



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, jueves 30 de noviembre de 2017.

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

\_\_\_\_\_ Miguel Ángel Suarez Bautista \_\_\_\_\_, con C.C. No. 91'255.273 \_\_\_\_\_,

\_\_\_\_\_ Dago Steven Rojas Puentes \_\_\_\_\_, con C.C. No. 7'730.042 \_\_\_\_\_,

\_\_\_\_\_, con C.C. No. \_\_\_\_\_,

\_\_\_\_\_, con C.C. No. \_\_\_\_\_,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado "Actualización del manual de operación de la estación Los Mangos – Yaguará. Presentado y aprobado en el año 2017 como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores" , los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional [www.usco.edu.co](http://www.usco.edu.co), link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: \_\_\_\_\_

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: \_\_\_\_\_

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: \_\_\_\_\_

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: \_\_\_\_\_



**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:** “Actualización del manual de operación de la estación Los Mangos – Yaguará”

**AUTOR O AUTORES:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Suarez Bautista	Miguel Ángel
Rojas Puentes	Dago Steven

**DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Tovar Tafur	Carlos Arturo
Rojas Puentes	Jaime

**ASESOR (ES):**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Morales Mondragón	Haydeé
Bonilla Camacho	Luis Fernando

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE:** Ingeniero de Petróleos

**FACULTAD:** Ingeniería

**PROGRAMA O POSGRADO:** Petróleos

**CIUDAD:** Neiva

**AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2017

**NÚMERO DE PÁGINAS:** 149

**TIPO DE ILUSTRACIONES** (Marcar con una X):

Diagramas X Fotografías X Grabaciones en discos\_\_\_ Ilustraciones en general X Grabados\_\_\_  
Láminas\_\_\_ Litografías\_\_\_ Mapas\_\_\_ Música impresa\_\_\_ Planos\_\_\_ Retratos\_\_\_ Sin ilustraciones\_\_\_  
Tablas o Cuadros X

Vigilada mieducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional [www.usco.edu.co](http://www.usco.edu.co), link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



**SOFTWARE** requerido y/o especializado para la lectura del documento: **Ninguno**

**MATERIAL ANEXO:** Ninguno

**PREMIO O DISTINCIÓN** (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria): **Ninguno**

**PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:**

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>Estación</u>	<u>Station</u>	6. <u>Crudo</u>	<u>Crude</u>
2. <u>Producción</u>	<u>Production</u>	7. <u>Aqua</u>	<u>Wather</u>
3. <u>Mangos</u>	<u>Mangos</u>	8. <u>Gas</u>	<u>Gas</u>
4. <u>Yaguará</u>	<u>Yaguará</u>	9. <u>Campo</u>	<u>Field</u>
5. <u>Petróleo</u>	<u>Petroleum</u>	10. <u>Inyección</u>	<u>Inyection</u>

**RESUMEN DEL CONTENIDO:** (Máximo 250 palabras)

En el siguiente documento se va a describir los diferentes procesos en función del flujo de fluidos que entran en la estación Yaguará del campo Los Mangos, empezando por el proceso de acondicionamiento que se le realiza al crudo teniendo en cuenta los diferentes estándares tanto nacionales como internacionales, el paso del fluido por los equipos e instrumentos de la estación como las troncales, separadores, calentadores, tanques de almacenamiento y fiscalización, sistemas de precarga, unidades de medición y posterior sistema de despacho y sus respectiva instrumentación para el debido control; la línea de proceso es seguida por el tratamiento y producción de gas en el cual se emplean equipos como separadores, scrubber, knock out drum, el gas producido es aprovechado para la generación de energía dentro de la estación; dentro de los fluidos producidos por los pozos, se encuentra el agua, ésta junto al agua de captación tienen su línea de tratamiento en la estación, el agua de producción empieza su recorrido en los separadores, gun barrel y calentadores, pasando a los skimming tank, para posteriormente ser filtrada en los diferentes equipos de filtrado con cascara de nuez que posee la estación, esto con el fin de pasar al sistema de inyección a pozos, que se compone de tanque de cabeza hidráulica, sistema de precarga y las bombas de inyección; el documento siguiente explica detalladamente la función y la instrumentación de cada equipo presente en la línea de flujo de los diferentes fluidos manejados, esto con el fin de cumplir con políticas de calidad de la empresa de acuerdo con normas internacionales.



**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

The following document will describe the different processes depending on the flow of fluids entering Yaguará station in the field Los Mangos, starting with the conditioning process that is performed on crude oil, taking into account the different national and international standards , the passage of the fluid by the equipment and instruments of the station as the manifold, separators, heaters, storage tanks and control, preload systems, measurement units and later dispatch system and their respective instrumentation for proper control; the process line is followed by the treatment and production of gas in which equipment such as separators, scrubber, knock out drum, the gas produced is used for the generation of energy within the station; inside the fluids produced by the wells, is the water, this next to the water of capture have their treatment line in the station, the production water begins its route in the separators, gun barrel and heaters, happening to skimming tank , to be later filtered in the different filtration equipment with nut shell that the station owns, this in order to pass to the injection system to wells, which is composed of hydraulic head tank, pre-load system and injection pumps ; the following document explains in detail the function and the instrumentation of each equipment present in the flow line of the different fluids handled in order to comply with the company's quality policies in accordance with international standards.

**APROBACION DE LA TESIS**

Nombre Presidente Jurado: Luis Fernando Bonilla Camacho

Firma:

Nombre Jurado: Luis Fernando Bonilla Camacho

Firma:

Nombre Jurado: Haydeé Morales Mondragón

Firma:

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

**FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**MANUAL DE OPERACIONES ESTACIÓN LOS MANGOS-YAGUARÁ**

**AUTORES**

**DAGO STEVEN ROJAS PUENTES  
MIGUEL ANGEL SUAREZ BAUTISTA**

**DIRECTORES**

**Ing. CARLOS ARTURO TOVAR TAFUR  
Ing. JAIME ROJAS PUENTES**

**NEIVA, SEPTIEMBRE DE 2017**

## RESUMEN

En el siguiente documento se va a describir los diferentes procesos en función del flujo de fluidos que entran en la estación Yaguará del campo Los Mangos, empezando por el proceso de acondicionamiento que se le realiza al crudo teniendo en cuenta los diferentes estándares tanto nacionales como internacionales, el paso del fluido por los equipos e instrumentos de la estación como las troncales, separadores, calentadores, tanques de almacenamiento y fiscalización, sistemas de precarga, unidades de medición y posterior sistema de despacho y sus respectiva instrumentación para el debido control; la línea de proceso es seguida por el tratamiento y producción de gas en el cual se emplean equipos como separadores, scrubber, knock out drum, el gas producido es aprovechado para la generación de energía dentro de la estación; dentro de los fluidos producidos por los pozos, se encuentra el agua, ésta junto al agua de captación tienen su línea de tratamiento en la estación, el agua de producción empieza su recorrido en los separadores, gun barrel y calentadores, pasando a los skimming tank, para posteriormente ser filtrada en los diferentes equipos de filtrado con cascara de nuez que posee la estación, esto con el fin de pasar al sistema de inyección a pozos, que se compone de tanque de cabeza hidráulica, sistema de precarga y las bombas de inyección; el documento siguiente explica detalladamente la función y la instrumentación de cada equipo presente en la línea de flujo de los diferentes fluidos manejados, esto con el fin de cumplir con políticas de calidad de la empresa de acuerdo con normas internacionales.

## **ABSTRACT**

The following document will describe the different processes depending on the flow of fluids entering Yaguará station in the field Los Mangos, starting with the conditioning process that is performed on crude oil, taking into account the different national and international standards , the passage of the fluid by the equipment and instruments of the station as the manifold, separators, heaters, storage tanks and control, preload systems, measurement units and later dispatch system and their respective instrumentation for proper control; the process line is followed by the treatment and production of gas in which equipment such as separators, scrubber, knock out drum, the gas produced is used for the generation of energy within the station; inside the fluids produced by the wells, is the water, this next to the water of capture have their treatment line in the station, the production water begins its route in the separators, gun barrel and heaters, happening to skimming tank , to be later filtered in the different filtration equipment with nut shell that the station owns, this in order to pass to the injection system to wells, which is composed of hydraulic head tank, pre-load system and injection pumps ; the following document explains in detail the function and the instrumentation of each equipment present in the flow line of the different fluids handled in order to comply with the company's quality policies in accordance with international standards.

## CONTENIDO

	Pág.
1. INTRODUCCIÓN .....	1
2. JUSTIFICACIÓN .....	2
3. OBJETIVOS .....	3
3.1 Objetivo general .....	3
3.2 Objetivos específicos .....	3
4. PROCESO DE TRATAMIENTO Y PRODUCCIÓN DE CRUDO .....	4
4.1 Alcance.....	4
4.2 Descripción general del proceso actual.....	4
4.3 Desarrollo.....	5
4.3.1 Descripción general del proceso.....	5
4.3.2 Troncales de recibo.....	6
4.4 Múltiple de recibo .....	12
4.4.1 Descripción del proceso de producción de crudo.....	13
4.5 Tratamiento químico .....	14
4.5.1 Deshidratación del crudo.....	15
4.6 SEPARADORES .....	15
4.6.1 Características de los separadores .....	16
4.6.2 Válvulas y accesorios de los separadores.....	17
4.6.3 Instructivo operacional .....	20
4.7 Tanque de prueba .....	22
4.7.1 Instructivo operacional .....	22
4.8 Calentador térmico pirotubular V-102A .....	24
4.8.1 Instructivo operacional .....	26
4.9 Administrador de fluidos (manifold) de recibo a tanques K-100A/B/C .....	27
4.10 Tanque de lavado (gun barrel) T 100-C.....	28
4.11 Operación de gas de cobertura a tanques de fiscalización TK-100A/B.....	29
4.12 Tanques de almacenamiento – fiscalización TK-100 A/B.....	29
4.12.1 Instructivo operacional .....	31

4.13 Bombas de precarga (booster) o reforzadoras P-100 B/C.....	39
4.14 Inyección de químico para crudo de despacho.....	40
4.15 Fiscalización y bombeo.....	42
4.15.1 Operación del equipo – unidad LACT .....	42
4.15.2 Calibración .....	43
4.16 Bombas de despacho a oleoducto .....	44
4.16.1 Instructivo para operación de bombas de despacho a oleoducto.....	46
4.16.2 Instructivo para revisión y mantenimiento de las bombas de despacho a oleoducto.....	48
4.17 Bombas de circulación de crudo húmedo P-101 A/B .....	49
4.18 Bombas P204 A/B/C transferencia agua aceitosa a tanques T100B/C a tanque T101A .	50
4.19 Operaciones cuarto de control y monitoreo principal (CCMP) .....	52
4.20 Operaciones de laboratorio – fiscalización de hidrocarburos .....	53
4.21 Contingencias.....	55
4.22 Problemas y soluciones en los procesos de la estación de producción .....	59
5. PROCESO DE TRATAMIENTO Y PRODUCCIÓN DE GAS .....	63
5.1 Alcance.....	63
5.2 Descripción general del proceso actual.....	63
5.3 Desarrollo.....	65
5.4 Producción de gas .....	66
5.5 Depurador (scrubber) general y de gas combustible.....	69
5.6 Utilidades del gas .....	70
5.6.1 Generación de energía .....	70
5.6.2 Descripción del sistema de generación de energía eléctrica .....	71
5.6.3 Instructivo para poner en marcha un generador .....	73
5.6.4 Instructivo para sacar de servicio un generador .....	73
5.6.5 Operaciones de rutina para los generadores. ....	74
5.6.6 Subestación eléctrica de 34,5 KV.....	75
5.7 Bombas de despacho a oleoducto .....	75
5.8 Torre desoxigenadora.....	78
5.9 Calentador térmico pirotubular V-102A .....	79
5.10 Gas de cobertura.....	80

5. 11 Gas remanente (Knock out drum y Tea).....	80
5.11.1 Tambor de despresurización (Knock out drum).....	80
6. PROCESO DE TRATAMIENTO Y PRODUCCIÓN DE AGUA .....	83
6.1 Alcance.....	83
6.2 Descripción general del proceso actual.....	83
6.2.1 Agua de captación .....	85
6.2.2 Agua de producción.....	85
6.2.3 Agua residual.....	86
6.3 Desarrollo.....	87
6.4 Agua de captación .....	88
6.4.1 Estación flotante de agua de captación Peñaliza .....	88
6.4.2 Planta de tratamiento de agua de captación.....	91
6.4.3 Tanque de almacenamiento TK 103A.....	93
6.4.4 Tanque de alivio TK 350.....	94
6.4.5 Bombas de transferencia a torres desoxigenadoras P 203 A/B .....	95
6.4.6 Torres desoxigenadoras .....	96
6.5 Agua de producción .....	97
6.5.1 Tanque de almacenamiento TK 101 A.....	97
6.5.2 Bombas de carga a filtros P201 A/B/C.....	98
6.5.3 Filtros de cascarilla de nuez (WEMCO y BAWER).....	101
6.5.4 Decantadores .....	103
6.5.5 Lechos de secado.....	106
6.5.6 Tanque de cabeza hidráulica TK 103.....	107
6.5.7 Sistema de precarga.....	108
6.5.8 Bombas de inyección de químicos .....	111
6.6 Sistema de inyección.....	112
6.7 Pozos inyectoros.....	117
6.8 Laboratorio de aguas .....	119
7. CONCLUSIONES .....	120
RECOMENDACIONES.....	121
BIBLIOGRAFÍA .....	123

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama de flujo del proceso de tratamiento y producción de crudo.....	4
Figura 2. Vista general proceso de tratamiento de crudo.....	5
Figura 3. Troncales de recibo.....	6
Figura 4. Trampas de recibo de prueba por troncal .....	8
Figura 5. Configuración del múltiple de recibo .....	12
Figura 6. Múltiple de prueba.....	13
Figura 7. Sistema de tratamiento químico .....	14
Figura 8. Bomba dosificadora para inyección de químico .....	14
Figura 9. Estación de químicos.....	15
Figura 10. Separadores.....	15
Figura 11. Tanque de prueba .....	22
Figura 12. Calentador térmico pirotubular.....	24
Figura 13. Administrador de fluidos (manifold) de recibo a tanques .....	27
Figura 14. Tanque de lavado (gun barrel) T 100-C .....	28
Figura 15. Tanque de almacenamiento .....	29
Figura 16. Bombas de precarga (booster) o reforzadoras P-100 B/C.....	39
Figura 17. Tratamiento químico y bomba dosificadora para inyección de químico .....	41
Figura 18. Unidad LACT.....	42
Figura 19. Bomba de despacho a oleoducto No. 3 .....	44
Figura 20. Bomba de despacho a oleoducto No. 2 .....	45
Figura 21. Bombas de circulación de crudo húmedo.....	49
Figura 22. Bombas de transferencia de agua aceitosa .....	50
Figura 23. Bomba de transferencia de agua aceitosa P-204 B.....	51
Figura 24. Cuarto de control y monitoreo principal (sección 1).....	52
Figura 25. Cuarto de control y monitoreo principal (sección 2).....	52
Figura 26. Esquema general del proceso de producción de crudo – monitor principal.....	52
Figura 27. Corrida de prueba de laboratorio .....	54
Figura 28. Instrumentos de laboratorio y medición de nivel en tanque.....	55

Figura 29. Contingencia por atascamiento de un separador .....	56
Figura 30. Contingencia por derrame de crudo en la estación.....	57
Figura 31. Contingencia por incendio en la estación.....	58
Figura 32. Diagrama de flujo del proceso de tratamiento y producción de gas.....	64
Figura 33. Vista general proceso de tratamiento de gas .....	65
Figura 34. Separadores.....	66
Figura 35. Depurador (scrubber) general y de gas combustible .....	69
Figura 36. Generador Kato y motor Waukesha .....	71
Figura 37. Generador Kohler .....	72
Figura 38. Bomba de despacho a oleoducto No. 2 .....	76
Figura 39. Bomba de despacho a oleoducto No. 3 .....	76
Figura 40. Torres desoxigenadoras .....	78
Figura 41. Calentador térmico pirotubular.....	79
Figura 42. Tambor de despresurización (knock out drum).....	81
Figura 43. Teas de baja y alta presión.....	82
Figura 44. Diagrama de flujo de la PIA .....	84
Figura 45. Diagrama proceso de tratamiento e inyección de agua .....	87
Figura 46. Bombas de suministro estación de captación flotante Peñaliza .....	88
Figura 47. Planta de tratamiento de agua de captación.....	91
Figura 48. Tanque de almacenamiento TK 103A.....	93
Figura 49. Tanque de alivio TK 350.....	94
Figura 50. Bombas de transferencia a torres desoxigenadoras .....	95
Figura 51. Torres desoxigenadoras .....	96
Figura 52. Tanque de almacenamiento TK 101 A.....	97
Figura 53. Bombas de carga a filtros P201 A/B/C.....	98
Figura 54. Filtros de cascarilla de nuez (WEMCO y BAWER).....	101
Figura 55. Decantadores .....	103
Figura 56. Lechos de secado.....	106
Figura 57. Tanque de cabeza hidráulica TK 103 .....	107
Figura 58. Bombas de precarga (booster) de precarga P 202 A/B/C/D.....	108
Figura 59. Bomba dosificadora para inyección de químico .....	111

Figura 60. Estación de químicos.....	112
Figura 61. Bomba de tornillo para inyección de agua (BIA 5).....	112
Figura 62. Bomba multietapa para inyección de agua (BIA 6) .....	113
Figura 63. Bomba triplex (plunger) para inyección de agua (BIA 7).....	113
Figura 64. Cabezal pozo inyector de agua .....	118

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Partes de las trampas de recibo de producción general por troncal.....	7
Tabla 2. Partes de las trampas de recibo de prueba por troncal.....	8
Tabla 3. Troncal Norte.....	9
Tabla 4. Troncal Centro.....	10
Tabla 5. Troncal Sur.....	10
Tabla 6. Troncal Occidente.....	11
Tabla 7. Configuración del múltiple de recibo.....	12
Tabla 8. Partes de los cabezales de entrada a separadores generales.....	12
Tabla 9. Bombas de inyección de químico.....	14
Tabla 10. Químicos inyectados.....	15
Tabla 11. Características de los separadores.....	16
Tabla 12. Instrumentación de los separadores.....	17
Tabla 13. Instrumentación de la línea de gas.....	17
Tabla 14. Instrumentación de la línea de crudo.....	19
Tabla 15. Condiciones de operación.....	25
Tabla 16. Dimensionamiento del calentador pirotubular.....	25
Tabla 17. Instrumentación.....	25
Tabla 18. Instrumentación del administrador de fluidos (manifold) de recibo a tanques.....	28
Tabla 19. Dimensionamiento e instrumentación y control gun barrel.....	29
Tabla 20. Dimensionamiento de tanques de almacenamiento – fiscalización.....	30
Tabla 21. Instrumentación y control.....	30
Tabla 22. Características bombas de precarga (booster) o reforzadoras.....	40
Tabla 23. Bombas de Inyección de químico.....	41
Tabla 24. Químicos a inyectar.....	41
Tabla 25. Características bombas de despacho a oleoducto.....	45
Tabla 26. Características bombas de circulación de crudo húmedo.....	50
Tabla 27. Características bombas P-204 A/B/C.....	51
Tabla 28. Relación de pruebas de laboratorio ejecutadas para fiscalización.....	54

Tabla 29. Problemas y soluciones en el proceso de recolección .....	59
Tabla 30. Problemas y soluciones en el proceso de inyección de químicos.....	59
Tabla 31. Problemas y soluciones en el proceso de separación.....	60
Tabla 32. Problemas y soluciones del proceso de transferencia.....	61
Tabla 33. Problemas y soluciones del proceso de almacenamiento .....	62
Tabla 34. Instrumentación de la línea de gas separador 4 .....	67
Tabla 35. Instrumentación de la línea de gas separador 2 .....	67
Tabla 36. Instrumentación de la línea de gas separador 3 .....	68
Tabla 37. Instrumentación de la línea de gas separadores de prueba 1 y 2 .....	68
Tabla 38. Instrumentación del depurador (scrubber) general .....	70
Tabla 39. Características de los Generadores G1, G2 y G3.....	71
Tabla 40. Características del Generador G4 .....	72
Tabla 41. Distribución transformadores .....	75
Tabla 42. Bombas de despacho a No. 2 y No. 3 .....	76
Tabla 43. Instrumentación línea de succión.....	77
Tabla 44. Instrumentación línea de descarga.....	77
Tabla 45. Instrumentación línea de succión.....	77
Tabla 46. Instrumentación línea alimentación de gas a torre desoxigenadora .....	79
Tabla 47. Instrumentación línea de alimentación gas a calentador térmico pirotubular V102A..	80
Tabla 48. Instrumentación Knock Out Drum Tea de alta.....	81
Tabla 49. Bombas de precarga (booster) o reforzadoras .....	88
Tabla 50. Bomba de suministro principal.....	89
Tabla 51. Relación inyección de químico.....	92
Tabla 52. Tanque de almacenamiento TK 103A .....	93
Tabla 53. Tanque de alivio TK 350 .....	94
Tabla 54. Bombas de transferencia P 203 A/B .....	95
Tabla 55. Características torres desoxigenadoras .....	97
Tabla 56. Tanque de almacenamiento TK 101 A .....	98
Tabla 57. Bombas de transferencia P 201 A/B .....	100
Tabla 58. Bombas de transferencia P 201 C .....	100
Tabla 59. Características Filtros WEMCO 1 y 2 .....	102

Tabla 60. Características filtro BAWER .....	102
Tabla 61. Decantador filtro BAWER.....	104
Tabla 62. Bombas de transferencia P01 A/B .....	105
Tabla 63. Bombas de transferencia P01 C/E .....	106
Tabla 64. Tanque de cabeza hidráulica TK 103 .....	108
Tabla 65. Bombas de precarga (booster) P 202 A/B/C/D.....	109
Tabla 66. Bombas de Precarga (Booster) P 202 B.....	109
Tabla 67. Bombas de inyección de químico .....	111
Tabla 68. BIAS 4, 5 .....	114
Tabla 69. BIA 6.....	114
Tabla 70. BIA 7.....	115
Tabla 71. Accesorios árbol de navidad pozo inyector .....	118
Tabla 72. Pozos inyectores .....	118
Tabla 73. Relación de pruebas de laboratorio ejecutadas para evaluar la calidad del agua .....	119

## GLOSARIO

**ACTUADOR:** el actuador también llamado accionador o motor, puede ser neumático, eléctrico o hidráulico, pero los más utilizados son los dos primeros, por ser las más sencillas y de rápida actuaciones. Aproximadamente el 90% de las válvulas utilizadas en la industria son accionadas neumáticamente. Los actuadores neumáticos constan básicamente de un diafragma, un vástago y un resorte.

**ALARMA POR ALTA PRESIÓN:** alertan al personal sobre condiciones que exceden límites normales de presión establecido para la operación segura.

**ALARMA POR ALTO Y BAJO NIVEL:** alertan al personal sobre condiciones que exceden límites normales del nivel de fluido establecido para la operación segura.

**ALARMAS:** las alarmas alertan al personal sobre condiciones que exceden límites normales establecidos o de operación segura. Estas alarmas pueden señalar altas y bajas temperaturas, presión, flujo y niveles.

**ANTIESPUMANTE:** solución química que evita la formación de espuma durante el proceso de separación.

**BIAS:** bombas de inyección de agua, pueden ser centrífugas multietapas, de pistón, de tornillo, eléctricas, a gas, diesel.

**BOMBA DOSIFICADORA:** bomba de pistón que por su tamaño pequeño puede manejar volúmenes de pocos galones por día. Se usa para añadir productos químicos en pequeñas cantidades dentro de un proceso.

**BOMBA:** es una máquina para desplazar un líquido a base de tomar energía de otra fuente y transmitírsela al líquido. Los tipos más comunes son: centrífuga, multietapa, reciprocantes, simples; dúplex, triplex, rotatoria, entre otras.

**BOMBAS CENTRÍFUGAS:** son aquellas en que el fluido ingresa a ésta por el eje y sale siguiendo una trayectoria periférica por la tangente.

**BOMBAS RECIPROCANTES:** son unidades de desplazamiento positivo que descargan una cantidad definida de líquido durante el movimiento del pistón o émbolo a través de la distancia de carrera.

**BOMBAS TRANSFERENCIA:** recibe este nombre toda bomba centrífuga, rotatoria o de pistón, que se usa para mover un líquido de un recipiente a otro a través de tuberías.

**BOTA DESGASIFICADORA:** vasija ubicada en la entrada de fluido al gun barrel, esta permite obtener el gas disuelto que llega al gun barrel.

**BS&W:** agua y sedimento de fondo que queda emulsionado en el crudo tratado; es un parámetro que determina la calidad del crudo. El límite máximo permisible para que el crudo sea bombeado a una estación del oleoducto es de 0.5% de BS&W

**BY – PASS:** se refiere a un tipo de conexión de tuberías y válvulas cuyo objeto es el de no interrumpir el flujo de un fluido que pasa a través de un equipo cuando hay necesidad de repararlo o retirarlo del sitio para su revisión o reparación.

**CAPACIDAD NOMINAL:** es la capacidad de operación para la que están diseñados los equipos.

**CINTA DE MEDICIÓN:** usualmente es una cinta metálica (acero), graduada para medir el nivel de fluido en forma directa (a fondo), o indirecta (vacío).

**COAGULANTE:** agente químico que favorece la coagulación de material no deseado en un fluido.

**COAGULAR:** Proceso de solidificación de una sustancia presente en un fluido.

**DESOXIGENAR:** proceso de remoción de oxígeno que se implementa con el objetivo de ajustar las concentraciones de este.

**FILTRO CASCARA DE NUEZ:** sistema de filtrado a base de cascarilla de nuez.

**FILTRO DE ARENA:** sistema de filtrado a base de arena.

**FILTROS:** es un equipo dotado de sistemas internos que permite la retención de sólidos existentes o sustancias.

**FISCALIZACIÓN:** proceso mediante el cual se corrobora que el crudo a ser despachado cumpla con las condiciones técnicas establecidas para que este pueda ser despachado

**FLOCULADORES:** vasijas que favorece la mezcla lenta de un fluido lo cual favorecerá la floculación de material coagulado.

**FLOCULANTE:** agente químico que favorece la coagulación de material no deseado en el fluido.

**FLOCULAR:** aglomeración de partículas coaguladas en un fluido.

**GAS DE COBERTURA:** gas utilizado para mantener la presión en los tanques de fiscalización o almacenamiento al momento de vaciar el tanque.

**GAS REMANENTE:** gas que no tiene uso dentro de la operación de la estación de producción los Mangos - Yaguará y que es enviado a una TEA para ser quemado.

**GENERACIÓN ELÉCTRICA:** para el caso particular de la estación de producción Los Mangos-Yaguará, la generación eléctrica consiste en el aprovechamiento del gas producido como combustible para la generación eléctrica mediante el uso de generados a base de gas como combustible.

**GENERADOR:** dispositivo mecánico que permite obtener una diferencia de potencial; en la estación de producción Los Mangos-Yaguará, se cuenta con generadores asociados a motores cuyo combustible puede ser gas o diésel.

**GUN BARREL:** Tanque utilizado para tratamiento de crudo, este tanque me permite separar el crudo del agua por efectos gravitacionales.

**HATCH DE MEDICIÓN:** apertura que se encuentra en la parte superior de los tanques, esta me brinda acceso al punto de medición, donde puedo realizar también mediciones de temperatura y tomas de muestras.

**HSE:** salud ocupacional, seguridad industrial y ambiente (occupational health, industrial safety and environment).

**INDICADOR DE NIVEL:** dispositivo externo que permite supervisar el nivel de fluido en la vasija.

**INDICADOR DE PRESIÓN:** dispositivo externo que permite supervisar la presión a la cual está operando la vasija.

**INDICADOR DE TEMPERATURA:** dispositivo externo que permite supervisar la temperatura a la cual está operando la vasija

**INHIBIDOR DE CORROSIÓN:** agente químico que evita la oxidación o formación de herrumbre en la línea de flujo.

**INHIBIDOR DE ESCAMAS:** agente químico que evita la formación de precipitaciones dentro de las líneas de flujo.

**INTERRUPTOR DE BAJO NIVEL:** dispositivo que se activa para alertar los niveles bajos en las vasijas

**LAZO DE CONTROL:** permite comparar el valor de la variable o condición (a controlar) con un valor deseado y toma una acción de corrección de acuerdo con la desviación existente sin que el operador intervenga en absoluto.

**MANIFOLD:** conjunto de tuberías conectadas con sus respectivos accesorios para que mediante un juego de válvulas las corrientes de las líneas entrantes se puedan dirigir hacia las líneas salientes según se requiera.

**MEDIDA A FONDO:** es la distancia medida desde la superficie del techo del tanque hasta el fondo de este.

**PIA:** planta de inyección de agua.

**PLATINA DE ORIFICIO:** el orificio es un dispositivo de restricción del flujo en una tubería; el instrumento consiste en instalar el orificio en la tubería. Las dos tomas de diferencia de presión en la parte anterior y posterior de la placa, captan esta presión diferencial la cual es proporcional al cuadrado del caudal.

**PLC:** controlador Lógico Programable (por sus siglas en inglés: programmable logic controller) son dispositivos para automatizar los procesos.

**PRESIÓN DE OPERACIÓN:** presión interna a la cual trabaja un equipo, accesorio o tubería, en un proceso determinado. Puede ser inferior pero nunca superior a la de trabajo especificada por el fabricante.

**PSI:** unidad de presión inglesa que indica las libras por pulgada cuadrada por sus siglas en inglés (pounds per square inch).

**PUNTO DE REFERENCIA:** es una guía señalada por la tabla de calibración del tanque en el techo del mismo, la cual puede ser una marca o pestaña fija ubicada dentro de la escotilla de medición. Su finalidad es definir o determinar el punto de medición.

**REBOSE:** vaciado de una vasija a otra por efecto de llenado.

**RETROLAVADO:** proceso mediante el cual se hace fluir una corriente en sentido inverso a la dirección de la corriente en estado normal; el objetivo de este proceso es el de limpiar o recuperar ciertos equipos que pueden ser sometidos a este proceso.

**RIESGO:** Es el producto de combinar la probabilidad de que un evento específico indeseado ocurra, con la gravedad o severidad de las consecuencias del mismo.

**ROMPEDOR DE EMULSIÓN:** Sustancias químicas que neutralizan el efecto de los agentes emulsificantes y son las que constituyen la base del tratamiento de crudos.

**SCRUBBER:** sistema de depuración de partículas no deseadas en una corriente de gas, especialmente fluidos que puedan afectar el rendimiento de equipos debido a su presencia.

**SECUESTRANTE DE OXIGENO:** agente químico que permite captar oxígeno para de esta manera controlar posibles reacciones no deseadas.

**SEDIMENTAR:** depositación, por efectos gravitatorios, de material sedimentario en un líquido.

**SEPARADOR TRIFÁSICO:** vasija que permite la separación de crudo, gas y agua; al entrar el fluido a esta vasija choca contra un desviador de flujo, cambiando su velocidad y dirección, efectuándose una separación primaria, donde se produce separación de gas y líquido, luego,

después de un tiempo de retención y gracias a efectos gravitatorios, se mejora la separación de crudo y gas.

**SISTEMA DE CONTROL:** permite comparar el valor de la variable o condición (a controlar) con un valor deseado y toma una acción de corrección de acuerdo con la desviación existente sin que el operador intervenga en absoluto. Está compuesto por una unidad de medida, una unidad de control y un elemento final.

**SKIMMER:** es la forma más simple de tratamiento primario para aguas residuales. Son diseñados para suministrar tiempos de residencia relativamente grandes, durante los cuales ocurre la separación gravitacional, la coalescencia y el ascenso de las gotas de aceite. Corresponde al separador agua/aceite API, con tabiques divisorios.

**SUBESTACIÓN ELÉCTRICA:** instalación destinada a establecer niveles adecuados para la transmisión y distribución de energía eléctrica dentro de la estación de producción Los Mangos – Yaguará.

**TABLA DE AFORO:** son las tablas que determinan el volumen de producto contenido en un tanque, en función de la altura del producto en el interior del mismo. En otras palabras, la tabla de aforo determina el volumen correspondiente para cada altura de contenido.

**TANQUE DE ALMACENAMIENTO:** recipiente (vasija) donde se almacena el fluido en la etapa final del proceso. De este recipiente se despacha la producción hacia el destino final

**TANQUE DE CABEZA HIDRÁULICA:** vasija que mediante el almacenamiento de agua mantiene una columna hidráulica de presión.

**TANQUE FLOCULADOR:** vasija que permite retirar el material floculado en un fluido; lo métodos mediante los cuales se retira el material pueden ser por sedimentación o por filtración con mallas o filtros.

**TEA:** unidad que permite quemar de manera controlada el gas remanente de la estación de producción los mangos.

**TOMA DE MUESTRAS:** los recipientes toma muestras son usados para tomar muestras del líquido contenido en un tanque y conocer las propiedades del líquido. Los recipientes son introducidos al tanque por la compuerta superior usando una cuerda y cuando este se ha sumergida a un nivel representativo del tanque se acciona el mecanismo de cierre y se eleva la muestra del fluido tomado.

**TORRE DESOXIGENADORA:** unidad que, mediante el uso de gas producido en la estación Los Mangos-Yaguará, permite disminuir la concentración de oxígeno disuelto en el agua.

**TRANSFORMADOR:** dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión eléctrica en un circuito de corriente alterna manteniendo la potencia.

**TRANSMISOR CONTROLADOR DE NIVEL:** dispositivo que informa sobre el nivel dentro de las vasijas.

**TRANSMISOR CONTROLADOR DE PRESIÓN:** dispositivo controla las presiones dentro de las vasijas.

**TRANSMISOR DE TEMPERATURA:** dispositivo capaz de transmitir las temperaturas que se presentan dentro de las vasijas

**TRATADOR TÉRMICO:** es un recipiente o vasija a presión, diseñado para separar y romper la emulsión aceite-agua mediante calentamiento. También se obtiene la separación de gas y agua libre como efecto secundario.

**TRATAMIENTO QUÍMICO:** proceso mediante el cual se agrega productos químicos a los fluidos producidos para facilitar la separación de crudo y agua, inhibir decantación de carbonatos, inhibir la formación de parafinas o reducir los niveles de corrosión.

**UNIDAD LACT:** unidad de fiscalización de custodia automática, cuyo objetivo es realizar mediciones automáticas de volumen de hidrocarburos antes de ser entregado.

**VÁLVULA:** una válvula se puede definir como un aparato mecánico con el cual se puede iniciar, detener o regular la circulación (paso) de líquidos o gases mediante una pieza movable que abre, cierra u obstruye en forma parcial uno o más orificios o conductos.

**VÁLVULA AUTOMÁTICA REGULADORA DE NIVEL:** esta válvula se encarga de regular el nivel de aceite dentro del separador, cuenta con un control neumático que permite regular los cambios de nivel de aceite manteniéndolos dentro de un rango pre-establecido.

**VÁLVULA CHEQUE:** una válvula cheque es un tipo de válvula que permite al fluido fluir en una dirección pero cierra automáticamente para prevenir flujo en la dirección opuesta (contra flujo).

**VÁLVULA DE AGUJA:** son utilizadas normalmente en instrumentación, aseguran una buena obtención de estrangulamiento para muchos fluidos, pero no son recomendados para servicios a altas temperaturas. Funcionan en forma similar a las válvulas de globo, con el disco sustituido por otro cónico, muy puntiagudo. Se trata de una válvula eficiente para el control manual de flujo.

**VÁLVULA DE ALIVIO O VÁLVULA REGULADORA DE PRESIÓN PRV:** esta válvula regula la presión de operación del recipiente, cuenta con un control neumático que permite regular los cambios de presión dentro del equipo, de esta manera regula las anomalías de presión manteniendo el sistema dentro del rango de operación pre-establecido.

**VÁLVULA DE BLOQUEO:** esta válvula se encarga de cortar el paso del aire comprimido. En ellas se bloquea un solo sentido de paso, de forma que el otro sentido queda libre. Las válvulas de bloqueo se suelen construir de forma que el aire comprimido actúa sobre la pieza de bloqueo y así refuerza el efecto cierre.

**VÁLVULA DE BOLA:** un mecanismo de llave de paso que sirve para regular el flujo de un fluido canalizado y se caracteriza porque el mecanismo regulador situado en el interior tiene forma de esfera perforada.

**VÁLVULAS DE COMPUERTA:** consiste en una compuerta que se desliza a través de unas ranuras y se cierra por un vástago roscado que a su vez recibe movimiento de un volante de mano. Son ampliamente usadas en la industria del petróleo, como válvulas de bloqueo para aislar equipos o líneas de flujo. Los requerimientos de estas válvulas son para trabajar completamente abierta o cerradas. No deben ser utilizadas en servicios como válvulas reguladoras; ya que la compuerta, el asiento y los sellos internos, se erosionan rápidamente

**VÁLVULA DE CONTROL:** se comporta como un orificio cuya sección de paso varía continuamente con la finalidad de controlar un caudal en una forma determinada.

**VÁLVULA DE DISCO DE RUPTURA:** es un dispositivo de seguridad que se coloca en recipientes de producción (separadores, tratadores térmicos, etc.) para liberar excesos de presión cuando otros dispositivos de seguridad no actúan o no son suficientes para mantener las presiones por debajo de los límites determinados por las condiciones de trabajo de los equipos donde se instalan.

**VÁLVULA ESDV:** esta se encuentra a la entrada de la vasija, su accionamiento se hace mediante una válvula solenoide que cierra la entrada de aire cuando es desenrizada, haciendo que la válvula de control se cierre, esta válvula actúa por alta presión generada dentro del separado, alto nivel de fluido o por válvula de disparo (shut down) en la estación.

**VÁLVULAS DE GLOBO:** una válvula de globo es de vueltas múltiples, tienen su orificio perpendicular o forma un ángulo con el eje de flujo. La válvula se puede cerrar o abrir accionando un volante sujeto al vástago. Este tipo de válvula es muy apropiada para producir estrangulamiento, por tanto tienen gran aplicación como válvulas reguladoras o de control de flujo, debido a la resistencia que presenta al flujo, no es recomendada para servicios que necesiten frecuente cierre y apertura. Es de operación rápida y puede utilizarse parcial o totalmente

abierta. Al instalar una nueva válvula debe tenerse precaución de elegir el disco apropiado; que sea resistente a la erosión de flujos con alto contenido de sedimento y a la acción reguladora de flujo.

**VÁLVULA DE SEGURIDAD:** es un accesorio que sirve para proteger un equipo o una instalación que genera o almacena presión interna, de cualquier exceso de presión por encima de la de operación, ya que ella alivia este exceso descargándolo automáticamente.

**VÁLVULA RELIEF O DE SEGURIDAD:** es un dispositivo de seguridad que se coloca en recipientes de producción (separadores, tratadores térmicos, etc.) para liberar excesos de presión cuando la válvula de alivio no actúa de manera adecuada o no tiene la capacidad suficiente para mantener las presiones por debajo de los límites determinados.

## 1. INTRODUCCIÓN

La estación Los Mangos - Yaguará cuenta con un manual de operaciones el cual fue diseñado durante el periodo de producción inicial del campo. Anteriormente la estación se operaba de manera automática, ahora parte de sus operaciones se realizan manualmente, lo que se convierte en la razón fundamental para la actualización de este manual.

Adicional a lo anterior el campo ha tenido más de una compañía que lo ha operado, aplicando sus propios criterios teniendo en cuenta su misión y su visión. A la fecha el campo ha declinado en su producción con este cambio el montaje que se tiene en la estación requiere que sea actualizado además es importante tener en cuenta que un diseño operacional de una estación no es estático y este se debe ajustar a las condiciones de producción actual a la par con la normatividad.

Actualmente la empresa estatal Ecopetrol administra y opera el campo, lo que conlleva a que se elabore un manual operativo y de procedimientos para la estación acorde con su misión y visión. Con esto se busca que sus operaciones cumplan con todos los estándares de salud, seguridad, medio ambiente y calidad; según la normatividad del país. Disminuyendo de esta manera la tasa de accidentalidad, daños ambientales, a la propiedad de Ecopetrol y terceros; reduciendo con esto los costos en todas estas áreas.

Por tal motivo se va a realizar la actualización del manual de operaciones de la estación Los Mangos - Yaguará, para esto se pretende aplicar mejora continua y así optimizar sus procesos, productos y servicios; acorde a la filosofía de la operación actual.

## 2. JUSTIFICACIÓN

Los precios que ha mostrado el mercado internacional del petróleo entre los años 2015 y 2016 ha configurado un ambiente de crisis con múltiples impactos y repercusiones para todas las empresas del sector; de hecho ha influido de manera directa en la política nacional y hoy es un tema central de discusión para los industriales colombianos.

Momentos como el actual exigen para compañías como Ecopetrol la optimización de todos sus recursos a fin de sortear de la mejor forma posible los desafíos que se plantean, lo que implica mejoramientos y organización con el menor consumo de recursos posible, luego es fundamental resolver aún con mayor prontitud aquellos requerimientos apremiantes que fomentan la operación segura de todas las instalaciones y encontrar la mejor forma de operar de acuerdo con la dinámica actual de los fluidos habida cuenta de que el diseño operacional de una estación no es estático.

El manual de operaciones de la estación Los Mangos – Yaguará se encuentra desactualizado y algunos de estos procedimientos no se encuentran completamente documentados conforme a la más reciente normativa de Ecopetrol, por tal motivo es prioritario realizar a corto plazo la elaboración de todos los documentos que para ello se requieren; los trabajos precedentes no describen en su totalidad las operaciones que en la estación se realizan, y solamente incluyen algunos equipos cuyo funcionamiento, disposición y propósito ha sido modificado en la mayoría de los casos.

### 3. OBJETIVOS

#### 3.1 Objetivo general

Construir y documentar el instructivo operacional de la planta de tratamiento de crudo, proceso de tratamiento y producción de gas y de la planta de tratamiento e inyección de agua del campo Los Mangos – Yaguará de tal manera que proporcione la información necesaria para operación segura de equipos e instrumentos instalados.

#### 3.2 Objetivos específicos

- Optimización de los tratamientos y mejoramiento de la producción de crudo y gas.
- Definir, actualizar, divulgar el manual de operaciones de la estación Los Mangos – Yaguará contemplando la filosofía de la operación actual incluyendo escenarios: cuando se requiera sacar de servicio equipos para mantenimientos y procesos críticos incluyendo tanques y vasijas.
- Describir la operación de los equipos que intervienen en los procesos operativos de recepción de fluidos de producción y superficie, tratamiento, decantación y sus usos como generación de energía, bombas de oleoducto, en las torres desoxigenadoras, como gas combustible en calentadores, como gas de cobertura entre otros.
- Representar la operación de los equipos que intervienen en los procesos operativos de recepción de fluidos de producción y superficie, tratamiento, almacenamiento, filtración, desoxigenación e inyección.
- Que el manual vele por que los procesos garanticen que el crudo cumpla con las especificaciones de transporte y venta.

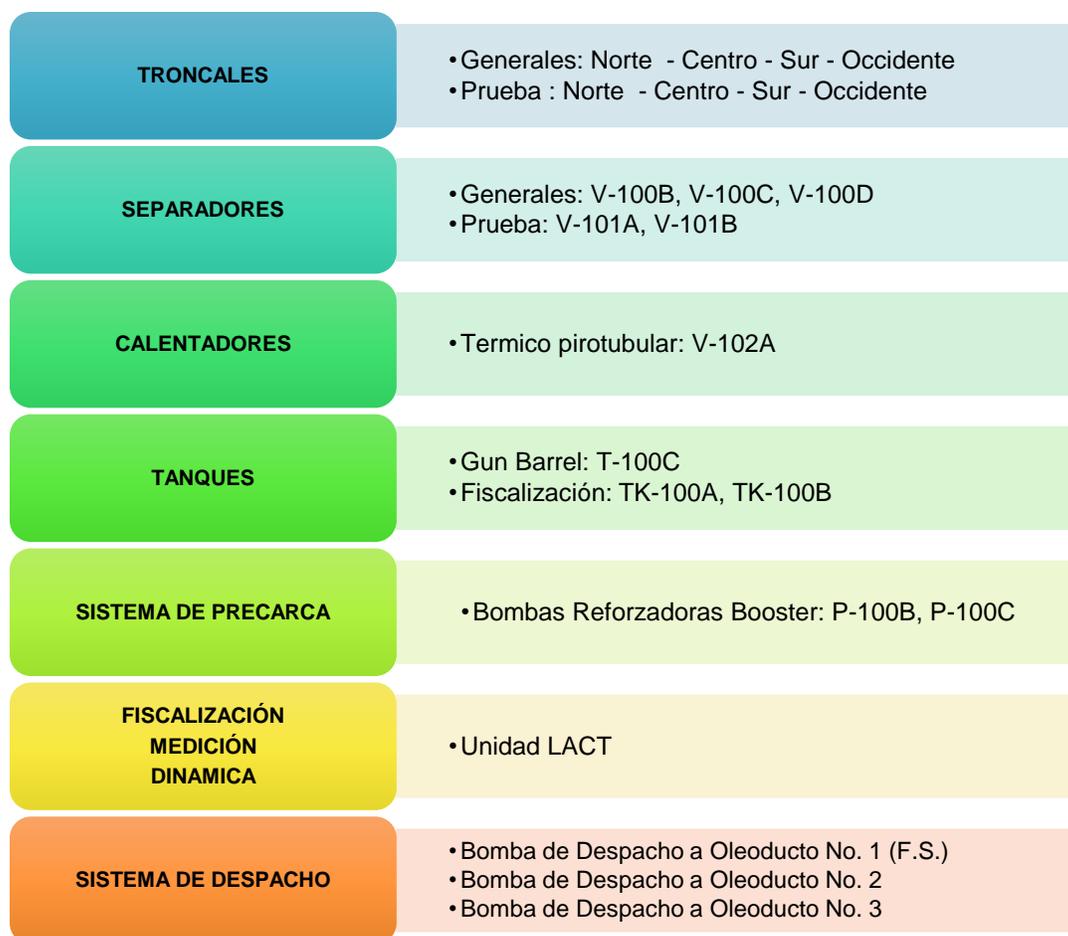
## 4. PROCESO DE TRATAMIENTO Y PRODUCCIÓN DE CRUDO

### 4.1 Alcance

Se requiere de la actualización del instructivo para la operación de los equipos que se utilizan en las diferentes etapas del proceso de tratamiento de crudo del campo Los Mangos – Yaguará, que cumpla con los estándares de calidad en pro de la seguridad, la salud de las personas, cuidado de los equipos y la eficiencia de las operaciones.

### 4.2 Descripción general del proceso actual

**Figura 1.** Diagrama de flujo del proceso de tratamiento y producción de crudo



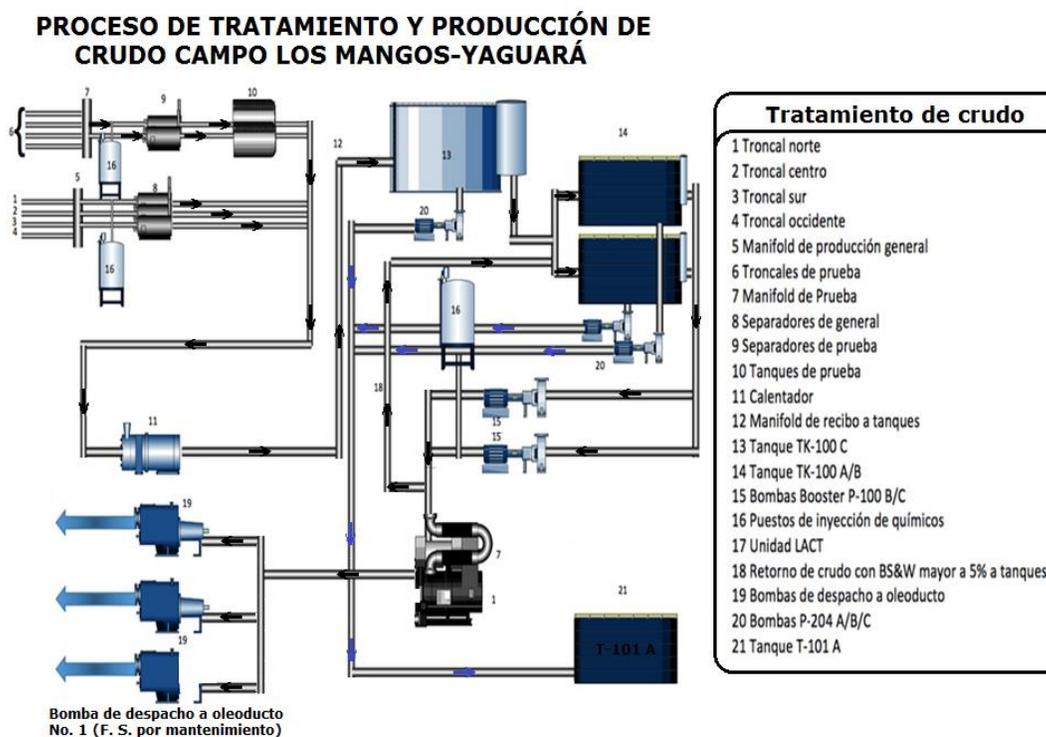
**Fuente.** Autores

Mediante la operación de los diferentes equipos mecánicos y/o vasijas que se encuentran en la estación es posible darle el tratamiento adecuado a los fluidos recolectados provenientes de los pozos con el fin de despacharlo en especificaciones al oleoducto.

## 4.3 Desarrollo

### 4.3.1 Descripción general del proceso

Figura 2. Vista general proceso de tratamiento de crudo



Fuente. Autores

El objetivo de la estación Los Mangos – Yaguará es el de coleccionar los fluidos de producción proveniente de los pozos para posteriormente tratarlos y almacenarlos dentro de los parámetros exigidos de tal manera que el crudo obtenido sea incorporado al sistema de transporte (oleoducto). Dentro de los procesos generales que se realizan en este campo tenemos: procesos de recolección de fluidos, tratamiento (separación de gas y agua, calentamiento del fluido, retención del fluido, separación de agua y crudo), inyección de agua y entregas (fiscalización y

bombeo). El sistema de recolección se encarga de recibir la producción del campo los mangos a través de cuatro (4) troncales, las cuales se denominan troncal Norte, troncal Sur, troncal Centro y troncal Occidente, todas ellas convergen al sistema de recolección (manifold).

Luego de que el fluido es recibido en el sistema de recolección (manifold), este es conducido a un proceso de separación de tres fases (separador trifásico), constituido por tres (3) separadores generales y dos (2) separadores de prueba; en este punto se retira gran parte del gas y del agua que llega con el fluido. Posterior a este proceso, la línea de crudo que sale del separador es conducida al calentador V102A con el objetivo de separar el agua residual que ha quedado emulsionada con el crudo. Seguido al proceso de calentamiento el fluido se conduce a un tanque de lavado (gun barrel), donde se realiza el lavado del crudo y la separación del agua, luego el crudo es almacenado en los tanques de fiscalización T100-A/B, donde se realiza el proceso de medición y fiscalización para finalmente con valores inferior 0,5 BS&W bombearlo a través del oleoducto con destino a la estación Tenay.

El gas producido es utilizado para generación eléctrica mediante 3 moto generadores, energía que es usada para la operación del campo y el gas residual es quemado en la tea. El agua obtenida durante este proceso se conduce al sistema de inyección de agua del campo, donde es tratada y finalmente reinyectada en los pozos.

### 4.3.2 Troncales de recibo

**Figura 3.** Troncales de recibo



**Fuente.** Autores

Este sistema está constituido por 4 troncales (troncal Norte, troncal Centro, troncal Sur y troncal Occidente), las cuales a su vez constan de dos líneas, una de producción general y una de prueba, que permiten dirigir los fluidos desde los pozos productores hacia la estación Los Mangos – Yaguará.

**Tabla 1.** Partes de las trampas de recibo de producción general por troncal.

	TRONCAL	ACCESORIOS
NORTE		2 Válvulas de bola ANSI 300 de 6" 1 Válvula manual de bola ANSI 300 de 4" 1 Válvula manual de bola ANSI 300 de 1/2" 1 Indicador de presión analógico de 0-600 psig
SUR		2 Válvulas manuales de bola ANSI 300 de 8" 1 Válvula manual de bola ANSI 300 de 6" 1 Válvula manual de bola ANSI 300 de 3/4" 1 Indicador de presión analógico de 0-100 psig
CENTRO		2 Válvulas manuales de bola ANSI 300 de 6" 1 Válvula manual bola ANSI 300 de 4" 1 Válvula manual bola ANSI 300 de 3/4" 1 Indicador de presión analógico de 0-600 psig
OCCIDENTE		2 Válvulas manuales de bola ANSI 300 de 6" 1 Válvula manual bola ANSI 300 de 4" 1 Válvula manual bola ANSI 300 de 1/2" 1 Indicador de presión analógico de 0-600 psig

**Fuente.** Autores

**Figura 4.** Trampas de recibo de prueba por troncal



**Fuente.** Autores

**Tabla 2.** Partes de las trampas de recibo de prueba por troncal

	TRONCAL	ACCESORIOS
NORTE		<ul style="list-style-type: none"> <li>1 Válvula manual de bola ANSI 300 de 2"</li> <li>1 Válvula manual de bola ANSI 300 de 4" WCB</li> <li>1 Válvula manual de bola ANSI 300 de 3" WCB</li> <li>1 Válvula manual globo ANSI 300 de 3/4"</li> <li>1 Válvula de seguridad ANSI 300 de 1"</li> <li>1 Indicador de presión analógico de 0-200 psig</li> </ul>
SUR		<ul style="list-style-type: none"> <li>1 Válvula manual de bola ANSI 300 de 2"</li> <li>1 Válvula manual de bola ANSI 300 de 4" WCB</li> <li>1 Válvula manual de bola ANSI 300 de 3" WCB</li> <li>1 Válvula manual de seguridad ANSI 300 de 1"</li> <li>1 Válvula manual de globo ANSI 300 de 3/4"</li> <li>1 Indicador de presión analógico de 0-200 psig</li> </ul>

**Fuente.** Autores

**Tabla 2.** (Continuación)

TRONCAL		ACCESORIOS
CENTRO		1 Válvula manual de bola ANSI 300 de 2" 1 Válvula manual de bola ANSI 300 de 4" WCB 1 Válvula manual de bola ANSI 300 de 3" WCB 1 Válvula manual de seguridad ANSI 300 de 1" 1 Válvula manual de bola ANSI 300 de ¾" 1 Indicador de presión analógico de 0-200 psig
OCCIDENTE		1 Válvula manual de bola ANSI 300 de 2" 1 Válvula manual de bola ANSI 300 de 4" WCB 1 Válvula manual de bola ANSI 300 de 3" WCB 1 Válvula manual de seguridad ANSI 300 de 1" 1 Válvula de bola ANSI300 de ¾" APOYO 1 Indicador de presión analógico de 0-300 psig

**Fuente.** Autores

**Tabla 3.** Troncal Norte

POZOS	SISTEMA	ACEITE (bbls)	GAS (pc)	AGUA (bbls)	%BSW
MA-003	Inyección	0	0	0	0,0
MA-016	PCP	22	8	238	91,5
MA-021	PCP	110	13	547	83,3
MA-026	Inyección	0	0	0	0,0
MA-027	PCP	31	12	8	20,5
MA-063	PCP	4	10	284	98,6
MA-064	ESP	1	13	398	99,7
MA-065	ESP	37	9	301	89,1
MA-066	ESP	49	14	2437	98,0
MA-067	ESP	136	19	669	83,1
MA-073	PCP	27	13	332	92,5
MA-078	PCP	55	8	158	74,2
MA-087	PCP	48	12	1753	97,3
MA-098H	ESP	17	14	1692	99,0
MA-100	ESP	52	17	4339	98,8
MA-101H	PCP	36	10	198	84,6
MA-102H	ESP	64	9	671	91,3
MA-108	PCP	60	19	1777	96,7
MA-110	PCP	62	12	1851	96,8
MA-111	ESP	42	12	1608	97,5
MA-115	PCP	81	9	752	90,3
<b>TOTAL</b>		934	233	20013	

**Fuente.** Autores

**Nota:** Esta troncal recolecta el total de la producción de 19 pozos (datos actualizados a marzo de 2017), los cuales se relacionan a continuación.

**Tabla 4.** Troncal Centro

POZOS	SISTEMA	ACEITE (bbls)	GAS (mpcd)	AGUA (bbls)	%BSW
MA-007	PCP	26	13	671	95,3
MA-014	PCP	63	12	1173	94,9
MA-039	PCP	19	10	838	97,8
MA-041H	ESP	27	14	805	96,8
MA-056	PCP	86	12	664	88,5
MA-059	PCP	34	5	230	87,1
MA-072	PCP	23	8	117	83,6
MA-074	ESP	17	12	590	97,2
MA-085	PCP	13	7	324	96,1
MA-090	PCP	15	11	125	89,3
MA-091	ESP	1	3	56	98,2
MA-106	PCP	36	12	651	94,8
MA-109	PCP	18	13	173	90,6
MA-116	PCP	11	11	168	93,9
MA-119H	ESP	23	13	1047	97,9
MA-015	PCP	29	12	246	89,5
MA-070	Inyección	0	0	353	0,0
<b>TOTAL</b>		441	168	8231	

**Fuente.** Autores

**Nota:** Esta troncal recolecta el total de la producción de 16 pozos (datos actualizados a marzo de 2017), los cuales se relacionan a continuación.

**Tabla 5.** Troncal Sur

POZOS	SISTEMA	ACEITE (bbls)	GAS (mpcd)	AGUA (bbls)	%BSW
MA-002	FN	1	3	54	98,2
MA-013	FN	0	1	12	0,0
MA-025	FN	1	3	59	98,3
MA-037H	ESP	41	12	1127	96,5
MA-061	ESP	59	15	602	91,1
MA-068	ESP	25	12	1545	98,4
MA-079	FN	2	1	77	97,5
MA-080	FN	2	3	48	96,0
MA-082	PCP	4	12	654	99,4
MA-084H	ESP	50	17	421	89,4
MA-089	FN	1	3	73	98,6

**Fuente.** Autores

**Tabla 5.** (Continuación)

MA-099H	ESP	11	13	564	98,1
MA-107	PCP	58	12	575	90,8
MA-114H	ESP	14	17	1367	99,0
MA-010H	ESP	35	16	1931	98,2
MA-020	PCP	27	12	258	90,5
MA-043	FN	1	5	40	97,6
MA-057	PCP	8	12	659	98,8
MA-071	PCP	13	13	1148	98,9
MA-083	FN	3	5	50	94,3
MA-118H	FN	0	0	0	0,0
MA-121	PCP	11	9	977	98,9
<b>TOTAL</b>		181	114	7569	

**Fuente.** Autores

**Nota:** Esta troncal recolecta el total de la producción de 21 pozos (datos actualizados a marzo de 2017), los cuales se relacionan a continuación.

**Tabla 6.** Troncal Occidente

<b>POZOS</b>	<b>SISTEMA</b>	<b>ACEITE (bbls)</b>	<b>GAS (mpcd)</b>	<b>AGUA (bbls)</b>	<b>%BSW</b>
MA-012H	FN	20	10	209	91,3
MA-024	FN	2	5	49	96,1
MA-030	FN	1	2	118	99,2
MA-042	ESP	12	13	704	98,3
MA-088	FN	3	5	142	97,9
MA-092H	ESP	12	10	557	97,9
MA-094H	FN	43	9	750	94,6
MA-103H	FN	19	11	1900	99,0
MA-104	PCP	32	11	1010	96,9
MA-112H	ESP	48	15	2000	97,7
MA-113H	FN	14	13	308	95,7
MA-117H	ESP	24	12	610	96,2
MA-122	FS	0	0	0	0,0
MA-017	ESP	102	20	2485	96,1
<b>TOTAL</b>		332	136	10842	

**Fuente.** Autores

**Nota:** Esta troncal recolecta el total de la producción de 13 pozos (datos actualizados a marzo de 2017), los cuales se relacionan a continuación.

#### 4.4 Múltiple de recibo

El múltiple está diseñado para recibir el fluido de las tróncales y dirigirlo hacia el proceso de separación y tratamiento en los separadores generales; la temperatura y presión de los fluidos en el múltiple se encuentran en un rango de 80 -120°F y 30 – 60 psig respectivamente.

**Figura 5.** Configuración del múltiple de recibo



**Fuente.** Autores

**Tabla 7.** Configuración del múltiple de recibo

CONFIGURACIÓN DEL MÚLTIPLE DE RECIBO
2 Colectores de producción general de 12" ANSI 300.
2 Válvulas manuales de bola de 6" ANSI 300 por colector
1 Válvula manual de bola de 8" ANSI 300 por colector
1 Válvula ESDV shut down de 10" ANSI 300 por colector
1 Indicador de presión analógico de rango 0-500 psig por colector

**Fuente.** Autores

**Tabla 8.** Partes de los cabezales de entrada a separadores generales

LÍNEAS	ACCESORIOS
PRODUCCIÓN GENERAL 	2 Válvulas manuales de bola ANSI 300 de 4" 4 Válvulas manuales de bola ANSI 300 de 8" 2 Válvulas ESDV ANSI 300 de 8" 2 Válvulas ESDV ANSI 300 de 8"

**Fuente.** Autores

**Tabla 8.** (Continuación)

	<p>11 Válvulas manuales de bola ANSI 300 de 4" WCB 2 Válvulas manuales de bola ANSI 300 de 4"</p>
---	---

**Fuente.** Autores

#### 4.4.1 Descripción del proceso de producción de crudo

El fluido producido por cada pozo es conducido mediante líneas de flujo o producción, colectándose por las troncales y llevado hasta el múltiple de recibo localizado en la estación; ya en la estación los fluidos provenientes de las troncales de producción y prueba son captados en una trampa de recibo, en este punto la producción general es llevada a los manifold de recibo 1, 2, 3 y 4. Cada manifold de recibo de producción general cuenta con una línea de 12" que conduce el fluido al cabezal de entrada de los separadores de producción general.

Las troncales centro y occidente llevan el fluido directo al separador de producción general V-100C, la troncal sur lleva el fluido directo al separador de producción general V-100B y la troncal norte lleva el fluido directo al separador de producción general V-100D; una vez los fluidos de las troncales de prueba llegan al manifold de prueba, estos son dirigidos al cabezal de separadores de prueba y, por operación de válvulas el pozo, es conducido al separador de prueba V-101A o V-101B; las condiciones de operación de presión y temperatura son: Presión 30-60 psig; temperatura de 80-120°F.

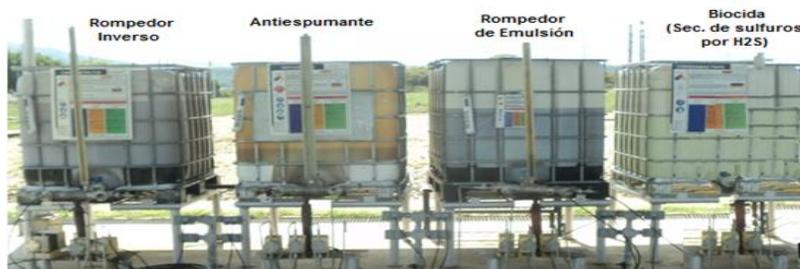
**Figura 6.** Múltiple de prueba



**Fuente.** Autores

## 4.5 Tratamiento químico

**Figura 7.** Sistema de tratamiento químico



**Fuente.** Autores

Una vez el fluido llega al múltiple de entrada se somete a tratamiento químico, este tiene como objetivo: primero, reducir los contenidos de espuma; de tal manera que mejore el contacto entre rompedor de emulsión y el crudo (disminución de presión interfacial). Para el desarrollo de este proceso se cuenta con bombas de las siguientes características:

**Tabla 9.** Bombas de inyección de químico

BOMBAS DE INYECCIÓN DE QUÍMICO	
Marca	TXT
Tipo de bomba	Diafragma Eléctrico
Presión succión	Atmosférica
Presión descarga	200 psig
Caudal	1.7 GPH
Indicadores de presión	A la salida de la unidad dosificadora
MOTOR	
Tipo	Motor eléctrico
Potencia	0.5 HP

**Fuente.** Autores

**Figura 8.** Bomba dosificadora para inyección de químico



**Fuente.** Autores

### 4.5.1 Deshidratación del crudo

El tratamiento se realiza desde un patín que dispone de bombas dosificadoras neumáticas, en este se inyecta:

**Tabla 10.** Químicos inyectados

AGENTE QUÍMICO	FUNCIÓN	DOSIFICACIÓN
FONGRABAC THPS	Biocida – Secuestrante de sulfuros por H <sub>2</sub> S	4 – 5 gal/día
PHASETREAT 13960	Rompedor de Emulsión	63 gal/día
DEFOAMERS	Anti espumante	4 gal/día
CARTARETIN F29	Rompedor inverso	14 gal/día

**Fuente.** Autores

La inyección se realiza en los cabezales de producción general y de prueba. Más adelante en la entrada del gun barrel se aplica el mejorador de sulfuro y rompedor de emulsión en caso de que la calidad del crudo no se ajuste a las condiciones requeridas (menor o igual al 0.5% de agua).

**Figura 9.** Estación de químicos



**Fuente.** Autores

## 4.6 SEPARADORES

**Figura 10.** Separadores



**Fuente.** Autores

Los fluidos de producción llegan a los separadores dependiendo del cabezal de entrada a la estación (producción general o de prueba). Los separadores, por sus dimensiones (diámetro y longitud), disponen de la capacidad necesaria para manejar la producción de la estación a condiciones normales de presión y temperatura.

Una vez el crudo ingresa al separador y ha cumplido con el tiempo de residencia estipulado por las condiciones operacionales (menor a 15 minutos), este sale con algo de agua de los separadores para posteriormente ser llevado a los calentador térmico pirotubular.

En esta estación los separadores generales permiten ser operados como bifásicos o trifásicos dependiendo de las necesidades de operación (los separadores de prueba son operados como bifásicos); el agua del proceso que se obtiene en los separadores, tanto de prueba como de general, es conducida inicialmente al gun barrel K-100C y luego al tanque desnatador K-101A y el crudo al calentador V-102A o al gun barrel K-100C, a continuación y por rebose el crudo es dirigido a los tanques de almacenamiento K-100A/B de acuerdo a las necesidades del proceso.

#### 4.6.1 Características de los separadores

La estación cuenta con 5 separadores entre los cuales 3 están destinados a producción general, y 2 a prueba; las características de cada separador se relacionan a continuación:

**Tabla 11.** Características de los separadores.

SERVICIO	PROD. GENERAL 2 Y 4	PROD. GENERAL 3	PRUEBA 1 Y 2
Flujo de Líquidos	10000 – 25000 BFPD	15000 BFPD	2000 BFPD
Flujo de Gas	3700 MSFCD	15000 MSFCD	750 MSFCD
Presión de Operación	40-100 psig	40-100 psig	40-100 psig
Temperatura Ambiente	80°F	80°F	80°F
Temperatura de Entrada	80 – 120 °F	80 – 120 °F	80 – 120 °F
Tiempo de Residencia	15 Minutos	15 Minutos	15 Minutos**

**Fuente.** Autores

**Nota:** El tiempo de residencia de los separadores de prueba 1 y 2, aplica cuando están configurados para separación trifásica. Actualmente estos configurados para separación bifásica (líquido y gas); por lo que no tienen tiempo de residencia.

#### 4.6.2 Válvulas y accesorios de los separadores

**Tabla 12.** Instrumentación de los separadores.

ACCESORIOS	
Válvula automática reguladora de nivel de aceite (LCV)	Rango de operación 25% – 70%
Válvula automática reguladora de presión (PCV)	Rango de operación 30–55 psig
válvulas de seguridad (PSV O RELIEF)	Setting@70 psig
Válvula manual de bola	Operación manual
Indicador de nivel o visor	Rango de operación según criterio
Medidor de platina de orificio	F.S.
Válvula Shut down (N.A.) ESDV	F.S.
Alarma indicadora de alta presión (PIAH)	Setting@55 psig
Transmisor controlador de presión (PCT)	Setting@41 psig

**Fuente.** Autores

**Tabla 13.** Instrumentación de la línea de gas

INSTRUMENTACIÓN DE LA LÍNEA DE GAS SEPARADOR 4	
1 Línea salida de gas	6"
1 Válvula manual de bola de ANSI 150	6"
2 Válvulas manuales de bola ANSI 150	4"
1 Válvula de compuerta ANSI 150	4"
1 Toma muestra	Si
1 Válvula cheque ANSI 150	4"
1 Válvula automática Fisher (neumática)	4"
1 Indicador de presión analógico	Rango o a 100 psig
1 Medidor de platina de orificio	Fuera de servicio
LÍNEA DE SALIDA A TEA DE ALTA	
3 Líneas de salida	2"
1 Línea de salía a tea de alta	3"
3 Válvulas manuales de bola ANSI 150	2"
2 Válvulas de seguridad PRV	2"
2 Válvulas manuales de bola ANSI 150	3"
INSTRUMENTACIÓN DE LA LÍNEA DE GAS SEPARADOR 2	
1 Línea salida de gas	8"
1 Válvula cheque ANSI 150	8"
1 Medidor de platina de orificio	Fuera de servicio
1 Válvula de compuerta ANSI 150	8"
3 Válvula manual de bola ANSI 150	6"
1 Válvula automática Fisher (neumática)	4"
1 Válvula de compuerta ANSI 150	6"
2 Válvula de compuerta ANSI 150	4"

**Fuente.** Autores

**Tabla 13.** (Continuación)

<b>LÍNEA DE SALIDA A TEA DE ALTA</b>	
1 Línea de salida	2"
1 Válvula manual de bola ANSI 150	2"
2 Líneas de salida	4"
2 Válvulas de seguridad PRV	4"
2 Válvulas manuales de bola ANSI 150	4"
Línea de salida a tea	6"
<b>INSTRUMENTACIÓN DE LA LÍNEA DE GAS SEPARADOR 3</b>	
1 Línea salida de gas	12"
1 Válvula de compuerta ANSI 150	12"
1 Medidor de platina de orificio	Fuera de servicio
1 Válvula cheque ANSI 150	6"
1 Válvula de compuerta ANSI 150	6"
2 Válvulas manuales de bola ANSI 150	6"
1 Válvula automática Fisher (neumática)	3"
<b>LÍNEA DE SALIDA A TEA DE ALTA</b>	
2 Líneas de salida	4"
1 Línea de salida	3"
1 Línea de salida	2"
2 Válvulas manuales de bola ANSI 150	6"
1 Válvula manual de bola ANSI 150	3"
1 Válvula manual de bola ANSI 150	2"
<b>INSTRUMENTACIÓN DE LA LÍNEA DE GAS SEPARADORES DE PRUEBA 1 Y 2</b>	
1 Línea salida de gas	3"
1 Válvula cheque ANSI 150	3"
1 Indicador de temperatura analógico	Solo para el separador 1
1 Medidor platina de orificio	Fuera de servicio
1 Indicador de presión analógico	Rango 0 a 100 psig
1 Válvula de automática Fisher (neumática)	3"
2 Válvulas manuales de bola ANSI 150	3"
<b>LÍNEA DE SALIDA A TEA DE ALTA</b>	
1 Líneas de salida	2"
1 Válvula manual de bola ANSI 150	2"
2 Líneas de salida	1 1/2"
2 Válvulas manuales de bola ANSI 150	1 1/2"
2 Válvulas de seguridad PRV	1 1/2" a 2"
2 Válvulas manuales de bola ANSI 150	2"
1 Línea de salida a tea de alta	4"

**Fuente.** Autores

**Tabla 14.** Instrumentación de la línea de crudo

<b>ELEMENTO</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
Transmisor de temperatura TT	Rango de 0 a 200°F
Indicador de nivel LG	Sí
Alarma por alto nivel LAH	Señal enviada al panel de control
Alarma por bajo nivel LAL	Señal enviada al panel de control
Indicador analógico de presión PI	Rango de 0 a 100 psig
Transmisor controlador de nivel LCT	Envía señal neumática a válvula LCV de control nivel crudo
Indicador de temperatura TI	Rango de 0 a 200 °F
Medidor de flujo FET (crudo)	Rango del Sep. prueba#1 de 0 a 100 GPM; Rango del Sep. prueba#2 de 0 a 100 GPM
<b>INSTRUMENTACIÓN DE LA LÍNEA DE CRUDO SEPARADOR 4</b>	
1 Línea salida de crudo	6"
1 Válvula de compuerta ANSI 150	6"
1 Controlador de nivel automático (Fisher neumática)	2"
1 Línea toma muestra	Si
3 Válvulas de compuerta ANSI 150	6"
1 Válvula cheque ANSI 150	6"
1 Toma muestras	Si
<b>INSTRUMENTACIÓN DE LA LÍNEA DE CRUDO SEPARADOR 2</b>	
1 Línea salida de crudo	6" X 4"
1 Válvula cheque ANSI 150	4"
1 Controlador de nivel automático (Fisher neumática)	2"
2 Válvulas manuales de bola ANSI 150	4"
1 Válvula de compuerta ANSI 150	4"
1 Toma muestras	Si
<b>INSTRUMENTACIÓN DE LA LÍNEA DE CRUDO SEPARADOR 3</b>	
1 Línea de salida de crudo	6"
1 Válvula cheque ANSI 150	6"
1 Controlador de nivel automático (Fisher neumática)	3"
1 Válvula de compuerta ANSI 150	3"
2 Indicadores de presión analógicos	Si
2 Válvulas manuales de bola ANSI 150	3"
1 Válvula de compuerta ANSI 150	6"
<b>INSTRUMENTACIÓN DE LA LÍNEA DE CRUDO SEPARADORES DE PRUEBA 1 Y 2</b>	
1 Línea salida de crudo	3"
1 Válvula de bola ANSI 150	3"
1 Válvula cheque ANSI 150	3"
1 Línea toma muestras	Si
1 Medidor de flujo	Rango 0 a 100 psig
1 Válvula de control automática (Fisher Neumática)	2"
3 Válvulas de compuerta ANSI 150	3"

**Fuente.** Autores

### 4.6.3 Instructivo operacional

**a. Sacar de servicio un separador:** El siguiente instructivo es el realizado para sacar a mantenimiento los separadores de la estación:

- Direccionar los fluidos a los separadores disponibles.
- Desconectar eléctricamente la válvula de disparo (shut down) de la vasija.
- Bloquear la entrada al separador y con la presión de la vasija desplazar crudo hacia el tanque hasta que pierda nivel, cerrar salida de crudo.
- Terminar de drenar la vasija a la caja de drenajes.
- Bloquear todas las válvulas de entrada y salida del separador e identificarlas con la tarjeta de no operar.
- Drenar presión de la vasija enviando el gas a la tea de alta presión por la línea conectada a las PSV instaladas en el equipo.
- Terminar de drenar la presión del separador por válvula de ½” en la parte superior, una vez la vasija este a presión atmosférica, realizar el aislamiento mecánico de la vasija, instalar ciegos en todas las líneas de entrada y salida (aislar vasija).
- Proceder a drenar por gravedad el remanente de fluidos a cajas aceitosas.

**b. Poner en marcha un separador:**

- Cerrar las válvulas en cada salida de fluidos (si el recipiente está vacío).

- Ajustar la válvula reguladora de presión debe a un 75% de la presión de control normal y luego lentamente se lleva a la presión de operación.
- Desactivar los dispositivos de alarma de bajo nivel hasta cuando se alcance el nivel de presión.
- Abrir la entrada del fluido al recipiente.
- Activar los controles de nivel y abrir las válvulas cerradas en el paso 1, cuando el nivel de agua o crudo alcance el rango de 30%.
- Ajustar los controles de nivel y presión para estabilizar su operación, según los ajustes de operación.
- Conectar la válvula de disparo (shut down) de la vasija.

**c. Operaciones de rutina:**

- Chequear y verificar que los instrumentos estén en los rangos establecidos para hacer las mediciones apropiadas.
- Probar las válvulas de control que abran y cierren, (completa y parcialmente sin obstrucción alguna).
- Limpiar los visores a través de los cuales se observan los niveles de fluido.
- Engrasar una vez cada tres meses, todas las válvulas manuales de los separadores.
- Una vez al año debe hacerse mantenimiento preventivo y calibración a las válvulas automáticas de control de nivel y presión, a los controles de nivel y presión y a la válvula de relevo.

- Engrasar el porta orificio, cada tres meses y hacer mantenimiento preventivo a los medidores de aceite de los separadores de prueba.

#### 4.7 Tanque de prueba

**Figura 11.** Tanque de prueba



**Fuente.** Autores

El tanque de prueba es una vasija con dos compartimientos aforados oficialmente, que tienen una capacidad de llenado de 149 barriles, utilizada como respaldo de medición a los separadores de prueba 1 y 2 los que descargan la fase líquida a un tanque aforado (tanque de prueba), su objetivo es medir la cantidad de fluidos en esta fase y así determinar el factor de corrección de los respectivos medidores, ejecutando las operaciones de una forma segura, garantizando la integridad del personal y de los equipos.

##### 4.7.1 Instructivo operacional

###### a. Poner en servicio el tanque de prueba:

- Seleccionar el tanque de prueba TP -001 o T101D y el compartimiento.
- Verificar antes de seleccionar el tanque, que se encuentre en bajo nivel.

- Habilitar el compartimiento, mediante apertura y cierre de válvulas manuales en cada tanque de prueba.
- Tomar la medida inicial de llenado del compartimiento, y cada hora registre la medida convertida en volumen, mediante la tabla de aforo aprobada por el ministerio.
- Determinar el volumen de la primer hora, calcular el tiempo de llenado de dicho compartimiento y habilitar el otro y prevenir un rebose por alto nivel.
- Las medidas tomadas deben ser llevadas cada hora en el medidor y en el tanque de prueba, para determinar el factor de corrección del medidor.
- Las lecturas y medidas tomadas cada hora, deben ser llevadas en la tabla de liquidación de pruebas de pozos.
- Después de tomar la medida final, desplace el fluido del compartimiento lleno, arrancando la bomba eléctrica, seleccionando en el cabezal de descarga (gun barrel o tratadores) el destino final del fluido trasegado.
- El nuevo valor de factor de corrección para ese medidor, tendrá que aplicarse a todos los pozos que pasen por dicho medidor; el nuevo factor de corrección tendrá vigencia, hasta cuando se realice una nueva corrida por el tanque de prueba.

**b. Sacar de servicio el tanque de prueba:**

- Cerrar las válvulas de entrada de fluido (si el recipiente está vacío); de lo contrario desaloje el fluido hacia el sistema.
- Abrir las válvulas de los drenajes de cada compartimiento.

- Instalar aislamientos mecánicos en las válvulas de las líneas de agua y crudo a la salida de cada separador de prueba que comunica con el tanque seleccionado.
- Instalar tarjetas de aislamiento y de no operar en la bomba eléctrica.
- Abrir las tapas de las escotillas, para ventilar. Adicionalmente, instalar extractores a prueba de explosión para desgasificar el tanque.
- Realizar mediciones continuas de gas en el área, durante la actividad de ventilación forzada.

#### 4.8 Calentador térmico pirotubular V-102A

**Figura 12.** Calentador térmico pirotubular



**Fuente.** Autores

Una vez el fluido sale de los separadores se conduce al calentador térmico pirotubular, en donde el fluido es calentado con el objetivo de romper la emulsión, finalmente este pasa a una zona de asentamiento donde permanece un determinado tiempo para de esta manera favorecer la separación de fases. Finalmente el calentador V-102A descarga la fase aceite al tanque de lavado (gun barrel) o al tanque de almacenamiento que esté disponible para recibir producción.

**Tabla 15.** Condiciones de operación

CALENTADOR TÉRMICO PIROTUBULAR V-102A	
Presión máxima	35 psig
Presión de trabajo	29 - 32 psig
Temperatura	140 -185°F
Volumen de gas	60000 PCG/día
Nivel de agua	1/3 de su capacidad volumétrica

**Fuente.** Autores**Tabla 16.** Dimensionamiento del calentador pirotubular

CALENTADOR TÉRMICO PIROTUBULAR V-102A	
Tamaño	8'OD X 40'S/S
Condiciones de diseño	230°F / 150 psig
Condiciones de operación	140 - 185°F/29 psig
Capacidad	5000 BL/Día
Capacidad calorífica	2.5 MBTU/hr

**Fuente.** Autores**Tabla 17.** Instrumentación

INSTRUMENTACIÓN	
Transmisor de control de nivel de agua (LCT)	No tiene
Válvula controladora de nivel de agua y aceite (LCV)	Fuera de servicio
Indicador de nivel (LG)	1 en la zona de tubos
Válvulas de seguridad (PSV)	Ajustadas de 10% a 20% por encima de la PCV
Alarma bajo nivel (LAL)	Ubicada en la zona de tubos
Interruptores de bajo nivel (LSL)	1 para quemadores
Válvula de presión de seguridad	Setting@70 psig
Válvula de cierre por alta presión (PSH)	Actúa sobre la válvula ESDV para bloquear la entrada de crudo al tratador (Setting@41 psig)
Transmisor de presión (PT)	Actúa sobre la PCV (Setting@22 psig)
Indicador de presión (PI)	1 en la línea de descarga de gas a la tea, 1 en la línea de suministro de gas a los quemadores, 2 en la línea de gas piloto (Setting@ de 0-40 psig)
Indicador de temperatura (TI)	Zona de tubos de 50 a 30°F
Controlador de temperatura (TC)	Controla suministro de combustible a los quemadores (setting@175°F)
Alarma por alta temperatura (TAH)	Envía señal a panel de control (Setting@190°F)
Controlador de presión (PC)	Regula gas a quemadores (Setting@8" H <sub>2</sub> O)
Alarma indicadora de alta presión (PIAH)	Setting@35 psig
Válvula de control de presión (PCV)	Setting@28 psig

**Fuente.** Autores

### 4.8.1 Instructivo operacional

#### a. Sacar de servicio un calentador:

- Apagar y bloquear el sistema de gas combustible
- Instalar aviso de no operar
- Desactivar válvula de disparo (shut down) general de la estación ocasionado por el equipo
- Circular producción para enfriar los tubos quemadores
- Sacar la producción al gun barrel, usando gas de cobertura para mantener presión en la vasija
- Desplazar producción remanente en la vasija con agua
- Cuando el calentador esté lleno de agua, drenar y despresurizar
- Entregar al personal de mantenimiento

#### b. Poner en servicio un calentador

- Verificar que todos los accesorios tales como líneas de flujo de aceite-gas-aire estén bien conectadas y no tengan fugas
- Verificar que todas las válvulas de drenaje de líquidos y gas estén cerradas
- Chequear que las válvulas de bloqueo antes de la válvula de disparo (shut down) estén abiertas, al igual que la válvula de bloqueo manual después de la válvula automática
- Purgar la vasija con gas de cobertura (blanquet)
- Abrir lentamente la válvula de entrada al calentador
- Cuando la presión del calentador esté alcanzando la presión normal de operación, abrir la válvula de salida a la tea
- Ajustar el controlador de presión de tal forma que quede regulando la presión de operación

- Cuando el nivel de crudo haya alcanzado el nivel normal de operación abrir la válvula de salida de crudo y ajustar el control de nivel de crudo de tal manera que este se mantenga dentro de los rangos normales de operación
- Activar las alarmas de alto y bajo nivel, alta y baja presión y alta y baja temperatura
- Habilitar la válvula de disparo (shut down)
- Después de obtener condiciones estables de nivel de flujo y presión, prender los quemadores del calentador y ajustar controles de temperatura
- Activar la alarma por baja temperatura una vez que la fase de crudo cubra totalmente los pirotubos.

#### 4.9 Administrador de fluidos (manifold) de recibo a tanques K-100A/B/C

**Figura 13.** Administrador de fluidos (manifold) de recibo a tanques



**Fuente.** Autores

**Tabla 18.** Instrumentación del administrador de fluidos (manifold) de recibo a tanques

INSTRUMENTACIÓN DEL ADMÓN. DE FLUIDOS (MANIFOLD) DE RECIBO A TANQUES	
1 Válvula manual de compuerta ANSI 150 a separadores	10"
1 Válvula manual de compuerta ANSI 150 a tratadores	8"
1 Válvula manual de compuerta ANSI 150 a TK-100C	10"
1 Válvula manual de compuerta ANSI 150 a TK-100C	8"
1 Válvula manual de compuerta ANSI 150 a TK-100B	8"
1 Válvula manual de compuerta ANSI 150 a TK-100B	10"

**Fuente.** Autores

#### 4.10 Tanque de lavado (gun barrel) T 100-C

**Figura 14.** Tanque de lavado (gun barrel) T 100-C

**Fuente.** Autores

En el tanque de lavado (gun barrel) se descarga la línea de crudo que sale del calentador y separadores (según condiciones operacionales). Antes de entrar al tanque de lavado (gun barrel) el fluido pasa por una bota desgasificadora en donde se extrae gas o componentes livianos del crudo. El fluido ingresa al tanque de lavado (gun barrel) por la parte inferior de este siendo dispersado en todo el fondo por acción de un brazo distribuidor de 10". El crudo pasa a través de un colchón de agua de aproximadamente 7000 barriles donde realiza el lavado y rebosa a 9.90 m a un anillo de donde es transferido por acción de la gravedad a los tanques TK-100A/B de fiscalización.

**Tabla 19.** Dimensionamiento e instrumentación y control gun barrel

Gun Barrel T 100 - C	
Capacidad	25000 BBL
Diámetro externo	70´
Altura de medida	36.4´
Nivel máximo de operación	10000 cm
Temperatura	100-115°F
Presión	2.5" de H <sub>2</sub> O (0.1psig)
Presión de vacío	1" de H <sub>2</sub> O (0.03psig)
Val. automática controladora de nivel (Fisher neumática)	Setting@ según operación
Válvula de presión y vacío (PVV)	Controla la presión interna del tanque
Controladores de presión (PC)	Regulan el gas de cobertura del tanque
Indicador de presión (PI)	Localizado en la línea de entrada del gas de cobertura rango (0-100 psi)
Transmisor indicador de nivel de interface (LIT)	Envía señal al panel de control

**Fuente.** Autores

#### 4.11 Operación de gas de cobertura a tanques de fiscalización TK-100A/B

El gas entra al tanque pasando por un regulador Fisher (PC-151A-01), bajando la presión de 7 psig a 2 onzas/pulg<sup>2</sup>. La línea de inyección cuenta con un dispositivo que permite regular la entrada de gas cerrando o abriendo el regulador (PC-151A-01) para evitar deformación o colapso en la vasija, cabe aclarar que este se utiliza según la operación.

#### 4.12 Tanques de almacenamiento – fiscalización TK-100 A/B

**Figura 15.** Tanque de almacenamiento

**Fuente.** Autores

Tanques diseñados para una capacidad de 25000 BBLS cada uno, en estos se lleva a cabo la fiscalización y medida del fluido estático, además le proporciona al crudo un tiempo de retención suficiente para separar por gravedad el agua remanente. El crudo finalmente es enviado por medio de las bombas reforzadoras (booster) P-100 B/C o reforzadoras hacia la unidad LACT y posteriormente hacia las bombas de despacho a oleoducto. Cada tanque cuenta con una bota desgasificadora que facilita la liberación de hidrocarburos livianos en estado de vapor, el drenaje de fondo permite drenar o recircular agua y precipitados con el fin de ajustar el BS&W del crudo o realizar limpieza del tanque.

**Tabla 20.** Dimensionamiento de tanques de almacenamiento – fiscalización

TANQUES DE ALMACENAMIENTO K-100 A/B	
Temperatura	100°F, rango (0-200°F)
Presión	2.5" de H <sub>2</sub> O (0.1psig)
Vacío	1" de H <sub>2</sub> O (0.03psig)
Capacidad nominal	24216.71 BBLS
Diámetro externo	70'
Altura de medición	11063 mm
Nivel mínimo de operación	500 mm
Nivel máximo de operación	10660 mm

**Fuente.** Autores

**Tabla 21.** Instrumentación y control

TANQUES DE ALMACENAMIENTO K-100 A/B	
Interruptor por bajo nivel (LSL)	Desactivar bombas P-100B/C
Alarma por bajo nivel (LAL)	Señal enviada a panel de control
Alarma de alto nivel (LAH)	Señal enviada a panel de control
Transmisor de indicador de nivel (LIT)	Monitoreo continuo del nivel del tanque
Válvula de presión y vacío (PVV)	Regular presión interna del tanque
Válvula de control (PC)	Presión 2.5 onzas/pulg <sup>2</sup> – vacío 0.5 onzas/pulg <sup>2</sup>
Transmisor de nivel (LT)	Regulador de presión sistema gas de cobertura señal enviada a panel de control rango de 0-36 ft
Indicador de temperatura (TI)	Indicador temperatura del fluido almacenado rango 0-200 ft
Transmisor de temperatura (TT)	Rango 0-200°F

**Fuente.** Autores

#### **4.12.1 Instructivo operacional**

Bajo condiciones de operación normal se cuenta con un arreglo de tanques de tal forma que uno de ellos entrega la producción al oleoducto, y a continuación recibe la producción proveniente del tanque de lavado (gun barrel).

##### **a. Recibo de fluidos provenientes del calentador y separadores:**

- Definir el tanque que recibe la producción (K-100C)
- Verificar que la válvula ubicada en el cabezal de envío al tanque de lavado (gun barrel) esté abierta.
- Verificar que la válvula de bloqueo a la entrada del tanque esté abierta
- Verificar que las válvulas de entrada a los dos tanques de fiscalización estén cerradas.
- Verificar que la válvula de salida a bota esté abierta.
- Verificar que la válvula automática de control de interface esté operativa.

##### **b. Medición manual del nivel de crudo en tanque de techo fijo TK-100A/B:**

- Verificar que las válvulas de entrada y salida estén cerradas.
- Dejar el tanque en reposo 1 hora antes de realizar el procedimiento.
- Evitar que el personal se pare sobre el techo del tanque, de no ser posible, el mismo número de personas que realiza la medida inicial debe realizar la medida final (Máx. 2 personas).
- En caso de presentar señales de expulsión de gas no realizar la medición.

- Verificar el buen estado de la cinta, la plomada y el ojo de esta.
- Asegurar que la plomada no tenga un desgaste mayor a 1 mm en la punta.
- Verificar la altura de referencia con las medidas leídas y registradas, en caso de encontrar diferencia entre las dos hacer anotación.
- Si la medida de referencia medida es mayor a la medida de referencia patrón en 3mm, realizar nueva medición de altura de referencia.
- Al cambiar la plomada se debe realizar de nuevo la calibración de la cinta.
- El área donde se desarrolla la actividad debe permanecer limpia.

**c. Medición por método al vacío utilizando cinta de fondo:**

- El procedimiento que se debe seguir para realizar la medición al vacío con cinta de fondo es el siguiente:
- Localice el tanque a ser medido, sí se tiene un sistema automático de medición telemétrica y anote el nivel del producto para usar esta información como nivel de referencia.
- Lea la altura de referencia, tomándola, ya sea directamente de la tabla de aforo o de la tablilla informativa localizada en la escotilla de medición del tanque respectivo.
- Conecte el polo a tierra de la cinta de medición en el punto determinado para ello. Determine matemáticamente la longitud de cinta a introducir en el tanque, según la ecuación:

$$\textit{Longitud de cinta} = \textit{Altura de Referencia} - \textit{Nivel de referencia} + \textit{Longitud de la plomada}/2$$

- En caso de no contar con un nivel de referencia (telemetría, cinta mecánica u otro dispositivo de nivel) se procede a realizar la medición, asumiendo el nivel esperado del producto en el tanque. El corte del producto debe ser leído en la plomada.
- Abrir la escotilla de medición, esperando unos segundos para que los gases contenidos dentro del tanque se dispersen, gire el rostro de manera que no reciba los vapores.
- Bajar la plomada para medición a fondo, de manera que la cinta haga contacto con la escotilla del tanque, espere unos segundos hasta que se estabilice la plomada y bájela hasta que alcance la longitud anteriormente calculada, lea la longitud de cinta a introducir evitando error de paralaje. Espere el tiempo requerido para que el producto genere el corte sobre la plomada.
- Recoger la cinta lentamente usando el carrete, realice limpieza con trapo impregnado con disolvente por tramos de cinta, asegurándose de bloquear el carrete en cada limpieza; la limpieza por tramos debe realizarla el mismo operador que recoge la cinta; lea el corte del líquido sobre la plomada (según lo mencionado anteriormente).
- El cálculo del nivel del producto, se obtiene según la ecuación:

$$\textit{Altura del liquido} = \textit{Altura de referencia(BM)} - \textit{Lectura cinta} + \textit{Lectura del punto de corte indicado}$$

- La medición manual de nivel de líquido requiere: dos lecturas consecutivas idénticas, o tres lecturas consecutivas cuya diferencia no supere más de 3 mm entre la mayor y la menor. Si las dos primeras lecturas son idénticas, el valor obtenido será aproximado y reportado al milímetro más cercano.
- Cuando se toman tres lecturas, las tres deben encontrarse dentro de un rango de 3 mm y el valor a reportar será el promedio de las tres, aproximado al milímetro más cercano.

- En el caso que las 3 lecturas arrojen diferencias superiores a 3 milímetros, revise que las válvulas del tanque estén cerradas, que el contenido del tanque haya estado en reposo entre una o dos horas dependiendo de las características del producto y realice nuevamente la medición.
- Por último anote el nivel del producto (con las mediciones de altura del líquido, que la originaron) para utilizarla en el procedimiento de liquidación del tanque.

**d. Lectura y reporte:**

- La medición manual requiere 3 medidas consecutivas; si dos de las tres lecturas son idénticas (rango 1/8 pulg.), estas deberán ser aproximadas al mm más cercano y ser reportadas, en caso de que las tres lecturas realizadas estén dentro del rango permitido (1/8 pulg.) el valor a reportar será el promedio de dichas mediciones.
- Las mediciones deben ser realizadas tantas veces sea necesario hasta obtener dos medidas consecutivas con resultados dentro del rango permitido.
- La marca sobre la cinta debe ser realizada con una pasta indicadora apropiada (evitar uso de tiza o talco).
- Para máxima precisión usar la misma cinta y peso en mediciones de apertura y cierre

**e. Medición interna:**

- Descargar electrostáticamente la cinta
- Abrir la escotilla
- Bajar lentamente la cinta hasta que la punta del peso esté a una distancia corta del fondo

- Bajar la cinta hasta que la punta toque justo el nivel de referencia, o el fondo del tanque si no existe nivel de referencia
- Registrar la lectura de la cinta hasta el punto de referencia y anote cualquier variación a partir de la altura de referencia del tanque
- Asegurar de que la cinta sea bajada al mismo punto de referencia tanto para mediciones de apertura como para mediciones de cierre
- Sacar la cinta del tanque hasta que el corte del líquido sea observado
- Registrar la lectura en el corte del líquido
- Reportar la lectura
- Use la tabla de aforo del tanque para convertir la medición interna al volumen correspondiente

**f. Instructivo de medición de agua libre:**

- Este procedimiento se realiza con el uso de pasta indicadora de agua
- La barra recomendada es una de forma redonda de 30 o 40 cm
- De no estar disponibles se puede usar un peso de 15 cm
- Si la altura de agua excede la altura de la barra, recubra la cinta con pastas de agua
- No se recomienda el uso de pesos cuadrados

- Cubrir la superficie entera de las barras con dos pastas, esto logrará una clara línea de demarcación que dará evidencia del corte de agua
- Si un lado es salpicado o está más bajo que el otro, registre el nivel más alto para la medida
- Registrar por referencia el nivel marcado

**g. Toma de muestra de material en un tanque:**

- Limpiar y secar el equipo antes de iniciar el procedimiento
- La operación de muestreo debe realizarse antes de una medición interna; cualquier otra actividad como por ejemplo medidas de temperatura no deben correrse antes del muestreo
- Las muestras deben ser tomadas desde el tope hacia el fondo de acuerdo a la siguiente secuencia: superficie, tope, muestra superior, muestra media, muestra inferior, salida y liquidación.

**h. Muestra a todo nivel:**

- Bajar el recipiente taponado tan cerca como sea posible al nivel de extracción
- Retire el tapón de la línea y levante la botella a una rata uniforme de tal manera que se encuentre llena aproximadamente  $\frac{3}{4}$ , luego de que emerja del líquido

**i. Muestra corrida (dos vías):**

- Baje el recipiente sin tapón tan cerca como sea posible al nivel de fondo
- Levante el recipiente a una rata uniforme de tal manera que se llene aproximadamente  $\frac{3}{4}$

**j. Muestra se cima, superior, media, inferior y salida:**

- Baje el recipiente taponado sobre la parte apropiada de cima, superior, media, inferior o salida en el nivel seleccionado
- Extraiga el tapón y permita el llenado completo del recipiente
- Cuando se encuentre lleno levante el recipiente, vierta una pequeña cantidad y tape inmediatamente

**k. Preparación de muestra compuesta:**

- Una muestra puntual compuesta es una mezcla de muestras puntuales que son mezcladas en una base proporcional volumétrica
- Tres vías y dos vías: se deben tomar muestras de volúmenes iguales arriba, en la mitad y abajo o conexión de salida de crudo (las muestras se deben tomar en el orden mencionado)

**l. Instructivo de muestreo por ladrón:**

- Inspeccionar el ladrón y asegurarse de que esté limpio y seco
- Obtener un estimado del nivel del líquido en el tanque
- Bajar el ladrón suavemente hasta el nivel predeterminado, una vez ahí halar para que este se cierre y subir con cuidado.

**m. Contenedores de muestra:**

- Usar botellas plásticas de materiales confiables para almacenar y manipular crudo
- En ningún momento usar recipientes de polietileno

**n. Rotulación de los contenedores de muestra:**

Una vez extraído el contenedor rotular inmediatamente de la siguiente manera:

- Fecha y hora
- Nombre de quien realizó el muestreo
- Nombre del recipiente tanque o contenedor
- Símbolo de referencia o número de identificación

**o. Verificación del punto de referencia en tanques:**

- Verificar que las válvulas de entrada y salida del tanque a medir se encuentren cerradas.
- Tomar medida interna del tanque, las alturas de referencia deben ser medida antes y después del despacho de crudo (reportar estas medidas).
- Anotar y reportar la altura de referencia, si la medida de referencia observada se excede por más de 3 cm, debe analizarse el motivo por el cual ocurrió dicha desviación.

**p. Instructivo para sacar de funcionamiento un tanque:** Determinar el motivo de la parada puesto que el procedimiento puede cambiar de acuerdo a sus condiciones. La parada del sistema de recibo y entrega implica ajustar la dosificación de químicos, aumentar el tiempo de residencia en los tanques de almacenamiento y/o aumentar temperatura de operación. En conclusión, se debe argumentar que la parada sea debidamente planeada y coordinada siendo necesario tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Que exista un equipó disponibles para recibir la producción y que realice la misma función.
- Que estén en condiciones de recibir la producción aquellos tanques dispuestos para ello.
- Suspender el flujo de carga al tanque, desviando la producción a los tanques provisionales.

- Realizar el cierre de las válvulas de bloqueo entrada y salida del equipo.
- En caso de drenar todo el tanque hacerlo incrementando su nivel de agua hasta trasegar la mayor cantidad de crudo a los tanques de almacenamiento de crudo y el mínimo hacia la planta de inyección de agua.

#### **4.13 Bombas de precarga (booster) o reforzadoras P-100 B/C**

Estas bombas son las encargadas de reforzar la carga de los tanques de fiscalización a las bombas de despacho a oleoducto.

**Figura 16.** Bombas de precarga (booster) o reforzadoras P-100 B/C



**Fuente.** Autores

**Tabla 22.** Características bombas de precarga (booster) o reforzadoras

<b>INSTRUMENTACIÓN DE BOMBAS P-100 B/C</b>	
Marca	Worthintong
Tipo	Centrífuga
Presión de succión	1 psig
Presión de descarga	55 psig
Diámetro de succión	4"
Diámetro de descarga	3"
Caudal	1714 gal/hora
Válvula manual de bola ANSI 150	6"
Indicador de presión analógico	Si
Válvula de cheque ANSI 150	4"
Válvula manual de bola ANSI 150	4"
<b>MOTOR BOMBA P-100 B</b>	
Marca	Toshiba
Tipo	Eléctrico
Voltaje	230/460
Amperaje	63 - 31.5 $\Omega$
RPM	3225
Potencia	25 HP
Frecuencia	60 Hz
Fases	3
<b>MOTOR BOMBA P-100 C</b>	
Marca	US Electric Motors
Tipo	Eléctrico
Voltaje	230/460
Amperaje	60.8 - 30.5 $\Omega$
RPM	3520
Potencia	25 HP
Frecuencia	60 Hz
Fases	3

**Fuente.** Autores

#### 4.14 Inyección de químico para crudo de despacho

Antes de entrar a la unidad de fiscalización y bombeo el fluido se somete a un tratamiento químico, esto con el objetivo: primero, reducir los contenidos de espuma; con el propósito de mejorar el contacto del rompedor de emulsión y el crudo, segundo, evitar la depositación de parafinas y asfáltenos los cuales encapsulan el agua presente generando emulsiones muy estables.

Para el desarrollo de este proceso se cuenta con bombas de las siguientes características:

**Tabla 23.** Bombas de Inyección de químico

BOMBAS DE INYECCIÓN DE QUÍMICO	
Marca	TXT
Tipo de bomba	Diafragma eléctrico
Presión succión	Atmosférica
Presión descarga	200 psig
Caudal	1.7 GPH
Indicadores de presión	A la salida de la unidad dosificadora
Motor	
Tipo	Motor eléctrico
Potencia	0.5 HP

**Fuente.** Autores

**Figura 17.** Tratamiento químico y bomba dosificadora para inyección de químico



**Fuente.** Autores

**Tabla 24.** Químicos a inyectar

QUÍMICOS A INYECTAR		
Agente químico	Función	Dosificación
TROST TK2416	Biocida	8 gal/día
MULTITREAT 5537	Secuestrante de sulfuros	1 gal/día
PHASETREAT	Rompedor de emulsión	12 gal/día

**Fuente.** Autores

## 4.15 Fiscalización y bombeo

**Figura 18.** Unidad LACT



**Fuente.** Autores

La unidad LACT cuenta con dos medidores de desplazamiento positivo (marca BROOKS) con capacidad para manejar hasta 21000 BOPD, accesorios transmisores de presión, temperatura, densitómetro etc.; permiten por medio de un medidor de flujo calcular los volúmenes bombeados a liquidar tanto brutos como netos; la unidad automáticamente controla que el crudo con alto BS&W (mayor al 5%) no sea despachado al oleoducto si no que se retorna al tanque disponible para esta operación.

### 4.15.1 Operación del equipo – unidad LACT

- Verificar que las válvulas actuadoras FV-196-01 del medidor #1 y FV-196-05 del medidor #2 se encuentren en posición remoto (remote).
- Verificar que los drenajes de la unidad estén cerrados y que el drenaje general esté abierto.
- Encender la unidad con el interruptor (switch) maestro de encendido (power on) localizado en el cuarto de control.
- Activar el toma muestra automático con el interruptor de muestreo encendido (switch sample system on).

- En el patín de medición seleccionar el medidor a utilizar (1 o 2).
- Abrir manualmente la válvula FV-196-02 para el medidor #1 y FV-196-06 para el medidor #2.
- Encender las bombas booster para iniciar el proceso.

#### **4.15.2 Calibración**

- Comenzar circulación de crudo por el medidor que se va a probar y el tubo probador.
- Abrir válvula FV-196-03 y FV-196-04 para calibrar el medidor #1; para el medidor #2 abrir válvula FV-196-07 y FV-196-08.
- Cerrar válvula FV-196-02 para el medidor #1 y FV-196-06 para el medidor #2.
- Continuar bombeando a la rata normal durante 15 minutos, esto para que la temperatura del tubo probador alcance la temperatura del medidor.
- Drenar las cabezas del tubo probador hasta asegurarse que no tengan aire.
- En el tablero de control de la unidad o en el remoto del cuarto de control presionar el botón selección prueba de medición (prove meter selected), después de 3 segundos el bombillo encenderá dando inicio a la prueba.
- Alternativamente se encenderán los bombillos que indica el movimiento de las esferas en la unidad hacia la derecha (move sphere fwd) y en reversa (move sphere rev), indicando los recorridos de la esfera en el tubo probador.
- Al finalizar cada carrera el computador imprimirá el reporte de la prueba (trial RPT) el cual indica los resultados básicos de la calibración.

- Si después de iniciada la prueba, se requiere cancelar presionar el botón cancelar (abort).
- Al concluir la quita carrera y si el medidor está en calibración (variación menor a  $5 \cdot 10^{-3}$  pulsos), el equipo emitirá el reporte final de la prueba (final RPT) indicando el nuevo factor del medidor (factmed) y un resumen de la información de las carreras.
- Si al concluir las 5 carreras el medidor no entra en calibración, automáticamente se continuará la prueba hasta 10 carreras, en este punto el computador emitirá el reporte final de la prueba (final RPT), de no haber calibración el sistema emitirá el reporte de cancelación de la prueba (abort RPT), en este caso se deberá presionar el botón reiniciar (reset), verificar que el tubo probador esté debidamente purgado y repetir la prueba.
- De no haber calibración solicitar revisión de mantenimiento.
- Terminada la calibración se debe sacar de servicio el tubo probador y dejar en línea el sistema de medición de la siguiente manera:
- Abrir válvula FV-196-02 para el medidor #1 y FV-196-06 para el medidor #2 y cerrar las válvulas abiertas en el primer paso.

#### 4.16 Bombas de despacho a oleoducto

**Figura 19.** Bomba de despacho a oleoducto No. 3



**Fuente.** Autores

**Figura 20.** Bomba de despacho a oleoducto No. 2

**Fuente.** Autores

El gas combustible llega a las bombas de despacho a oleoducto 1, 2 y 3; La línea de salida de gas combustible opera a una presión de 40 psig y a una temperatura de trabajo durante el día de 106°F y durante la noche de 84°F. El volumen de gas que se requiere para esta operación es de aproximadamente 50 KPC/día consumo por cada bomba. Cabe resaltar el periodo de funcionamiento de estas bombas está entre 3 y 4 horas, el cual corresponde al tiempo de despacho.

**Tabla 25.** Características bombas de despacho a oleoducto

BOMBAS DE DESPACHO A OLEODUCTO NO. 2 Y NO. 3	
Diámetro succión	6"
Diámetro de descarga	4"
Potencia	300 HP
Presión de descarga	500 – 650 psig
Presión de succión	20 – 50 psig
Mecanismo de bombeo	TORNILLO
MOTOR BOMBAS DE DESPACHO A OLEODUCTO NO. 2 Y NO. 3	
Modelo	WAUKESHA H24GU
Velocidad	1800 RPM
Potencia	300 HP
Tipo motor	Combustión Interna (Combustible Gas Natural)
Escape	Exosto
INSTRUMENTACIÓN LÍNEA DE SUCCIÓN	
Filtro	Si
Válvula manual de bola ANSI 150	6"
Sensor de presión remoto	Setting@23 psig

**Fuente.** Autores

**Tabla 25.** (Continuación)

Puerto toma muestra	Si
Válvula PRV	Setting@90 psig
Registrador tipo Carta Barton	Si
<b>INSTRUMENTACIÓN LÍNEA DE DESCARGA</b>	
Sensor de presión remoto	Rango 0 – 3000 psig
Válvula de disparo por sobrepresión	Setting@1080 psig, Diámetro 1½” X 2½”, Rango 0 – 2200 psig
1 Válvula cheque ANSI 150	4”
<b>CABEZAL DE DESCARGA</b>	
1 Válvula manual de bola ANSI 150	4”
Alarma de alta presión (de ajuste manual)	Setting@800 psig
Alarma de baja presión (de ajuste manual)	Setting@400 psig
Sensor de presión remoto	Si
1 Indicador de presión digital	Si
1 Válvula manual de bola ANSI 600	8” (Salida A Tenay)
1 Válvula cheque	8” (Salida A Tenay)

**Fuente.** Autores

**Nota:** Bomba 1 fuera de servicio

#### 4.16.1 Instructivo para operación de bombas de despacho a oleoducto

##### a. Iniciación de bombeo:

- Verificar la caracterización del crudo.
- Llamar a la estación principal de producción “Tenay” para solicitar autorización de bombeo, las horas de bombeo son relativas según la disponibilidad del oleoducto.
- Confirmar autorización: Ingresar en el computador de flujo (OMNI) la cantidad de crudo que se va a bombear durante el proceso: a) Program; b) Input; c) Enter; d) Valor del bache en barriles; e) Enter; f) Password; g) Enter.
- Confirmar que las válvulas de las líneas se encuentren abiertas.

- Encender motor a gas de las bombas de despacho a oleoducto principal (verificar apertura de las válvulas entre las bombas booster y la unidad de despacho).
- Encender las bombas de precarga (booster).
- Verificar que las válvulas estén alineadas.
- Engranar los motores de las bombas de despacho a oleoducto.
- Iniciar la operación de bombeo.
- Configurar las protecciones del equipo (bombas de precarga (booster), bombas de despacho a oleoducto y unidad LACT).
- Verificar en la pantalla los parámetros de la unidad LACT, como caudal en barriles/hora, presión de descarga.
- Verificar y chequear el medidor durante el bombeo.
- Confirmar en el reporte de la prueba de medición (meter proving report) temperaturas, presión, gravedad específica, factores de corrección de temperatura y factores de corrección de presión.
- Realizar 25 corridas al medidor y con ellas se elabora la carta de control.
- Promediar el factor K para evaluar la desviación del medidor.

**Nota:** La carta de control se debe elaborar solo cuando se realiza mantenimiento al medidor o que se evidencie una desviación considerable o anormal.

- Actualizar una vez al mes el factor K (meter factor) y compartirlo con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

**b. Finalización del bombeo:**

- Quitar protección a los equipos (desactivar las alarmas).
- Bajar RPM de las bombas de oleoducto.
- Desengranar las bombas de despacho a oleoducto de los motores.
- Apagar las bombas de precarga (booster).
- Cerrar válvulas de succión y descarga.
- Apagar motores de las bombas de despacho a oleoducto.
- Cerrar las válvulas de descarga de las bombas de despacho a oleoducto.
- Llamar a Tenay para informar sobre la terminación del proceso.

**c. Reporte**

- A media noche automáticamente se imprime el reporte del bache despachado (sin caracterización del crudo, solo información del volumen).
- Una vez se obtiene la caracterización del crudo, ingresar los datos de API y BS&W para actualizar el reporte anterior.
- Con el nuevo reporte re-liquidar el volumen.

**4.16.2 Instructivo para revisión y mantenimiento de las bombas de despacho a oleoducto**

- Agregar aceite en el cárter del motor de ser necesario.
- Agregar agua al motor si el nivel está por debajo de lo recomendado.
- Verificar presión de vacío del motor.

- Verificar presión de aceite del motor.
- Revisar que no se presenten escapes de crudo en la bomba.
- Revisar que no se presenten escapes de aceite lubricante o de agua en el motor.
- Chequear las presiones de descarga en cada una de las bombas.
- Revisar la carta del registrador de presión y temperatura en el oleoducto (rango de presión entre 500-750 psig).
- Verificar que el “roba muestras” de crudo del oleoducto esté funcionando correctamente.
- Tomar lecturas parciales del medidor por el cual se está bombeando y reportando datos de volumen bombeado y acumulado total (cada hora).

#### 4.17 Bombas de circulación de crudo húmedo P-101 A/B

**Figura 21.** Bombas de circulación de crudo húmedo



**Fuente.** Autores

Las bombas de circulación de crudo húmedo P-101 A/B, se utilizan para circular el crudo a los separadores generales o al calentador pirotubular según conveniencia, lo anterior debido a que el crudo no cumple con las condiciones mínimas requeridas para despacho, con esto se busca tratar nuevamente el crudo para que este cumpla con especificaciones mínimas.

**Tabla 26.** Características bombas de circulación de crudo húmedo

<b>BOMBAS DE CIRCULACIÓN DE CRUDO HÚMEDO P-101 A/B</b>	
Marca	UNION
Tipo	Centrífuga
Presión de succión	1 psig
Presión de descarga	50 psig
Diámetro de succión	3"
Diámetro de descarga	2"
Caudal	1714 gal/hora
RPM	3550
Válvula de control manual de bola	4"
Indicador de presión analógico	4"
Válvula cheque	3"
Válvula de control manual de bola	3"
Indicador de presión analógico	3"
<b>MOTOR BOMBAS P-101 A/B</b>	
Marca	Siemens
Tipo	Eléctrico
Voltaje	460
Amperaje	34 $\Omega$
RPM	3525
Potencia	30 HP
Frecuencia	60 Hz
Fases	3

**Fuente.** Autores

#### 4.18 Bombas P204 A/B/C transferencia agua aceitosa a tanques T100B/C a tanque T101A

**Figura 22.** Bombas de transferencia de agua aceitosa

**Fuente.** Autores

**Figura 23.** Bomba de transferencia de agua aceitosa P-204 B

**Fuente.** Autores

Las bombas de transferencia de agua aceitosa son utilizadas entre otras cosas cuando hay falla de la válvula de la interfase en el tanque de lavado (gun barrel), su objetivo es precisamente controlar la interfase en este circulando el agua de este al tanque T-101A en la PIA.

**Tabla 27.** Características bombas P-204 A/B/C

BOMBAS P-204 A/B/C	
Marca	Worthintong
Referencia	D1000
Tipo	Centrífuga
Presión de succión	1 psig
Presión de descarga	35 psig
Diámetro de succión	6"
Diámetro de descarga	8"
Válvula de control manual de compuerta ANSI 150	12"
Indicador de presión analógico	12"
Indicador de presión analógico	10"
Válvula manual de control de compuerta ANSI 150	10"
Motor	
Marca	Emerson
Tipo	Eléctrico
Voltaje	380 – 230/460 volt
Amperaje	30.2 – 53.8/24.1 Ω
RPM	960 – 1175
Potencia	15 HP
Frecuencia	50 – 60 Hz

**Fuente.** Autores

#### 4.19 Operaciones cuarto de control y monitoreo principal (CCMP)

**Figura 24.** Cuarto de control y monitoreo principal (sección 1)



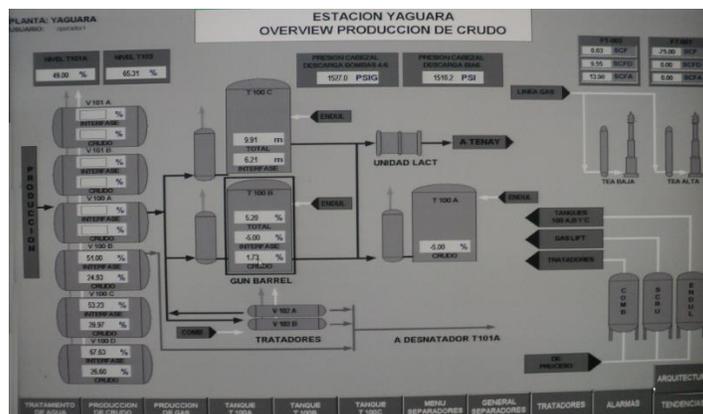
**Fuente.** Autores

**Figura 25.** Cuarto de control y monitoreo principal (sección 2)



**Fuente.** Autores

**Figura 26.** Esquema general del proceso de producción de crudo – monitor principal



**Fuente.** Autores

El cuarto de control cuenta con un monitor para supervisar la parte eléctrica de la estación Los Mangos-Yaguará:

- Supervisión de los ramales eléctricos 1, 2, 3 y 4 los cuales abarcan la totalidad de los pozos del campo.
- Control de la carga eléctrica de las bombas operadas en Peñaliza.
- Cuando existen anomalías en un ramal desconectar o conectar directamente del reconector ubicado en la sub-estación del campo.
- Cuando existen anomalías en un pozo se conecta o desconecta directamente el pozo in – situ.
- Para evidenciar fallas de un pozo se basa en el consumo del ramal.
- Operación normal ramal 1.
- Operación normal ramal 2.
- Operación normal ramal 3.
- Operación normal ramal 4.
- Controlador equipos y vasijas.

#### **4.20 Operaciones de laboratorio – fiscalización de hidrocarburos**

En el laboratorio de la estación Los Mangos – Yaguará se realizan las diferentes pruebas con el propósito de fiscalizar los hidrocarburos producidos y medir la eficiencia del proceso.

Para fiscalizar los hidrocarburos producidos en la estación se toman muestras representativas a diario y son llevadas al laboratorio en donde se determinan las siguientes características:

**Tabla 28.** Relación de pruebas de laboratorio ejecutadas para fiscalización

RELACIÓN DE PRUEBAS DE LABORATORIO EJECUTADAS PARA FISCALIZACIÓN	
Norma	Parámetro a Fiscalizar
ASTM D 1298 – Determinación de la gravedad API por el método del hidrómetro	Calidad del Crudo en °API
ASTM D 4007 – Determinación de agua y sedimento en crudos por el método de la centrifuga	Cantidad de Agua y Sedimento
ASTM D 4377 – Determinación de agua en crudos por titulación de KARL FISHER	
ASTM D 3230 – Determinación del contenido de sal en el crudo por el método del potenciómetro	Contenido de Sal

**Fuente.** Autores

**Figura 27.** Corrida de prueba de laboratorio



**Fuente.** Autores

**Figura 28.** Instrumentos de laboratorio y medición de nivel en tanque

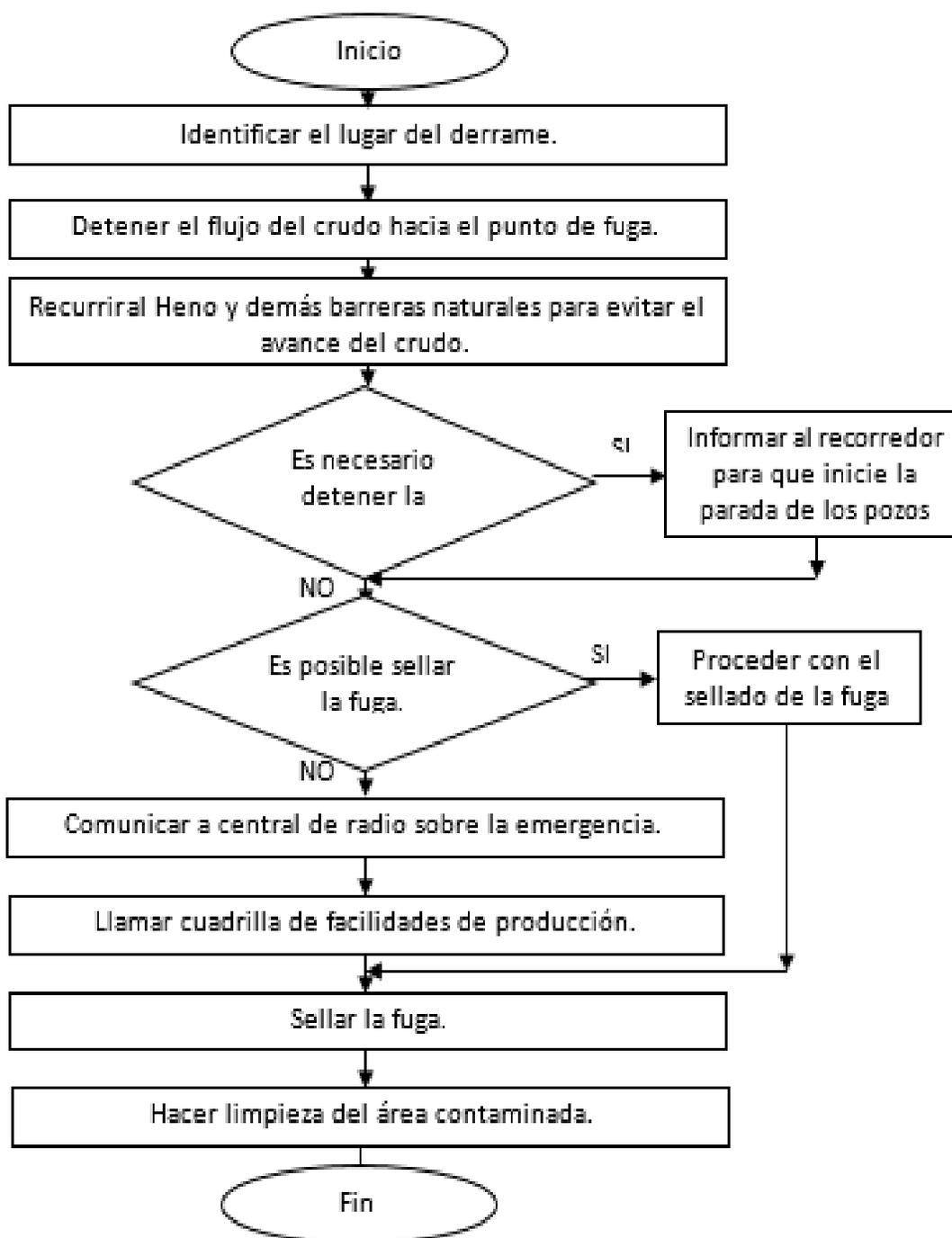


**Fuente.** Autores

#### 4.21 Contingencias

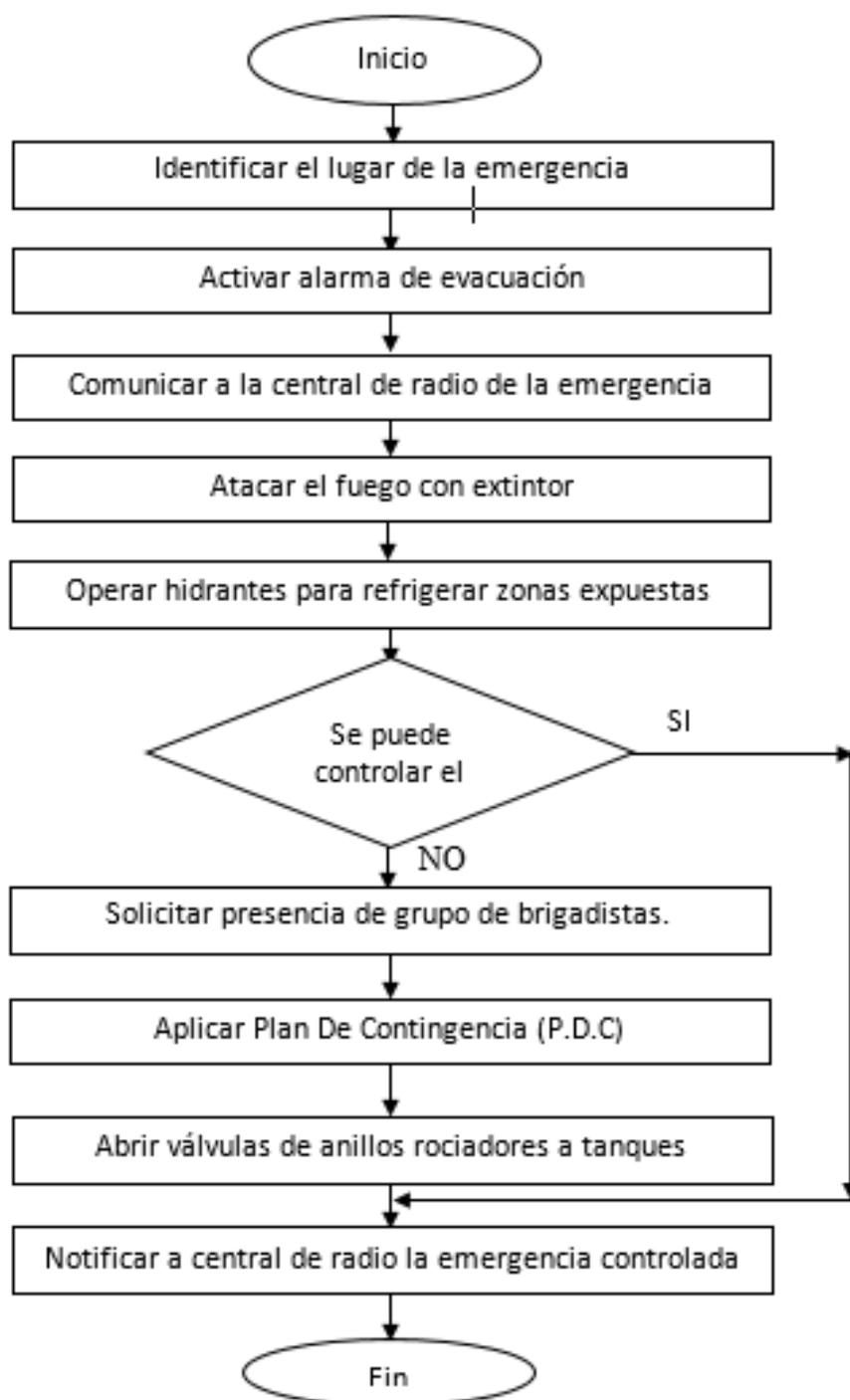
El diagnóstico de problemas consiste en aplicar los principios técnicos de ingeniería y la experiencia de todo el personal que tenga relación con las operaciones de producción para encontrar acciones acordes a los problemas más frecuentes ocurridos en la estación. A continuación se encuentran las figuras que hacen referencia a contingencias las cuales vinculan diversas situaciones tales como atascamiento de un separador (Ver Figura 29), derrame de crudo en la estación (Ver Figura 30), incendio en la estación (Ver Figura 31) entre otras.

**Figura 29.** Contingencia por atascamiento de un separador



**Fuente.** Autores

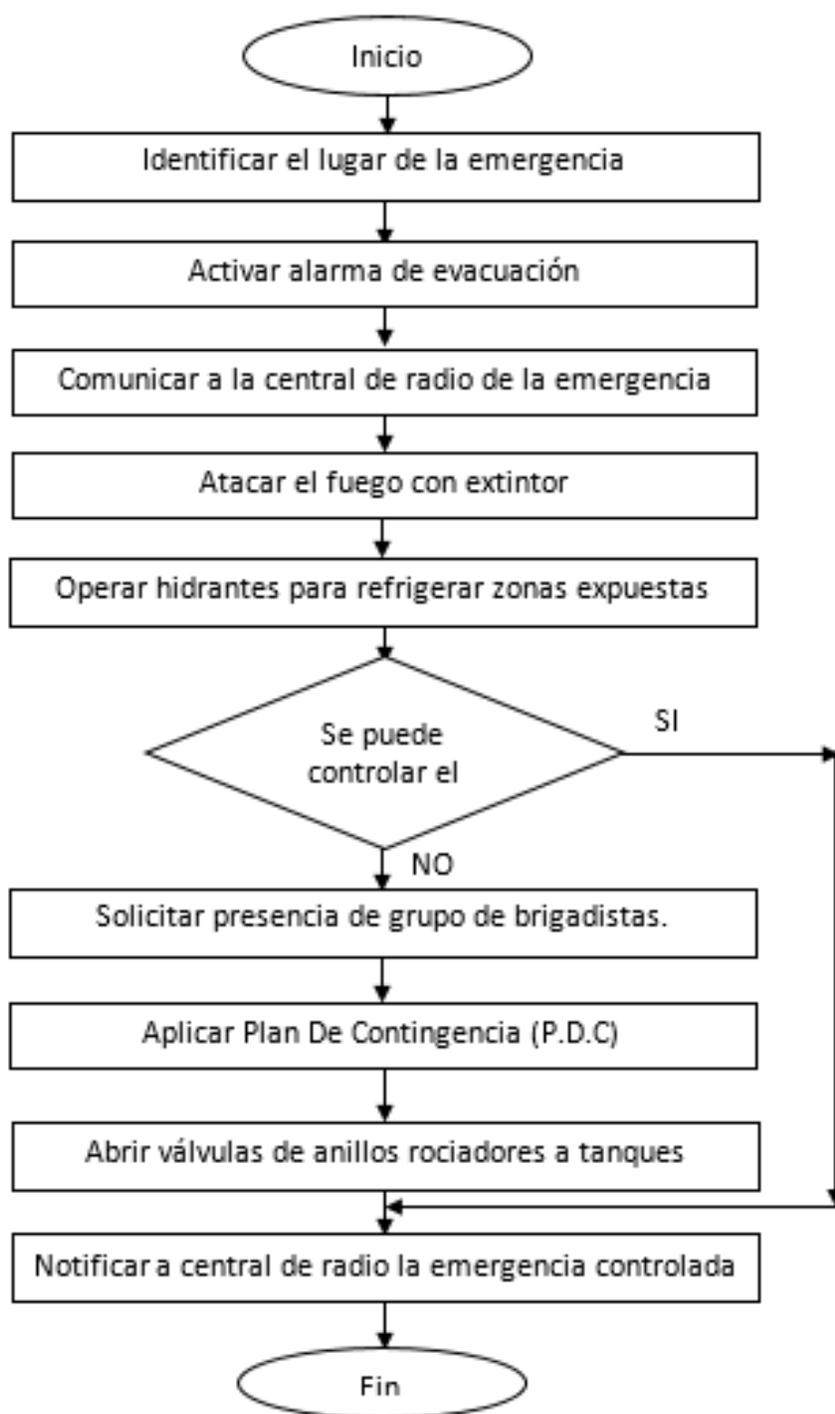
**Nota:** Utilizada en caso de una emergencia o una contingencia donde ocurra atascamiento de un separador.

**Figura 30.** Contingencia por derrame de crudo en la estación

**Fuente.** Autores

**Nota:** Utilizada en caso de una emergencia o una contingencia donde ocurra derrame de crudo en la estación.

**Figura 31.** Contingencia por incendio en la estación



**Fuente.** Autores

**Nota:** Utilizada en caso de una emergencia o una contingencia donde ocurra incendio en la estación.

#### 4.22 Problemas y soluciones en los procesos de la estación de producción

A continuación se relacionan algunos de estos problemas con sus posibles causas y las acciones pertinentes a seguir en cada uno de los procesos que comprende la estación de producción los Mango – Yaguará.

**Tabla 29.** Problemas y soluciones en el proceso de recolección

PROBLEMAS Y SOLUCIONES EN EL PROCESO DE RECOLECCIÓN		
PROBLEMA	POSIBLES CAUSAS	ACCIONES
Cheque en mal estado permitiendo retorno de producción a los pozos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lengüeta del cheque picada por corrosión o gas.</li> <li>• Posición inadecuada del cheque. (Relativo)</li> <li>• Obstrucción de la lengüeta por algún residuo.</li> <li>• Cheque pegado por incrustaciones o corrosión</li> </ul>	<p>Cambiar el cheque Probar estado del cheque y revisarlo.</p>
Paso inadecuado de fluidos por el administrador de fluidos (manifold) con las válvulas cerradas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mal sello de las válvulas del administrador de fluidos (manifold).</li> </ul>	<p>Revisar la válvula por dentro para retirar residuos o repararla. Cambiar la válvula. Inyectar inhibidores de corrosión o incrustaciones.</p>

**Fuente.** Petrobras Internacional (2006).

**Tabla 30.** Problemas y soluciones en el proceso de inyección de químicos

PROBLEMAS Y SOLUCIONES EN EL PROCESO DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS		
PROBLEMA	POSIBLES CAUSAS	ACCIONES
Alta y/o baja cantidad de químico inyectado.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bomba con mucha o poca velocidad.</li> <li>• Chupas y/o pistón, empaques de la bomba en mal estado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Revisar las condiciones de operación de la bomba de inyección.</li> <li>• Revisar el estado mecánico de la bomba de inyección.</li> <li>• Trabajar con bombas de material compatible con el químico.</li> </ul>
Baja calidad del químico.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Baja eficiencia del tratamiento</li> <li>• Lote de químico alterado</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pruebas de botella en laboratorio</li> </ul>

**Fuente.** Petrobras Internacional (2006).

**Tabla 31.** Problemas y soluciones en el proceso de separación

<b>PROBLEMAS Y SOLUCIONES EN EL PROCESO DE SEPARACIÓN</b>		
<b>PROBLEMA</b>	<b>POSIBLES CAUSAS</b>	<b>ACCIONES</b>
Alta Presión del separador	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alta presión en el múltiple entrada</li> <li>Alto flujo en el múltiple entrada</li> <li>Falla instrumentos de control</li> <li>Falla válvula de control</li> <li>Falla válvulas de seguridad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Revisar porque las válvulas de seguridad y/o la válvula de control de nivel no operaron</li> <li>Verificar que una válvula de salida, gas o líquido, no esté cerrada.</li> <li>Verificar si hay atascamiento en el "Demister" a la salida de gas.</li> </ul>
Presencia de Espuma	<ul style="list-style-type: none"> <li>Baja inyección de químico</li> <li>Químico fuera de especificaciones</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verificar la dosificación de Inyección de Químico para el volumen actual de producción</li> <li>Revisar todo el proceso de inyección (bomba, válvulas, líneas y accesorios)</li> <li>Verificar si hay químico y también la calidad de los Antiespumantes (si los hay).</li> </ul>
Alto Flujo Líquido	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alto flujo múltiple entrada</li> <li>Alta presión en el múltiple entrada</li> <li>Falla instrumentos de control</li> <li>Falla válvula de control</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Revisar porque las válvulas de seguridad y/o la válvula de control de nivel no operaron</li> <li>Revisar y calibrar los instrumentos de medición de flujo de líquido</li> <li>Verificar las condiciones de flujo en el múltiple de entrada.</li> </ul>
Alto Flujo Gas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alto flujo múltiple entrada</li> <li>Alta presión en el múltiple entrada</li> <li>Falla instrumentos de control</li> <li>Falla válvula de control</li> <li>Falla válvula de seguridad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Revisar porque las válvulas de seguridad y/o la válvula de control no operaron</li> <li>Revisar y calibrar los instrumentos de control de flujo de gas</li> <li>Verificar las condiciones de flujo en el múltiple de entrada.</li> </ul>
Arrastre de Líquidos en el Gas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alto flujo múltiple entrada</li> <li>Alta presión en el múltiple entrada</li> <li>Falla instrumentos de control</li> <li>Falla válvula de control</li> <li>Alto nivel de fluido</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verificar las condiciones de flujo en el múltiple de entrada.</li> <li>Revisar si las válvulas de seguridad y/o la válvula de control operan correctamente</li> <li>Revisar y calibrar los instrumentos de medición de flujo de gas</li> <li>Verificar estado "Demister"</li> <li>Verificar la turbulencia en el separador</li> </ul>

**Fuente.** Petrobras Internacional (2006).

Tabla 31. (Continuación)

PROBLEMAS Y SOLUCIONES EN EL PROCESO DE SEPARACIÓN		
PROBLEMA	POSIBLES CAUSAS	ACCIONES
Arrastre de Gas en el Líquido	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alto flujo múltiple entrada</li> <li>Baja presión múltiple entrada</li> <li>Falla instrumentos de control</li> <li>Falla válvula de control</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verificar el nivel de líquido/espuma.</li> <li>Verificar las condiciones de flujo en el múltiple de entrada.</li> <li>Revisar si la válvula de control opera correctamente</li> <li>Verificar la turbulencia en el separador</li> </ul>

Fuente. Petrobras Internacional (2006).

Tabla 32. Problemas y soluciones del proceso de transferencia

PROBLEMAS Y SOLUCIONES DEL PROCESO DE TRANSFERENCIA		
PROBLEMA	POSIBLES CAUSAS	ACCIONES
Baja presión de succión de la bomba	<ul style="list-style-type: none"> <li>Daños en la bomba reforzadora.</li> <li>Atascamiento de la línea de succión de los tanques.</li> <li>Bajo nivel de los tanques</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Parar la bomba reforzadora y revisarla.</li> <li>Medir los tanques para parar el bombeo en su medida mínima de bombeo.</li> </ul>
Obstrucción de línea de succión y descarga de las bombas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Objeto obstruyendo la línea (taponamiento).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Cerrar válvula del tanque que va a la línea de succión de las bombas.</li> <li>Drenar líneas de succión y descarga de la bomba</li> <li>Desarmar y buscar la causa del taponamiento.</li> </ul>
Baja Presión de Descarga	<ul style="list-style-type: none"> <li>Excesivo gas o aire en el aceite</li> <li>Mantenimiento deficiente de la bomba.</li> <li>Nivel por debajo de tubería succión</li> <li>Falla instrumentos de control</li> <li>Daño en la bomba</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verificar la calidad del aceite bombeado.</li> <li>Verificar el estado de instrumentos y bombas. Con el historial de mantenimiento.</li> <li>Verificar el nivel adecuado para bombear del tanque</li> <li>Revisar y calibrar los interruptores de alto y bajo nivel de los tanques</li> </ul>
Alta presión de descarga	<ul style="list-style-type: none"> <li>Taponamiento de la línea de descarga.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Parar la bomba.</li> <li>Cuando se alivie presión arrancar el bombeo nuevamente.</li> </ul>

Fuente. Petrobras Internacional (2006).

**Tabla 33.** Problemas y soluciones del proceso de almacenamiento

<b>PROBLEMAS Y SOLUCIONES DEL PROCESO DE ALMACENAMIENTO</b>		
<b>PROBLEMA</b>	<b>POSIBLES CAUSAS</b>	<b>ACCIONES</b>
Alta Presión	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Falla instrumentos de control</li> <li>• Alta velocidad de llenado del tanque</li> <li>• Falla válvula presión - vacío</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Revisar y ajustar las condiciones de operación en el separador (flujo y tiempo de residencia)</li> <li>• Revisar y calibrar los instrumentos y válvulas de control</li> <li>• Revisar y reparar la válvula de presión y de vacío</li> </ul>
Alto contenido de sedimentos en el fondo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alto contenido de lodos y sedimentos</li> <li>• Formación de parafinas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desocupar el tanque con la bomba reforzada</li> <li>• Sacar sedimentos del fondo.</li> <li>• Lavar el fondo del tanque con jabón químico.</li> <li>• Tapar el tanque y hacerle prueba hidrostática.</li> <li>• Corregir fugas ajustando tornillería</li> </ul>

**Fuente.** Petrobras Internacional (2006).

## **5. PROCESO DE TRATAMIENTO Y PRODUCCIÓN DE GAS**

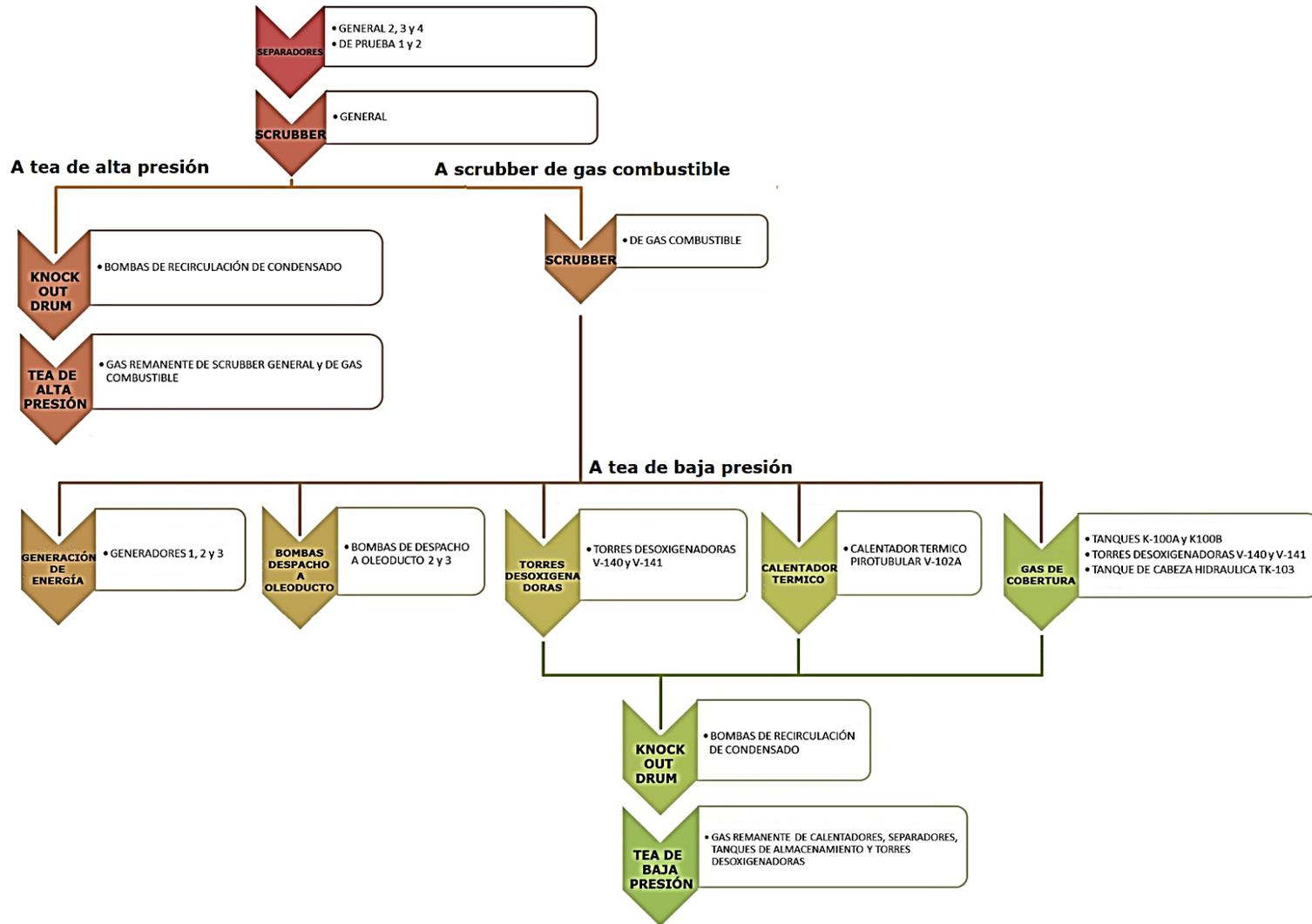
### **5.1 Alcance**

Se requiere de la actualización del instructivo para la operación de los equipos que se utilizan en las diferentes etapas del proceso de tratamiento de Gas del Campo Los Mangos – Yaguará, que cumpla con los estándares de calidad en pro de la seguridad, la salud de las personas, cuidado de los equipos y la eficiencia de las operaciones.

### **5.2 Descripción general del proceso actual**

Una vez los fluidos extraídos del campo llegan a la estación Los Mangos-Yaguará, estos son separados en las distintas etapas que se ejecutan a lo largo de la estación; inicialmente el gas que se obtiene en los separadores es enviado a un scrubber, donde es acondicionado para luego ser utilizado en: generación de energía, bombas de oleoducto, en las torres desoxigenadoras, como gas combustible en calentadores, como gas de cobertura en tanques o simplemente es enviado a una tea de alta al igual que el gas separado en los calentadores; por otra parte el gas obtenido en el gun barrel y los tanques de almacenamiento es enviado directamente a las tea de baja presión.

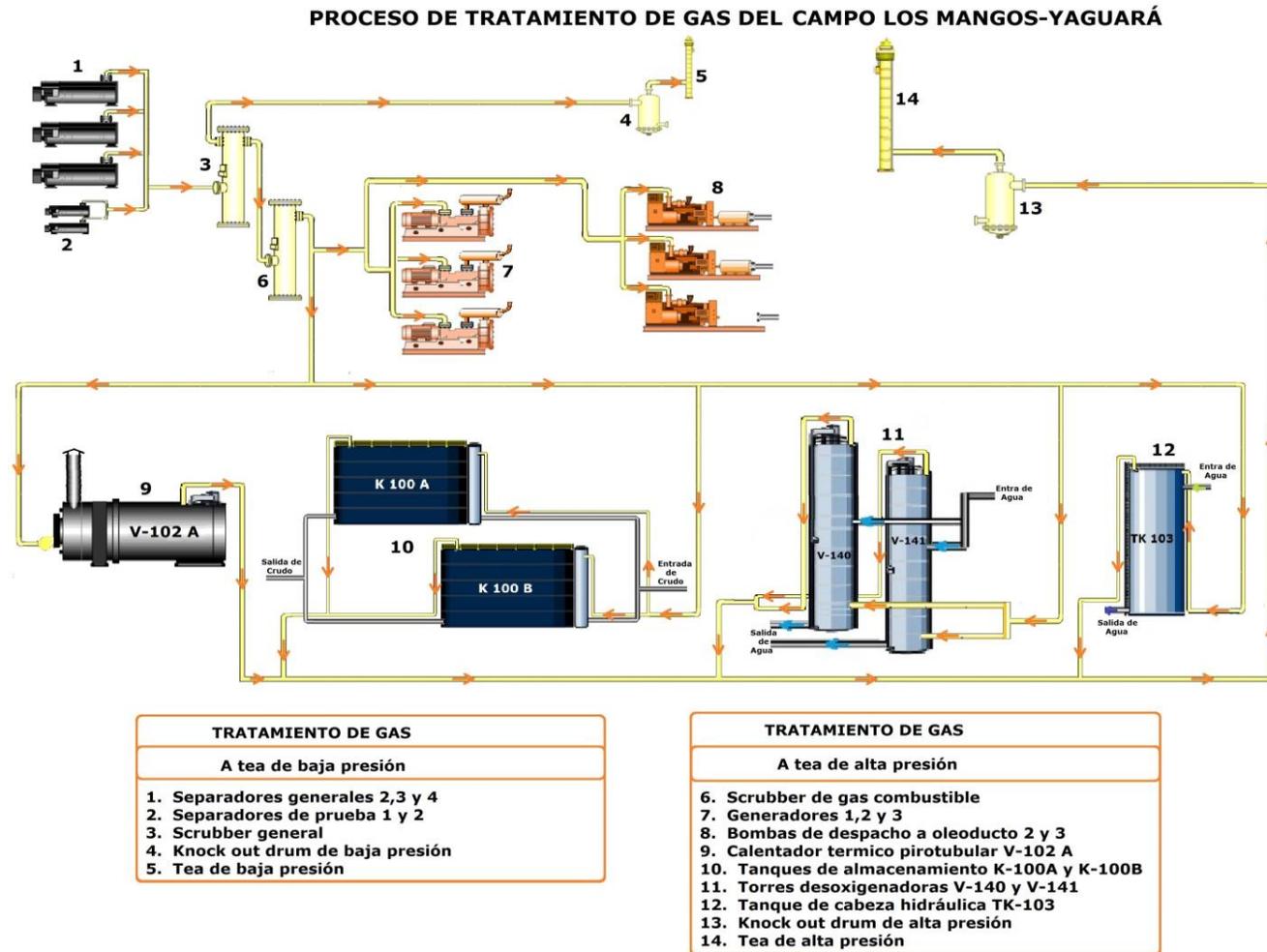
Figura 32. Diagrama de flujo del proceso de tratamiento y producción de gas



Fuente. Autores

### 5.3 Desarrollo

Figura 33. Vista general proceso de tratamiento de gas



Fuente. Autores

Una vez los fluidos extraídos del campo llegan a la estación Los Mangos – Yaguará, estos son separados en las distintas etapas que se ejecutan a lo largo de la estación; inicialmente el gas que se obtiene en los separadores es enviado a un scrubber, donde es acondicionado para luego ser utilizado en: generación de energía, bombas de oleoducto, en las torres desoxigenadoras, como gas combustible en calentadores, como gas de cobertura o simplemente es enviado a una tea de alta al igual que el gas separado en los calentadores; por otra parte el gas obtenido en el tanque de lavado (gun barrel) y los tanques de almacenamiento es enviado directamente a las tea de baja presión.

## 5.4 Producción de gas

**Figura 34.** Separadores



**Fuente.** Autores

Inmediatamente el fluido llega a la estación de producción Los Mangos – Yaguará, este es enviado a los separadores generales v100b, v100c y v100d, y a los separadores de prueba v101a y v101b, según la configuración de los administradores de fluidos (manifolds) a la entrada.

La línea de salida de gas de los separadores generales tiene un diámetro de 10 pulgadas, opera a una presión de 40 psig aguas abajo y a una temperatura de 106 °F en el día y 84 °F en la noche. La línea de salida de gas de los separadores de prueba tiene un diámetro de 3 pulgadas, opera a una presión de 40 psig aguas abajo y a una temperatura de 106 °F en el día y 84 °F en la

noche. El gas que se obtiene en esta etapa inicial en la estación se envía directamente a un scrubber general.

**Tabla 34.** Instrumentación de la línea de gas separador 4

<b>INSTRUMENTACIÓN DE LA LÍNEA DE GAS SEPARADOR 4</b>	
1 Línea salida de gas	6"
1 Válvula manual de bola de ANSI 150	6"
2 Válvulas manuales de bola ANSI 150	4"
1 Válvula de compuerta ANSI 150	4"
1 Toma muestra	Si
1 Válvula cheque ANSI 150	4"
1 Válvula automática Fisher (neumática)	4"
1 Indicador de presión analógico	Rango o a 100 psig
1 Medidor de platina de orificio	Fuera de servicio
<b>LÍNEA DE SALIDA A TEA DE ALTA</b>	
3 Líneas de salida	2"
1 Línea de salía a tea de alta	3"
3 Válvulas manuales de bola ANSI 150	2"
2 Válvulas de seguridad PRV	2"
2 Válvulas manuales de bola ANSI 150	3"

**Fuente.** Autores

**Tabla 35.** Instrumentación de la línea de gas separador 2

<b>INSTRUMENTACIÓN DE LA LÍNEA DE GAS SEPARADOR 2</b>	
1 Línea salida de gas	8"
1 Válvula cheque ANSI 150	8"
1 Medidor de platina de orificio	Fuera de servicio
1 Válvula de compuerta ANSI 150	8"
3 Válvula manual de bola ANSI 150	6"
1 Válvula automática Fisher (neumática)	4"
1 Válvula de compuerta ANSI 150	6"
2 Válvula de compuerta ANSI 150	4"
<b>Línea de salida a TEA DE ALTA</b>	
1 Línea de salida	2"
1 Válvula manual de bola ANSI 150	2"
2 Líneas de salida	4"
2 Válvulas de seguridad PRV	4"
2 Válvulas manuales de bola ANSI 150	4"
1 Línea de salida a tea	6"

**Fuente.** Autores

**Tabla 36.** Instrumentación de la línea de gas separador 3

<b>INSTRUMENTACIÓN DE LA LÍNEA DE GAS SEPARADOR 3</b>	
1 Línea salida de gas	12"
1 Válvula de compuerta ANSI 150	12"
1 Medidor de platina de orificio	Fuera de servicio
1 Válvula cheque ANSI 150	6"
1 Válvula de compuerta ANSI 150	6"
2 Válvulas manuales de bola ANSI 150	6"
1 Válvula automática Fisher (neumática)	3"
<b>LÍNEA DE SALIDA A TEA DE ALTA</b>	
2 Líneas de salida	4"
1 Línea de salida	3"
1 Línea de salida	2"
2 Válvulas manuales de bola ANSI 150	6"
1 Válvula manual de bola ANSI 150	3"
1 Válvula manual de bola ANSI 150	2"

**Fuente.** Autores

**Tabla 37.** Instrumentación de la línea de gas separadores de prueba 1 y 2

<b>INSTRUMENTACIÓN DE LA LÍNEA DE GAS SEPARADORES DE PRUEBA 1 Y 2</b>	
1 Línea salida de gas	3"
1 Válvula cheque ANSI 150	3"
1 Indicador de temperatura analógico	Solo para el separador 1
1 Medidor platina de orificio	Fuera de servicio
1 Indicador de presión analógico	Rango 0 a 100 psig
1 Válvula de automática Fisher (neumática)	3"
2 Válvulas manuales de bola ANSI 150	3"
<b>LÍNEA DE SALIDA A TEA DE ALTA</b>	
1 Líneas de salida	2"
1 Válvula manual de bola ANSI 150	2"
2 Líneas de salida	1 1/2"
2 Válvulas manuales de bola ANSI 150	1 1/2"
2 Válvulas de seguridad PRV	1 1/2" a 2"
2 Válvulas manuales de bola ANSI 150	2"
1 Línea de salida a tea de alta	4"

**Fuente.** Autores

## 5.5 Depurador (scrubber) general y de gas combustible

**Figura 35.** Depurador (scrubber) general y de gas combustible



**Fuente.** Autores

El gas obtenido en los procesos de separación es enviado inicialmente al depurador (scrubber) general a través de una línea colectora de 10 pulgadas, que entra por la parte intermedia a este. Ya en el depurador (scrubber) general el gas se somete a un proceso de decantación y por una línea de 2 pulgadas ubicada en su base sale el líquido que se ha decantado; dos líneas de gas salen por su parte superior, una línea de 6 pulgadas que se dirige a la tea de alta y otra de 14 pulgadas, que luego se reduce a 6 pulgadas, la cual se dirige hacia el depurador (scrubber) de gas combustible. Desde aquí el gas es distribuido para las siguientes operaciones:

- Generación de energía.
- Bombas de despacho a oleoducto.
- Torre desoxigenadora.
- Calentador térmico pirotubular.
- Operación de gas de cobertura.

**Tabla 38.** Instrumentación del depurador (scrubber) general

Instrumentación depurador (scrubber) general
1 Indicador de presión
1 Indicador de temperatura
1 Válvula controladora de nivel automática fisher (neumática)
1 Indicador de nivel
1 Controlador de nivel (in-situ)
2 Válvulas PRV de 6”
1 Agujero de entrada (manhole)
Instrumentación depurador (scrubber) Gas Combustible
1 Indicador de presión
1 Indicador de temperatura
1 Válvula controladora de nivel automática fisher (neumática)
1 Indicador de nivel
1 Controlador de nivel (in-situ )
2 Válvulas PRV de 3”
1 Agujero de entrada (manhole)

**Fuente.** Autores

El 100% del volumen de gas producido en los separadores de la estación de producción Los Mangos – Yaguará es enviado directamente al depurador (scrubber) general, lo que corresponde aproximadamente a 675 KPC/día. El gas remanente del campo es conducido a una tea de alta presión donde es quemado, cabe resaltar que el volumen de gas remanente se encuentra en función del consumo de gas en el campo.

## 5.6 Utilidades del gas

### 5.6.1 Generación de energía

El sistema de generación de energía de la estación de producción Los Mangos – Yaguará pretende brindar un flujo de energía eléctrica confiable y seguro, disminuyendo de manera considerable los volúmenes de gas quemado y el consumo de energía de la Central Hidroeléctrica de Betania (CHB) o de la red nacional.

Es importante resaltar que el volumen consumido de gas por generador es de aproximadamente 160 KPC/día, la energía eléctrica producida por los generadores corresponde aproximadamente a un 12% del total requerida por la estación.

## 5.6.2 Descripción del sistema de generación de energía eléctrica

**Figura 36.** Generador Kato y motor Waukesha



**Fuente.** Autores

**Tabla 39.** Características de los Generadores G1, G2 y G3

CARACTERÍSTICAS DE LOS GENERADORES G1, G2 Y G3	
Modelo	VHP L7042
Velocidad	900 RPM G1 y G2 / 1200 RPM G3
Kilovatios	Rango 300 – 500 KW / Máx. 575 KW – G1 y G2 Rango 800 – 1100 KW / Máx. 1400 KW G3
Factor de potencia	0.95
Voltaje	480 - 277 V
Fase	3
Frecuencia	60 Hz
Corriente a carga máxima	650 Amp G1 y G2 / 1000 Amp G3
Tipo de controles	Automáticos
Combustible	Gas natural G1, G2 y G3
Sistema de enfriamiento	Agua pura @ 100 °F y flujo de aire @ 53160 pie <sup>3</sup> /min
Sistema de arranque	Aire, rango 150 psi máx. y 100 psi mín. @ 110 pie <sup>3</sup> /s
	Gas, rango 33 psi máx. y 10 psi mín. @ 130 – 140 KPC/Día
Sistema de escape	Arranque a 125 psi
	No exceder @ 18" de H <sub>2</sub> O en contrapresión
	Flujo 3.812 pie <sup>3</sup> /min

**Fuente.** Autores

**Figura 37.** Generador Kohler

**Fuente.** Autores

**Tabla 40.** Características del Generador G4

CARACTERÍSTICAS DEL GENERADOR G4	
Velocidad	1200 RPM
Kilovatios	Rango 800 – 1200 KW / Máx. 1400 KW
Factor de potencia	0.95
Voltaje	480 – 277 V
Fase	3
Frecuencia	60 Hz
Corriente a carga máxima	1200 Amp
Tipo de controles	Automáticos
Combustible	Comb. Diesel – Consumo 80 gal/hora (aprox.)
Sistema de enfriamiento	Agua pura @ 100 °F y flujo de aire @ 53160 pie <sup>3</sup> /min
Sistema de arranque	Aire, rango 150 psi max y 100 psi min @ 110 pie <sup>3</sup> /s
	Arranque a 125 psi
Sistema de escape	No exceder @ 18" de H <sub>2</sub> O en contrapresión
	Flujo 3.812 pie <sup>3</sup> /min

**Fuente.** Autores

### **5.6.3 Instructivo para poner en marcha un generador**

#### **a. Control automático:**

- Verificar los niveles de líquidos (combustible, agua y aceite).
- Ubicar la perilla del selector a la posición prueba (teste) por un periodo apróx. de 3 minutos.
- Ubicar la perilla del selector a la posición base carga.
- De ser necesario ubicar la perilla de velocidad/carga, en la posición de aumentar o disminuir, según la necesidad.
- En caso de emergencia oprimir el botón de parada de emergencia.

#### **b. Control manual generadores a base de gas:**

- Verificar los niveles de líquidos (combustible, agua y aceite)
- Ubicar la perilla del selector a la posición prueba (teste).
- En caso de que el motor no arranque llamar al equipo técnico

#### **c. Control manual generadores base diésel:**

- Verificar los niveles de líquidos (combustible, agua y aceite)
- Ubicar la perilla del motor en la opción manual
- Ubicar la perilla del selector (cuarto de control) a la posición prueba (teste).
- En caso de que el motor no arranque llamar al equipo técnico.

### **5.6.4 Instructivo para sacar de servicio un generador**

#### Opción 1:

- Disminuir el voltaje del generador que se vaya a apagar hasta el mínimo (300 kw) con la perilla velocidad/carga.

- Ubicar la perilla del selector de base carga a modo prueba (teste).
- Ubicar la perilla del selector en modo desconexión (DESL), después de 120 segundos el generador se apaga.

Opción 2:

- Ubicar el selector de base carga a modo desconexión (DESL), el generador comienza a bajar carga y RPM automáticamente y luego comienza cuenta regresiva desde 120 a 0 segundos momento en el cual el generador se apaga.

### **5.6.5 Operaciones de rutina para los generadores.**

Verificar condiciones del motor, tales como:

- Temperatura de: aceite, agua, devanados, cilindros.
- Presión de: aceite, administrador de fluido (manifold).
- Niveles de aceite y de agua.
- Carga y RPM, estas deben permanecer estables.
- Esta revisión se hace cada dos horas.
- Monitorear continuamente las variables del sistema de generación externo que se tenga en el momento y el sistema de generación propio en el supervisorio.

### 5.6.6 Subestación eléctrica de 34,5 KV

Parte de la energía eléctrica que se requiere en la estación Los Mangos – Yaguará se obtiene principalmente desde la Central Hidroeléctrica de Betania y como respaldo se tiene la red de Electrohuila. A continuación se describe la distribución de energía de los 10 transformadores de la subestación eléctrica:

**Tabla 41.** Distribución transformadores

DISTRIBUCIÓN TRANSFORMADORES		
TRANSFORMADOR	SE ALIMENTA DE	ALIMENTA A
1-2	Subestación 34,5 KV Disminuye el voltaje a 480-277 V	Cuarto de control y monitoreo principal, servicios generales, inyección de agua, estación de producción
3-4	Barraje de 480 V proveniente de generadores 1 y 2, y transformadores 1 y 2. Incrementa a 13800 KV	Pozos, Peñaliza, piscina API, Contraincendios
5-6	Subestación exterior de 34.5 KV Disminuye el voltaje a 13800 V	Pozos y Peñaliza
7	Generadores 3 y 4 de 480 V Incrementa a 13800 KV	Pozos y Peñaliza
8	Subestación exterior de 34.5 KV Disminuye el voltaje a 480 - 277 V	Bombas de inyección 7 y 8
9-10	Subestación exterior de 34.5 KV Disminuye el voltaje a 4.16 KV	Bombas de inyección 4,5 y 6

**Fuente.** Autores

### 5.7 Bombas de despacho a oleoducto

El gas llega desde el scrubber de gas combustible a las bombas de despacho a oleoducto 1, 2 y 3; la línea de salida de gas combustible opera a una presión de 40 psig y a una temperatura de trabajo durante el día de 106°F y durante la noche de 84°F. El volumen de gas que se requiere para esta operación es de aproximadamente 50 KPC/día consumidos por cada bomba. El tiempo de funcionamiento de estas bombas está entre 3 y 4 horas por día y corresponde al tiempo de despacho.

**Figura 38.** Bomba de despacho a oleoducto No. 2**Fuente.** Autores**Figura 39.** Bomba de despacho a oleoducto No. 3**Fuente.** Autores**Tabla 42.** Bombas de despacho a No. 2 y No. 3

<b>BOMBAS DE DESPACHO A OLEODUCTO NO. 2 Y NO. 3</b>	
Diámetro succión	6"
Diámetro de descarga	4"
Potencia	300 HP
Presión de descarga	500 – 650 psig
Presión de succión	20 – 50 psig
Mecanismo de bombeo	TORNILLO
<b>MOTOR BOMBAS DE DESPACHO A OLEODUCTO NO. 2 Y NO. 3</b>	
Modelo	WAUKESHA H24GU
Velocidad	1800 RPM
Potencia	300 HP
Tipo motor	Combustión Interna (Combustible gas natural)
Escape	Exosto

**Fuente.** Autores

**Tabla 43.** Instrumentación línea de succión

INSTRUMENTACIÓN LÍNEA DE SUCCIÓN	
Filtro	Si
Válvula manual de bola ANSI 150	6"
Sensor de presión remoto	Setting@23 psig
Puerto toma muestra	Si
Válvula PRV	Setting@90 psig
Registrador tipo Carta Barton	Si

**Fuente.** Autores

**Tabla 44.** Instrumentación línea de descarga

INSTRUMENTACIÓN LÍNEA DE DESCARGA	
Sensor de presión remoto	Rango 0 – 3000 psig
Válvula de disparo por sobrepresión	Setting@1080 psig, Diámetro 1½" X 2½", Rango 0 – 2200 psig
1 Válvula cheque ANSI 150	4"

**Fuente.** Autores

**Tabla 45.** Instrumentación línea de succión

CABEZAL DE DESCARGA	
1 Válvula manual de bola ANSI 150	4"
Alarma de alta presión (de ajuste manual)	Setting@800 psig
Alarma de baja presión (de ajuste manual)	Setting@400 psig
Sensor de presión remoto	Si
1 Indicador de presión digital	Si
1 Válvula manual de bola ANSI 600	8" (Salida A Tenay)
1 Válvula cheque	8" (Salida A Tenay)

**Fuente.** Autores

**Nota:** Bomba 1 fuera de servicio

## 5.8 Torre desoxigenadora

**Figura 40.** Torres desoxigenadoras



**Fuente.** Autores

Una vez las torres desoxigenadoras entran en funcionamiento, éstas requieren de una entrada continua de gas con el objeto de retirar oxígeno del agua hasta que esta cumpla con las condiciones para su inyección.

La línea de salida del depurador (scrubber) de gas combustible a las torres desoxigenadoras opera a una presión de 40 psig y a una temperatura de trabajo durante el día de 106°F y durante la noche de 84°F. El volumen de gas que se requiere para su funcionamiento es de aproximadamente 24 KPC/día. Cabe resaltar que el periodo de funcionamiento de la torre depende de las condiciones de nivel de agua en el tanque de cabeza hidráulica y su funcionamiento es intermitente según la necesidad.

**Tabla 46.** Instrumentación línea alimentación de gas a torre desoxigenadora

INSTRUMENTACIÓN LÍNEA ALIMENTACIÓN DE GAS A TORRE DESOXIGENADORA	
1 Línea de entrada	2 pulgadas
1 Línea de salida de gas a tea de baja	4 pulgadas
2 Válvulas controladoras automáticas fisher (neumática)	4 pulgadas
1 Drenaje	2 pulgadas
1 Válvula de seguridad PRV	4 Pulgadas
2 Agujero de entrada (manhole)	Si
1 Indicador de presión	Si
1 Indicadores de nivel	Si

**Fuente.** Autores

### 5.9 Calentador térmico pirotubular V-102A

Del depurador (scrubber) de gas combustible llega gas que alimenta el calentador térmico pirotubular V-102A con el objeto de ser quemado y producir el calor necesario para calentar el crudo dentro de este; la línea de salida de gas combustible que alimenta el calentador opera a una presión de 40 psig y a una temperatura de trabajo durante el día de 106°F y durante la noche de 84°F. El volumen de gas que se requiere para su funcionamiento es de aproximadamente 60 KPC/día.

**Figura 41.** Calentador térmico pirotubular

**Fuente.** Autores

**Tabla 47.** Instrumentación línea de alimentación gas a calentador térmico pirotubular V102A

<b>INSTRUMENTACIÓN LÍNEA DE ALIMENTACIÓN DE GAS AL CALENTADOR TÉRMICO PIROTUBULAR V-102<sup>a</sup></b>	
1 Línea de entrada	2"
2 Válvula manual de bola ANSI 150	2"
1 Indicador de presión analógico	Rango de 0 a 100 psig
1 Regulador de flujo	Si
1 Medidor de flujo	Rango 0 a 20" de H <sub>2</sub> O
1 Medidor digital de flujo	Si
1 Sobrealimentador	Si

**Fuente.** Autores

## 5.10 Gas de cobertura

Este gas se utiliza con el objetivo de mantener y controlar la presión en los tanques TK100A y TK100B, torres desoxigenadoras y tanque de cabeza hidráulica TK103, con el propósito de garantizar su integridad; el gas proviene del depurador (scrubber) de gas combustible a través de una línea de 2 pulgadas de diámetro y opera a una presión de 40 psig, la cual se divide hacia los tanques en cuestión. El volumen de gas que se utiliza como gas de cobertura es de aproximadamente 17 KPC/día y las líneas que conducen el gas para dicho propósito son de color gris.

## 5. 11 Gas remanente (Knock out drum y Tea)

### 5.11.1 Tambor de despresurización (Knock out drum)

Estos equipos permiten realizar una decantación final de líquidos presentes en el gas antes de que este sea quemado en las Teas; la estación de producción Los Mangos – Yaguará cuenta con dos Teas, una de baja presión y una de alta presión; cada una de estas cuenta con un tambor de despresurización (knock out drum) que tiene como objetivo acondicionar el gas y de esta manera evitar problemas al quemarlo. Cada uno cuenta con un sistema de recolección y bombeo de condensado hacía la estación el cual se impulsa por bombas centrifugas y se conecta a la estación mediante una línea de 3 pulgadas para la tea de alta presión y 2 pulgadas para la tea de baja presión.

**Figura 42.** Tambor de despresurización (knock out drum)

**Fuente.** Autores

**Tabla 48.** Instrumentación Knock Out Drum Tea de alta

INSTRUMENTACIÓN KNOCK OUT DRUM TEA DE ALTA	
1 Línea de entrada	8 pulgadas
1 Válvula manual de bola ANSI 150	8"
1 Indicador de presión analógico	Rango 0 a 50 psig
1 Línea desvío (by-pass) hacia tea de baja	Si
2 Válvulas manuales de bola ANSI 150	3"
1 Indicador de nivel remoto	Con 3 niveles de configuración (alta, media, baja)
1 Indicador de nivel (in-situ)	Si
1 Línea de salida condensado	4"
1 Válvula manual de bola ANSI 150	4"
1 Línea de salida a tea de alta	6"
INSTRUMENTACIÓN KNOCK OUT DRUM TEA DE BAJA	
1 Línea de entrada	10"
1 Indicador de nivel remoto	Con 2 niveles de configuración (alta, baja)
1 Indicador de nivel (in-situ)	Si
1 Agujero de entrada (manhole)	Si
1 Indicador de presión analógico	Rango 0 a 50 psig
1 Línea salida condensado	4"
1 Válvula manual de bola ANSI 150	4"

**Fuente.** Autores

**Figura 43. Teas de baja y alta presión**



**Fuente.** Autores

La Tea es un equipo que permite quemar el gas remanente de los procesos en la estación Los Mangos – Yaguará. El gas remanente que se obtiene del depurador (scrubber) de gas combustible y depurador (scrubber) general es enviado directamente a la Tea de alta, mientras que el gas remanente que se obtiene en los demás procesos (calentador térmico pirotubular, separadores, tanques de almacenamiento y torres desoxigenadoras) son enviados a la Tea de baja.

Antes de ser quemado el gas debe ser acondicionado en los knock out drum de alta y de baja, a partir de los cuales el gas sale a través de una línea de 6 pulgadas hacia la Tea correspondiente. Las Teas cuentan con un sistema de encendido eléctrico el cual se acciona de manera manual ubicado in – situ, adicional cuentan con un suministro de gas de cobertura para garantizar su encendido. En la parte inferior cuentan con una salida de condensado y en la parte superior está el piloto.

## **6. PROCESO DE TRATAMIENTO Y PRODUCCIÓN DE AGUA**

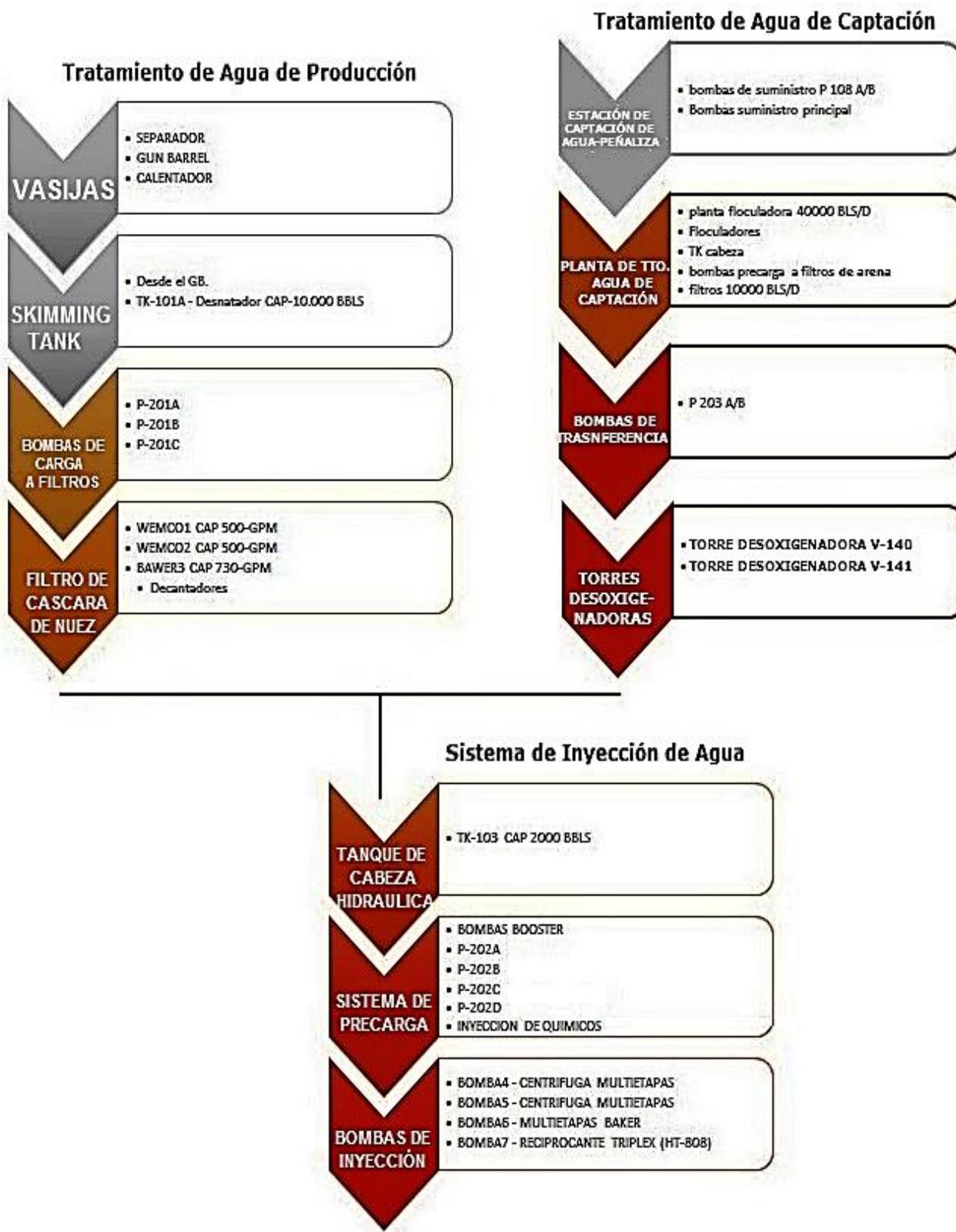
### **6.1 Alcance**

Se requiere de la actualización del instructivo para la operación de los equipos que se utilizan en las diferentes etapas del proceso de tratamiento del agua de captación y agua de producción del campo Los Mangos – Yaguará, que cumpla con los estándares de calidad en pro de la seguridad, la salud de las personas, cuidado de los equipos y la eficiencia de las operaciones.

### **6.2 Descripción general del proceso actual**

El objetivo de la planta de tratamiento e inyección de agua (PIA), se basa en recibir, acondicionar y bombear el agua que produce el campo Los Mangos – Yaguará y que se toma en la estación de captación de agua Peñaliza. En esta se tratan aproximadamente 48000 barriles correspondientes al agua de producción y 4000 barriles que corresponden a agua de captación de la estación Peñaliza; en total, diariamente se reciben, acondicionan y bombean aproximadamente 52000 barriles de agua.

Figura 44. Diagrama de flujo de la PIA



Fuente. Autores

### **6.2.1 Agua de captación**

El proceso de captación de agua se realiza en la estación flotante para captación de Peñaliza; en esta estación el agua se toma por acción de dos bombas de precarga (booster) de suministro (1 y 2) con capacidad de captación de 11000 BWPD, las cuales conducen el agua hasta la bomba principal de suministro (4) de capacidad de bombeo de 11000 BWPD que trabaja a una presión de descarga entre 360 – 370 psig; por acción de esta bomba el agua es transportada mediante dos líneas, una línea en fibra de vidrio y una línea metálica de 6 pulgadas de diámetro, hasta la planta de tratamiento de agua. Ya en la estación, en la línea de entrada, se inyectan productos químicos como: floculante y coagulante, que son mezclados con el agua de captación. Luego, el agua, es enviada a dos tanques floculadores, un sedimentador o planta floculadora, de capacidad 40000 BLS/D, y dos tanques de cabeza hidráulica de donde es succionada por las bombas de precarga (1 y 3) para ser llevada a dos filtros de arena con capacidad de 10000 Barriles cada uno.

Una vez realizado el tratamiento en la planta floculadora, el agua pasa al tanque de almacenamiento (TK 103 A) con capacidad de 10000 Bls, el cual en su parte superior se conecta con un tanque de alivio de 350 Bls (TK 350) a un nivel de contacto del 80% aproximadamente cuyo objetivo es recibir el agua que rebosa del tanque TK 103 A, separando de ésta forma el agua que va decantando los sólidos en suspensión. Del tanque de alivio TK-350 el agua es conducida por dos bombas de transferencia (P203 A/B) hasta dos torres desoxigenadoras de capacidad de procesamiento de 25000 BWPD cada una, y se direcciona al tanque de cabeza TK 103 de 2000 BWPD, en donde cuatro bombas booster P-202 A/B/C/D de 30000 Bls cada una, que funcionan con motor eléctrico, succionan el agua para alimentar las bombas de inyección de agua (BIAS) principales 4/5/6/7. En este trayecto, se inyectan secuestrante de oxígeno, inhibidor de escamas e inhibidor de corrosión sobre la línea. Finalmente el agua se impulsa hacia los pozos, a través de líneas en fibra de vidrio de 6 pulgadas, las cuales van reduciendo su tamaño en su recorrido a los pozos hasta llegar a 2 pulgadas de diámetro.

### **6.2.2 Agua de producción**

El agua de producción proveniente de los pozos que llega a la estación pasa a los colectores donde según su configuración llega a los separadores y luego asociada al crudo termina en el

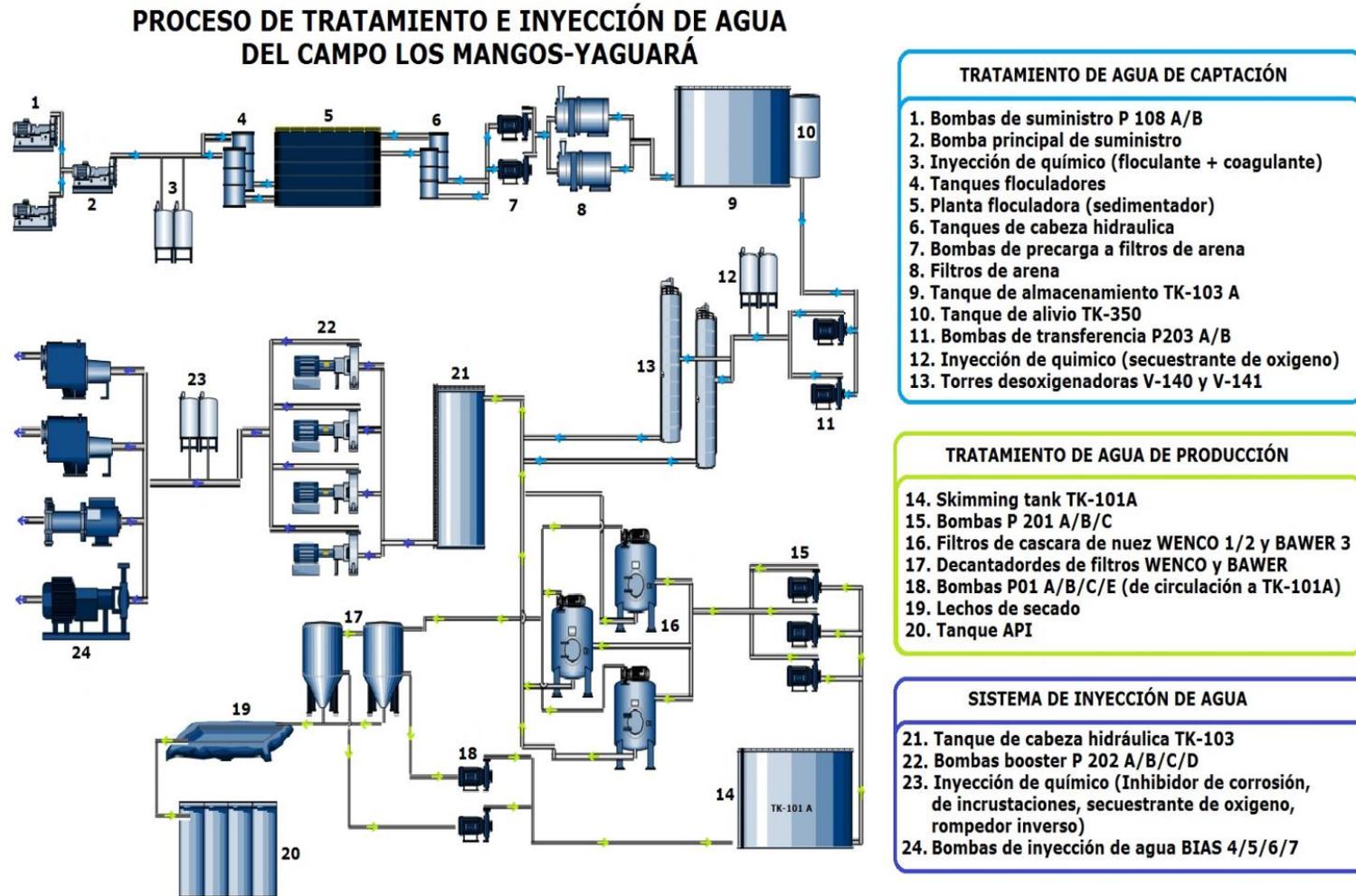
calentador pirotubular (menos el agua del separador general 2, esta se envía directamente al TK 101A), posteriormente es direccionada al Gun Barrel para ser acondicionada; de ahí se envía al desnatador (TK101A skimming), donde es tratada con rompedor inverso y floculante. Para que a través de las bombas P-201 A/B/C se dirija el agua a los filtros de cascara de nuez WEMCO 1 y 2 de capacidad 17500 BWPD cada uno, y BAWER 3 de capacidad 25000 BWPD, donde se retiran los sedimentos y cualquier material particulado para luego ser recibida en el tanque de cabeza hidráulica TK-103, donde el agua de captación se mezcla con el agua de producción. Finalmente el agua es circulada gracias a la acción de las bombas de precarga (booster) P-202 A/B/C/D, donde simultáneamente se realiza la inyección de químicos. El fluido es finalmente recibido por las bombas de inyección de agua BIAS 4/5/6/7 las cuales realizan el proceso de inyección a una presión aproximada de 1530 psig en cada uno de los ramales.

### **6.2.3 Agua residual**

El agua que corresponde a residuos industriales y cunetas de aguas lluvia es enviada a una piscina API donde pasa por una etapa de desnatación y retención de sólidos, con el objetivo de separar el aceite del agua y retener el material particulado respectivamente. Finalmente, el fluido es trasladado al tanque de cabeza hidráulica TK 101A para inyección a pozos.

### 6.3 Desarrollo

Figura 45. Diagrama proceso de tratamiento e inyección de agua



Fuente. Autores

## 6.4 Agua de captación

### 6.4.1 Estación flotante de agua de captación Peñaliza

**Figura 46.** Bombas de suministro estación de captación flotante Peñaliza



**Fuente.** Autores

De la estación flotante de agua de captación se toman aproximadamente entre 6000 a 7000 barriles de agua por día, esto se logra mediante el uso de dos bombas centrífugas de capacidad de 11000 BWPD cada una, las cuales alimentan 1 bomba principal horizontal multietapa de suministro (bomba 4), que bombea el agua hacia la planta de tratamiento de la estación de producción Los Mangos – Yaguará a través de dos líneas de 6 pulgadas, una línea de fibra de vidrio y una línea de acero, de las cuales, la línea de acero es de respaldo en caso de emergencia y la línea de fibra de vidrio se encuentra en operación.

**Tabla 49.** Bombas de precarga (booster) o reforzadoras

BOMBAS BOOSTER DE PRECARGA	
Tipo de bomba	Centrífuga
Presión succión	Atmosférica
Presión descarga	80 - 100 psig
Diámetro succión	8"
Diámetro descarga	4"
Caudal	450 – 500 BPH

**Fuente.** Autores

**Tabla 50.** Bomba de suministro principal

BOMBA DE SUMINISTRO PRINCIPAL	
Tipo de bomba	Centrifuga (multietapa)
Presión succión	100 psia
Presión descarga	360 – 370 psia
Diámetro succión	6"
Diámetro descarga	4"
Caudal	500 BPH

**Fuente.** Autores

**a. Instructivo para puesta en marcha bombas de precarga (booster) desde Peñaliza:**

- Abrir la válvula de venteo del cabezal de succión de las bombas de transferencia.
- Ubicar en el Cuarto de Control y Monitoreo Principal el selector en automático o manual dependiendo de cómo se vaya a realizar la operación.
- Encender en forma manual: se debe dar a conocer la actividad al Departamento de Mantenimiento debido a que el sistema queda sin protecciones hidráulicas, ya que se requiere que como mínimo bombee una de las bombas de precarga (booster) para evitar problemas de cavitación en las bombas principales.
- Ubicar en el Cuarto de Control y Monitoreo Principal la perilla del selector en inicio (start).
- Para apagarlas se usa el pulsador (stop), teniendo en cuenta que las bombas principales deben estar apagadas.
- Encender en forma automática: se ubica la perilla del selector en auto. Si pasados 10 minutos una de las bombas principales no ha arrancado se apagará automáticamente la bomba de precarga (booster), que esté funcionando.
- Luego de encender la bomba de precarga, se cierra la válvula de venteo y se verifica presión.

- En caso de que la presión no llegue al valor esperado se debe revisar los cheques de succión para remover posible obstrucción.

**b. Instructivo para puesta en marcha bombas suministro Peñaliza:**

- Verificar que el suministro de energía eléctrica es normal: 480 Voltios entre las tres fases.
- Verificar que la bomba de precarga (booster), esté funcionando en condiciones normales.
- Abrir las válvulas de succión y descarga de la bomba de transferencia que se va a utilizar.
- Dar arranque a la bomba de transferencia por medio del pulsador (start) desde el Cuarto de Control y Monitoreo Principal o directamente desde la bomba.
- Verificar la presión de succión y descarga de la bomba de transferencia.
- Revisar los manómetros ubicados antes y después del filtro (strainer). Si el diferencial de presión es mayor que 5 psig se debe hacer limpieza de filtros.
- No se debe abrir las válvulas de venteo del cabezal de succión mientras las bombas de transferencia estén funcionando.
- Verificar la presión de descarga (máx. 500 psig con 300 galones por minuto, disparo 600 psig).
- Observar que no se presenten condiciones anormales como ruidos, escapes, altas temperaturas, vibraciones, cavitación, etc.
- Verificar que la corriente del motor no sea superior a la estipulada en la placa del mismo (174 Amperios).

- Para el arranque de una bomba de suministro, cuando la otra está operando, se deben seguir los puntos de 3 al 10.

#### 6.4.2 Planta de tratamiento de agua de captación

**Figura 47.** Planta de tratamiento de agua de captación



**Foto 41 Tratamiento químico**



**Foto 42 Floculadores**



**Foto 43 Planta floculadora**



**Foto 44 Tanques de cabeza hidráulica**



**Foto 45 Bombas de precarga a filtros de arena 01 y 03**



**Foto 46 Filtros de arena**

**Fuente.** Autores

Inmediatamente el agua de captación llega a la estación de producción Los Mangos – Yaguará, esta se somete a un proceso de inyección de químicos sobre la línea de fibra de vidrio de 6 pulgadas, los químicos que se inyectan son hipoclorito de sodio (hipocloro ácido + sal de sodio) y Floctreat ww9512 (solución acuosa de cloruro de aluminio básico) los cuales favorecen el proceso de coagulación, para que de esta manera el agua cumpla con especificaciones de inyección. Las cantidades de químico a inyectar para el proceso de coagulación están en función de las características fisicoquímicas del agua de captación.

Una vez se inyectan los químicos, el agua experimenta un efecto de mezclado rápido en su transcurso a los floculadores para así favorecer el contacto químico entre especies y tener como resultado la coagulación del material deseado en el agua; luego, el agua llega a dos tanques verticales de floculación, o floculadores, donde se favorece el proceso de aglomeración del material coagulado para que se dé la formación de floculos, posteriormente, el agua con floculos pasa a la planta floculadora de capacidad 40000 BLS/día donde ocurre un proceso de sedimentación, por efectos gravitacionales, de los floculos y material particulado.

Posterior al proceso de sedimentación en la planta floculadora, el agua pasa a dos tanques de cabeza hidráulica, a partir de los cuales se alimenta una bomba de precarga a los filtros de capacidad 10000 BLS/día para finalmente enviar el agua al tanque TK 103 A.

**Tabla 51.** Relación inyección de químico

<b>RELACIÓN INYECCIÓN DE QUÍMICO</b>	
Volumen hipoclorito de sodio a aplicar	5 GPD
Volumen floctreat ww9512 a aplicar	5 GPD
<b>BOMBAS DE PRECARGA (BOOSTER) 1 Y 3 A FILTROS DE ARENA 1 Y 2</b>	
Marca	Sterling NOWA 8032
Tipo de bomba	Centrífugas
Diámetro succión	4"
Diámetro descarga	4"
Caudal	144 m <sup>3</sup> /hr
<b>MOTOR</b>	
Marca	Siemens
Revoluciones	1760
Potencia	36 HP/26.9 Kwh
Voltaje	220/440 V
Corriente	93/46.5 Amp
Frecuencia	60 Hz

**Fuente.** Autores

### 6.4.3 Tanque de almacenamiento TK 103A

**Figura 48.** Tanque de almacenamiento TK 103A



**Fuente.** Autores

El tanque de almacenamiento TK 103A, proporciona un medio apropiado para el almacenamiento del agua de captación luego de que esta ha sido tratada para disminuir la concentración de contaminantes orgánicos e inorgánicos (sólidos suspendidos totales), los cuales no se pueden retirar durante el periodo de tratamiento del agua en la planta de tratamiento.

Una vez el nivel de agua en el tanque alcanza el 80% del nivel total del tanque, se genera un efecto de rebose hacia el tanque de alivio TK 350. El tanque TK 103A, es un tanque atmosférico, recto, de fondo circular, con sistema de mezclado de tipo hidráulico y estático.

**Tabla 52.** Tanque de almacenamiento TK 103A

TANQUE DE ALMACENAMIENTO TK 103 A	
Capacidad	10000 BIs
Altura lateral del tanque	24 pies + 6"
Nivel operacional del tanque	18 pies
Diámetro del tanque	60 pies
Aforo	501 BBL/pie
Línea de entrada de agua de captación	8"
2 válvulas de compuerta ANSI 150	8"

**Fuente.** Autores

#### 6.4.4 Tanque de alivio TK 350

**Figura 49.** Tanque de alivio TK 350



**Fuente.** Autores

El Tanque de alivio TK 350, es un tanque que se encuentra acoplado al tanque TK 103A; estos tanques se comunican por sus partes superiores a través de una tubería de 8 pulgadas a una altura que corresponde aproximadamente al 80% de la altura del Tanque TK 103A, o lo que se conoce como nivel de rebose.

Este tanque cumple con la función de recibir por rebose del tanque TK 103A el agua que ya ha decantado por efectos gravitatorios, sus partículas sólidas. En la parte inferior, el tanque TK 350 es controlado por medio de válvulas.

**Tabla 53.** Tanque de alivio TK 350

TANQUE DE ALMACENAMIENTO 350	
Capacidad	350 BBLs

**Fuente.** Autores

### 6.4.5 Bombas de transferencia a torres desoxigenadoras P 203 A/B

**Figura 50.** Bombas de transferencia a torres desoxigenadoras



**Fuente.** Autores

Las bombas de transferencia P 203 A/B se encargan de bombear el agua hacia las torres desoxigenadoras; estas bombas succionan el agua resultante del proceso de rebose que se lleva a cabo entre los Tanques TK 103A y el Tanque TK 350.

**Tabla 54.** Bombas de transferencia P 203 A/B

BOMBAS DE TRANSFERENCIA P 203 A/B	
Marca	Worthington
Tipo de bomba	Centrífuga
Presión descarga	40 – 60 psig
Diámetro succión	4"
Diámetro descarga	3"
Diámetro Impeler	7 ½"
Motor	
Tipo	Eléctrico
Potencia	50 HP
RPM	1770
Frecuencia	60 Hz
Fases	3
Voltaje	230/460 voltios
Corriente	117/58.5 Amp

**Fuente.** Autores

**a. Instructivo de puesta en marcha bombas de transferencia P203 A/B**

- Verificar en el cuarto de control (Taylor) que el tanque TK103A, tenga suficiente nivel (mayor de 35%).
- Abrir válvulas de succión y descarga.
- Abrir válvulas de venteo.
- Revisar las protecciones (alta presión de descarga y baja presión de succión, protección térmica).
- Energizar el sistema, en cada bomba (ON).
- Ubicar el selector en automático. Las bombas prenden cuando el nivel del tanque TK-103 este por debajo del 50% y se apagan cuando alcanza un nivel mayor a 60%.
- Revisar la bomba y detectar anomalías.

**6.4.6 Torres desoxigenadoras****Figura 51.** Torres desoxigenadoras

**Fuente.** Autores

Las torres desoxigenadoras son equipos utilizados para realizar un proceso de absorción de oxígeno, cuyo objetivo fundamental es el de remover el oxígeno disuelto en el agua captada del embalse de Betania y acondicionarla hasta una concentración de 0.02 ppm, antes de realizar la inyección en pozos. Estas torres son de diseño vertical, con una capacidad de 25000 BWPD cada una, emplean múltiples platos donde el agua entra en contacto con el gas despojador, el cual es el gas natural que se produce en la estación de producción Los Mangos – Yaguará, estas operan a una presión entre 30 – 50 psig.

El funcionamiento de las torres desoxigenadoras es automático y depende del nivel de fluido que se tenga en el tanque de cabeza hidráulica, así pues, cuando el nivel del tanque de cabeza hidráulica cae a un 50% de su nivel de operación la torres desoxigenadoras se activan, y en el momento en el que el nivel del tanque de cabeza hidráulica llega a un 60% las torres desoxigenadoras detienen su operación.

**Tabla 55.** Características torres desoxigenadoras

CARACTERÍSTICAS TORRES DESOXIGENADORAS	
Capacidad	25000 BWPD
Presión de operación	30 – 50 psig
Caudal de gas de entrada	24000 pie <sup>3</sup> de Gas/Día
Caudal de agua de entrada	0 – 25.000 BWPD
Material torre	Acero bajo en carbono o acero dúctil
Material platos	Acero inoxidable 304, aislados en acero dúctil

**Fuente.** Autores

## 6.5 Agua de producción

### 6.5.1 Tanque de almacenamiento TK 101 A

**Figura 52.** Tanque de almacenamiento TK 101 A



**Fuente.** Autores

El tanque de almacenamiento TK 101A, proporciona un medio apropiado para el almacenamiento y proceso de desnatado del agua resultante de los distintos procesos dentro de la estación de producción Los Mangos – Yaguará (tanque de lavado, separadores y calentador). El tanque TK 101A es un tanque atmosférico, recto, de fondo circular, con sistema de mezclado de tipo hidráulico y estático. Este tanque cuenta con un sistema de control de nivel que facilita el seguimiento de la cantidad de agua contenida (alto y bajo nivel) tanto en unidades de altura como en porcentaje volumétrico.

**Tabla 56.** Tanque de almacenamiento TK 101 A

TANQUE DE ALMACENAMIENTO TK 101 A	
Capacidad nominal	11244.31 BBLs
Sensor de nivel (alto, bajo )	Alto 85% - Bajo 25%
Altura nominal	7,25 m
Nivel de operación	55% y 65%
Presión de operación	Atmosférica
Díámetro nominal	60 pies (18270 mm)
Máxima temperatura de operación	130 °F
Material	ASTM A283

**Fuente.** Autores

### 6.5.2 Bombas de carga a filtros P201 A/B/C

**Figura 53.** Bombas de carga a filtros P201 A/B/C



**Foto 52** Bombas de transferencia a filtros P201 A/B



**Foto 53** Bomba de transferencia a filtro P201 C

**Fuente.** Autores

Estas bombas succionan el fluido a través de dos líneas, las cuales van conectadas al tanque TK 101A. Una de estas líneas alimenta las bombas P 201 A/B, y la otra línea alimenta la bomba P201 C; Una vez alimentadas estas bombas, su función es descargar el fluido en los filtros WEMCO 1 y 2, además del filtro BAWER.

**a. Puesta en marcha bombas P 201 A/B/C**

- Verificar en el cuarto de control (Taylor) que el tanque 103 tenga suficiente nivel (mayor de 35%).
- Abrir válvulas de succión y descarga.
- Abrir válvulas de venteo (válvula de media pulgada).
- Revisar las protecciones (alta presión de descarga y baja presión de succión, protección térmica).
- Energizar el sistema, en cada bomba (ON).
- Ubicar el selector en manual.
- En el panel del variador ubicado en el cuarto de control aumentar o disminuir frecuencia para controlar el nivel de T103, sólo para la bomba P201 C.
- Revisar la bomba y detectar anomalías.
- La bomba P201 A/B no tienen variador.

**Tabla 57.** Bombas de transferencia P 201 A/B

<b>BOMBAS DE TRANSFERENCIA P 201 A/B</b>	
Marca	Goulds pumps
Tipo de bomba	Centrífuga
Presión succión	Presión del tanque TK 103
Presión descarga	30 – 40 psig
Diámetro succión	6"
Diámetro descarga	3"
Caudal	437 GPM
RPM	1800
<b>MOTOR</b>	
Tipo	Eléctrico
Potencia	50 HP
RPM	1770
Frecuencia	60 Hz
Fases	3
Voltaje	230/460 Voltios
Corriente	117/58.5 Amp

**Fuente.** Autores

**Tabla 58.** Bombas de transferencia P 201 C

<b>BOMBAS DE TRANSFERENCIA P 201 C</b>	
Marca	Worthington D-1000
Tipo de bomba	Centrífuga
Presión succión	Presión del tanque TK 103
Presión descarga	30 – 40 psig
Diámetro succión	6"
Diámetro descarga	4"
RPM	1770
<b>Motor</b>	
Marca	Baldor
Tipo	Eléctrico
Potencia	50 HP
RPM	1775
Frecuencia	60 Hz
Voltaje	230/460 voltios
Corriente	114/57 Amp

**Fuente.** Autores

### 6.5.3 Filtros de cascarilla de nuez (WEMCO y BAWER)

Una vez el agua es desnatada en el tanque TK 101 A, las bombas P 201 A/B/C se encargan de bombear dicho fluido a los filtros BAWER y WEMCO; el proceso de filtrado es el último antes de que el agua quede lista para ser bombeada en los pozos de inyección. En este proceso de filtrado se pretende retener material particulado y reducir contenidos de hidrocarburos presentes en el agua mediante el uso de un filtro a base de cascarilla de nuez, el cual permite retener partículas finas entre las 0 y 10 micras. Los filtros WEMCO y BAWER tienen una configuración Down Flow, lo que quiere decir que el flujo que atraviesa el lecho de cascarilla de nuez es de tipo descendente.

**Figura 54.** Filtros de cascarilla de nuez (WEMCO y BAWER)



**Foto 54 Filtro de cascarilla de nuez WEMCO**



**Foto 55 Filtro de cascarilla de nuez BAWER**

**Fuente.** Autores

Debido a la acumulación de material particulado y contenidos de hidrocarburos, los filtros deben ser sometidos a un proceso de retrolavado, el cual permite regenerar el lecho. El retrolavado consiste en invertir la corriente que se está tratando (flujo ascendente) y aplicar jabón desengrasante, para así remover y desplazar el material particulado y los contenidos de hidrocarburos que han quedado atrapados en el lecho, esta acción inversa genera la expansión del lecho para de esta manera favorecer la limpieza por acción hidráulica y fricción entre partículas.

El retrolavado de los filtros WEMCO se hace de manera automática cada 24 horas; mientras que el retrolavado del filtro BAWER se ejecuta de manera manual cada 24 horas, finalmente el tiempo de retrolavado es 15 minutos ya sea en modo manual o automático.

**Tabla 59.** Características Filtros WEMCO 1 y 2

CARACTERÍSTICAS FILTROS WEMCO 1 Y 2	
Capacidad	17500 BBL/Día
Presión de operación	30 – 40 psig
Caudal de agua de entrada	300 – 400 GPM
Lecho	Cascarilla de nuez
Temperatura máx. de operación	90 °F
Tiempo de duración retrolavado	15 minutos

**Fuente.** Autores

**Nota:** El retrolavado de los filtros WEMCO 1 y 2 se realiza de manera automática cada 24 horas.

**Tabla 60.** Características filtro BAWER

CARACTERÍSTICAS FILTRO BAWER	
Capacidad	25000 BBL/Día
Presión de operación	30 – 40 psig
Caudal de agua de entrada	550 – 700 GPM
Lecho	Cascarilla de nuez
Temperatura máx. de operación	90 °F
Tiempo de duración retrolavado	15 minutos

**Fuente.** Autores

**Nota:** El retrolavado de los filtro BAWER se realiza de manera manual cada 24 horas.

#### **a. Instructivo de operación manual de retrolavado filtro BAWER**

Inicio del retrolavado:

- Cerrar válvula de entrada de agua de producción.
- Cerrar válvula de salida de agua a tanque de cabeza hidráulica.
- Abrir válvula de salida de agua al decantador.
- Abrir válvula de entrada de agua de la línea de retrolavado.

- Iniciar la bomba de retrolavado.
- Habilitar la entrada de jabón industrial desengrasante MAT347.

Finalización retrolavado:

- Deshabilitar entrada de jabón industrial desengrasante MAT347.
- Apagar bomba de retrolavado.
- Cerrar válvula de entrada de agua de la línea de retrolavado.
- Abrir válvula de la línea de entrada de agua al decantador.
- Abrir válvula de la línea de salida a tanque de cabeza hidráulica.
- Cerrar válvula de la línea de salida de agua al decantador.

#### 6.5.4 Decantadores

**Figura 55.** Decantadores



**Foto 56** Decantador filtro WEMCO



**Foto 57** Decantador filtro BAWER



**Foto 58** Bombas P01 C/E



**Foto 59** Bombas P01 A/B

**Fuente.** Autores

Inmediatamente se inicia el proceso de retrolavado, el fluido resultante de esta operación es conducido a los decantadores correspondientes, en estos, el fluido permanece un tiempo aproximado de 4 horas, tiempo suficiente para que por efectos gravitatorios se precipiten los sólidos y trazas de hidrocarburos resultantes de la recuperación de los filtros de cascarilla de nuez; posteriormente, los filtros son desocupados, hasta la altura del cono, por acción de las bombas P01A/B para cada decantador correspondiente a los filtros WEMCO 1 y 2 y P01C/E para el decantador del filtro BAWER, las cuales envían el agua hacia el tanque TK 101 A; el agua que queda en el cono finalmente es dirigida por efectos gravitatorios hacia los lechos de secado.

**a. Instructivo de operación de los decantadores en la operación de retrolavado de los filtros:**

- Verificar que la válvula de salida del cono del decantador esté cerrada.
- Iniciar proceso de retrolavado de los filtros WEMCOS y BAWER.
- Decantar el agua residual del proceso de retrolavado.
- Habilitar líneas de succión y descarga de las bombas decantadoras.
- Dar arranque a la bomba, colocar perilla en (start).
- Verificar potencia de descarga de la bomba (35 y 40 psig).
- Apagar la bomba cuando la presión de descarga sea cero (0 psig).
- Cerrar líneas de succión y de descarga de las bombas.
- Habilitar línea de salida del cono del decantador.
- Cerrar línea de salida del cono del decantador una vez drenado.

**Tabla 61.** Decantador filtro BAWER

DECANTADOR FILTRO BAWER	
Capacidad	400 BLS
Diámetro	12 pies
Altura del tanque	26.9 pies
Altura del cilindro	16,4 pies
Altura del cono	10,5 pies
Temperatura de operación	120 °F

**Fuente.** Autores

**Tabla 61.** (Continuación)

Tiempo de decantación	4 horas
1 Línea de entrada de agua	6"
1 Válvula manual de bola ANSI 150	6"
1 Indicador de nivel remoto	Si
1 Línea de gas de cobertura	2"
2 Líneas de salida de agua	4"
2 Válvulas manuales de control de bola ANSI 150	4"
1 Línea de drenaje	6"
1 Válvula manual de bola ANSI 150	6"
1 Línea de gas a TEA de baja	6"
<b>DECANTADOR FILTROS WEMCO 1 Y 2</b>	
Capacidad	272 BLS
Diámetro	12 pies
Altura del tanque	22 pies
Altura del cilindro	13 pies
Altura del cono	9 pies
Temperatura de operación	102 – 106 °F
Presión de operación	10 psig
Tiempo de decantación	4 horas
1 Línea de entrada de agua	4"
1 Línea de gas de cobertura	2"
1 Líneas de salida de agua	3"
1 Válvula de control automática	3"
1 Línea de drenaje	4"

**Fuente.** Autores**Tabla 62.** Bombas de transferencia P01 A/B

<b>BOMBAS DE TRANSFERENCIA P01 A/B</b>	
Marca	Gould Pumps
Tipo de bomba	Centrifuga
Presión succión	Determinado por columna en el decantador
Presión descarga	35 – 40 psig
Diámetro succión	3"
Diámetro descarga	2"
Caudal	60 GPM
<b>MOTOR</b>	
Tipo	Eléctrico
Potencia	10 HP
RPM	1770

**Fuente.** Autores

**Tabla 63.** Bombas de transferencia P01 C/E

BOMBAS DE TRANSFERENCIA P01 C/E	
Marca	Worthington
Tipo de bomba	Centrifuga
Presión succión	Determinado por columna en el decantador
Presión descarga	35 – 40 psig
Diámetro succión	4"
Diámetro descarga	3"
Caudal	60 GPM
MOTOR	
Tipo	Eléctrico
Potencia	10 HP
RPM	1770

**Fuente.** Autores

### 6.5.5 Lechos de secado

**Figura 56.** Lechos de secado

**Fuente.** Ecopetrol (2017)

Una vez el agua remanente en el cono de los decantadores BAWER y WEMCO se envía hacia el lecho de secado, esta es sometida a un proceso dividido en tres secciones de la siguiente manera:

- a. En la primera sección se recibe toda el agua sucia que viene de los decantadores WEMCO y BAWER, por densidades el agua queda en la parte inferior y las grasas y sólidos en la parte superior donde se forman las borras y es de fácil mantenimiento, requiriendo tan solo de un camión de vacío para su retiro y disposición final.

- b. En la segunda sección por vasos comunicantes el agua pasa a este compartimiento con menos cantidad de grasas y sólidos, para el mantenimiento de este compartimiento también se requiere de camión de vacío.
- c. Por último, en el tercer compartimiento se tiene instalado el lecho filtrante de grava y arena uniformemente distribuidas con el objetivo de retener los sólidos que han pasado de los compartimentos anteriores a este y que provienen de los retrolavados de los filtros, aquí se separan del agua. Finalmente por gravedad el agua viaja a través de una tubería de 10 pulgadas hasta el sumidero o tanque API que está en la parte inferior de la estación.

### 6.5.6 Tanque de cabeza hidráulica TK 103

**Figura 57.** Tanque de cabeza hidráulica TK 103



**Fuente.** Autores

Una vez el agua de captación, producción y residual ha sido acondicionada según los parámetros requeridos para la inyección, esta es enviada al tanque de cabeza hidráulica TK 103; el agua de producción llega desde los filtros BAWER y WEMCO 1 y 2, mientras que el agua de captación llega desde las torres desoxigenadoras.

En este tanque de cabeza hidráulica el agua se almacena hasta que se alcanza una presión hidráulica necesaria para alimentar las bombas de precarga (booster) P 202 A/B/C/D las cuales alimentaran las bombas de inyección BIAS 4, 5, 6 y 7.

**Tabla 64.** Tanque de cabeza hidráulica TK 103

TANQUE DE CABEZA HIDRÁULICA TK 103	
Capacidad	2000 BLS
Sensor de nivel (alto, bajo)	Alto 85% - Bajo 25%
Diámetro	12 pies
Altura del tanque	26,9 pies
Nivel de operación	21 pies
Presión de descarga	Depende de la altura de la columna de agua
Máxima temperatura de operación	120 °F
Línea de entrada agua de producción	12"
Línea de entrada agua de captación	12"
Línea de gas de cobertura	2"
Línea de salida a bombas booster	14"

**Fuente.** Autores

### 6.5.7 Sistema de precarga

**Figura 58.** Bombas de precarga (booster) de precarga P 202 A/B/C/D



**Fuente.** Autores

Tienen como objeto suministrar agua a las bombas de inyección principales a la presión requerida para que las BIAS empiecen el proceso de inyección. Las bombas P202 A/B/C/D succionan el agua del tanque de cabeza hidráulica TK 103 y la descargan a las bombas de inyección BIAS a una presión entre 100 y 150 psig. Es importante resaltar que a la salida de las bombas de precarga (booster) se inyectan químicos que evitan la corrosión e incrustaciones en la tubería de inyección.

**Tabla 65.** Bombas de precarga (booster) P 202 A/B/C/D

<b>BOMBAS DE PRECARGA (BOOSTER) P 202 A/C/D</b>	
Marca	Flow Server-Worthington
Tipo de bomba	Centrifuga
Presión succión mínima	10 psig
Presión descarga	100 – 150 psig
Diámetro succión	6”
Diámetro descarga	4”
Caudal	30000 BPD (cada bomba)
Cabeza neta positiva requerida	5.2 pies
Indicadores de presión	En línea de succión y línea de descarga
<b>MOTOR</b>	
Marca	US MOTORS – Emerson Motor Corp.
Modelo	R923
Tipo	Eléctrico
Potencia	100 HP
RPM	3560
Fases	3
Frecuencia	60 Hz
Voltaje	230 – 460 Voltios
Amperaje	220 – 111 Amperios

**Fuente.** Autores

**Tabla 66.** Bombas de Precarga (Booster) P 202 B

<b>BOMBAS DE PRECARGA (BOOSTER) P 202 B</b>	
Marca	Ingersoll – Dresser - Worthington
Tipo de bomba	Centrifuga
Presión succión	10 psig
Presión descarga	100 – 150 psig
Diámetro succión	2”
Diámetro descarga	1”
Cabeza neta positiva requerida	5.2 pies
Indicadores de presión	En línea de succión y línea de descarga

**Fuente.** Autores

**Tabla 66.** (Continuación)

MOTOR	
Marca	Leeson Electric Corp.
Modelo	N405T34FB7B
Tipo	Eléctrico
Potencia	100 HP
RPM	3565
Fases	3
Frecuencia	60 Hz
Voltaje	208-230/460 Voltios
Amperaje	242-220/110 Amperios

**Fuente.** Autores

**a. Instructivo de puesta en marcha bombas de precarga (booster) P202 A/B/C/D:**

- Verificar en el cuarto de control (Taylor) que el Tanque 103 tenga suficiente nivel (mayor de 35%).
- Abrir válvulas de succión y descarga.
- Abrir válvulas de venteo (válvula de media pulgada).
- Revisar las protecciones (alta presión de descarga y baja presión de succión, protección térmica).
- Energizar el sistema, en cada bomba (on).
- Seleccionar el modo de arranque (arrancador suave o directo).
- Dar inicio al equipo.
- Cerrar válvula de venteo.
- Revisar la bomba y detectar anomalías.

- Proceder a encender BIAS.

### 6.5.8 Bombas de inyección de químicos

La función principal de la inyección de químicos es impedir el ingreso de oxígeno al sistema, ingreso que generalmente se da a través de recipientes atmosféricos. Esto se logra por medio de un equipo de dosificación de químicos como lo son secuestrante de oxígeno, inhibidor de corrosión, rompedor inverso e inhibidor de incrustación; conectados a la línea de descarga de las bombas booster de precarga. Para este proceso de inyección se utilizan bombas eléctricas de diafragma ajustadas manualmente de acuerdo con los requerimientos de cantidad de caudal de fluido de sustancias químicas.

**Figura 59.** Bomba dosificadora para inyección de químico



**Fuente.** Autores

**Tabla 67.** Bombas de inyección de químico

BOMBAS DE INYECCIÓN DE QUÍMICO	
Marca	TXT
Tipo de bomba	Diafragma eléctrico
Presión succión	Atmosférica
Presión descarga	200 psig
Caudal	1.7 GPH
Indicadores de presión	A la salida de la unidad dosificadora

**Fuente.** Autores

**Tabla 67.** (Continuación)

MOTOR	
Tipo	Motor eléctrico
Potencia	0.5 HP
QUÍMICOS A INYECTAR	
Grrtreat 7395- Inhibidor de corrosión	
Scaletreat 2818 – Inhibidor de incrustaciones	
Trustc 1001 – Secuestrante de oxígeno	
Dismulgan Uv 3377 – Rompedor inverso	

**Fuente.** Autores

**Figura 60.** Estación de químicos

**Fuente.** Autores

## 6.6 Sistema de inyección

**Figura 61.** Bomba de tornillo para inyección de agua (BIA 5)

**Fuente.** Autores

**Figura 62.** Bomba multietapa para inyección de agua (BIA 6)



**Fuente.** Autores

**Figura 63.** Bomba triplex (plunger) para inyección de agua (BIA 7)



**Fuente.** Autores

Una vez el agua sale de las bombas de precarga (booster) P202 A/B/C/D con la presión necesaria para cargar las bombas de inyección BIAS 4, 5, 6 y 7; estas últimas tienen como propósito bombear el agua a través de las líneas de inyección a los pozos, las cuales está distribuidas en ramales, e inyectarla a la presión establecida o recomendada por Ingeniería de Yacimientos.

Tabla 68. BIAS 4, 5

BIAS 4, 5	
Marca	FLOW SERVER
Tipo de bomba	Tornillo / DMX
Presión succión	100 – 150 psig
Presión descarga (setting)	1530 psig
Diámetro succión	6"
Diámetro descarga	4"
Cabeza neta positiva requerida	5.2 pies
Indicadores de presión	En línea de succión y línea de descarga
MOTOR	
Marca	General Electric
Tipo	Eléctrico
Potencia	1250 HP
RPM	3581
Fases	3
Frecuencia	60 Hz
Voltaje	4000 Voltios
Amperaje	153 Amperios
Factor de potencia	0.92
Temperatura	90°C

Fuente. Autores

Tabla 69. BIA 6

BIA 6	
Marca	BAKER-CENTRILIFT
Tipo de bomba	Centrifuga
Número de etapas	20
Presión succión	90 – 110 psig
Presión descarga (setting)	1530 psig
Diámetro succión	4"
Diámetro descarga	2 7/16"
Indicadores de presión	En línea de succión y línea de descarga
MOTOR	
Marca	SIEMENS
Tipo	Eléctrico
Fases	3
Frecuencia	60 Hz
Voltaje	4000 Voltios
Amperaje	126 amperios

Fuente. Autores

**Tabla 70. BIA 7**

BIA 7	
Marca	Wheatley Gaso Inc.
Tipo de bomba	Triplex (plunger)
Diámetro plunger	3 ¼"
Velocidad	265 ciclos por minuto
Modelo	Hp360am
Presión succión	100 – 150 psig
Presión descarga	1530 psi (máx. operación 2350psig)
Diámetro succión	4"
Diámetro descarga	3"
Indicadores de presión	En línea de succión y línea de descarga
Sistema lubricación	Aceite
MOTOR	
Marca	General Electric
Tipo	Eléctrico
Potencia	360 HP
Fases	3
Frecuencia	60 Hz

**Fuente.** Autores

**a. Instructivo de puesta en marcha BIAS 4,5:**

- Energizar pórtico 34.5 KV S/E sistema inyección de agua.
- Verificar la apertura de cuchillas de puesta a tierra del seccionador 289 T9 y 289 T10.
- Verificar que las cuchillas monopolares en la estructura EIA-02 estén cerradas.
- Verificar que los cortacircuitos porta-cañuela en la entrada al pórtico 34.5 KV estén cerrados.
- Verificar que los seccionadores 289 T9 y 289 B9 y el reconectador 252 T9 del relé panacea estén cerrados.
- Verificar que el interruptor (master pack) en la celda de entrada del transformador TR-9 y el interruptor de alimentación de la celda de salida para el arrancador estén cerrados; para evidenciar tensión en TR-9. Los pilotos en el frente de tablero deben estar encendidos.

- Seleccionar en la celda del arrancador suave el modo de control automático (perilla).
- Verificar que la válvula de succión y descarga de la bomba estén abiertas.
- Verificar que la succión este por encima de 40 psig (presión normal 140 psig).
- Verificar que la presión de descarga del sistema sea mayor a 1350 psig, de lo contrario la bomba no arrancara.
- Verificar niveles de aceite de los rodamientos del motor y de la bomba.
- Dar encendido a la bomba por medio del botón (inicio) ubicado en el panel de control (view) de las bombas. También se pueden encender desde el Cuarto de Control y Monitoreo Principal, siempre y cuando estén en modo local.
- Inspeccionar la bomba para detectar condiciones anormales ruidos, vibraciones; y hacer seguimiento durante los siguientes tres minutos para verificar la normalización del sistema.

**b. Instructivo de puesta en marcha BIA 7**

- Verificar que la presión de succión esté por encima de 40 psig.
- Verificar que las alarmas estén desactivadas, y si no lo están se desactivan.
- Verificar que las válvulas de succión y descarga estén abiertas.
- Verificar en la caseta de control que la corriente eléctrica este en 480 Voltios.
- Verificar que las protecciones (alta vibración, alta presión de descarga, baja presión de succión) estén en línea (listas para actuar ante cualquier emergencia).

- Energizar la bomba, en la caseta de control, colocando en automático el selector (manual, cero, automático).
- Abrir la línea de desvío (by-pass) de la bomba.
- Encender la bomba, dando (run) en la caseta de control.
- Verificar en el tablero de la caseta de control que las RPM estén a 1800 y la frecuencia a 60 Hz.
- Activar alarmas.
- Cerrar lentamente la línea de desvío (by-pass), hasta quedar completamente cerrado.
- Revisar la bomba y detectar cualquier ruido, fuga o anomalía.

## **6.7 Pozos inyectoros**

Actualmente, la estación de producción Los Mangos – Yaguará cuenta con 45 pozos destinados a la inyección de agua en el campo, a través de los cuales se inyecta un aproximado de 52000 BWPD a una presión de 1530 psig. A continuación, listamos los pozos destinados a la inyección de agua.

**Figura 64.** Cabezal pozo inyector de agua

**Fuente.** Autores

**Tabla 71.** Accesorios árbol de navidad pozo inyector

ACCESORIOS ÁRBOL DE NAVIDAD POZO INYECTOR
2 Válvulas de bloqueo (seguridad)
1 Striner (para retener sólidos)
1 Medidor de flujo digital (Barriles por minuto BPM - 1" – 2" de diámetro)
2 Válvulas de ½" (Toma muestras o medir presiones)
1 Cheque (evita que al apagarse el sistema de inyección el pozo se descargue)
1 Choque ajustable (de tasa o flujo al pozo)
1 Línea para drenar al ambiente
1 Registrador de presión (medición de presión en cabeza de pozo)

**Fuente.** Autores

**Tabla 72.** Pozos inyectores

POZOS INYECTORES			
MA 001 A	MA 032	MA 046 SL	MA 058 SL
MA 001 SC	MA 033 SL	MA 047	MA 062 SC
MA 001 SL	MA 034 A	MA 048	MA 062 SL
MA 003	MA 034 SC	MA 049 SL	MA 069
MA 009	MA 034 SL	MA 050	MA 070
MA 018 SC	MA 035 SC	MA 051 SL	MA 075
MA 018 SL	MA 035 SL	MA 053 SC	MA 076
MA 019	MA 036	MA 053 SL	MA 081 SC
MA 026	MA 040 SL	MA 054	MA 081 SL
MA 030	MA 044 SL	MA 055 SL	MA 093 SL
MA 031 T	MA 046 SC	MA 058 SC	MA 097 H
MA 105			

**Fuente.** Autores

## 6.8 Laboratorio de aguas

Al igual que con el crudo producido en la estación el cual es sometido a pruebas que hacen parte del proceso de fiscalización, en el laboratorio de la estación Los Mangos – Yaguará se realizan las diferentes pruebas al agua que se capta en la estación Peñaliza y al agua que se recupera del campo (agua de producción). Con el propósito de evaluar si es apta para inyección y medir la eficiencia del proceso llevado a cabo en la PIA.

Para evaluar el agua de captación y la de producción en la estación se toman muestras representativas a diario y son llevadas al laboratorio en donde se determinan las siguientes características:

**Tabla 73.** Relación de pruebas de laboratorio ejecutadas para evaluar la calidad del agua

<b>RELACIÓN DE PRUEBAS DE LABORATORIO EJECUTADAS PARA EVALUAR LA CALIDAD DEL AGUA</b>	
<b>NORMA</b>	<b>PARÁMETRO A FISCALIZAR</b>
ASTM D 1298 – Contenido de aceite en agua	Calidad del agua en ppm
ASTM D 4007 – Contenido de hierro en agua por el método estándar 4500 OC	Calidad del agua en ppm
API RP 45 – Contenido de sólidos suspendidos por el método de espectrofotómetro HACH Serie DR/2500	Calidad del agua (Turbidez)
ASTM D 3230 – Contenido de cloruros en el agua	Contenido de sal
Determinación del ph del agua de producción	Calidad del agua
Determinación del oxígeno disuelto en el agua	Calidad del agua

**Fuente.** Autores

## 7. CONCLUSIONES

- Se construyó y documentó el instructivo operacional de la planta de tratamiento de crudo, proceso de tratamiento y producción de gas y de la planta de tratamiento e inyección de agua del campo Los Mangos – Yaguará, en este se encuentra la información necesaria para la operación segura de los equipos e instrumentos instalados.
- Se optimizaron los procesos de tratamiento, mejorando con esto la producción de crudo y gas.
- Se definió, actualizo y divulgo según la normatividad el manual de operaciones de la estación Los Mangos – Yaguará contemplando la filosofía de la operación actual incluyendo escenarios: cuando se requiera sacar de servicio equipos para mantenimientos y procesos críticos incluyendo tanques y vasijas.
- Se describió y documentó según la normatividad, la operación de los equipos que intervienen en los procesos operativos de recepción de fluidos de producción y superficie, tratamiento, decantación y sus usos como generación de energía, bombas de despacho a oleoducto, en las torres desoxigenadoras, como gas combustible en calentadores térmicos piro-tubulares, como gas de cobertura entre otros.
- Se representó y documentó según la normatividad, la secuencia operacional de los equipos que intervienen en los procesos operativos de recepción de fluidos de producción y superficie, tratamiento, almacenamiento, filtración, desoxigenación e inyección.
- El manual constituye plena garantía que el tratamiento del crudo en la estación Los Mangos – Yaguará cumple con las especificaciones de transporte y venta.

## RECOMENDACIONES

- Revisar y acondicionar el sistema de medición de gas, mediante la articulación los medidores de platina de orificio con los registradores Barton, para que estos brinden un respaldo confiable en caso de que la medición automática (Autopilot), presente falla.
- Revisar la instrumentación a cada vasija, se recomienda como mínimo ejecutar mantenimiento preventivo y de ser necesario correctivo.
- Desmantelar y chatarrizar por estar fuera de servicio las bombas de inyección BIAS 1, 2,3 y 8.
- Evaluar la integridad del calentador térmico pirotubular V-102B, para definir su reacondicionamiento porque se considera necesario un calentador de respaldo.
- Diseñar y ejecutar un cronograma de mantenimiento al conjunto de filtros + decantadores que se ejecute continuamente garantizando óptimas condiciones de trabajo.
- Mantener los generadores eléctricos bajo condiciones mínimas de operación por el ahorro de energía e impacto ambiental.
- Mejorar el proceso de tratamiento de gas para garantizar su calidad, evitar los frecuentes daños a los motores que lo utilizan como combustible.
- Adquirir una unidad deshidratadora de gas acorde a la producción de gas del campo con una capacidad de 1'000.000 de PCS/día.
- Estudio y viabilidad de reubicación de las teas, donde estén bajo el control y acceso de los operadores y que ambientalmente sea seguro.

- Direccionar el sistema de recolección y drenaje de aguas lluvias de la estación, para que descarguen directamente a una de las acequias aledañas.
- Direccionar la descarga de las bombas de las teas desde el tanque API directamente al proceso de tratamiento de crudo.
- Una Red de conectividad que respalde la actual, que garantice el acceso a la información y su respectiva actualización diaria.

## BIBLIOGRAFÍA

Ecopetrol (2017) *Informe readecuación de los lechos de secado en la estación Los Mangos – Campo Yaguará*. Gerencia de operaciones de desarrollo y producción Huila – Tolima GDH. Emisión 24 de Febrero, Huila: Yaguará.

Ecopetrol (2016). *Instructivo operacional de la planta de inyección PIA – DINA terciarios*. Producción de crudo y gas. Gerencia de operaciones de desarrollo y producción Huila. Emisión 24 de Marzo.

Ecopetrol (2014). *Instructivo planta de inyección de agua Orito (Putumayo)*. Producción de crudo y gas. Gerencia de operaciones de desarrollo y producción Putumayo. Emisión 26 de Noviembre.

Ecopetrol (2013). *Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles*. Capítulo III: Medición estática. Vicepresidencia de innovación y tecnología corporativo de normas y estándares. Emisión 20 de Marzo.

Ecopetrol (2013). *Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles*. Capítulo V: Medición dinámica. Vicepresidencia de innovación y tecnología corporativo de normas y estándares. Emisión 21 de Junio.

Ecopetrol (2013). *Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles*. Capítulo VI: Sistemas de medición dinámica. Vicepresidencia de innovación y tecnología corporativo de normas y estándares. Emisión 08 de Septiembre.

Instrument Society of America (2000) *Information Handling Services, Instrumentation Symbols and identification*.

Lama Ingeniería (2015) *Planos P&ID Estación Los Mangos – Yaguará (Huila) – Ecopetrol*.

Normas Apa (2017). *Guía para la presentación de trabajos científicos bajo el estándar APA en la Universidad EAN*. Recuperado de <http://edicionesean.ean.edu.co/index.php/presentacion-de-trabajos/estandar-apa>.

Petrobras Internacional (2006) *Manual de operaciones de producción campo Yaguará (Huila)*. Gerencia de producción, desarrollo y coordinación Yaguará.

Richards, S. (2007, December 1). Overview: Production/Facilities. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/1207-0048-JPT.

Reichard Software Corporation. *Symbol Factory 2.0* Animated Industrial Automation. 5455 Rings. Road, Suit 100, Dubling, Ohio 43017. Recuperado de [www.reichard.com](http://www.reichard.com).