primaria**

En esta sección se separa la mayor cantidad de líquido presente en la mezcla bifásica que entra. El cambio en la cantidad de movimiento genera la separación gruesa de las fases. Esta zona incluye las boquillas y aditamentos de entrada, tales como deflectores o distribuidores, que son los que generan el cambio en la cantidad de movimiento, en la dirección de los fluidos y en su aceleración<sup>16</sup>.

### ➤ **Sección de separación secundaria**

En esta zona actúa la fuerza de gravedad. Esta fuerza permite la decantación del líquido desde la corriente de gas una vez reducida su velocidad.

Durante la separación secundaria se observan zonas de fase continua con gotas dispersas (fase discontinua), sobre la cual actúa la fuerza de gravedad. Dicha fuerza de gravedad se encarga de decantar de la fase liviana discontinua hasta un cierto tamaño de las gotas que conforman la fase pesada discontinua. También produce la flotación de hasta un cierto tamaño de gotas de la fase líquida liviana (fase discontinua), en la fase pesada continua. En esta parte del recipiente la fase liviana se mueve a una velocidad relativamente baja y con muy poca turbulencia <sup>16</sup>.

### ➤ **Separación por coalescencia (sección de extracción de niebla)**

En esta zona se separan las gotas de líquido más pequeñas que aun son arrastradas por la fase gaseosa. La mayoría de los separadores utilizan, como mecanismo principal de extracción de niebla, la fuerza centrífuga o el principio de choque. En ambos métodos, las pequeñas gotas de líquido se separan de la corriente de gas en forma de grandes gotas, que luego caen a la zona de recepción de líquidos <sup>9</sup>.

En ciertas situaciones no es aceptable que gotas muy finas de la fase pesada discontinua sean arrastradas en la fase liviana. Por ello es necesario que, por coalescencia, tales gotas finas alcancen un tamaño lo suficientemente grande para separarse por gravedad. Para lograrlo, se necesita tener elementos como los eliminadores de niebla o mallas para el caso de separadores líquido-vapor. La distancia de la malla al orificio de entrada debe ser mayor de 18 pulgadas. Esta distancia entre malla y orificio en los separadores es de 3 pies según PDVSA <sup>16</sup>.

### ➤ **Sección de acumulación de líquido**

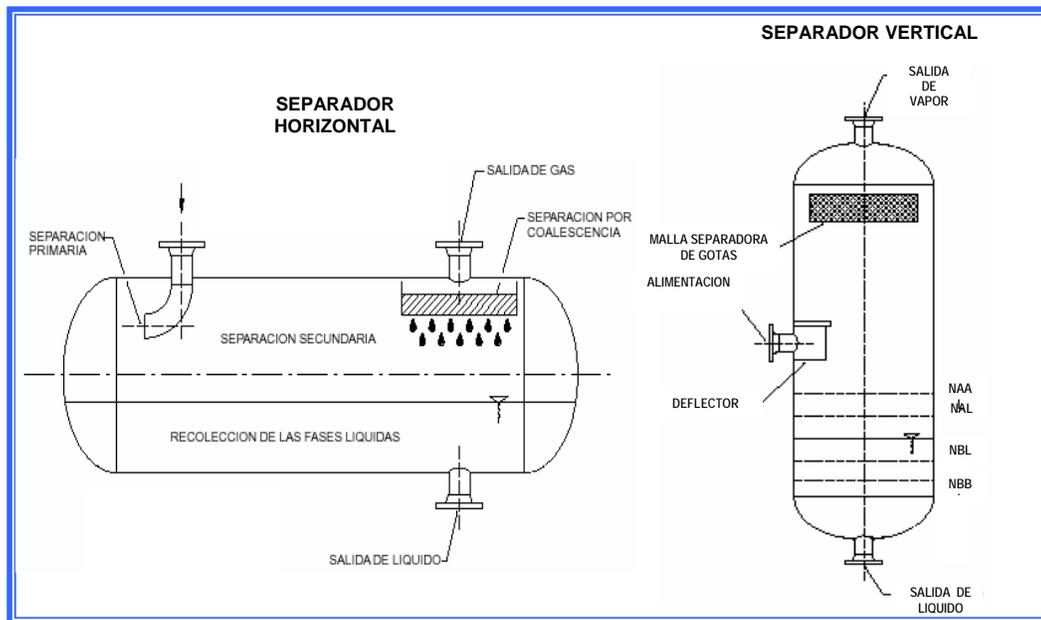
Los líquidos separados se acumulan en la parte inferior del separador; por lo tanto, se requiere de un tiempo mínimo de retención que permita llevar a cabo el proceso de separación. También se necesita un volumen mínimo de alimentación, en especial cuando el flujo es intermitente. Esta sección cuenta con controles de nivel para regular el volumen de líquido durante el proceso de separación. Esta sección debe proveer el tiempo de retención suficientemente alto para la decantación de la fase líquida pesada, y la ascensión de la fase liviana <sup>17</sup>.

Esta sección se dimensiona tomando en cuenta el tiempo de retención de líquido. El nivel más alto del líquido debe estar por lo menos, a un pie por encima del nivel normal. La mayoría de los separadores verticales posee una relación L/D (altura/diámetro) entre 3 y 4 (figura 2.6).

## **2.7 TIPOS DE SEPARADORES**

En primera instancia, es conveniente aclarar que la primera clasificación de los separadores está en función del número de fases que separa. Se les llama separadores bifásicos cuando separan dos fases, como petróleo y gas, o agua y petróleo. Siempre se deberá especificar las fases que entran en juego. Se conoce como separadores trifásicos a los que se diseñan para separar tres fases (agua, petróleo y gas); y tetrafásicos, aquellos en los cuales se ha previsto

adicionalmente, una sección para la separación de la espuma que suele formarse en algunos tipos de fluidos <sup>9</sup>.



**Figura 2.6** Proceso de separación por sección para: A: separador horizontal y B: Separador vertical <sup>[16]</sup>.

Si se toma en cuenta la posición del recipiente cilíndrico, habrá que reconocer a los separadores como verticales u horizontales. Adicionalmente, si al calificativo por la posición del recipiente se le agrega la función que realiza, entonces se hablará de separadores horizontales bifásicos o trifásicos, según sea la posición del recipiente y el número de fases que separan.

En los separadores verticales (figura 2.7) la fase pesada decanta en dirección opuesta al flujo vertical de la fase liviana. Por consiguiente, si la velocidad de flujo de la fase liviana excede levemente la velocidad de decantación de la fase pesada, no se producirá la separación de fases, a menos que esta fase pesada coalezca en una gota más grande <sup>8</sup>.

### 2.7.1 Ventajas de los separadores verticales

- Mayor espacio para la liberación de gas por la parte superior.
- Normalmente empleados cuando la relación vapor-líquido es alta y/o cuando se esperan grandes variaciones en el flujo de vapor/gas.
- Existe mayor facilidad para la remoción de sólidos acumulados.
- Ocupa poco espacio horizontal.
- La capacidad de separación de la fase liviana no se afecta por variaciones en el nivel de la fase pesada.
- Mayor facilidad que un tambor horizontal, para el control del nivel del líquido.
- Normalmente empleados cuando la relación gas/vapor-líquido es alta y/o cuando se esperan grandes variaciones en el flujo vapor/gas <sup>16</sup>.

### 2.7.2 Desventajas de los separadores verticales

- Manejo de grandes cantidades de líquido con fuertes variaciones en la entrada de líquido que obligan a tener tamaños excesivamente grandes de recipientes, cuando se selecciona esta configuración.
- Requieren mayor diámetro que un tambor horizontal, para una capacidad dada de gas.
- Fundaciones más costosas cuando se comparan con tambores horizontales equivalentes.
- Cuando hay formación de espuma, o se necesita desgasificar líquido ya recolectado, se requieren grandes volúmenes de líquido y, por lo tanto, tamaños grandes de tambores verticales<sup>16</sup>.

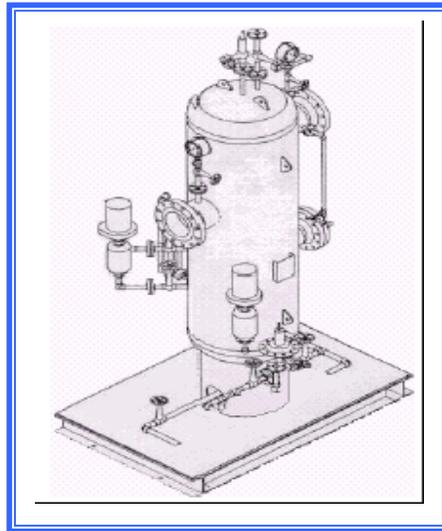


Figura 2.7 Separador vertical bifásico<sup>18</sup>.

En los separadores horizontales (figura 2.8) la fase pesada decanta perpendicularmente a la dirección horizontal de flujo de la fase liviana, permitiendo que la fase liviana continúe viajando a una velocidad superior a la velocidad de decantación de la fase pesada discontinua<sup>16</sup>.

### 2.7.3 Ventajas de los separadores horizontales

- Normalmente empleados cuando la relación gas-líquido es baja.
- Por lo general son más económicos.
- Requieren menor diámetro que un tambor vertical, para una capacidad dada de gas.
- Manejan grandes cantidades de líquidos.
- Mayor área para la dispersión de espumas.
- Los volúmenes de retención facilitan la desgasificación de líquido y el manejo de espuma<sup>16</sup>.

### 2.7.4 Desventajas de los separadores horizontales

- Variaciones en el nivel de la fase pesada afectan la separación de la fase liviana.
- Ocupan mucho espacio horizontal.

- Difícil remoción de sólidos acumulados (necesidad de inclinar el recipiente o añadir internos como tuberías de lavado)<sup>16</sup>.

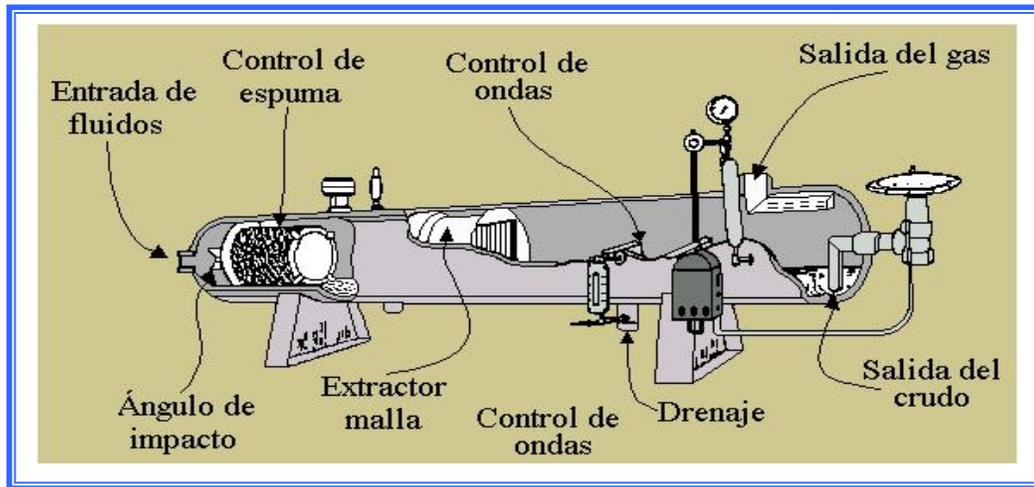


Figura 2.8 Separador horizontal bifásico<sup>19</sup>.

Al referirse a la ubicación relativa que ocupa el separador con respecto a los otros equipos, también ha propuesto otra clasificación:

### 2.7.5 Separador de entrada

Estos separadores están ubicados a la entrada de la planta para recibir los fluidos en su condición original, cruda; obviamente, en este caso se espera la posibilidad de recibir impurezas de cualquier tipo<sup>19</sup>.

### 2.7.6 Separadores en serie

Son los que están colocados uno después del otro; o en paralelo, uno al lado del otro. En el primer caso la depuración se realiza de manera progresiva, y en el segundo, las dos unidades hacen el mismo trabajo. Dependiendo del número de fases a separar, los separadores son denominados bifásicos (dos fases) o trifásicos (tres fases)<sup>19</sup>.

### 2.7.7 Separador tipo filtro

Son los que promueven la separación eficiente de los líquidos que eventualmente pudieran permanecer en la fase gaseosa, para evitar que al condensarse aguas abajo puedan dañar equipos muy costosos como los compresores y expansores. Otras veces, los líquidos que se depositan en el sistema ocasionan toda clase de inconvenientes. Por ello, estas unidades están provistas de filtros específicamente diseñados para retener el tamaño de las partículas que deban ser retiradas de la corriente<sup>19</sup>.

### 2.7.8 Tanques de venteo o “flash tanks”

Son recipientes utilizados para separar el gas que se produce cuando se expande un líquido. Se conoce como “flash” al cambio súbito que sufre un fluido cuando la presión desciende violentamente. Así, al descender la presión del fluido se producirá una separación de fases



### **2.8.3 Separador de baja temperatura**

Un separador de baja temperatura es uno especial en el cual el fluido del pozo a alta presión es introducido en el recipiente a través de un estrangulador o válvula reductora de presión, de tal manera que la temperatura del separador es reducida apreciablemente por debajo de la temperatura del fluido del pozo. La temperatura más baja en el separador causa la condensación de vapores que de otra manera saldrían del separador en estado de vapor. Los líquidos recuperados requieren la estabilización para prevenir la evaporación excesiva en los tanques de almacenamiento <sup>5</sup>.

### **2.8.4 Separador elevado**

Los separadores pueden ser instalados sobre plataformas o cerca de un patio de tanques o sobre plataformas *costa-afuera*, de tal forma que el líquido pueda fluir desde el separador hacia almacenamiento, o a recipientes aguas abajo por gravedad. Esto permite operar el separador a la más baja presión posible para capturar la máxima cantidad de líquido, para minimizar la pérdida de gas y vapor hacia la atmósfera, o hacia el sistema de gas a baja presión <sup>5</sup>.

### **2.8.5 Separadores por etapas**

Cuando el fluido producido es pasado a través de más de un separador con los separadores en serie, los separadores son referidos como separadores por etapas, en este caso, la depuración se realiza de manera progresiva con el fluido pasando de un separador a otro según las etapas dispuestas <sup>5</sup>.

## **2.9 PARTES DE UN SEPARADOR**

Cualquiera que sea el tipo, un separador tiene una serie de partes básicas comunes; así como también, dependiendo de las condiciones de trabajo, ciertos accesorios especiales que han sido mejorados con el tiempo.

### **2.9.1 Cuerpo del separador**

Es la parte principal, de forma cilíndrica o esférica y de tamaño variable, dependiendo de la capacidad de diseño.

Generalmente el cuerpo está constituido por chapas de acero dobladas y soldadas a las que se les coloca unas tapas cóncavas en sus extremos. El cuerpo contiene a los dispositivos o instrumentos principales del separador.

### **2.9.2 Válvula de descarga de los líquidos**

La válvula está instalada en la parte inferior del separador y su funcionamiento es automático; esta válvula está operada por un flotador que indica el nivel del líquido dentro del separador. El flotador envía la señal a la válvula y ésta abre o cierra para mantener cierto nivel del líquido dentro el separador y evitar la salida de gas por la válvula de descarga de líquido. Este tipo de control ha venido siendo desplazado por controles neumáticos sensibles de diferenciales de presión que registran incremento o descenso del nivel de líquido en el separador, abriendo o cerrando la válvula de descarga, proporcional y automáticamente <sup>21</sup>.

### **2.9.3 Válvula de seguridad o alivio de presión**

Puede estar colocada en la salida de gas o cualquier otro orificio situado en el tope superior del separador. Su función es garantizar la seguridad en el funcionamiento del separador. Dicha válvula es calibrada para abrir a una determinada presión ligeramente superior a la presión de trabajo, pero inferior a la presión de prueba del mismo. Además de ella, los separadores suelen llevar un disco o plato de seguridad, diseñados para romperse a una determinada presión, la cual debe ser ligeramente superior a la presión de operación de la válvula de seguridad, pero siempre inferior a la presión de prueba o de diseño del separador. Son dispositivos de operación automática y su función primordial es prevenir que la presión interna de un recipiente, tanque o sección de tuberías que contenga un fluido, aumente por encima del límite de seguridad de diseño del equipo y automáticamente descargue el exceso de flujo <sup>21</sup>.

### **2.9.4 Válvula de drenaje**

Una válvula de drenaje se usa para descargar selectivamente acumulaciones de fluidos y de materiales extraños en un sistema de manejo de fluidos. Esta válvula está conectada a la parte inferior del separador (fondo) y se usa manualmente para la limpieza del mismo <sup>21</sup>

### **2.9.5 Ventana del flotador**

Consiste en una ventana o boca con tapa ciega, con un diámetro generalmente entre 20 y 24 pulgadas (50,8 y 60 centímetros) que se deja al separador, y que sirve además de base al flotador (si se usa), como ventana de inspección para cualquier trabajo o limpieza que se deba hacer en el interior del separador <sup>21</sup>.

### **2.9.6 Válvula de control de presión**

Estos tipos de válvulas por lo general se encuentran instalados en la línea de descarga de gas del separador y su función es mantener constante la presión de trabajo <sup>21</sup>. Dentro de las válvulas de control están los controladores de presión que se dividen en:

#### **➤ Controladores de pesa**

En ellos se regula la presión de trabajo del separador mediante pesas colocadas en su brazo o palanca.

#### **➤ Controladores de resorte**

La presión de operación es regulada por la acción de un tornillo colocado en la parte superior que alarga o acorta resorte, dándole mayor o menor resistencia. Es usado para separadores que operan a presiones medias de más o menos 250 psig.

#### **➤ Controladores de diafragma**

Estas válvulas, a diferencia de las dos anteriores, actúan mediante una señal recibida de un cajetín especial de control, que es el que prácticamente regula la presión de operación. Dicha señal, generalmente de tipo neumática, actúa sobre un diafragma que abre o cierra la válvula, a fin de mantener constante la presión de trabajo del separador. Las válvulas de diafragma son las más utilizadas en separadores de alta presión, y pueden ser sencillas o de doble asiento <sup>21</sup>.

### **2.9.7 Cristal de control**

Es una especie de indicador de nivel que consiste en un tubo transparente que está colocado de manera vertical a una altura tal que permita al operador tener una visión del nivel del líquido dentro del separador<sup>5</sup>.

### **2.9.8 Placas deflectoras**

Se usan en los separadores gas-líquido, internamente, frente a la boquilla de entrada de fluido del recipiente. Estas placas pueden ser planas o cóncavas. A medida que la corriente de entrada golpea la placa, el líquido cae al fondo y el gas fluye alrededor. El deflector se utiliza para desviar la corriente de entrada alrededor de la pared del recipiente para crear una acción centrífuga y facilitar la separación<sup>16</sup>.

### **2.9.9 Deflectores anti-remolinos**

La circulación del líquido en el fondo del recipiente sobre la boquilla de salida del mismo puede producir remolinos que producen arrastres, los cuales pueden ser prevenidos colocando desviadores anti-remolinos sobre la boquilla de salida del líquido.

Normalmente se utilizan tres deflectores anti-remolinos de forma cuadrada entre el nivel de líquido y la boquilla de salida de éste<sup>16</sup>.

### **2.9.10 Eliminador de niebla**

Este tipo de accesorios han sido desarrollados para aglomerar las partículas de líquidos que son arrastradas por la corriente gaseosa y lograr su desprendimiento del gas. Mientras las partículas se aglomeran sobre estos accesorios, van formándose gotas mayores que caen debido a la gravedad<sup>18</sup>.

### **2.9.11 Instrumentos de medición**

Generalmente se usan termómetros y manómetros que permiten medir la presión y temperatura de trabajo del separador.

Además de los descritos existen otra serie de accesorios tales como escaleras, cajetines de control, reguladores de presión, entre otros<sup>22</sup>.

## **2.10 PROBLEMAS OPERACIONALES DE LOS SISTEMAS DE SEPARACIÓN**

Los principales problemas operacionales que se pueden presentar en la operación de un separador son:

### **2.10.1 Crudos espumosos**

Generalmente el espumaje es causado por las impurezas y el agua presente en el crudo, que no se hayan podido remover antes de que la corriente llegue al separador, afectando severamente el desempeño del separador. Muchos productos químicos, como los inhibidores y anticorrosivos agregados directamente a las tuberías, son formadores de espumas. Otra de las causas de este problema puede ser el incremento del volumen del gas por encima de los niveles que el separador está en capacidad de manejar, lo cual aumenta la velocidad en el sistema. Para ello, pueden incorporarse deflectores de espuma, lo que permitiría una tasa de generación de espuma menor o igual a la tasa de rompimiento<sup>18</sup>.

La espuma reduce enormemente la capacidad de los separadores de petróleo y gas debido a que se requiere un tiempo de retención mayor para separar adecuadamente una cantidad dada de crudo espumante. El crudo espumante no puede ser medido adecuadamente con medidores de desplazamiento positivo, o con recipientes de medición volumétrica convencional. Estos problemas, combinados con la pérdida potencial de petróleo y gas debido a la separación inapropiada, enfatiza la necesidad de disponer de procedimientos y equipos especiales para manejar el crudo espumante.

Los problemas principales que causan la espuma son:

- Dificultad para controlar el nivel del líquido.
- Inconvenientes para obtener las condiciones óptimas, a fin de separar el gas del líquido, debido al volumen que ella ocupa.
- Probabilidad de que tanto el gas como el líquido puedan salir del separador, mezclados con espuma, lo cual no satisface las condiciones que se requieren.

### **2.10.2 Arenas**

La presencia de arena puede ocasionar los siguientes inconvenientes:

- El taponamiento de los dispositivos internos del separador.
- La erosión y corte de válvulas y líneas.
- La acumulación de arena en el fondo del separador.

Por consiguiente cuando los fluidos son arenosos es conveniente instalar válvulas y elementos resistentes al efecto abrasivo de la arena, y tomar en cuenta durante el diseño los dispositivos que hagan posible la remoción parcial de la arena acumulada <sup>18</sup>.

### **2.10.3 Parafinas**

La parafina puede venir asociada al fluido, acumulándose en el interior del separador produciendo taponamiento; ocasionando que muchos de sus componentes dejen de operar adecuadamente como es el caso de las mallas de alambre metálico, en donde es más factible su acumulación.

La deposición de parafina en los separadores de petróleo y gas reduce su eficiencia y pueden hacerlos inoperables, llenando parcialmente el recipiente y/o bloqueando el extractor de mezcla y las entradas de fluido. La parafina puede ser removida efectivamente de los separadores utilizando vapor o solventes. Sin embargo, la mejor solución es prevenir la deposición inicial en el recipiente a través de calor o tratamientos químicos de la corriente de fluido, aguas arriba del separador. Otra solución, exitosa en muchos casos, involucra el revestimiento de todas las superficies internas del separador con un plástico con el cual la parafina tiene poca o ninguna afinidad <sup>18</sup>.

### **2.10.4 Emulsiones**

Las emulsiones generalmente afectan a los separadores de tres fases, por lo que el tiempo requerido para separar el agua y el crudo puede ser muy alto. Este tiempo muchas veces suele ser mucho mayor que el tiempo necesario para la separación gas-líquido; en esta circunstancia resulta más factible remover la mezcla de agua-crudo y procesarlos en un sistema de

deshidratación convencional. Esto establece la diferencia entre un separador trifásico y uno bifásico <sup>9</sup>.

### 2.10.5 Flujo de avance

Algunas líneas de flujo bifásicas tienden a un tipo de flujo inestable, de oleaje, lo que se denomina flujo de avance. Por lo tanto, cuando se conoce de este tipo de fluido, se requiere de placas rompe-olas <sup>18</sup>.

### 2.10.6 Tuberías internas

Cuando se manejan crudos y productos sucios, es recomendable adecuar el equipo con un sistema interno de tuberías que permitan la inyección de agua, vapor o solventes, para eliminar las impurezas que se depositan en el equipo durante su operación, o para desplazar los hidrocarburos antes de proceder a la apertura del recipiente <sup>23</sup>.

## 2.11 BÁSES TEÓRICAS

La evaluación comparativa del sistema de separación gas-líquido se realiza siguiendo las normas PDVSA MDP-03-S-01 <sup>16</sup> separadores líquido-vapor, PDVSA MDP-03-S-03 <sup>17</sup> principios básicos y PDVSA N° 90616.1.027 <sup>17</sup>, separadores líquido-vapor.

### 2.11.1 Separadores verticales

#### ➤ Gravedad específica (Ge)

$$Ge = \frac{141,5}{131,5 + ^\circ API} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

#### ➤ Densidad del líquido ( $\rho_l$ )

$$\rho_l = \rho_{H_2O} \times Ge \quad (\text{Ec.2.6})$$

$\rho_{H_2O}$ = densidad del agua (lb/pies<sup>3</sup>).

#### ➤ Factor de compresibilidad del gas Z

Para determinar este parámetro, se deben determinar los valores de presiones y temperaturas pseudocríticas del gas de salida de cada separador a través de las ecuaciones 2.7 y 2.8 respectivamente, los cuales se obtuvieron de análisis cromatográficos (tabla A1).

$$Pr = P_o / P_{sc} \quad \left. \begin{array}{l} \\ \\ \end{array} \right\} \quad \mathbf{Z} \quad \begin{array}{l} \text{(Ec.2.7)} \\ \text{(Ec.2.8)} \end{array}$$

Este factor de compresibilidad (Z) a bajas presiones, es utilizado para pasar de condiciones normales a condiciones de operación.

Pr= presión reducida (psia).

P<sub>o</sub>= presión de operación (psia).

P<sub>sc</sub>=presión pseudocrítica (psia).

Tr= temperatura reducida (°R).

T<sub>o</sub>=temperatura de operación (°R).

T<sub>sc</sub>=temperatura pseudocrítica (°R).

### ➤ Densidad del gas (ρ)

$$\rho_g = \frac{(P_o + P_E) \times PM}{R \times T_o \times Z} \quad \text{(Ec.2.9)}$$

ρ<sub>g</sub>=densidad del gas (lb/pies<sup>3</sup>).

P<sub>E</sub>=presión estandar (psia).

PM=peso molecular del gas (lbm/lbmol).

### ➤ Cálculo del caudal volumétrico de líquido a condiciones de operación

El caudal de líquido se presenta a condiciones estándar de presión y temperatura, por lo que fue necesario utilizar la ecuación 2.10 para convertir los valores del caudal recibido a su respectiva condición de operación.

$$Q_{lco} = Q_{lcN} \times fc \quad \text{(Ec. 2.10)}$$

Q<sub>lco</sub>=caudal de líquido en condiciones de operación (pies<sup>3</sup> / s).

Q<sub>lcN</sub>=caudal de líquido a condiciones estandar de presión y temperatura (BBPD).

fc=factor de conversión de BBPD a pies<sup>3</sup>/s.

### ➤ Cálculo del caudal volumétrico de gas a condiciones de operación

El caudal volumétrico de gas se presenta a condiciones estándar de presión y temperatura, por lo tanto se realizó el cambio a las condiciones de operación con el respectivo factor de conversión, a través de la ecuación 2.11.

$$Q_{gco} = Q_{gN} \times Z \left( \frac{P_N}{P_O} \right) \times \left( \frac{T_O}{T_N} \right) \times fc \quad (\text{Ec. 2.11})$$

$Q_{gco}$ =caudal de gas a condiciones de operación (pies<sup>3</sup>/s).

$Q_{gN}$ =caudal de gas a condiciones estandar de presión y temperatura (MMPCED).

$fc$ =factor de conversión de MMPCEPD a pies<sup>3</sup>/s.

### ➤ Cálculo del flujo másico de líquido

El flujo másico de líquido se obtuvo a través de la ecuación 2.12

$$W_l = Q_{lco} \times \rho_l \quad (\text{Ec. 2.12})$$

$W_l$ =flujo másico de líquido (lb/s).

$\rho_l$ =densidad del líquido (lb/pies<sup>3</sup>).

### ➤ Cálculo del flujo másico de gas

El flujo másico de gas se determinó a través de la ecuación 2.13

$$W_g = Q_{gco} * \rho_g \quad (\text{Ec. 2.13})$$

$W_g$ =flujo másico de gas (lb/s).

$\rho_g$ =densidad del gas (lb/pies<sup>3</sup>).

### ➤ Cálculos de la velocidad crítica de diseño

La velocidad crítica de diseño permitió saber si la velocidad superficial de vapor era lo suficientemente baja, o disminuirla si es necesario para prevenir un arrastre excesivo.

A partir de la siguiente expresión se puede calcular la velocidad crítica:

$$V_c = K \sqrt{\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g}} \quad (\text{Ec.2.14})$$

$V_c$ =velocidad crítica (pies/s).

El valor de la constante K utilizada en la ecuación 2.14 para el sistema ingles proviene de la expresión:

$$V_t = \sqrt{\frac{4gD_p(\rho_l - \rho)}{3\rho C_D}} \quad (\text{Ec.2.15})$$

Donde:

$$K = \left(\frac{4gD\rho}{3C_D}\right)^{\frac{1}{2}}; \frac{\text{pies}}{\text{s}} \quad (\text{Ec.2.16})$$

V<sub>t</sub>=velocidad de asentamiento libre.

g=aceleración de gravedad.

D<sub>p</sub>=diámetro de la partícula.

ρ<sub>l</sub>=densidad del líquido.

ρ=densidad del gas.

C<sub>D</sub>=coeficiente de arrastre.

El valor de la constante K, acerca o aleja las predicciones del funcionamiento real del sistema de separación. Este valor constante K desarrollado por Souders y Brown<sup>18</sup> varía de acuerdo al tipo de separador a utilizar; en este caso, se utilizó la constante permitida por norma PDVSA 90616.1.027<sup>18</sup>, cuya selección se basa en la relación de las tasas másicas (W<sub>l</sub>/W<sub>g</sub>). Los valores de dicha constante son utilizados en unidades del sistema ingles, tal como se muestra en la tabla 2.1.

**Tabla 2.1 Valor de la constante K desarrollada por Souders y Brown<sup>18</sup> para separadores verticales**

Wl / Wg	K (pie/s)
Wl / Wg < 0,1	0,35
0,1 < Wl / Wg < 1,0	0,25
Wl / Wg > 1	0,20

➤ **Cálculo del área seccional transversal de cada separador**

El área seccional transversal de determinó a través de la siguiente ecuación 2.17.

$$A_{st} = \frac{\pi \times Di^2}{4} \quad (\text{Ec 2.17})$$

$A_{st}$ = Área seccional transversal (pies<sup>2</sup>).

$Di$ =Diámetro interno (pies).

➤ **Cálculo de la velocidad de operación**

Con los valores del caudal en condiciones de operación se determinaron las velocidades de operación del gas en cada separador, para ser comparadas con los valores críticos de diseño de cada separador, recién calculados. Esto se obtuvo a través de la ecuación 2.18.

$$V_{opgas} = \frac{Q_{gasco}}{A_{st}} \text{ (pies/s)} \quad (\text{Ec. 2.18})$$

Una vez calculadas el área y las velocidades de gas a las condiciones críticas y de operación, se verificó si existe arrastre por exceso de velocidad del gas dentro del separador mediante la diferencia entre los valores de dichas velocidades del gas.

$V_{op} - V_c = 0$  Arrastre cero (0).

$V_{op} - V_c > 0$  Ocurre arrastre.

$V_{op} - V_c < 0$  No ocurre arrastre.

➤ **Especificaciones de las boquillas de entrada de mezcla, de salida de gas y salida de líquido de los equipos de separación**

La proporción de arrastre también depende de la velocidad del gas en la tubería de entrada, del tipo de boquilla de entrada, de la distancia entre la boquilla de entrada y el nivel de líquido y de las especificaciones de las boquillas de salida de gas y de líquido; por lo que fue necesario determinar las velocidades críticas y de operación de entrada de mezcla, de salida de gas, de salida de líquido y sus respectivos diámetros de diseño.

Para ello se determinaron los siguientes parámetros:

► **Flujo volumétrico de la mezcla**

Los valores de los caudales de líquido y caudales de gas recibidos por los equipos de separación, se obtuvieron de los reportes de las pruebas de pozos y se calcularon de la siguiente manera:

$$Q_m = Q_l + Q_g \text{ (lb/día)} \quad (\text{Ec. 2.19})$$

$Q_m$ =flujo volumétrico de mezcla (pies<sup>3</sup>/s)

► **Cálculo de la fracciones de líquidos en la corriente de alimentación**

La fracción de líquidos se determinó a través de la ecuación 2.20.

$$X_l = \frac{Q_l}{Q_m} \quad (\text{Ec.2.20})$$

$X_l$ =fracción de líquido.

► **Cálculo de la densidad de la mezcla**

La densidad de la mezcla se calculó por medio de la ecuación 2.21.

$$\rho_m = (1 - X_l) * \rho_g + X_l \rho_l \quad (\text{Ec. 2.21})$$

$\rho_m$ =densidad de la mezcla (lb/pies<sup>3</sup>).

► **Cálculo de las velocidades reales (operación) y máximas (ó críticas) establecidas según la norma PDVSA MDP-03-S-03**

El cálculo de estas velocidades se realizó para comparar las velocidades de operación del fluido presentes en los separadores y las velocidades máximas permitidas, establecidas en las normas de diseño, y a través de ello, determinar si los separadores cumplen con los parámetros establecidos.

► **Velocidad de la mezcla bifásica establecida por norma PDVSA MDP-03-S-03**

La velocidad de mezcla bifásica establecida por dicha normativa en la boquilla de entrada de los separadores, es la máxima velocidad permitida o velocidad crítica en dicha boquilla de entrada, y se determinó a través de la ecuación 2.22.

$$V_{en} = \frac{60}{(\rho_m)^{1/2}} \quad (\text{Ec. 2.22})$$

$V_{en}$ =velocidad de líquido en la boquilla de entrada de mezcla establecida por esta norma (pies/s).

► **Velocidad real de la mezcla bifásica en la boquilla de entrada**

La velocidad real de la mezcla que entra al separador debe ser menor o igual a la velocidad máxima establecida por la norma, calculada con la ecuación 2.22, y se obtuvo por medio de la ecuación 2.23.

$$V_{emreal} = \frac{4xQ_m}{\pi(db_{re} x fc)^2} \quad (\text{Ec. 2.23})$$

$V_{emreal}$ =velocidad real de la entrada de la mezcla (pies/s).

$db_{re}$ =diámetro real de la boquilla de entrada (pies).

$fc$ =factor de conversión de pulgadas a pies.

► **Cálculo del diámetro de la boquilla de entrada**

Para calcular el diámetro de la boquilla de la alimentación bifásica se utilizó la siguiente ecuación: 2.24.

$$dbe = \sqrt{\frac{4xQ_m}{\pi x V_{en}}} x fc \quad (\text{Ec. 2.24})$$

$dbe$ =diámetro requerido en la boquilla de entrada de mezcla (pies).

$fc$ =factor de conversión de pies a pulgadas.

► **Velocidad de gas en la boquilla de salida, establecida por norma PDVSA MDP-03-S-03**

La velocidad real del gas en la boquilla de salida debe ser menor o igual al valor obtenido por la ecuación 2.25, según la norma PDVSA MDP-03-S-03<sup>17</sup>

$$V_{sgn} = \frac{60}{(\rho_g)^{1/2}} \quad (\text{Ec. 2.25})$$

$V_{sgn}$ = velocidad de gas en la boquilla de salida establecida por norma (pies/s).

► **Velocidad en la boquilla de la salida gas del separador**

La velocidad real del gas en la boquilla de salida de gas fue calculada mediante la ecuación 2.26.

$$V_{sgreal} = \frac{4xQ_{gco}}{\pi * (db_{sg} x fc)^2} \quad (\text{Ec.2.26})$$

$V_{sreal}$ =velocidad en la boquilla de salida del gas en el separador (pies/s).

$db_{rsg}$ =diámetro real de la boquilla de salida de gas (pulg.).

$fc$ =factor de conversión de pulgadas a pies.

► **Diámetro de la boquilla de salida de gas**

El diámetro de la boquilla de salida de gas se calculó por medio de la siguiente ecuación: 2.27.

$$db_{sg} = fcx \sqrt{\frac{4xQ_{gco}}{\pi x V_{sgn}}} \quad (\text{Ec. 2.27})$$

$db_{sg}$ =diámetro requerido en la boquilla de salida de gas (pulg.).

$fc$ =factor de conversión de pies a pulgadas.

► **Cálculo de la velocidad real en la boquilla de salida de líquido**

La velocidad real del líquido en la boquilla de salida se calculó mediante la ecuación 2.28.

$$V_{slreal} = \frac{4xQ_{lco}}{\pi x (db_{rsl} x fc)^2} \quad (\text{Ec. 2.28})$$

$V_{slreal}$ =velocidad real del líquido en la boquilla de salida de líquido (pies/s).

$db_{rsl}$ =diámetro real medido de la boquilla de salida de líquido (pulg.).

$fc$ =factor de conversión de pulgadas a pies.

► **Diámetro de la boquilla de salida de líquido**

Para este caso se tomó en consideración la velocidad establecida por la norma PDVSA MDP-03-S-03<sup>17</sup>.

$$V_{sln}=3 \text{ pies/s} \quad (\text{Ec. 2.29})$$

$V_{sln}$ =velocidad del líquido en la boquilla de salida de líquido (pies).

$$db_{sl} = fc \times \sqrt{\frac{4xQ_{lco}}{\pi xV_{sln}}} \quad (\text{Ec. 2.30})$$

$V_{sln}$ =velocidad del líquido establecida por la norma en la boquilla de salida (pies).

$db_{sl}$ =diámetro requerido en la boquilla de salida de líquido (pulg.).

$fc$ =factor de conversión de pies a pulgadas.

► **Cálculo de la eficiencia en las boquillas de entrada de mezcla, tomando en consideración los diámetros establecidos según la norma PDVSA MDP 03-S-03<sup>17</sup> y los reales medidos en campo.**

El aumento o disminución del área seccional de los diámetros instalados en las boquillas de entrada de mezcla, salida de líquido y salida de gas en los equipos de separación, es inversamente proporcional al aumento o disminución de la velocidad del fluido en dicha zona. Una disminución del diámetro de la boquilla de entrada de mezcla ocasionaría un incremento de la velocidad del fluido de entrada y un posible arrastre de crudo hacia el tope del separador e incidiendo además, en el tiempo de residencia del gas dentro del equipo. El tiempo de residencia requerido por el gas dentro del separador permite que la fuerza de gravedad haga caer las gotas de líquido y no sean arrastradas por el gas.

$$V_r \times A_r \propto V_N \times A_N \quad (\text{Ec.2.31})$$

$V_r$ =velocidad real

$V_N$ =velocidad establecida por norma

$A_r$ =área real

$A_N$ =área establecida por norma

► **Consideraciones según normativas PDVSA 906.161027<sup>18</sup> y PDVSA MDP 03-S-03<sup>17</sup> para calcular el volumen de retención de líquido**

Dichos volúmenes de líquidos se fijan según los requerimientos del proceso y varían según el tiempo de retención del líquido dentro del recipiente.

Según la norma PDVSA 906.16.1027<sup>18</sup> para separar dos fases, se debe considerar lo siguiente:

- Un minuto y medio para destilados y petróleo crudo con gravedad de 40 °API o mayor.

- ▶ Tres minutos para petróleo crudo que sean considerados “no espumosos” a condiciones de operación y gravedad API por debajo de 25 ° y 40 °API.
- ▶ Cinco minutos para petróleos crudos considerados espumosos y/o con gravedades por debajo de 25 °API. No se debe utilizar separadores verticales para servicios con espumeo severo.

➤ **Cálculo del volumen de retención de líquidos para los niveles normal (NLL) y mínimo (LLL)**

Este nivel de volumen se calculó tomando las consideraciones establecidas por la norma PDVSA MDP 03-S-03<sup>[22]</sup> a través de la ecuación 2.32

$$V_{NL} = 60 \times Q_{lco} \times T_{rl} \quad (\text{Ec. 2.32})$$

$V_{NL}$ =volumen de líquido entre los niveles normal y mínimo (pies<sup>3</sup>).  
 $T_{rl}$ = tiempo de retención del líquido (minutos).

➤ **Cálculo del volumen de retención de líquidos entre los niveles alto (HLL) y normal (NLL)**

Para este caso, también se tomó en cuenta lo establecido en la norma PDVSA MDP 03-S-03<sup>17</sup>, a través de la ecuación 2.33.

$$V_{HL} = 60 \times Q_{lco} \times 2 \quad (\text{Ec. 2.33})$$

$V_{HL}$ =volumen de líquido entre los niveles alto y normal (pies<sup>3</sup>).

➤ **Cálculo de las alturas del líquido en el recipiente**

Para el cálculo de la altura del líquido también fueron tomados en consideración los niveles alto (HLL), normal (NLL) y mínimo (LLL).

▶ **Niveles normal (NLL) y mínimo (LLL)**

El nivel de altura que ocupó el líquido entre los niveles normal y alto se obtuvo a través de la ecuación 2.34.

$$H_{NL} = \frac{V_{NL}}{Ast} \quad (\text{Ec. 2.34})$$

$H_{NL}$ =altura del líquido entre los niveles normal y mínimo (pies).  
 $A_{st}$ = área seccional transversal (pies<sup>2</sup>).

► **Niveles normal (NLL) y alto (HLL)**

De igual manera, se calculó la altura del líquido entre los niveles normal y alto, tomando en consideración lo establecido por la norma PDVSA MDP 03-S-03<sup>17</sup> por medio de la ecuación 2.35.

$$H_{HN} = \frac{V_{HN}}{A_{st}} \tag{Ec.2.35}$$

$H_{NL}$ =altura del líquido entre los niveles normal y alto (pies).

► **Cálculo de la altura mínima en el recipiente**

La altura mínima que debe alcanzar el líquido se estableció según la norma PDVSA MDP 03-S-03<sup>17</sup> referida en la tabla 2.2.

$$H_{min} = LLL = 1,25 \text{ pies}$$

$H_{min}$ = altura mínima requerida.

**Tabla 2.2. Altura del bajo nivel de líquido de acuerdo a norma PDVSA MDP 03-S-03<sup>17</sup>**

Diámetro del recipiente (pies)	Altura mínima (LLL) (plg) P < 300 psia
<4	15
6	15
8	15
10	6
12	6
16	6

► **Cálculo de la altura desde el nivel alto (HLL) hasta la boquilla de entrada**

Esta altura se cálculo con el valor del diámetro establecido por la normativa de diseño y se obtuvo a partir de la ecuación 2.36.

$$H_b = 1 + dbe \quad (\text{Ec.2.36})$$

$H_b$ =altura que debe ocupar el líquido desde el nivel alto hasta la boquilla de entrada (pies).

➤ **Altura que ocupa el gas en el recipiente**

Los separadores estudiados en la estación de descarga GUARA-14 están provistos de extractores de niebla, por lo que se consideró lo siguiente, según la norma PDVSA MDP 03-S-03<sup>17</sup>.

▶ Con extractor:

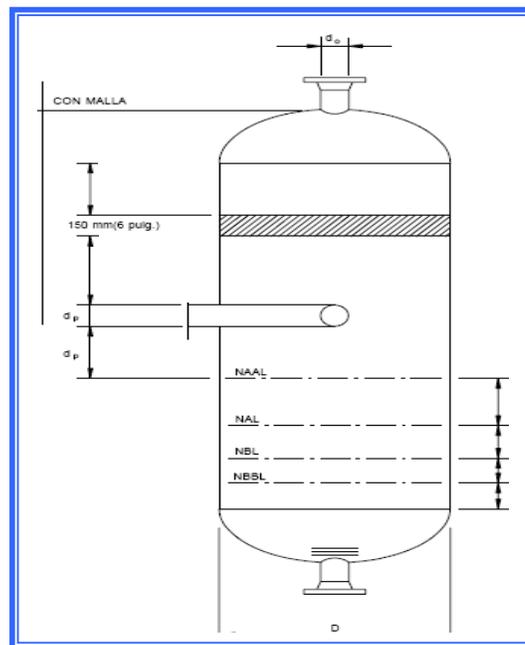
$$H_g = 3 + \frac{1}{2} x dbe \quad (\text{Ec.2.37})$$

$H_g$ =altura que ocupa el gas en el recipiente (pies).

➤ **Cálculo de la altura total del recipiente**

Para el cálculo de la altura total (figura 2.10) se consideró la distancia del fondo  $H_f = 0,5$  pies y distancia desde el extractor de niebla hasta la línea tangencial del tope del recipiente  $H_{el-top} = 1$  pies establecido por la normativa PDVSA MDP 03-S-03<sup>17</sup>. Entonces la altura total (Ht) es la sumatoria de:

$$Ht = H_{NL} + H_{HN} + H_b + H_g + H_{min} + H_{el-top} + H_f \quad (\text{Ec.2.38})$$



**Figura 2.10** Dimensiones típicas de los separadores verticales <sup>17</sup>.

➤ **Cálculo de la media aritmética**

La media aritmética es una medida de tendencia central, que marca, bajo distintos criterios, los valores en torno a los cuales se disponen los datos de una distribución. Este método estadístico se realizó como un parámetro previo al cálculo de la desviación de los datos obtenidos en mediciones de campo de los niveles de líquido y tiempo de retención mediante la ecuación 2.39.

$$\bar{X} = \frac{\sum X}{N} \tag{Ec.2.39}$$

$X$  = valor de muestra  
 $\bar{X}$  = media aritmética  
 $N$  = número de datos

➤ **Cálculo de la desviación estándar**

Esta medida de dispersión se utilizó para conocer la desviación que representa el conjunto de datos obtenidos de la medida del nivel de líquido y tiempo de retención en una serie de doce repeticiones para cada tanque separador a través de la ecuación 2.40:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (X - \bar{X})^2}{N - 1}} \tag{Ec.2.40}$$

$\sigma$  = desviación estándar

## **2.12 NUEVAS TECNOLOGÍAS APLICADAS EN EL PROCESO DE SEPARACIÓN GAS-LÍQUIDO**

La técnica de separación utilizada hasta ahora por la industria petrolera venezolana, ha resultado muy efectiva en los últimos 50 años, en los que la empresa ha aplicado este método. No obstante, la tecnología ha avanzado en los procesos de separación gas-liquido y gas-petróleo-agua, haciendo el referido proceso más corto y efectivo.

### **2.12.1 Automatización de los sistemas tradicionales**

En primer lugar, uno de los adelantos aplicados a este sistema de separación tradicional es la automatización del sistema (figura 2.11). Para ello se ha propuesto automatizar el proceso de operaciones de control y medición de los separadores tradicional con un sistema de controlador lógico programable (figura 2.12), para la estimación correcta de la producción de

crudo y gas por pozo en las estaciones de flujo, para disminuir y/o eliminar los problemas asociados por la obsolescencia de los sistemas de control y medición actual.

El principio consiste en interconectar e instalar medidores de flujo másico a las descargas de líquido y gas, instalar válvulas y transmisores inteligentes para crear los lazos de control de nivel y de presión, configurar el programa de control de las variables de proceso y supervisión en la aplicación *in-touch* (tiempo real), a través del sistema Coriolis, que es la fuerza ficticia que actúa sobre un cuerpo cuando se observa éste desde un sistema de referencia en rotación. Así, un objeto que se mueve sobre la Tierra a velocidad constante con una componente de dirección Norte-Sur se ve desviado en relación con la Tierra que gira. En el hemisferio Norte se desvía en el sentido de las agujas del reloj, y en el hemisferio sur en el sentido opuesto. El efecto se llama así en honor al físico francés Gustave-Gaspard de Coriolis, quien fue el primero en analizar el fenómeno matemáticamente. La aceleración correspondiente a esta fuerza se llama aceleración de Coriolis<sup>20</sup>

### **2.12.2 Separadores ciclónicos**

Esta es una tecnología de alta eficiencia que permite la recolección, separación, medición y manejo de la producción de crudo y gas por medio del método del vorticismo, cuyo principio se basa en separar la mezcla bifásica a través de la fuerza centrífuga que genera el vorticismo o verticidad, lo que conduce a incrementar la capacidad de las unidades, mientras se reduce el tamaño y el peso de los equipos.

Las unidades ciclónicas (figura 2.13) hacen uso del vorticismo como método para lograr la separación. Con este fin, los fabricantes de separadores han construido un tubo concéntrico (figura 2.14) capaz de hacer rotar la mezcla que llega al separador para separar las fases gaseosa y líquida.

Adicionalmente, el gas que entra al tubo ciclónico sigue rotando para despojar al gas de la película líquida remanente. A este tubo se le conoce con el nombre de ciclón. Cuando el fluido ingresa al separador, empieza a rotar. La velocidad de entrada se multiplica varias veces a medida que aumentan las fuerzas centrífugas que producen la separación<sup>24</sup>.

Así, el fluido se separa en sus diferentes fases, dando una respuesta más efectiva, que lo que de ordinario se obtiene con los separadores gravitacionales, por cuanto el separador se diseña haciendo que el fluido rote al entrar al separador y siga girando cuando el gas se separa. El gas libre busca el orificio de salida por la parte superior de la unidad, mientras el líquido se mueve hacia el fondo del recipiente<sup>24</sup>.

Al introducir un remolino en la parte inferior del separador, el agua y la arena también se separan, proporcionando un modelo más eficiente que los separadores convencionales

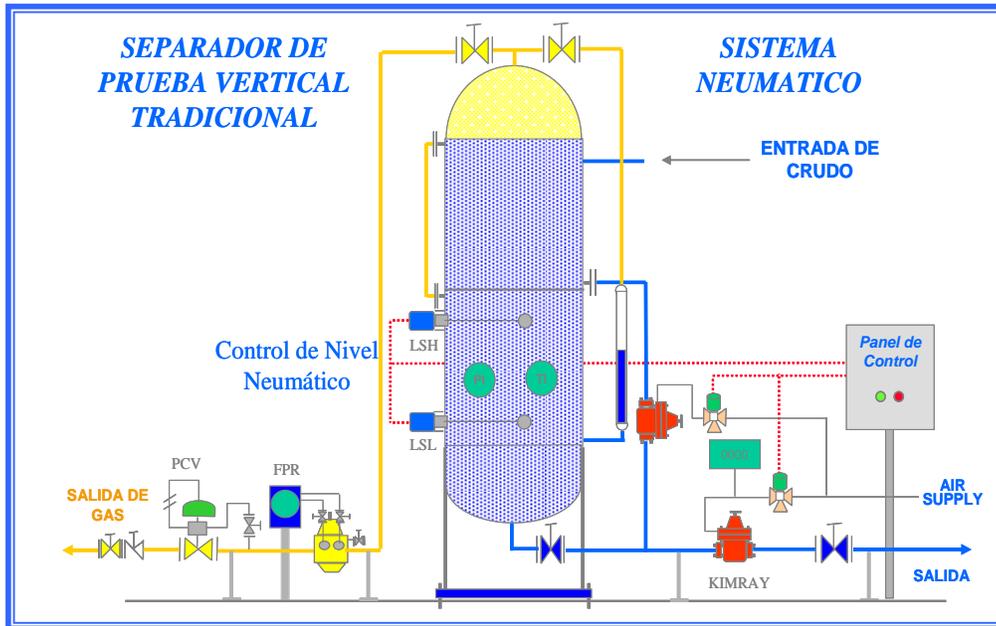


Figura 2.11 Separador tradicional<sup>20</sup>.

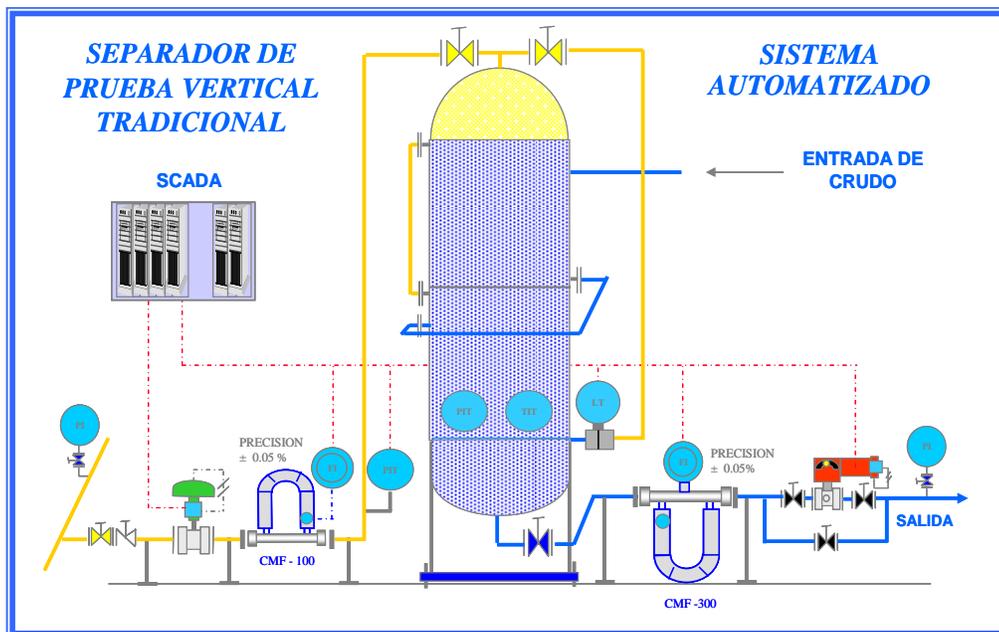


Figura 2.12 Separador tradicional adaptado a un sistema automatizado<sup>20</sup>.

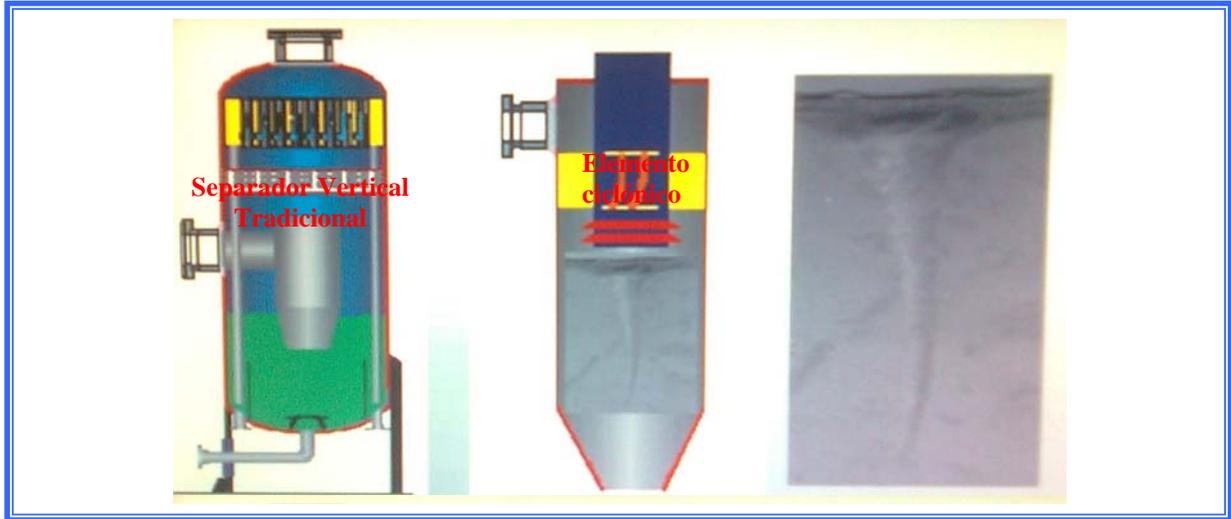


Figura 2.13 separador vertical y elemento ciclónico.<sup>24</sup>

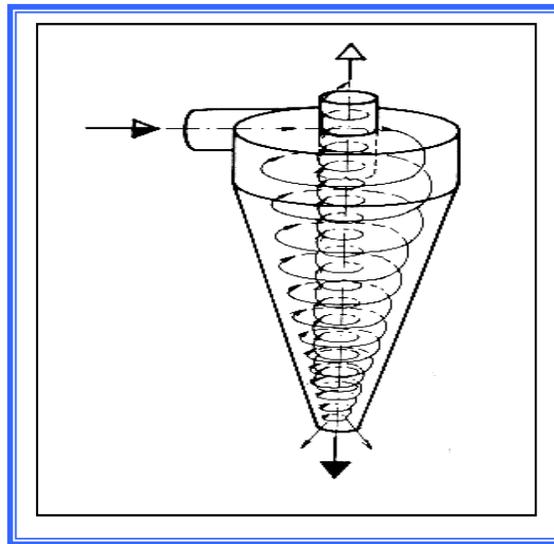


Figura 2.14 Representación grafica de un tubo ciclónico dentro de un separador ciclónico<sup>19</sup>.

El separador se diseña de tal manera que se pueda dimensionar para cantidades específicas de petróleo agua y gas natural, trabajando con una presión dada y con las características específicas del fluido que se va a separar. Se citan las siguientes características de los separadores, a manera de ejemplo:

- a. A los efectos de las exigencias del mercado, el petróleo requiere del 1,0% de agua (o menos); y el arrastre de gas debe estar en el orden de 0,1 a 0,5 galones de líquido por MMPCND de gas a la salida de la unidad.

b. Se considera también un valor de 0,02% o menos de la fracción volumétrica de gas presente en la fracción volumétrica del líquido que sale por el fondo.

El modo de operación bajo el cual se diseña el separador, así como el tamaño de las gotas que se especifican en las corrientes, se refieren a los siguientes parámetros:

- Calidad del gas.
- Agua y petróleo que se va a producir, calculadas según las tasas de flujo.
- Porcentaje de agua en el petróleo.
- Propiedades físicas de los fluidos.
- El tipo de internos que se le coloquen a la unidad.
- El nivel de líquido dentro del separador.
- Condiciones a las cuales se llevará a cabo la separación

## ***CAPÍTULO 3***

### ***DESARROLLO DEL PROYECTO***

El procedimiento empleado para desarrollar cada uno de los objetivos propuestos en este proyecto consta de varias etapas, en las cuales se utilizaron diversas metodologías y técnicas explicadas en detalle a continuación.

#### **3.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA**

La etapa inicial para el desarrollo de este tema consistió en la recolección de información referente a la estación de descarga correspondiente (GED-14), en cuanto a los siguientes aspectos: cantidad de flujos recibidos, cantidad de separadores instalados, diámetros de las boquillas de entrada de gas y de líquido de cada separador, recolección de las características de diseño de los equipos tales como: presión, caudal de líquido y de gas, además de la inspección visual de los equipos externos, utilizando como metodología de recolección de datos: conversaciones, visitas de campo, y revisión de diversas fuentes bibliográficas, como las normativas de PDVSA, y de la Asociación de Proveedores para Procesadores de Gas (GPSA), manual de ingeniería química, libros de textos, documentos de Internet, entre otros.

#### **3.2 DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SEPARADORES INSTALADOS EN LA ESTACIÓN DE DESCARGA GUARA-14**

##### **3.2.1 Características de operación de los equipos de separación pertenecientes a la estación de descarga Guara-14 (GED-14)**

Para el desarrollo de este objetivo se realizaron mediciones del perímetro de cada uno de los separadores, de los diámetros de las boquillas de entrada, de las boquillas de salida de gas y de las boquillas de salida de líquido de cada separador. Esto se realizó debido a que la empresa no cuenta con los respectivos planos de diseño de los equipos.

Se realizaron inspecciones a todos los equipos de separación, de donde se obtuvo la información de operación a través de la observación directa, verificando las temperaturas, presiones, tiempos de residencia y condiciones de los instrumentos con los cuales operaban los separadores para el momento de la inspección. La medición de la temperatura fue basada en un termómetro portátil de largo alcance o pirómetro, de doble rayo láser de tipo PCE 891, debido a que los separadores no contaban con los sensores de temperatura requeridos para dicha medida, y a que a éstos no se les suministra calor adicional al que trae el fluido; bajo la suposición práctica de la existencia de una aproximación al equilibrio térmico entre la temperatura de la superficie (piel) del separador y la del sistema líquido-gas en el interior del mismo. Con dicho termómetro se midió la temperatura de la boquilla de entrada de mezcla, boquilla de salida de gas y de líquido. Esta técnica es la que comúnmente se utiliza en las instalaciones de campo de la empresa.

Por otra parte, con ayuda del personal técnico, se midió la altura y el diámetro de las boquillas de entrada de mezcla y de salidas de líquido y de gas de cada separador. Para verificar la altura de los separadores se utilizó una cinta métrica para medir la distancia vertical de costura a costura de cada separador. Para estimar el tiempo de retención de líquido dentro del separador E-105 se utilizó el visor de nivel para cuantificar la altura del líquido dentro del equipo, y se midió el tiempo que se tardó en descargar dicho líquido. El visor de nivel del separador E-954 se encontraba obsoleto y sucio imposibilitando su lectura, por lo que, con ayuda del personal técnico encargado, se procedió a limpiar con un solvente orgánico. Luego a este visor le fue instalada una cinta métrica para así poder realizar las lecturas. Para los separadores E-12 y E-154 se utilizó un procedimiento empírico para medir los niveles de líquido en estos equipos, basado en la diferencia de sonido de una pequeña roca al ser golpeada sobre la superficie del tanque separador, al propagarse las ondas sonoras a través del líquido en el fondo y en el gas contenido en el tope de dicho separador. El nivel de líquido fue estimado golpeando varias veces a niveles distintos sobre la pared del tanque, hasta encontrar la zona de cambio significativo del sonido de cada golpeo. Cuando este cambio de sonido ocurría, se marcaba la zona, y con una cinta métrica se procedía a medir el nivel externo donde ocurría la variación sónica, respecto a la base del tanque. Estos procedimientos de medidas se realizaron en una serie de doce repeticiones para cada tanque separador (anexo F1); luego se promedió el resultado de la altura de líquido, su respectivo tiempo de descarga y se calculó su desviación estándar en cada caso.

Con las inspecciones realizadas, también se verificó el estado de dichos equipos, donde se observaron las condiciones de los visores de nivel de líquido y de los manómetros y válvulas instaladas (figura 3.1 y 3.2).



**Figura 3.1** Visor separador E-105 estación de Descarga Guara-14.

### **3.3 IDENTIFICACIÓN DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES EN EL SISTEMA DE SEPARACIÓN QUE AFECTAN LA CALIDAD DEL CRUDO TRATADO**

El buen funcionamiento de un separador depende en gran parte de la composición y caudal de los fluidos que lo alimentan, del estado de sus componentes, buen manejo por parte de los operadores, y a su vez, del tiempo de retención que se le asigna depende de la gravedad API del petróleo que allí se deposita. Por lo tanto, la evaluación del sistema de separación se inició con la inspección visual y directa del sistema de separación, el análisis del comportamiento de la mezcla de hidrocarburos que llega al sistema, el análisis del producto de fondo (anexo B1, B2, B3 y B4) y finalmente el análisis del producto de tope de cada separador (anexos A1, A2, A3 Y A4).

#### **3.3.1 Inspección visual general del sistema de separación**

Se realizó un reconocimiento de las fallas mecánicas presentes en:

##### **3.3.1.1 Válvula de descarga**

En este caso particular el sistema de separación estudiado dispone de una válvula de accionamiento mecánico que se abre y cierra mediante un flotador (figura 3.2). Esta válvula ha presentado fallas en varias oportunidades, por lo que se observó si se depositan en su interior parafina, arena, asfaltenos, etc., debido a la composición característica del crudo tratado, produciéndose la acumulación de los mismos en su cuerpo principal.



**Figura 3.2** Válvula de descarga del separador E-105 de la estación de descarga GUARA-14.

##### **3.3.1.1 Válvula de alivio de presión**

Este tipo de válvula se encuentra en la parte superior de cada separador (figura 3.3), y su tipo de accionamiento particular se basa en el levantamiento de un disco que se calibra para mantener la presión de operación. Cuando dicha presión de operación supera la presión de calibración de la válvula ésta se debe abrir para liberar la sobre-presión. Si ésta válvula no

funciona adecuadamente puede quedar abierta aumentando el flujo de líquido, evitando que la válvula de descarga de crudo disminuya el nivel del líquido para el caudal al cual está ajustada. Debido a esto, durante la inspección realizada se verificó a través de la observación, si su presión de calibración se encontraba dentro de los parámetros establecidos y si estaba debidamente cerrada.



**Figura 3.3** Válvula de alivio de presión E-105 de la estación de descarga GUARA-14.

### 3.3.1.2 Válvulas reguladoras de presión

Estas válvulas se encuentran a pocos metros de los separadores (figura 3.4). Su función es regular la presión del gas que sale del separador. Si estas válvulas no funcionan adecuadamente pueden causar fallas en el proceso de separación gas-líquido. La inspección realizada estuvo orientada a observar si había fuga de gas, si el gas de salida presentaba arrastre de crudo, y si existía taponamiento en las líneas.



**Figura 3.4** Válvulas reguladoras de presión de la estación de descarga GUARA-14.

### 3.3.1.3 Manómetros

Los manómetros son equipos utilizados para medir la presión manométrica de un fluido; en éste caso, mide la presión con la que el fluido llega al sistema de separación. Durante la inspección visual directa se observaron las condiciones de operación de estos instrumentos; si éstos no cumplen adecuadamente su función o si están ausentes, el equipo puede alcanzar una sobre-presión causando algún tipo de incidente, así como también, la presencia de alguno de estos factores dificultaría el control y monitoreo de los equipos (figura 3.1).

### 3.3.2 Procedimiento de muestreo y de análisis composicional de crudo y gas

Primero se realizó la evaluación visual en la estación GUARA-14, para determinar si todas las salidas de gas de los separadores presentaban grandes cantidades de crudo, lo que ocasionaría inconvenientes para tomar las muestras de gas. Luego se procedió a tomar muestras de crudo y de gas para determinar su composición. Debido a que la empresa no cuenta en estos momentos con el equipo necesario para análisis de gas contaminado con crudo, se utilizó un filtro depurador de líquidos improvisado y de limitada eficacia, el cual se conectó en la entrada del cilindro utilizado para recoger la muestra; y que fue facilitado por el técnico del laboratorio de la empresa (figura 3.5).



**Figura 3.5** Cilindro con filtro incorporado.

Los análisis de laboratorio proporcionaron composición del gas y características del crudo de cada separador. A través del análisis de crudo (tabla B1) se determinó la gravedad API, porcentaje de arena y presencia de asfaltenos y de parafinas, corte de agua y sedimentos, y otros compuestos presentes en el crudo que obstaculizan el buen funcionamiento del sistema. A través del análisis del gas (tabla A1), se determinó presión barométrica, peso molecular, presión y temperatura pseudocríticas, necesarias para obtener las velocidades críticas dentro del separador, en la boquilla de entrada y boquillas de salida de gas y de líquido de cada separador, lo que permite saber si las condiciones de operación son las adecuadas al diseño utilizado para la separación en dicha estación de descarga.

### **3.4 DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL SISTEMA DE SEPARACIÓN A TRAVÉS DEL CÁLCULO Y COMPARACIÓN DE LAS VELOCIDADES CRÍTICAS Y DE OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS DE SEPARACIÓN**

Para cumplir con este objetivo fue necesario establecer una serie de premisas que sirvieron de base para la evaluación.

1. Los flujos volumétricos manejados por cada separador fueron obtenidos de reportes de pruebas de pozos.
2. Se tomó el tiempo de retención de líquidos de cada separador y se comparó según lo establecido por las normas PDVSA, dependiendo de las densidades °API.
3. Se consideró que los separadores poseen eliminadores de niebla que fueron tomados en cuenta para los cálculos de la altura del equipo.
4. Fueron tomados en cuenta tres niveles de líquido: mínimo (LLL) normal (NLL) y alto (HLL).
5. Las velocidades permisibles en las boquillas fueron basadas en las ecuaciones 2.22 y 2.25 para las boquillas de alimentación de mezcla y de gas, y  $V = 3 \text{ pies/s}$  para la boquilla de líquido, según la norma PDVSA MDP-03-S-03<sup>17</sup>.

#### **3.4.1 Muestra de cálculo de las velocidades críticas, velocidades de operación, volúmenes de retención y niveles de líquidos de los equipos de separación**

Para la siguiente muestra se utilizaron los datos del separador vertical E-105.

Grados °API = 16,55

Caudal volumétrico de líquido a condiciones estándar = 4182 BBPD

Caudal volumétrico de gas a condiciones estándar = 8899 MPCEPD

Densidad del agua = 62,37 lb/pies<sup>3</sup>

Presión de operación = 65 psig

Presión normal = 14,5 psig

Temperatura de operación = 100 °F

Temperatura a condiciones normales = 60 °F

Presión pseudocrítica = 654,36 psig

Temperatura pseudocrítica = -72,06 °F

Diámetro del separador = 1,24 mt = 4 pies

Peso molecular = 20,59 lb/lbmol

Constante R = 10,73 psia x pies / °R x lbmol

#### **➤ Cálculo de la gravedad específica (Ge)**

Para una gravedad °API = 16,55, de acuerdo a la ecuación 2.5 se determinó la gravedad específica:

$$Ge = \frac{141,5}{131,5 + 16,55} = 0,96$$

➤ **Densidad del líquido  $\rho_l$**

La densidad del líquido fue calculada a través de la ecuación 2.6 de la siguiente manera:

$$\rho_l = 62,37 \frac{lb}{pies^3} \times 0,96 = 59,88 \frac{lb}{pies^3}$$

➤ **Factor de compresibilidad del gas Z**

Para el cálculo de este parámetro fue necesario obtener los valores de presiones y temperaturas pseudocríticas del gas de salida de cada separador, los cuales fueron obtenidos de análisis cromatográficos (tabla A1). Sustituyendo en las ecuaciones 2.7 y 2.8, respectivamente, se tiene que:

$$Pr = \frac{65 + 14,7 \text{ psia}}{(654,36 + 14,7) \text{ psia}} = 0,12$$

$$Tr = \frac{560^\circ R}{387,67^\circ R} = 1,44$$

Interceptando estos valores de presión y temperatura reducidas en la gráfica del factor de compresibilidad (tabla E1), se lee el valor:

$$Z = 0,99$$

➤ **Densidad del gas  $\rho_g$**

La densidad del gas se obtiene de la ecuación 2.9 de la siguiente manera:

$$\rho_g = \frac{(65 + 14,7) \text{ psia} \times 20,59 \frac{lb}{lbmol}}{10,73 \frac{\text{psia} \times \text{pies}^3}{^\circ R \times lbmol} \times 560^\circ R \times 0,99} = 0,28 \frac{lb}{pies^3}$$

➤ **Caudal volumétrico de líquido en condiciones de operación ( $Q_{lco}$ )**

Para convertir el caudal volumétrico de líquido de las condiciones estándar de presión y temperatura a las condiciones de operación, se utilizaron los siguientes factores de conversión en la ecuación 2.10, de la siguiente manera:

$$Q_{lco} = 4.182 \frac{\text{bbl}}{\text{día}} \times \frac{1 \text{ día}}{86400 \text{ s}} \times \frac{5,615 \text{ pies}^3}{1 \text{ bbl}} = 0,272 \frac{\text{pies}^3}{\text{s}}$$

➤ **Caudal volumétrico de gas en condiciones de operación ( $Q_{gco}$ )**

Para convertir el caudal volumétrico que está a condiciones estándar de presión y temperatura se utilizó la ecuación 2.11 para calcular este caudal a las condiciones de operación.

$$Q_{gco} = 8,899 \text{ MMPCED} \times 0,99 \times \frac{14,7 \text{ psia}}{79,7 \text{ psia}} \times \frac{560^\circ \text{ R}}{520^\circ \text{ R}} \times \frac{1,10^6 \frac{\text{pies}^3}{\text{día}}}{1 \text{ MMPCED}} \times \frac{1 \text{ día}}{86.400 \text{ s}} = 20,25 \frac{\text{pies}^3}{\text{s}}$$

$$Q_{gco} = 20,25 \frac{\text{pies}^3}{\text{s}}$$

➤ **Flujo másico de líquido ( $W_l$ )**

Para la relación entre la masa de líquido y la masa de gas necesaria para obtener el valor de la constante K, se calculó el flujo másico a través de la ecuación 2.12 de la siguiente forma:

$$W_l = 0,27 \frac{\text{pies}^3}{\text{s}} \times 59,88 \frac{\text{lb}}{\text{pies}^3} = 16,17 \frac{\text{lb}}{\text{s}}$$

➤ **Flujo másico de gas ( $W_g$ )**

De la misma manera como se calculó el flujo másico de líquido, se determinó el flujo másico de gas mediante la ecuación 2.13 así:

$$W_g = 20,25 \frac{\text{pies}^3}{\text{s}} \times 0,28 \frac{\text{lb}}{\text{pies}^3} = 5,67 \frac{\text{lb}}{\text{s}}$$

De igual forma se procedió con los demás equipos para obtener los valores necesarios para el cálculo de la constante K y la Vc del gas; y los resultados fueron reflejados en la tabla 4.9.

➤ **Valor de la constante K desarrollado por Souders y Brown.**

El valor de dicha constante se calculó mediante la relación entre el flujo másico del líquido ( $W_l$ ) y flujo másico del gas ( $W_g$ ), con la ecuación reflejada en la tabla 2.1 expresada de la siguiente manera:

$$\frac{W_l}{W_g} = \frac{16,17}{5,67} = 2,85$$

De acuerdo a lo considerado en la tabla 2.1:

$$\frac{W_l}{W_g} > 1,0 \quad K = 0,20$$

➤ **Cálculo de la velocidad crítica**

La velocidad crítica se calculó de acuerdo a la ecuación 2.14, y con un valor de K para el sistema inglés, de la siguiente forma:

$$V_c = 0,20 \sqrt{\frac{59,88 \frac{lb}{pies^3} - 0,28 \frac{lb}{pies^3}}{0,28 \frac{lb}{pies^3}}} = 2,92 \approx 3 \frac{pies}{s}$$

Los valores de la velocidad crítica del resto de los equipos fueron calculados de igual manera, y los resultados se muestran en la tabla 4.9.

➤ **Cálculo del área seccional transversal**

El cálculo del área seccional transversal se realizó por medio de la ecuación 2.17.

$$A_{st} = \frac{\pi D^2}{4} = \frac{\pi (4 \text{ pies})^2}{4} = 12,57 \text{ pies}^2$$

$A_{st}$  = Área seccional transversal

donde:

$$P = \pi x D \quad D = \frac{12,8 \text{ pies}}{\pi} = 4,07 \text{ pies} \approx 4 \text{ pies}$$

► **Cálculo de la velocidad del gas en condiciones de operación**

La velocidad real del gas se calculó a través de la ecuación 2.18.

$$V_{opgas} = \frac{Q_{gasco}}{Ast}$$

$$V_{opgas} = \frac{20,25 \frac{\text{pies}^3}{s}}{12,57 \text{ pies}^3} = 1,61 \frac{\text{pies}}{s}$$

Los valores de la velocidad real del gas del resto de los equipos, fueron calculados de la misma forma. Los resultados se muestran en las tablas 4.9.

► **Especificaciones de las boquillas de entrada de mezcla, salida de gas y salida de líquido de las equipos de separación**

► **Flujo volumétrico de la mezcla**

El caudal de la mezcla de alimentación es obtenido a partir del flujo volumétrico de líquido y el flujo volumétrico de gas a las condiciones de operación, mediante la ecuación 2.19, de la siguiente manera:

$$Q_m = 0,27 \frac{\text{pies}^3}{s} + 20,25 \frac{\text{pies}^3}{s} = 20,52 \frac{\text{pies}^3}{s}$$

► **Fracción de líquido en la corriente de alimentación**

La fracción de líquido se determinó a partir de los valores obtenidos del flujo volumétrico de líquido y del flujo volumétrico de la mezcla con la ecuación 2.20, de donde se tiene que:

$$X = \frac{0,2718}{20,5256} = 0,0132$$

► **Densidad de la mezcla**

La densidad de la mezcla se obtuvo por medio de la ecuación 2.21 de la siguiente forma:

$$\rho_m = (1 - 0,0132) \times (0,28 \frac{lb}{pies^3}) + 0,0132 \times (59,88 \frac{lb}{pies^3}) = 1,07 \frac{lb}{pies^3}$$

► **Cálculos de las velocidades reales y las velocidades establecidas por la norma PDVSA MDP 03-S-03**

► **Cálculo de la máxima velocidad de la mezcla bifásica en la boquilla de entrada**

La máxima velocidad permitida por dicha norma fue calculada por medio de la ecuación 2.22.

$$V_{en} = \frac{60}{(1,07)^{1/2}} = 58 \frac{pies}{s}$$

► **Cálculo de la velocidad real de la mezcla en la boquilla de entrada**

La velocidad real de la mezcla bifásica en la boquilla de entrada se obtuvo mediante la ecuación 2.23.

$$V_{ereal} = \frac{4 \times 20,52 \frac{pies^3}{s}}{\pi (6 \text{ pulg} \times \frac{1 \text{ pies}}{12 \text{ pulg}})^2} = 104,51 \frac{pies}{s}$$

Conocida la velocidad de la mezcla, se determinó el diámetro que deberían de tener las boquillas de los separadores por normativa PDVSA MDP 03-S-03<sup>17</sup>.

► **Cálculo del diámetro de la boquilla de entrada**

Conocidos la máxima velocidad de la mezcla por normativa PDVSA MDP 03-S-03<sup>17</sup>, y el caudal de la mezcla de entrada al equipo, se determinó el diámetro de la boquilla por medio de la ecuación 2.24 de la siguiente manera:

$$D_{be} = \sqrt{\frac{4 \times 20,52 \frac{pies^3}{s}}{\pi \times 58 \frac{pies}{s}}} = 0,67 \text{ pies} \times \frac{12 \text{ pulg}}{1 \text{ pie}} = 8,04 \text{ pulg} \approx 8 \text{ pulg}$$

► **Cálculo de la velocidad de salida de gas**

Ésta es la máxima velocidad que debe alcanzar el gas según lo establecido en la norma PDVSA MDP 03-S-03<sup>17</sup> y se calculó a través de la ecuación 2.25 de la manera siguiente:

$$V_{sgas} = \frac{60}{\sqrt{0,28 \frac{lb}{pie^3}}} = 113,39 \frac{pies}{s}$$

► **Cálculo de la velocidad real del gas en la boquilla de salida de gas del separador**

La velocidad real es la velocidad que tiene el gas a las condiciones de operación y se obtuvo por medio de la ecuación 2.26 de la siguiente forma:

$$V_{gasreal} = \frac{4 \times 20,25 \frac{pies^3}{s}}{\pi \times (4 \text{ pulg} \times \frac{1 \text{ pie}}{12 \text{ pulg}})^2} = 232,05 \frac{pies}{s}$$

► **Diámetro de la boquilla de salida de gas**

Para el cálculo de dicho diámetro se utilizó la ecuación Ec. 2.27:

$$D_{bgas} = \sqrt{\frac{4 \times 20,25 \frac{pies^3}{s}}{\pi \times 113,39 \frac{pies}{s}}} = 0,48 \text{ pie} \times \frac{12 \text{ pulg}}{1 \text{ pies}} = 5,76 \text{ pulg} \approx 6 \text{ pulg}$$

► **Cálculo de la velocidad real del líquido en la boquilla de salida del separador**

Para realizar el cálculo de la velocidad del líquido tratado se usó la ecuación 2.28:

$$V_{liqreal} = \frac{4 \times 0,27 \frac{pies^3}{s}}{\pi \times (4 \text{ pulg} \times \frac{1 \text{ pie}}{12 \text{ pulg}})^2} = 3,09 \frac{pies}{s}$$

Según normativa PDVSA MDP- 03-5-03<sup>17</sup> la velocidad de salida del líquido debe ser:

$$V_{s\ln} = 1 \frac{m}{s} V_{s\ln} = 3 \frac{pies}{s}$$

Por lo tanto, el diámetro de la boquilla de salida de líquido se calculó en función de esa velocidad.

► **Cálculo del diámetro de la boquilla de salida de líquido**

Para este caso se utilizó el valor de 3 pies/s establecido por la normativa recién mencionada, para calcular dicho diámetro a través de la ecuación Ec. 2.30

$$D_{bsliq} = \sqrt{\frac{4 \times 0,27 \frac{pies^3}{s}}{\pi \times 3 \frac{pies}{s}}} = 0,34 pie \approx 4,08 pulg \approx 4 pulg$$

► **Cálculo de la eficiencia en las boquillas de entrada de mezcla, tomando en consideración los diámetros establecidos según la norma PDVSA MDP 03-S-03<sup>17</sup> y los reales medidos en campo**

Esta eficiencia se calculó a través de la ecuación 2.31 para determinar cuanto afecta la desviación observada en dichas boquillas, en cuanto al funcionamiento de los equipos y su influencia sobre el crudo tratado.

$$V_r A_r = \frac{\pi D_r^2}{4} \propto V_N A_N = \frac{\pi D^2}{4}$$

$$A_r = \frac{\pi 6^2}{4} = \frac{36\pi}{4} = 9\pi$$

$$A_N = \frac{\pi 8^2}{4} = \frac{64\pi}{4} = 16\pi$$

$$\frac{16\pi - 9\pi}{16\pi} = \frac{7}{16} = 0,4375$$

$$E = 56,25\%$$

0,4375x100=43,75% representa la reducción del área seccional de la boquilla de entrada.

$$E=100-43,75= 56,25\%$$

➤ **Cálculo del volumen de retención de líquido**

Dichos volúmenes se calculan para asegurar el control adecuado del funcionamiento de los equipos de separación, proveer suficiente volumen de líquido para una parada ordenada y segura, y garantizar la continuidad del proceso durante las perturbaciones operacionales normales.

▶ **Cálculo del volumen de retención de líquido entre los niveles normal (NLL) y mínimo (LLL) del separador**

Este volumen se obtiene por medio de la ecuación 2.32 de la siguiente manera:

$$V_{NI} = 60 \times 0,27 \frac{\text{pies}^3}{s} \times 5 \text{min} \frac{60s}{1 \text{min}} \times \frac{1}{60s} = 81 \text{pies}^3$$
$$V_{NI} = 14,58 \text{ bbl}$$

Trl= 5 minutos por considerarse un crudo espumoso.

▶ **Cálculo del volumen de retención de líquido entre los niveles alto (HLL) y normal (NLL)**

El cálculo del volumen retenido del separador estudiado se realizó mediante la ecuación 2.33 según lo establecido por la norma PDVSA MDP 03-S-03<sup>17</sup>, de la siguiente forma:

$$V_{HN} = 60 \times Q_{ico} \times 2$$
$$V_{HN} = 60 \times 0,27 \times 2 = 60 s \times 0,27 \frac{\text{pie}^3}{s} \times 2 \times \frac{1 \text{ bbl}}{5,61 \text{pies}^3} = 5,78 \text{ bbl}$$

➤ **Cálculo de la altura que ocupa el líquido en el recipiente**

Para calcular la altura que ocupa el líquido dentro del separador se consideraron los tres niveles de operación normal dentro del recipiente.

▶ **Cálculo de la altura entre los niveles normal (NLL) y mínimo (LLL)**

Para dicho cálculo se utilizó la ecuación 2.34 de la siguiente manera:

$$H_{NL} = \frac{81 \text{ pies}^3}{12,57 \text{ pies}^2} = 6,44 \text{ pies}$$

► **Cálculo de la altura entre los niveles Alto (HLL) y Normal (NLL)**

Para calcular la altura que ocupa el líquido entre estos dos niveles se empleó la ecuación 2.35:

$$H_{HN} = \frac{32,4 \text{ pies}^3}{12,57 \text{ pies}^3} = 2,58 \text{ pies}$$

La altura mínima de líquido que debe tener el recipiente para un diámetro de 4 pies y presión P de 79,7 psia se obtiene de la tabla 2.2, siendo esta altura la siguiente:

$$H_{\min} = 15 \text{ pulg} = 1,25 \text{ pies}$$

► **Cálculo de la altura desde el alto nivel de líquido (HLL) hasta la entrada del fluido (boquilla de entrada de mezcla)**

Para determinar esta distancia se toma el valor del diámetro de la boquilla de entrada de mezcla calculado según la normativa, y se procede de la siguiente manera: Ec. 2.36:

$$H_b = 1 + 0,67 \text{ pies} = 1,67 \text{ pies}$$

► **Cálculo de la altura que ocupa el gas en el recipiente**

Para calcular esta altura se tomó en cuenta la siguiente consideración, y se utilizó la ecuación 2.37:

◆ **Con extractor**

$$H_g = 3 + \frac{1}{2} 0,67 \text{ pies} = 3,33 \text{ pulg} \approx 3 \text{ pulg}$$

► **Cálculo de la altura total del recipiente**

De acuerdo a lo planteado en la ecuación 2.38 y considerando las premisas planteadas, a continuación se determina la altura total del recipiente.

$$H_t = H_{NL} + H_{HN} + H_b + H_g + H_{\min} + H_{e-t} + H_f$$

$$H_t = 6,44 + 2,58 + 1,67 + 3,33 + 1,25 + 1 + 0,5 = 16,77 \text{ pies}$$

► **Cálculo de la media aritmética**

Para conocer el resultado promedio de los niveles de tiempo y nivel de líquido del equipo de separación E-105, se utilizó la ecuación 2.39:

$$\bar{X} = \frac{\sum X}{N}$$

E-105	Nivel (pies)												$\bar{X}$
	1,75	1,5	1,8	1,75	1,5	1,9	2	1,75	1,75	1,9	1,8	2	1,78

► **Cálculo de la desviación estándar**

Después de obtener el promedio con la ecuación 2.39, se calculó la desviación estándar típica de los datos de nivel de líquido, debido a que se utilizaron diferentes métodos para obtener la información en cada uno de los separadores por medio de la ecuación 2.40:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum(X - 1,78)^2}{12 - 1}} = 0,16$$

$$\sigma = 8,99\% \approx 9\%$$

Las desviaciones del resto de los equipos fueron calculados de la misma forma. Los resultados se muestran en la tabla 4.6.

**3.5 PLANTEAMIENTO DE PROPUESTAS PARA EL MEJORAMIENTO DEL SISTEMA SEPARACIÓN**

Cada uno de los factores ya mencionados como causas de fallas en los sistemas de separación, afectan directamente la calidad del crudo tratado. Las fallas descritas en el objetivo anterior en cuanto a la identificación de los problemas operacionales, fueron tomadas en cuenta para la implementación de las propuestas de mejoras a los sistemas de separación gas-líquido.

Por la necesidad de cumplir con los compromisos adquiridos, aumentar la producción y convertirse en una empresa aun más sólida, PDVSA decidió evaluar el funcionamiento de los equipos de separación de la estación de descarga GUARA-14. Como también estudiar la posibilidad de seleccionar e incorporar nuevas tecnologías de separación, para garantizar la producción esperada a corto y mediano plazo; considerando desde el mantenimiento adecuado de los equipos viejos ya instalados, su automatización o la selección de nuevas tecnologías, basadas en informaciones suministradas por empresas comerciales y por PDVSA INTEVEP<sup>[1]</sup>, que ofrecen información técnica necesaria para la selección de la mejor opción.

Para realizar la selección de la opción más conveniente para la empresa, se siguió la metodología de investigación de las nuevas tecnologías presentadas en el mercado, además de una serie de criterios que definen el nivel operativo más efectivo de las opciones planteadas.

En la tabla 3.1 se presentan las propuestas de mejoras a los sistemas de separación en la estación de descarga GUARA-14.

**Tabla 3.1 Opciones de tecnologías propuestas para el mejoramiento del sistema de separación gas-líquido de la estación de descarga GUARA-14**

<b>OPCIÓN</b>	<b>TECNOLOGÍA</b>
<b>1</b>	Automatización de los equipos de separación
<b>2</b>	Equipos de separación gas-líquido con tecnología ciclónica
<b>3</b>	Reacondicionamiento o rediseño de los equipos de separación tradicional

Para analizar las propuestas planteadas se presenta una breve descripción de las tecnologías seleccionadas como opciones para el mejoramiento del sistema de separación gas-líquido evaluado (tabla 3.2).

**Tabla 3.2 Breve descripción de las propuestas planteadas**

<b>Opción</b>	<b>Tecnología</b>	<b>Descripción</b>
<b>Opción 1</b>	<b>Automatización de los equipos de separación gas-líquido</b>	Esta opción permitiría mantener el control y medición de los equipos de separación manteniendo confiables los sistemas de control del proceso, reduciendo costos, eliminando errores de producción y modernizando el sistema mediante el control y monitoreo automatizado de las válvulas que actúan en carga y descarga del separador.
<b>Opción 2</b>	<b>Equipos de separación gas-líquido con tecnología ciclónica</b>	Esta es una tecnología de alta eficiencia y representa actualmente la vanguardia en separación gas-líquido.
<b>Opción 3</b>	<b>Reacondicionamiento o rediseño de los equipos de separación gas-líquido tradicional</b>	El sistema de separación tradicional es el empleado en la totalidad de los separadores en la Unidad de Producción Liviano-Mediano. Continuar las operaciones de separación a través de esta tecnología implica una reestructuración de todo el sistema, cambio de válvulas obsoletas y boquillas obstruidas, así como también el cambio de cada uno de los accesorios que presentan fallas continuas debido al prolongado tiempo de uso, y al poco mantenimiento realizado.

### 3.6 ANÁLISIS DE LAS PROPUESTAS PLANTEADAS PARA EL MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE SEPARACIÓN EVALUADO

El análisis de cada propuesta se realizó para determinar la opción más favorable desde el punto de vista técnico y de experiencia que posee la empresa en cuanto al manejo de las tecnologías estudiadas; es decir, que posea las herramientas tanto técnicas como operacionales que permitan llevar a cabo la reestructuración de los sistemas de separación, de la estación de descarga GUARA-14 y de las estaciones de flujo asociadas a ella.

#### 3.6.1 Análisis de las propuestas planteadas

**Opción 1.** La automatización utiliza como técnica, controlar las válvulas donde entra y sale el fluido, así como el monitoreo de los niveles en los que opera en tiempo real. Esta automatización se basa en un controlador lógico programable (PLC) que se encarga de procesar la información de entrada, para posteriormente generar señales de apertura o cierre de válvulas.

Para ello se utiliza un sistema de control automático de ordenamiento de componentes físicos conectados de tal manera que el mismo pueda comandar, dirigir o comandarse a sí mismo, o a otro sistema. Para el sistema de automatización, se usaría un sistema de control de lazo cerrado, cuya acción de control en cierto modo es dependiente de las variables de salida.

Este sistema incluye:

► **Sensores de nivel.** Se utilizan para medir una variable física de interés y se pueden clasificar en dos tipos básicos: analógicos o digitales. Deben tener un amplio rango de funcionamiento y se caracterizan por ser exactos y precisos en todo el rango.

► **Transmisores.** Son dispositivos que captan la variable de proceso a través de un elemento primario, codifica las señales ópticas, mecánicas o eléctricas, las amplifica y las convierte a una señal de transmisión estándar.

► **Controlador lógico programable (PLC).** Este tipo de controlador se define como una computadora especializada para controlar máquinas y procesos, en ambientes industriales y que opera en tiempo real.

► **Válvulas.** Realizan la función de variar el caudal de fluido de control que modifica a su vez el valor de la variable medida. Se componen básicamente del cuerpo y de un servomotor que acciona el obturador; y éste es el que realiza la función de control del paso del fluido.

En general, modificar los sistemas de separación bifásica a un sistema automatizado, consiste en: interconectar las cámaras de separación e instalar medidores de flujo másico a las descargas de líquido y gas; instalar válvulas y transmisores inteligentes para crear los lazos de control de nivel y de presión; configurar el programa de control de las variables de proceso en el PLC; y supervisar la aplicación del sistema automatizado tiempo real (*in-touch*) desde la sala de control.

**Opción 2.** La tecnología ciclónica utiliza la fuerza centrífuga y hace uso del vorticismo como método para lograr la separación. El gas que entra al tubo ciclónico, sigue rotando para despojar al gas de la película líquida remanente. A este tubo se le conoce con el nombre de ciclón.

Por lo general, el separador ciclónico se utiliza para eliminar partículas con tamaños de hasta 10  $\mu\text{m}$  en un tiempo menor al de los separadores convencionales, y su eficiencia aumenta con el tamaño de la partícula. A través de la implantación de los dispositivos de entrada y de eliminadores de niebla ciclónicos, se debe lograr una mejor separación primaria, utilizando los mismos parámetros de operación (temperatura y presión) que se utilizan actualmente.

► **Dispositivo de entrada ciclónico** Los dispositivos de entrada de tipo ciclónico reducen la cantidad de movimiento, aumentando en un máximo la separación gas-líquido; previenen la inadecuada canalización de los fluidos y el rompimiento de gotas, además de promover la coalescencia de gotas líquidas.

► **Distribuidor de entrada más eliminador de niebla tipo ciclón.** Esta combinación que involucra dos dispositivos internos dentro del equipo, permite disminuir la velocidad del fluido y una mayor separación gas-líquido; también previene el rompimiento de gotas y la formación de espuma.

**Opción 3.** El sistema tradicional de separación gas-líquido presente en la estación de descarga GUARA-14 carece de dispositivos altamente eficientes para un manejo adecuado de la calidad de separación del crudo tratado.

Esta opción consiste en hacer un inventario de toda la estación de descarga y sustituir todos los equipos y accesorios considerados como obsoletos y como inservibles, o ambos a la vez, haciendo un análisis técnico y económico en donde se considere la actualización, modernización y aumento de la calidad del crudo tratado.

Reestructurar al sistema tradicional implica la realización de un análisis técnico-económico-ambiental que garantice un aumento de la producción y una disminución de costos a corto y mediano plazo, en donde se tome en cuenta los siguientes parámetros: el tiempo empleado en realizar los cambios de infraestructura, la capacitación del personal, la realización del proyecto y la relación costo/beneficio que implique mantener el sistema actual, aumentar la producción y mejorar el tratamiento del crudo. Así como también debe implicar métodos que permitan prevenir las fallas que generen continuos derrames de crudo generando contaminación y afectando a muchos animales, plantas y personas, que se encuentran en los alrededores de dicha estación de descarga.

### **3.6.2 Criterios de evaluación**

La selección se basó en el análisis de las nuevas tecnologías propuestas y en la definición de los parámetros técnicos relevantes que aporten eficiencia y confiabilidad, en cuanto al proceso de tratamiento y calidad del crudo procesado, descritos a continuación:

#### **A. Confiabilidad**

Considera las ventajas y desventajas de cada una de las opciones y la seguridad operacional del sistema.

#### **B. Flexibilidad operacional**

Consiste en proporcionar alternativas durante operación normal y de contingencia, y evalúa las opciones que representen operaciones más sencillas y además se requiera menor atención por parte del operador.

#### **C. Mantenibilidad**

Está referida a la frecuencia requerida para realizar los correctivos necesarios que garanticen la vida útil de los equipos instalados.

**D. Impacto ambiental**

Evalúa el impacto que generaría cada una de las opciones planteadas sobre el ambiente, durante el proceso de tratamiento y los respectivos mantenimientos realizados a los equipos.

**E. Constructibilidad**

Define cada opción en cuanto a facilidad y flexibilidad para la construcción e instalación de los equipos.

**F. Tiempo de implementación**

Estima el tiempo de ejecución y de activación de las diferentes tecnologías, incluyendo las fases de ingeniería, diseño y capacitación del personal.

**G. Disminución o aumento sustancial del volumen de fluido a procesar**

Procura incluir en el diseño, reacondicionamiento o automatización, la posibilidad de un cambio súbito y sostenido en la carga efectiva de la planta, bien sea por cambios operacionales a nivel de producción aguas arriba del sistema, o debido a un tropiezo operacional.

**H. Alta eficiencia en la separación del gas y el crudo**

Debe proporcionar en lo posible, la mayor eficiencia en separación gas-crudo.

**I. Mayor ritmo de producción**

Debe asegurar el mayor ritmo de producción posible, según las exigencias producidas, además de mantener la más alta eficiencia.

**J. Mayor recuperación de hidrocarburos líquidos**

Procura minimizar al máximo posible, el arrastre de los hidrocarburos líquidos por el flujo de gas separado.

**K. Valoración de costos para la empresa**

Debe garantizar una reducción de costos o aumento de producción a mediano y largo plazo.

El establecimiento de las prioridades de los 11 criterios señalados se realizó a través de ponderaciones de factores de valoración de dichos criterios según su nivel de importancia (tabla 3.3).

**Tabla 3.3 Factores de peso asignados para calificar la importancia de los criterios evaluados**

<b>Calificativo</b>	<b>Factor peso</b>
<b>Muy favorable</b>	<b>1</b>
<b>Favorable</b>	<b>2</b>
<b>Menos favorable</b>	<b>3</b>

En función de la definición de los criterios seleccionados como parámetros importantes, a la hora de seleccionar y aplicar el mejoramiento de los equipos instalados en dicha estación de descarga, se realizó una tabla de valoración para cada uno de ellos (tabla 4.16), tomando en cuenta las ventajas y desventajas que se presentarían para cada opción, con el propósito de considerar todos los factores que podrían influir de manera determinantes en la modernización del sistema.

El método de valoración se realizó a través de la siguiente ecuación 3.1:

$$\text{Valoracion} = \frac{\Sigma \text{factor peso de cada criterio}}{N^{\circ} \text{ criterios}} \quad \text{Ec: 3.1}$$

*Ejemplo : Valoracion =  $\frac{16}{11} = 1,4545$*

## ***CAPÍTULO 4***

### ***DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES***

#### **4.1 DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SEPARADORES INSTALADOS EN LA ESTACIÓN DE DESCARGA GUARA 14**

Describir la situación actual de los equipos de separación instalados en la estación de descarga GUARA-14, permitió conocer el estado o condición en las que operan los separadores instalados en dicha estación. En primer lugar, se tomó la información de operación de cada separador a través de la observación directa, donde se apreciaron las temperaturas y las presiones con las cuales se encontraban operando los equipos para el

momento de la inspección, (tabla 4.1). Luego, se realizó un inventario de los valores máximos de diseño de capacidad de manejo de líquido y capacidad de manejo de gas de los equipos, función, tipo y condición operativa de cada uno de los separadores a las cuales se encontraban para el momento de la inspección, (tabla 4.2), seguido de la presión máxima de diseño, presión máxima de operación y temperatura máxima de diseño (tabla 4.3), y que son factores involucrados en las ecuaciones a utilizar para realizar las evaluaciones. El caudal de entrada, reportado en la tabla 4.1, es un dato de los resultados de las pruebas de pozos, aportado por los técnicos de operación de la sala de control de la Unidad de Producción Liviano-Mediano (anexo C1).

Los equipos no presentaban buena visibilidad en las placas de identificación y los planos de diseño no fueron encontrados, por lo que las alturas de los separadores y los diámetros de las boquillas, para el momento de las inspecciones fueron tomados por mediciones de campo.

Las condiciones de presión y temperatura son parámetros que pueden variar según las características y cantidad de flujo recibido; para el momento de las inspecciones se pudo observar que dichas condiciones se encontraban dentro del rango de operación establecido (Tabla 4.1).

**Tabla 4.1 Características variables de operación de los separadores en la estación de descarga Guara-14**

ESTACIÓN	Nº SEPARADOR	TEMPERATURA DE OPERACIÓN T (°F)	RANGO DE PRESIÓN MANEJADO P <sub>o</sub> (psig)	PRESIÓN DE OPERACIÓN P <sub>o</sub> (psig)	Q <sub>e</sub> (BBPD)
GED-14	E-12	100	50-80	57	4.182
	E-154	100	50-80	53,5	373
	E-958	100	50-80	62,5	4.182
	E-105	100	50-80	65	4.182

Q<sub>e</sub>= caudal volumétrico de entrada (bbl/día).

Durante la realización del inventario se pudo notar la falta de información en cuanto a los datos de fabricación de los equipos, lo que imposibilitó visualizar muchas de sus medidas de diseño a través de la simple observación, debido a que sus placas de identificación se encontraban ilegibles o ausentes (tabla 4.2).

**Tabla 4.2 Inventario de los equipos de separación de la estación de descarga Guara-14 (GED-14)**

ESTACIÓN	Nº SEPARADOR	FUNCIÓN	TIPO	TAMAÑO DEL SEPARADOR (pulg)	CAPACIDAD DE DISEÑO DE LÍQUIDO (BBEPD)	CAPACIDAD DE DISEÑO DE GAS (MMPCED)	CONDICIÓN
GED-14	E-12	General	Vertical	S/P	S/P	S/P	OP
	E-154	Prueba	Vertical	N/O	7.200	8.800	OP
	E-958	General	Vertical	N/O	N/O	N/O	OP
	E-105	General	Vertical	N/O	13.500	7.700	OP

S/P: Sin placa, N/O: No se observa, OP: operativo

Por otra parte, también se pudo observar que los valores de temperatura y presión máximas de diseño y de operación son necesarios para el constante monitoreo por parte del personal técnico y para la seguridad durante el proceso, por lo que dicha información se mantiene legibles permanentemente en cada equipo de separación.

**Tabla 4.3 Inventario de los equipos de separación de la estación de descarga Guara-14 (GED-14)**

ESTACIÓN	N° SEPARADOR	PRESIÓN MÁX. DE DISEÑO $P_{MAX}$ (psig)	TEMPERATURA MÁX. DE DISEÑO T (°F)	PRESIÓN MÁX. DE OPERACIÓN $P_o$ (psig)
GED-14	E-12	159 S/P	100	106
	E-154	159	100	106
	E-958	188	100	125
	E-105	159	100	106

En la tabla 4.4 se reportan las medidas reales de los diámetros de las boquillas de entrada de mezcla, salida de gas y salida de líquido de cada separador, en donde se observó que en el separador E-154 hubo una reducción del diámetro, de 6 a 4 pulg en la boquilla de salida de líquido.

**Tabla 4.4 Características fijas de operación de los separadores en la estación de descarga Guara-14**

ESTACIÓN	N° SEPARADOR	PERÍMETRO DEL SEPARADOR (pies)	$Db_e$ (pulg)	$Db_g$ (pulg)	$Db_l$ (pulg)	ALTURA MEDIDA (pies)
GED-14	E-12	12,80	6	4	4	14,83
	E-154	9,55	6	6	6-4	11,58
	E-958	12,80	4	4	4	14,83
	E-105	12,80	6	4	4	14,83

$Db_e$ : Diámetro de entrada),  $Db_{sg}$ : Diámetro de la boquilla salida de gas,  $Db_{sl}$ : Diámetro de la boquilla de salida de líquido.

En este proceso de inspección también se pudo observar que los equipos no estaban en sus mejores condiciones de operación. Los equipos que presentaban fallas más frecuentes son aquellos equipados con accesorios considerados como obsoletos. Sólo el separador E-12 contaba con una válvula de despacho automática. En los separadores E-958 y E-154 se observó el mal estado de los visores de nivel (figura 4.1), los cuales se encontraban obsoletos y sucios imposibilitando su lectura, lo que dificultó la visualización del nivel del líquido manejado por cada recipiente. Siendo éste un dato importante para la evaluación, se tomó una medida adicional para dicha lectura; para ello se utilizó una cinta métrica para realizar la medición del nivel de líquido durante el tiempo de residencia en el separador E-958; para los separadores E-12, y E-154 se utilizó un método empírico de medida cuyo procedimiento se

explicó en el capítulo tres. Solo el separador E-105 poseía un visor actualizado y en buenas condiciones (figura 4.2) por lo que se compararon los visores de nivel existentes en los separadores E-958 y E-105 (figuras 4.1 y 4.2), de los cuales sólo el separador E-105 se encontraba siempre operativo.



**Figura 4.1** Visor de nivel separador E-958 inservible



**Figura 4.2** Visor de nivel del separador E-105

En la tabla 4.5 se muestran las condiciones en las que se encontraban todos los accesorios al momento de las referidas inspecciones.

**Tabla 4.5 Condiciones de los accesorios de los equipos de separación instalados**

ACCESORIOS	CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS DE SEPARACIÓN			
	E-105	E-958	E-154	E-12
Visor de nivel de líquido	En función y actualizado	Inservible y obsoleto	Inservible y obsoleto	Ausente
Sistema de toma de muestra de gas	Deteriorado por rosca desgastada	En función y actualizado	En función y actualizado	Deteriorado por rosca desgastada
Sistema de toma de muestras de líquido	Ausente	Instalado	Instalado	Ausente
Manómetro	Bueno	Bueno	Bueno	Bueno
Válvula de descarga de líquido	No actualizada	No actualizada	No actualizada	Actualizada
Válvula de alivio de presión	En el rango de calibración establecido	En el rango de calibración establecido	En el rango de calibración establecido	En el rango de calibración establecido
Válvula reguladora de presión	Presentó fallas de fuga de gas	En el rango de calibración	En el rango de calibración	En el rango de calibración

		establecido	establecido	establecido
--	--	-------------	-------------	-------------

De acuerdo a lo presentado en la tabla 4.5, 11 de los 28 accesorios instalados en el sistema de separación no estaban en las mejores condiciones de uso.

Los separadores E-958 y E-154 presentaban visores obsoletos e inservibles, mientras que el separador E-12 no contaba con dicho accesorio.

En los separadores E-105 y E-12 se presentó dificultad al momento de tomar las muestras de crudo, debido a que los equipos no presentaban sistema de toma de muestra de líquido.

Las válvulas de descarga de líquido de los separadores E-105, E-958 y E-154 son válvulas de accionamiento mecánico con apertura y cierre mediante un flotador, mientras que la instalada en el separador E-12 es una válvula que abre y cierra su diafragma mediante un piloto neumático; ninguna presentó fallas mecánicas durante la evaluación.

Durante el proceso de toma de muestras de gas, los sistemas de los separadores E-105 y E-12 se encontraban deteriorados, además, durante dicho proceso, la presencia de crudo en las líneas de gas fue evidente en todos los separadores.

La válvula reguladora de presión de la línea del separador E-105 para el momento de la visita de reconocimiento a la estación de descarga, presentó fuga de gas en una de sus conexiones, en cuya fuga se pudo observar también salida de crudo.

#### **4.2 IDENTIFICACIÓN DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES EN EL SISTEMA DE SEPARACIÓN QUE AFECTAN LA CALIDAD DEL CRUDO TRATADO.**

De acuerdo a los resultados de los análisis de crudo tomados como referencia (anexo B1 a B5) por ser muestras de crudo de las estaciones de flujo que llegan a la estación de descarga GUARA-14, se determinó la presencia de asfaltenos, y arena en un porcentaje considerable (tabla 4.8, anexo D1). Por lo tanto fue evidente la presencia de estos contaminantes en la mezcla bifásica entrante a los separadores de esta estación. Adicionalmente dicha mezcla fue considerada como un crudo espumoso.

La causa principal de la formación de espuma en el petróleo recibido, es el contenido de impurezas o compuestos de naturaleza tensoactiva, además de arena; esto hace que se presenten dificultades en el control de líquido. El crudo espumoso posee una alta relación entre su volumen y peso, por lo que puede ocupar mucho del espacio del recipiente, que estaría de otra manera disponible para las secciones de asentamiento y de colección de líquidos. La cantidad de espuma es dependiente de las caídas de presión a la cual se somete el líquido en la entrada del separador, por lo tanto si éste no es controlado, llega a ser imposible sacar el gas separado o el aceite desgasificado del recipiente, sin el arrastre de espuma en las salidas de líquido o gas.

En cuanto a los tiempos de retención de líquidos en los separadores, como el crudo manejado es considerado espumoso y con presencia de parafinas, asfaltenos y arena, se aplicó la norma PDVSA 906.16.1027<sup>18</sup> para calcular los volúmenes de retención de líquido. Para ello se midieron los tiempos requeridos para retener los líquidos, los cuales resultaron comprendidos en el intervalo de 60,5 a 196 segundos (tabla 4.6), todos ellos inferiores a 300 segundos (5 minutos) que es el tiempo establecido por dicha norma. Por lo tanto los tiempos de retención de los separadores se encontraban fuera de especificación. Esto se podría atribuir a una alta relación gas/líquido en el crudo bifásico alimentado a los separadores, que aumenta con mayor rapidez la presión del gas encima de la interfaz entre el gas y el líquido, y acciona de forma prematura la válvula de descarga de líquido.

Respecto a los niveles de líquido en los separadores se utilizaron distintos métodos para medir dichos niveles, debido a que los accesorios necesarios para estas medidas no se encontraban en sus mejores condiciones para el momento de la evaluación. El visor de nivel del separador E-105 estaba actualizado y en buen estado, por lo que se puede observar un porcentaje de desviación relativamente bajo en comparación con el separador E-958, en donde se presentó una desviación del 18% (tabla 4.6). Esto pudo ser debido a que el separador estuvo pobremente acondicionado, porque se improvisó con una cinta métrica para graduar el visor y no se obtuvieron resultados muy precisos.

Para los separadores E-12 y E-154 se utilizó un método empírico, utilizando los principios físicos de la propagación del sonido a través del líquido y del gas dentro de los tanques separadores, observándose un margen de desviación menor al obtenido utilizando el visor viejo (E-958), lo que indica que el segundo método utilizado arrojó resultados mas confiables.

**Tabla 4.6 Tiempos de retención y niveles promedios reales presentados por los separadores de la estación de descarga GUARA-14**

ESTACIÓN	Nº SEPARADOR	TIEMPO DE RETENCIÓN PROMEDIO (s)	NIVEL PROMEDIO ALCANZADO DE LÍQUIDO (pies)	DESVIACIÓN ESTANDAR DEL NIVEL PROMEDIO DE LÍQUIDO $\sigma$ %
GED-14	E-12	184	2,0	14,4
	E-154	196	2,5	11,9
	E-958	121,5	2,4	18
	E-105	60,5	2.0	9

#### 4.2.1 Reconocimiento de las fallas mecánicas

Durante la evaluación, se realizaron observaciones directas a los diferentes accesorios y sistemas encargados de accionarse durante el proceso de tratamiento de crudo en la estación de descarga GUARA-14 por estar directamente relacionados con las fallas presentadas en los equipos, debido a la falta de mantenimiento o defectos en el proceso de instalación, generando arrastres, fugas, entre otras fallas, que afectan directamente la calidad del crudo tratado.

Estas fallas mecánicas se presentan de forma eventual, en un equipo en particular o de manera combinada.

##### 4.2.1.1 Manómetros

Durante la evaluación realizada a través de la observación directa se comprobó el buen funcionamiento de los manómetros instalados en cada uno de los equipos de separación.

##### 4.2.1.2 Válvulas de alivio de presión

Para el momento de la inspección visual se pudo determinar que estas válvulas de seguridad no presentaban fallas en ninguno de los separadores; estaban debidamente cerradas y sus presiones de calibración estaban sobre el 10% de la presión máxima, establecida como el rango de operación del equipo de acuerdo a las normas API 521<sup>27</sup>. Sin embargo, existe información sobre las fallas y consecuencias ocurridas anteriormente presentadas por dichas válvulas, información suministrada, en su mayoría, por el personal de operación (tabla 4.7).

##### 4.2.1.3 Válvula de descarga

Estas válvulas presentaron fallas en varias oportunidades en los separadores E-105 y E-958. Ello se atribuye a la composición del crudo tratado (presencia de parafina, arena, asfaltenos etc.) que se depositan en el interior de estos separadores, produciendo acumulación, taponamiento y una posible reducción del diámetro de las boquillas de salida de líquido, entre otras consecuencias (tabla 4.7). También se puede considerar que los accesorios observados son considerados como obsoletos, además de la falta de mantenimiento. Sólo el separador E-12 en la estación de descarga GED-14, contaba con una válvula de descarga accionada por un piloto que opera con la presión de la columna de fluido dentro del recipiente (figura 4.3).



**Figura 4.3.** Separador E-12 equipado con una válvula de accionamiento mecánico de la estación de descarga Guara-14 (GED-14).

#### **4.2.1.4 Válvulas reguladoras de presión**

Durante el periodo de evaluación el sistema de válvulas reguladoras de presión presentó una fuga de gas con arrastre de líquido en el separador E-105. Durante este evento se pudo observar dicho problema en la línea por donde fluye el gas de salida, lo cual pudo haber sido causado por la obsolescencia de dicha válvula, por la falta de mantenimiento y/o por el deterioro debido a las características fisicoquímicas del crudo. Además de ello, ocurrieron otras fallas anteriores a la evaluación, cuyas consecuencias generadas se presentan en la tabla 4.7.

No obstante, en la tabla 4.7 se mencionan fallas que han ocurrido en la estación de descarga GUARA-14, e igualmente las consecuencias causadas por ellas en dicho sistema de separación. Estos eventos se han presentado en la estación de manera aislada o de manera combinada. Esta información fue suministrada en su totalidad por el personal de operación, basados en su larga trayectoria en esa estación.

**Tabla 4.7 Causas y consecuencias de las fallas mecánicas presentadas por los separadores de la estación GUARA-14**

SISTEMA	FALLA	CONSECUENCIA GENERADA
Válvula de descarga	No abre	Acumulación de líquido Elevación de la presión dentro del separador Generación de arrastre Líquido en las válvulas de alivio Descarga de crudo hacia la fosa Activación de la válvula de alivio y venteo
	No cierra	Descarga continua Caída de presión Separación ineficiente
Válvula de alivio de presión	No abre	Elevación de la presión en el sistema Líquido en las líneas de gas
	No cierra	Caída de presión del sistema
Válvula reguladora de presión	Mala regulación de la presión	Alta presión: - activa sistemas de alivio y venteo - descarga de crudo hacia la fosa Baja presión: - posible nuevo tratamiento del crudo -arrastre de gas en el crudo

#### 4.2.2 Reconocimiento de fallas físico-químicas

Al momento de ocurrir cualquier tipo de falla, el operador coloca en funcionamiento otro separador. Si todos los separadores están operando, el flujo recibido por el separador con problemas es desviado hacia otro separador, evitando así detener la producción. Este método preventivo puede ocasionar otra falla de tipo físico-química: si aumenta el caudal en la alimentación, la velocidad del gas puede elevarse y superar su velocidad crítica, produciendo arrastre de líquido hacia la salida de gas.

Por otro lado, además de los problemas de arrastre de líquido hacia la zona de gas y de gas hacia la zona de líquido, los equipos de separación también pueden presentar otros tipos de problemas operacionales durante su funcionamiento, según la composición del fluido recibido (Anexo B1 a B5). Los diversos efectos que ocasionan las composiciones del fluido tratado sobre los equipos de separación (generalmente de base nafténicas, asfálticas, parafinicas y con presencia de arena), se describen en el capítulo 2, según evaluaciones hechas, anteriores a este trabajo y publicadas por el profesor Marcías Martínez, como una recopilación de datos de veintidós instructores, y que se presenta bajo el título de *Diseño Conceptual de Separadores*<sup>9</sup>.

A los efectos de esta evaluación, y por lo antes descrito, se procedió a tomar muestras de crudo y gas para determinar mediante el análisis de laboratorio, las características y composiciones, tanto en las muestras de crudo tratado como en de las muestras de gas, (tabla 4.8).

Los análisis de crudo presentaron contenidos porcentuales de asfáltenos, (tablas 4.8) cuyo contenido genera problemas de deshidratación, formando emulsiones, precipitación y taponamientos en las líneas y en las válvulas de descarga de los separadores.

Con los análisis de crudo realizados, no se pudo determinar el contenido de parafinas y nafta en el crudo por falta de reactivos en el laboratorio para el momento del análisis. Sin embargo, mediante inspección visual realizada y de acuerdo a la experiencia del técnico encargado, hubo indicios de un crudo de base nafténica y parafinosa en algunos pozos, cuyos fluidos llegan a la estación de descarga GUARA-14. La presencia de parafinas y naftas, también ocasionan taponamiento en la sección colectora de líquido y en el acoplamiento del extractor de niebla, generando problemas operativos debido a ensuciamiento o incrustaciones sobre los elementos internos.

En el crudo analizado también se reveló un elevado porcentaje de arena en el fluido recibido en la estación de descarga GUARA-14 (anexo D1), por lo que además de la formación de espumaje, la presencia de arena en las válvulas puede causar problemas (efecto erosivo o de corte en las partes internas), dependiendo de la velocidad del fluido. Se pudo observar también acumulación de arena en el fondo de los recipientes.

**Tabla 4.8 Características físicas y contenidos de las mezclas en los puntos de muestreo (Estaciones de flujos asociadas a la Estación de descarga GUARA-14)**

<b>Características del crudo</b>	<b>GEF-1</b>	<b>GEF-13</b>	<b>GEF-6</b>	<b>GEF-11</b>	<b>GEF-15</b>
<b>%asfáltenos</b>	8,2	1,8	7.5	10,30	11
<b>%parafina</b>	ND	ND	ND	ND	ND
<b>%nafta</b>	ND	ND	ND	ND	ND

GEF-1: Guara Estación de Flujo 1, GEF-13: Guara Estación de Flujo 13, GEF-6: Guara Estación de Flujo 6, GEF-11: Guara Estación de Flujo 11, GEF-15: Guara Estación de Flujo 15, ND: no determinada.

Los fluidos provenientes de los campos operacionales Güico, Güico Oeste, Güico Sur y GTM-4, no pudieron ser muestreados debido a que no pertenecen a PDVSA E&P, sin embargo, se pudo lograr una inspección visual en dichos campos y se pudo observar el tipo de crudo que allí se obtiene. Dicho fluido es recolectado por un tubo múltiple hasta llegar a la estación de flujo GED-3 y de allí se envía hasta la estación de descarga GUARA-14 para su tratamiento final.

### **4.3 DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LOS EQUIPOS DE SEPARACIÓN A TRAVÉS DEL CÁLCULO Y COMPARACIÓN DE LAS VELOCIDADES CRÍTICAS Y DE OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS DE SEPARACIÓN**

El determinar cuan eficientes eran los equipos de separación gas-líquido de la estación de descarga GUARA-14, como estación principal en el tratamiento de crudo, y de acuerdo a las

normas PDVSA, INTEVEP, GPSA y API, permitió conocer si los equipos instalados contaban con las especificaciones necesarias para tratar el crudo eficazmente.

Los parámetros, factores, propiedades, flujos y otros datos calculados según la metodología mencionada en el capítulo 3, son mostrados en el anexo F, tabla F2.

Después de calculados estos factores, se determinaron las velocidades críticas y de operación del gas dentro del equipo. Se tomaron los valores de la constante “K” de acuerdo con lo estipulado en la norma PDVSA MDP-S-03-01<sup>16</sup>, reflejados en la tabla 2.1 para separadores verticales, para con ello calcular las velocidades crítica y de operación del gas en cada separador (tabla 4.9).

**Tabla 4.9 Cuadro comparativo de valores de velocidades críticas y de operación de los separadores presentes en la estación de descarga GUARA-14**

ESTACIÓN	SEPARADOR N°	K	V <sub>c</sub> (pies/s)	V <sub>rg</sub> (pies/s)
GUARA-14	E-12	0,20	3,09	1,79
	E-154	0,25	3,96	1,93
	E-958	0,20	2,97	1,66
	E-105	0,20	2,92	1,61

K: constante de Souders y Brown, V<sub>c</sub>: velocidad crítica (pies/s), v<sub>rg</sub>: velocidad real del gas (pies/s).

En dicho cuadro comparativo se puede observar, según los cálculos realizados, que los separadores de producción general E-12, E-105, E-154 y E-958 se encontraban dentro de las especificaciones, de acuerdo a la norma PDVSA MDP-03-S-01<sup>16</sup>, pues la velocidad real del gas en cada separador nunca superó la velocidad crítica, lo cual es indicativo de que éste factor no tuvo influencia en las fallas de estos separadores.

Por otro lado, se pudo observar un arrastre de líquido en las líneas de descarga de gas, por este motivo, fue necesario realizar mediciones de los diámetros de cada boquilla por ser éste otro factor importante que interviene en la velocidad del gas en los separadores, por lo que fue necesario conocer si las boquillas de entrada de mezcla, salida de gas y salida de líquido están dentro de los parámetros requeridos por las normas de diseño establecidas, ya que un mal diseño de estas sería lo que ocasiona una mayor velocidad del flujo, permitiendo el arrastre de gas en el líquido y de líquido en el gas, observado.

Siguiendo la metodología del capítulo 3 se realizaron los cálculos de las velocidades en las boquillas, cuyos resultados se muestran en la tabla 4.10.

**Tabla 4.10 Velocidades críticas o máximas permitidas, calculadas según la norma PDVSA MDP-03-S-03, en las boquillas de entrada de mezcla, salida de líquido y salida de gas en los separadores gas-líquido**

ESTACIÓN	SEP	V <sub>em</sub> (pies/s)	V <sub>sg</sub> (pies/s)	V <sub>sl</sub> (pies/s)
	E-12	61,24	120,00	3

<b>GUARA 14</b>	E-154	101,42	122,47	3
	E-958	59,12	115,47	3
	E-105	58,00	113,39	3

SEP: Separador,  $V_{em}$ : velocidad en la boquilla de entrada establecida por normativa (pies/s),  $V_{sg}$ : velocidad salida de gas establecida por normativa (pies/s),  $V_{sl}$ : velocidad salida de líquido establecida por normativa (pies/s),

Los valores de los diámetros de las boquillas de entrada de mezcla, salida de gas y salida de líquido (tabla 4.11) se realizaron considerando la máxima velocidad permitida, establecida en la norma PDVSA MDP-03-S-03<sup>17</sup> (tabla 4.10), mediante de las ecuaciones 2.22, 2.25 y 2.29 respectivamente.

**Tabla 4.11 Cuadro comparativo entre los diámetro de las boquillas de entrada de mezcla, salida de líquido y salida de gas en los separadores gas-líquido reales y los calculados según norma PDVSA MDP-03-S-03**

ESTACIÓN	SEP	$D_{be}$ (pulg)	$D_{bsg}$ (pulg)	$D_{bsl}$ (pulg)	$D_{bereal}$ (pulg)	$D_{bsgreal}$ (pulg)	$D_{bslreal}$ (pulg)
<b>GUARA 14</b>	E-12	8	6	4	6	4	4
	E-154	5	4,5	2	6	6	4
	E-958	8	6	4	4	4	4
	E-105	8	6	4	6	4	4

$D_{be}$ : Diámetro de entrada establecida por normativa (pulg),  $D_{bsg}$ : Diámetro de la boquilla salida de gas establecida por normativa (pulg),  $D_{bsl}$ : Diámetro de la boquilla de salida de líquido establecida por normativa (pulg),  $D_{bereal}$ : Diámetro real de la boquilla de entrada (pulg),  $D_{bsgreal}$ : Diámetro real de la boquilla de salida de gas (pulg),  $D_{bslreal}$ : Diámetro real de la boquilla de salida de líquido (pulg),  $D_{bsl\ real}$ : Diámetro real de la boquilla de salida de líquido (pulg).

Los diámetros calculados y los valores reales tomados en campo fueron comparados (tabla 4.11), y se comprobó que las boquillas instaladas en los separadores E-12, E-958 y E-105 no presentan el tamaño adecuado para su funcionamiento, debido a que los diámetros calculados superan los diámetros reales medidos. Adicionalmente la falta de mantenimiento, ha podido generar taponamientos en dichas líneas. El separador E-154 fue el único que entra dentro de las especificaciones y con el tamaño adecuado, debido a sus características de diseño como un separador de prueba, pues sólo recibe flujo del pozo que se vaya a medir.

Por otra parte en la tabla 4.12 se pueden apreciar los valores reales de las velocidades de mezcla en la boquilla de entrada así como en las boquillas de salida de líquido y gas.

**Tabla 4.12 Valores de velocidad real en las boquillas de entrada de mezcla, salida de gas y salida de líquido de los separadores instalados en la estación de descarga GUARA-14**

ESTACIÓN	SEPARADOR	V <sub>ereal</sub> (pies/s)	V <sub>Sgasreal</sub> (pies/s)	V <sub>slreal</sub> (pies/s)
GUARA-14	E-12	116,02	257,95	3,09
	E-154	69,06	68,96	0,28
	E-958	242,70	239,61	3,09
	E-105	104,5	232,05	3,09

V<sub>ereal</sub>: velocidad real en la boquilla de entrada (pies/s), V<sub>Sgasreal</sub>: velocidad real en la salida de gas (pies/s), V<sub>slreal</sub>: velocidad real en la salida de líquido (pies/s).

Para los valores de las velocidades máximas permitidas en las boquillas de entrada de mezcla y salida de gas de los separadores se consideró lo establecido en la norma PDVSA MDP-03-S-03<sup>17</sup> a través de las ecuaciones Ec. 2.23 y Ec. 2.26 y una velocidad de 3 pies<sup>3</sup>/s para la boquilla de salida de líquido (ver tabla 4.10); se calcularon las velocidades que realmente están presente en cada una de las boquillas (ver tabla 4.12); al ser comparadas ambas velocidades (real y máxima permitida) se pudo demostrar que las velocidades reales superan las velocidades establecidas por la norma en los separadores E-12, E-958 y E-105, lo que genera los recurrentes arrastres de gas en el líquido y de líquido en el gas presentes en el sistema de separación. En el separador E-154 las velocidades en las boquillas no superaron las velocidades establecidas por dicha norma, por lo que se considera que este equipo esta dentro de los parámetros establecidos.

Después de comprobar que las velocidades reales superaron las velocidades máximas permitidas, establecidas por la norma PDVSA MDP-03-S-03<sup>17</sup> en tres de los cuatro separadores que conforman el sistema, como consecuencia de no presentar los diámetros adecuados, se calcularon los porcentajes de eficiencia en las boquillas de entrada de mezcla, según el área real de los diámetros y el área de los diámetros requeridos según la norma (tabla 4.13).

**Tabla 4.13 Porcentajes de eficiencia de las boquillas de entrada de mezcla del sistema de separación de la estación GUARA-14**

ESTACIÓN	SEP	Porcentaje de eficiencia %
GUARA 14	E-12	56,25
	E-154	100
	E-958	25
	E-105	56,25

Separación totalmente eficiente (100%) es cuando se separa todo el gas y el líquido (crudo) de la mezcla gas-líquido alimentada; todo el gas por el tope y todo el crudo por el

fondo. Ello sin considerar la posible retención de gas en el crudo separado, a las condiciones (presión y temperatura) del nuevo equilibrio establecido en el interior del separador.

Por otra parte, separación 100% eficiencia es aquella extracción de gas exento totalmente de crudo arrastrado.

Las eficiencias mencionadas (tabla 4.13) son referidas a las notables reducciones de los diámetros de las boquillas de entrada de mezcla de los cuatro separadores (tabla 4.11), sin considerar los posibles taponamientos que pudieron haber ocurrido durante el proceso de separación, provocado por los distintos componentes que conforman el crudo tratado. Las reducciones del área de flujo en dichas boquillas de entrada debieron causar un incremento en la velocidad real de la mezcla, generando los arrastres de crudo en la zona de gas, observados durante las diferentes inspecciones realizadas. El separador E-154 presenta un porcentaje de eficiencia de 100%, debido a que dicho separador si evidenció tener las medidas adecuadas para su funcionamiento y se encuentra dentro de los parámetros requeridos por las normas de diseño.

Luego de comprobar que las boquillas instaladas en los separadores E-12, E-958 y E-105 no presentaban el tamaño adecuado para el buen funcionamiento del sistema, se procedió a revisar la altura de todos los equipos. Para ello se calculó el volumen de retención de líquido entre los niveles normal (NLL) y bajo (LLL), y entre los niveles alto (HLL) y normal (NLL), valores necesarios para el cálculo de las alturas de líquido dentro de los recipientes (figura 2.10), de donde se calcularon los niveles bajo (LLL), normal (NLL) y alto (HLL), considerando además lo establecido en la norma PDVSA MDP-03-S-03<sup>17</sup> para las dimensiones típicas en el diseño de tambores separadores (tabla 4.14).

**Tabla 4.14 Volúmenes de retención de líquidos y alturas (calculadas según norma PDVSA MDP-03-S-03) de los equipos que conforman el sistema de separación vertical de la estación de descarga GUARA-14**

ESTACIÓN GUARA-14	NÚMERO DE SEPARADOR			
	E-12	E-154	E-1958	E-105
$V_{NL}$ (pies <sup>3</sup> )	81	7,2	81	81
$V_{HN}$ (pies <sup>3</sup> )	32,4	2,88	32,4	32,4
$H_{NL}$ (pies)	6,44	1,02	6,44	6,44
$H_{HN}$ (pies)	2,58	0,41	2,57	2,58
$H_{min}$ (pies)	1,25	1,25	1,25	1,25
$H_{Hb}$ (pies)	1,69	1,41	1,68	1,67
$H_g$ (pies)	3,35	3,21	3,34	3,33
$H_{e-t}$ (pies)	1	1	1	1
$H_f$ (pies)	0,5	0,5	0,5	0,5
$H_t$ (pies)	16,81	8,80	16,78	16,77

$V_{NL}$ =volumen de retención de líquido entre el nivel normal y bajo (pies<sup>3</sup>),  $V_{HN}$ =volumen de retención de líquido entre el nivel alto y normal (pies<sup>3</sup>),  $H_{NL}$ : altura desde el nivel normal hasta el nivel bajo de líquido (pies),  $H_{HN}$ : altura desde el nivel alto hasta el nivel normal (pies),  $H_{min}$ =altura mínima del líquido dentro del recipiente(pies),  $H_{Hb}$ =altura desde el nivel alto de líquido hasta la boquilla de entrada (pies),  $H_g$ =altura que ocupa el gas en el recipiente (pies),  $H_{e-t}$ : altura desde el eliminador de niebla hasta el tope (pie),  $H_f$ =altura de fondo

establecido por normativa PDVSA MDP-03-S-03<sup>[21]</sup> (pies),  $H_t$ =altura total del recipiente (pies).

**Tabla 4.15 Cuadro comparativo entre las alturas calculadas y las alturas medidas para cada separador**

ESTACIÓN	Nº SEPARADOR	ALTURA MEDIDA (pies)	ALTURA CALCULADA (pies)	DESVIACIONES RESPECTO A LAS ALTURAS ESTABLECIDAS POR NORMA %
GED-14	E-12	14,83	16,81	11,78
	E-154	11,58	8,80	31,59
	E-958	14,83	16,78	11,62
	E-105	14,83	16,77	11,57

Según los resultados de las alturas medidas y calculadas mediante la norma PDVSA para los separadores E-12, E-105 y E-958 (tabla 4.15), es evidente que las alturas medidas fueron inferiores (1,95 pies u 11,62% en promedio) a las alturas recomendadas por dicha norma. Mientras que en el separador de prueba E-954 fue lo contrario, con 2,78 pies (31,59%) por encima de la altura sugerida por la misma norma (8,80m). Estas tendencias opuestas significan que mientras por un lado, el separador de prueba (E-154) tenía una altura real mayor y holgada para asegurar una separación plenamente eficiente de gas-crudo, como en efecto se pudo comprobar mediante cálculos e inspecciones visuales realizadas, por otro lado no ocurrió lo mismo en los separadores de producción general (E-12, E-958, y E-105). Precisamente éstos fueron los equipos de separación en donde sus alturas reales medidas fueron deficientes en 11,62%, en base a lo sugerido por la norma. Todo lo cual constituía un factor de restricción que impedía la separación “limpia” de gas, o sin arrastre de crudo, por el tope de cada separador, o sin el debido tiempo de residencia de la mezcla dentro del equipo, limitando la acción de las fuerzas de gravedad sobre las gotas ascendentes de hidrocarburos líquidos.

#### **4.4 PLANTEAMIENTO DE PROPUESTAS PARA EL MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE SEPARACIÓN**

Los separadores existentes en la estación de descarga GUARA-14, según lo observado en la inspección visual, necesitan un mantenimiento eventual para que pueda ofrecer un funcionamiento adecuado. Además, cada uno de estos equipos de separación instalados carecen de ciertos dispositivos adecuados para un correcto monitoreo y mantenimiento.

Una vez evaluado el sistema de separación e identificadas las fallas presentes en cada uno de los separadores, se plantearon tres opciones viables para el mejoramiento del sistema y aumentar la calidad del crudo tratado.

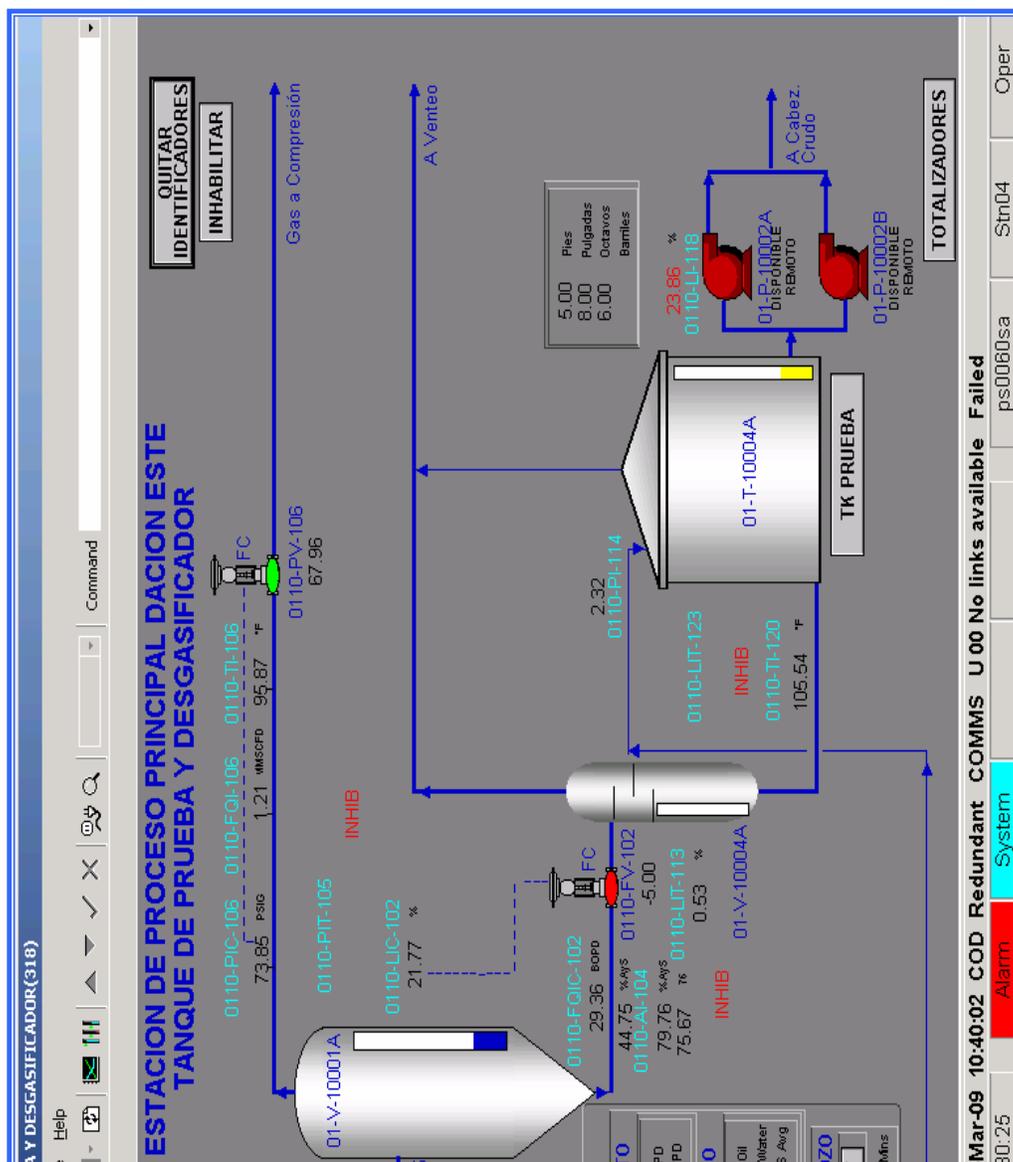
**Opción 1. Automatización del sistema de separación.** La automatización de un sistema convencional de separación podría satisfacer a las necesidades existentes para la medición y control de los separadores verticales evaluados. Estas necesidades son: mantener confiables los sistemas de control del proceso, reducir costos, eliminar errores de producción, y

modernizar el sistema por medio del control y monitoreo automatizado de las válvulas de carga y descarga en el separador vertical. Para ello se utilizaría un controlador lógico programable que se encargaría de procesar en tiempo real la información de entrada y salida de fluidos que pasan a través del separador, generando señales a través de sensores de apertura y cierre de válvulas, como en el caso de la estación de descarga DACIÓN ESTE-PDVSA (figura 4.4).

**Opción 2. Incorporar la tecnología ciclónica a los separadores ya instalados.** La tecnología ciclónica trabaja entre 100 y 200 veces la aceleración de gravedad, por lo que se considera apta para romper el espumaje presente, disminuyendo la formación de espuma en su totalidad <sup>19</sup>. Esta característica es relevante en el crudo tratado, haciendo que el fluido bifásico de entrada pueda ser separado de manera controlada y eficiente, lográndose así una fase gaseosa con una cantidad de líquido casi inexistente.

Los extractores de niebla con tecnología ciclónica se diseñan con un grado de separación mucho más alto, capaces de soportar de 3 a 6 pies/s, y los equipos internos son mejor estudiados y fabricados <sup>19</sup>.

Al implantar el uso de los separadores ciclónicos, es probable que las plantas de fraccionamiento de gas, líquidos y separación gas-crudo disminuyan mucho la complejidad de los diseños.



la información generada en tiempo real de un sistema automatizado de la estación de proceso principal. DACIÓN ESTE. (PDVSA E&P)

**Opción 3. Rediseñar o reestructurar el sistema de separación.** Este sistema en la estación de descarga GUARA-14 fue diseñado hace varias décadas; de tal manera que se pudiera dimensionar para cantidades específicas de petróleo, agua y gas natural, trabajando con una presión dada y con unas características específicas del fluido que se va a separar. Pero en el diseño no fueron considerados los cambios físico-químicos que pudieran ocurrir en el fluido a tratar con el paso del tiempo, como el cambio en la viscosidad y en la densidad API, entre otros, que pudieron haber ocurrido. Además de las nuevas técnicas de extracción del fluido de los pozos como el levantamiento de fluido con gas artificial (LAG), lo que genera un aumento en la cantidad de gas que llega al sistema de separación, produciendo un cambio total en el sistema operativo.

#### **4.5 ANÁLISIS DE LAS PROPUESTAS PLANTEADAS PARA EL MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE SEPARACIÓN EVALUADO**

##### **SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS**

La selección mas adecuada de las propuestas planteadas, siguió la metodología del análisis de opciones y selección de nuevas tecnologías de separación gas-líquido presentadas en el mercado, a través de una escala que refleja el grado de importancia de la aplicación de cada opción.

**Opción 1. Automatización del sistema de separación.** En primer lugar, uno de los adelantos aplicados a los sistemas de separación tradicional es la automatización. Para ello se ha propuesto automatizar el proceso tradicional de operaciones de control y medición de los separadores con un controlador lógico programable (PLC), que active y controle las válvulas de entrada y de salida de fluido, así como monitorear los niveles a los que opera el separador en tiempo real, para la estimación correcta de la producción de crudo y gas por pozo en dicha estación. Con ello se busca disminuir y/o eliminar los problemas asociados a la obsolescencia de los sistemas de medición y control actuales.

Esta opción se considera viable si se toma en cuenta sólo el factor técnico, debido a que para la automatización del sistema se deben considerar las fallas citadas anteriormente

(secciones 3.2 y 3.3). Por lo tanto, la empresa debe evaluar la factibilidad económica que conlleva la automatización.

Técnicamente esta aplicación es muy factible, debido a que se modernizaría la estación de descarga y se obtendrían valores más exactos de los caudales manejados, un mejor tratamiento del crudo y una mayor garantía de la calidad del producto obtenido.

### ➤ **Ventajas**

- ▶ Con el sistema automatizado, los dispositivos instalados transforman un tipo de variable física (fuerza, presión, temperatura, velocidad, etc.) en otro tipo de señal, como voltaje o corriente eléctrica para ser tomada como valor de la variable física que se mide.
- ▶ Mayor exactitud posible. El valor verdadero de la variable se puede detectar sin errores sistemáticos positivos o negativos en la medición. El valor promedio entre el valor real y el detectado suele ser cero.
- ▶ Los sensores deben tener un alto rango de funcionamiento y deben ser exactos y precisos en todo el rango.
- ▶ El transductor debe ser capaz de responder a los cambios de la variable detectada en un tiempo mínimo. Lo ideal es una respuesta instantánea.
- ▶ Fácil de calibrar en un tiempo mínimo.
- ▶ No necesita calibración frecuente.
- ▶ Si está bien diseñado no debe estar sujeto a fallos frecuentes durante el funcionamiento.
- ▶ El control automatizado reduce costos a mediano y largo plazo en los sistemas industriales.
- ▶ Reduce mano de obra pasiva.
- ▶ Reduce al mínimo los errores de producción.
- ▶ Prolonga el tiempo de vida útil de los separadores, ya que las presiones a las que se someten nunca exceden las presiones de diseño, por lo tanto eleva su eficiencia ya que el proceso es monitoreado en tiempo real dentro de todas sus etapas; por tal motivo los niveles de arrastre son mínimos o casi nula.
- ▶ Reduce considerablemente los derrames de crudo y gas producidos por problemas operacionales cuyas consecuencias generan contaminación ambiental<sup>20</sup>.

### ➤ **Desventajas**

- ▶ Genera un alto costo de inversión inicial, dependiendo de los equipos a utilizar.
- ▶ Genera inversión en la capacitación del personal de operación.
- ▶ Inversión de tiempo en la implantación y modernización del sistema.
- ▶ Requiere mayor uso de energía<sup>20</sup>.

El éxito del sistema automatizado se basa en la decisión de cuál es el sensor más adecuado, lo cual depende del diseñador y del material que debe detectarse.

**Opción 2. Incorporar la tecnología ciclónica a los separadores ya instalados.** La tecnología expuesta, variante en el diseño de separadores, se orienta a incrementar la capacidad de las unidades.

Al utilizar este tipo de tecnología se requieren diámetros mucho más pequeños que los empleados en los separadores convencionales; no siguen la norma de esbeltez para el diseño de separadores, y a bajas presiones la velocidad de operación del gas podría llegar a 8 pies/s

sin problemas; cuando lo estimado por la normativa antes expuesta, es que dicha velocidad no supere la velocidad crítica de diseño del separador.

El tiempo de retención del fluido es muy bajo, porque la separación no se produce por efecto del tiempo de residencia.

En resumen, los fabricantes de herramientas ciclónicas como PDVSA INTEVEP<sup>1</sup>, ICONSA<sup>24</sup> y CDS-Separation<sup>25</sup> Technologies afirman que los separadores con tecnología ciclónica:

- A 1000 psi, pueden remover gotas de 10 micrones.
- Ofrecen diez veces más capacidad que los extractores de alambre.
- Su capacidad es cuatro veces mayor que la de los extractores de aletas.
- Sirven para mejorar la eficiencia de los separadores existentes.
- Sirven para fabricar separadores más compactos.

### ➤ **Ventajas**

- ▶ Suministran un aumento en la capacidad volumétrica del separador con las mismas dimensiones de diseño.
- ▶ La velocidad de operación del gas puede ser elevada, ya que no se depende de la gravedad para la separación sino de la fuerza centrífuga.
- ▶ Su eficiencia aumenta con los fluidos de alta gravedad específica, que son los que se manejan actualmente en la estación de descarga evaluada.
- ▶ Por sí solo, no requieren un mayor uso de energía.
- ▶ Utilizan un menor diámetro para el mismo caudal que maneja un separador convencional.
- ▶ Eficiencia constante para condiciones definidas.
- ▶ No poseen partes móviles ni filtros para reemplazar.
- ▶ Capacidad para trabajar a altas temperaturas.
- ▶ Se diseñan para obtener el menor costo inicial y la menor pérdida de carga por arrastre.
- ▶ Están contruidos para facilitar las tareas de limpieza interna.
- ▶ Su diseño incluye un dispositivo automático para la descarga.
- ▶ Disminuye el tiempo de residencia.
- ▶ Alta eficiencia.
- ▶ Manejan altos caudales.
- ▶ Facilitan el rompimiento del espumaje sin un mayor tiempo de residencia. Los elementos ciclónicos eliminan la necesidad de tomar acciones correctivas, tales como tratamientos químicos o la aplicación de calor para el rompimiento de espumaje.
- ▶ Se pueden adaptar a los sistemas convencionales y automatizados. Aunque ya se producen extractores de niebla de gran capacidad operativa, los tubos ciclónicos tienden a mejorar de manera considerable los resultados que se obtienen con las unidades convencionales. La primera tendencia de la industria se dirige a utilizar los tubos ciclónicos conjuntamente con los nuevos extractores de niebla, para mejorar el diseño de los separadores convencionales.
- ▶ No producen escamas, ensuciamiento u obstrucciones.
- ▶ En razón de su alta aceleración centrífuga, los ciclones pueden ser colocados en posición horizontal o vertical, tal como se hace en los separadores convencionales.
- ▶ Menor frecuencia de derrames debido a que el tiempo de retención de la mezcla es mínima y no produce ensuciamiento u obstrucciones que reduzcan la entrada o salidas de fluidos y que produzcan sobrepresiones que generen frecuentes accionamientos de válvulas de emergencias<sup>19</sup>.

### ➤ **Desventajas**

- ▶ Con partículas menores a 10 micrones su eficiencia tiende a disminuir.
- ▶ El operador deberá tener cuidado porque la presencia de arena tiende a introducir erosión en el sistema.
- ▶ La tecnología ciclónica es capaz de romper el espumaje; no obstante, para que ello ocurra es necesario que la aceleración alcance un valor entre 100 y 200 veces la aceleración de gravedad (100 g, como mínimo), un aspecto que no siempre es posible.
- ▶ Los ciclones pueden ser más eficientes para separar los líquidos del gas, que para separar los sólidos del gas y del líquido, ya que la coalescencia puede capturar la fase líquida, la cual es drenada fácilmente a lo largo de la pared del ciclón, hacia abajo, hasta la salida del líquido<sup>19</sup>.

**Opción 3. Rediseñar o reestructurar el sistema de separación.** Para esta opción se deben de tomar en cuenta numerosas consideraciones <sup>20</sup>:

- Nueva composición y característica del fluido que se va a separar.
- Nuevas condiciones de presión y temperatura máximas y mínimas.
- Nuevas predicciones matemáticas de cómo se comporta el fluido cuando está en equilibrio a determinadas condiciones de presión y temperatura. El ingeniero debe ensayar estas variables hasta alcanzar el comportamiento óptimo del sistema.
- Condicionamientos de la normativa.
- La gravedad API del crudo a tratar.

### ➤ **Ventajas** <sup>20</sup>

- ▶ No genera costos en capacitación del personal, debido a que la tecnología ha sido manejada por muchos años.
- ▶ No exige mayor uso de energía.
- ▶ Se puede ir adaptando a un sistema automatizado.
- ▶ Se le pueden ir incorporando dispositivos ciclónicos.

### ➤ **Desventajas** <sup>20</sup>

- ▶ Su eficiencia depende de los cambios físico-químicos del crudo con el paso del tiempo.
- ▶ Genera costos de inversión y no garantizan una alta eficiencia a mediano y largo plazo.
- ▶ Su capacidad está limitada a los parámetros de velocidad del gas en las boquillas de entrada de mezcla, salida de líquido, salida de gas, y dentro del separador. Como también al tipo de fluido manejado y al tiempo de retención del líquido dentro del separador.
- ▶ Requiere de frecuente atención directa durante su funcionamiento.
- ▶ Está propenso a fallas mecánicas debido a que su monitoreo se hace de manera directa y eventual, preventiva o correctiva según el requerimiento.
- ▶ Su capacidad depende del tamaño de diseño del equipo y éste a su vez depende del tipo de fluido.
- ▶ Sin el mantenimiento adecuado se producen taponamientos e incrustaciones debido a las características del fluido tratado, lo que generaría problemas operacionales y accionamientos de válvulas de seguridad, o en su defecto, derrames de gas o crudo.

Por lo antes expuesto, reacondicionar el sistema actual implica rediseñar los equipos utilizados, hacer un inventario total de los accesorios y tuberías, y hacer una evaluación económica que permita conocer la factibilidad de la aplicación de esta opción para la empresa.

En la tabla 4.16, el factor de menor valor o puntaje representa la importancia que tiene el cumplimiento del criterio descrito anteriormente en la aplicación de la nueva tecnología seleccionada para la modernización de la estación de descarga.

**Tabla 4.16 Valoración de los criterios expuestos para las tres opciones consideradas para el mejoramiento del sistema de separación de la estación de descarga GUARA-14**

<b>CRITERIO</b>	<b>AUTOMATIZACIÓN</b>	<b>TECNOLOGÍA CICLÓNICA</b>	<b>REDISEÑO</b>
<b>Confiabilidad</b>	1	2	3
<b>Flexibilidad operacional</b>	1	2	3
<b>Mantenibilidad</b>	1	2	3
<b>Impacto ambiental</b>	1	2	3
<b>Constructibilidad</b>	2	1	3
<b>Tiempo de implementación</b>	3	1	2
<b>Disminución o aumento sustancial del volumen de fluido a procesar</b>	2	1	3
<b>Alta eficiencia en la separación del gas y el crudo</b>	1	1	3
<b>Mayor ritmo de producción</b>	1	1	3
<b>Mayor recuperación de hidrocarburos líquidos</b>	1	1	3
<b>Valoración de costos para la empresa</b>	2	2	3
<b>VALORACIÓN ESTIMADA TOTAL</b>	1,4545	1,4545	2,9090

Dichos criterios se deberían de tomar en consideración en el orden presentado en la tabla 4.16, para así poder cumplir con todos los requisitos técnicos necesarios para el cumplimiento de las normas ambientales, de seguridad, y de impacto económico que conlleve al mejoramiento y modernización de la estación de descarga.

En la tabla 4.16 se reflejan los valores estimados totales para cada opción analizada, según la ecuación 3.1. Se observa que la opción 1 y 2 (automatización y tecnología ciclónica respectivamente) presentan un valor común de 1,4545, lo que indica que son propuestas más factibles que la opción 3 (rediseño), cuya valoración total (2,9090) se aleja del valor más favorable según la tabla 3.2.

Considerando los criterios evaluados, la confiabilidad, el impacto ambiental, la disminución o aumento sustancial del volumen de fluido a procesar, y la alta eficiencia, son los que aportan mayor importancia técnica al momento de elegir el diseño adecuado. Según la tabla 4.16, las opciones 1 y 2 siguen siendo las opciones más favorables. Los dos sistemas se consideran seguros operacionalmente; aun así, el sistema automatizado aporta mayores ventajas que la tecnología ciclónica, a diferencia de la opción 3, cuyas desventajas superan las ventajas aportadas al mejoramiento del sistema.

El mantenimiento de los equipos instalados, el ritmo de producción y el tiempo de implementación, son factores de peso también evaluados por los expertos diseñadores, debido a que dichos factores también afectan directamente la estimación de costos de la empresa a corto, mediano y largo plazo.

El sistema automatizado, una vez instalado, proporciona mayor facilidad de mantenimiento predictivo debido al seguimiento y supervisión en tiempo real de operación del sistema, lo que a mediano y largo plazo generaría un ahorro económico para la empresa; siendo éste un aspecto fundamental al momento de tomar una decisión definitiva en cuanto a la opción más favorable.

Las opciones 1 y 2 son propuestas más factibles para aplicar, al considerar las tecnologías utilizadas en cada una de las opciones planteadas y los criterios expuestos como parámetros de valoración, según la tabla 4.16. Al aplicar cualquiera de las opciones se debe garantizar una actualización tecnológica del sistema, generando un funcionamiento confiable, debido a la instalación de equipos modernos encargados de controlar el proceso, y una mejora sustancial en el tratamiento y calidad del crudo producido en cada estación.

Por otra parte, se debería evaluar la posibilidad de iniciar la actualización del sistema de separación de la estación de descarga GUARA-14, con la implementación de equipos con tecnología ciclónica, ya que estos pueden ser fácilmente adaptados a un sistema automatizado, y los dos sistemas se presentan como opciones favorables para el mejoramiento de dicha estación de descarga (tabla 4.16).

No obstante, será indispensable el planteamiento del factor económico que conlleve a la comparación de los costos y beneficios que generen la aplicación de cada una de las opciones, o la combinación de las opciones 1 y 2 antes expuestas, en donde se involucren:

- Tiempo empleado en realizar los cambios.
- Personal capacitado para realizar los cambios.
- Costos del estudio realizado.
- Costo estimado de los equipos y materiales.
- Relación costo/beneficio.

La valoración de la factibilidad económica tendrá mucha influencia al momento de tomar la decisión, donde el tiempo empleado depende mucho del personal que opera en la empresa. La ejecución de las obras mecánicas, en muchos casos, está en manos del personal de mantenimiento operacional, quienes cuentan con los equipos necesarios y con un personal técnico de mecánicos e instrumentistas de excelente calidad y con la experiencia necesaria, requerida, para la elaboración de trabajos en distintos campos.

## ***CONCLUSIONES***

- 1- Al describir la situación actual del sistema de separación de la estación de descarga GUARA-14, fueron determinadas las condiciones en las que operaban los equipos, cuyos accesorios en su mayoría, se consideraron como obsoletos.
- 2- Los rangos de operación de variables importantes (presión y temperatura) en los separadores se encontraban dentro de los parámetros de diseño establecidos por las normativas correspondientes; y sus condiciones pueden ser ajustadas según las características y cantidades de flujo recibido.

- 3- Del inventario de los equipos resultó que al comparar con los valores de flujo recibidos del reporte diario de las estaciones, el volumen de gas manejado superaba al volumen nominal de los separadores de producción general.
- 4- Las válvulas de accionamiento mecánico de descarga de líquidos de los separadores E-105, E-958 y E-154 presentaron reportes de fallas periódicas de apertura y de cierre, lo cual se atribuye al deterioro y desactualización del mecanismo de dichas válvulas.
- 5- Las válvulas reguladoras de presión de los separadores presentaban fallas de fuga de gas en sus conexiones, donde se pudo observar el arrastre de crudo.
- 6- La observación directa a los accesorios, al crudo tratado, y mediante los análisis físico-químicos confirmó la presencia de impurezas o compuestos (asfaltenos, arenas, etc.) cuya acumulación pudieran haber causado problemas operacionales en los equipos de separación, penetrando en el interior de las válvulas de descarga y producir fallas de ahogamiento.
- 7- Las velocidades críticas del gas en los separadores fueron mayores a sus velocidades de operación dentro de cada separador; sin embargo, los tiempos de permanencia del flujo bifásico no fueron suficientes, y las gotas de líquido fueron arrastradas por el gas.
- 8- Los diámetros de las boquillas de entrada de mezcla, salida de gas y salida de líquido instalados en los separadores de producción general, son menores a los diámetros calculados de acuerdo a las normas de diseño PDVSA MDP 03-S-03, lo que indicó un aumento en las velocidades de todas las boquillas fuera de los límites establecidos por dicha norma, provocando que las velocidades reales superaran las velocidades máximas permitidas, generando los arrastres de gas y de líquido observados.
- 9- En los separadores de producción general, las eficiencias de separación, basadas en los diámetros de las boquillas, sin considerar posibles taponamientos, resultaron ser: 56,25% para los equipos E-12 y E-154 y 25% para el separador E-958.
- 10- Las alturas reales medidas de los separadores son menores a las calculadas según la normativa.
- 11- Fueron planteadas tres opciones para el mejoramiento del sistema de separación: automatización del sistema de separación (opción 1); incorporación de una tecnología ciclónica a los separadores ya instalados (opción 2); y el rediseño o reestructura de las instalaciones existentes (opción 3).
- 12- Al considerar las ventajas y desventajas de cada opción, además de los criterios expuestos como parámetros de valoración, las propuestas de automatización (opción 1), y de tecnología ciclónica (opción 2), resultaron ser las más factibles técnicamente; ambas al mismo nivel de valoración total.

## ***RECOMENDACIONES***

- 1- Realizar las modificaciones de los equipo de separación y de todos los sistemas encargados del tratamiento del crudo en la industria petrolera, haciendo las adaptaciones correspondientes a las normativas que rigen cada sistema, para así garantizar el funcionamiento adecuado de los equipos y un tratamiento del crudo que cumpla con las exigencias del mercado.
- 2- Implementar programas de mantenimiento preventivo, correctivo y periódico de todos los sistemas de control, dispositivos, válvulas e instrumentos, para evitar fallas durante el proceso de separación.
- 3- Reemplazar las válvulas de apertura y de cierre deterioradas, por otras basadas en el accionamiento de sus diafragmas mediante pilotos neumáticos.
- 4- Hacer un levantamiento de campo en los sistemas de separación para conocer sus valores de diseño, ya que la documentación (placas y planos de diseño actuales) de los equipos que conforman el sistema no existen.
- 5- Crear una base de datos en donde se registren cada una de las fallas presentadas en las estaciones, y las modificaciones realizadas en sus respectivos equipos y accesorios.
- 6- Implementar la tecnología ciclónica con un sistema de automatización incorporado, propuesta como mejora a los sistemas de separación, evaluando el factor económico y productivo a mediano y largo plazo.
- 7- Realizar mediciones periódicas de las pérdidas por arrastres, producidas por la falta de mantenimiento y desactualización de los sistemas de separación.

## ***BIBLIOGRAFÍA***

1. **Intranet.PDVSA.Com**, U&E Liviano-Mediano, PDVSA, San Tomé (2009).
2. Toledo, Y., **"Automatización de los Separadores de Prueba de Pozos del Distrito Sur San Tomé de PDVSA"**. Trabajo Especial de Grado, "Universidad Nacional Experimental Politécnica Antonio José de Sucre", Puerto Ordaz, Venezuela (2005).
3. González, J., **"Procedimiento para el control de la presión de Operación de los Separadores de las estaciones de Descarga GED-2 GED-14 OED-18 y Estaciones de Flujo Asociadas en la UE y Liviano/ San Tomé"**. Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz, Venezuela (2005).
4. Natera, L., **"Mejoras de los sistemas de alivio y venteo de los separadores (Gas-Líquido) de las Estaciones de Flujo en la Unidad de Explotación de Yacimientos de Mediano PDVSA San Tomé"**. Trabajo Especial de Grado, Universidad Politécnica Santiago Mariño, Barcelona, Venezuela (2002).
5. González, L., **"Diseño de un Separador de Crudo-Gas Auto-Regulable para Presiones Variables con Dispositivo de Alivio"**. Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz, Venezuela (1994).
6. Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo (FONCIED), **"El Pozo Ilustrado"** segunda edición, Editorial FONCIED. Caracas, Venezuela (1998).
7. Rojas A., **"Nota técnica de asfaltenos y parafinas"** PDVSA Gas. Distrito Anaco, Venezuela (2008).
8. Martínez M., **"Ingeniería de Gas Principios y aplicaciones"**. Editorial de la Universidad del Zulia, Venezuela, (1991).
9. Martínez M., **"Diseño Conceptual de Separadores"**. Editorial de la Universidad del Zulia, Venezuela, (1991).
10. PDVSA., **"Nota técnica de Agua y Sedimentos"** PDVSA E&P. San Tomé, Venezuela (2008).
11. Manual de Diseño de Estaciones de Flujo. **"Facilidades superficiales de Producción"** PDVSA (1983).
12. Manual de Estimación de Costos Clase V (tipo curvas) Volumen 3. **"Estaciones de Flujo"** PDVSA (1994).
13. Barrientos J., **"Facilidades de producción de hidrocarburos"**. Mannyron Consultores, Ciudad Ojeda, Venezuela, (1989).
14. Milano J., manual de diseño de separadores **"Concepto y Aplicación de Separadores Bifásicos y Trifásicos. Concepto y Aplicación de Separadores Verticales y**

- Horizontales.** Departamento de ingeniería Química. Universidad de Oriente Núcleo Anzoátegui. Venezuela (2005).
15. Barrientos J., "Diseño conceptual de separadores". Mannyron Consultores, Ciudad Ojeda, Venezuela, (1989).
  16. Manual de Diseño de Procesos. **"Separación Física. Tambores Separadores, Principios Básicos"** PDVSA MDP-03-S-01 (1995).
  17. Manual de Diseño de Procesos. **"Separación Física. Tambores Separadores"** PDVSA MDP-03-S-03 (2005).
  18. Manual de Ingeniería de Diseño. **"Separadores Líquido-Vapor"** norma PDVSA N° 90616.1.027 (1991).
  19. Martínez M., **"Hiper-texto Ingeniería de Gas Nivel I"** Editorial de la Universidad del Zulia, Venezuela, (1991).
  20. **Bravo, M., "Automatización de Separadores de Prueba Tradicional"**. Jornada de Mejoras en las Practicas Operacionales de E&P Maturín (2006).
  21. PDVSA, **"Selección de Válvulas, Manual de Ingeniería de diseño N° 90617.1.040"**, INTEVEP, Los Teques, Venezuela (1994).
  22. Manual de Diseño de Procesos. **"Presión y Temperatura"** PDVSA (1983).
  23. PDVSA., **"Estudio de flujo de tuberías y Análisis hidráulico, procedimiento de ingeniería N° L-STP-031"**. INTEVEP, Los Teques (1999)
  24. Martínez M., **"Diseño de separadores"**. Disponible en: [www.gas-training.com](http://www.gas-training.com) (1991).
  25. <http://aguamarket.com/cotizacion de sep.htm>
  26. Curiel C., Rodrigo D. **"Ingeniería en control y automatización",. Automatización de un separador de alta.** Tesina especial de grado, "Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica", México (2008).
  27. American Petroleum Institute, **"Sizing, selection, and installation of pressure-relieving device in refineries PART I, API 521"**. Elaborado por API, Washigton D,C, Estados Unidos, (2000).
  28. **Treybal, Robert E.** **"Transferencia de Masa"**. Segunda Edición, Editorial McGraw Hill. México (1995).
  29. **McCabe, W., Smith, J., Harriott, P., "Operaciones Unitarias en Ingeniería Química"**. Cuarta Edición, Editorial McGraw Hill. España (1991).
  30. **Charles D. Holland., "Fundamentos y Modelos de Procesos de Separación"**. Primera Edición, Editorial Dossat S.A. España (1981).

31. **Foust, A., Wenyel, L., Clump, C., Maus., Louis., Anderson, B., “Principios de Operaciones Unitarias”.** Decimosexta Edición, Editorial Continental S.A. México Agosto (1981).
32. **Henley, E., Seader, J. “Operaciones de Separación por Etapas de Equilibrio en Ingeniería Química ”.** Primera Edición, Editorial Reverté.S.A México (2000).
33. **Agüero, M., “Diseño Conceptual de Separadores”.** Ingeniería de Gas nivel II. San Tomé (mayo 2007).

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

<b>TÍTULO</b>	“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE SEPARACIÓN DE LA ESTACIÓN DE DESCARGA GUARA 14, PERTENECIENTE A LA UNIDAD DE PRODUCCIÓN LIVIANO-MEDIANO, DE PDVSA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, DISTRITO SAN TOMÉ”
<b>SUBTÍTULO</b>	

**AUTOR (ES):**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CULAC / E MAIL</b>
Azócar R., Karly E.	<b>CVLAC:</b> 15676993 <b>E MAIL:</b> kear222@gmail.com
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>

**PALABRAS O FRASES CLAVES:**

Evaluación

---

Sistema de separación
Diagnóstico
Plan de Mantenimiento
Describir la situación actual
Establecer los problemas operacionales
Determinar la eficiencia del sistema
Plantear propuestas
Analizar las propuestas

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería Química	MANTENIMIENTO

**RESUMEN (ABSTRACT):**

Se presenta un estudio dirigido a evaluar el sistema de separación de la estación de descarga Guara-14, de la unidad de Producción Liviano-Mediano de PDVSA Exploración y Producción, distrito San Tomé, estado Anzoátegui, cuyos equipos han venido operando con diversas fallas, ocasionando arrastre significativo de hidrocarburos líquidos en el gas, de gas en el crudo separado y aumento en la cantidad de líquidos fuera de especificación. Las metodologías de inspección, diagnóstico y análisis apropiados revelaron que a las condiciones de operación, la mayoría de los accesorios de los equipos presentaron obsolescencia, aunque los rangos de operación de variables como presión y temperatura en los separadores estuvieron dentro de los parámetros de diseño según las normas. El volumen de gas manejado excedió al volumen nominal de los separadores de producción general; las válvulas de accionamiento mecánico de descarga de líquidos de los separadores E-105, E-958 y E-154 presentaron reportes de fallas periódicas de apertura y de cierre, y fugas de gas en las conexiones de las válvulas reguladoras de presión donde hubo arrastre de crudo. Se constató la

presencia de impurezas (asfaltos, arenas) que pudieran haber causado problemas operacionales por ahogamiento. Las velocidades críticas del gas en los separadores fueron mayores a sus velocidades de operación dentro; aunque los tiempos de permanencia del flujo bifásico fueron insuficientes. Los diámetros de las boquillas de entrada y salida en los separadores de producción general, son menores a los diámetros calculados según las normas de diseño PDVSA MDP 03-S-03, con aparente influencia en los arrastres observados de gas y de líquidos. Las eficiencias de separación basadas en los diámetros de las boquillas sin considerar posibles taponamientos, fueron 56,25% para los equipos E-12 y E-154, y 25% para el separador E-958. Las alturas reales medidas de los separadores son menores a las calculadas. Se plantearon tres opciones para el mejoramiento del sistema de separación: automatización, incorporación de una tecnología ciclónica a los separadores ya instalados, y el rediseño o reestructuración de las instalaciones existentes. Técnicamente, las propuestas de automatización y de tecnología ciclónica resultaron ser las más factibles de aplicar, ambas al mismo nivel de valoración total”.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:****CONTRIBUIDORES:**

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
ING. ÁLVAREZ, LUCAS, Ph.D	CVLAC:	4.077.552			
	E_MAIL	lalvarezm57@gmail.com			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
ING. RODULFO, ARTURO, M.Sc.	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:	8.300.709			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
ING. COVA, ALEXIS, M.Sc.	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:	11.905.328			
	E_MAIL	alexiscovab@gmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

2010	04	14
<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>DÍA</b>

**LENGUAJE. SPA**

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:****ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS Karly Elena Azócar Romero.doc	application/word
<b>CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K</b>	

L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2  
3 4 5 6 7 8 9.

**ALCANCE**

**ESPACIAL:** \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

**TEMPORAL:** \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Ingeniero Químico

---

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Pregrado

---

**ÁREA DE ESTUDIO:**

Departamento de Química

---

**INSTITUCIÓN:**

Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui

---

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**DERECHOS**

Los trabajos de grado son exclusiva propiedad de la Universidad de  
Oriente y solo podrán ser usados a otros fines, con el consentimiento  
del Consejo de Núcleo el cual lo participara el Consejo Universitario.

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

Azócar R., Karly E.

**AUTOR**

**AUTOR**

**AUTOR**

Álvarez, Lucas

**TUTOR**

Rodulfo, Arturo

**JURADO**

Cova, Alexis

**JURADO**

Salas, Yraima

**POR LA SUBCOMISION DE TESIS**