

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“PROCESOS APLICADOS EN BLOQUE 18 (PALO AZÚL) DEL
ORIENTE ECUATORIANO PARA LA DESHIDRATACIÓN DEL
CRUDO PRODUCIDO”**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEOS

Presentada por:

Jeniffer Elizabeth Bajaña Pazmiño

Hugo Andrés Ponce Zambrano

Guayaquil – Ecuador

2016

AGRADECIMIENTO

Muy especial a los ingenieros: Jonathan Chagerben, Eduardo Cabrera y Xavier Vargas quienes brindaron todo su apoyo y esmero, guiándonos para la culminación del presente trabajo.

También a todos los profesores y personas que día a día con sus enseñanzas nos permitieron avanzar en nuestra vida universitaria para llegar a ser excelentes profesionales.

DEDICATORIA

A mi familia que durante toda mi etapa universitaria, me brindaron todo su amor, apoyo, confianza y más, para alcanzar esta meta tan importante en mi vida. Por esto, a ellos les dedico este trabajo y la obtención de mi título.

HUGO

A mi familia en especial a mi madre que me inculcó buenos principios para ser una joven profesional, a ellos por confiar y depositar toda su fe en mí, les dedico esta primera meta alcanzada con esfuerzo y dedicación es por ellos y para ellos la obtención de mi título.

JENIFFER

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Danilo Arcentales

**COORDINADOR DE LA
CARRERA**

Ing. Xavier Vargas

DIRECTOR DE PROYECTO

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este Proyecto de Materia Integradora, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Art. 12 del Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Hugo Ponce Zambrano

Jeniffer Bajaña Pazmiño

RESÚMEN

En el presente trabajo tiene por objeto detallar las características técnicas de los diferentes equipos que conforman “**Actuales Procesos aplicados en un campo del oriente ecuatoriano para la deshidratación del crudo producido**”, así como una descripción del proceso seguido por el crudo para que el petróleo este dentro de especificaciones técnicas requeridas en cuanto al contenido de agua y sedimento que debe ser inferior al 1%.

Se debe tener presente que independientemente del tamaño y capacidad de una planta de tratamiento de petróleo crudo, el proceso que se cumple es básicamente similar en todas las estaciones de deshidratación de Petróleo.

ÍNDICE GENERAL

RESÚMEN	VI
ÍNDICE GENERAL	VII
INDICE DE TABLAS	XIV
INDICE DE FIGURAS	XV
ABREVIATURAS	XII
SIMBOLOGÍA	XIII
INTRODUCCIÓN	XVI

CAPÍTULO I

1.1	GENERALIDADES DEL PROYECTO	1
1.1.1	Introducción	1
1.1.2	Justificación del Proyecto	2
1.1.3	Metodología de Investigación	3
1.1.4	Objetivos	3
1.1.4.1	Objetivo General	3
1.1.4.2	Objetivos Específicos	3

CAPÍTULO II

2.1	Marco Teórico	5
2.1.1	BSW	5
2.1.2.1	Formación de emulsiones	6

2.1.2.2	Tipos de emulsiones directa e inversa	6
2.1.2.3	Fases de una emulsión	7
2.1.3	Bomba	7
2.1.3.1	Bomba Roto Dinámica	7
2.1.3.2	Bomba de desplazamiento positivo	8
2.1.4	Separadores Convencionales	8
2.1.4.1	Separador Vertical	8
2.1.4.2	Separador Horizontal	9

CAPÍTULO III

3.1	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA PLANTA DE DESHIDRATACIÓN PALO AZUL.	10
3.1.1	Descripción General de la Planta	10
3.1.2	Descripción de la CPF (central de procesamiento de fluidos)	12
3.1.3	Separadores de Agua Libre (FWKO V1101 A/B)	17
3.1.4	Deshidratadores Electrostáticos (V1102 A/B)	20
3.1.5	Equipos de Inyección de Químicos	22
3.1.6	Sistema de Almacenamiento de Crudo Deshidratado y Agua de Producción:	23
3.1.7	Unidad LACT.	24
3.1.7.1	Elementos de la Unidad LACT.	25
3.1.8	Bota de Gas (V1401 A/B).	27
3.1.9	Depurador de Gas.	28
3.1.10	Unidad URV.	29
3.1.10.1	Beneficios Económicos y Ambientales de la URV.	30

3.1.11	Bombas _____	30
3.1.11.1	Bombas Booster de Crudo P-1401 A/B/C _____	30
3.1.11.2	Bombas de Despacho de Crudo P-1402 A/B/C _____	32
3.1.12	Inyección de Agua de Producción, P-1501 A/B _____	34
3.1.13	Inyección de Químicos _____	37
3.1.14	Agua para Sand-Jet, P-1603 A/B y V-160358. _____	38

CAPITULO IV

4.1	DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS _____	42
4.1.1	Deshidratación de Crudo _____	42
4.1.2	Tratamiento de Agua de Producción _____	46
4.1.3	Almacenamiento de Crudo Deshidratado y Agua de Producción _	48
4.1.4	Bombeo y Fiscalización de Crudo. _____	50
4.1.5	Inyección de Agua de Producción _____	51
4.1.6	Recuperación de Gas de Baja Presión. _____	52
4.1.7	Limpieza de Ductos (Trampas). _____	53
4.1.7.1	Tuberías de Recibo de Producción _____	53
4.1.7.2	Tuberías de Despacho de Crudo. _____	54
4.1.7.3	Tuberías de Suministro de Agua de Inyección. _____	54
4.1.8	Crudo Recuperado. _____	54
4.1.9	Fluidos Recuperados. _____	55
4.1.10	Bombas de Reprocesamiento. _____	56
4.1.11	Drenajes. _____	56
4.1.11.1	Drenajes Abiertos de Procesos. _____	56
4.1.11.2	Drenajes Cerrados de Procesos. _____	57

4.1.11.3	Drenajes de Aguas Lluvias Contaminadas.	58
4.1.11.4	Drenajes de Combustibles.	59
4.1.11.5	Acumulador de Drenajes Abiertos/Cerrados.	60
4.1.12	Sistemas de Servicios Industriales.	61
4.1.12.1	Generación y Distribución Eléctrica	61
4.1.12.2	Centro de Generación	62
4.1.12.3	Scada Eléctrico.	62
4.1.13	Aire Comprimido.	63
4.1.14	Depuración de Gas para Generación.	64
4.1.15	Depuración y Distribución de Gas de Cobertura.	64
4.1.16	Inyección De Químicos.	65
4.1.16.1	Biocida.	65
4.1.16.2	Inhibidor de Incrustaciones.	66
4.1.16.3	Inhibidor de Corrosión Fase Líquida.	66
4.1.16.4	Inhibidor de Corrosión de Fase Gas.	66
4.1.16.5	Desemulsificante.	66
4.1.16.6	Dispersante de Parafinas.	67
4.1.16.7	Secuestrante de Oxígeno.	67
4.1.17	Sistema de Agua para Sand jet (Remoción de Arena de los Equipos).	68
4.1.18	Sistemas de Servicios Generales.	69
4.1.18.1	Sistema de Almacenamiento y Transferencia de Diesel.	69
4.1.18.2	Sistema de Almacenamiento y Transferencia de Gasolina.	70
4.1.18.3	Tratamiento de Aguas Negras y Grises.	71
4.1.18.4	Tratamiento de Agua Cruda.	71
4.1.18.5	Sistema de Propano Auxiliar.	73

4.1.19	Sistemas de Seguridad del Proceso.	74
4.1.19.1	Sistemas de Alivio.	74
4.1.19.2	Sistema de Alivio de Alta Presión:	74
4.1.19.3	Sistema de Alivio de Baja Presión.	76
4.1.19.4	Sistema de Agua contra Incendio.	77
4.1.19.5	Sistema de Espuma.	78
4.1.20	Sistemas de Detección.	78
4.1.20.1	Detección de Gases o Vapores Inflamables.	78
4.1.20.2	Detección de Gases o Vapores Tóxicos.	79
4.1.20.3	Sistema de Detección de Fuego.	80

CAPITULO V

5.1	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	81
5.1.1	Conclusiones.	81
5.1.2	Recomendaciones.	83

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute. Instituto Americano del Petróleo.
bbl, bbls	Barrel, barrels. (barril, barriles)
bbl/d, BPD	Barrels per day. (barriles por día)
bbl/h, BPH	barrels per hour. (barriles por hora)
BS&W	agua y sedimento (S&W)
°C	Celsius, grados Centígrados.
CF	Crudo Fiscalizado
cfm	cubic feet per minute. (pie cúbico por minuto)
cm	Centimetre. (Centímetro)
CSMS	Calidad, Seguridad, Medio Ambiente y Salud.
COW	Crude oil washing. (Lavado con petróleo crudo)
D/P	Diferencial Pressure (Presión Diferencial.)
fpm	feet per minute. (pie por minuto)
IP	Institute of Petroleum (Instituto de Petróleo)
°K	Kelvin (Grados Kelvin)
Kg	Kilogram. (kilogramo)
OD	Outside Diameter. (Diámetro Externo)
PI	Indicador de Presión
ppm	Parts per million. (Partes por millón)
psi	pounds per square inch. (libras por pulgada cuadrada)
psig	pounds per square inch gauge. (Libras por pulgada cuadrada manométrica)
PT	Indicador de Temperatura
PV	Válvula de Presión
rpm	Revoluciones por minuto

SIMBOLOGÍA

cm³ = Centímetros al cubo
cP = Centi-poise
ft = Feet
h = Hora
in = Pulgadas
km² = Kilómetros Cuadrados
lbf = Libras fuerza
lpg = Libra por Galón
mg/L = Miligramos sobre litro
min = Minutos
mm = Milímetros
psi = Libra por pulgada cuadrada
s = Segundos
ppg = Libra por Galón
° = Grados
´ = Pie

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Especificaciones de un Separador de Agua Libre. _____	19
--	----

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Localización del Bloque 18. _____	2
Figura 3.1 Descripción del Proceso CPF Palo Azul. _____	16
Figura 3.2: Separador de Agua Libre. _____	17
Figura 3.3: Esquema del Funcionamiento de un Separador de Agua Libre (V1101). _____	18
Figura 3.4: Separador instalado en CPF. _____	20
Figura 3.5: Separador Hidrostático (V1102A). _____	21
Figura 3.6: Bombas de Inyección de Químicos. _____	22
Figura 3.7: Tanque de Almacenamiento de Crudo. _____	23
Figura 3.8: Tanque de Almacenamiento de Agua de Producción. _____	24
Figura 3.9: Unidad LACT. _____	26
Figura 3.10: Bota de Gas. _____	27
Figura 3.11: Depurador de Gas a Generación. _____	28
Figura 3.12: Unidad de Recuperación de Vapor. _____	29
Figura 4.1: Esquema en Bloques de los Sistemas contemplado en el CPF. ____	45

INTRODUCCIÓN

En este proyecto nos vamos a enfocar en el análisis del método más común aplicado en el Campo Palo Azul (Bloque 18) para el tratamiento en superficie de los fluidos de un yacimiento con el fin de separarlo en sus tres fases: agua, petróleo y gas para obtener crudo con los estándares exigidos en el mercado Ecuatoriano. El proceso de extracción del crudo permite el levantamiento del mismo al cabezal del pozo siendo dirigido por las líneas de flujo hasta la estación de producción donde se realiza el tratamiento principal.

Como en toda actividad industrial, incluyendo el área hidrocarburífera, se debe causar el menor impacto ambiental posible, estas operaciones petroleras deben cumplir las respectivas normas nacionales e internacionales mencionadas en el

presente documento, para que cada proceso sea lo más amigable posible con el medio ambiente.

CAPÍTULO I

1.1 GENERALIDADES DEL PROYECTO

1.1.1 Introducción

El bloque 18 está localizado en el Noreste de la amazonía ecuatoriana, en la provincia de Orellana. Los campos en operación en el Bloque 18 son el campo de Pata y el campo compartido de Palo Azul [5].

El Bloque 18 se encuentra limitado al Norte por el Bloque 11 perteneciente a Corporación Nacional Petrolera China, al sur por los Bloques 7 y 19 pertenecientes a Perenco (Petroamazonas), al Este por los campos petroleros estatales de Petroecuador y al Oeste por el Parque Nacional Sumaco.

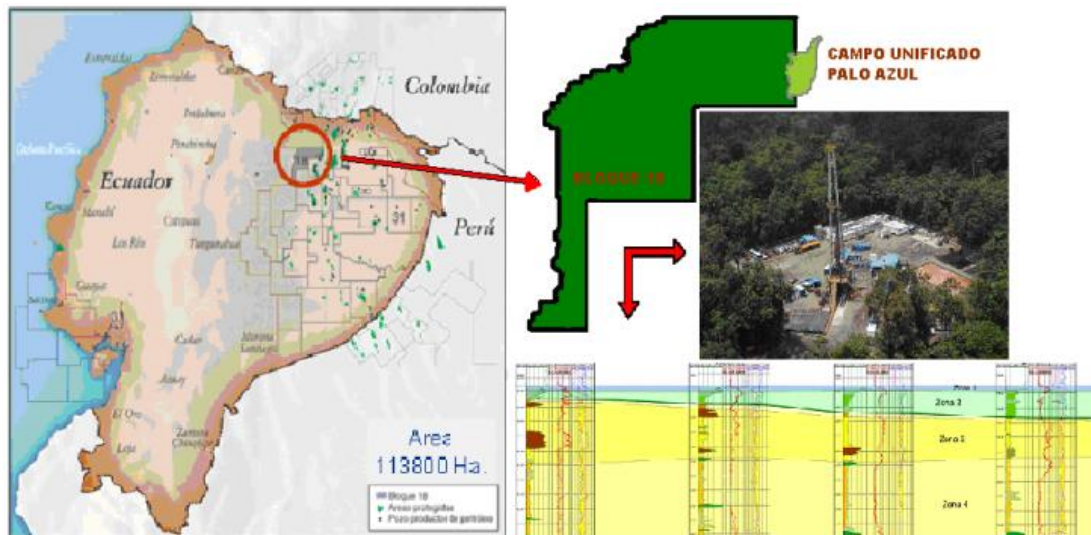


Figura 1.1 Localización del Bloque 18.

Fuente: Plan de Desarrollo de los Campos Palo Azul y Pata, Departamento de Reservorio ETLC.

1.1.2 Justificación del Proyecto

La empresa estatal Petroamazonas ha estado en procesos de modernización hace algunos años con el fin de mejorar y optimizar los procesos de tratamiento de crudo. Dentro de este contexto el requerimiento más importante de una planta de tratamiento primario para crudo es retirar el contenido de agua en el crudo con el fin de obtener un crudo al 1% de agua que es necesario para su comercialización, para ello el bloque 18 (Palo Azul) aplica el tratamiento químico para romper la emulsión crudo-agua, los químicos inyectados son: Demulsificante, Antiparafínico, Dispersante Sólidos, Antiespumante.

Este proyecto también se utilizará para aprovechar el gas pobre producido por el campo Palo Azul en generación eléctrica, reduciendo los costos de producción y emulsiones al medio ambiente.

1.1.3 Metodología de Investigación

A través de información especializada en temas hidrocarburíferos en páginas web enfocadas en el tema petrolero gas y derivados, y con la ayuda de compañeros Ingenieros que trabajan en la industria actualmente hemos logrado recopilar la mayor información disponible para ejecutar el presente trabajo.

1.1.4 Objetivos

1.1.4.1 Objetivo General

Dar a conocer las Instalaciones y los procesos que se llevan a cabo en los **“Actuales Procesos aplicados en un campo del oriente ecuatoriano para la deshidratación del crudo producido”** con el fin de obtener crudo con las especificaciones requeridas por el mercado internacional.

1.1.4.2 Objetivos Específicos

- Describir el proceso de deshidratación conseguido en la planta.
- Especificaciones técnicas para la comercialización de crudo.
- Considerar los parámetros operacionales recomendados por los fabricantes de los equipos.
- Consideraciones ambientales que se deben cumplir.

CAPÍTULO II

2.1 Marco Teórico

2.1.1 BSW

Comprende las soluciones sólidas y las acuosas que pueden estar presentes en el petróleo y las cuales son separadas mediante la gravedad y la fuerza centrífuga [6].

2.1.2 Emulsiones

Una emulsión es una mezcla de dos líquidos inmiscibles, esto es, líquidos que no se mezclan bajo condiciones normales. Uno de ellos se dispersa en el otro en forma de gotas muy pequeñas, tan pequeñas en algunos casos que más de 50 de esas gotas podrían colocarse en la cabeza de un alfiler.

2.1.2.1 Formación de emulsiones

Tres condiciones son necesarias para la formación de una emulsión estable, es decir, una emulsión que no se descompondrá sin alguna forma de tratamiento:

- Los líquidos deben ser inmiscibles.
- Debe haber suficiente agitación para dispersar un líquido como gotas en el otro.
- Debe haber la presencia de un agente emulsificante.

2.1.2.2 Tipos de emulsiones directa e inversa

En las emulsiones en los campos petroleros, el agua generalmente se dispersa en el petróleo y, se le conoce como emulsión de agua en petróleo. Cuando sucede

lo opuesto, se forma una emulsión de petróleo en agua o inversa. Las emulsiones pueden ser difíciles de romper, o fáciles de romper, dependiendo del tipo y cantidad de agente emulsificante presente.

2.1.2.3 Fases de una emulsión

En una emulsión, el líquido que se descompone en gotas es conocido como la fase dispersa o interna. El líquido que circunda las gotas es conocido como fase continua o externa. Una emulsión de petróleo y agua puede tener a cualquiera de los dos como fase dispersa, dependiendo de las características del agente emulsificante, pero en la mayoría de los casos el agua forma gotas en el petróleo.

2.1.3 Bomba

Es una máquina que absorbe energía mecánica y entrega al líquido que la atraviesa energía hidráulica.

2.1.3.1 Bomba Roto Dinámica

Se llaman Roto Dinámicas porque su movimiento es rotativo y la dinámica de la corriente juega un papel esencial en la transmisión de la energía. Son siempre rotativas, su órgano de transmisión de energía es el impulsor.

2.1.3.2 Bomba de desplazamiento positivo

Su funcionamiento se basa en el principio de desplazamiento positivo, tal cual el embolo de una jeringa, en ellas la dinámica de la corriente no juega un papel preponderante en la transmisión de la energía.

2.1.4 Separadores Convencionales

Los separadores trifásicos modernos aprovechan la gravedad y la fuerza centrífuga como su principio básico de operación, Hay dos tipos básicos de separadores convencionales trifásicos, los horizontales y los verticales.

2.1.4.1 Separador Vertical

Es común este tipo de separador en sitio alejados a las planta para evaluación de pozos, separa los fluidos, agua, petróleo, y gas, los miden y los vuelven a unir para enviarlos a la planta de tratamiento.

2.1.4.2 Separador Horizontal

El separador horizontal trifásico es utilizado con más frecuencia para la separación de grandes volúmenes de agua, petróleo y gas. Existen algunas adaptaciones del modelo básico para mejorar el tratamiento del crudo emulsionado. Tenemos como ejemplo el tratador electrostático que incluye en su interior una rejilla eléctrica.

CAPÍTULO III

3.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA PLANTA DE DESHIDRATACIÓN PALO AZUL.

3.1.1 Descripción General de la Planta

Esta es una descripción de la planta de procesamiento de crudo, ubicada en la Provincia de Orellana. Pertenece a Perenco (Petroamazonas) y está diseñada para separar los flujos de los pozos del Campo Palo Azul cuya composición es agua, gas y petróleo crudo. La planta está constituida básicamente por separadores de caída libre que aprovechan la gravedad de los fluidos, así como la pérdida de presión de los mismos. Ya definidos los tres fluidos se los envía hacia los equipos que facilitan su manejo por separado, estos son tanques de agua producida, tanques de crudo y los compresores de gas. Los compresores envían el gas separado hacia la planta de generación eléctrica, aprovechando de esta manera el máximo de gas. El agua producida recibida en los tanques de agua es enviada a los pozos de inyección para recuperación de presión de fondo del yacimiento productor, utilizando el sistema de bombas de inyección de agua. El principal objetivo de la planta es el petróleo crudo que se trata hasta que contenga un máximo de agua y sedimentos mejor conocido como BSW, equivalente al 0.5%. Esto es que cada 100 barriles de petróleo contengan un máximo de medio barril de agua y sedimentos. Conseguido el propósito, con el sistema de bombas de transferencia, se lo envía a Lago Agrio para su venta. Para optimizar la separación agua crudo se inyectan químicos rompedores de emulsión, inhibidores de espuma, sea al inicio del proceso o en el intermedio del proceso. Existen otros equipos en la planta que sirven como apoyo al desempeño de la misma, tales

como la bomba de desnatado, la de reciclado y algunas más que detallaremos en los próximos temas [1].

3.1.2 Descripción de la CPF (central de procesamiento de fluidos)

El CPF se diseñó para una vida útil de 20 años, considerando picos de producción, estos son 40.000 BOPD en el 2006 y 93.000 BWPD en el 2021, consta de 4 sistemas principales que son:

- Sistema de proceso
- Sistema de Servicios Generales
- Sistema de Servicios Industriales
- Sistemas de Seguridad del Proceso

Los Sistemas de Proceso en el Campo Palo Azul son:

- Deshidratación de Crudo: Separación Primaria (Separadores de Agua Libre) y Separación Secundaria (Deshidratadores Electroestáticos).

- Tratamiento de Aguas de Producción.
- Tanques de Almacenamiento de Crudo, Tanques de Almacenamiento de Agua.
- Bombeo, Medición y Fiscalización de Crudo.
- Inyección de Agua de Producción.
- Recuperación de Gas de Baja Presión.
- Limpieza de Ductos (Trampas).
- Crudo Recuperado.
- Fluidos Recuperados (Slop).
- Bombas de Reprocesamiento.
- Drenajes: Abiertos, Cerrados, Combustibles, Aguas Lluvias y Crudo Fiscalizado.

Los Sistemas de Servicios Industriales en el CPF son:

- Generación y Distribución Eléctrica (Planta de Generación Eléctrica).
- Sistema Scada Eléctrico.
- Aire Comprimido para Instrumentos y Servicios.
- Depuración de Gas para Generación.
- Depuración y Distribución de Gas para Cobertura (Blanketing).
- Inyección de Químicos.
- Agua para Sand Jet.

Los Sistemas de Servicios Generales en el CPF son:

- Almacenaje y Transferencia de Diesel.
- Almacenaje y Transferencia de Gasolina.

- Tratamiento de Aguas Negras y Grises.
- Tratamiento de Agua Cruda: Producción y Distribución de Agua Potable, Agua de Servicios, Agua para Sello de Bombas y Disposición de Lodos.
- Sistema de Propano Auxiliar.

Los Sistemas de Seguridad del Proceso en el CPF son:

- Alivios de Baja Presión.
- Recolección y Disposición de Alivios de alta presión.
- Agua contra incendio.
- Espuma contra incendio.
- Sistemas de detección de Fuego y Gas.

Además cuenta con BPCS (Basic Process Control System), Sistema Integrado de Seguridad (SIS), Centro de Control de Motores (CCM), Sala de Control y todas

las edificaciones requeridas para complementar y soportar una adecuada operación.

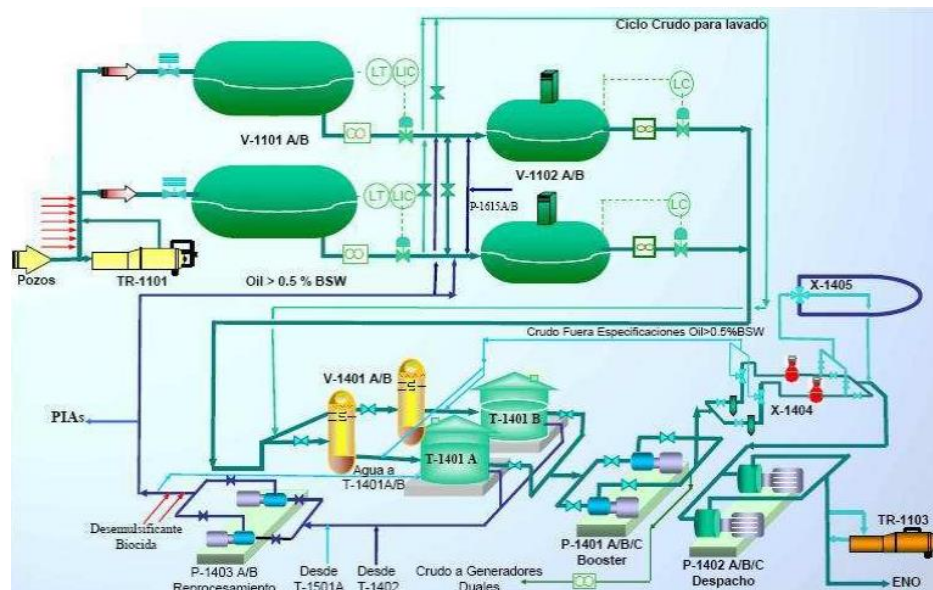


Figura 3.1 Descripción del Proceso CPF Palo Azul.

Fuente: Manual de Operaciones de la CPF del Campo Palo Azul Departamento de Facilidades de Producción-ETLC

Las entradas y Salidas de fluidos se detallan acontinuación:

Entradas: Wellpad A, B, C, D.

Salidas: Agua reinyección, Crudo exportación.

Las condiciones actuales estimadas para el diseño de la planta son:

- Producción máxima de crudo de 60.000 BODPD
- Máxima producción de agua de 150.000 BWPD
- Máxima flujo de gas de 13,6 MMSCFD, resultante de una GOR de 300 scf/bbl, calculado para el crudo a 60 psig y 100 F.

3.1.3 Separadores de Agua Libre (FWKO V1101 A/B)

Separa la mayor cantidad de agua de formación y gas. El valor del BSW20 del crudo saliente esta alrededor de un 20%. Estos separadores son trifásicos y nos permiten separar GAS – CRUDO y AGUA, en estos equipos se separa aproximadamente el 80% del agua que llega desde los diferentes Wellpad.

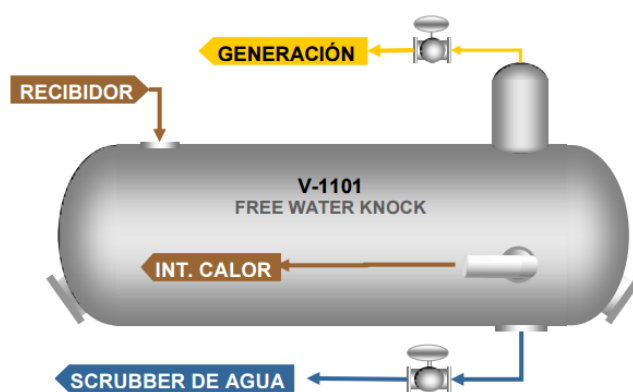


Figura 3.2: Separador de Agua Libre.
Fuente: Manual de Repsol-YPF. Ecuador.

El fluido ingresa al separador y choca con una placa deflectora. Todo el líquido y gas tratan de separarse en esta sección. Si el agua y el crudo no están emulsionados, el agua caerá al fondo del recipiente y el crudo se depositará sobre el agua, el gas fluirá hacia la salida de gas en la parte superior.

El gas suele arrastrar gotas de agua y crudo hacia su salida, para evitar que el crudo y el vapor condensado salgan junto al gas se instalan dentro de estos separadores placas coalescentes y mallas de alambre, sin embargo a veces no se logra una total separación de las gotas de líquido por lo que es recomendable realizar la inyección de químico antiespumante.

El agua es evacuada por la parte inferior del recipiente y el crudo es recogido en un canal que tiene su salida por la parte intermedia del separador.

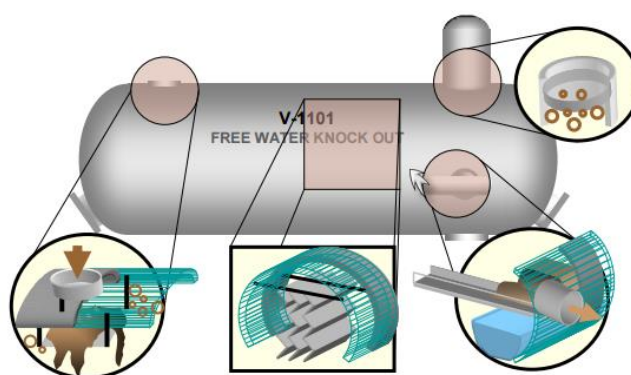


Figura 3.3: Esquema del Funcionamiento de un Separador de Agua Libre (V1101).
Fuente: Manual de Repsol YPF- Ecuador.

El control del nivel de agua y crudo se lo realiza con un controlador de nivel de interfase y un controlador de nivel de crudo, así como la presión con un controlador de presión de gas a tea, y un controlador de presión a generación.

El gas liberado en este equipo es utilizado como combustible para los generadores de energía eléctrica (Generadores Waukesha), y el gas remanente es quemado en la tea.

El agua separada del crudo es conducida hacia el Scrubber de agua y luego almacenada en los tanques dispuestos para este propósito.

Especificaciones	NPF	
	V-1101A	V-1101B
Dimensiones del Recipiente [$\Phi \times L$]	12'x60'	12'x60'
Tamaño Domo Gas [$\Phi \times L$]	24"x5'	24"x5'
Espesor Cuerpo [in]	0,625	0,625
Corrosión Admisible [in]	0,125	0,125
Presión de Diseño [psig]	100	100
Temperatura de Diseño [°F]	225	225
Presión de Operación Rcm.[psig]	45	45
Temp de Operación Rcm.[°F]	165	165
Presión Prueba Hidrostática [psig]	150	150
Material	SA 516-70	SA 516-70
Aislamiento Externo	No	No
Pintura Externa [mills]	-	-
Pintura Interna [mills]	12	12
Tipo de Cabeza	SE 2:1	SE 2:1
Espesor Cabeza [in]	0,56	0,56
Tipo	H**	H
Peso [lb]	104400	104400
Capacidad [ft3]	7293	7293
Año de Ingreso al Proceso	1993	1993
Fabricante	-	-
Código de Construcción		

Tabla 1: Especificaciones de un Separador de Agua Libre.
Fuente: Archivo Técnico YPF-Ecuador



Figura 3.4: Separador instalado en CPF.
Fuente: Registro Fotográfico Campo Palo Azúl Bloque 18.

3.1.4 Deshidratadores Electrostáticos (V1102 A/B)

Existen dos deshidratadores electrostáticos cuya ventaja es el uso de la energía eléctrica, corriente continua, para disminuir el contenido de agua en el petróleo. La corriente eléctrica polariza las micro gotas de agua de manera que se atraen entre si incrementando su tamaño y con ello su peso, esto permite que la ley de la gravedad trabaje haciéndolas caer y liberando al petróleo del agua.



Figura 3.5: Separador Hidrostático (V1102A).

Fuente: Campo Palo Azúl Bloque 18.

Las características de placa de estos separadores eléctricos son:

Máxima presión de diseño: 75 psi

Máxima temperatura de diseño: 200°F

Máximo volumen de petróleo: 25000 bpd

Máxima volumen de agua: 6000 bpd

Máximo volumen de gas: 1.0 mmscfd

Como podemos ver, la máxima capacidad para tratar el crudo en la planta está dada por los deshidratadores, 25.000 bppd. Por supuesto que se podrían tratar volúmenes mayores pero ello desmejoraría el resultado de la deshidratación, ya que disminuye el tiempo de residencia en los deshidratadores que es de 4 min.

3.1.5 Equipos de Inyección de Químicos

Consta de un tanque reservorio con capacidad para 300 galones y una bomba de pistón impulsada con motor eléctrico. La capacidad de la bomba puede variar entre 20 gpd a 40 gpd, dependiendo el diámetro del pistón empleado.

Existen cuatro equipos para inyección de químicos al ingreso, estos son para inyectar antiespumante, anticorrosivo, atrapa H_2S y bactericida.

La estación cuenta con dos equipos de inyección de química, una que se encuentra conectada aguas arriba del separador de producción, y otra aguas abajo del mismo, los equipos cuentan con un sistema de inyección por pulsos operados con gas.



Figura 3.6: Bombas de Inyección de Químicos.

Fuente: www.monografias.com/facilidades-superficie-industria-petrolera

3.1.6 Sistema de Almacenamiento de Crudo Deshidratado y Agua de Producción:

Una vez que el crudo deshidratado cumple con la especificación de 0.5% de BSW, este es enviado hacia las Botas Desgasificadoras, donde el gas excedente es separado y enviado al cabezal de recolección de baja presión.



Figura 3.7: Tanque de Almacenamiento de Crudo.
Fuente: Registro fotográfico del Campo Palo Azul Bloque 18.

El agua de producción es enviada al tanque de almacenamiento de agua de producción, donde previamente se mezcla con el agua ya tratada proveniente del sistema de aguas grises y negras.



Figura 3.8: Tanque de Almacenamiento de Agua de Producción.
Fuente: Registro Fotográfico Campo Palo Azul Bloque 18.

3.1.7 Unidad LACT.

LACT (Lease Automatic Custody Transfer) es un conjunto de componentes y tuberías montados sobre un patín, diseñada para medir de manera precisa tanto la calidad como la cantidad de un hidrocarburo líquido el cual es comercialmente explotable. Esta medición será de gran utilidad para transferir de manera automática y precisa la custodia del petróleo. La Unidad LACT tendrá la

capacidad, con su proceso automatizado, de controlar y prevenir la transferencia de volúmenes de petróleo comercialmente inaceptable [2].

3.1.7.1 Elementos de la Unidad LACT.

El sistema de medición de crudo automatizado LACT está conformado por los siguientes elementos principales:

- Bombas de transferencia.
- Filtro desgasificador.
- Unidad de medición LACT.
- Indicador de temperatura.
- Indicador de presión.
- Transmisor de Temperatura.
- Transmisor de presión.

- Filtro.
- Monitor.
- Computador de flujo de petróleo neto.



Figura 3.9: Unidad LACT.
Fuente: Registro Fotográfico Campo Palo Azul Bloque 18.

3.1.8 Bota de Gas (V1401 A/B).

El diseño de una bota de gas es más simple que la de un separador, al igual que sus componentes internos. Generalmente posee una serie de placas o baffles, cuya disposición permite un mayor o menor aporte de área superficial para evitar que pequeñas gotas de líquido escapen en la corriente de gas. El tamaño de este equipo es un factor importante para una efectiva recuperación de líquido.

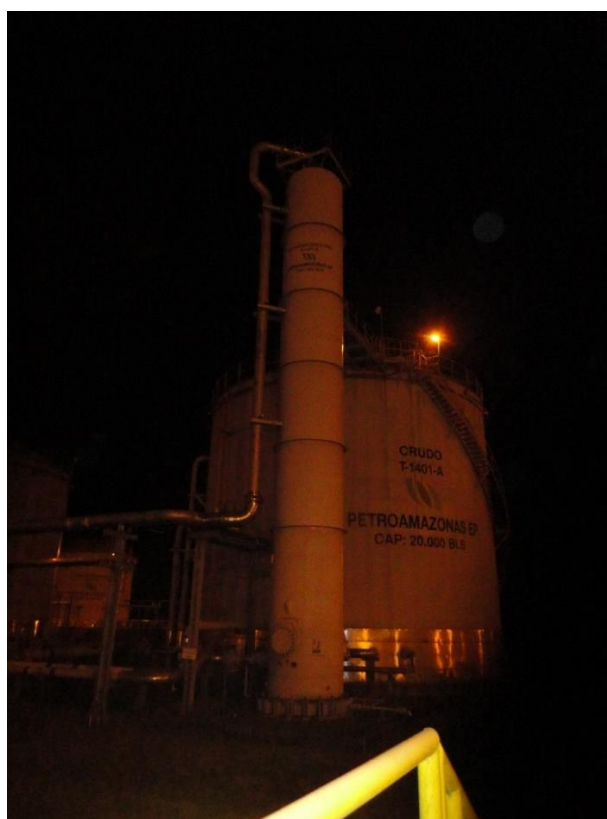


Figura 3.10: Bota de Gas.
Fuente: Campo Palo Azul Bloque 18.

3.1.9 Depurador de Gas.

Un depurador de gas puede ser similar a un separador de petróleo y gas. Normalmente este maneja fluidos que contienen menos líquido que el producido de pozos de petróleo y gas. Los depuradores de gas son usados normalmente en recolección de gas, ventas, y líneas de distribución donde no se requiere manejar tapones o baches de líquidos, como es a menudo el caso con separadores de petróleo y gas. El depurador de gas tipo seco utiliza extractores de neblina y otros internos similares a los de separadores de petróleo y gas. El depurador de gas tipo húmedo pasa la corriente de gas a través de un baño de petróleo u otro líquido que limpie polvo y otras impurezas del gas. El gas es pasado a través de un extractor de neblina donde todo el líquido removible es separado de este.

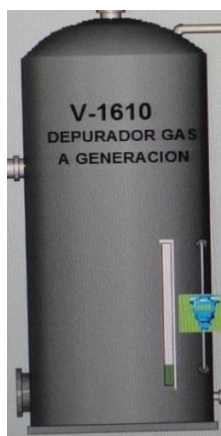


Figura 3.11: Depurador de Gas a Generación.
Fuente: Campo Palo Azul Bloque 18.

3.1.10 Unidad URV.

Las URVs son sistemas relativamente simples que pueden capturar alrededor del 95 % de los vapores ricos en Btu ya sea para su venta o para ser usados como combustible en el sitio. Una manera de evitar las emisiones de estos vapores livianos y de lograr ahorros significativos es instalar unidades de recuperación de vapor (URVs) en los tanques de almacenamiento.



Figura 3.12: Unidad de Recuperación de Vapor.
Fuente: Registro Fotográfico Campo Palo Azul Bloque 18.

Las URVs pueden recuperar más del 95 % de las emisiones de hidrocarburos que se acumulan en los tanques. Debido a que los vapores recuperados contienen líquidos de gas natural (incluso luego de que los condensados hayan sido capturados por el separador (scrubber de succión), tienen un contenido de Btu más alto que el gas natural de la línea de ventas (entre 950 y 1100 Btu por pie cúbico estándar (scf)).

3.1.10.1 Beneficios Económicos y Ambientales de la URV.

Beneficios económicos y ambientales Las URVs pueden proporcionar beneficios económicos y ambientales significativos a los productores de petróleo y gas. Los gases originados en el crudo o condensados y capturados por las URVs pueden venderse con un buen margen o utilizarse en las operaciones de las instalaciones. Estos vapores recuperados pueden ser enviados a tuberías colectoras de gas natural para su venta premium como gas natural de alto Btu. Usados como combustible para las operaciones en el lugar, también reducen las emisiones de un potente gas de efecto invernadero. [3]

3.1.11 Bombas

3.1.11.1 Bombas Booster de Crudo P-1401 A/B/C

En las Bombas Booster de crudo de la planta se ejecuta la siguiente acción de control local:

- Control de Auto recirculación de flujo.

Durante operación normal, las bombas son monitoreadas en diferentes estados y presiones como: presión de succión PIT-1401A/B/C -1, presión de descarga PIT-1401A/B/C -2, y presión diferencial en filtros PDIT-1401A/B/C. Ejecutando diversas acciones en el sistema BPCS o SIS, entre ellas activando alarmas y parada por Baja presión succión, Alta presión de descarga y Alta presión diferencial en los filtros.

- Control de Auto Recirculación de Flujo

Como medida de protección de las Bombas por Bajo flujo, se ha provisto de una válvula de auto-recirculación para cada Bomba, ARC-P1401A/B/C-1 de tipo YARWAY.

Esta válvula tiene como principio cerrar el paso del flujo de descarga de la bomba y desviarlo a la línea de recirculación, cuando éste llegue a ser el mínimo.

De tal forma, que la bomba sigue operando con descarga bloqueada manejando su flujo mínimo hacia el tanque de almacenamiento.

- Sistemas de Seguridad

Las bombas tienen las siguientes protecciones a través del BPCS, que ejecutan parada de cada una de las bombas o de todo el tren de bombeo:

- Bajo nivel de líquidos (LALL-T1401A/B-2) en el tanque de almacenamiento de crudo alineado a bombeo, generará parada de todas las bombas booster.
- Bajo nivel de líquidos (LALL-T1402-1) en el tanque de contingencia, si este se encuentra alineado a las bombas booster, generará parada de todas las bombas booster.

3.1.11.2 Bombas de Despacho de Crudo P-1402 A/B/C

En las bombas de despacho de crudo de la planta se ejecuta la siguiente acción de control local:

- Control de Auto recirculación de flujo. ARC-P1402 A/B/C-1

Durante operación normal, las Bombas son monitoreadas en sus estados y presiones, como: presión de succión PIT-1402 A/B/C-1, y presión de descarga PIT-1402 A/B/C-2, ejecutando diversas acciones en el sistema BPCS o SIS, entre ellas activando alarmas y parada por Baja Baja presión succión y Alta presión de descarga.

Adicionalmente, a futuro se contará con una válvula de control de flujo en el cabezal de descarga de las bombas de despacho antes de entregar al oleoducto.

- Control de Auto-Recirculación de Flujo

Como medida de protección de las Bombas por bajo flujo, se ha provisto de una válvula de auto-recirculación ARC-P1402A/B/C-1 de tipo YARWAY, de la línea de descarga al cabezal 10"-CR-11018-AA1-PP a la succión de las bombas. Esta válvula tiene como principio cerrar el paso del flujo de descarga de la bomba y desviarlo a la línea de recirculación, cuando éste llegue a ser el mínimo. Debido a la presión diferencial durante la recirculación, se ha suministrado un dispositivo de Back- Pressure (BPR) Control de Presión Aguas Arriba, el cual ha sido

recomendado por el fabricante de la válvula de auto recirculación para garantizar su adecuada funcionalidad.

- Sistemas de Seguridad

Las bombas cuentan con las siguientes protecciones a través del BPCS, que ejecutan parada de cada una de las bombas o de todo el tren de bombeo:

- Bajo nivel de líquidos (LALL-T1401A/B-2) en los tanques de almacenamiento de crudo alineado a bombeo, generará parada de todas las bombas de despacho.
- Bajo nivel de líquidos (LALL-T1402-1) en el tanque de contingencia, si este se encuentra alineado a las bombas booster, generará parada de TODAS las bombas de despacho.
- Alta presión en la descarga (PAH-P1402A/B/C-2) de cada bomba, generará parada de la bomba respectiva.

3.1.12 Inyección de Agua de Producción, P-1501 A/B

En las bombas de agua de inyección de la planta se ejecuta la siguiente acción de control local:

- Control de Auto recirculación de flujo. ARC-P1501A/B-1

Durante operación normal, las bombas son monitoreadas en sus estados y presiones, como: presión de succión PIT-1501 A/B-1, presión de descarga PIT-1501 A/B-2 y diferencial en filtros permanentes tipo "Y" PDIT-P1501 A/B-1, ejecutando diversas acciones en el sistema BPCS o SIS, entre ellas activando alarmas y parada por Baja presión de succión, Alta Alta presión de descarga y alarma por Alta presión de descarga.

Adicionalmente, a futuro se contará con una válvula de control de flujo en el cabezal de descarga de las bombas de agua de inyección antes de entregar a la línea de inyección.

- Control de Auto-Recirculación de Flujo

Como medida de protección de la bomba por bajo flujo, se ha provisto de una válvula de auto-recirculación ARC-P1501A/B-1 de tipo YARWAY, de la línea de

descarga al cabezal 6"-TW-11063-AA3-PP a tanques de almacenamiento de aguas de producción.

Esta válvula tiene como principio cerrar el paso del flujo de descarga de la bomba y desviarlo a la línea de recirculación, cuando éste llegue a ser el mínimo.

Debido a la alta presión diferencial durante la recirculación (superior a 2,500 psig), la válvula cuenta internamente con un arreglo especial para disipar toda la presión requerida, y adicionalmente se ha suministrado un orificio de restricción (ROP1501A/B-1), que tiene como objetivo garantizar una contrapresión en la descarga de la válvula y fue recomendado por el fabricante de la válvula de auto-recirculación para garantizar su adecuada funcionalidad. Este elemento de restricción se encuentra calculado para disipar la presión adicional al flujo mínimo manejado por la ARC.

- Sistemas de Seguridad

Las bombas cuentan con las siguientes protecciones a través del BPCS, que ejecutan parada de cada una de las bombas o de todo el tren de bombeo:

- Bajo nivel de líquidos (LALL-T1501A-1) en el tanque de almacenamiento de crudo alineado a bombeo, generará parada de todas las bombas de agua de inyección.

- Bajo Bajo nivel de líquidos (LALL-T1402-1) en el tanque de contingencia, si este se encuentra manejando agua de producción, generará parada de todas las bombas de agua de inyección.

- Alta presión a la descarga de cada bomba (PAHH-P1501A/B-2) generará parada de la respectiva bomba.

3.1.13 Inyección de Químicos

En este sistema NO existe monitoreo de variables de procesos en el sistema BPCS así como tampoco a través del SIS. Existe monitoreo local de la presión de descarga de cada uno de los cabezales de las bombas de inyección de químicos PI-P1600-0X56 así como el nivel de líquidos en los tanques de almacenamiento de químico LG-T1600-0.

- Sistemas de Seguridad

Los siguientes dispositivos y accionamientos son ejecutados en este sistema de servicios industriales:

- Parada de las Bombas de Inyección de Químicos: realizada por el nivel 1 de parada de planta.
- Protección por Sobre presión: se realiza en la descarga de cada cabezal de cada una de las bombas mediante válvula de alivio de presión PSV-P1600-0X57 tiene con punto de ajuste 50 psig por encima de la presión de diseño de proceso del sistema a donde se encuentra inyectando la respectiva bomba.

3.1.14 Agua para Sand-Jet, P-1603 A/B y V-160358.

En este servicio industrial se realiza el siguiente control a través del BPCS:

- Control de Nivel de líquidos. LIC-V1603-1.
- Control de Presión. PV-V1603-1A/B.

Durante operación normal este sistema se encuentra fuera de servicio, las bombas de agua para sand-jet cuentan con el monitoreo de presión de succión y descarga, que ejecutan acciones a nivel de sistema BPCS o SIS y cuentan con alarmas (Alto y/o Bajo). También se realiza monitoreo local de nivel en el acumulador.

- Control de Nivel de Líquidos

En el acumulador de agua para sand-jet V-1603 se encuentra instalado un transmisor de nivel total LIT-V1603-1, el cual comanda con su controlador LIC-V1603-1, el nivel de líquidos en la vasija arrancando las bombas de agua de sand-jet P-1603A/B, para mantener el nivel en el tanque en un rango operacional. Las bombas arrancan y paran mediante una lógica maestro/esclavo [6].

Mediante el selector manual HS-P1603 se define la bomba maestra, de tal forma que ésta se pueda rotar operacionalmente y su funcionamiento es el siguiente:

- La bomba maestra (líder) arranca cuando el nivel de agua en el recipiente se encuentra en bajo nivel (LAL-V1603-1) y se apaga cuando el nivel está en Alto-Alto (LAHH-V1603-1)

- La bomba esclava arranca cuando el nivel de agua en el recipiente se encuentra en Bajo Bajo (LALL-V1603-1) y se apaga cuando el nivel está en alto (LAH-V1603-1) [4].

- Control de Presión.

La presión en el recipiente es regulada por una lógica de rango dividido sobre los elementos finales de control PV-V1603-1A/B, mediante el envío de señal por el PITV1603-1. De tal forma que la válvula PV-V1603-1A, mantiene la presión en un punto de ajuste de 90 psig, mediante el ingreso de aire de servicio proveniente del cabezal de distribución, y la válvula PV-V1603-1B, abre para aliviar sobrepresiones de modo que la presión en el recipiente no supere 100 psig. Ésta última válvula descarga a la atmósfera con un cuello de ganso. Ambas válvulas son FC (Fail Closed – Falla Cerrada) y están provistas con by-pass manual con válvula de globo de 1" y ½" f respectivamente.

- Sistema de Seguridad.

En el servicio de agua para Sand-jet NO se contempla instrumentación asociada al SIS. Se cuenta con la siguiente protección vía BPCS:

Bajo nivel en el tanque acumulador de agua para Sand-jet (LALL-V1603-1), produce el cierre de la PV-V1603-1A, generando corte del suministro de aire de servicio al acumulador V-1603 [4].

CAPITULO IV

4.1 DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS

4.1.1 Deshidratación de Crudo

La producción proveniente de Palo Azul entra a la Planta a través de un cabezal que lo distribuye hacia la primera fase de deshidratación y remoción de gas

asociado. Esta primera etapa de deshidratación está constituida por un sistema de dos separadores de agua libre tipo balde y vertedero (V-1101A/B/C3). La producción llega a la planta a una temperatura mínima de 140 ° F y una presión de 75 psia.

El crudo separado en esta primera etapa (separación primaria), fluye desde los separadores de agua libre bajo presión del sistema y mediante control de nivel, con un contenido máximo de agua del 20% en volumen, hacia una segunda etapa de deshidratación (separación secundaria) hasta obtener una especificación de agua en crudo correspondiente al 0.5% de BSW.

El sistema de separación secundaria consta de dos tratadores electrostáticos V-1102A/B, conectados en paralelo. El principio de operación de estos equipos está basado en la coalescencia inducida en las pequeñas gotas de agua, por los fuertes campos eléctricos formados entre los electrodos. La carga eléctrica inducida hace que las pequeñas gotas de agua coalescan, formando gotas de mayor tamaño promoviendo la separación por gravedad.

Además, del crudo proveniente de los separadores de Agua Libre, en estos equipos también se trata el crudo fuera de especificaciones manejado por las

Bombas de Reprocesamiento (P-1403A/B), así como el crudo recuperado en el Tanque de Fluidos Recuperados o Slops (T-1607).

El Agua separada en las dos etapas de deshidratación es enviada a las Plantas de Tratamiento de Agua de producción (X-1301A/B/C). El gas separado en la etapa primaria es enviado como combustible al Sistema de Generación y a los consumidores de Gas de Cobertura (Blanketing) y el excedente es enviado al sistema de Alivio de Alta Presión.

El gas separado en la etapa secundaria es enviado al cabezal de recolección de gas de Baja Presión para su recuperación mediante la UNIDAD DE RECOBRO DE VAPORES URV (X-1201). El crudo deshidratado es enviado a los Tanques de Almacenamiento de Crudo (T-1401A/B) a través de la válvula de control de nivel LVV1102A/B-2, previa desgasificación en las Botas de Gas (V-1401A/B) asociadas a cada tanque.

4.1.2 Tratamiento de Agua de Producción

El agua de producción obtenida de la deshidratación primaria y secundaria de crudo, respectivamente se hace fluir bajo presión del sistema y mediante control de nivel hacia un cabezal de recolección y distribución; el cual también recibe el agua recuperada en el Acumulador de Drenaje Abierto/Cerrado, agua decantada durante la operación de lavado de tanques y el agua recuperada en el Tanque de Slops.

De este cabezal, mediante un control de flujo⁴, equilibra el reparto de agua de producción hacia el sistema de tratamiento, el cual estará conformado en el futuro por tres unidades de tratamiento (X-1301A/B/C) cada una con una capacidad de tratamiento de 75,000 BWPD⁵. Como parte inicial del proyecto, cuenta con una sola unidad (X-1301A) y se dejan las facilidades de conexión para las unidades futuras (X-1301B/C) y sus respectivos sistemas de control de flujo asociados.

La Unidad de tratamiento está constituida a su vez por dos etapas. Una primera etapa conformada por un recipiente de desnatado (V-1301A) en el cual se separa la parte gruesa del crudo haciendo fluir agua desde el fondo del recipiente a través de una sección de coalescencia permitiendo que el crudo quede en la parte superior, mientras el agua fluye hacia abajo a través de una sección anular del equipo para luego fluir, mediante control de nivel, hacia un recipiente de flotación inducida por gas (IGF).

La celda de flotación (V-1302A) opera recirculando parte del agua clarificada mediante bombeo (P-1301A/B) a través de un dispositivo Venturi tipo Eductor el cual succiona gas del sistema de cobertura o manto (blanketing) al que se encuentra sometido el equipo para producir a través de un mecanismo de dispersión la formación de pequeñas burbujas que ascenderán haciendo flotar las pequeñas gotas de crudo disperso en el agua.

En ambos recipientes el crudo es recuperado por la parte superior, fluyendo por rebose hacia un compartimiento lateral, del cual es desalojado por baches mediante válvula de control de nivel (LV-V1302A-1), hacia el Sistema de Crudo Recuperado (tanque de crudo recuperado V-1303).

La planta PIA está diseñada para procesar agua con un contenido máximo a la entrada de 2,000 ppm, entregando agua tratada con un contenido máximo de 50 ppm de crudo.

El agua tratada es enviada mediante las bombas de transferencia hacia los tanques de almacenamiento de Agua de Producción (T-1501A/B) para posteriormente ser reinyectada a la formación.

4.1.3 Almacenamiento de Crudo Deshidratado y Agua de Producción

La corriente de crudo con menos de 0.5 % de BSW proveniente del Sistema de Deshidratación, fluye bajo presión del mismo mediante la válvula de control de nivel (LV-V1102A/B-2) hacia las Botas Desgasificadoras V-1401A/B, donde el gas remanente es separado y enviado al cabezal de recolección de gas de baja presión. El crudo desgasificado, es enviado por vasos comunicantes a los respectivos tanques de almacenamiento de crudo T-1401A/B de 20,000 bbls

(nominales) cada uno, los cuales operan bajo una presión de 2" a 3" WC, sostenida por una corriente de gas de cobertura. Los Tanques de almacenamiento de crudo cuentan con conexión de gas recuperado hacia el cabezal de recolección de gas de baja presión.

El agua proveniente de la Planta de Tratamiento de Agua de Producción es transferida mediante bombas hacia el tanque de almacenamiento de agua de producción T-1501A de 20,000 bbls. Previo a la entrada del Tanque, la corriente de agua proveniente de las PIA's se mezcla con la corriente ya tratada proveniente de la planta de tratamiento de aguas negras y grises X-1614. Adicionalmente, se dispone de un Tanque T-1402 de 20,000 bbls, el cual será utilizado como tanque de contingencia para almacenamiento de crudo durante los primeros años del CPF y luego será utilizado para almacenamiento de agua de producción en los años finales de la vida del proyecto.

El Sistema de Almacenamiento de crudo contempla una capacidad nominal de almacenamiento, equivalente a un (1) día de producción (teniendo como referencia la capacidad de diseño). Por lo cual se disponen de dos tanques de 20,000 bbls c/u T-1401A/B [6].

El Sistema de Almacenamiento de agua contempla un volumen de 40,000 bbls de almacenamiento. Se disponen inicialmente de un tanque T-1501A de 20,000 bbls, y el tanque T-1402 de 20,000 bbls, el cual al inicio del ciclo de vida del proyecto opera en servicio de contingencia para crudo y al final del ciclo de vida del proyecto operará para servicio de agua de producción. La inclusión de un nuevo tanque T-1501B se evaluará a futuro dependiendo del perfil real de producción de agua.

4.1.4 Bombeo y Fiscalización de Crudo.

El crudo almacenado en los tanques es succionado por las bombas booster P-1401 A/B/C, y dirigido hacia la unidad LACT (Lease Automatic Custody Transfer) de medición y fiscalización a una presión de 50 psig, para posteriormente ser succionado por las bombas de despacho P-1402 A/B/C y enviado a 750 psig al oleoducto de 12" que empalma con el oleoducto principal para entrega en ENO. El crudo fuera de especificaciones (% BSW) es enviado a los tanques de crudo T-1401A/B y de allí a reprocesamiento en los tratadores electrostáticos mediante las bombas P-1403A/B.

La Unidad LACT X-1404, cuenta con dos brazos independientes de medición, cada uno con capacidad máxima de 60,000 BPD, un tubo Probador X-1405 para

la calibración de los medidores de flujo (FE X-1404A/B) y su instrumentación asociada.

Desde el cabezal de descarga de las bombas booster se toma crudo sin fiscalizar para ser enviado a la Planta de Generación Eléctrica, previamente medido a través del FE/FIT-P1401.

4.1.5 Inyección de Agua de Producción

El agua almacenada en los tanques T-1501A/B y T-1402, es succionada por las bombas de inyección P-1501A/B y enviada a los pozos de inyección de agua a una presión de 2,500 psig. De esta forma, todos los efluentes de aguas: aguas de producción, aguas negras y grises tratadas y agua lluvia contaminada son inyectadas a pozos y no son vertidas en acuíferos.

La capacidad de cada bomba de inyección es de 35,000 BWPD, con una bomba en operación y la otra de respaldo. A futuro se instalarán las bombas P-1501C/D/E dependiendo del perfil real de producción de agua.

Del cabezal de succión de las bombas de inyección de agua, se alimenta el sistema de Sand jet y agua para colchón de los tanques de almacenamiento de crudo vía bombas de reprocesamiento.

4.1.6 Recuperación de Gas de Baja Presión.

En los Botas Desgasificadoras V-1401A/B, en los Tanques de almacenamiento de crudo T-1401A/B y de Contingencia T-1402, se generan vapores debido a la variación de presión entre el Sistema de Deshidratación y el Sistema de Almacenamiento de crudo. Estas corrientes de gas y el gas separado en los tratadores electrostáticos es recibido en un cabezal, que se encuentra conectado al sistema de alivio de Baja Presión, para ser recuperado mediante la Unidad Recuperadora de Vapores (URV) X-1201, cuenta con un depurador donde se separan los líquidos arrastrados que se desalojan mediante bombeo y son enviados a reprocesamiento.

El gas separado se comprime y luego es enfriado. Los condensados producidos son separados en un depurador y enviados a reprocesamiento mediante control de nivel, el gas recuperado y enfriado es enviado a generación como combustible previa medición.

Adicionalmente, este gas recuperado será usado como fuente de gas combustible, para los pilotos de las teas y como purga de la tea de baja presión. El exceso de gas recuperado será enviado por control de presión al sistema de alivio de Alta Presión. En caso que la URV se encuentre fuera de funcionamiento, el gas será enviado al sistema de Alivio de Baja Presión. El equipo tiene una capacidad de 875 SCFM @ 50 psig, aproximadamente 1.26 MMSCFD6.

4.1.7 Limpieza de Ductos (Trampas).

Básicamente se hará limpieza a la tubería de recibo de producción (gas/crudo/agua), en la tubería de despacho de crudo (Oleoducto a ENO) y en la tubería de suministro de agua de inyección.

4.1.7.1 Tuberías de Recibo de Producción

El sistema de limpieza de la tubería de recibo de producción está compuesto por una trampa de envío de chanchos ubicada en Palo Azul A y una trampa de recibo de chanchos TR-1101 ubicada en el CPF.

En la trampa de recibo de producción, la válvula de by-pass 16" BA-06 se encuentra ubicada a 100 m de la trampa y es de operación manual. Alineando la

trampa TR-1101 el flujo se desvía hacia un sistema de manejo de fluidos recuperados en el cual la bota desgasificadora V-1607 lo recibe, separa el gas y lo envía al sistema de alivio de alta presión; el crudo es enviado al tanque acumulador de slops T-1607. De este tanque, succionan las bombas P-1615A/B y envían el crudo a reprocesamiento.

4.1.7.2 Tuberías de Despacho de Crudo.

El sistema de limpieza de la tubería de despacho de crudo (Oleoducto a ENO) está compuesto por una trampa de envío de chanchos TL-101 ubicada en el CPF y una trampa de recibo de chanco ubicada cerca de la interconexión de la tubería con el Oleoducto a ENO.

4.1.7.3 Tuberías de Suministro de Agua de Inyección.

El sistema de limpieza de la tubería de suministro de agua de inyección está compuesto por una trampa de envío de chanchos TL-1103 ubicada en el CPF y una trampa de recibo de chanco TR-1104 ubicada en Palo Azul A cerca de los pozos de inyección.

4.1.8 Crudo Recuperado.

El cabezal 6" CR-11038-AA2-PP recibe el crudo recuperado en las Plantas de Tratamiento de Agua de Producción y alimenta el Tanque de Crudo Recuperado V-1303. De este tanque se alimenta la succión de las bombas de crudo recuperado P-1304A/B, que operan en modo maestro/esclavo y envían el crudo recuperado al Tanque de Slops T-1607.

4.1.9 Fluidos Recuperados.

Los líquidos provenientes de la operación de limpieza de ductos y provenientes de la Bota Desgasificadora V-1607, son enviados al Tanque de Slops T-1607.

Adicionalmente, en dicho tanque son dispuestos el crudo recuperado de las PIA's, así como los líquidos y combustibles recuperados en los sistemas de drenaje de la planta.

Este tanque es desalojado mediante las bombas de Slops P-1615A/B que operan en modo maestro/esclavo y envían los fluidos recuperados para reprocesamiento a los tratadores electrostáticos.

4.1.10 Bombas de Reprocesamiento.

Estas bombas P-1403A/B cuentan con diversos usos en el CPF, los cuales son:

- Envío de crudo fuera de especificaciones a los Tratadores Electrostáticos.
- Envío de agua decantada en la operación de lavado a las PIA's.
- Envío de agua de producción a los Tanques de Almacenamiento de crudo para formar el colchón de agua.

Todas las operaciones anteriormente descritas son ejecutadas de manera manual a excepción del desalojo de agua de lavado que cuenta con una programación lógica a través del BPCS.

4.1.11 Drenajes.

El CPF cuenta con un sistema de recolección de drenajes, el cual se encuentra seccionado por áreas de planta y por tipos de fluidos drenados:

4.1.11.1 Drenajes Abiertos de Procesos.

A este sistema convergen todos los drenajes de aguas lluvias contaminadas (recogidas en las áreas confinadas, a excepción del patio de tanques) y drenajes de equipos de proceso, cuando éstos se sacan de operación para efectos de mantenimiento. En cada área de equipos, se dispone de facilidades para recolección de estos drenajes, los cuales son enviados a cajas de drenaje y de allí al cabezal común de drenaje abierto de 10" f, que llevan todos los líquidos drenados al acumulador de drenajes abiertos/cerrados V-1601, entrando por boquilla independiente de 10" f.

Los drenajes de los equipos de la Planta de Generación Eléctrica son recogidos en este cabezal.

4.1.11.2 Drenajes Cerrados de Procesos.

Este sistema recibe los drenajes de las diferentes áreas de proceso que cuentan con facilidades de drenajes a este sistema, tales como: Depuradores de Gas, tambores de KOD, Bombas, Teas, URV, Tanques de Almacenamiento de Crudo y Contingencia, Botas Desgasificadoras y Deshidratación de Crudo. Adicionalmente se ha previsto una conexión con el objeto de recibir los drenajes provenientes de la Planta de Generación Eléctrica⁷.

El cabezal de recolección es de 6" f en el área de procesamiento de crudo y luego se aumenta a 10" f en el área de tanques de almacenamiento para entrar por boquilla independiente de 10" f al acumulador de drenajes abiertos/cerrados V-1601.

4.1.11.3 Drenajes de Aguas Lluvias Contaminadas.

Este cabezal recibe las aguas lluvias contaminadas contenidas en los diques de los tanques. Cada uno de los diques de contención, cuenta con caja de concreto TD-131/132/133 para selección de válvulas y ambas válvulas se encuentran normalmente cerradas. Una de ellas está conectada al cabezal de recolección de aguas lluvias contaminadas y la otra descarga a través de la tubería a la cuneta perimetral más cercana [4].

Todas las válvulas y el cabezal de recolección (10"-OD-11057-AA2) de aguas lluvias contaminadas son de 10" f. Éste cabezal está conectado con el Acumulador de Drenajes Abiertos / Cerrados V-1601 mediante boquilla dedicada de 10" f. [4].

Dependiendo de la calidad del agua contenida en los diques de contención, el operador deberá tomar la decisión de su disposición final. Se espera que

normalmente esta agua contenida sea enviada al sistema de recolección de aguas lluvias de la planta.

4.1.11.4 Drenajes de Combustibles.

Debido a la disposición de planta, el área de almacenamiento de combustibles, cuenta con facilidades de recolección dedicadas a drenajes abiertos/cerrados independientes del resto del área de proceso de la planta. Dichas facilidades corresponden al cabezal 4"-OD-11008-AA2 de drenajes abiertos, que recoge el agua contenida en los equipos que tienen placa con bordillo perimetral y los drenajes de los equipos asociados al almacenamiento y transferencia de Diesel.

El dique de contención de los tanques de Gasolina y Diesel, se encuentra provisto de una caja de selección de válvulas de 4" f, una de las cuales descarga en el cabezal de drenajes abiertos y la otra a la cuneta perimetral de aguas lluvias más cercana. Se utilizan a opción del operador según sean aguas lluvias limpias o aceitosas [4].

El cabezal 4"-OD-11008-AA2 está conectado con una caja de acero que se encuentra ubicada en una fosa de concreto, A-1602. Los drenajes cerrados provenientes del sistema de almacenamiento y transferencia de gasolina así

como del contenedor de propano, se encuentran conectados en un cabezal 3"-CD-11025-AA2, que descarga en la Caja Colectora de Drenajes Abiertos/Cerrados área de combustibles A-1602 a través de la boquilla dedicada de 3"f. [4].

La Caja de acero que se encuentra ubicada en la fosa de concreto, A-1602 está provista de dos bombas verticales sumergidas P-1632A/B una operando y la otra de respaldo. Por control de nivel se realiza el encendido y apagado de la bomba, ejecutando el desalojo de los líquidos confinados.

Las bombas descargan en el cabezal de recolección de drenajes cerrados en el área de procesamiento de crudo. Esta caja cuenta con venteo atmosférico provisto de atrapa llamas. La Bomba P-1604B, se utiliza para desalojar el agua confinada en la caja de concreto A-1602 al cabezal de recolección de Drenajes Cerrados [4].

4.1.11.5 Acumulador de Drenajes Abiertos/Cerrados.

Esta vasija V-1601, recibe los drenajes descritos anteriormente por boquillas independientes de 10" f. Dispone de un compartimiento inicial donde se reciben todos los líquidos drenados, el cual se encuentra provisto de dos bombas

verticales sumergidas P-1601A/B que mediante control de nivel de interfase y en una configuración operacional maestro / esclavo desalojan el agua decantada en esta sección del acumulador y se envía al cabezal de recolección de agua de producción para posterior tratamiento en las PIA's.

El crudo y/o combustibles presentes en las corrientes de drenaje, quedan en la parte superior del primer compartimiento y luego rebosan por encima del tabique interno de la vasija hacia la zona de recolección de crudo y con dos bombas verticales sumergidas P-1605A/B, desaloja el crudo mediante control de nivel en una configuración operacional maestro / esclavo, enviándolo al tanque de Slops T-1607 para su posterior reprocesamiento [4].

4.1.12 Sistemas de Servicios Industriales.

4.1.12.1 Generación y Distribución Eléctrica

El sistema eléctrico de potencia estará compuesto por los siguientes subsistemas:

4.1.12.2 Centro de Generación

El centro de generación contará con los siguientes sistemas principales: 5 Equipos de Generación de 5 MW c/u, los cuales se incorporan en la vida del proyecto acorde a los requerimientos de potencia; celdas de distribución de potencia en 13.8 kV.

Los servicios del Centro de Generación serán energizados a través de una salida de la celda en 13.8 kV, la cual alimentará un transformador 13.8kV/480V, que a su vez dará energía a un centro de control de motores y distribución en 480V. Este tablero contará además con una alimentación de emergencia proveniente de un grupo electrógeno diesel exclusivo para el Centro de Generación.

4.1.12.3 Scada Eléctrico.

La subestación eléctrica del CPF cuenta con un cuarto de control donde se ubica el sistema Scada Eléctrico, para realizar el monitoreo, registro de las señales y estado de los equipos eléctricos del CPF. Se dejaran facilidades para equipos remotos como son las VSD de los pozos del campo unificado. A este sistema también se llevan las señales relevantes del Centro de Generación; sin embargo, la operación de dicho Centro de Generación se hace en el propio centro y es

independiente de la operación del sistema de distribución del CPF y del campo unificado.

4.1.13 Aire Comprimido.

El sistema de aire comprimido X-1601 suministra aire para instrumentos, de servicio para herramientas neumáticas, para limpieza y para bombas neumáticas de uso intermitente y ocasional [4].

Esta unidad, cuenta con tres compresores K-1601A/B/C tipo tornillo, no lubricados, cada uno con una capacidad de 150 SCFM y presión de descarga de 125 psi. Dos compresores en operación y el tercer compresor lo tenemos como reserva.

Los compresores descargan en un cabezal 3"-A-11004-AW1 que alimenta el Tanque de Aire de Servicio V-1606, con facilidad para drenar el agua condensada y el aire es enviado al cabezal de aire de servicio mediante válvula de contrapresión PCV-V1606-1 (aguas arriba).

Por línea 3"-1A-11001-AW1, el aire se envía al sistema de pre-filtración FL-1604A/B, sistema de secado D-1601A/B y post-filtración FL-1605A/B para ser

acumulado en el Tanque de Aire de Instrumentos V-1605, con facilidad para drenar el agua condensada y el aire seco es enviado por control de presión PCV-V1605-1 (aguas abajo) al cabezal de aire de instrumentos de la planta [4].

4.1.14 Depuración de Gas para Generación.

El gas separado en los Separadores de Agua Libre, FWKO V-1101A/B es recolectado en un cabezal común y luego se divide en dos corrientes. La principal, de mayor flujo, se envía al Depurador de Gas para generación (V-1610), donde se retiran arrastres de líquidos en la corriente de gas y/o condensados producidos por el enfriamiento de la línea; estos se desalojan por control de nivel y se envían al cabezal de colección de drenajes cerrados. El gas separado se envía por control de flujo a la planta de generación donde es utilizado como combustible para la generación eléctrica. La otra parte del gas proveniente de los FWKO's es usado como gas de cobertura.

4.1.15 Depuración y Distribución de Gas de Cobertura.

Desde el cabezal de recolección de gas de los FWKO's se toma el gas de suministro para el sistema de Gas de cobertura (Blanketing), el cual fluye a través de la válvula PCV-V1602-1 (aguas abajo) controlando una presión de 30 psig,

posteriormente pasa a través del Depurador de Gas de cobertura (Blanketing) V-1602, donde los líquidos son recuperados y desalojados por control de nivel siendo enviados al cabezal de recolección de drenaje cerrado. El gas separado en el V-1602, es utilizado como gas de cobertura (manto) para los tanques de almacenamiento de crudo, agua, contingencia y para los recipientes de desnatado y celda de flotación que conforman las PIA's [4].

4.1.16 Inyección De Químicos.

El CPF cuenta con facilidades para inyección de químicos. Los tipos de químicos que van a ser utilizados en la planta y las áreas donde van a ser inyectados son:

4.1.16.1 Biocida.

- Cabezal de entrada de la planta 16"- P-11001-BA2-PP.
- Cabezal entrada tanques agua de producción 16"-TW-11011-AA3-PP.
- Descarga de bombas de Slops P-1615 A/B
- Descarga Bombas de reprocesamiento P-1403 A/B.

4.1.16.2 Inhibidor de Incrustaciones.

- Cabezal de entrada de planta 16" - P- 11001- BA2- PP.

4.1.16.3 Inhibidor de Corrosión Fase Líquida.

- Cabezal de entrada de planta 16"-P-11001-BA2-PP.
- Acumulador de drenajes abiertos / cerrados V-1601.
- Salida de agua de los separadores de agua libre V-1101 A/B.

4.1.16.4 Inhibidor de Corrosión de Fase Gas.

- Salida de vapores de las botas de gas tanques de almacenamiento de crudo 16"-FG-11001-AMO-PP y 16"-FG-11002-AMO-PP.
- Salida de vapores del tanque de contingencia 16"-FG-11003-AMO-PP.

4.1.16.5 Desemulsificante.

- Cabezal de entrada de la planta 16" - P- 11001- BA2- PP.

- Cabezal 8"-P-11011-AA2-PP de by-pass tratadores electrostáticos.
- Descarga de las bombas de slops P-1615 A/B.
- Descarga bombas de reprocesamiento P-1403A/B.

4.1.16.6 Dispersante de Parafinas.

- Cabezal de entrada de la planta 16"- P- 11001- BA2- PP.
- Clarificador de agua:
- Cabezal de entrada de planta 16"- P- 11001- BA2- PP.
- Acumulador de drenajes abiertos / cerrados V-1601.
- Salida de agua de los separadores de agua libre V-1101 A/B.

4.1.16.7 Secuestrante de Oxígeno.

- Acumulador de drenajes abiertos / cerrados V-1601.

- Salida de agua de los separadores de agua libre V -1101 A/B..
- Descarga de las bombas de slops P-1615 A/B.
- Antiespumante:
- Cabezal de entrada de planta 16"- P-11001-BA2-PP.

Estos químicos serán utilizados en el Proceso y se encuentran dispuestos en Paquetes de Inyección de Químicos X-1604/5/6/7, ubicados estratégicamente en el área de proceso, con el objeto de ser inyectados en las corrientes donde sean requeridos. Dichos paquetes se encuentran provistos de tanques de almacenamiento de químicos dedicados para cada tipo y de bombas de inyección de químicos multicabezales (desde dos a cuatro cabezales).

Adicionalmente, todas las plantas de tratamiento de aguas (aguas negras, aguas grises, agua potable, agua de servicios) disponen de su inyección de químicos acorde con sus respectivos requerimientos [6].

4.1.17 Sistema de Agua para Sand jet (Remoción de Arena de los Equipos).

Este es un sistema requerido para remoción de sólidos acumulados en los separadores de agua libre FWKO, Separadores Electrostáticos, Desnatadores e IGF's de la Planta de Tratamiento de Aguas de Producción.

El agua para sand-jet, se toma del cabezal de succión 2"-TW-11040-AA3-PP de las bombas de agua de inyección (P-1501A/B), con las bombas de sand-jet (P-1603A/B) hacia el acumulador de agua para lavado de arena ("sand jet") V-1603, el cual se encuentra presurizado con aire y desde éste se envía el agua a cada uno de los usuarios. Los lodos provenientes de cada uno de los equipos son enviados al colector de arenas ubicado en el norte de la planta justo al frente del área de Deshidratación de Crudo. Estos lodos serán almacenados y secados temporalmente en este sitio y de allí enviados por camión hacia el área de disposición de sólidos del campo unificado [6].

4.1.18 Sistemas de Servicios Generales.

4.1.18.1 Sistema de Almacenamiento y Transferencia de Diesel.

Este sistema tiene por función recibir, almacenar y distribuir el Diesel requerido en la planta, el cual será utilizado esencialmente como combustible para: vehículos automotores, planta de generación eléctrica (generación de emergencia

y generación normal) y para los motores de las bombas del sistema contra incendio P-1608B/C y bomba de espuma P-1609B. Adicionalmente, se utilizará como diluyente, cuando sea requerido, para el tanque de crudo recuperado V-1303 [4].

Este sistema está compuesto por el tanque de almacenamiento diesel T-1602 de 300 bbls de capacidad, las bombas de carga de diesel P-1602A/B y el paquete dispensador de diesel X-1612. El diesel es recibido de un camión que se conecta al cabezal común 3"-DI-11001-AA1, que a su vez están conectadas las dos bombas, usadas también para enviar el Diesel a los consumidores.

4.1.18.2 Sistema de Almacenamiento y Transferencia de Gasolina.

Este sistema tiene por función recibir, almacenar y distribuir la gasolina requerida en la planta, la cual será utilizada para vehículos automotores. Está compuesto por un tanque cilíndrico horizontal de gasolina T-1601 de 125 bbls de capacidad, las bombas de carga de gasolina P-1611A/B y el paquete dispensador de gasolina X-1613. La gasolina es recibida de un camión que se conecta al cabezal común 3"-GSL-11001-AA1, que a su vez están conectadas dos (2) bombas para cargar el tanque T-1601. El dispensador de gasolina se encuentra junto con el de Diesel en una bahía cercana a los tanques.

4.1.18.3 Tratamiento de Aguas Negras y Grises.

El CPF cuenta con una planta de tratamiento de las aguas negras y grises X-1614 con capacidad para tratar 24,000 BPD de aguas residuales, que tiene la función de obtener agua con calidad para ser inyectada a pozos. Existen dos colectores independientes que reciben las aguas negras y grises, las cuales se reciben en un tanque cilíndrico de concreto enterrado T-1608, la mezcla es enviada mediante bombas sumergidas P-1618A/B al reactor SBR (de lechos activados) T-1614, donde las bacterias se encargan de degradar la carga orgánica y química para entregar un efluente dentro de los parámetros de DQO y DBO9. Dicho efluente se retiene en los tanques de contacto de cloro T-1616A/B, donde tienen un tiempo de residencia tal que garantice la adecuada sanitización y el contenido de cloro residual requerido.

Posteriormente, el agua es tomada por las bombas de transferencia P-1619A/B, para luego ser filtrada FL-1603 y enviada al cabezal de agua de producción 3"-YW-11001-AA2 con el objeto de mezclarse con el agua de producción de proceso para su posterior inyección, Tratamiento de Agua Cruda [4].

4.1.18.4 Tratamiento de Agua Cruda.

Las facilidades requieren Agua Potable, Agua de Servicios y Agua Ablandada (para sellos de bombas), por lo tanto se ha previsto una planta de tratamiento que tiene como objetivo procesar agua de pozos y obtener las tres corrientes requeridas.

Para ello, se cuenta con un pozo dedicado proveniente de la bomba P-1631A, la cual alimenta la planta de tratamiento, ésta planta en la primera etapa cuenta con un recipiente de oxidación V-1611, el cual tiene un sistema Vénturi para entrada de aire y de esta forma, realizar una oxidación primaria de los metales contenidos en el agua cruda.

Seguidamente, se realiza inyección de químicos a la corriente de agua oxidada por las bombas P-1637A/B para acelerar el proceso de clarificación que ocurre posteriormente en un tanque de clarificación T-1618, provisto del agitador MA-1615. El agua clarificada es recibida en un tanque de equilibrio T-1619 que alimenta las bombas de filtración P-1616A/B. Estas bombas tienen como función dar presión al agua clarificada para atravesar los trenes de filtración y llegar a los tanques de almacenamiento.

Los trenes de filtración cuentan con filtros de arena FL-1601A/B y carbón activado FL-1602A/B, toda el agua clarificada pasa a través de éstos filtros. El agua filtrada

es entonces dividida en dos corrientes: una es enviada al tanque de almacenamiento de agua potable T-1605, previa inyección de agente clorinador de forma automática por la bomba P-1637C, garantizando un contenido de cloro residual en el tanque; la otra corriente se envía al tanque de almacenamiento de agua cruda T-1604.

El agua almacenada en el tanque de agua potable es succionada por las bombas de transferencia P-1617A/B hacia el tanque pulmón V-1608, el cual es presurizado con aire de servicio y se envía el agua al cabezal de distribución 4"-DW-11001-AW1, previo paso a través de una lámpara de Ultra Violeta. De forma similar, el agua de servicios es transferida al tanque pulmón V-1609, mediante bombas dedicadas de transferencia P-1621A/B y de allí la corriente se divide en dos: una va directamente al cabezal de agua de servicio 4"-UW-11006-AW1, para los consumidores (estaciones de servicio, enfriamiento de aceite lubricante – bombas de inyección de agua, agua para tambor de sello de tea de baja presión) y la otra se envía a un tanque ablandador V-9 DQO = Demanda Química de Oxígeno DBO = Demanda Bioquímica de Oxígeno con el objeto de reducir dureza y de esta forma enviar el agua al cabezal 3"-UW-11007-AW1 de sello para bombas [4].

4.1.18.5 Sistema de Propano Auxiliar.

Este sistema es usado exclusivamente como respaldo de gas de purga de los cabezales de recolección de alivios (Alta y Baja Presión) y de gas de pilotos de las teas, para el CPF.

Está compuesto por un contenedor (V-1604) de 2.500 galones de capacidad y la respectiva red de distribución. El V-1604 tiene dos conexiones de entrada, una para el suministro de propano al contenedor y la otra para facilidad de balance de vapores entre el contenedor y la fuente de suministro de propano [4].

4.1.19 Sistemas de Seguridad del Proceso.

4.1.19.1 Sistemas de Alivio.

El CPF dispone de dos sistemas de alivio separados:

- Sistema de Alivio de Alta Presión.
- Sistema de Alivio de Baja Presión.

4.1.19.2 Sistema de Alivio de Alta Presión:

Este sistema recibe los gases provenientes de los dispositivos de alivio de presión y control de presión de los equipos del área de proceso donde existe manejo de gas hidrocarburo y las presiones de operación son mayores a 15 psig. Consta de un cabezal de recolección 16"-HF-11016-AMO, que corre a lo largo de la planta y recibe corrientes de los siguientes equipos:

- Separadores de Agua Libre. V-1101A/B
- Tratadores Electrostáticos (alivios). V-1102A/B
- Recipientes de Desnatado y Celdas de Flotación (PIA's). V-1301A, V-1302A
- Depuradores de Gas (para Generación y Cobertura). V-1610 y V-1602
- Bota de Gas de Tanque de Slops. V-1607
- Unidad Recuperadora de Vapores (línea de descarga y alivios). X-1201
- Alivios provenientes de la Planta de Generación Eléctrica.

Normalmente, este cabezal manejará un flujo de gas que corresponde al exceso de gas separado en los FWKO's y que no sea requerido por la Planta de Generación Eléctrica. Dicho cabezal, es recibido por el KOD V-1211, el cual cuenta con dos bombas de desalajo de condensados P-1211A/B, una en operación normal y otra de respaldo que recuperan los líquidos y los envía a reprocesamiento. El gas continúa hacia la Tea de Alta Presión F-1202 [4].

4.1.19.3 Sistema de Alivio de Baja Presión.

El cabezal 16"-FG-1101-AMO, que recorre a lo largo de la planta, recibe los vapores provenientes de:

- Botas de Gas V-1401A/B de los Tanques de Almacenamiento de Crudo.
- Tanques de Almacenamiento de Crudo. T-1401A/B
- Tanque de Contingencia. T-1402
- Tanques de Almacenamiento de Agua de Producción. T-1501A
- Tratadores Electrostáticos V-1102A/B (válvula de control de presión).

El cabezal es recibido en el KOD V-1210, y con las bombas de desalojo de condensados P-1210A/B una en operación normal y otra de respaldo, recuperan los líquidos y los envía a reprocesamiento. El gas continúa hacia un tambor de sello V- 1212 para garantizar una presión máxima en el cabezal 16"-LF-11002-AMO de 3" WC.

La Tea de Baja Presión F-1201, está provista de ventilador K-1202.

Existe un sistema de alineación de tal forma que la Tea de Baja Presión puede conectarse al cabezal de alivio de Alta Presión, en caso que la Tea de Alta Presión se encuentre fuera de servicio por mantenimiento [5].

4.1.19.4 Sistema de Agua contra Incendio.

Este es un sistema vital en la planta en el que se almacena y distribuye el agua para servicio contra incendio de toda la planta. Está compuesto por el Tanque de agua contra incendio (T-1603) con una capacidad de 20,000 bbls, las bombas del sistema contra incendio P-1608A (motor eléctrico), P-1608B/C (motor Diesel) y la bomba Jockey P-1610 (motor eléctrico). Las bombas contra incendio tienen una capacidad de 1,250 gpm y la bomba jockey tiene una capacidad de 36 gpm. La

bomba jockey mantiene presurizada la red de distribución de agua contra incendio.

Para reposición del agua contra incendio se cuenta con conexión en la descarga de las bombas de agua cruda, mediante válvula de control de nivel (On/Off).

4.1.19.5 Sistema de Espuma.

Este sistema hace parte del sistema contra incendio de la planta. Está conformado por el Tanque de almacenamiento concentrado de espuma T-1606 de 2,250 galones de capacidad, las bombas de concentrado de espuma P-1609A/B (una de motor eléctrico, P-1609A, y la otra de motor a diesel, P-1609B), proporcionador balanceado TO-01 en línea de espuma y agua, una válvula de diluvio y válvulas manuales para suministrar la espuma a los consumidores. [4]

La espuma se ha previsto para protección de los tanques de almacenamiento de crudo T-1401A/B y Contingencia T-1402.

4.1.20 Sistemas de Detección.

4.1.20.1 Detección de Gases o Vapores Inflamables.

La instalación de sistemas fijos de detección de gases inflamables en el CPF se considera en las áreas donde exista la posibilidad de fuga y/o acumulación de gases o vapores inflamables. Las áreas son las siguientes: Áreas confinadas: Sala de Generadores Eléctricos, Centro de control de motores (CCM), salas de interruptores o cuarto eléctrico, edificio de control (Cuarto de control); Áreas al aire libre: Área de procesos en donde exista mayor concentración de gases [4].

4.1.20.2 Detección de Gases o Vapores Tóxicos.

Para efectos de control de exposición del personal se considera la instalación de detectores de gases combustibles y gases tóxicos en las zonas donde se considere la presencia de H₂S (sulfuro de hidrógeno).

Los detectores de gas combustible deberán ser del tipo infrarrojos para detección de gases combustibles (HC, H₂, etc) y del tipo electroquímico para gases tóxicos (H₂S).

Los detectores deben proveer un monitoreo y supervisión continua por presencia de los gases: HC, H₂ y H₂S.

El sistema de detección de gases está constituido por: detectores de gases, módulo de control, circuitos de transmisión de señales y fuente de alimentación [4].

4.1.20.3 Sistema de Detección de Fuego.

En el área de bombas se utilizan detectores de llama del tipo combinado UV-IR, debido a que poseen alta velocidad de detección y son menos propensos a emitir falsas alarmas, tales como las provenientes de descargas atmosféricas o equipos calientes. Los detectores de humo son de tipo iónicos, se utilizan en los sitios confinados o cerrados tales como piso falsos de sala de control, cuarto eléctrico, oficinas, edificios, etc. [4].

CAPITULO V

5.1 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1.1 Conclusiones.

Existe la facilidad de operar TODO el flujo a través de un sólo FWKO, solamente cuando la suma total NO sea superior a 65,000 BPD (capacidad

de diseño). Sin embargo, sería posible manejar mayor cantidad de flujo debido a que el gas asociado se reduce proporcionalmente a la reducción de crudo, por tanto, a tiempo se puede hacer la revisión de la capacidad real disponible del equipo teniendo en cuenta los valores reales de producción.

- Existe la facilidad operacional a través de la válvula de aislamiento (NC) 8"-BA-03, línea 8"-P-11015-AA2-PP, de comunicar la entrada de los dos tratadores electrostáticos simultáneamente. Esto permite, que en caso que se esté operando todo el flujo de producción a través de un sólo FWKO, se puede alinear todo el crudo emulsionado desde el FWKO operativo simultáneamente a los dos tratadores electrostáticos V-1102A/B.
- En la medida en que los tanques de almacenamiento de crudo vayan aumentando nivel, verifique con muestras corrida la calidad del crudo: que no haya emulsión con parafinas estratificadas y agua libre mayor de 0.5% en el crudo. Si es el caso haga ajustes en los puntos de inyección de químicos y temperatura dejando abiertos los pozos que generen mayor aporte de calor. Esto para facilidad de desprendimiento del agua atrapada en la parafina.

- Cuando el crudo fiscalizado por la unidad LACT X-1404 se encuentre fuera de especificaciones. Se puede correr el riesgo de sacar de especificaciones el Tanque que se encuentre en operación de almacenamiento que se encuentre por debajo de 0.5% de BSW.

5.1.2 Recomendaciones.

- Garantizar la competencia del personal a operar la planta, basado en un banco de preguntas sobre los diferentes sistemas de la Planta. Se recomienda elaborar un programa a computador que contenga un mínimo de doscientas preguntas por sistema. De esta manera, se podrá calificar y certificar a los operadores y supervisores para operar de forma segura el CPF.
- En las válvulas de shutdown de 12" f SDV-V1101A/B-1 de los separadores de agua libre V-1101A/B, instalar válvulas de corte o bloqueo aguas arriba y aguas debajo de las válvulas de shutdown, drenajes entre SDV y válvulas de corte, para efectos de mantenimiento y manejo de situaciones de riesgos críticos, por falla en válvula SDV y por fuga de crudo.

- Las válvulas corte de las válvulas de control de nivel y presión de las vasijas separadoras V-1101A/B y tratadores electrostáticos V-1102A/B, deben tener graseras, para darle integridad (hermeticidad) al sistema para servicios de mantenimiento. Si no tienen graseras se tendría que parar el tren de separación por presentar pase de líquido.
- Establecer rutinas periódicas (mensual) de agua para Sand Jet, con el propósito de evitar sedimentación en los separadores V-1101A/B y tratadores electroestáticos V-1102A/B. Para el reinicio de Bombeo desde Palo Azul, en caso de haber hecho cierre de pozos, se recomienda reiniciar con el pozo que tenga mayor porcentaje de BSW, luego con el pozo que tenga mayor energía de Gas.
- La válvula de alivio de presión PSV-V1604-1 sistema de almacenamiento de propano, actualmente descarga a la atmósfera, se recomienda que el Grupo de Ingeniería evalúe el lugar seguro a donde debe descargar.

BIBLIOGRAFÍA

1. Aguirre Eduardo, "Proceso de Manejo del Petróleo dentro de una Estación de Flujo", Viernes 4 de julio del 2014.
2. Albán Luis, "Implementación de la Unidad de Medición de Crudo Lact en el campo Gustavo Galindo", Guayaquil-Ecuador, 2009.
3. Agencia de Protección Ambiental, "Instalación de Unidades de Recuperación de Vapor en tanques de almacenamiento", Estados Unidos, 2006
4. Manual CPF, "MANUAL DE OPERACIONES CPF PALO AZUL 40KBOPD DE ECUADOR TLC", 2012.
5. Álvarez Luis, "Estudio del Uso del Gas Natural para Generación Eléctrica en el Bloque 18", Quito, 2010
6. Mafla Carlos, "Manual de Deshidratación de Petróleo Crudo en la Planta Dorine", Quito, 2004.