

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



**“SELECCION Y MONTAJE DE UN INTERCAMBIADOR
DE CALOR PARA DISMINUIR LA SALINIDAD DEL
CRUDO DE 19PTB A 10PTB EN EL YACIMIENTO
PAVAYACU”**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECANICO**

NIVARDO VELIZ GUERRERO

PROMOCION 2009-II

LIMA – PERU

2014

DEDICATORIA

El esfuerzo y logro de este trabajo se lo dedico A mis padres, Florentino Veliz y Alicia Guerrero, razones para seguir escalando espiritual y profesionalmente.

AGRADECIMIENTOS

Estoy muy agradecido a mis padres por su constante apoyo moral, a la facultad de Ingeniería Mecánica de la UNI por darme una buena formación, a los supervisores del área de Producción de la Empresa Pluspetrol Norte S.A del Lote 8, por la información técnica brindada y a mi asesor el Ing. Manuel Villavicencio por su gran apoyo, para realizar este trabajo.

El autor.

INDICE GENERAL

	Página
PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	2
INTRODUCCIÓN	2
1.1 Antecedentes	2
1.2 Objetivos	2
1.3 Justificación	3
1.4 Alcance	3
1.5 Limitaciones	4
CAPÍTULO II	5
DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS Y EQUIPOS PARA LA PRODUCCIÓN DE CRUDO	5
2.1 Presentación de la Planta de producción	5
2.2 El Petróleo crudo	6
2.3 Proceso de Separación y Tratamiento de crudo	6
2.4 Importancia del proceso de Separación y Tratamiento de crudo	7
2.5 Subprocesos del proceso de Separación y Tratamiento de crudo en Batería 9	8
2.6 Equipos para el proceso de Separación y Tratamiento de crudo	10
2.6.1 Equipos para la Separación de Fluidos de Pozos de Producción	10
2.6.2 Equipos para la Separación de Prueba y Medición	13
2.6.3 Equipos para el Tratamiento de Gas	14
2.6.4 Equipos para el Tratamiento y Bombeo de Crudo	18
2.6.5 Equipos para el Tratamiento y Reinyección de agua Producción	19

2.6.6	Equipos para el Tratamiento de Agua Dulce	22
2.7	Funcionalidad del proceso de separación y tratamiento de crudo	23
2.7.1	Función del Subproceso Separación de Fluidos de Pozos de Producción	23
2.7.2	Función del Subproceso de Separación de Prueba y medición	27
2.7.3	Equipos del Subproceso de Tratamiento de Gas	29
2.7.4	Equipos del Subproceso de Tratamiento y Bombeo de Crudo	32
2.7.5	Equipos del Subproceso de Tratamiento y Reinyección de agua Producción	33
2.7.6	Función del Subproceso de Tratamiento de Agua Dulce	37
2.8	Procesos implementados en Batería 9	39
2.8.1	Intercambiador de calor	39
2.8.2	Lavado y agitación del crudo	39
2.8.3	Succión y descarga de agua dulce	40
2.8.3.1	Captación de agua dulce	40
2.8.3.2	Succión de agua dulce	42
2.9	Equipos instalados en Batería 9	42
2.9.1	Intercambiador de calor	42
2.9.2	Electrobomba de agua	43
2.9.3	Mixer	45
CAPÍTULO III		46
IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA		46
3.1	Definición del ámbito	46
3.2	Características del problema	46
3.2.1	Producción del crudo fuera de especificación	46
3.2.2	Salinidad del crudo	46

3.2.3	Reproceso para mejorar la calidad del crudo	48
3.2.4	Producción promedio de crudo por día	48
CAPÍTULO IV		50
FUNDAMENTO TEÓRICO PARA LA SELECCIÓN Y MONTAJE		50
4.1	Fundamento teórico para la selección	50
4.1.1	Primera ley de la termodinámica	50
4.1.2	Transferencia de calor	51
4.1.3	Coefficiente global de transmisión de calor U	51
4.1.4	Coefficiente de convección	52
4.1.5	Capacidad calorífica	53
4.1.6	Flujo de másico	53
4.1.7	Caudal	54
4.1.8	Diferencia de temperatura media logarítmica (LMTD)	54
4.1.9	Factor de corrección en la diferencia de temperatura media logarítmica (LMTD).	55
4.2	Fundamentos para la dirección de proyectos	56
4.2.1	Grupos de procesos para la dirección de un proyecto	57
4.2.2	Planificación de trabajo	57
4.2.3	Especificaciones técnicas para el proceso de montaje	57
4.3	Normas y estándares aplicables	58
4.3.1	Estándares de control de calidad del petróleo crudo	58
4.3.2	Normas técnicas	59
4.3.3	Legislación aplicable del sector Energía y Minas	61

CAPÍTULO V	62
SELECCIÓN Y MONTAJE DE UN INTERCAMBIADOR DE CALOR	62
5.1 Selección de intercambiador de calor	62
5.1.1. Ingeniería de valor para la selección	67
5.1.2. Cálculos de propiedades de los fluidos y dimensiones	69
5.1.2.1 Datos de entrada	69
5.1.2.2 Número de tubos por paso de tubos del intercambiador.	70
5.1.2.3 Diámetro interior de la carcasa	70
5.1.2.4 Coeficiente global de transmisión de calor (U)	71
5.1.2.5 Longitud del intercambiador	71
5.1.2.6 Arreglo del has de tuberías dentro de la carcasa	73
5.1.3. Selección de intercambiador según el estándar TEMA	73
5.2 Montaje de intercambiador de calor	74
5.2.1 Iniciación del proyecto	75
5.2.2 Planificación del proyecto	77
5.2.3 Ejecución del montaje de intercambiador	81
5.2.4 Control y seguimiento del proyecto	94
5.2.5 Cierre del proceso constructivo y montaje.	94
5.3 Puesta en servicio del Intercambiador de calor	95
5.3.1 Monitoreo y control de operación	96
5.3.1.1 Calidad de crudo – Batería 9	97
5.3.1.2 Calidad de agua de producción	99
5.3.1.3 Calidad de agua fresca (captación)	99
5.3.1.4 Recuperación Crudo fuera de Especificación (CFE)	101

CAPÍTULO VI	103
ANÁLISIS DE COSTOS Y PRESUPUESTOS	103
6.1 Costos en optimización de tratamiento del crudo	103
6.1.1 Costos en el tratamiento del crudo para mejorar la calidad	103
6.1.2 Costos en tratamiento del agua	104
6.2 Presupuesto del servicio de montaje de intercambiador	105
6.2.1 Análisis de costos unitarios	105
6.2.2 Presupuesto del servicio	106
Conclusiones	107
Recomendaciones	108
Bibliografía	109
Planos	110
Apéndice	111

INDICE DE TABLAS

Nº		Página
2.1	Parámetros de operación de los separadores	11
2.2	Parámetros de operación de separadores de gas	15
3.1	Tabla de salinidad del crudo PTB (lbs)	47
4.1	Coefficientes de calor por convección	53
5.1	Características de los intercambiadores de calor	63
5.2	Intervalos de operación para los intercambiadores más comunes	64
5.3	Comparación entre los intercambiadores de calor más comunes	65
5.4	Comparación entre los intercambiadores de calor más comunes (continuación).	66
5.5	Parámetros de operación de intercambiadores más comunes	67
5.6	Asignación de valor de los parámetros de operación	68
5.7	Calificaciones ponderadas	68
5.8	Especificaciones técnicas del intercambiador	74
5.9	Equipos	78
5.10	Herramientas	78
5.11	Consumibles	79
5.12	Materiales	79
5.13	Procedimientos de trabajo para el proceso de montaje	80
5.14	Parámetros de lavado de crudo	97
5.15	Reporte de análisis del agua-Entrada al Intercambiador	100
5.16	Reporte de análisis del agua-Salida del Intercambiador	101
6.1	Estructura de costo en tratamiento del crudo	104
6.2	Estructura de costo en tratamiento del agua de producción	105

INDICE DE FIGURAS

N°	Página
2.1 Mapa del Proceso de Separación y Tratamiento de Crudo	6
2.2 Diagrama de Entradas y Salidas	7
2.3 Diagrama funcional de bloques (Subprocesos)	9
2.4 Diagrama de Equipo del Subproceso de Separación de Fluidos de Pozos de Producción	12
2.5 Separador trifasico agua, crudo y gas	13
2.6 Diagrama de Equipo del Subproceso de Separación de Prueba y Medición	14
2.7 Diagrama de Equipo del Subproceso de Tratamiento de Gas	17
2.8 Diagrama de Equipo del Subproceso de Tratamiento y Bombeo de Crudo	18
2.9 Diagrama de Equipo del Subproceso de Tratamiento y Reinyección de Agua de Producción	21
2.10 Diagrama de Equipo del Subproceso de Tratamiento de Agua Dulce	23
2.11 Diagrama de Flujo del Subproceso Separación de Fluidos de Pozos de Producción	26
2.12 Diagrama de Flujo del Subproceso de Separación de Prueba y Medición	28
2.13 Diagrama de Flujo del Subproceso de Tratamiento de Gas	31
2.14 Diagrama de Flujo del Subproceso de Tratamiento y Bombeo de Crudo	33
2.15 Diagrama de Flujo del Subproceso de Tratamiento y Reinyección de Agua de Producción	36
2.16 Diagrama de Flujo del Subproceso de Tratamiento de Agua Dulce	38
2.17 Sistema SCADA de Batería 9	38
2.18 Diagrama de proceso del intercambiador de calor	39
2.19 Diagrama de proceso de agitacion del crudo	40
2.20 Captación de Agua PA 149 para Batería 9	41
2.21 Estación de Bombas PA 149	41
2.22 Diagrama del proceso de succion y descarga de agua dulce	42
2.23 Diagrama de Flujo del Proceso	43
2.24 Electrobomba de agua	44

2.25	Interconexión de electrobombas y líneas de succión y descarga	44
2.26	Mixer instalado en Batería 9	45
3.1	Comportamiento de la salinidad del crudo PTB (lbs)	47
3.2	Producción promedio de petróleo crudo	48
3.3	Porcentaje de producción de crudo en el Lote 8	49
4.1	Factor de corrección de la diferencia de temperatura media logarítmica	56
4.2	Intercambiador de calor de carcaza y tubos cabezal flotante	60
4.3	Tipos de carcazas y cabezales. Nomenclatura TEMA	61
5.1	Arreglo interior de los tubos dentro de la coraza	73
5.2	Dimensiones del intercambiador seleccionado	73
5.3	Intercambiador de calor de tubos y coraza tipo AEW	74
5.4	Diagrama de flujo para el montaje de Intercambiador	76
5.5	Diagrama de flujo del proceso B: Modificación de líneas existentes	82
5.6	Modificación de línea de agua salada	82
5.7	Base para intercambiador de calor	83
5.8	Construcción de loza y muro para intercambiador	83
5.9	Diagrama de flujo del proceso D: Montaje de intercambiador	84
5.10	Software PipeData-PRO V4 para selección de bridas	88
5.11	Interconexión de líneas de entradas y salidas de intercambiador	93
5.12	Curva S de control y seguimiento	94
5.13	Interconexión de líneas para electrobomba	95
5.14	Electrobombas de agua	95
5.15	Intercambiador de calor instalado	96
5.16	Mixer instalado en Batería 9	96
5.17	Nuevo comportamiento de salinidad del crudo (PTB)	98

5.18	Comportamiento del agua y sedimento básico (%BS&W)	98
5.19	Comportamiento del agua dentro del crudo (OIW)	99
5.20	Crudo fuera de especificación CFE (Bbl)	102

GLOSARIO DE UNIDADES

BBL	: Barriles de fluido
BOPD	: Barriles de petróleo por día
BWPD	: Barriles de agua por día
MSCFD	: Mil pies cúbicos estándar por día
PTB	: Libras por mil barriles
BS&W	: Agua y sedimento básico
CFE	: Crudo fuera de especificación
OIW	: Agua dentro del crudo
EEBB	: Estación de bombas
VPT	: Deshidratador de Gas
PA	: Punto de captación de agua
PPN	: Pluspetrol Norte
MyG	: Mantenimiento y Generación PPN
AR	: Análisis de riesgo
PT	: Permiso de trabajo
LOTO	: Procedimiento de Bloqueo y Etiquetado

PROLOGO

El intercambiador de calor tiene gran utilidad y aplicación en el proceso de producción y tratamiento del crudo, ya que nos permite disminuir la salinidad del crudo y el contenido de agua y sedimentos básico en el crudo. Es por ello que el presente informe presenta la forma de como se ha realizado la selección y montaje del Intercambiador de calor para mejorar la calidad del crudo y para lo cual se han desarrollado seis capítulos:

En el Capítulo I se presenta la Introducción donde se describen los aspectos básicos: Antecedentes, objetivos, justificación, Alcance y limitaciones del trabajo

En el Capítulo II se presenta la Descripción de los procesos y equipos para la producción de crudo, que además comprende la Presentación de la planta de producción,

En el Capítulo III se realiza la identificación del problema, que comprende Definición del ámbito y Características del problema

En el Capítulo IV se presenta el Fundamento teórico para la selección y montaje, donde nos brinda los conceptos y definiciones necesarios para el desarrollo del proyecto

En el Capítulo V se presenta la solución del problema donde se realiza la Selección y montaje de un intercambiador de calor.

En el Capítulo VI se presenta el Análisis de costos y presupuestos del proyecto y por último se deja plasmado las conclusiones y recomendaciones, bibliografía y anexos utilizados en el presente informe de suficiencia.

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1. ANTECEDENTES

Pluspetrol Norte S.A, en su actividad de explotación de hidrocarburos en Yacimiento Pavayacu - Lote 8, realiza el proceso de extracción, transporte, recolección, separación, almacenamiento y tratamiento de fluidos de producción (crudo, agua y gas) con el objetivo de garantizar entrega de volúmenes de crudo con especificaciones para la venta hacia el Yacimiento Corrientes (Batería 1).

Antes del año 2013 la producción del crudo, fuera de especificación para la venta, implicaba varios reprocesos para mejorar su calidad y por ende un mayor tiempo para la venta.

Por tal motivo se evaluó el proceso de producción y se determinó la necesidad de instalar equipos, tales como intercambiador de calor y mixer para tratar la presencia de sal y sedimentos en el crudo, mediante aplicación de temperatura y agitación al crudo producido en el Yacimiento Pavayacu.

1.2. OBJETIVOS

El objetivo de este trabajo es realizar la selección y montaje de un intercambiador de calor, para mejorar la calidad del crudo, disminuyendo la salinidad

de 19PTB a 10PTB, así como también la instalación de equipos menores e interconexiones de líneas para el funcionamiento del intercambiador en el proceso de producción del crudo, garantizando el cumplimiento de especificaciones de venta. (PTB < 10 lbs y BS&W < 0.6%), en las instalaciones de la compañía productora de petróleo crudo Pluspetrol Norte S.A, ubicada en Batería 9 – Base Pavayacu del Lote 8, Departamento de Loreto.

1.3. JUSTIFICACION

La alternativa de realizar la selección y montaje del Intercambiador de calor y Mixer nos permitirá tener el sistema controlado cumpliendo con la calidad de crudo, y calidad de agua de producción para reinyección.

También nos permitirá la reducción de costos en reproceso (disponibilidad de facilidades, optimización en consumo de productos químicos, optimización de horas hombre, etc.)

Así mismo nos permitirá reducir los procesos de transporte y almacenamiento de crudo en los tanques que se encuentran en Estación de Bombas, que anteriormente se realizaba para el proceso de decantación y posterior análisis para la venta del crudo.

1.4. ALCANCE

El presente informe tiene como alcance una descripción de los procesos de producción del crudo, información sobre el proceso de selección del intercambiador de calor de Tubos y coraza, cálculo de propiedades de los fluidos, y dimensiones del intercambiador. También contempla los procesos del montaje del intercambiador, la

fabricación e interconexiones de líneas para el funcionamiento del equipo y la puesta en servicio. Finalmente se realiza un análisis de costos y presupuesto del servicio de montaje del intercambiador y los costos para la optimización del tratamiento del crudo.

1.5. LIMITACIONES

En el presente trabajo, la selección y montaje de intercambiador de calor forma parte de un proyecto en las instalaciones de Pluspetrol Norte S.A, por lo que se han tomado datos de campo de los procesos de producción del crudo y a partir de estos, realizar los cálculos para la selección del intercambiador. Algunos datos fueron proporcionados por el cliente ya que tienen una data del control de todos los procesos. El proyecto contempla también el montaje de equipos menores, como es el caso del Mixer y electrobombas con las interconexiones de líneas, pero no abarca la selección de estos equipos, ya que el cliente entregó estos equipos en campo. Referente a las líneas de flujo para la interconexión de los equipos, los Prefabricados se realizaron en el taller, con todos los lineamientos de calidad y normas técnicas donde se hace referencia en el presente informe.

La determinación de los costos y presupuestos del proyecto contempla el servicio del proyecto en base al tarifario a precios unitarios emitido por el Cliente, según contrato. Así mismo el análisis para la reducción de costos en los proceso de mejora de calidad del crudo se realizó con datos de costos suministrados por el cliente.

CAPITULO II

DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS Y EQUIPOS PARA LA PRODUCCION DEL CRUDO

2.1. PRESENTACIÓN DE LA PLANTA DE PRODUCCIÓN

La planta de producción denominada Batería 9 ubicada en el Yacimiento Pavayacu - Lote 8, realiza el proceso de separación y tratamiento del fluido de producción (Crudo, agua y gas) para obtener el crudo, mejorar su calidad y cumplir con las especificaciones de venta.

Actualmente la Batería 9 tiene una producción diaria de crudo de 1420 BOPD, agua salada 59230 BWPD y gas 351.329 MSCFD, el crudo producido tiene una calidad de 25.5°API. El crudo producido es sumado a la producción de otras Baterías obteniendo una producción diaria promedio de 10,540 BOPD.

Para los procesos de producción del crudo, Batería 9 cuenta con una serie de equipos tales como: Manifold donde se recolecta la producción de todos los pozos, Separadores donde se realiza la separación del fluido de producción (Crudo, agua y gas), Scrubber donde separa el gas del petróleo crudo, Tanques donde se almacenan los fluidos y las Electrobombas para el proceso de bombeo de crudo.

2.2. EL PETRÓLEO CRUDO

El Petróleo es una mezcla compleja de hidrocarburos líquidos, compuesto en mayor medida de carbono e hidrógeno, con pequeñas cantidades de nitrógeno, oxígeno y azufre. La calidad del crudo se mide en los grados °API.

- **Crudo liviano** : Gravedades mayores a 31,1 °API
- **Crudo mediano** : Gravedades entre 22,3 y 31,1 °API.
- **Crudo pesado** : Gravedades entre 10 y 22,3 °API.
- **Crudo extrapesado** : Gravedades menores a 10 °API.

El °API se mide de acuerdo a la Norma ASTM D 1298-99 (Método del Hidrómetro).

2.3. PROCESO DE SEPARACIÓN Y TRATAMIENTO DE CRUDO

Consiste en Separar el Fluido Multifásico de reservorio para obtener crudo, agua y gas, posteriormente el crudo es tratado y bombeado a Estación de Bombas.

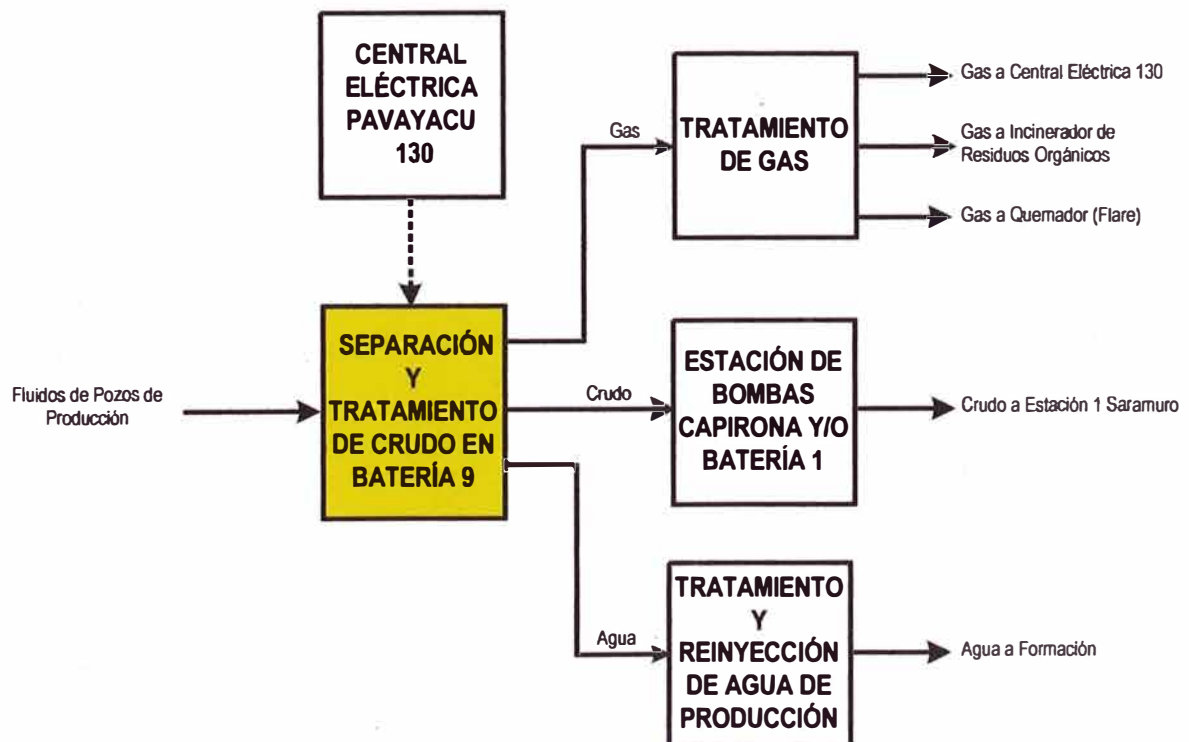


Fig 2.1: Mapa del Proceso de Separación y Tratamiento de Crudo

2.4. IMPORTANCIA DEL PROCESO DE SEPARACIÓN Y TRATAMIENTO DE CRUDO

El Crudo es el producto más importante de la planta porque determina la rentabilidad del negocio para la organización.

El Agua de producción y el agua residual del proceso son tratadas para reinyección a la formación dentro de los límites de control ambiental. Por otro lado el agua tratada se emplea para calentar el agua dulce a través del intercambiador de calor.

El Gas tratado, tiene valor como combustible para uso interno, y el excedente se Quema.

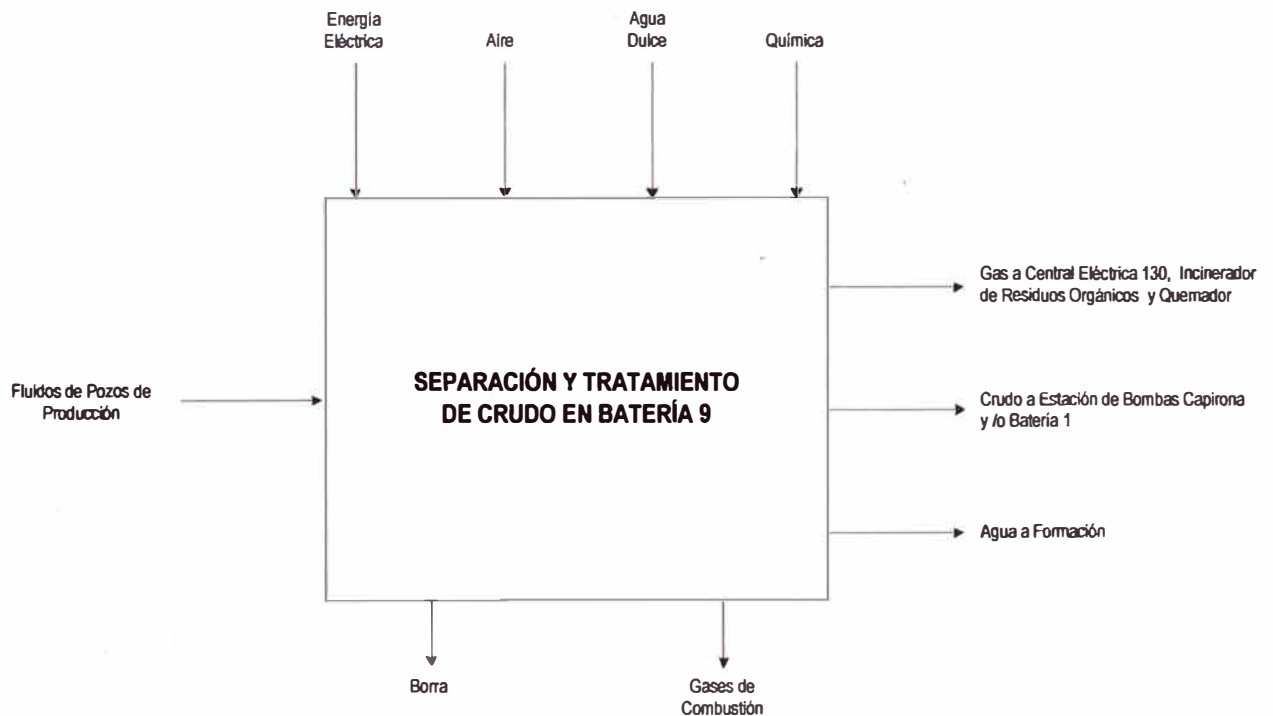


Fig 2.2: Diagrama de Entradas y Salidas

2.5. SUBPROCESOS DEL PROCESO DE SEPARACIÓN Y TRATAMIENTO DE CRUDO EN BATERIA 9

A través de sus seis subprocesos, el proceso de separación y tratamiento de crudo, hace lo siguiente:

1. Recibe el Total de Fluido Multifásico de reservorio de los pozos y los separa en Crudo, Agua y Gas.
2. Recibe el fluido total de un pozo seleccionado y determina su producción puntual y acumulada.
3. Deshidrata el Gas Natural provenientes de la separación primaria, separación secundaria y separación prueba y medición para ser usado en la Central Eléctrica 130, Incinerador de residuos orgánicos y el excedente se Quema.
4. Trata el Crudo con contenido de sedimentos y agua remanentes de la Separación Secundaria, utilizando como servicios auxiliares productos químicos, agua dulce caliente y energía eléctrica, obteniendo un producto dentro de especificaciones para su bombeo a Estación de Bombas Capirona y/o Bateria1 Trompeteros.
5. Trata el agua producida separando los hidrocarburos y sólidos remanentes, utilizando como servicios auxiliares productos químicos y energía eléctrica, posteriormente es reinyectado dentro de los límites de control ambiental.
6. Trata el agua natural floculando los sólidos suspendidos, utilizando como servicios auxiliares productos químicos.

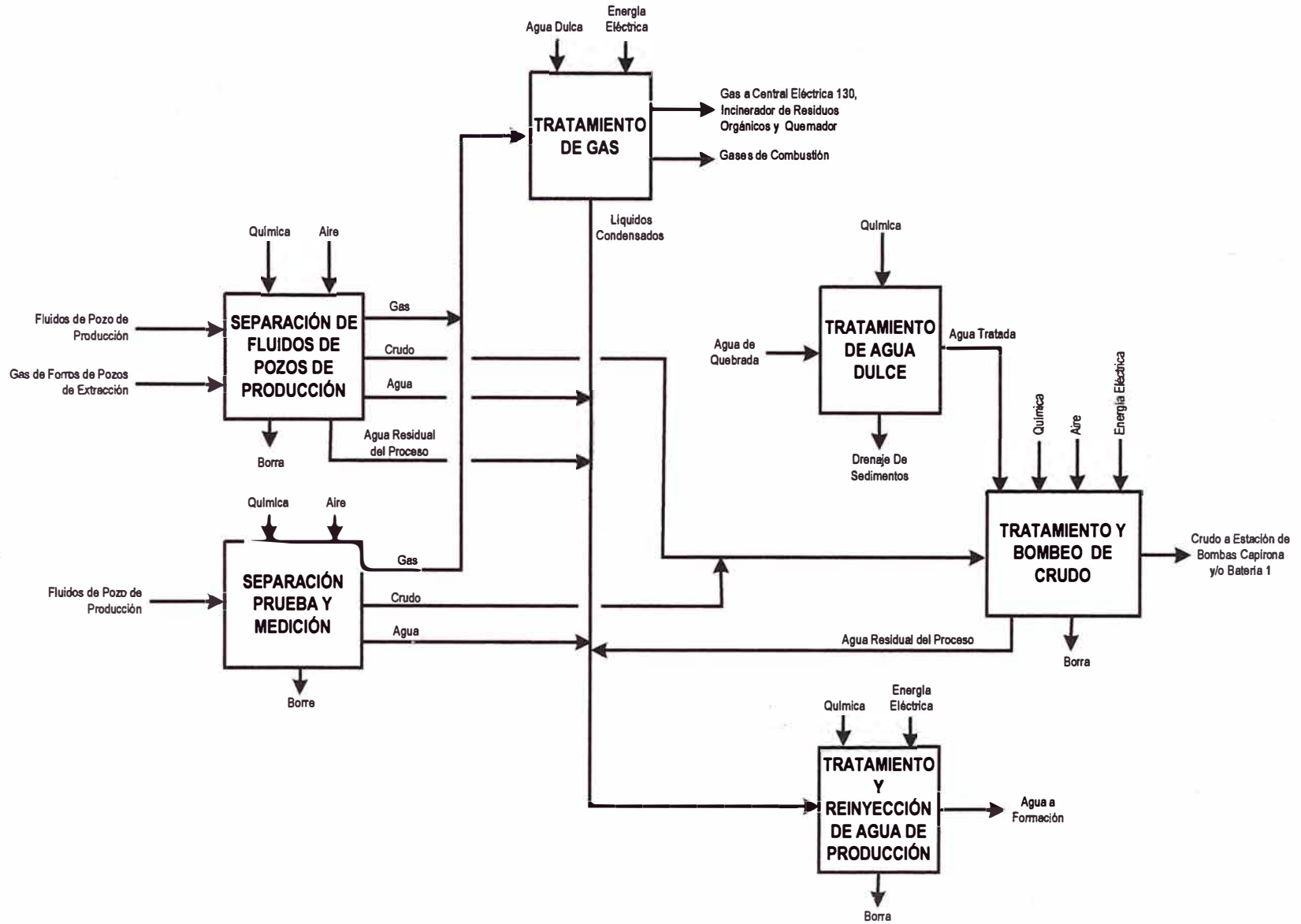


Figura 2.3: Diagrama funcional de bloques (Subprocesos)

2.6. EQUIPOS PARA EL PROCESO DE SEPARACIÓN Y TRATAMIENTO DE CRUDO

2.6.1. Equipos para la Separación de Fluidos de Pozos de Producción

a) Múltiple de Recolección (Mánifold).- Está compuesto por dos líneas, una Colectora de totales (8") y una Colectora de prueba (4") a este Múltiple de Recolección, llegan las líneas de producción de los pozos, donde a través de válvulas de compuerta pueden ser derivadas a los Separadores Trifásicos (5 y 6), (opcional a Separadores 1 y 4) o al Separador Trifásico de prueba (2). Además cuenta con una línea de 4" para desfogue de los pozos al tanque cuadrado y una línea de 4" de gas de forros de los pozos productores, como también una línea de igual medida por donde ingresa agua y crudo de los Hidrociclones, Tanque Cuadrado, Sumideros 1 y 2, y Fluidos del Tanque Condensado.

b) Separador Primario horizontal trifásico (5 y 6).- Equipados en la parte superior con válvulas de alivio y platos de ruptura. Tienen una entrada del Colector de Totales y cuatro salidas (uno al Separador Horizontal de Gas (3), uno al Separador Secundario (4), uno a los Tanques Desnatadores (10M43S / 8M56S) y uno de drenaje al Tanque cuadrado).

c) Separador Secundario Horizontal Bifásico (4 y 1).- Opcional a Trifásico Equipado en la parte superior con válvula de alivio y plato de ruptura. El separador 4 tiene una entrada de los Separadores Primarios (5 y 6) y tres salidas (uno al Separador Horizontal de Gas (3), uno al Separador Secundario (1) y uno de drenaje al Tanque Cuadrado. El Separador 1 tiene una entrada del Separador Secundario 4 y tres salidas (uno al separador Horizontal de Gas (3), uno al tanque Sedimentador (3M38S) y uno de drenaje al Tanque Cuadrado).

Tabla 2.1: Parametros de operación de los separadores

Equipo	Modo Operación	Capacidad (BBL)	Capacidad Tratamiento (BFPD)	Presión Operación (PSI)	Temp Operación (°F)
SEP 05	Primario	386	30 000	45	175
SEP 06	Primario	611	40 000	46	151
SEP 04	Secundario	142	12 000	36	156
SEP 01	Secundario	101	10 000	32	173
SEP 02	Prueba	63	5 000	42	126

d) Tanque cuadrado con capacidad de 150 BBL.- Equipado con líneas de venteo, tiene una entrada (de los drenajes de los equipos de la planta) y una salida (a la succión de las electro bombas 200 y 222 para su bombeo al Colector de Totales).

e) Tanque Sumidero (1).- Con capacidad de 100 BBL, Tienen una entrada (de los drenajes de los equipos de la planta) y una salida (a la succión de las electro bombas 200 y 222) para su bombeo hacia el Colector de Totales, a este sumidero también ingresan aguas pluviales que se derivan al medio ambiente a través de una separación por tubo "T".

f) Tanque Sumidero (2).- Con capacidad de 30 BBL, tiene una entrada (de los drenajes y válvulas de alivio de los compresores C1, C2 y C3), este sumidero cuando alcanza un nivel determinado es succionado por el Camión Cisterna (Vacum Track) para luego derivarlo al Tanque Cuadrado y/o Sumidero 1.

g) Electro bombas (200 y 222).- Son de las mismas especificaciones técnicas tornillos con estator y caja reductora, impulsadas por motores eléctricos de velocidad fija (1765 / 1800 RPM) Sello mecánico multiresorte.

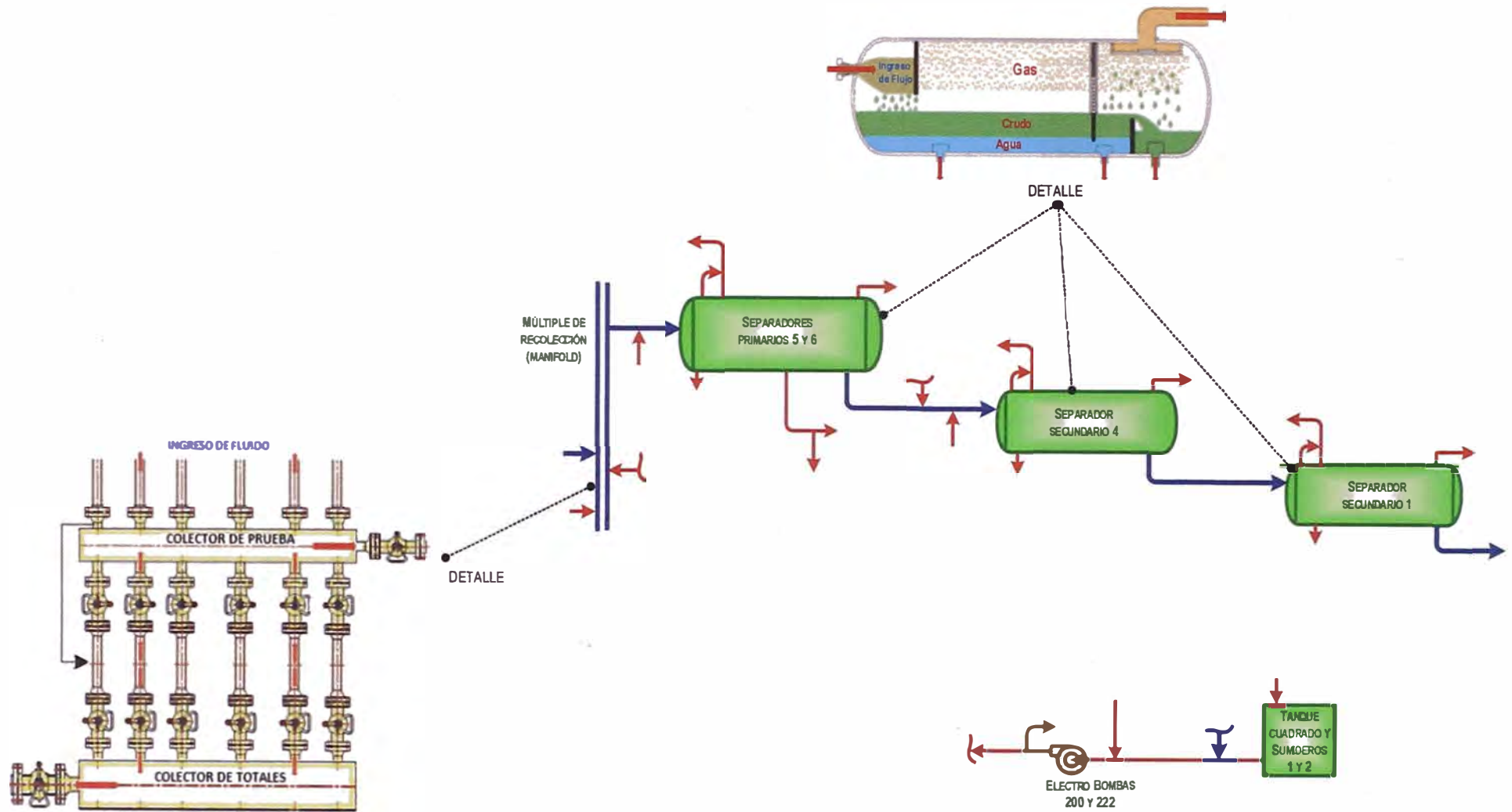


Fig 2.4: Diagrama de Equipo del Subproceso de Separación de Fluidos de Pozos de Producción

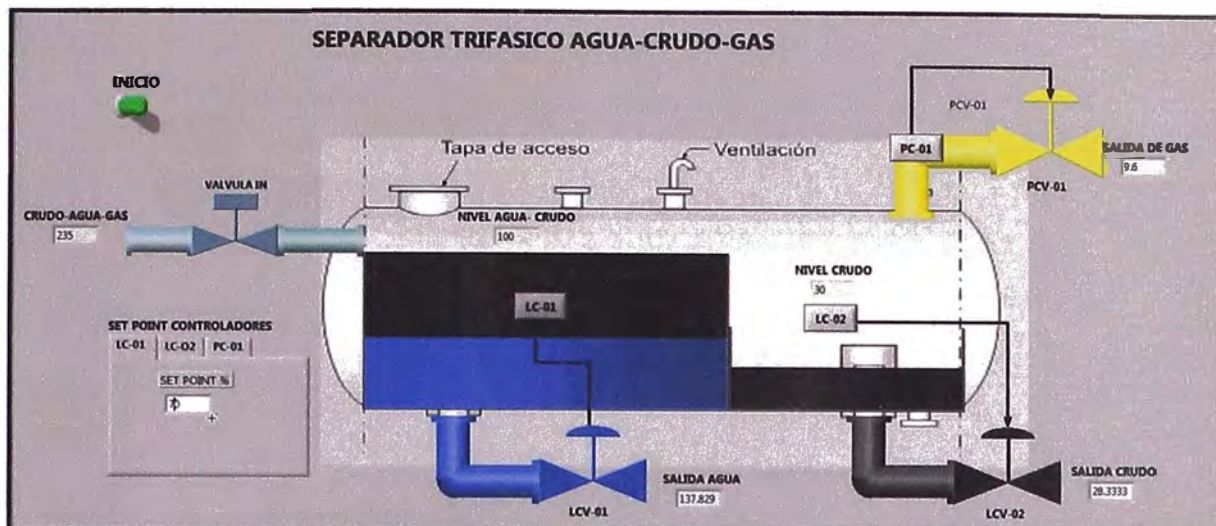


Fig 2.5: Separador trifasico agua, crudo y gas

2.6.2. Equipos para la Separación de Prueba y Medición

a) **Separador horizontal Trifásico (2).**- Equipado en la parte superior con válvula de alivio y plato de ruptura. Tiene una entrada del Colector de prueba y cuatro salidas (uno al separador Horizontal de Gas (3), uno a los tanques de prueba y recuperación (1M58S / 500 BBL) con derivación al tanque Sedimentador (3M38S), uno a los tanques Desnatadores (10M43S / 8M56S) y uno de drenaje al Tanque Cuadrado.

b) **Tanque de prueba y recuperación 1M58S (1000 BBL) y Tanque de prueba y recuperación de 500 BBL.**- Equipados en la parte superior con válvulas de alivio y líneas de Sobre Flujo. Tienen una entrada (del Separador de Prueba (2) con derivación del rebose de los Tanques desnatadores (10M43S, 8M56S y 10M44S)) y dos salidas uno a las electro bombas 200 y 222 para su bombeo al Colector de Totales y uno de drenaje al Tanque Cuadrado y/o Sumidero 1.

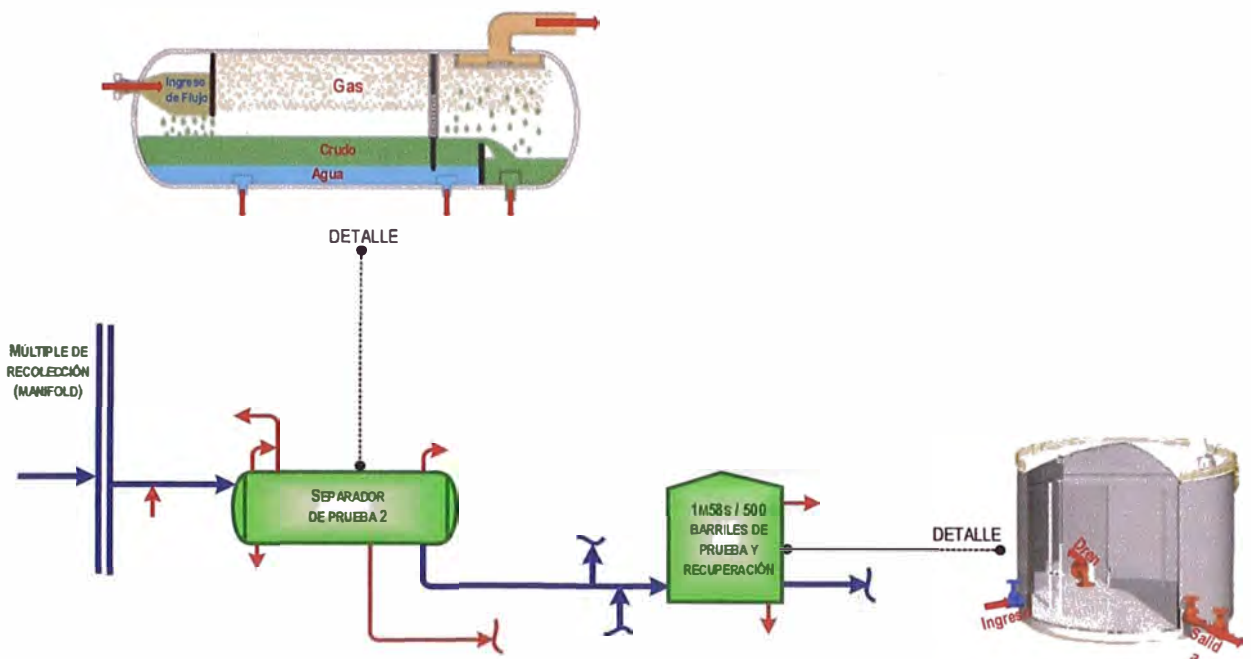


Fig 2.6: Diagrama de Equipo del Subproceso de Separación de Prueba y Medición

2.6.3. Equipos para el Tratamiento de Gas

a) **Separador Horizontal Bifásico de Gas (3).**- Equipado en la parte superior con válvula de alivio y plato de ruptura. Tiene una línea de entrada (de los separadores Primarios (5 y 6), Separadores Secundarios (4 y 1) y Separador de Prueba y Medición (2)) y tres salidas (uno al Separador Vertical de gas (1), uno al tanque de condensados y uno de drenaje al Tanque Cuadrado).

b) **Separadores verticales de Gas (1, 2 y 3).**- Son de las mismas especificaciones técnicas, tanques cilíndricos verticales. Equipado en la parte superior, con válvula de alivio

Separador vertical de Gas (1). Tiene una entrada (del Separador Horizontal de Gas (3)) y tres salidas (uno al Separador Vertical de Gas (2), uno al tanque de condensados y uno de drenaje al Tanque Cuadrado).

Separador vertical de Gas (2). Tiene una entrada (del Separador vertical de Gas (1) con derivación de retorno de Gas de la Central Eléctrica 130)) y tres salidas (uno a los Compresores de Gas C1, C2 y C3, uno al tanque de condensados y uno de drenaje al Tanque Cuadrado)

Separador vertical de Gas (3). Tiene una entrada (del Separador vertical de Gas (1) con derivación del excedente de gas de la Central Eléctrica 130) y tres salidas (uno al incinerador de residuos orgánicos con derivación al quemador de gas, uno de descarga al tanque de condensados y uno de drenaje al Sumidero 1).

Tabla 2.2: Parametros de operación de separadores de gas

Equipo	Modo Operación	Capacidad (BBL)	Capacidad Tratamiento (BFPD)	Observación
SEP 03	Horizontal	27	3 000	
SEP 01	Vertical	10	1 500	
SEP 02	Vertical	5	1 000	
SEP 03	Vertical	2	500	

c) **Compresores (C1, C2, y C3).**- Son de las mismas especificaciones técnicas, reciprocantes de cilindros horizontales opuestos, impulsadas por un motor eléctrico de velocidad fija 1775 RPM, Equipados con válvula de alivio tienen una entrada (del Separador Vertical de Gas (2)) y dos salidas (uno a la planta de Deshidratadora de Gas y uno de drenaje al Sumidero 2).

d) **Deshidratador de Gas.**- Equipada en la parte superior con válvulas de alivio. Tiene una entrada (de los compresores de Gas C1, C 2 y C3) y dos salidas (Uno a la Central Eléctrica 130 y uno de descarga al Tanque de condensados)

e) **Arresta llamas.-** Dispositivo de control de retorno de llama, garantiza que la llama se disperse a la atmósfera a través del Quemador. Tiene una entrada (del Separador vertical de Gas (3) con una derivación (by pass) de la planta deshidratadora de gas) y una salida (al Quemador).

f) **Quemador (Flare).-** Tubo vertical de 6" de diámetro por 9m de altura, con una entrada principal (del Arresta Llamas) y una salida (reducida a 3" por la parte superior para la quema del gas excedente).

Los volúmenes de agua salada que acompaña al crudo, producido de los pozos son de características complejas ya que presentan sales corrosivas, pero que desde la extracción de los pozos es controlada mediante la inyección de productos químicos, y la separación del agua en el separador primario se logra fácilmente ya que es el más denso.

g) **Tanque de condensados.-** Con capacidad de 100 BBL equipado en la parte superior con válvula de alivio. Tienen una entrada (del Separador Horizontal de Gas (3), con derivaciones de los Separadores Verticales de Gas (1, 2 y 3) y de la planta deshidratadora de Gas) y dos salidas (uno a la succión de las electro bombas 200 / 222 para su bombeo al Colector de Totales y uno de drenaje al Sumidero 1).

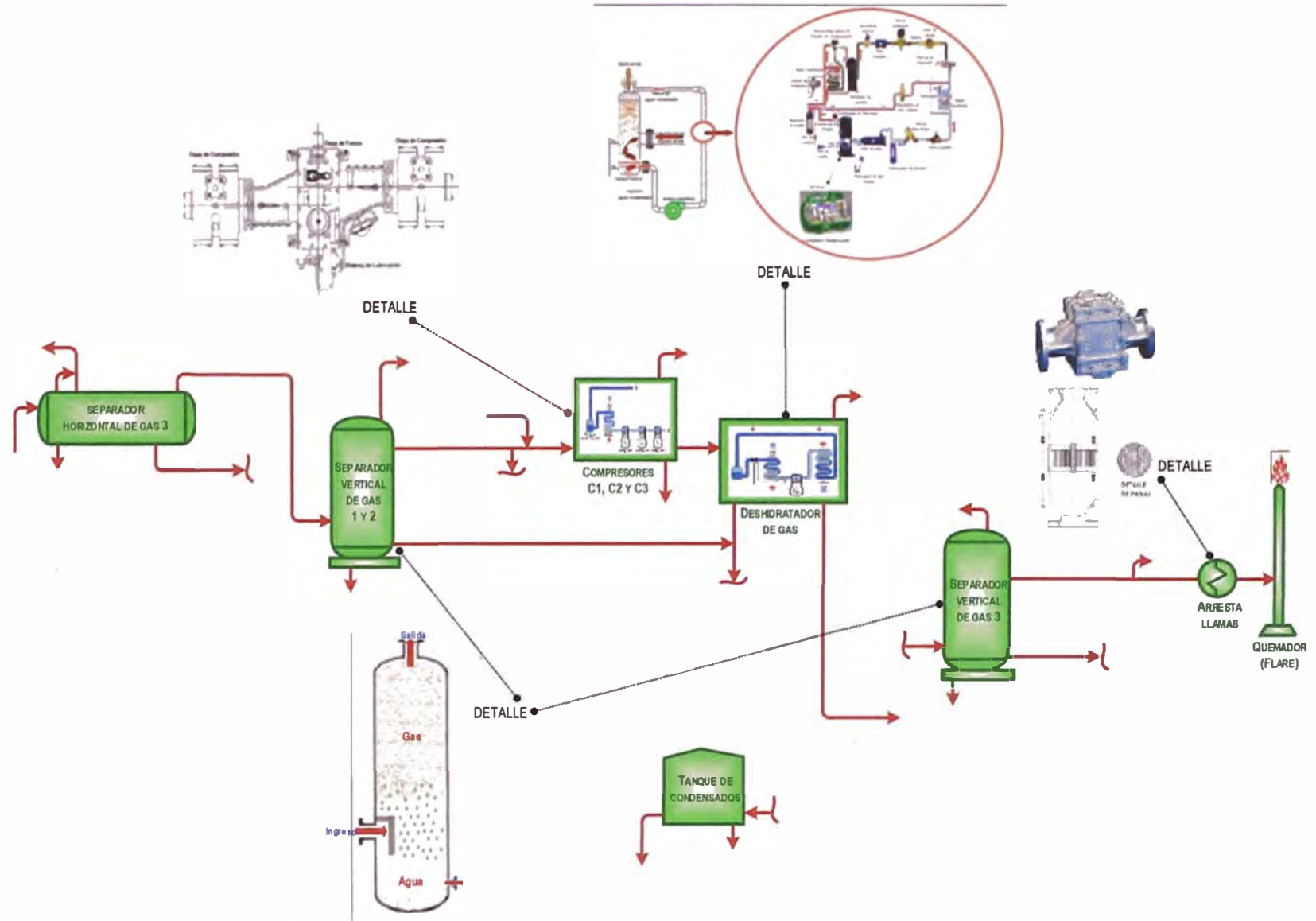


Fig 2.7: Diagrama de Equipo del Subproceso de Tratamiento de Gas

2.6.4. Equipos para el Tratamiento y Bombeo de Crudo

a) **Tanque 3M38S (Sedimentador).**- Con capacidad de 3000 BBL, equipado en la parte superior con válvula de alivio y línea de Sobre flujo (Overflow). Tiene una entrada (del Separador Secundario (1) con derivación del separador de prueba (2)) y dos salidas (uno a los tanques de Almacenamiento (3M39S y 5M54E) y otro de drenaje al Tanque Cuadrado).

b) **Tanques 3M39S y 5M54E (Almacenamiento y Bombeo).**- Con capacidades de 3000 BBL y 5000 BBL, equipados en la parte superior con válvulas de alivio y líneas de Sobre flujo (Overflow). Tienen una entrada del tanque Sedimentador (3M38S) y dos salidas (uno a las Electro bombas 56, 148 y 149 para su bombeo a Estación de Bombas Capirona y/o Batería 1 y uno de drenaje al Tanque Cuadrado).

c) **Electro bombas (56, 148 y 149).**- Son de las mismas especificaciones técnicas, centrífugas con impulsor cerrado, impulsadas por motores eléctricos de velocidad fija (3560 RPM). De sellos Multiresorte.

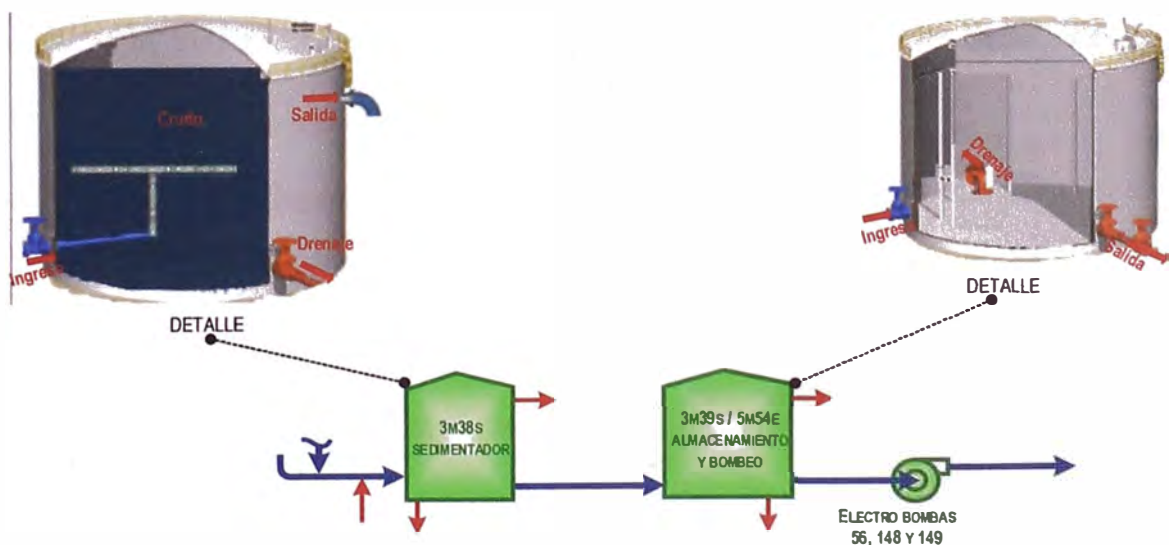


Fig 2.8: Diagrama de Equipo del Subproceso de Tratamiento y Bombeo de Crudo

2.6.5. Equipos para el Tratamiento y Reinyección de agua Producción

a) Tanques Desnatadores (10M43S y 8M56S).- Con capacidades de 10,000 BBL y 8,000 BBL Equipados en la parte superior con válvulas de alivio y líneas de sobre flujo (Overflow) Tienen una entrada (de los separadores Primarios (5 y 6) con una derivación del separador de prueba y medición (2)) y tres salidas (uno al tanque Desnatador (10M44S), uno de rebose a los tanques de recuperación de crudo (1M58S) y tanque de 500 BBL y uno de drenaje al Tanque cuadrado.

Tanque Desnatador (10M44S) con capacidad de 10,000 BBL Equipado en la parte superior con válvula de alivio y línea de sobre flujo. Tienen una entrada (de los tanques Desnatadores (10M43S / 8M56S) y tres salidas (uno a las electro bombas impulsoras (Booster's 190 / 191), uno de rebose a los tanques de recuperación de crudo 1M58S y tanque de 500BBL y uno de drenaje al Tanque Cuadrado.

b) Electro bombas impulsoras (Booster's 190 y 191).- Son de las mismas especificaciones técnicas. Centrífugas de impulsor cerrado, impulsadas por un motor eléctrico de velocidad controlada por un variador (hasta 1780 RPM) Sello mecánico con refrigeración de agua fresca

c) Los siete Hidrociclones.- Son de las mismas especificaciones técnicas, separadores cilíndricos Horizontales con capacidad de tratamiento de 20,000 BWPD. Tienen una entrada de las electro bombas impulsoras (Booster's 190 y 191) y dos salidas (uno al Amortiguador de Pulso y uno al Colector de Totales).

d) Amortiguador de pulso.- Es un colector cilíndrico vertical con capacidad de 20 BBL. Tienen una entrada de los Hidrociclones (1, 2, 3, 4, 5, 6 y 7) y dos salidas (uno

al sistema de bombeo horizontal (HP'S 1, 2, y 3) y uno de drenaje al Sumidero de la plataforma).

e) **Sistema de Bombeo Horizontal (HP'S 1 y 2).**- Son de las mismas especificaciones técnicas, centrífugas de 54 etapas con capacidad de bombeo de 27,000 BWPD impulsadas por un motor eléctrico de 1,000 HP de velocidad controlada por un variador (hasta 3566 RPM).

Sistema de Bombeo Horizontal (HP'S 3), centrífuga de 18 etapas con capacidad de bombeo de 20,000 BWPD impulsada por un motor eléctrico de 400 HP de velocidad controlada por un variador (hasta 3575 RPM).

Sirve de Impulsor (Booster's) para alimentar al sistema de bombeo horizontal (HP'S 4 y 5) de plataforma 84X.

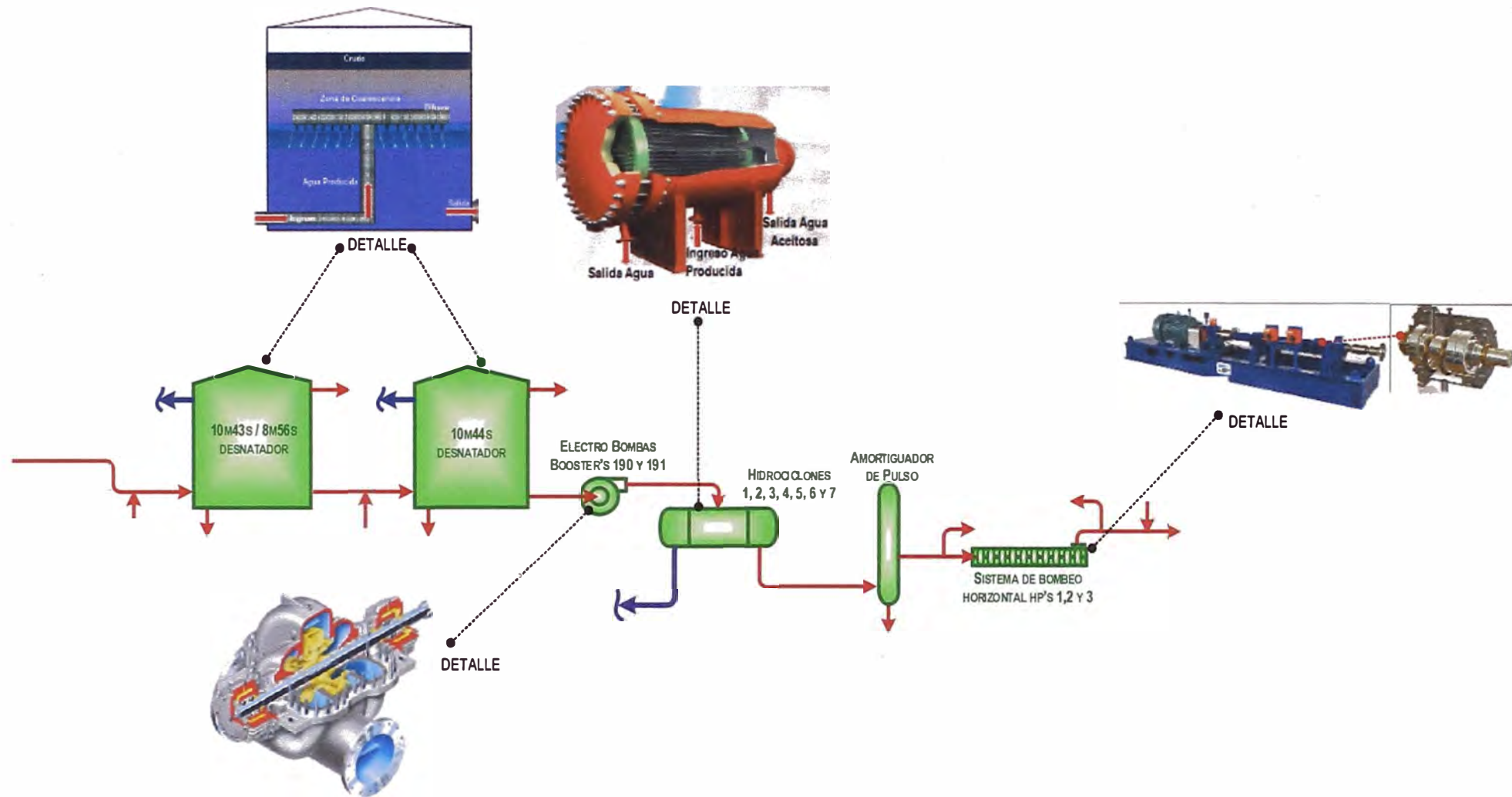


Fig 2.9: Diagrama de Equipo del Subproceso de Tratamiento y Reinyección de Agua de Producción

2.6.6. Equipos para el Tratamiento de Agua Dulce

a) Tanque Sedimentador de agua dulce.- Con capacidad de 1000 BBL, tiene una entrada (de los equipos de bombeo de agua de Quebrada y dos salidas (uno al tanque de Almacenamiento de 500 BBL y uno de drenaje de sedimentos).

b) Tanque de Almacenamiento de agua dulce.- Con capacidad de 500 BBL, tiene una entrada (del tanque Sedimentador de 1000 BBL) y dos salidas una a las electro bombas 261, 262, A y B y uno de drenaje de sedimentos).

c) Electro bombas (261, 262, A y B).- Son de las mismas especificaciones técnicas, centrífugas multietapas (de 4 etapas) impulsadas por un motor eléctrico de velocidad fija (3500 RPM).

d) Intercambiador de calor.- Tiene dos entradas (uno de la descarga (fase agua), de los Separadores Primarios (5 y 6) y uno de la descarga (agua dulce) de las bombas (A y B) y dos salidas (uno a los tanques desnatadores (10M43S / 8M56S) y uno al mezclador (mixer) para el lavado de crudo que ingresa al separador secundario (4)).

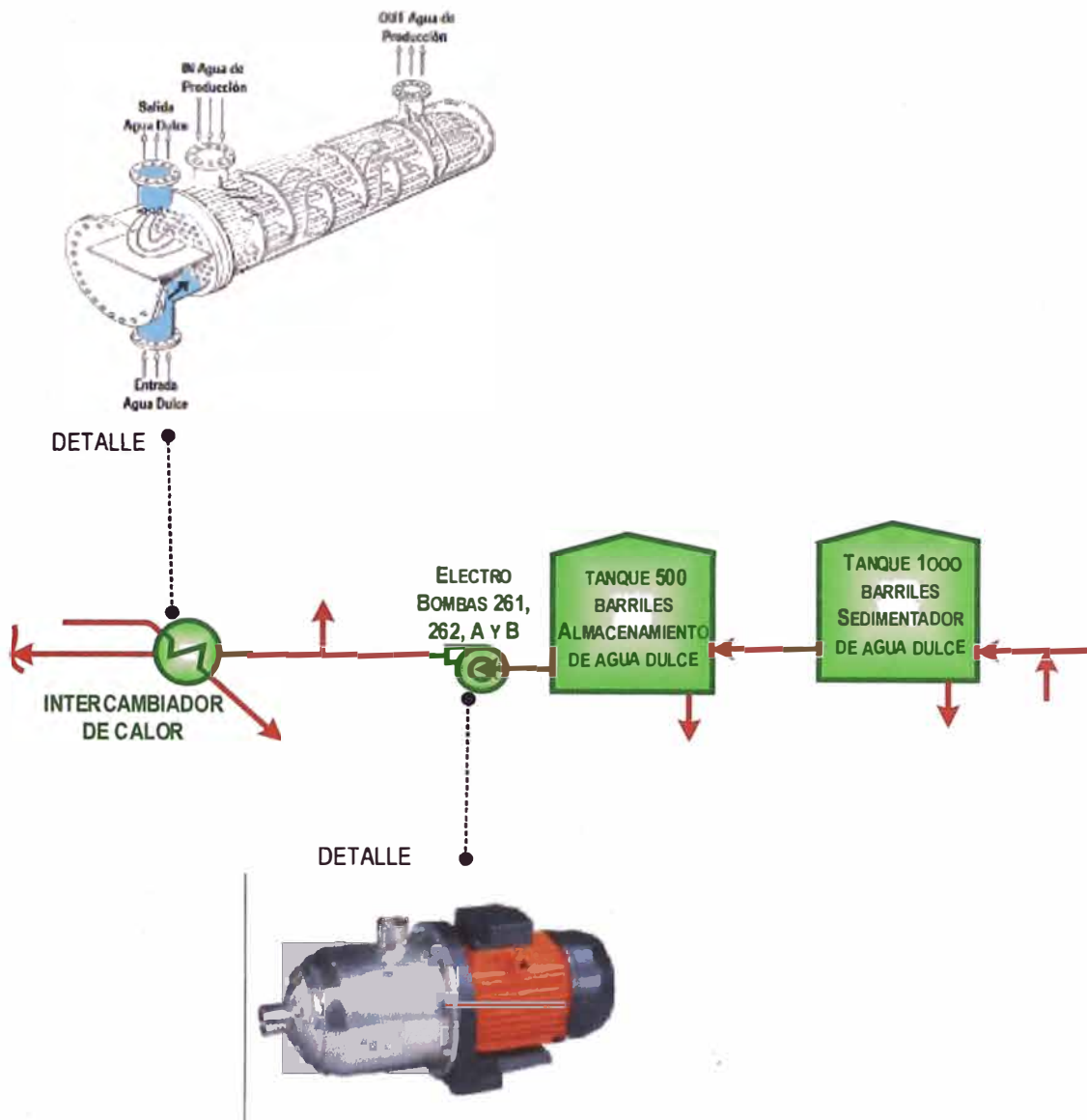


Fig 2.10: Diagrama de Equipo del Subproceso de Tratamiento de Agua Dulce

2.7. FUNCIONALIDAD DEL PROCESO DE SEPARACIÓN Y TRATAMIENTO DE CRUDO

2.7.1. Función del Subproceso de Separación de Crudo Agua y Gas

Los fluidos de producción de los pozos de extracción contienen crudo, agua y gas, los que son direccionados por el múltiple de recolección y recepcionados en la

Separación Primaria, que consta de dos Separadores Trifásicos (5 y 6), donde se forman las tres fases crudo, agua y gas.

El fluido, al ingresar al separador, colisiona con el deflector iniciando la separación. Posteriormente los líquidos pasan por una serie de baffles cuya función es reducir la turbulencia y separar las fases líquidas. Debido a este efecto y por tiempo de residencia, el crudo y agua se separan, el agua por sus características físico-químicas se precipita al fondo del separador, el crudo se acumula en el nivel superior y rebosa un mamparo cayendo a un compartimento donde sólo acumula crudo transfiriéndose por la parte inferior de este hacia la Separación Secundaria, en este proceso el BSW debe ser menor a 1.20%.

El agua acumulada en el compartimento anterior al mamparo, es eliminada por la parte inferior y se transfiere al subproceso de Tratamiento y Reinyección de agua de Producción, el mismo que se transfiere por el intercambiador de calor para calentar el agua del subproceso de Tratamiento de agua dulce.

El gas a su vez, fluye por la parte superior del equipo en dirección a un extractor de niebla, cuya función es evitar el pase de partículas de agua que al llegar a una presión mayor que la del separador, se abre y envía el flujo al subproceso de Tratamiento de Gas.

El crudo que aun contiene agua de la Separación Primaria, pasa por un mezclador (mixer) de agua dulce caliente, y al ingresar al Separador Secundario (4), se repite el mismo proceso descrito en los Separadores Primarios, en este proceso el BSW debe ser menor a 1.20%.

El Agua que se acumula en el separador secundario (4) es eliminado por drenaje al tanque cuadrado y el gas que repite el proceso descrito en los separadores primarios envía el flujo al subproceso de tratamiento de gas.

Seguidamente el crudo acumulado en el Separador Secundario (4), se transfiere al Separador Secundario (1) donde el proceso de separación, es el mismo que se describió en los separadores primarios. En este proceso el BSW debe ser menor a 1.00%. El crudo acumulado en el separador Secundario (1) se transfiere al Subproceso de Tratamiento y Bombeo de Crudo.

La química Desemulsificantes (DMW 8340 / DMO 7083) y el Clarificador (RBW 405), que se inyectan en las líneas de ingreso y salida de los Separadores Primarios (5 y 6) y Separadores Secundarios (4 y 1), ayudan a reducir la emulsión y a mejorar la calidad del producto (crudo y agua).

El agua residual del proceso almacenados en el tanque cuadrado, sumideros (1 y 2) y los líquidos del tanque condensado, se bombean con las electro bombas (200 / 222) hacia el colector de Totales, previa inyección de Química Desemulsificantes (DMW-8340 / DMO 46) y Dispersante de parafina (PAO 11).

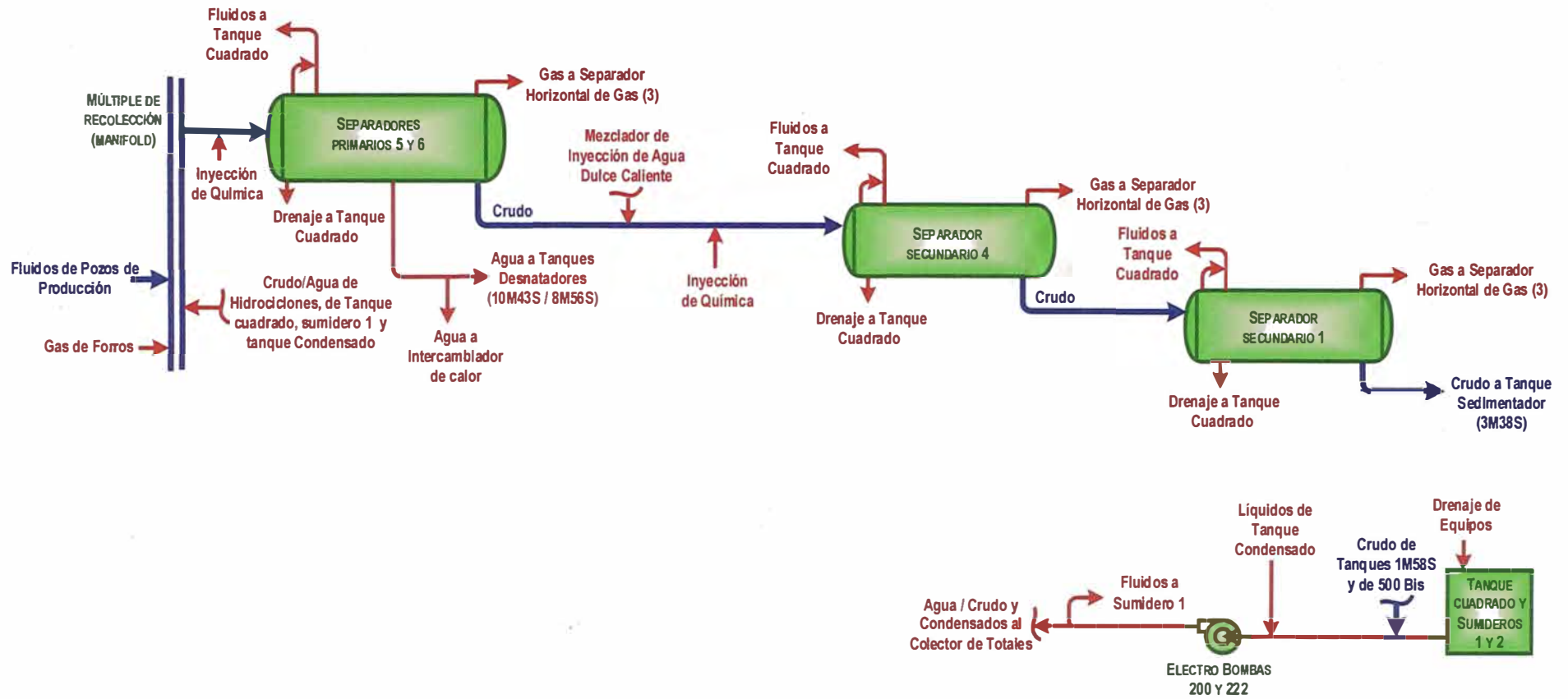


Fig 2.11: Diagrama de Flujo del Subproceso Separación de Fluidos de Pozos de Producción

2.7.2. Función del Subproceso de Separación de Prueba y medición

El Flujo total del pozo seleccionado, es derivado a la línea de prueba del Mánifold, y a través de esta ingresan al Separador Trifásico de Prueba (2), donde al chocar con el deflector, empieza la separación rápida y eficiente. Los líquidos pasan por un baffle para reducir la turbulencia y por tiempo de residencia separar los líquidos (crudo, agua y gas).

El crudo acumulado, se descarga y al pasar por el Medidor de Flujo Másico se determina su volumen total e ingresa a los tanques de prueba y recuperación (1M58S / 500 BBL).

El agua acumulada, se descarga y al pasar por el Medidor de Flujo Másico se determina su volumen total e ingresa a los tanques desnatadores 10M43S y 8M56S

El gas a su vez, fluye más arriba (al techo del separador) donde las gotitas de líquido que aún presenta, se precipitan hacia la fase de líquidos, luego, por un tubo y por presión sale hacia un Medidor por diferencial de presión, en donde se determina su volumen en miles de pies cúbicos estándar (MSCF) posteriormente el gas ingresa al subproceso de Tratamiento de Gas.

El crudo que descarga el separador de prueba (2), se almacena en los tanques 1M58S y 500 BBL, para luego y a través de las bombas (200 / 222) se bombea hacia el Mánifold de Totales, o por cuestiones de operación se deriva al tanque 3M38S

La química (DMW 8340, DMO 7083, RBW 405), que se inyecta en la línea de ingreso del Separador de prueba, ayudan a reducir la emulsión y a mejorar la calidad del producto (crudo y agua).

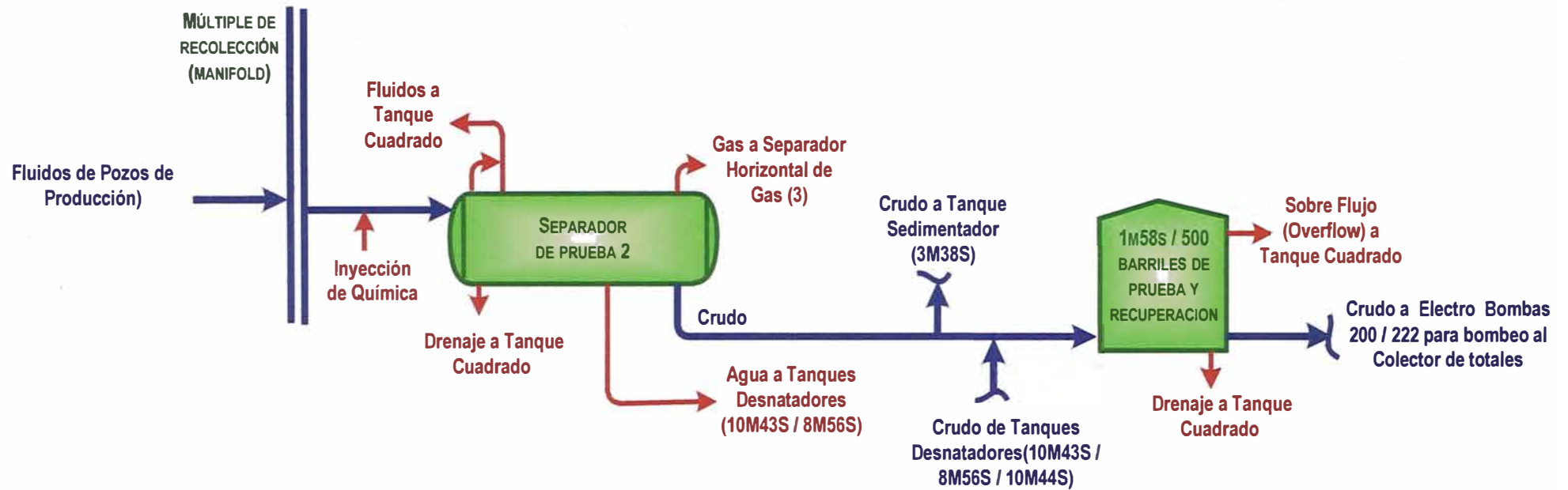


Fig 2.12: Diagrama de Flujo del Subproceso de Separación de Prueba y Medición

2.7.3. Función del Subproceso de Tratamiento de Gas

El Gas Natural que contiene porcentaje de hidrocarburos provenientes de los separadores primarios, separadores secundarios y separador de prueba y medición, ingresan al Separador Horizontal de Gas (3), colisiona con el deflector donde comienza la separación.

Los líquidos condensados que aún contiene el gas, se separan por gravedad y se precipitan al fondo del separador, pasan por unos baffles para reducir la turbulencia y ganar tiempo de residencia. Posteriormente los líquidos condensados se acumulan y se transfiere hacia el tanque de Condensados.

El Gas a su vez fluye por la parte superior del equipo en dirección a un extractor de niebla cuya función es evitar el pase de partículas de agua que al llegar a una presión mayor que la del Separador, se abre y envía el flujo hacia el Separador vertical de Gas (1).

El Gas Natural que ingresa al Separador vertical de Gas (1), repite la misma función descrito en el separador horizontal de gas (3) y envía el flujo hacia el separador vertical de gas (2).

El Gas Natural que ingresa al Separador vertical de Gas (2), realiza la misma función descrito en el separador horizontal de gas (3) y envía el flujo hacia los compresores de Gas (C1, C2 y C3) cuya función es comprimir el gas al ingreso y elevar la presión del mismo en la descarga, el gas ingresa con una presión de 5 a 7 PSI, luego se expande, se precipitan partículas de líquidos condensados, pasa a las

válvulas de succión del compresor y sale con una presión de 80 PSI hacia la planta Deshidratadora de Gas. Los líquidos condensados se transfieren al Sumidero (2).

El Gas Natural que ingresa a la planta Deshidratadora de Gas pasa por tanques verticales de lavado (Scrubber) para su condensación, enfriado y secado, eliminando el agua y gases más pesados (condensado). Para ello, el proceso parte de bombas centrífugas que succionan los líquidos condensados de los tanques de lavado desplazándolos por el sistema refrigerante, luego del cual el condensado regresará a los tanques de lavado a través de un sistema de aspersion a una temperatura de 5°C (41°F), Esta ducha de líquidos condensados de baja temperatura hace que se condensen los líquidos que vienen en el gas obteniendo a la salida un gas seco de 21° C (69.8°F), que es transferido a la Central Eléctrica 130.

Posteriormente, los líquidos condensados acumulados en la planta deshidratadora de Gas, se transfieren hacia el tanque de condensados.

El Gas excedente de la Central Eléctrica 130 y del Separador vertical de gas (1), ingresan al Separador vertical (3) donde se realiza la misma función descrito en el separador horizontal de gas (3). El Flujo de Gas que sale del separador vertical (3) es transferido al incinerador de residuos orgánicos y el excedente pasa por el arresta llamas, posteriormente al quemador (Flare) donde el gas se quema.

Los líquidos almacenados en el tanque de Condensados son transferidos con las bombas 200 / 222 hacia el colector de totales.

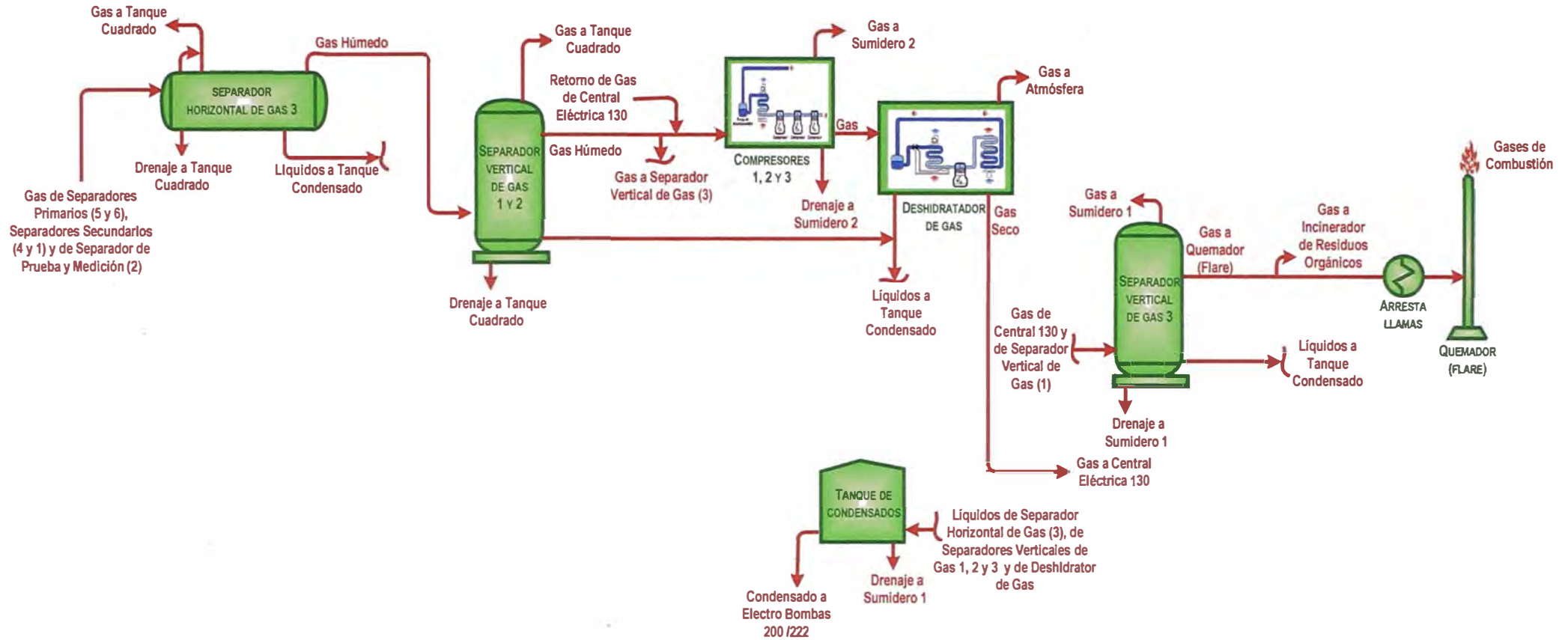


Fig 2.13: Diagrama de Flujo del Subproceso de Tratamiento de Gas

2.7.4. Función del Subproceso de Tratamiento y Bombeo de Crudo

El Crudo proveniente del Separador Secundario (1) ingresa al tanque Sedimentador (3M38S), en esta parte del proceso la decantación del crudo se facilita por el tiempo de residencia y densidad de las partículas de agua contenidas en el crudo, las emulsiones de agua, sólidos e impurezas que aún contiene se desprenden y se precipitan al fondo del tanque para ser transferidos por el drenaje hacia el tanque cuadrado. Seguidamente el crudo acumulado en el tanque, se transfiere por rebose hacia los tanques de almacenamiento y bombeo (3M39S y 5M54E). La calidad del crudo obtenido en este proceso deberá estar con los valores de BSW menor a 0.80 % y PTB menor a 20.

Es importante mantener el nivel del rebose del tanque sedimentador (3M38S), menor a 29.7 pies, si el nivel del tanque es muy alto el fluido rebozará por sobre flujo (Overflow) hacia el tanque cuadrado, ya que este tiene capacidad limitada puede ocurrir que fluya hidrocarburos hacia el medio ambiente.

El crudo de rebose proveniente del tanque sedimentador (3M38S) ingresa a los tanques de almacenamiento y bombeo (3M39S y 5M54E) donde el crudo continúa su reposo para posteriormente ser fiscalizado y transferido a través de las electro bombas (56, 148 y 149) hacia Estación de Bombas Capirona y/o Batería 1 Trompeteros. La calidad de crudo obtenido en este proceso deberá tener valores de BSW menor a 0.60 % y PTB menor a 10.

La adición de químicos desemulsificantes (DMO-46), al ingreso del tanque sedimentador (3M38S), es fundamental en este proceso, ya que son compuestos que están formados por un grupo soluble en aceite. Estos productos tienen la propiedad de modificar tenciones superficiales e interfaciales de las emulsiones, el crudo se

separa del agua libre y forma las gotas de mayor tamaño emulsionadas. Los agentes químicos desemulsificantes juegan un valor importante al promover la coalescencia y acelerar el asentamiento del agua dispersa. Así mismo la adición de química al ingreso de los tanques de Almacenamiento y bombeo (3M39S y 5M54E) es fundamental, Dispersante de parafina (PAO11), Inhibidor de parafina (PAO42) y desemulsificante (DMO46).

Nota: El tanque sedimentador (3M38S) recibe producción de Crudo proveniente del Separador de prueba (2) cuando es requerida por cuestiones operativas.



Fig 2.14: Diagrama de Flujo del Subproceso de Tratamiento y Bombeo de Crudo

2.7.5. Función del Subproceso de Tratamiento y Reinyección de agua Producción

El Agua de Producción que se obtiene del Subproceso de Separación de Fluidos de Pozos de Producción, agua residual del proceso y del Subproceso de Separación prueba y Medición, ingresan a los tanques Desnatadores (10M43S / 8M56S) atravesando un difusor donde los hidrocarburos contenidos en el agua ascienden a la superficie formando la nata en el tanque, por tiempo de residencia y densidad, los sólidos e impurezas que aún contiene el crudo, se desprenden y se

precipitan al fondo, mientras que las trazas de crudo se desprenden del agua y flotan en la parte superior del tanque.

Seguidamente y por líneas comunicantes el agua de los tanques desnatadores (10M43S / 8M56S) son transferidos al tanque Desnatador 10M44S donde se repite la misma función descrita en los tanques desnatadores (10M43S y 8M56S).

La química Clarificador (RBW-405) es fundamental en este proceso, se inyecta al ingreso de los tanques desnatadores (10M43S / 8M56S) y al ingreso del tanque desnatador (10M44S), con ello se obtiene una agua en condiciones de reinyección.

El agua en los tanques desnatadores, debe tener un tiempo determinado de residencia, para minimizar el contenido de hidrocarburos y sólidos remanentes y de esta manera obtener un valor permisible en agua. El aceite en agua (Oil Water) deberá ser menor a 20 partes por millón (ppm). Para mantener la calidad y el valor permisible del agua, es importante obtener un nivel mínimo de crudo en el tanque (de aproximadamente 1 pie), on los valores permisibles, el agua es transferida del tanque desnatador (10M44S) hacia la succión de las electro bombas impulsoras (Booster's 190 / 191), los cuales transfieren el agua hacia los Hidrociclones (1, 2, 3, 4, 5, 6 y 7) junto con una inyección de química Inhibidor de corrosión (CRW-9169), inhibidor de incrustaciones (SCW-356), Biocidas (XCIDE-307 y XCIDE-105) que es fundamental para proteger las líneas de reinyección contra corrosión, incrustación y contra ataques de bacterias.

El agua con presión que ingresa a los Hidrociclones genera una fuerza centrífuga originando que el crudo que aún contiene el agua se separen, posteriormente el crudo se acumula en una cámara y es transferido hacia el Colector de totales, Seguidamente el agua con presión continúa su transferencia hacia el Amortiguador de pulso vertical (tanque pulmón) que sirve para amortiguar oscilaciones de presión, estabilizándola permanentemente.

El agua presurizada y estable, sale del Amortiguador de pulso hacia la succión del Sistema de Bombeo Horizontal (HP'S 1, 2, y 3) en cuyo interior el agua pasa por etapas. Cada etapa va sumando la presión hasta descargar el agua a los pozos de reinyección.

Si se presenta baja presión de succión, alta presión de descarga y alta temperatura en los cojinetes de las HPS's, se activa un sensor de seguridad que envía una señal al PLC y, este manda a parar automáticamente el equipo previniendo daños en el sistema.

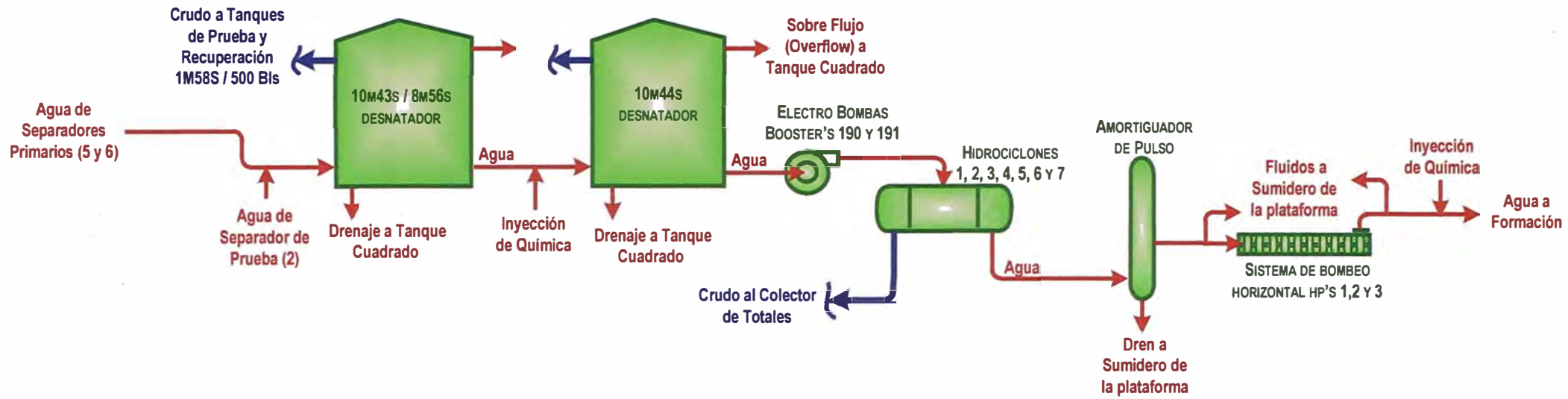


Fig 2.15: Diagrama de Flujo del Subproceso de Tratamiento y Reinyección de Agua de Producción

2.7.6. Función del Subproceso de Tratamiento de Agua Dulce

El agua dulce natural captada de quebrada, ingresa al Tanque Sedimentador de 1,000 BBL previo tratamiento químico con Coagulante (BPW-76440), que sirve para decantar los sólidos totales en suspensión (TSS) y ayudar a la sedimentación por gravedad.

El agua sedimentada y por rebose, sale del Tanque Sedimentador de 1,000 BBL y es transferida al tanque de Almacenamiento de 500 BBL donde el agua continúa el proceso de decantación por tiempo de reposo y obtener un producto de calidad menor a 2 partes por millón (ppm) de sólidos totales de suspensión (TSS), El agua sedimentada en este proceso es drenado por las válvulas pluviales.

El agua del tanque de 500 BBL, es transferido con la bombas (A / B) al Intercambiador de calor de carcasa tipo tubo, en cuyo interior se divide en dos etapas, el agua dulce fría fluye por una de las etapas, por los tubos de ½" de diámetro y, por la carcasa siguiendo una trayectoria ondulada por efecto de los baffles, fluye el agua de producción caliente (proveniente de la separación primaria del subproceso de separación de fluidos de pozos de producción), generándose el intercambio de temperaturas entre ambos fluidos. El agua dulce obtiene una temperatura de 65°F @ 165°F.

Así mismo el agua del tanque de 500 BBL, es transferido con las electro bombas 261 / 262 hacia los sellos mecánicos de las electro bombas impulsoras (Booster's 190 y 191) para su refrigeración, también se utiliza en el laboratorio, Planta de Tratamiento de Gas y Servicios Higiénicos.

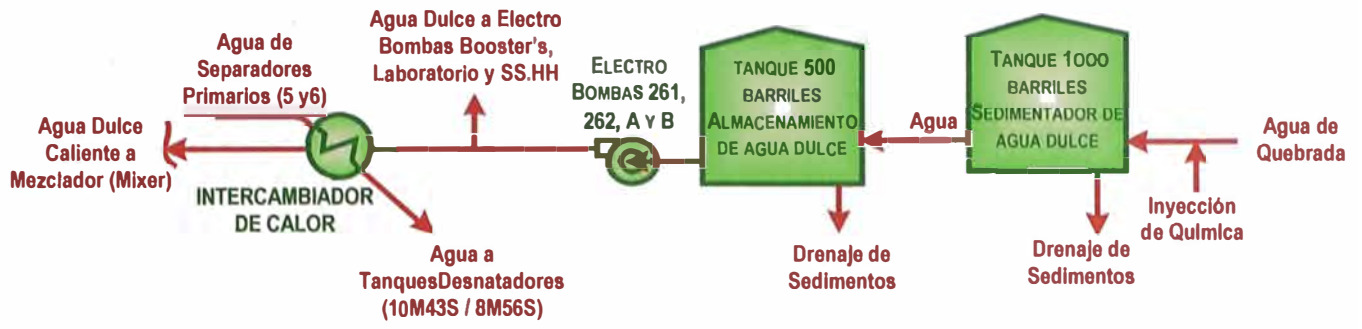


Fig 2.16: Diagrama de Flujo del Subproceso de Tratamiento de Agua Dulce

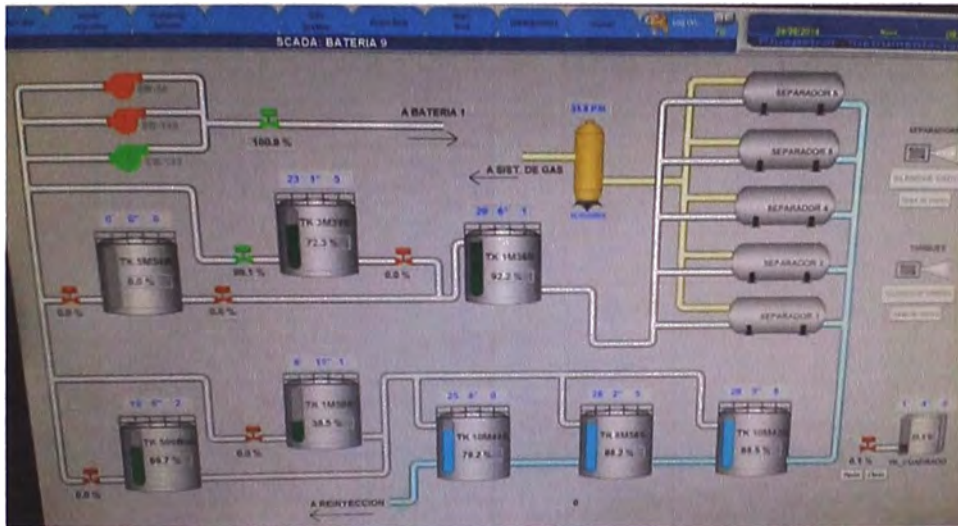


Fig 2.17: Sistema SCADA de Batería 9

2.8. PROCESOS IMPLEMENTADOS EN BATERIA 9

2.8.1. Intercambio de calor

El proceso de intercambio de calor consiste en la transferencia de calor del fluido caliente (Agua de producción o salada) proveniente de los separadores, al fluido frío (Agua dulce) agua dulce proveniente del tanque de captación de agua.

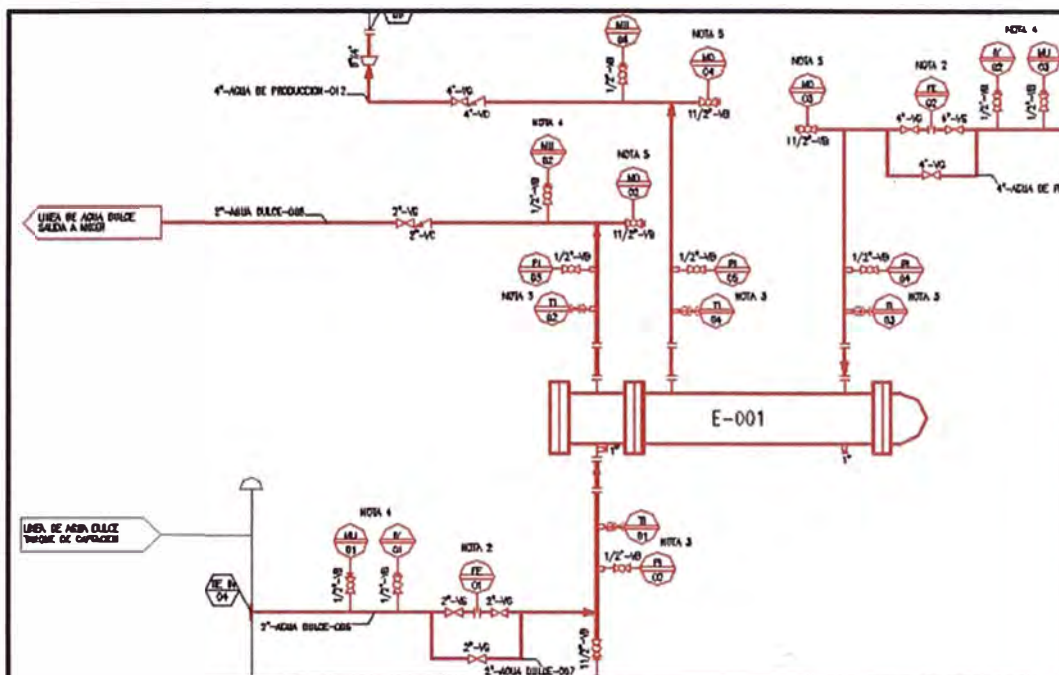


Fig 2.18: Diagrama de proceso del Intercambiador de calor

2.8.2. Lavado y agitación del crudo

Este proceso consiste en la mezcla entre el crudo proveniente de los separadores y el agua dulce proveniente del intercambio de calor. La mezcla se realiza dentro del Mixer donde el agua sale a presión de los difusores y discos que tiene incorporado el Mixer.

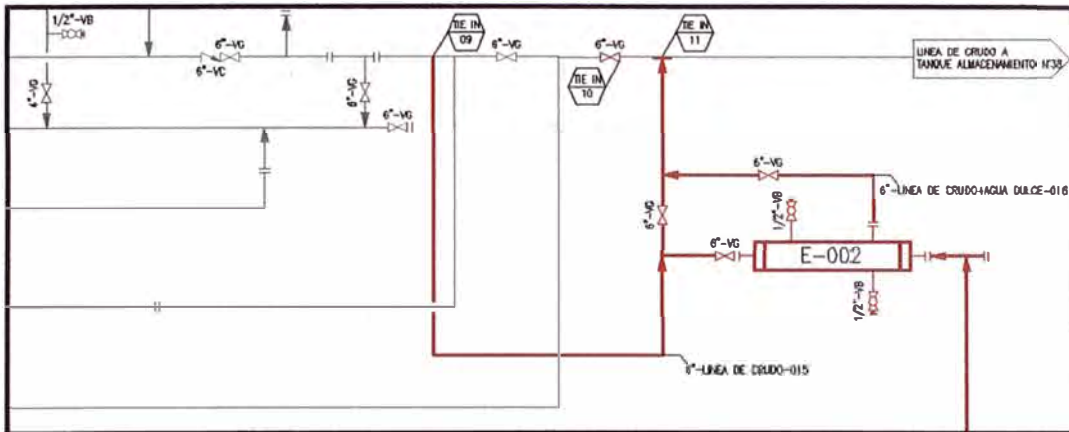


Fig 2.19: Diagrama de proceso de agitación del crudo

2.8.3. Succión y descarga de agua dulce

2.8.3.1. Captación de agua dulce

El punto de captación de agua se realiza desde el PA 149 que bombean hacia la planta de tratamiento de agua ubicada en Campamento - 101 y luego se almacena en tanques de agua de Batería 9.

Dicha estación tiene como fuente de abastecimiento una quebrada natural para la cual utiliza 03 Electrobombas de 25HP las mismas que impulsan agua hacia la Batería 9 en donde es almacenada en un tanque de 553.5 BBL a través de una tubería de Fierro Galvanizado de 3" haciendo un recorrido de aproximadamente 1968.5pies desde el punto de captación hasta el campamento Batería 9.



Fig 2.20: Captación de Agua PA 149 para Batería 9

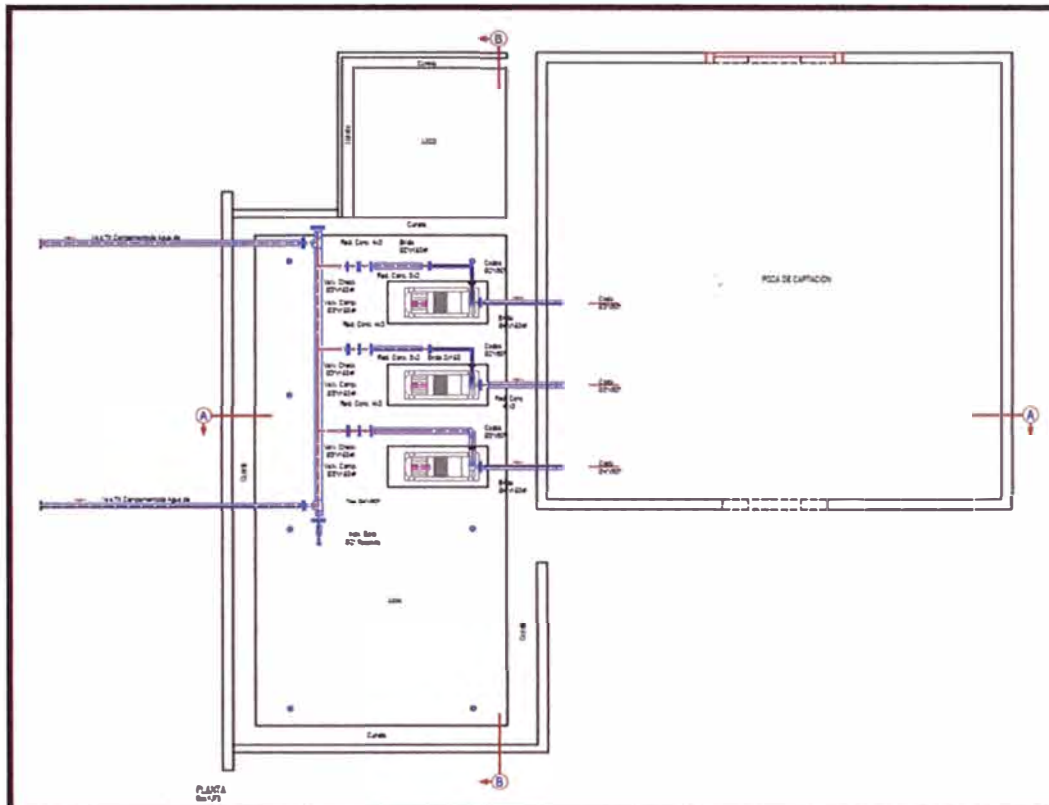


Fig 2.21: Estación de Bombas PA 149

2.8.3.2. Succión de agua dulce

El proceso de succión de agua dulce se realiza mediante 02 electrobombas de 1.47HP desde el tanque de agua ubicada en la Batería 9. La descarga del agua va hacia el Intercambiador de calor para su proceso de calentamiento y posterior mezcla con el crudo

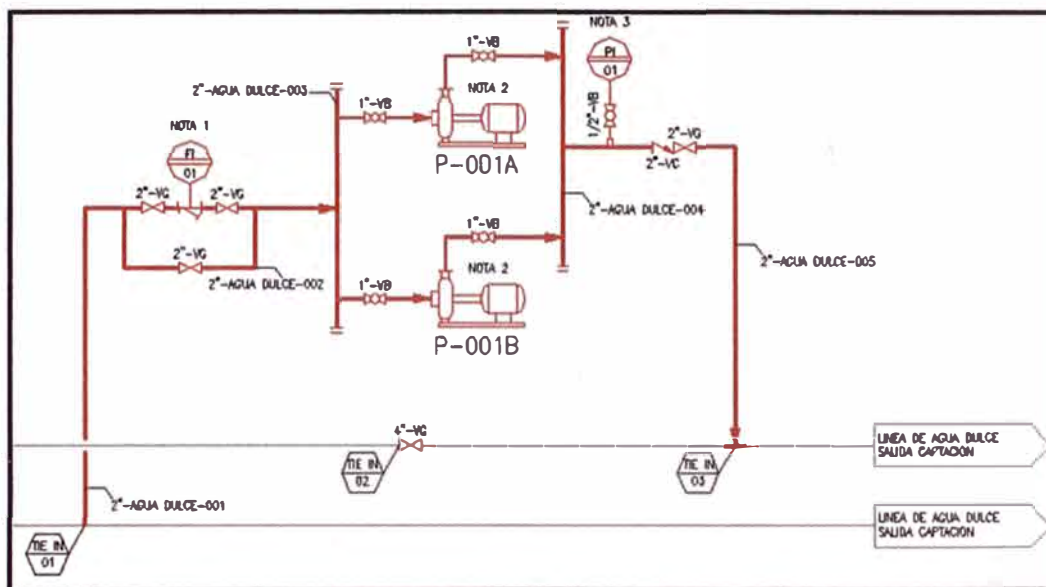


Fig 2.22: Diagrama del proceso de succión y descarga de agua dulce

2.9. EQUIPOS INSTALADOS EN BATERIA 9

2.9.1. Intercambiador de calor

Se ilustra a continuación un bosquejo correspondiente al diagrama de flujo del proceso del Nuevo Intercambiador de Calor instalado en Batería 9 - Pavayacu.

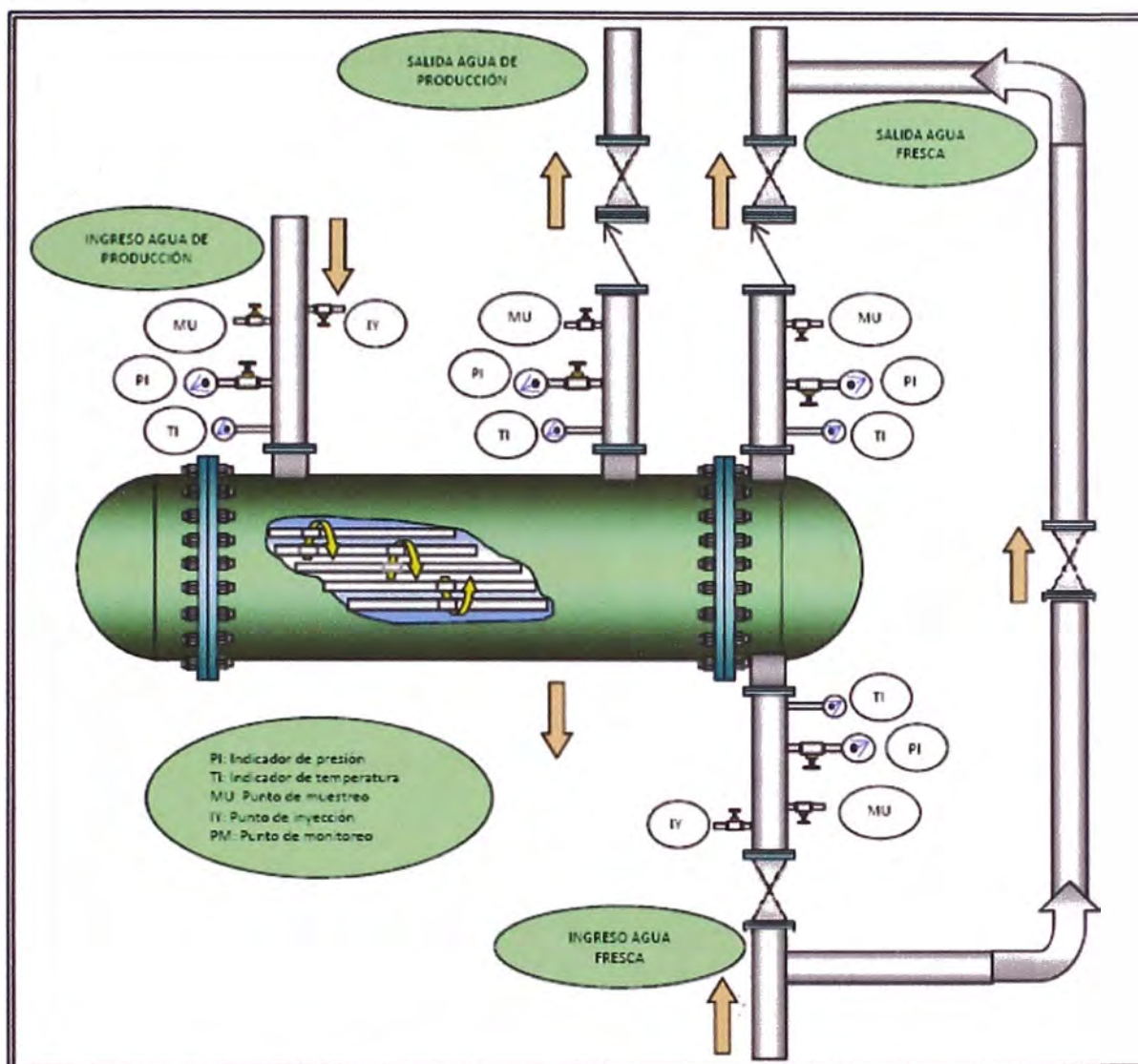


Figura 2.23: Diagrama de Flujo del Proceso

2.9.2. Electrobomba de agua

El caudal de agua se lo estima con las curvas características para cada modelo de bomba y la curva propia del sistema. El departamento de mantenimiento y generación (MyG) de PPN dispone de estas curvas ya que es el encargado de conectar dichos equipos para el bombeo de agua dulce de los tanques hacia el intercambiador de calor.

Para este proceso se tiene el siguiente tipo de electrobomba.

Marca: Salmson TYPE MULTI-H2O4N-XV-T/6

Caudal Max: 40 BBL/hora (6.5m³/hora)

Hmax: 220pies (67m)

Pmax: 2.36HP (1.76kW)



Figura 2.24: Electrobomba de agua



Figura 2.25: Interconexión de electrobombas y líneas de succión y descarga

2.9.3. Mixer

El Mixer instalado en Batería 9 tiene un diseño de toberas, donde ingresa agua dulce caliente a 115°F y 92 PSI, distribuida hacia el interior de carcasa de este, entrando en contacto con el crudo donde se realiza la transferencia de calor, agitación y lavado para disminuir la concentración de sales y % de sedimentos. Posteriormente este fluido (Crudo y agua dulce caliente) ingresa al Separador Secundario N° 04 para continuar con su tratamiento y posterior almacenamiento en tanque Gun Barrel 3M38S.

Dimensiones:

Longitud; 4.6 pies (1.4m)

Diámetro: 6 Pulg



Figura 2.26: Mixer instalado en Batería 9

CAPITULO III

IDENTIFICACION DEL PROBLEMA

3.1. DEFINICIÓN DEL ÁMBITO

Actualmente la producción del crudo en el Yacimiento Pavayacu Lote 8 está fuera de especificación de venta por tanto en Batería 9 se realiza el proceso de tratamientos para mejorar la calidad del crudo.

3.2. CARACTERÍSTICAS DEL PROBLEMA

3.2.1. Producción del crudo fuera de especificación

La producción del crudo, fuera de especificación, implica varios procesos para mejorar su calidad, ya que para poder transportarla hacia la base de Corrientes estas deben cumplir las especificaciones de venta, (PTB < 10 lbs y BS&W < 0.6%). Pero que en años anteriores se ha estado produciendo crudo con una salinidad de crudo promedio de 15.03lbs saliendo del rango de especificaciones y por ende se ha estado realizado reprocesos para mejorar su calidad.

3.2.2. Salinidad del crudo

En la siguiente tabla tenemos los datos de salinidad del crudo en los meses de marzo, abril y mayo, lo cual están fuera de las especificaciones de venta.

Tabla 3.1: Tabla de salinidad del crudo PTB (lbs)

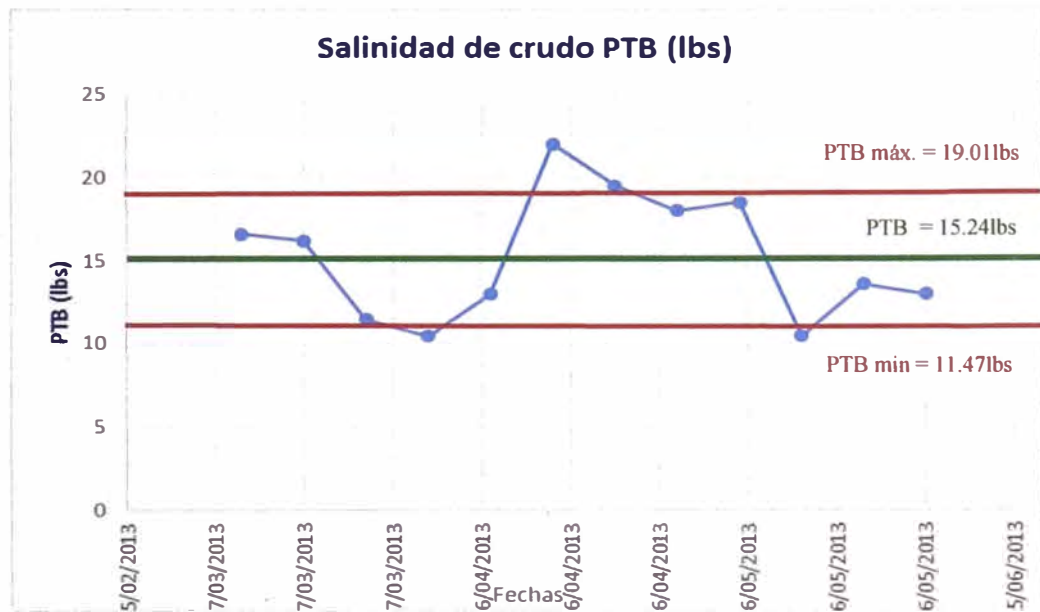
Fechas	PTB (lbs)	Frecuencia		d	d2
	xi	fi	xi*fi	xi-x	
10/03/2013	16.6	1	16.60	1.4	1.85
17/03/2013	16.2	1	16.20	1.0	0.92
24/03/2013	11.5	1	11.50	-3.7	14.00
31/03/2013	10.5	1	10.50	-4.7	22.48
07/04/2013	13	1	13.00	-2.2	5.03
14/04/2013	22	1	22.00	6.8	45.68
21/04/2013	19.5	1	19.50	4.3	18.13
28/04/2013	18	1	18.00	2.8	7.61
05/05/2013	18.5	1	18.50	3.3	10.62
12/05/2013	10.5	1	10.50	-4.7	22.48
19/05/2013	13.6	1	13.60	-1.6	2.70
26/05/2013	13	1	13.00	-2.2	5.03
	182.9	12	182.90	0.00	156.51

Salinidad promedio del crudo PTB = $182.9 / 12 = 15.24$ lbs

Desviación estándar $s = 3.77$ lbs

PTB máx. = 19.01lbs

PTB min = 11.47lbs



Grafica 3.1: Comportamiento de la salinidad del crudo PTB (lbs)

3.2.3. Reprocesos para mejorar la calidad del crudo

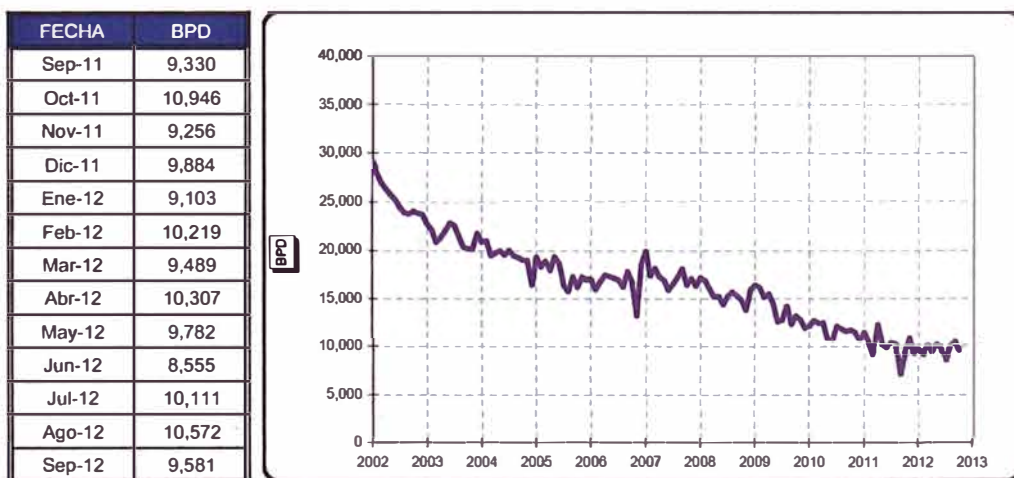
Otras de deficiencias es que se tiene un mayor tiempo en los reprocesos para mejorar la calidad del crudo y por tanto mayor tiempo para transportar los volúmenes de crudo a la Base Corrientes para su posterior venta.

Los costos en los reproceso para mejorar la calidad del crudo ha incrementado considerablemente en estos últimos años.

Por tal motivo se evaluó el proceso y se determinó la necesidad de instalar equipos para tratar la presencia de sal y sedimentos en el crudo, mediante aplicación de temperatura y agitación a crudo producido en Pavayacu.

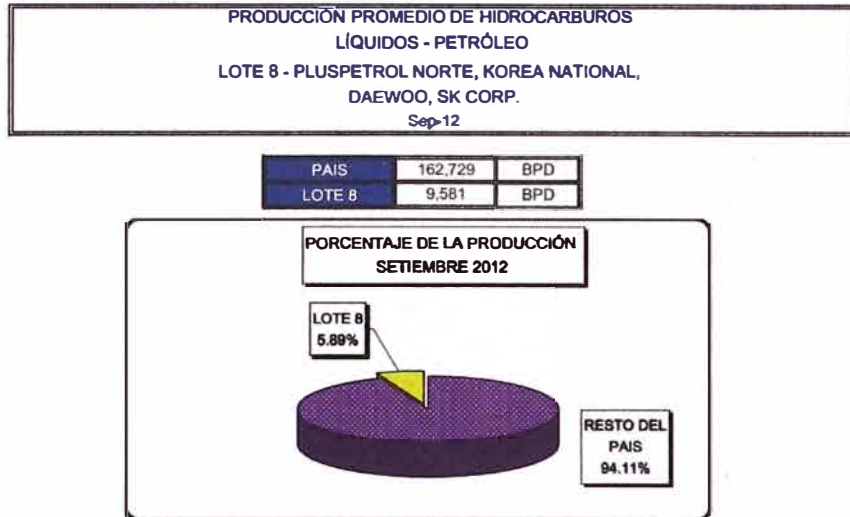
3.2.4. Producción promedio de crudo por día

En el Yacimiento Pavayacu la producción promedio diario en el mes de octubre 2013 es de 1420 BOPD y la producción total en el Lote 8 es de 10550 BOPD



Gráfica 3.2: Producción promedio de petróleo crudo

La producción de crudo en los Yacimientos del Lote 8 representa el 5.89% de la producción total del país



Gráfica 3.3: Porcentaje de producción de crudo en el Lote 8

CAPITULO IV

FUNDAMENTO TEÓRICO PARA LA SELECCIÓN Y MONTAJE

4.1. FUNDAMENTO TEORICO PARA LA SELECCION

4.1.1. Primera ley de la termodinámica

También conocida como principio de conservación de la energía para la termodinámica, establece que si se realiza trabajo sobre un sistema o bien éste intercambia calor con otro, la energía interna del sistema cambiará.

Esta ley permite definir el calor como la energía necesaria que debe intercambiar el sistema para compensar las diferencias entre trabajo y energía interna.

Desde el punto de vista termodinámico, la cantidad de calor transferida durante un proceso de flujo estable en estado estable es igual a la diferencia entre el cambio de la entalpia y el trabajo realizado, es decir:

$$Q = \Delta H + W \quad (4.1)$$

Donde:

Q: Transferencia de calor

ΔH : Cambio de entalpia

W: Trabajo realizado

4.1.2. Transferencia de calor

La transferencia de calor se define como la energía que se transmite de una región a otra, como consecuencia de una diferencia de temperaturas entre ellas.

Si se realiza un balance de energía donde no existe trabajo, para cualquiera de los fluidos se obtiene:

$$Q = \Delta H \quad (4.2)$$

Y considerando calor específico constante se tiene:

$$Q = \dot{m} \cdot C_p \cdot \Delta T \quad (4.3)$$

Donde:

Q: Transferencia de calor (Btu/hora)

\dot{m} : Flujo másico (lb/hora)

C_p : Calor específico a presión constante (Btu/lb °F)

ΔT : Diferencia de temperaturas de entrada y salida del fluido (°F)

4.1.3. Coeficiente global de transmisión de calor (U)

Es el flujo de calor por grado de temperatura entre dos ambientes isotermos y por unidad de superficie de una de las caras isotermas de un cerramiento, dado, que separa ambos ambientes.

El coeficiente de transferencia de calor total es importante ya que nos proporciona la cantidad total de calor transferido cuando se multiplica este por área de la superficie del exterior del tubo.

Para determinar el coeficiente global de transferencia de calor se aplica la siguiente fórmula.

$$U = \frac{1}{\frac{1}{h_i} + \frac{1}{h_o} + \frac{1}{k} + \frac{1}{F}} \quad (4.4)$$

Donde:

U: Coeficiente global de transferencia de calor (Btu/hora pie² °F)

h_i: Coeficiente de convección interno (Btu/hora pie² °F)

h_o: Coeficiente de convección externo (Btu/hora pie² °F)

k: Coeficiente de conductividad del material (Btu/hora pie² °F)

F: Factor de ensuciamiento (Btu/hora pie² °F)

4.1.4. Coeficiente de convección

El coeficiente de convección o coeficiente de película, representado habitualmente como h, cuantifica la influencia de las propiedades del fluido, de la superficie y del flujo cuando se produce transferencia de calor por convección.

La transferencia de calor por convección se modela con la Ley del Enfriamiento de Newton:

$$\frac{dQ}{dt} = h A_s (T_s - T_{inf}) \quad (4.5)$$

Donde:

h: Es el coeficiente de película (Btu/hora pie² °F)

A_s: Es el área del cuerpo en contacto con el fluido (pie²)

T_s: Es la temperatura en la superficie del cuerpo (°F)

T_{inf}: Es la temperatura del fluido lejos del cuerpo (°F)

Tabla 4.1: Coeficientes de calor por convección

FLUIDO	COEFICIENTE DE TRANSFERENCIA DE CALOR POR CONVECCION	
	W/m ² K	Btu/hr pie ² °F
Aire, convección libre	6-30	1-5
Vapor o aire sobrecalentado, convección forzada	30-300	5-50
Aceite, convección forzada	60-1800	10-300
Agua, convección forzada	300-18000	50-3000
Agua hirviente	3000-60000	500-10000
Vapor condensándose	6000-120000	1000-20000

4.1.5. Capacidad calorífica

La capacidad calorífica de un cuerpo es el cociente entre la cantidad de energía calorífica transferida a un cuerpo o sistema en un proceso cualquiera y el cambio de temperatura que experimenta. En una forma menos formal es la energía necesaria para aumentar la temperatura de una determinada sustancia en una unidad de temperatura.

$$C = \frac{Q}{\Delta T} = c \cdot m . \quad (4.6)$$

Donde:

C: Capacidad calorífica del cuerpo o sistema (Btu/°F)

c: Calor específico o capacidad calorífica específica (Btu/lb °F)

m: Masa de sustancia considerada (lb)

4.1.6. Flujo másico

El flujo másico o gasto másico, es la magnitud que expresa la variación de la masa en el tiempo. Normalmente se supone flujo unidimensional, es decir, con unas

densidades y secciones constantes e independientes de la posición lo que permite reducirlo a la siguiente fórmula:

$$\dot{m} = \rho \cdot V \cdot S \quad (4.7)$$

Donde:

\dot{m} : Gasto másico (lb/s)

ρ : Densidad del fluido (lb/pie³)

V: Velocidad del fluido (pie/s)

S: Área del tubo corriente (pie²)

4.1.7. Caudal

El caudal de un fluido es la cantidad de fluido que pasa en una unidad de tiempo. Normalmente se identifica con el flujo volumétrico o volumen que pasa por un área dada en la unidad de tiempo.

El caudal de un fluido puede calcularse a través de la siguiente fórmula:

$$G = A \cdot v \quad (4.8)$$

Donde:

G: Caudal (pie³/s)

A: Área atravesada por el fluido (pie²)

v: Es la velocidad lineal promedio (pie/s)

4.1.8. Diferencia de temperatura media logarítmica (LMTD)

La diferencia de temperatura media logarítmica (LMTD) es un método para efectuar el análisis del comportamiento térmico e hidráulico, así como el dimensionamiento de los equipos de transferencia de calor dicho de otra forma es

usada para determinar la fuerza que impulsa la transferencia de calor en sistemas de flujo, particularmente en Intercambiador de calor.

$$LMTD = \frac{\Delta T_2 - \Delta T_1}{\ln(\Delta T_2 / \Delta T_1)} \cdot \quad (4.9)$$

$$\Delta T_2 = T_{C1} - T_{F2}$$

$$\Delta T_1 = T_{C2} - T_{F1}$$

$$Q_c = UAF (LMTD) = UAF \frac{\Delta T_2 - \Delta T_1}{\ln(\Delta T_2 / \Delta T_1)} \cdot \quad (4.10)$$

4.1.9. Factor de corrección en la diferencia de temperatura media

Logarítmica (LMTD).

La diferencia de temperatura media logarítmica no se puede aplicar a intercambiadores de calor de múltiple paso y de flujo cruzado. Por lo que se tiene que aplicar un factor de corrección F.

La diferencia de temperatura media efectiva en un intercambiador de múltiple pasos o de flujo cruzado, CMTD, estará relacionada a diferencia de temperatura media logarítmica mediante:

$$CMTD = F (LMTD). \quad (4.11)$$

Donde el factor de corrección está dado por

$$P = \frac{t_2 - t_1}{T_1 - t_1} \quad (\text{Definida como la efectividad del lado frío y})$$

$$R = \frac{T_1 - T_2}{t_2 - t_1} = \frac{C_c}{C_h} \quad (\text{Definida como una razón de capacidad térmica})$$

F: es una función de P, R y del arreglo del flujo de fluido.

Los factores de corrección están disponibles en cartas como las que se muestran en la figura 5.1, para intercambiadores de tubo y carcaza con un sólo paso por la carcaza y pasando por el tubo dos veces.

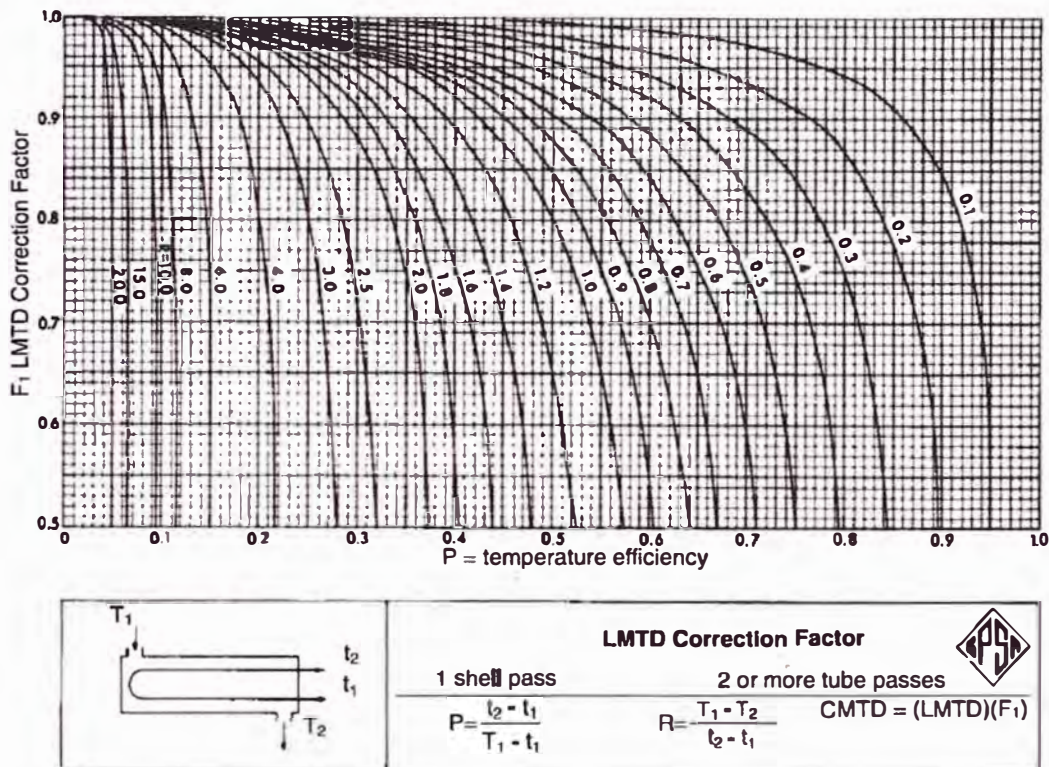


Figura 4.1: Factor de corrección de la diferencia de temperatura media logarítmica

4.2. FUNDAMENTOS PARA LA DIRECCIÓN DE PROYECTOS

Para el montaje del Intercambiador de calor usamos La Guía de los Fundamentos para la Dirección de Proyectos (Guía del PMBOK®) - Quinta Edición que nos proporciona pautas para la dirección de proyectos individuales y define conceptos relacionados con la dirección de proyectos. Describe asimismo el ciclo de

vida de la dirección de proyectos y los procesos relacionados, así como el ciclo de vida del proyecto.

4.2.1. Grupos de procesos para la dirección de un proyecto

Un tema muy importante son los grupos de procesos tales como: iniciación, planificación, ejecución y cierre, todo esto bajo el control y seguimiento del proyecto. Lo que el PMBOK quiere expresar con estos procesos, es ver de manera genérica las agrupaciones del proceso que se requieren para manejar un proyecto.

4.2.2. Planificación de trabajo

La planificación del trabajo parte en base a una idea y concepto único de referencia, para ello se tiene en consideración la definición de gestión y plan.

a) Gestión.- Es la metodología empleada para integrar procedimientos, requisitos, requerimientos, coordinaciones, comentarios y afines de los interesados para la solución de los problemas y/o necesidades en forma objetiva.

b) Plan.- Es el conjunto de procedimientos identificados, detallados y programados que permiten desarrollar opciones y acciones para la solución de problemas y/o necesidades.

Según estas definiciones, se realiza la gestión del plan para el montaje e instalación del intercambiador de calor.

4.2.3. Especificaciones técnicas para el proceso de montaje

Para realizar los procesos de montaje utilizamos el estándar en dirección de proyectos PMBOK y los procedimientos y estándares de la compañía Pluspetrol Norte S.A.

4.3. NORMAS Y ESTÁNDARES APLICABLES

4.3.1. Estándares de control de calidad del petróleo crudo

a) °API. Escala de densidad utilizada por el American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo), es una medida de densidad que, en comparación con el agua, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo, además mide en forma indirecta la gravedad específica del petróleo.

El °API se mide de acuerdo a la Norma ASTM D 1298-99 (Método del Hidrómetro).

b) Control de contenido de sales (PTB, libras por mil barriles)

El contenido de sales en el crudo debe ser menor a 10 libras/ mil barriles (PTB), para minimizar su efecto corrosivo en los equipos. Un contenido de sales por encima de 10 PTB causa una alta tasa de corrosión en los equipos.

Las sales en el crudo (PTB-lb/1000bbl de crudo), se mide de acuerdo a la Norma ASTM D 3230-99 (Método Electrométrico).

c) Control del contenido de agua y sedimentos básicos (BS&W) en el Crudo

Con el propósito de evitar una presurización súbita en el sistema o en los equipos de procesamiento, se efectúa un control riguroso al contenido de BS&W durante las descargas.

EL crudo que se procesa en Batería 9 debe contener una cantidad de BS&W del orden de 0.05% a 0.60% en volumen, para su posterior venta.

El Agua y Sedimento básico dentro del crudo (%BS&W) se miden de acuerdo a la Norma ASTM D 4007-81 (Método de Centrifugación).

4.3.2. Normas técnicas

El montaje del Intercambiador, la fabricación y montaje de líneas de fluidos están en base a los siguientes estándares y/o Normas aplicables.

a) ASME (American Society of Mechanical Engineers) conocido como la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME B31.3, ASME VIII y ASME IX).

Norma y/o regulaciones para el diseño, fabricación y pruebas de elementos mecánicos relacionados con potencia y energía.

b) AWS (American Welding Society) conocido como la Sociedad Americana de soldadura, brinda recomendaciones para la soldadura, selección de electrodos y procedimientos para soldar (Norma aplicable AWS D 1.1).

c) ASTM A307 (American Society for Testing and Materials) conocida como la Sociedad Americana para Pruebas y Materiales, brinda las regulaciones sobre calidad de materiales y dimensiones de pernos.

Materiales empleados para las líneas son Tuberías: ASTM A-53 (SCH 40)

d) ANSI B 16.5 (American National Standards Institute) conocido como el Instituto Nacional Estadounidense de Estándares, brinda los Requisitos para el material y dimensiones de bridas forjadas de acero al carbono.

e) TEMA (Tubular Exchanger Manufacturers Association) conocido como la Asociación de Fabricantes de Intercambiadores Tubulares.

Presenta tres estándares para la construcción mecánica, los que especifican diseño, fabricación y materiales a utilizar en los intercambiadores de tubo y carcasa. Estos son:

Clase R: Para aplicaciones en petróleo y procesos relacionados.

Clase C: Para aplicaciones en procesos comerciales.

Clase B: Para servicio en procesos químicos.

Aplicables con las siguientes limitaciones:

- Diámetro interno de la carcasa ≤ 1524 mm (60 Pulg)
- Presión ≤ 207 bar (3000 Psi)
- Relación (diámetro interno carcasa)*(presión) ≤ 105000 mm bar (60000 Pulg Psi)

Tipos de intercambiadores de calor de tubos y carcasa

Independientemente del tipo, los intercambiadores de acuerdo a su construcción mecánica pueden ser de:

- **Cabezal fijo**, tiene 2 placas de tubos soldadas a la carcasa.
- **Tubos en forma de U**, tiene una sola placa de tubos en forma de U.
- **Cabezal flotante**, tiene una hoja de tubo fijas y la otra flota libremente.

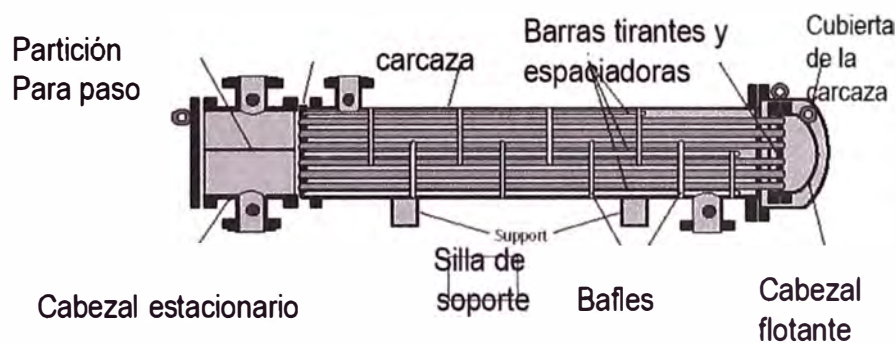


Figura 4.2: Intercambiador de calor de carcasa y tubos cabezal flotante

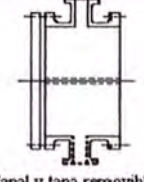
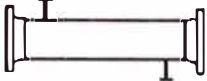
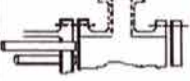
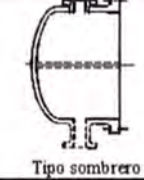


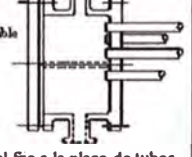


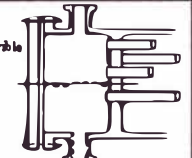


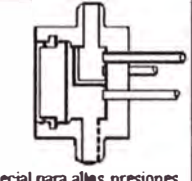





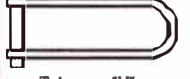

CABEZALES ANTERIORES: ESTACIONARIOS O FIJOS		TIPOS DE CARCAZAS	CABEZALES POSTERIORES
A	 Canal y tapa removibles	E  Un solo paso	L  Cabezal fijo tipo "L"
B	 Tipo sombrero	F  Dos pasos con deflector longitudinal	M  Cabezal fijo tipo "M"
C	 Tapa removible Canal fijo a la placa de tubos	G  Flujo distribuido	N  Cabezal fijo tipo "N"
N	 Tapa removible Canal fijo a la carcasa	H  Doble flujo distribuido	P  Flotante externo
D	 Especial para altes presiones	J  Flujo dividido	S  Anillos divididos
		K  Rehervidor tipo kettle	T  Tracción continua
		X  Flujo cruzado	U  Tubos en "U"
			W  Flotante sellado externamente

Figura 4.3: Tipos de carcazas y cabezales. Nomenclatura TEMA

4.3.3. Legislación aplicable del sector Energía y Minas

El montaje del intercambiador se realiza con todos los reglamentos de seguridad, normas y procedimientos de la compañía Pluspetrol Norte SA.

- D.S. N° 043-2007 EM Reglamento de Seguridad para Hidrocarburos
- D.S. N° 051-93 Reglamento para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos.
- DS 009-2005-TR Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo.

CAPITULO V

SELECCION Y MONTAJE DE UN INTERCAMBIADOR DE CALOR

5.1. SELECCION DE INTERCAMBIADOR DE CALOR

La selección del tipo de intercambiador de calor a usar para satisfacer nuestras necesidades de calentamiento, se ha realizado en base a experiencias basadas en equipos similares operando en condiciones semejantes. Así mismo se ha tomado en cuenta los siguientes parámetros de operación:

Si la presión y temperatura de operación están por debajo de 235 PSI y 390 °F respectivamente, entonces los intercambiadores de placas serian tomados en consideración, particularmente el de placas empacadas.

A altas temperaturas y presiones, la elección está entre uno de tubo y carcaza, de placas no empacadas y de doble tubo. El último es particularmente competitivo para aplicaciones que involucran pequeñas capacidades de transferencia de calor y altas presiones. En la Tabla 5.1, se muestra un resumen de los diferentes tipos de intercambiadores de calor que nos ayudan a realizar la selección de acuerdo a nuestras necesidades. En la Tabla 5.2 se presentan los intervalos de operación y en la Tabla 5.3 y Tabla 5.4 se comparan los intercambiadores más comunes, mostrando las ventajas y desventajas de cada uno.

Tabla 5.1: Características de los intercambiadores de calor

Tipo	Características constructivas	Aplicaciones
Tubo y Carcaza	Haz de tubos dentro de una carcaza cilíndrica, con presencia de deflectores para generar turbulencia y soportar los tubos. El arreglo de tubos es paralelo al eje longitudinal de la carcaza y puede estar fijo o ser de cabezal flotante. Tubos internos lisos o aleteados.	Multiuso. Prácticamente se amolda a cualquier servicio, por lo general es el primer intercambiador que se considera en una determinada aplicación
Enfriadores con Aire y Radiadores	Haces de tubos soportados por una estructura sobre Se emplean mucho cuando el costo del agua es elevado o los que sopla aire en forma cruzada. Los tubos pueden ser lisos o poseer aletas	Se emplean mucho cuando el costo del agua es elevado o cuando se requiere de una torre de enfriamiento para el agua. Condensación o enfriamiento de fluidos, sistemas de enfriamiento de vehículos.
Doble Tubo	Dos tubos concéntricos en forma de "U" u horquilla. El tubo interno puede ser liso o poseer aletas	Se utilizan cuando se requieren áreas de transferencia de calor pequeñas (100 a 200 pie ²). Son muy útiles en operaciones a altas presiones.
Láminas empacas: PHE con empacaduras	Serie de láminas corrugadas separadas entre sí por empacaduras	Muy utilizado en la industria alimenticia, sobre todo con fluidos viscosos. Cuando se requieren condiciones sanitarias extremas.
Láminas empacas: PHE sin empacaduras	Serie de láminas corrugadas separadas entre sí y soldadas en sus bordes	Manejo de fluidos viscosos y sobre todo peligrosos o a altas presiones.
Espiral	Láminas metálicas enrolladas una sobre la otra en forma de espiral	No presentan problemas de expansión diferencial. Muy empleados en servicios criogénicos y cuando se manejan fluidos muy viscosos, lodos o líquidos con sólidos en suspensión (industria del papel).

Tabla 5.2: Intervalos de operación para los intercambiadores más comunes

Tipo de intercambiador	Temperatura máxima de operación (°F)	Presión máxima de operación (Psi)	Superficie de intercambio de calor (pie ²)	Observaciones
Tubo y carcaza	- 330 a 1290	5070	53 a 10760	Versátil. Se usa para casi cualquier aplicación, independientemente de la tarea a realizar, temperatura y presión. Limitaciones de tipo metalúrgico.
PHE con empacaduras	- 40 a 350	430	10 a 12910	Alta eficiencia térmica, flexible, bajo ensuciamiento, compacto, bajo peso, sin vibración, fácil mantenimiento. El material de la empacadura puede limitar el tipo de fluido de trabajo. Usualmente es la unidad más barata para unas condiciones de operación dadas.
PHE sin empacaduras	- 330 a 1790 (dependiendo del tipo)	5070	Hasta 107640	Es una alternativa a los intercambiadores de tubo y coraza y los PHE sin empacaduras, siempre y cuando se pueda realizar una limpieza química sin dificultad. Su uso está limitado por la diferencia de presión entre los dos fluidos (entre 580-1160 Psi, dependiendo del tipo del fluido)
SHE	750	3	5 a 3760	Alta eficiencia térmica, bajo ensuciamiento, fácil mantenimiento. Puede manejar suspensiones, barros y líquidos fibrosos.

Tabla 5.3: Comparación entre los intercambiadores de calor más comunes

Aspecto a comparar	Tubo y coraza	PHE	SHE
Respuesta en operaciones líquido-líquido	Altos coeficientes globales de transferencia de calor para $Re > 2.100$.	Altos coeficientes globales de transferencia de calor para $Re > 10$.	
Resistencia	Alta	Baja	Media
Área de transferencia de calor	Grande	Muy grande	Mediana
Costos básicos	Altos	Bajos	Altos
Mantenimiento	Difícil de inspeccionar, limpieza química muy buena por la carcasa y aceptable o pobre por los tubos. Limpieza mecánica prácticamente imposible. Reparaciones aceptables.	Completamente accesible para inspección, limpieza química y manual. Fácil reemplazo de todas sus partes.	La inspección varía de buena a pobre. Limpieza química muy buena. Limpieza mecánica varía de buena a pobre. Reparación pobre.
Limitaciones de espacio y peso (para la misma operación)	Requiere de un espacio considerable y además un espacio amplio para mantenimiento.	Ligeras y ocupan poco espacio. No requieren de espacio adicional para mantenimiento.	Ligeras y ocupan menos espacio que tubo y carcasa
Diferencia de temperatura mínima entre los fluidos.	Hasta 40 °F	Hasta 30 °F	No especificado

Tabla 5.4: Comparación entre los intercambiadores de calor más comunes (continuación).

Aspecto a comparar	Tubo y coraza	PHE	SHE
Temperatura de operación	No tiene restricciones específicas.	90 a 150 °F usando empaaduras de caucho. -40 a 260°F usando empaaduras de asbesto comprimido.	No tiene restricciones específicas.
Caída de presión (a velocidad promedio y longitud de flujo comparables)	Baja.	Alta (hasta 100 veces mayor que la de tubo y carcasa).	Media.
Niveles de presión	Dependiendo del diseño.	Generalmente de 14.5 a 232 Psi, pudiendo llegar hasta 262 Psi.	Alrededor de 290 Psi.
Aplicaciones	Intercambio de calor líquido-líquido. Calentamiento de vapores. Condensación. Rehervidores de baja a media viscosidad y bajo ensuciamiento.	Intercambio de calor líquido-líquido. Calentamiento de vapores a baja presión (menores a 65 Psi). Plantas de enfriamiento en corrientes de procesos. Operación con fluidos muy corrosivos, de cualquier viscosidad o con ensuciamiento medio. Para expansiones programadas.	Intercambio de calor en gases a altas temperaturas. Rehervidores. Condensadores. Bajas presiones (menos de 160 Psi). Opera con fluidos de cualquier viscosidad y fluidos muy sucios.

Así mismo la Asociación de Fabricantes de Intercambiadores Tubulares, conocida como TEMA, presenta el estándar de:

Clase R: Para aplicaciones en petróleo y procesos relacionados.

Para la construcción mecánica, los que especifican diseño, fabricación y materiales a utilizar en los intercambiadores de tubo y carcaza. Estos son:

Aplicables con las siguientes limitaciones:

- Diámetro interno de la carcaza ≤ 1524 mm (60 Pulg)
- Presión ≤ 207 Bar (3000 Psi)
- Relación (diámetro interno carcaza)*(presión) ≤ 105000 mm bar (60000 pulg

Psi)

5.1.1. INGENIERÍA DE VALOR PARA LA SELECCIÓN

Teniendo en cuenta las características, intervalos de operación y comparaciones de los diferentes tipos de intercambiadores, según las tablas 5.1, 5.2, 5.3 y 5.4 realizamos la ingeniería de valor para seleccionar el tipo de intercambiador.

Tabla 5.5: Parámetros de operación de intercambiadores más comunes

Tipos de intercambiadores de calor y criterios de selección	Temp máx. Operación (°F)	Pres. máx. Operación (Psi)	Área de transferencia (pie2)	Aplicación en sector petróleo	Periodo de mantto (días)	Costo \$
A. Intercambiador de placas empacadas	350	430	10760	3	12	15000
B. Intercambiador de tubos y coraza	1290	5070	12910	7	6	10000
C. Intercambiadores de tubería doble	1290	5070	540	5	3	5000
D. Intercambiadores en espiral	750	3	3760	1	3	6000

Tabla 5.6: Asignación de valor de los parámetros de operación

Temperatura	Presión	Área	Aplicación	Mantenim.	Costo
1290 4 puntos	5070 4 puntos	12910 4 puntos	7 4 puntos	12 4 puntos	5000 4 puntos
750 3 puntos	430 3 puntos	10760 3 puntos	5 3 puntos	6 3 puntos	6000 3 puntos
350 1 puntos	3 1 puntos	3760 1 puntos	3 1 puntos	3 1 puntos	10000 1 puntos
		540 0 puntos	1 0 puntos		15000 0 puntos

Tabla 5.7: Calificaciones ponderadas

Calificaciones Ponderadas									
Factor de consideración	Wt	A. Intercamb. de placas empacadas		B. Intercambiador de tubos y coraza		C. Intercambiador de tubería doble		D. Intercambiador en espiral	
Aplicación	12	1	12	4	48	3	36	0	0
Temperatura	10	1	10	4	40	4	40	3	30
Presión	8	3	24	4	32	4	32	1	8
Área	6	3	18	4	24	0	0	1	6
Mantenimiento	4	4	16	3	12	3	12	1	4
Costo	1	0	0	1	1	4	4	3	3
			80		157		124		51

De acuerdo a la Ingeniería de Valor con diferentes tipos de intercambiadores, el que nos arroja un mayor valor (157) es el intercambiador de calor de Tubos y coraza, a esto se suma el estándar (TEMA) y la experiencia basándose en equipos similares operando en condiciones semejantes.

Por lo tanto seleccionamos el Intercambiador de Tubos y Carcaza, ya que es el más adecuado que satisface nuestras necesidades de calentamiento.

5.1.2. CALCULO DE PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS Y DIMENSIONES

5.1.2.1. Datos de entrada

Flujo volumétrico y másico de agua dulce (Frio) a calentar:

Flujo volumétrico de agua dulce : $G_F = 1000 \text{ B BPD} \langle \rangle 0.0649 \text{ pie}^3/\text{s}$

Considerando densidad del agua : $\rho = 62.43 \text{ lb/pie}^3$

Flujo másico de agua dulce : $\dot{m}_F = 14600 \text{ lb/h}$

Temperaturas de entrada y salida:

Temperatura de agua dulce a la entrada : $T_{F1} = 64 \text{ }^\circ\text{F}$

Temperatura de agua dulce a la salida : $T_{F2} = 170 \text{ }^\circ\text{F}$

Temperatura de agua salada a la entrada : $T_{C1} = 200 \text{ }^\circ\text{F}$

Temperatura de agua salada a la salida : $T_{C2} = 171.01 \text{ }^\circ\text{F}$

Diámetro interior y exterior del tubo:

Diámetro interior del tubo : $d_i = 0.305 \text{ pulg}$

Diámetro exterior del tubo : $d_e = 0.375 \text{ pulg}$

Velocidad de agua dulce y agua salada:

Velocidad de agua dulce : $v_F = 1.65 \text{ pies/s}$

Velocidad de agua salada : $v_C = 0.79 \text{ pies/s}$

Propiedades de los fluidos

Calor específico de agua dulce : $C_{pF} = 1.000 \text{ Btu/lb }^\circ\text{F}$

Calor específico de agua salada : $C_{pC} = 0.925 \text{ Btu/lb }^\circ\text{F}$

Ahora realizamos el cálculo de la cantidad de tubos y dimensiones del Intercambiador.

5.1.2.2. Número de tubos por paso de tubos del intercambiador

$G_F = v_F S_F$, siendo S_F la sección transversal total de los tubos, por 1 paso de tubos.

$$0.0649 \frac{\text{pie}^3}{\text{s}} = S_F \times 1.65 \frac{\text{pie}}{\text{s}}$$

$$S_F = 0.0394 \text{ pie}^2$$

$$\text{Para 1 tubo: } S_1 = \frac{\pi d_i^2}{4} = \frac{\pi \times 0.305^2}{4} = 0.0731 \text{ pulg}^2$$

$$\text{Para } n \text{ tubos: } S_F = S_1 \quad n = 0.0731 \text{ pulg}^2 \quad n = 0.0394 \times 144 \text{ pulg}^2$$

$$n = 77,59 \Rightarrow 78 \text{ tubos por paso de tubos}$$

5.1.2.3. Diámetro interior de la carcasa

El gasto másico de fluido caliente (que se enfría) G_C , que circula por la carcasa es:

$$q = G_C c_{pC} (T_{C1} - T_{C2}) = G_F c_{pF} (T_{F2} - T_{F1})$$

$$G_C = \frac{G_F c_{pF} (T_{F2} - T_{F1})}{c_{pC} (T_{C1} - T_{C2})}$$

$$G_C = \frac{0.0649 \frac{\text{pie}^3}{\text{s}} \times 1 \frac{\text{Btu}}{\text{lbF}} \times (170 - 64)}{0.9250 \frac{\text{Btu}}{\text{lbF}} \times (200 - 171.01)} = 0,2567 \frac{\text{pie}^3}{\text{s}}$$

$G_C = v_C S_C$; Sección de paso de este líquido por la carcasa:

$$S_C = \frac{G_C}{v_C} = \frac{0.2567 \frac{\text{pie}^3}{\text{s}}}{0.79 \frac{\text{pie}}{\text{s}}} = 0.3250 \text{ pie}^2 \langle \rangle 48.6 \text{ pulg}^2$$

La sección transversal total de la carcasa comprenderá también la sección de paso de los tubos por cuyo interior circula el agua a calentar, por lo que la sección transversal total de la carcasa será:

$$S_T = 1(\text{paso por la carcasa}) \times S_C + 2(\text{pasos de tubos}) n \frac{\pi d_e^2}{4}$$

$$S_T = 1 \times 48.6 + 2 \times 78 \times \frac{\pi \times 0.375^2}{4} = 64.0296 \text{ pulg}^2$$

$$S_T = \frac{\pi D_i^2}{4} \Rightarrow D_i = \sqrt{\frac{4S_T}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \times 64.0296}{\pi}} = 9.0291 \text{ pulg}$$

Siendo D_i el diámetro interior de la carcasa

Para el diámetro exterior del intercambiador consideramos: $D_e = 10 \text{ pulg}$ (0.254 m)

5.1.2.4. Coeficiente global de transmisión de calor (U)

El coeficiente global se tomara respecto al diámetro exterior de los tubos

Valores recomendados de U:

Corriente cálida	Corriente fría	Btu / (pie ² °F hr)
Agua	Agua	100 - 150
Gas	Agua	20 - 40
Gas	Gas	2 - 4
Agua	Líquidos orgánicos	50 - 100

Para los cálculos consideramos los valores recomendados y el valor de diseño del

$$\text{fabricante: } U = 105.42 \frac{\text{Btu}}{\text{pie}^2 \text{ h } ^\circ\text{F}} \quad \left(598.6 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{ } ^\circ\text{K}} \right)$$

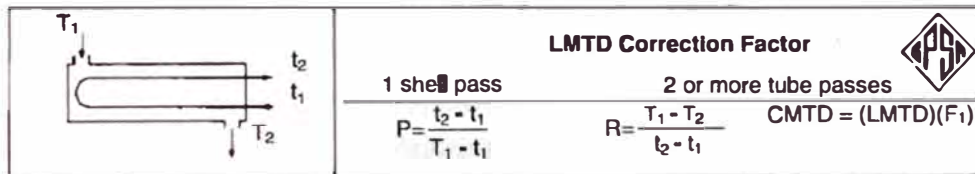
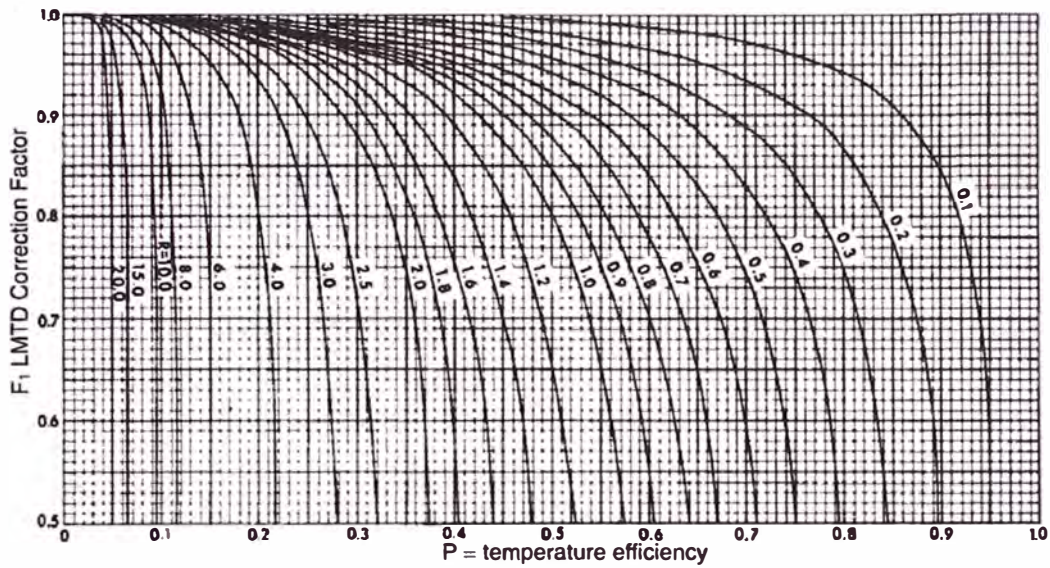
5.1.2.5. Longitud del intercambiador

$$Q_C = UAF (\text{LMTD}) = UAF \frac{\Delta T_2 - \Delta T_1}{\ln(\Delta T_2 / \Delta T_1)}$$

$$\Delta T_2 = T_{C1} - T_{F2} = 200 - 170 = 30 ^\circ\text{F}$$

$$\Delta T_1 = T_{C2} - T_{F1} = 171.01 - 64 = 107.01 ^\circ\text{F}$$

$$\text{LMTD} = \frac{30 - 107.01}{\ln(30/107.01)} = 60.55 ^\circ\text{F}$$



Factor de corrección F de la LMTD

$$\left\{ \begin{array}{l} P = \frac{T_{F2} - T_{F1}}{T_{C1} - T_{F1}} = \frac{170 - 64}{200 - 64} = 0.7794 \\ R = \frac{T_{C1} - T_{C2}}{T_{F2} - T_{F1}} = \frac{200 - 171.01}{170 - 64} = 0.28 \end{array} \right. \Rightarrow 0.82$$

Considerando que no hay pérdida de calor:

$$Q_F = Q_C$$

$$Q_F = UAF(\text{LMTD}) \Rightarrow A = \frac{Q_F}{UF(\text{LMTD})}$$

$$Q_F = m_F c_{pF} (T_{F2} - T_{F1}) = 14600 \frac{\text{lb}}{\text{h}} \times 1 \frac{\text{Btu}}{\text{lb} \cdot ^\circ\text{F}} \times (171.01 - 64) ^\circ\text{F} = 1547600 \frac{\text{Btu}}{\text{h}}$$

$$A_e = \frac{1547600 \frac{\text{Btu}}{\text{h}}}{105.42 \frac{\text{Btu}}{\text{pie}^2 \text{ h F}} \times 0.82 \times 60.55 \text{ F}} = 295.64 \text{ pie}^2$$

Que es la superficie exterior de intercambios térmico en los tubos

$$A_e = 295.64 \text{ pie}^2 = \pi d_e n L 2 = \pi \times 0.0313 \text{ pie} \times 78 \times L \times 2 \text{ (El 2 aparece por tener 2 pasos de tubos)}$$

$$L = 19.27 \text{ pies}$$

Para la longitud del intercambiador consideramos una longitud:

$$L = 20 \text{ pies } \langle \rangle 240 \text{ pulg (6.1 m)}$$

5.1.2.6. Arreglo del has de tuberías dentro de la carcasa

- Número de tubos calculados por un paso: 78
- Arreglo de tubos por paso en base al diámetro interior de la carcasa: 81

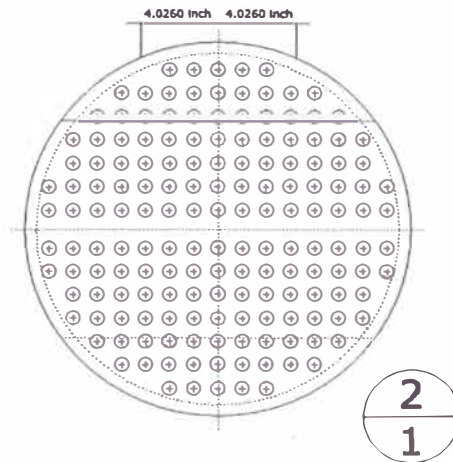


Figura 5.1: Arreglo interior de los tubos dentro de la coraza

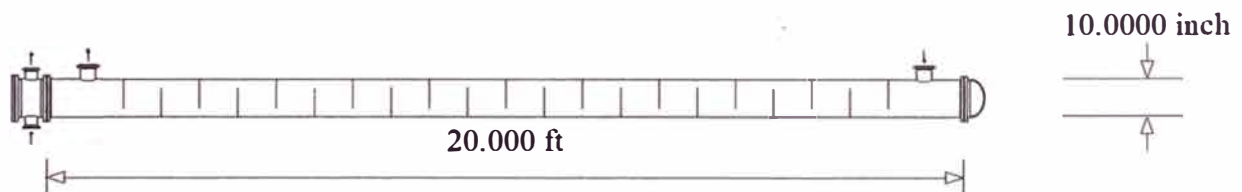


Figura 5.2: Dimensiones del intercambiador seleccionado

5.1.3. SELECCIÓN DE INTERCAMBIADOR SEGÚN EL ESTÁNDAR TEMA

De acuerdo a los cálculos y propiedades, el intercambiador a seleccionar será de:

Tamaño: 10.00x240.00 Pulg

Tipo: AEW-10-240

Número de tubos: 162

Deflectores: simples

Norma de diseño y fabricación: ASME y TEMA

Tabla 5.8: Especificaciones técnicas del intercambiador

CODIGO DE FABRIC :	ASME SECCION VIII DIV. 1 EDICION 2010	
SERIE DE FABRICACION:	2012-71-013	
PARAMETROS	LADO TUBO	LADO CORAZA
NUMERO DE PASES	1	2
TEMPERATURA DE DISEÑO (°F)	400	400
PRESION DE DISEÑO (PSI)	150	150
PRESION DE PRUEBA (PSI)	195	195

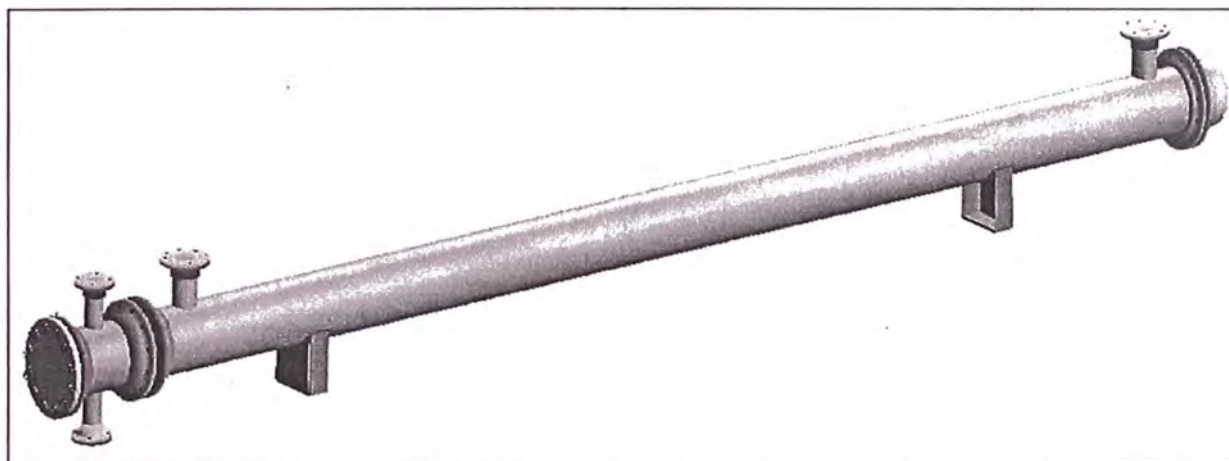


Figura 5.3: Intercambiador de calor de tubos y coraza tipo AEW

5.2. MONTAJE DE INTERCAMBIADOR DE CALOR Y EQUIPOS

Para realizar el montaje del intercambiador de calor y equipos se realizó con los lineamientos del estándar en dirección de proyectos PMBOK, donde realizamos los siguientes procesos básicos: Iniciación, planificación, ejecución, control y seguimiento y cierre del proyecto así mismo siguiendo los estándares y procedimientos de trabajo de la compañía Pluspetrol Norte S.A. en el Lote 8, para ello elaboramos el plan de trabajo del proyecto, seguidamente realizamos el montaje del intercambiador de calor con los planos:

PL08-4209-IS-M-004-0 (1 De 2 y 2 De 2) - Lote 8 - Yacimiento Pavayacu - Plano isométrico instalación de intercambiador de calor Batería 9.

5.2.1. INICIACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto se inicia con la necesidad de mejorar la calidad del crudo por parte del área de Producción PPN, para ello esta área emite una solicitud de trabajo al área de Construcciones PPN, quien hace una revisión de los datos, aprueba la atención y ejecución del proyecto mediante la Cía. Corporación Petrolera S.A.C quien es auditada y supervisada por el área de Construcciones PPN.

Para ello se realiza una visita a campo entre el supervisor de Producción, Supervisor de Construcciones y el supervisor de Cía. Corporación Petrolera, para definir los alcances y realizar la ejecución del trabajo.

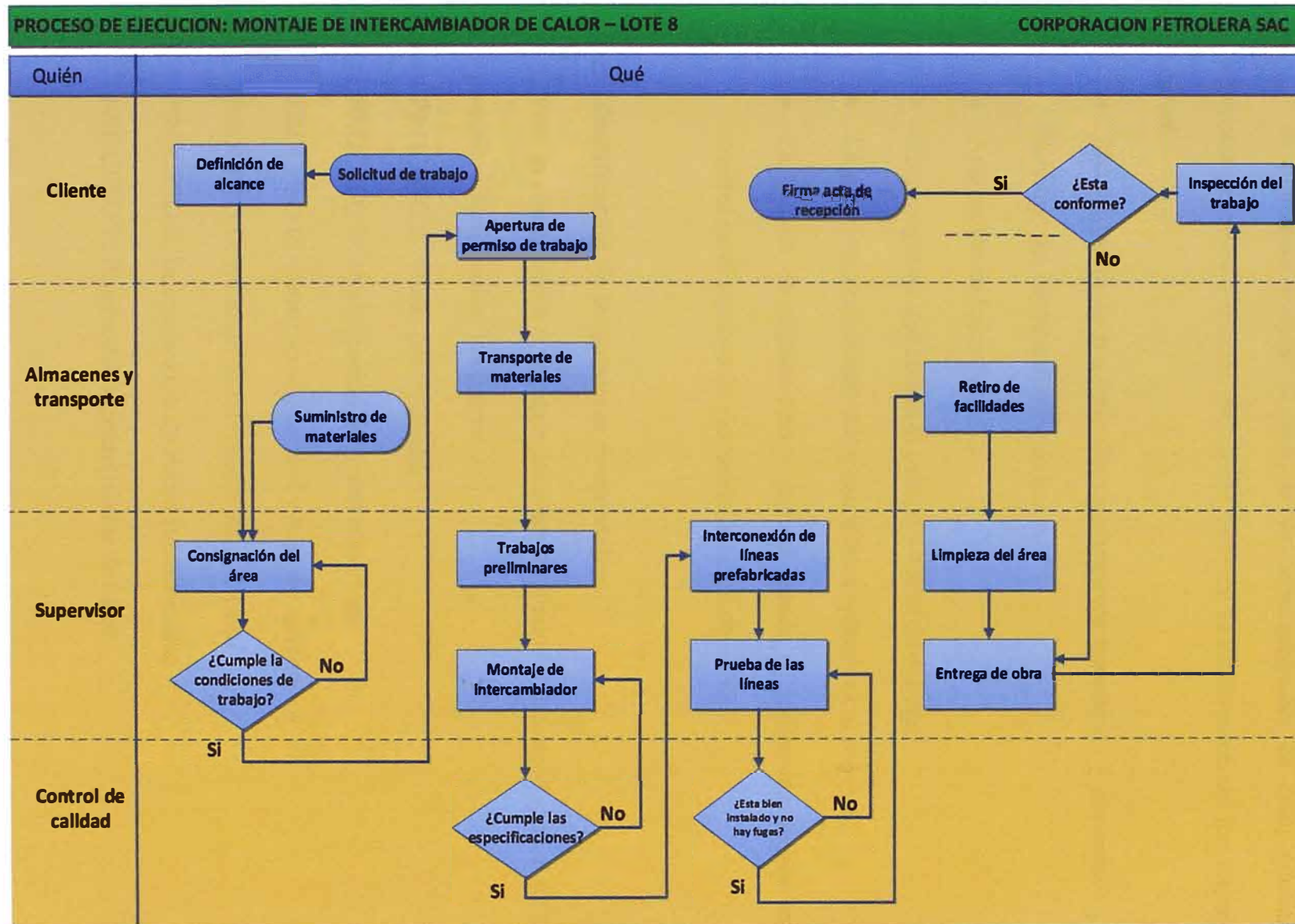


Figura 5.4: Diagrama de flujo para el montaje de Intercambiador

5.2.2. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

El plan para realizar el montaje del intercambiador de calor contiene los siguientes procesos y etapas, así como también la elaboración de los formatos de control.

- Identificación de los procesos constructivos necesarios y requeridos para el montaje del intercambiador de calor.
- Asignación de los recursos.
- El cronograma que indica el tiempo y fecha de entrega.
- Legislación, procedimientos y estándares aplicables al proyecto.
- La gestión de seguimiento y control, donde se indica los lineamientos de control en el proceso de ejecución del plan de trabajo.

a) Identificación de los procesos de montaje

Para la construcción y montaje del intercambiador elaboramos el plan de trabajo y para ello identificamos los procesos:

PROCESO A: Obras provisionales

PROCESO B: Modificación de líneas existentes

PROCESO C: Construcción de losa y base de concreto

PROCESO D: Montaje de intercambiador de calor

PROCESO E: Interconexión de líneas prefabricadas

PROCESO F: Prueba del intercambiador de calor

b) Asignación de recursos

En las tablas siguientes mostramos los recursos básicos para el desarrollo del proceso de fabricación de líneas y montaje del intercambiador, según el tipo de cuadrilla y actividades involucradas en el proceso.

Tabla 5.9: Equipos

Cantidad	Unidad	Descripción
2	Und	Inversora eléctrica modelo
2	Und	Esmeril angular 7". Marca Bosch
2	Und	Esmeril angular 7 1/2". Marca Bosch
1	Und	Equipo Oxicorte. Marca Víctor
3	Und	Polines diámetro 2"
1	Und	Tablero Eléctrico P=27.5kW (36.8HP)
1	Und	Motosierra de combustión
1	Glb	Camión articulado

Tabla 5.10: Herramientas

Cantidad	Unidad	Descripción
2	Jgo	Escuadras a tope de 12" y 24"
1	Und	Regla con nivel de base imantada 12"
1	Und	Cordel de marcación
1	Jgo	juego de llave mixta
1	Und	Llave francesa de 36"
1	Und	Llave inglesa 24"
4	Und	Barretillas
1	Jgo	Llaves de impacto
1	Und	Comba de 24lbs
2	Und	Tecle tipo ratchet 5 Ton
1	Und	Platos ciegos de Ø2", Ø4" y Ø6"

Tabla 5.11: Consumibles

Cantidad	Unidad	Descripción
20	Kg.	Soldadura E-7018 Ø1/8"
20	Kg.	Soldadura E-7018 Ø1/8". Cellocord P
20	Kg.	Soldadura E-7018 Ø1/8". Cellocord PT
20	Kg.	Soldadura E-7018 Ø1/8". Cellocord 70T
10	Und	Disco de corte Ø7"x1/8"
10	Und	Disco de corte Ø4 1/2"x1/8"
4	Und	Escobilla de alambre con mango de 12"
10	Und	Disco de desbaste Ø7"x3/16"
10	Und	Disco de desbaste Ø4 1/2"x3/16"
10	Und	Disco de desbaste Ø4 1/2"x3/16"
10	Und	Escobilla circular Ø7"
10	Und	Escobilla circular Ø4 1/2"
1	Jgo	Juego de repuestos equipo oxicorte

Tabla 5.12: Materiales

Cantidad	Unidad	Descripción
20	Und	Madera tipo Capirona 4"x10"x3m
1	Rollo	Geomembrana
4	Kg.	Clavos de acero 3"
4	Kg.	Clavos de acero 2"
5	Und	Válvula tipo compuerta 2"
10	Und	Válvula tipo compuerta 4"
5	Und	Válvula tipo compuerta 6"
2	Und	empaque de no asbesto e=1/8" PL 4'x8'
120	Und	Espárragos Ø5/8x3 1/4"+2T
200	Und	Espárragos Ø5/8x3 3/4"+2T
100	Und	Espárragos Ø3/4"x4 1/4"+2T
5	Und	Tubería Ø2"x Sch40 x 20'
10	Und	Tubería Ø4"x Sch40 x 20'
5	Und	Tubería Ø6"x Sch40 x 20'

c) Procedimientos de trabajo para realizar el montaje:

Toda actividad en el Lote 8 se realiza siguiendo y cumpliendo la política de seguridad y procedimientos de trabajo de la compañía Pluspetrol Norte S.A.

Así mismo las compañías contratistas deben elaborar y seguir sus procedimientos de trabajo. Por lo tanto para iniciar un trabajo primero se realiza la:

- Elaboración del Procedimiento de trabajo
- Elaboración del instructivo de trabajo
- Elaboración análisis de riesgo
- Procedimiento de Bloque y etiquetado tales como:
 - ✓ Formato de Control de la Energía Peligrosa
 - ✓ Tarjeta Personal de “PELIGRO”
 - ✓ Tarjeta Amarilla de Consignación “PELIGRO NO OPERAR”
 - ✓ Tarjeta Blanca “Fuera de Servicio”
 - ✓ Autorización de Retiro de Bloqueo Personal
- Medición del nivel de explosividad, debe ser cero
- Apertura del permiso de trabajo

Tabla 5.13: Procedimientos de trabajo para el proceso de montaje

Ítem	Procedimiento	Fecha de Aprobación	Código	Versión
1	MONTAJE DE INTERCAMBIADOR DE CALOR EN YACIMIENTO PAVAYACU	15/04/2014	MI8-PRY-PDC-001	Ver00
2	SOLDEO DE TUBERÍA	15/04/2014	MI8-OFT-PDC-002	Ver00
3	TRABAJOS DE METALMECÁNICA	15/04/2014	MI8-PRY-PDC-003	Ver00
4	TENDIDO DE LINEA DE 6"	15/04/2014	MI8-PRY-INS-004	Ver00
5	LIMPIEZA MECÁNICA Y PINTADO DE SUPERFICIES METÁLICAS	15/04/2014	MI8-PRY-PDC-005	Ver00
6	MANIPULACION DE MATERIALES Y CARGAS	15/04/2014	MI8-PRY-INS-007	Ver00
7	FABRICACIÓN DE ESTRUCTURAS METÁLICAS	15/04/2014	MI8-OFT-PDC-008	Ver00
8	LEVANTAMIENTO Y REPLANTEO TOPOGRAFICO	15/04/2014	MI8-OFT-PDC-009	Ver00
9	PROCEDIMIENTO DE TRABAJOS EN ZONAS REMOTAS	15/04/2014	MI8-PRY-PDC-010	Ver00
10	ENMADERADO Y DESENMADERADO DE PLATAFORMA	15/04/2014	MI8-PRY-PDC-011	Ver00

5.2.3. EJECUCIÓN DEL MONTAJE DE INTERCAMBIADOR

La ejecución del montaje de intercambiador de calor se realiza siguiendo los procedimientos de la compañía PPN y los siguientes procesos:

Proceso A: Trabajos preliminares

Primeramente realizamos el análisis de riesgo y apertura del permiso de trabajo entre el supervisor solicitante, autorizante y ejecutante en el lugar de trabajo, previo a ello el supervisor ejecutante debe contar con toda la documentación necesaria para iniciar un trabajo, tales como procedimientos relacionados al trabajo, instructivo de trabajo, check list de máquinas y herramientas, seguidamente se realizan el bloque de válvulas, instalación de facilidades para los trabajos civiles y metal mecánico, paralelamente realiza los prefabricados spools de 2", 3" y 6"

Proceso B: Modificación de líneas existentes

En este proceso se realizó el acondicionamiento del área ya que inicialmente había una serie de línea interconectadas para lo cual se tuvo que modificar las líneas sin cortar sin modificar la circulación de los fluidos (Agua salada, gas y crudo).

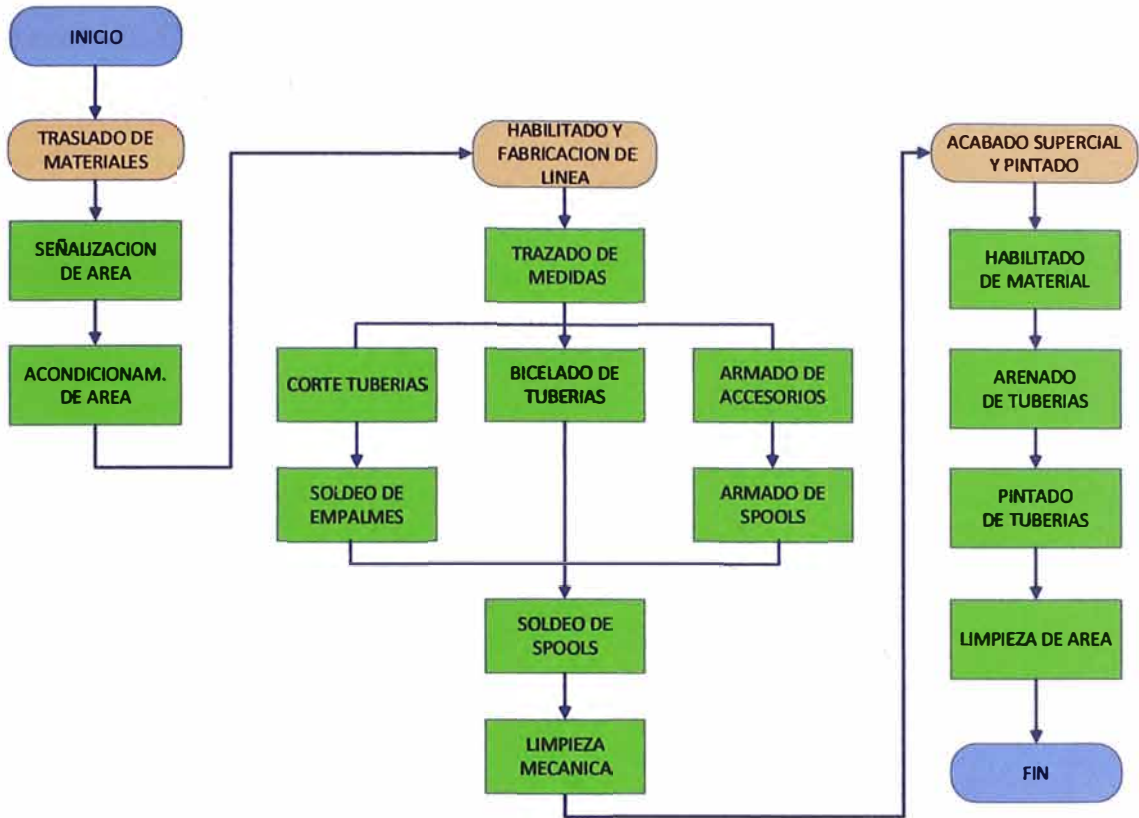


Figura 5.5: Diagrama de flujo del proceso B: Modificación de líneas existentes



Figura 5.6: Modificación de línea de agua salada

Proceso C: Construcción de losa, muro y base para intercambiador.

Modificada las líneas existente se procedió a construcción de una losa de concreto para instalación del intercambiador de calor y para un posterior mantenimiento del equipo.

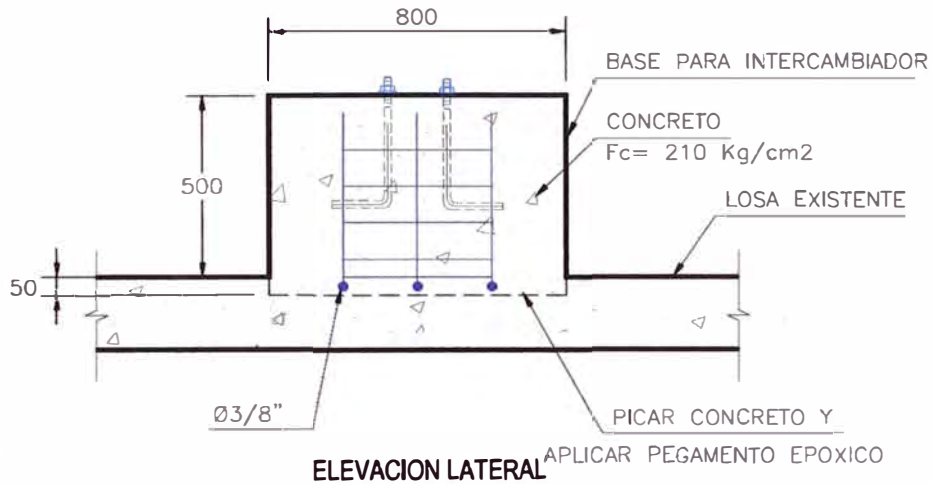


Figura 5.7: Base para intercambiador de calor



Figura 5.8: Construcción de losa y muro para intercambiador

Proceso D: Montaje de intercambiador de calor

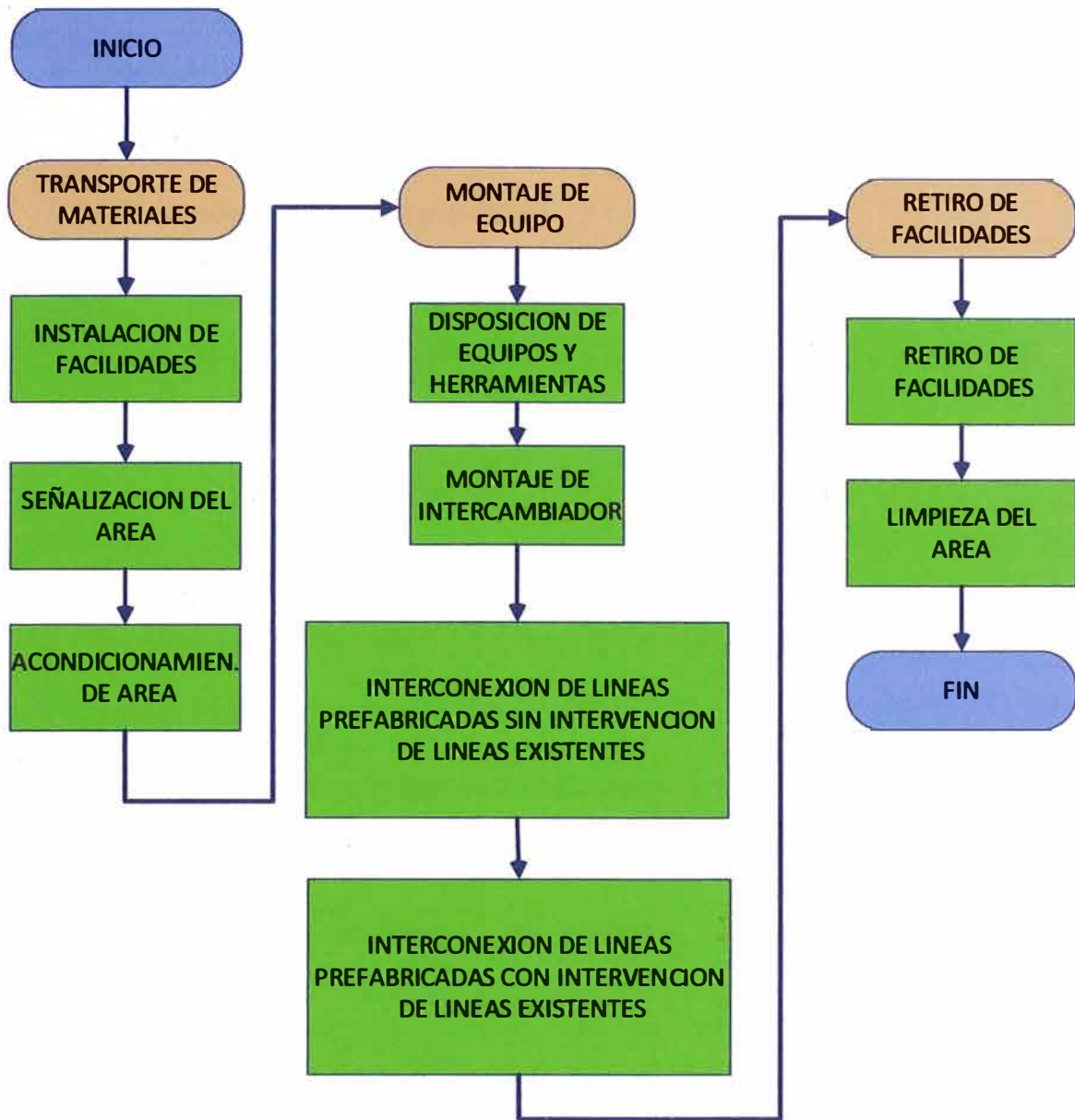


Figura 5.9. Diagrama de flujo del proceso D: Montaje de intercambiador

Consideraciones previas para realizar el montaje

- Inspección visual para el desarrollo en campo Análisis de Riesgo propio de cada actividad del proceso (Supervisor / Capataz y Trabajadores).

- Desarrollo del Permiso de Trabajo en caliente (o frio según el área a trabajar) en los campos designados, visados por el ejecutante, autorizante y solicitante.
- Inspección de los EPPs.
- Desarrollo de la Charla diaria de 15 minutos, indicando temas de seguridad relacionados con la tarea a realizar.
- Inspección previa de todo equipo y/o herramienta de trabajo, se realizará el check-list respectivo de ser aplicable y se verificará que se encuentre con el distintivo del mes.

Ejecución del trabajo

- Primeramente se procederá a trasladar los equipos, materiales y personal a la zona a intervenir.
- Luego se delimitara el área con cinta amarilla y se instalará los letreros de hombres trabajando.
- Seguidamente se Realizará el AR y permiso de trabajo de la actividad a realizar.
- El trabajo de montaje del intercambiador de calor está definido en 2 etapas :

La primera etapa consiste en:

- Acondicionar el área e instalar todas las facilidades para realizar el montaje de intercambiador de un peso de 1702lb sobre los dados de concreto.
- Para ello se instalará 2 caballetes especialmente contruidos de tubing de 2-7/8"Ø dispuestos hacia cada podio instalado.

- Se debe asegurar que las bases del intercambiador este correctamente nivelado para tener punto de referencia fijo y seguro para el tendido e interconexión de tuberías de entrada y salida del intercambiador.
- Se usarán vientos para poder controlar la carga.
- Tener cuidado de no interponerse en la línea de fuego, es decir, no colocarse debajo de la carga (intercambiador).

La segunda etapa consiste en:

- Realizar el montaje del intercambiador de calor sobre su base de concreto
- Para ello el camión articulado dejara el intercambiador en un punto cercano a la base del intercambiador, ya que el brazo no tiene alcance hasta los dados a instalar.
- Luego se llevará el intercambiador por la losa construida, montado sobre un trineo fabricado con polines y será jalado y empujado con ayuda de sogas para que deslice apoyado sobre el trineo, hasta la base de concreto.
- Debemos evitar en todo momento que las bases y pernos de anclaje del intercambiador reciban esfuerzos o golpes no deseados con el cuerpo del equipo, lo que podría ocasionar que se pierda la posición de los agujeros de las bases y por ende no encaje en los pernos de anclaje de bases de concreto.
- Una vez posicionado según lo descrito anteriormente, el intercambiador será montado sobre las 2 bases o podios de concreto de 0.5m de altura (que previamente el personal civil ha construido).

- Para ello el intercambiador será izado con los 2 caballetes instalados previamente, usando para ello maniobras (tecle-eslinga-grillete) en cada uno de los puntos de izaje.
- Habrá una persona autorizada para todas las indicaciones en la maniobra las cuales serán coordinadas y dar conocimiento de todos los participantes.
- Para la maniobra se deberá usar obligatoriamente como mínimo 2 vientos que nos aseguren que no se ladee o corra hacia un lado el intercambiador.
- Para bajar el intercambiador a la loza de concreto se hará con una maniobra compuesta por 2 caballetes contruidos especialmente para ello, se arriostará con tecele y eslingas.
- El intercambiador deberá asentarse sobre los 2 podios de concreto y encajar sus 2 agujeros por base en los pernos de anclaje que se han instalado en los podios. Hay 2 pernos de anclaje por cada podio.
- Para la maniobra se deberá usar obligatoriamente como mínimo 2 vientos que nos aseguren que no se ladee o corra hacia un lado el intercambiador.
- Se asegurará el intercambiador a la base de concreto o podio con la instalación y ajuste de las tuercas a los pernos de anclaje.
- Terminado el montaje, se iniciarán los trabajos de tendido e interconexión de tuberías para poner en servicio el intercambiador de calor.
- Finalmente se realizara el orden y limpieza del área y desmovilización de los equipos.

Proceso E: Interconexión de líneas prefabricadas

1) Línea de ingreso de agua de producción de Ø4"

La línea de ingreso de agua de producción (agua salada), está conectada desde la línea de descarga de agua salada de los separadores trifásicos hasta la boquilla de entrada del intercambiador de calor. Esta línea tiene los siguientes componentes:

- 02 Spools de Ø4" en forma de Y. En dos extremo con brida de Ø4". En el otro extremo codo 45° punta libre con bisel.
- 04 spools de Ø4" en forma de carrete. En dos extremo con brida de Ø4".
- 02 spools de Ø4" en forma de J. En un extremo con brida de Ø4". En el otro extremo, punta libre con bisel.
- 01 spools de Ø4" en forma de L. En los dos extremos con brida de Ø4".
- 01 spools de Ø4" en forma de L y J. En los dos extremos con brida de Ø4".

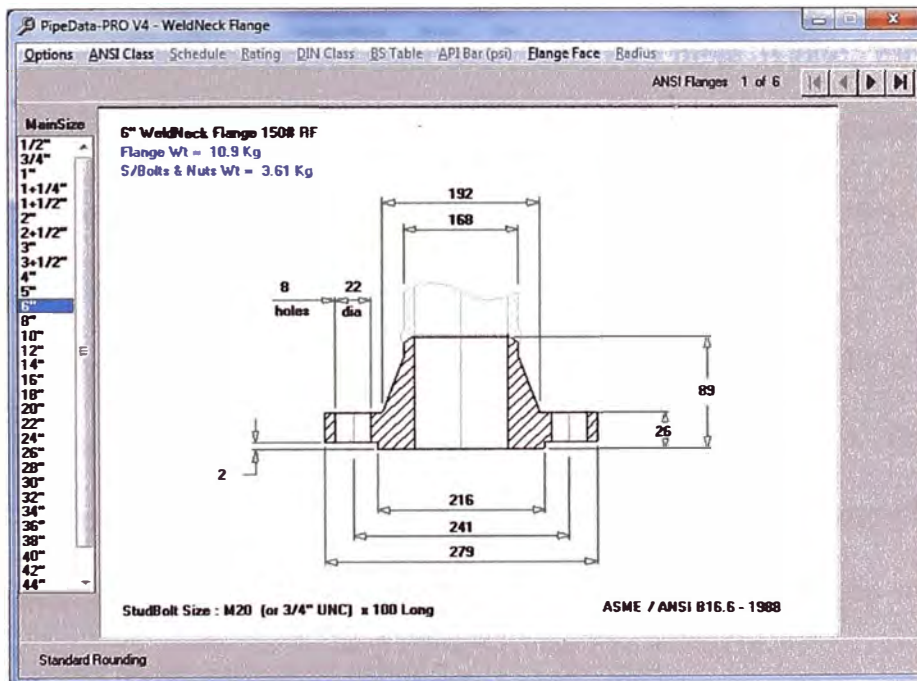


Figura 5.10: Software PipeData-PRO V4 para selección de bridas

En esta configuración de líneas, la línea de ingreso Ø4" está conformada por los 5 spools (a, b, c, d, e), la interconexión de estos spools será mediante la unión embridada y unión soldada.

Para el procedimiento de soldadura aplicamos el código ASME IX, según el Artículo V – (Ver anexo 9: Especificaciones técnicas).

Para el diseño de las juntas de soldadura aplicamos el código ASME B31.3 Capítulo V Fabrication, Assembly and Erection (Ver anexo 9: Especificaciones técnicas).

Aquellos Spool que terminan en niple o punta libre, tienen un exceso de medida en el niple para que sean cortados a la medida que corresponde durante el armado en campo. El proceso de habilitado del extremo del niple a soldar, tiene que ser corte en frío (Corta tubos), por la presencia de gases inflamables.

En el caso del Spool (a), es el último en instalarse de la línea de ingreso, puesto que conlleva a una intervención. El habilitado final del niple (Corte, esmerilado y biselado) estará de acuerdo a las medidas tomadas en campo. La conexión del Spool (a) y la línea de descarga existente de los separadores trifásicos, es mediante unión soldada.

Para la instalación de las válvulas tipo compuerta Ø4", en la línea cercana al intercambiador instalado, Primero debe verificarse el bloqueo de válvulas involucrada en dicha línea, e inclusive verificar la colocación de platos ciegos en la válvula, en el lado donde no hay flujo de agua salada, puesto que debe soldarse una brida Ø4", para poder colocar la válvula.

2) Línea de salida de agua de producción de Ø4"

La línea de salida de agua de producción (agua salada), está conectada desde la boquilla de salida del intercambiador de calor hasta la línea existente de agua salada de los separadores de prueba. Esta línea tiene los siguientes componentes:

- a. 01 Spools de Ø4" en forma de U. En dos extremo con brida de Ø4".
- b. 01 spools de Ø4" en forma de J. En un extremo con brida de Ø4". En el otro extremo, punta libre con bisel.
- c. 01 spools de Ø4" en forma de L. En un extremo con brida de Ø4". En el otro extremo, punta libre con bisel.

En esta configuración de líneas, la línea de ingreso Ø4" está conformada por los 03 spools (a, b, c), la interconexión de estos spools será mediante la unión embreada y unión soldada.

Para el procedimiento de soldadura aplicamos el código ASME IX, según el Artículo V – (Ver anexo 9: Especificaciones técnicas).

Para el diseño de las juntas de soldadura aplicamos el código ASME B31.3 Capítulo V Fabrication, Assembly and Erection (Ver anexo 9: Especificaciones técnicas).

Aquellos Spool que terminan en niple o punta libre, tienen un exceso de medida en el niple para que sean cortados a la medida que corresponde durante el armado en campo. El proceso de habilitado del extremo del niple a soldar, tiene que ser corte en frío (Corta tubos), por la presencia de gases inflamables.

En el caso del Spool (c), es el último en instalarse de la línea de salida, puesto que conlleva a una intervención con la línea de agua salada de los separadores de prueba. El habilitado final del niple (Corte, esmerilado y biselado) estará de acuerdo

a las medidas tomadas en campo. La conexión del Spool (a) y (b), es mediante unión soldada y embridada.

Para la instalación de las válvulas tipo compuerta Ø4", en la línea de salida de agua de producción del intercambiador instalado, Primero debe verificarse el bloqueo de válvulas involucrada en dicha línea, e inclusive verificar la colocación de platos ciegos en la válvula, en el lado donde no hay flujo de agua salada de los separadores de prueba, puesto que debe soldarse una brida Ø4", para poder colocar la válvula.

3) Línea de ingreso de agua dulce de Ø2"

La línea de ingreso de agua dulce, está conectada desde la línea de descarga de agua de los tanques de contra incendio, hasta la boquilla de entrada del intercambiador de calor. Esta línea tiene los siguientes componentes:

- a. 01 Spools de Ø2" en forma de carrete. En dos extremo con brida de Ø2".
En el otro extremo punta libre con bisel.
- b. 01 spools de Ø2" con un angulo de 45°. En dos extremo con brida de Ø2".
- c. 02 spools de Ø2" en forma de J. En los dos extremos con brida de Ø2".
- d. 01 spools de Ø2" en forma de L. En los dos extremos con brida de Ø2".

En esta configuración de líneas, la línea de ingreso Ø2" está conformada por los 06 spools (a, b, c, d), la interconexión de estos spools será mediante la unión embridada y unión soldada.

Para el procedimiento de soldadura aplicamos el código ASME IX, según el Artículo V – (Ver anexo 9: Especificaciones técnicas).

Para el diseño de las juntas de soldadura aplicamos el código ASME B31.3
Capítulo V Fabrication, Assembly and Erection.

Aquellos Spool que terminan en niple o punta libre, tienen un exceso de medida en el niple para que sean cortados a la medida que corresponde durante el armado en campo. El proceso de habilitado del extremo del niple a soldar, tiene que ser corte en frío (Corta tubos), por la presencia de gases inflamables.

En el caso del Spool (a), es el último en instalarse de la línea de ingreso, puesto que conlleva a una intervención. El habilitado final del niple (Corte, esmerilado y biselado) estará de acuerdo a las medidas tomadas en campo. La conexión del Spool (a) y la línea de descarga de los tanques contra incendio, es mediante unión soldada.

Para la instalación de las válvulas tipo compuerta Ø2", en la línea de entrada al intercambiador instalado, Primero debe verificarse el bloqueo de válvulas involucrada en dicha línea, e inclusive verificar la colocación de platos ciegos en la válvula, en el lado donde no hay flujo de agua dulce, puesto que debe soldarse una brida Ø2", para poder colocar la válvula.

4) Línea de salida de agua de dulce de Ø2"

La línea de salida de agua dulce está conectada desde la boquilla de salida del intercambiador de calor hasta la línea de entrada al Mixer. Esta línea tiene los siguientes componentes:

- a. 01 Spools de Ø2" en forma de L. En dos extremo con brida de Ø2".
- b. 01 spools de Ø2" en forma lineal. En un extremo con brida de Ø2" y el otro extremo con punta libre con bisel.
- c. 02 spools de Ø2" en forma de T. En un extremos con brida de Ø2" y en los otros dos extremos con unión hilos para unión roscada con el Mixer.

En esta configuración de líneas, la línea de ingreso Ø2" está conformada por los 06 spools (a, b, c), la interconexión de estos spools será mediante la unión embridada, unión soldada y unión roscada.

Para el procedimiento de soldadura aplicamos el código ASME IX, según el Artículo V – Apéndice E.

Para el diseño de las juntas de soldadura aplicamos el código ASME B31.3 Capítulo V Fabrication, Assembly and Erection (Ver anexo 9: Especificaciones técnicas).

Aquellos Spool que terminan en niple o punta libre, tienen un exceso de medida en el niple para que sean cortados a la medida que corresponde durante el armado en campo. El proceso de habilitado del extremo del niple a soldar, tiene que ser corte en frío (Corta tubos), por la presencia de gases inflamables.

En el caso del Spool (c), es el último en instalarse de la línea de ingreso, puesto que conlleva a una unión roscada con el Mixer.

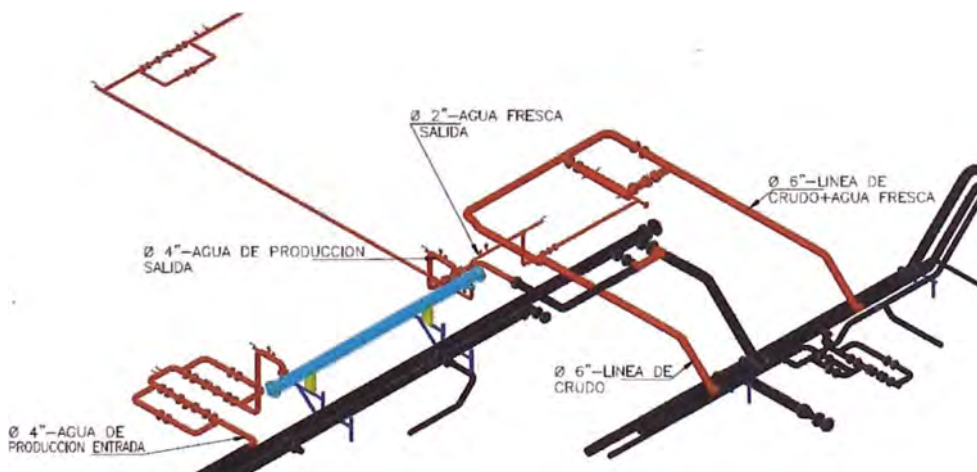
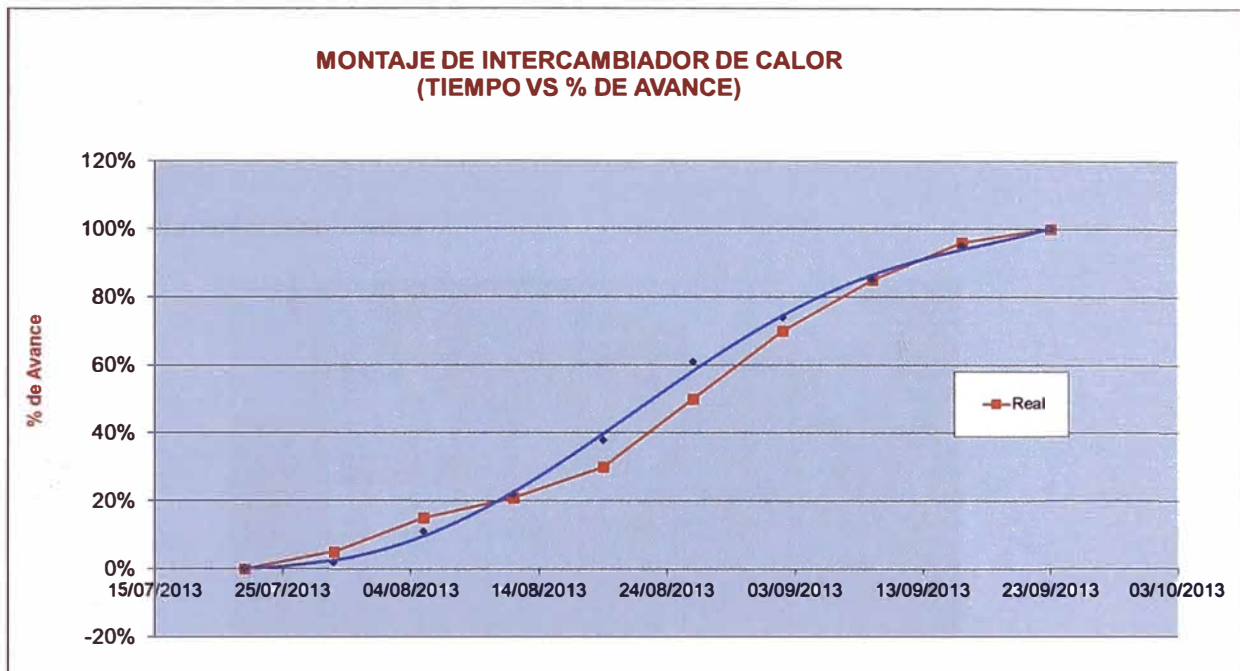


Figura 5.11: Interconexión de líneas de entradas y salidas de intercambiador

5.2.4. CONTROL Y SEGUIMIENTO DEL PROYECTO

Para realizar el control y seguimiento del proceso de montaje usamos herramientas de gestión como es el caso de la curva S.



	Julio		Agosto				Setiembre			
	22/07/2013	29/07/2013	05/08/2013	12/08/2013	19/08/2013	26/08/2013	02/09/2013	09/09/2013	16/09/2013	23/09/2013
Programado	0.00%	2.00%	11.00%	22.00%	38.00%	61.00%	74.00%	85.00%	95.00%	100.00%
Real	0.00%	5.00%	15.00%	21.00%	30.00%	50.00%	70.00%	85.00%	96.00%	100.00%

Figura 5.12: Curva S de control y seguimiento

5.2.5. CIERRE DEL PROCESO CONSTRUCTIVO Y MONTAJE

Previo al proceso del cierre constructivo el cliente realiza una inspección detallada del montaje del intercambiador, la fabricación e interconexión de líneas y la correcta instalación de los equipos menores como el mixer y electrobombas de agua. Seguidamente se firma el acta de recepción de obra donde entre el responsable de la obra y el usuario en este caso el supervisor de turno del área de Producción PPN.

5.3. PUESTA EN SERVICIO DEL INTERCAMBIADOR Y MIXER

El sistema se puso en servicio el 19 de setiembre del 2013, después del control y monitoreo se obtuvieron resultados muy favorables en calidad de crudo, calidad de agua de producción, optimización en la recuperación de CFE y dosificación de productos químicos.

a. Sistema de Almacenamiento, tratamiento y transferencia de agua fresca hacia intercambiador



Figura 5.13: Interconexión de líneas para electrobomba



Figura 5.14: Electrobombas de agua

b. Intercambiador de Calor y Mixer – Batería 9

Figura 5.15: Intercambiador de calor instalado



Figura 5.16: Mixer instalado en Batería 9

5.3.1. Monitoreo y control de operación

Actualmente el Yacimiento Pavayacu tiene una producción de 1420 BOPD x 56520 BWPD, donde el tratamiento y control del proceso presenta buena

performance, desde puesta en servicio de Intercambiador de calor y Mixer (19/09/13 – 43 días en Operación).

Para el tratamiento aplica entre el 6 y 10% (85 – 142 BWPD) de agua dulce caliente para un tratamiento de 1420 BOPD.

Referente al abastecimiento de agua de producción se realiza de Separador Trifásico N° 06 y 05

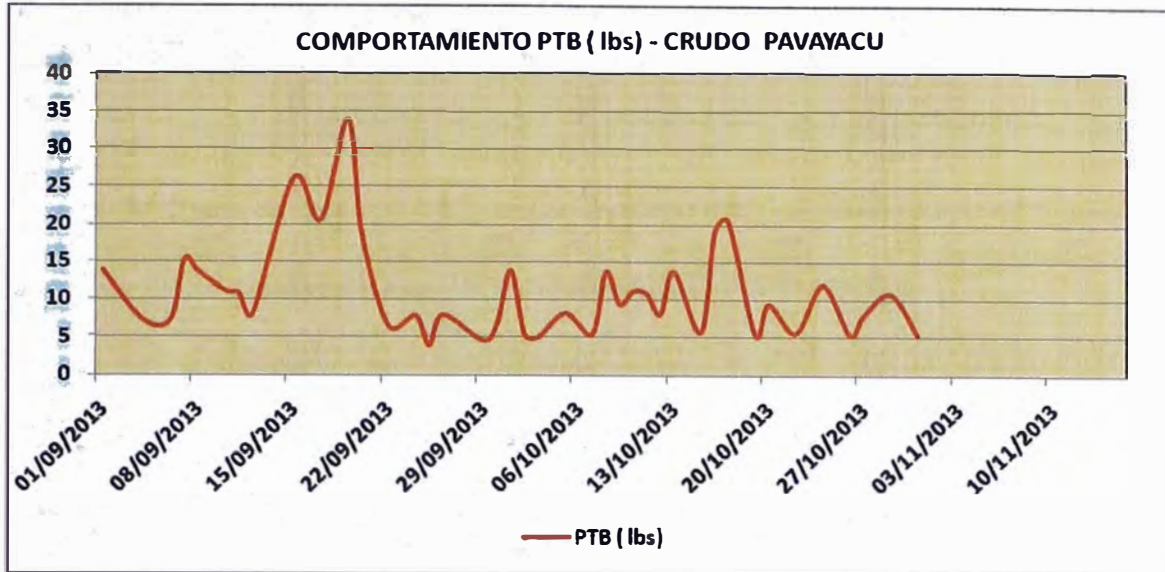
Tabla 5.14: Parámetros de lavado de crudo

PARAMETROS DEL SISTEMA DE LAVADO DE CRUDO			
Fecha	01/11/2013	Hora	6:00pm
VOLUMEN TRATADO		1420 bopd	
VOLUMEN DE AGUA DULCE		6 - 10% (85-142 bwpd)	
Puntos de control	PRESIONES (psi)		TEMPERATURA (°F)
Agua Producción (Salada)	Ingreso	10 @ 32	182
	Salida	10 @ 32	181
Agua dulce	Ingreso	94	103
	Salida	94	165
Mixer	Salida	36	157

5.3.1.1. Calidad de crudo – Batería 9

a. Salinidad del crudo - Pavayacu

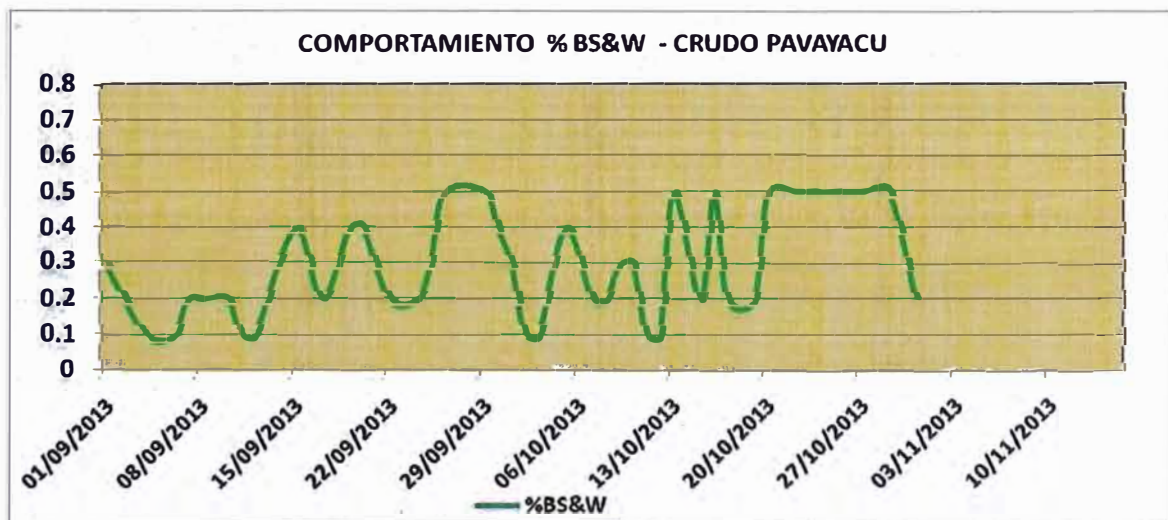
Después de la puesta en servicio de intercambiador y mixer (19/09/13) la tendencia de salinidad de crudo disminuye considerablemente teniendo valores de PTB < 10 lbs cumpliendo con calidad de crudo para especificaciones para venta. Con esto se logra realizar transferencia directa a Batería 1, eliminando todos los costos que involucra la transferencia a EEBB – Capirona para su reposo y posterior transferencia Corrientes – Batería 1.



Grafica 5.17: Nuevo comportamiento de salinidad del crudo (PTB)

b. % BS&W Crudo Pavayacu

De igual manera el % BS&W presenta una mejor performance, eliminando la presencia de emulsión y decantación de sedimentos. Mantiene valores de BS&W < 0.6% cumpliendo con especificaciones de venta de acuerdo a parte contractual. Con esto prolongamos la vida útil de los tanques, separadores y otros equipos.

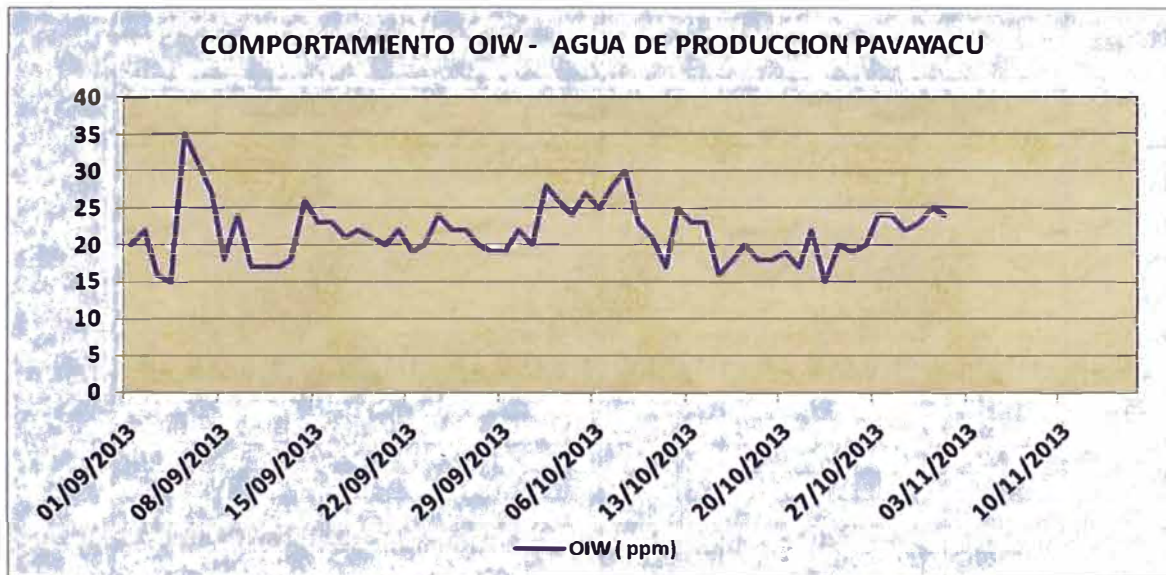


Gráfica 5.18: Comportamiento del agua y sedimento básico (%BS&W)

5.3.1.2. Calidad de agua de producción

La tendencia de concentración del OIW es a disminuir debido al menor arrastre de crudo en fase agua hacia los desnatadores, teniendo menores volúmenes de CFE y mejor calidad de agua de producción para reinyección.

La dosificación de clarificador RBW – 405 se ha disminuido de concentraciones de 15 - 17 ppm a concentración actual 12 ppm.



Gráfica 5.19: Comportamiento del agua dentro del crudo (OIW)

5.3.1.3. Calidad de agua fresca (captación)

Actualmente el punto de captación de agua dulce es de Rosa Náutica que ingresa inicialmente a tanque de 1000 Bbls para decantación de sólidos y en serie a tanque de 500 Bbls, luego pasa por un pequeño filtro hacia la succión de electrobomba para transferirlo hacia intercambiador.

La calidad de agua dulce no es la óptima por no contar con un sistema de decantación y filtración, donde tenemos presencia de sedimentos que llegan al

Intercambiador y Mixer, afectando el proceso y con el tiempo los equipos. Por tal motivo es recomendable evaluar la instalación de sistema de filtrado de agua para mejorar proceso y proteger los equipos.

Tabla 5.15: Reporte de análisis del agua-Entrada al Intercambiador

WATER ANALYSIS REPORT

Company	PLUSPETROL	Date	23-oct-13
Address	Lote 8	Date Sampled	27-oct-13
Lease	CORRIENTES	Analysis No.	1
		Analysis Hour	10:00
Sample Pt.	IN Intercambiador de Calor -Bat 9	Solicitado por	M. dueñas

ANALYSIS		mg/L	* meq/L
1. pH	6.5	-	-
2. Temperatura (°F)			
3. Specific Gravity	0.995	-	-
4. Turbidez (FTU)			
5. Total Dissolved Solids	-	46.6	-
6. Total Suspended Solids	-	10.0	-
7. Dissolved Oxygen	-		-
8. Dissolved CO ₂	-	15	-
9. Phenolphthalein Alkalinity (CaCO ₃)	-	0	-
10. Methyl Orange Alkalinity (CaCO ₃)	-	16	-
11. Sodium (calculated) (Na ⁺)	-	13	0.6
12. Calcium (Ca ²⁺)	-	0.4	0.0
13. Magnesium (Mg ²⁺)	-	0.5	0.0
14. Iron (Fe ²⁺)	-	1.4	0.025
16. Sulfate (SO ₄ ²⁻)	-	2	0.0
17. Bicarbonate (HCO ₃ ⁻)	-	19.5	0.3
18. Chloride (Cl ⁻)	-	9.0	0.3
19. Barium (Ba ²⁺)	-	1	-
20. Calcium Hardness	-	1	-
21. Total Hardness	-	3	-

Observaciones :

Análisis de Bario Metodo Hach (Referencial)

LRG/ Octubre 2013

De acuerdo a resultados de análisis de agua fresca en laboratorio se observa concentraciones de Sólidos en Suspensión mayores a 10 mg/lit, superando LMP < 10.

Tabla 5.16: Reporte de análisis del agua-Salida del Intercambiador

WATER ANALYSIS REPORT

Company	PLUSPETROL	Date	23-oct-13
Address	Lote 8	Date Sampled	27-oct-13
Lease	CORRIENTES	Analysis No.	2
		Analysis Hour	10:00
Sample Pt.	OUT Intercambiador DE Calor-Bat 9	Solicitado por	M. dueñas

ANALYSIS		mg/L	* meq/L
1. pH	6.5	-	-
2. Temperatura (°F)			
3. Specific Gravity	0.995	-	-
4. Turbidez (FTU)			
5. Total Dissolved Solids	-	50.2	-
6. Total Suspended Solids	-	13.0	-
7. Dissolved Oxygen	-		-
8. Dissolved CO2	-	16	-
9. Phenolphthalein Alkalinity (CaCO ₃)	-	0	-
10. Methyl Orange Alkalinity (CaCO ₃)	-	16	-
11. Sodium (calculated) (Na ⁺)	-	14	0.6
12. Calcium (Ca ²⁺)	-	0.4	0.0
13. Magnesium (Mg ²⁺)	-	0.5	0.0
14. Iron (Fe ²⁺)	-	2.1	0.038
16. Sulfate (SO ₄ ²⁻)	-	4	0.1
17. Bicarbonate (HCO ₃ ⁻)	-	19.5	0.3
18. Chloride (Cl ⁻)	-	9.0	0.3
19. Barium (Ba ²⁺)	-	1	-
20. Calcium Hardness	-	1	-
21. Total Hardness	-	3	-

Observaciones :

Análisis de Bario Método Hach (Referencial)

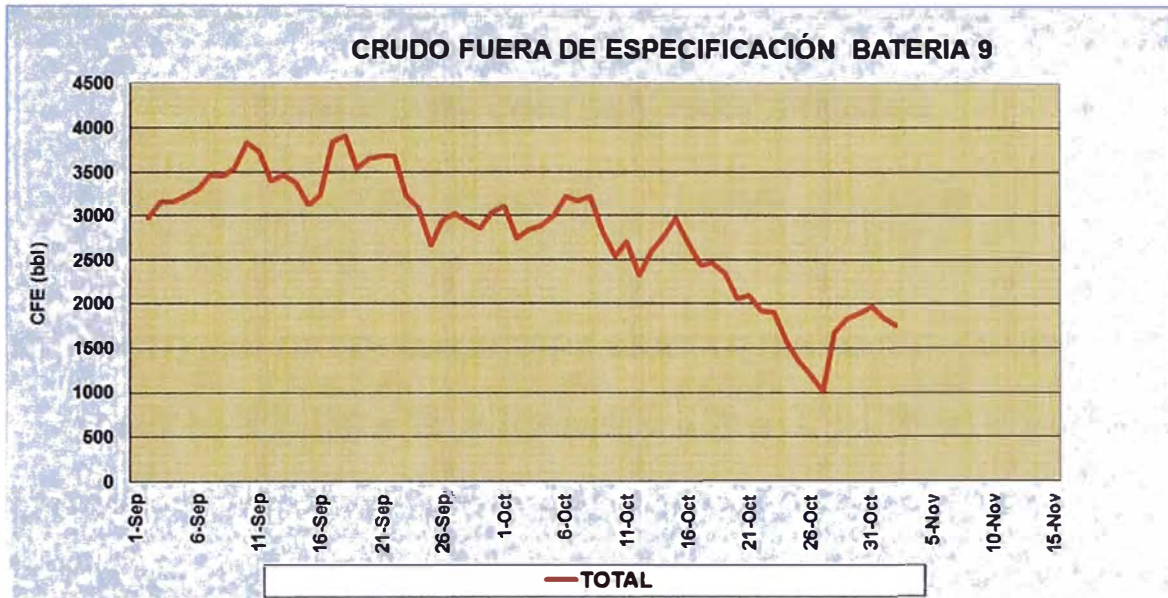
LRG/ Octubre 2013

5.3.1.4. Recuperación Crudo fuera de Especificación (CFE)

Teniendo el sistema estabilizado después de puesta en servicio de intercambiador y mixer, esto permite realizar una recuperación efectiva de CFE almacenada en desnatadores que es rebotado a hacia tanques de almacenamiento y tratamiento (TK 1M58S y TK-500) para su posterior retorno al sistema y transferencia a Batería 1 para venta.

Actualmente los volúmenes de CFE en desnatadores son mínimos debido al menor arrastre de crudo en fase agua, además de buena eficiencia de separadores después de mantenimientos preventivos lo que evita la generación de CFE.

A la fecha se observa una disminución considerable de volúmenes de 3830 Bbls a valores entre 1000 a 1750 Bbls.



Gráfica 5.20: Crudo fuera de especificación CFE (Bbl)

CAPITULO VI

ANALISIS DE COSTOS Y PRESUPUESTOS

6.1. COSTOS EN OPTIMIZACIÓN DE TRATAMIENTO DEL CRUDO

El petróleo WTI (West Texas Intermediate o Texas Light Sweet) es un petróleo que contiene el promedio de características del petróleo extraído en campos

El WTI con el que diariamente los medios de comunicación presentan el precio internacional del barril de petróleo actualmente está en un promedio de:

$$\text{WTI} = 95 \text{ US\$/BBL}$$

6.1.1. Costos en el tratamiento del crudo para mejorar la calidad

Después de la puesta en servicio del intercambiador de calor y Referente al costo para el tratamiento químico, se tiene resultados favorables realizando comparativos entre setiembre y octubre.

Tabla 6.1: Estructura de costo en tratamiento del crudo

ESTRUCTURA DE COSTOS - OPTIMIZACION TRATAMIENTO DE CRUDO PAVAYACU					
Periodo de Tratamiento	COSTO \$/Bbl Tratado	Producción (Bbls)	Costo diario \$/Día	Costo Mensual \$/Mes	Costo Anual \$/Año
Setiembre 2013	0.321	1420	455.82	13675	164095
Octubre 2013	0.252		357.84	10735	128822
	OPTIMIZACION		97.98	2940	35273

Para Octubre el costo promedio por barril tratado (Crudo regular) es de 0.252 \$/Bbl a comparación de Setiembre 0.321 \$/Bbl, con esto se logra un ahorro aproximado de 35273 \$/ Año.

Referente al CFE se tiene un costo 2.279 \$/Bbl, se continuará con recuperación hasta lograr volúmenes mínimos en desnatadores y mejorar optimización de tratamiento químico de CFE.

6.1.2. Costo en Tratamiento de Agua

Referente al tratamiento de agua de producción debido al menor arrastre de crudo en fase agua se tiene menores volúmenes de CFE en desnatadores y mejor calidad de producción para reinyección, con esto se ha logrado disminuir dosificación de clarificador RBW – 405 de concentraciones de 15 - 17 ppm a concentración actual 12 ppm.

Para Octubre el costo promedio por barril de agua de producción para reinyección es de 0.010 \$/Bbl a comparación de Setiembre 0.011 \$/Bbl, con esto se logra un ahorro aproximado de 20394 \$/ Año.

Tabla 6.2: Estructura de costo en tratamiento del agua de producción.

ESTRUCTURA DE COSTOS - OPTIMIZACION TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCION PAVAYACU					
Periodo de Tratamiento	COSTO \$/Bbl Tratado	Producción (Bbls)	Costo diario \$/Día	Costo Mensual \$/Mes	Costo Anual \$/Año
Setiembre 2013	0.011	56650	623.15	18695	224334
Octubre 2013	0.010		566.5	16995	203940
	OPTIMIZACION		56.65	1700	20394

6.2. PRESUPUESTO DEL SERVICIO DE MONTAJE DE INTERCAMBIADOR

6.2.1. Análisis de costos unitarios para el servicio de montaje

El Costo unitario de Instalación es el costo de la mano de obra directa, equipos, herramientas y consumibles.

El Costo Unitario de Materiales es el costo de material aportado por el contratista (Que queda adherida a la obra). Adicional a los materiales suministrados por Pluspetrol.

El servicio de montaje es por la modalidad de precios unitarios por tanto para cada partida se realizó el análisis de precio unitario (APU) con rendimientos diarios de jornada de trabajo 8.5 horas/día. El Precio de los recursos tales como mano de obra, equipos y consumibles está en soles.

Para los trabajos cuya partida no se encuentra en la planilla de partidas metalmecánica o civil se realizó una sub partida con la tarifa de personal y equipos y el preciarío de materiales según contrato.

6.2.2. Presupuesto del servicio de montaje de Intercambiador

El presupuesto se realizó en base a la modalidad de precios unitarios según el tarifario establecido por contrato Corpesa y PPN. El tarifario es proporcionado por la oficina técnica de Corpesa.

Para el caso del montaje tenemos un tarifario para actividades metal mecánica (Tarifario MM) y un tarifario para actividades de obras civiles (Tarifario OC). La estructura del presupuesto está basado en metrados y asignación de recursos, identificamos las partidas de la estructura en el tarifario, estas pueden ser iguales o equivalente, debemos indicar en cada partida el tarifario de procedencia.

Para aquellas partidas del metrado que no se encuentran en el tarifario, procederemos a realizar un análisis de costo para esa actividad.

En el presupuesto se indica los siguientes datos:

Tipo de servicio: Montaje de intercambiador de calor en Batería 9

Locación: Pavayacu

Fecha: 20/10/2013

Modalidad: Precios unitarios

Precio total: S/. 129,929.87 (son: Ciento veinte y nueve mil novecientos veinte y nueve con 87/100 nuevos soles)

Plazo de ejecución: 60 días

Condiciones comerciales:

CONCLUSIONES

1. Después del montaje y puesta en servicio del Intercambiador, se ha logrado resultados favorables, ya que se ha mejorado la calidad del crudo y está dentro de las especificaciones de venta (PTB<10lbs y BS&W<0.6%). logrando un ahorro aproximado de 35273 \$/ Año.
2. Resultados favorables en calidad de agua después de la puesta en servicio de intercambiador y Mixer (OIW), logrando un ahorro de aproximado de 20394 \$/ Año.
3. Para garantizar una adecuada operación y prolongar la vida útil de operación del Intercambiador y Mixer es necesario la instalación de un Sistema de decantación y filtrado de agua fresca.
4. Pendiente instalación de 02 medidores de flujo tipo turbina a la entrada del intercambiador, para realizar un mejor control y monitoreo del flujo de agua salada y agua dulce.

RECOMENDACIONES

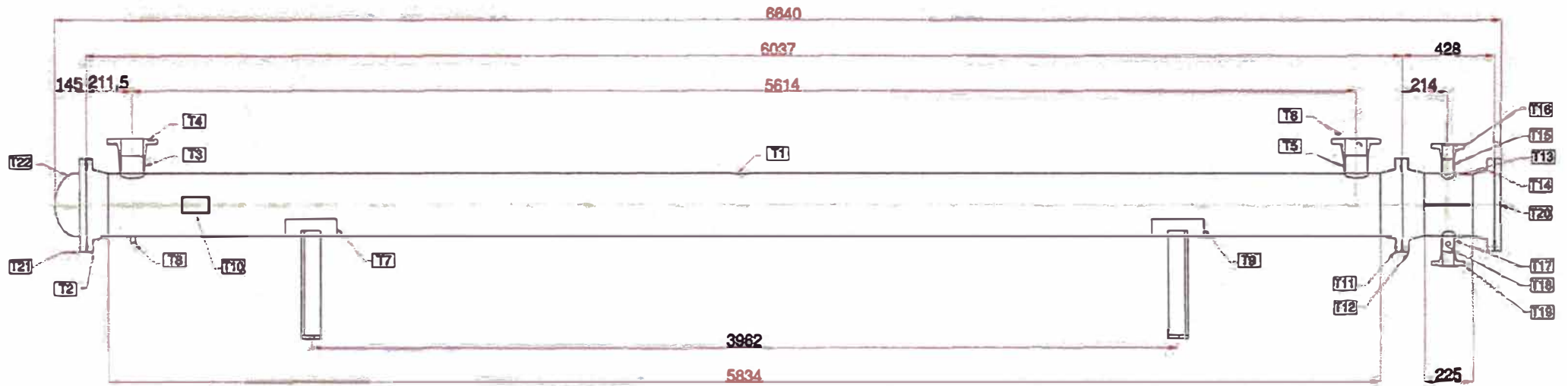
1. Continuar con el control y monitoreo de operación de equipos, con el objetivo de continuar con la optimización de los procesos.
2. Instalar un Sistema de decantación y filtrado de Agua fresca, así mismo Instalar 02 medidores de flujo tipo turbina.
3. Cumplimiento del Programa de Mantenimiento de Intercambiador y Mixer con una frecuencia trimestral, para evaluación de mantenimientos futuros.
4. Cumplimiento de los Programas de Mantenimiento de Equipos (Separadores, tanques, etc.) para garantizar eficiencia de los procesos.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- CHEMICAL PROCESS EQUIPMENT, SELECTION AND DESIGN Stanley M. Walas. Section 8 "Heat Transfer and Heat Exchangers". Butterworth-Heinemann
- 2.- PROCESS COMPONENT DESIGN. P. Buthod & all, Capítulo 8 "Heat Exchangers Design". Universidad de Tulsa .Oklahoma
- 3.- SINGH, M., ANDERSON, P. y MEIJER, H. (2009). Understanding and optimizing the SMX static mixer. Ponencia presentada en Macromolecular rapids communications. Weinheim.
- 4.- Incropera, F. y D. De Witt, Fundamentals of Heat and Mass Transfer, John Wiley & Sons, USA (1990).
- 5.- Kern, D. Q., Procesos de Transferencia de Calor, Compañía Editorial Continental, S. A., México (1978).
- 6.- Welty, J. R., C. E. Wicks y R. E. Wilson, Fundamentos de Transferencia de Calor, Masa y Momento, Editorial Limusa, México (1991).
- 7.- ANNUAL BOOK OF ASTM STANDARDS 2008
Section five: Petroleum Products, Lubricants, And Fossil Fuels
- 8.- MANUAL DEL INGENIERO QUÍMICO. Perry & Chilton. Sección 10. "Transferencia de Calor". Sección 11. "Equipos de Transferencia de Calor". Mc Graw Hill
- 9.- PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE: Guía de los fundamentos para la dirección de Proyectos PMBOK®; Cuarta Edición 2008.
- 10.- Briseño M. I. (2005) "Dimensionamiento de Intercambiadores de Calor Tubulares" Universidad de los Andes, Mérida Venezuela.
- 11.- De Witt-Dick, D. B., Hays, G. F. y Beardwood, E. S., "Hydrothermal Stress Coefficient: A Novel Model for Predicting Heat Exchanger Fouling in Cooling Systems", AIChE Symposium Series, pp. 311-316, Baltimore (1997).

PLANOS

Plano N°	Designación
AA-01	PL1211-ICB-01 Plano de distribución de componentes de intercambiador de 1000 BBPD
AA-02	PL1211-ICB-02 Plano de fabricación y Detalles
AA-03	PL1211-ICB-03 Reporte de prueba de líquido penetrante (PT)
AA-04	PL1211-ICB-04 Plano de control dimensional
AA-05	PL08-4209-IS-M-004-0 (1 De 2) Plano isométrico instalación de Intercambiador de calor
AA-06	PL08-4209-IS-M-004-0 (2 De 2) Plano isométrico instalación de Intercambiador de calor
AA-07	PL08-4209-PI-Y-001-0 (1 De 3) Diagrama de proceso e instrumentación - Líneas y electrobombas de agua
AA-08	PL08-4209-PI-Y-001-0 (2 De 3) Diagrama de proceso e instrumentación – Intercambiador de calor
AA-09	PL08-4209-PI-Y-001-0 (3 De 3) Diagrama de proceso e instrumentación - Mixer
AA-10	Ubicación de pozos productores e inyectores – Yacimiento Pavayacu
AA-11	Layout Batería 9
AA-12	Punto de Captación de Agua PA 149



ITEM	DESCRIPCION	ESPECIFICACION	ITEM	DESCRIPCION	ESPECIFICACION	DATOS DE DISEÑO	CORAZA	TUBOS
T1	TUBERIA ϕ 10" SCH 40	ASTM A106 B	T12	BRIDA WN RF 10" SCH 40	ASTM A 105	RECUBRIMIENTOS	NO	NO
T2	BRIDA WN RF 10" SCH 40	ASTM A 105	T13	TUBERIA ϕ 10" SCH 40	ASTM A106 B	AISLAMIENTO	NO	NO
T3	TUBO ϕ 4" SCH 40	ASTM A106 B	T14	BRIDA WN RF 10" SCH 40	ASTM A 105	ACABADO	NO	NO
T4	BRIDA WN RF 4" SCH 40	ASTM A 105	T15	TUBO ϕ 2" SCH 40	ASTM A106 B	PROCEDIMIENTO DE SOLDADURA	094-03/12	-
T5	TUBO ϕ 4" SCH 40	ASTM A106 B	T16	BRIDA WN RF 2" SCH 40	ASTM A 105	NUMERO DE PASES	1	1
T6	BRIDA WN RF 4" SCH 40	ASTM A 105	T17	TUBO ϕ 2" SCH 40	ASTM A106 B	FLUIDO	NO	NO
T7	PL. AC. AL CARBONO 1/4"	ASTM A-36	T18	COPLA NPT 3/4" C-6000	ASTM A 105	CORROSION	-	-
T8	COPLA NPT 3/4" C-6000	ASTM A 105	T19	BRIDA WN RF 2" SCH 40	ASTM A 105	TEMPERATURA DE DISEÑO	400°F	400°F
T9	PL. AC. AL CARBONO 1/4"	ASTM A-36	T20	BRIDA BL RF 10" SCH 40	ASTM A 105	PRESION DE PRUEBA	195 PSIG	195 PSIG
T10	PL. AC. AL CARBONO 3mm.	ASTM A-36	T21	BRIDA SO RF 10" SCH 40	ASTM A 105	PRESION DE DISEÑO	150 PSIG	150 PSIG
T11	BRIDA WN RF 10" SCH 40	ASTM A 105	T22	TAPON CAP 10" SCH 40	ASTM 234 WPB	PRESION DE TRABAJO	-	-

DC. NUM / ITEM:

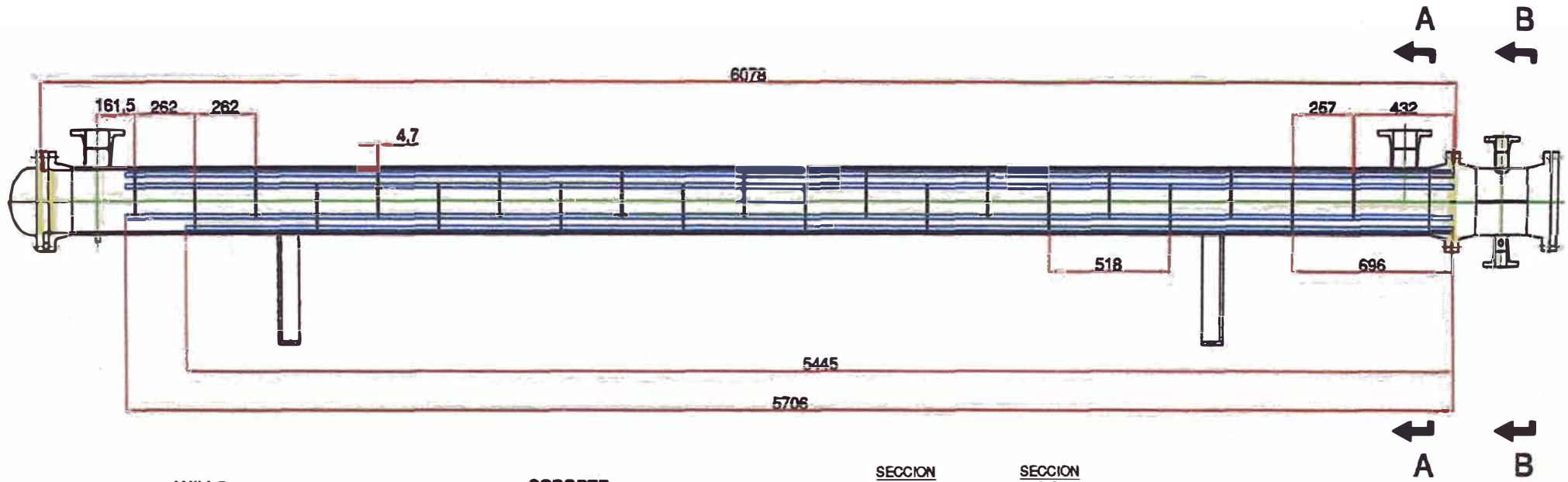


INTERCAMBIADOR 1000 BDP B

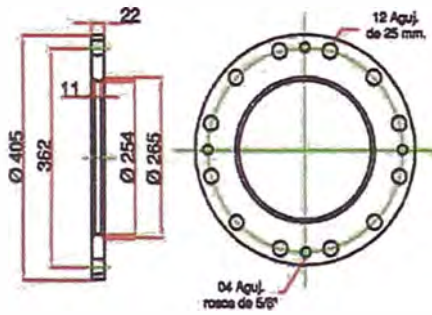
CLIENTE: PLUSPETROL NORTE S.A

TITULO: DISTRIBUCION

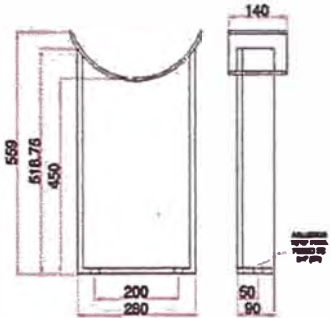
TIPO DE DOCUMENTO:
 ESCALA ARCHIVO: 1211-ICB-01 HOJA: 1 DE: 1 REV. 0



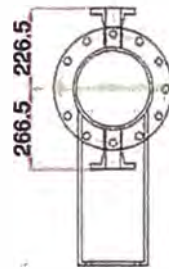
ANILLO



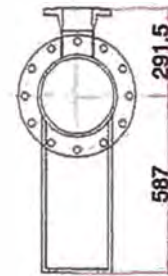
SOPORTE



SECCION A-A



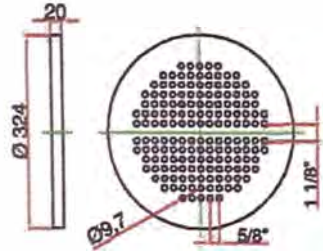
SECCION B-B



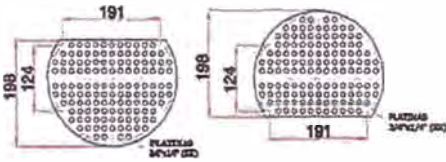
DISTANCIADORES

ITEM	DISTANCIA	CANTIDAD
1	432	05
2	518	19
3	257	80
4	696	01

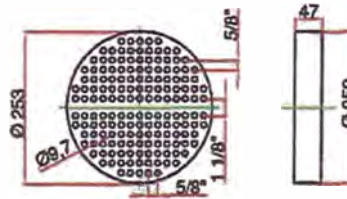
PLACA FIJA
ESPESOR 20 mm.




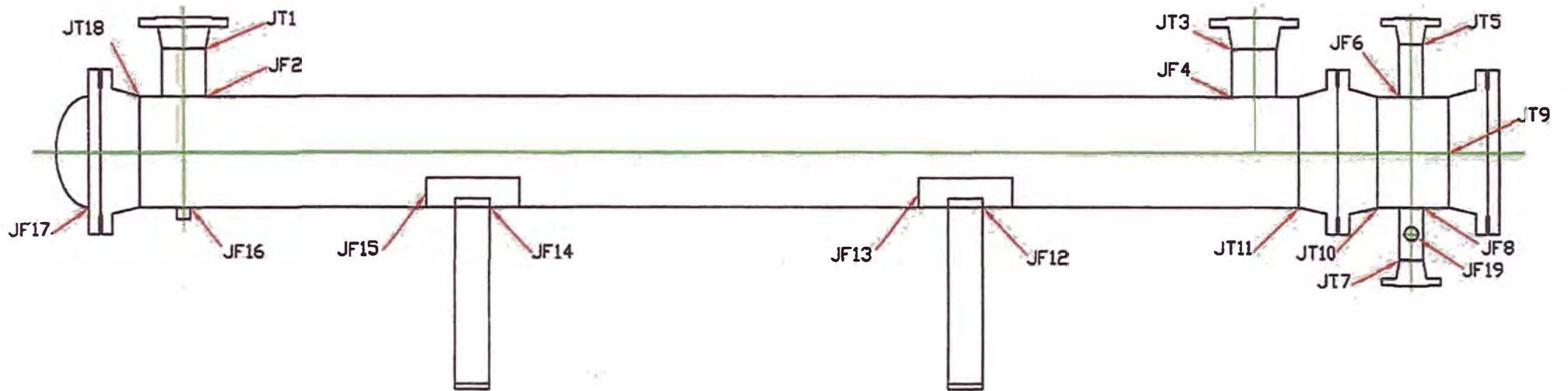
BARRES DISTRIBUCION
CANT. 21




PLACA FLOTANTE
ESPESOR 47 mm.



OC. NUM. / REV.			
	INTERCAMBIADOR 1000 BDP B		
	CLIENTE: PLUSPETROL NORTE S.A		
TITULO: DETALLES			
SUBTITULO:			
ESCALA	ARCHIVO:	1211-ICB-02	HOJA: 1 DE: 1
			REV. 0



DC. NUM. / ITEM:			
		INTERCAMBIADOR 1000 BDP B	
CLIENTE: PLUSPETROL NORTE S.A			
TITULO: SUBTITULO: REPORTE DE PT			
TIPO DE DOCUMENTO:			
ESCALA	ARCHIVO:	1211-ICB-03	NOVA: 1 DE: 1 REV: 0

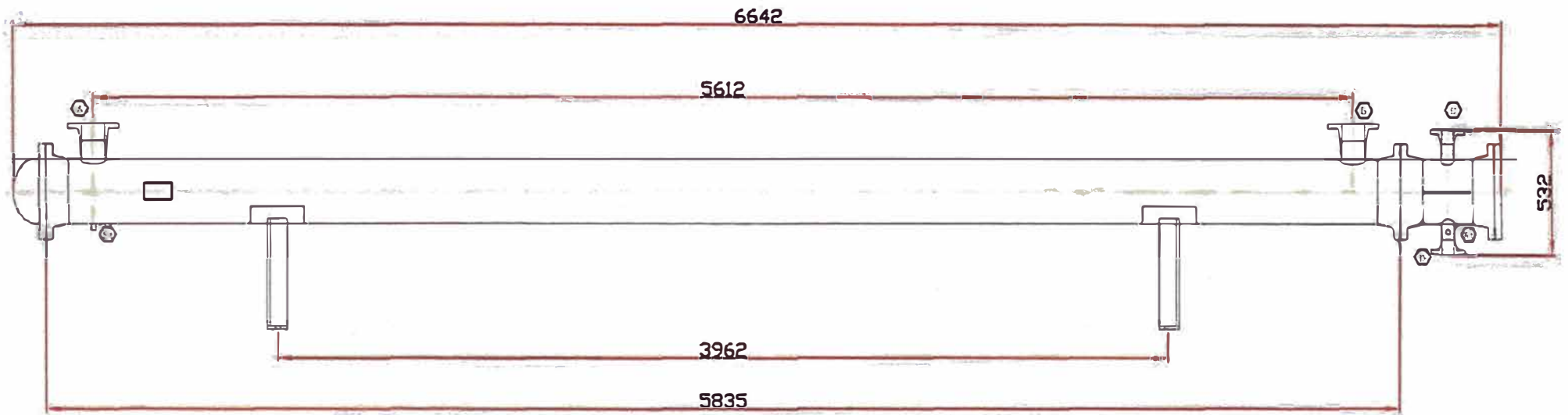


TABLA DE BOQUILLAS

ITEM	QTY.	DN	NPS.	SCH.	CLASE	TIPO	SERVICIO	OBSERVACIONES
(A)	1		4"	40	150	WNRF		BRIDA
(B)	1		4"	40	150	WNRF		BRIDA
(C)	1		2"	40	150	WNRF		BRIDA
(D)	1		2"	40	150	WNRF		BRIDA
(E1)	1		3/4"	40	6000	WNRF	DRENAJE 1	COPLA
(E2)	1		3/4"	40	6000	WNRF	DRENAJE 2	COPLA

DESVIACIÓN (D)

TOLERANCIA DE ALINEAMIENTO, CÓDIGO ASME SECCIÓN VIII, DIV. 1, UW 53

SISTEMA DE UNIDADES MÉTRICO

CATEGORÍA DE BORDADURA

ESPESORES (mm)	A	B, C & D
HASTA 18 E INCLUIDO	1/4 ±	1/4 ±
ENCIMA DE 18 HASTA 19, INCLUIDO	3 mm	1/4 ±

PERMISIÓN DESVIACIÓN DEL PUNTO DE BORDADURA OPERATIVA DE ACABADO AL UW 53

LA DIFERENCIA ENTRE D. MAX. Y D. MIN. NO DEBERIA EXCEDER EL 1 % DEL DIAMETRO NOMINAL DEL CASCO CASCO CILINDRICO CONSIDERACION (D. MAX. - D. MIN.) ≤ 0.01 · D

DC. NUM / ITEM:

ICB

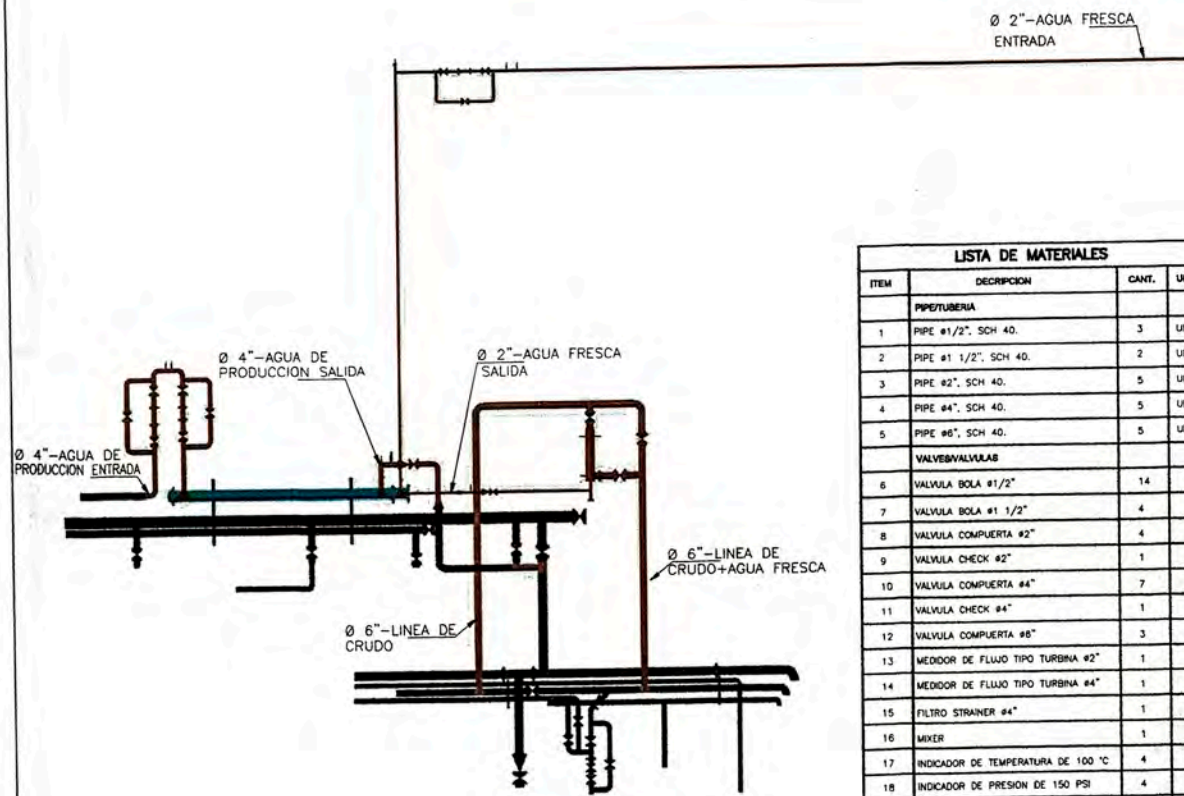
INTERCAMBIADOR 1000 BDP B

CLIENTE: PLUSPETROL NORTE S.A

TITULO: DISTRIBUCION

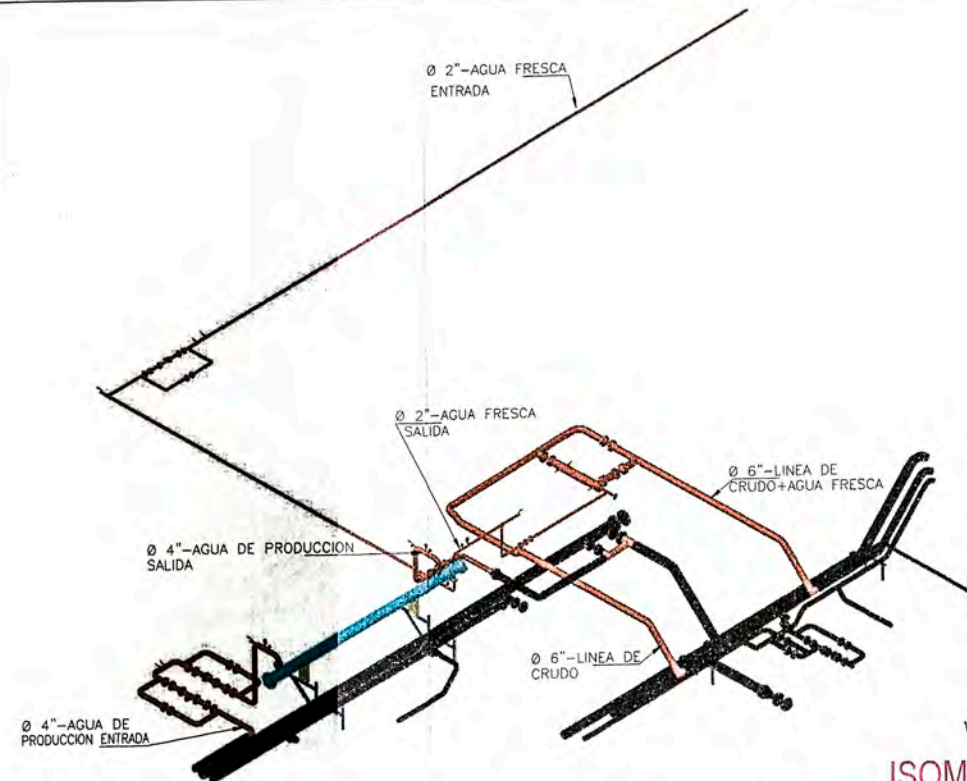
TIPO DE DOCUMENTO:

ESCALA	ARCHIVO:	1211-ICB-04	NOVA: 1	REV: 0
			DC: 1	

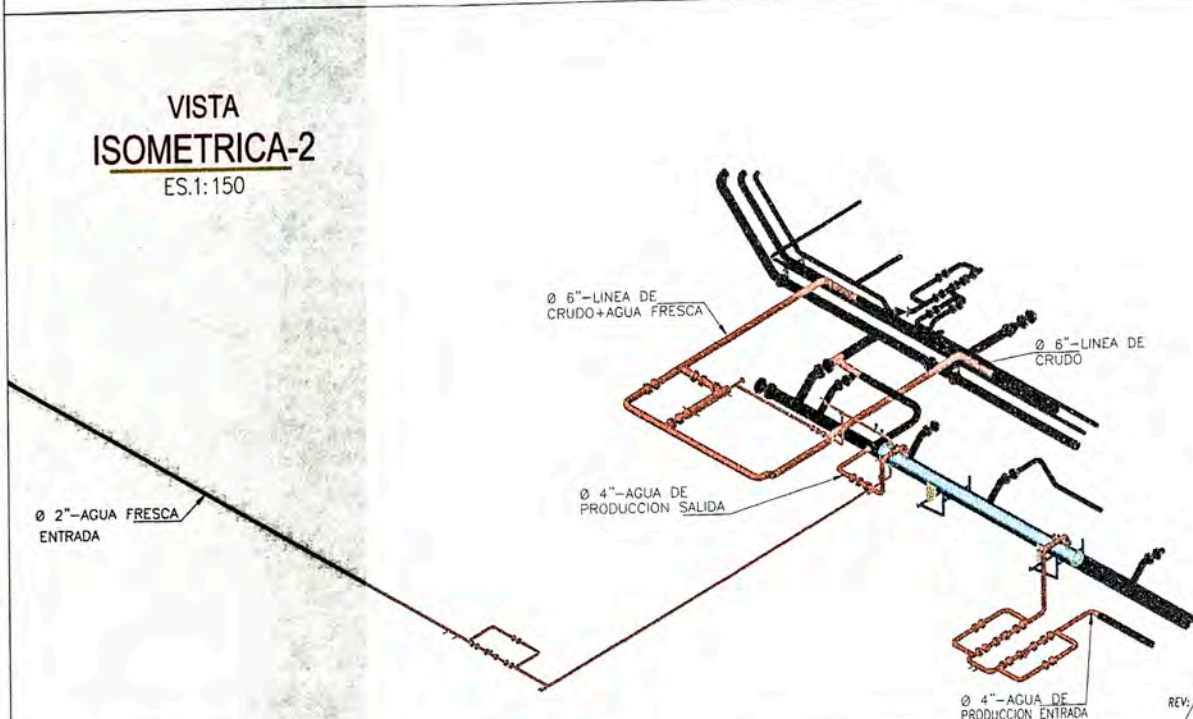


PLANTA
ES.1:100

LISTA DE MATERIALES			
ITEM	DESCRIPCION	CANT.	UNIDAD
PIPETUBERIA			
1	PIPE #1/2", SCH 40.	3	UNIDAD
2	PIPE #1 1/2", SCH 40.	2	UNIDAD
3	PIPE #2", SCH 40.	5	UNIDAD
4	PIPE #4", SCH 40.	5	UNIDAD
5	PIPE #6", SCH 40.	5	UNIDAD
VALVES/VALVULAS			
6	VALVULA BOLA #1/2"	14	PZA.
7	VALVULA BOLA #1 1/2"	4	PZA.
8	VALVULA COMPUERTA #2"	4	PZA.
9	VALVULA CHECK #2"	1	PZA.
10	VALVULA COMPUERTA #4"	7	PZA.
11	VALVULA CHECK #4"	1	PZA.
12	VALVULA COMPUERTA #6"	3	PZA.
13	MEDIDOR DE FLUJO TIPO TURBINA #2"	1	PZA.
14	MEDIDOR DE FLUJO TIPO TURBINA #4"	1	PZA.
15	FILTRO STRAINER #4"	1	PZA.
16	MIXER	1	PZA.
17	INDICADOR DE TEMPERATURA DE 100 °C	4	PZA.
18	INDICADOR DE PRESION DE 150 PSI	4	PZA.
FLANGES/BRIDAS			
19	BRIDA #2"	12	PZA.
20	BRIDA #4"	20	PZA.
21	BRIDA #6"	7	PZA.
FITTINGS/ACCESORIOS			
22	COUDO 45° #6"	6	PZA.
23	COUDO 90° #2"	5	PZA.
24	COUDO 90° #4"	14	PZA.
25	COUDO 90° #6"	2	PZA.
26	TEE #2"	5	PZA.
27	TEE #4"	4	PZA.
28	TEE #6"	5	PZA.
29	TEE REDUCCION #6x4"	1	PZA.
30	REDUCCION #6x4"	2	PZA.
31	WELDOLET 2"x1/2"	6	PZA.
32	WELDOLET 4"x1/2"	4	PZA.



VISTA ISOMETRICA-1
ES.1:150



VISTA ISOMETRICA-2
ES.1:150

N°	FECHA	REVISION	POR	REV	APR	No	FECHA	REVISION	POR	REV	APR
							15.02.13	PARA REVISION			

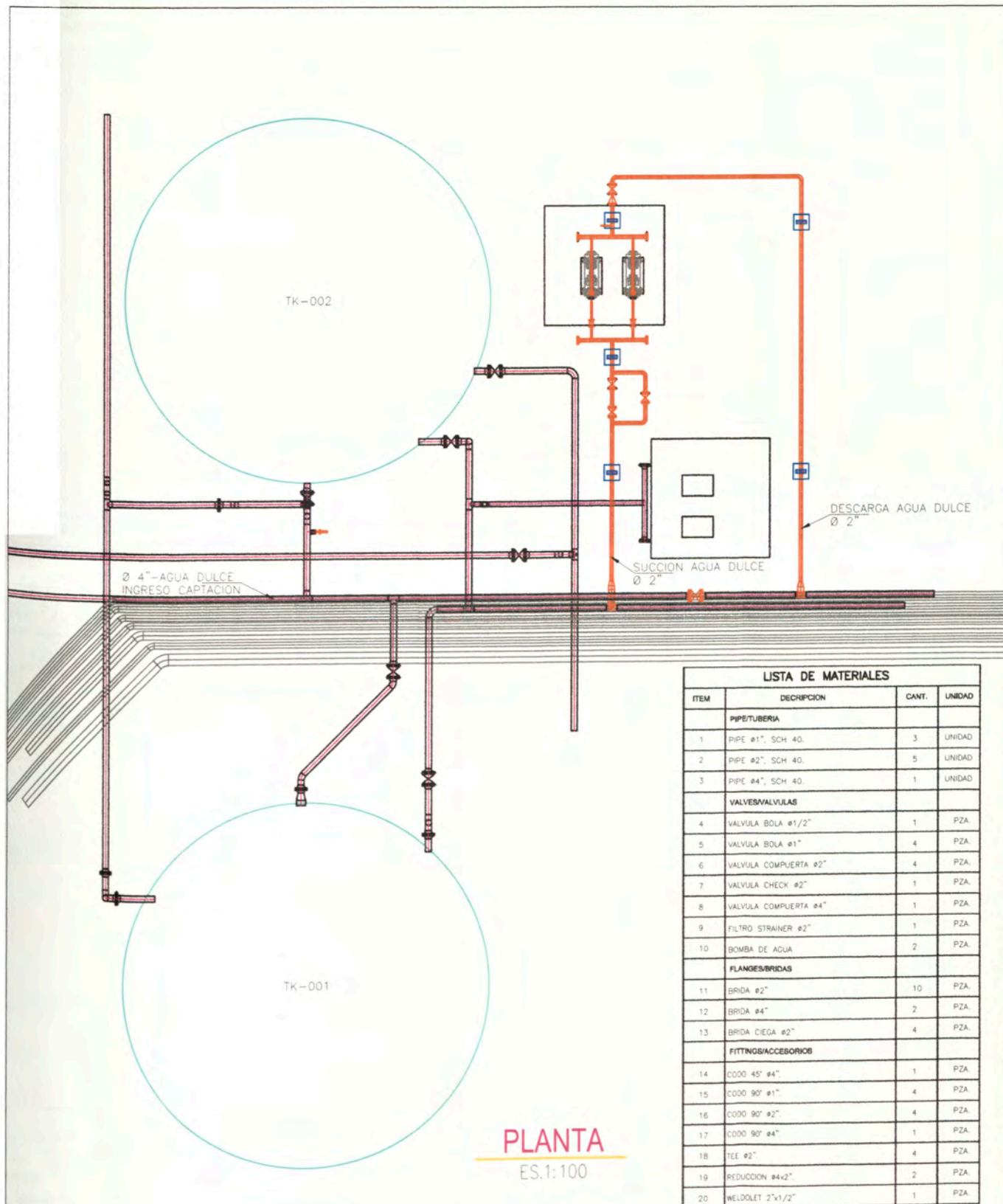
LOTE 8 - YACIMIENTO PAVAYACU
PLANO ISOMETRICO
INSTALACION DE INTERCAMBIADOR
DE CALOR BATERIA 9

Pluspetrol Norte S.A.
DEPARTAMENTO DE CONSTRUCCIONES
AREA DE PROYECTOS

DIGITALIZADO: O. GUTIERREZ
DISEÑADO: O. GUTIERREZ
FECHA: 21.02.13

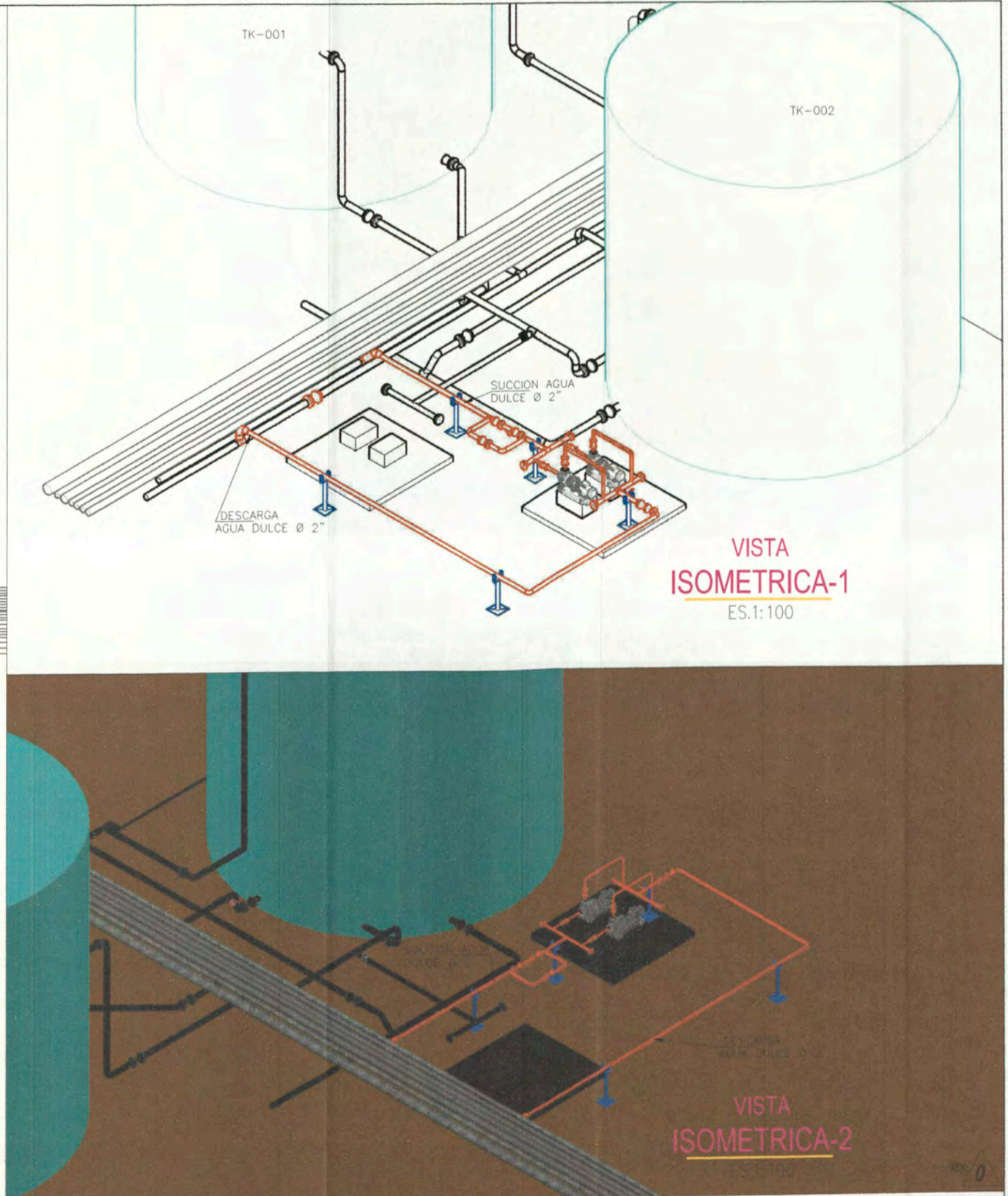
ESCALA: INDICADA
ARCHIVO: PLO8-4209-IS-M-004-0
PLANO No: PLO8-4209-IS-M-004-0
PLANO: 1 DE 2

REV: 0



PLANTA
ES.1:100

LISTA DE MATERIALES			
ITEM	DESCRIPCION	CANT.	UNIDAD
PIPE/TUBERIA			
1	PIPE #1", SCH 40.	3	UNIDAD
2	PIPE #2", SCH 40.	5	UNIDAD
3	PIPE #4", SCH 40.	1	UNIDAD
VALVES/VALVULAS			
4	VALVULA BOLA #1/2"	1	PZA.
5	VALVULA BOLA #1"	4	PZA.
6	VALVULA COMPUERTA #2"	4	PZA.
7	VALVULA CHECK #2"	1	PZA.
8	VALVULA COMPUERTA #4"	1	PZA.
9	FILTRO STRAINER #2"	1	PZA.
10	BOMBA DE AGUA	2	PZA.
FLANGES/BRIDAS			
11	BRIDA #2"	10	PZA.
12	BRIDA #4"	2	PZA.
13	BRIDA CIEGA #2"	4	PZA.
FITTINGS/ACCESORIOS			
14	CODO 45° #4"	1	PZA.
15	CODO 90° #1"	4	PZA.
16	CODO 90° #2"	4	PZA.
17	CODO 90° #4"	1	PZA.
18	TEE #2"	4	PZA.
19	REDUCCION #4x2"	2	PZA.
20	WELDOLET 2"x1/2"	1	PZA.



VISTA ISOMETRICA-1
ES.1:100

VISTA ISOMETRICA-2

N°	FECHA	REVISION	POR	REV	APR	No	FECHA	REVISION	POR	REV	APR
							15.02.13	PARA REVISION			

LOTE 8 - YACIMIENTO PAVAYACU
PLANO ISOMETRICO
INSTALACION DE INTERCAMBIADOR
DE CALOR BATERIA 9

Pluspetrol Norte S.A.
DEPARTAMENTO DE CONSTRUCCIONES
AREA DE PROYECTOS

ESCALA: INDICADA ARCHIVO: PLO8-4209-IS-M-004-0

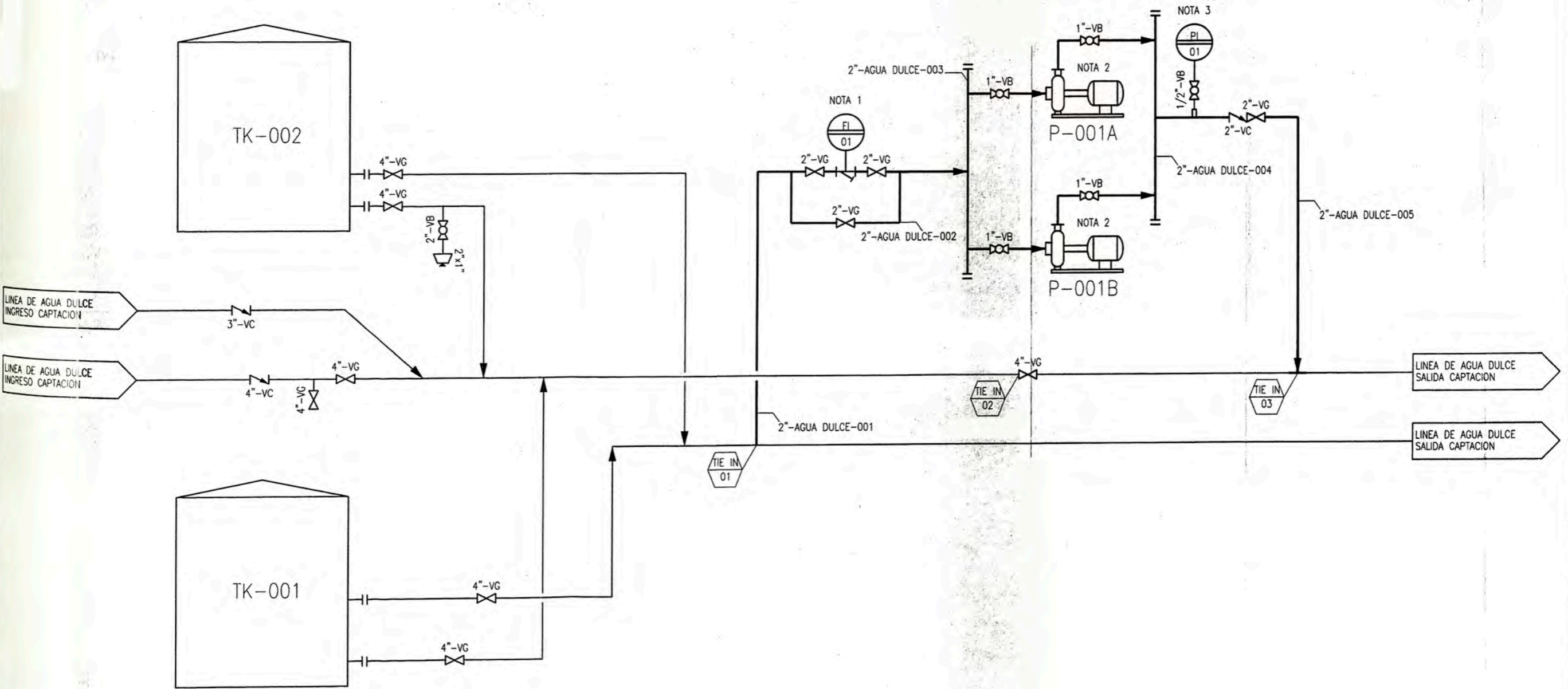
PLANO No: PLANO: 2
PLO8-4209-IS-M-004-0 DE 2

DIGITALIZADO:	DISEÑADO:	REVISADO:
D. GUTIERREZ		
FECHA:	FECHA:	APROBADO:
21.02.13	21.02.13	

TK-001
TANQUE DE AGUA CONTRA INCENDIO
CAPACIDAD: 1000 Bbls

TK-002
TANQUE DE LAVADO
CAPACIDAD: 500 Bbls

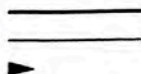
P-001A/B
BOMBA DE AGUA
CAUDAL: 6 m³/h
POTENCIA: 1 HP



SIMBOLOGIA - DESCRIPCION:

FLUJOS:

NUEVO
EXISTENTE
SENTIDO DEL FLUJO



EQUIPOS E INSTRUMENTOS:

FI = FILTRO STRAINER
PI = INDICADOR DE PRESION
VG = VALVULA GATE O COMPUERTA
VB = VALVULA BOLA O GLOBO
VC = VALVULA CHECK
TIE IN = PUNTO DE INTERCONEXION

NOTAS:

NOTA 1: LA INSTALACION DE UN FILTRO STRAINER PERMITIRA LA RETENCION Y DEPOSICION DE SOLIDOS POR ARRASTRE.
NOTA 2: LA INSTALACION DE UNA BOMBA PERMITIRA INCREMENTAR LA PRESION GARANTIZANDO EL SUMINISTRO DE AGUA DULCE AL SISTEMA.
NOTA 3: LA INSTALACION DEL INDICADOR DE PRESION DEBE SER EN POSICION 12 HRS.

LOTE 8 - YACIMIENTO PAVAYACU
DIAGRAMA DE PROCESO E INSTRUMENTACION (P&ID)
INSTALACION INTERCAMBIADOR DE CALOR
BATERIA 09

Pluspetrol Norte S.A.
DEPARTAMENTO DE CONSTRUCCIONES
AREA DE PROYECTOS

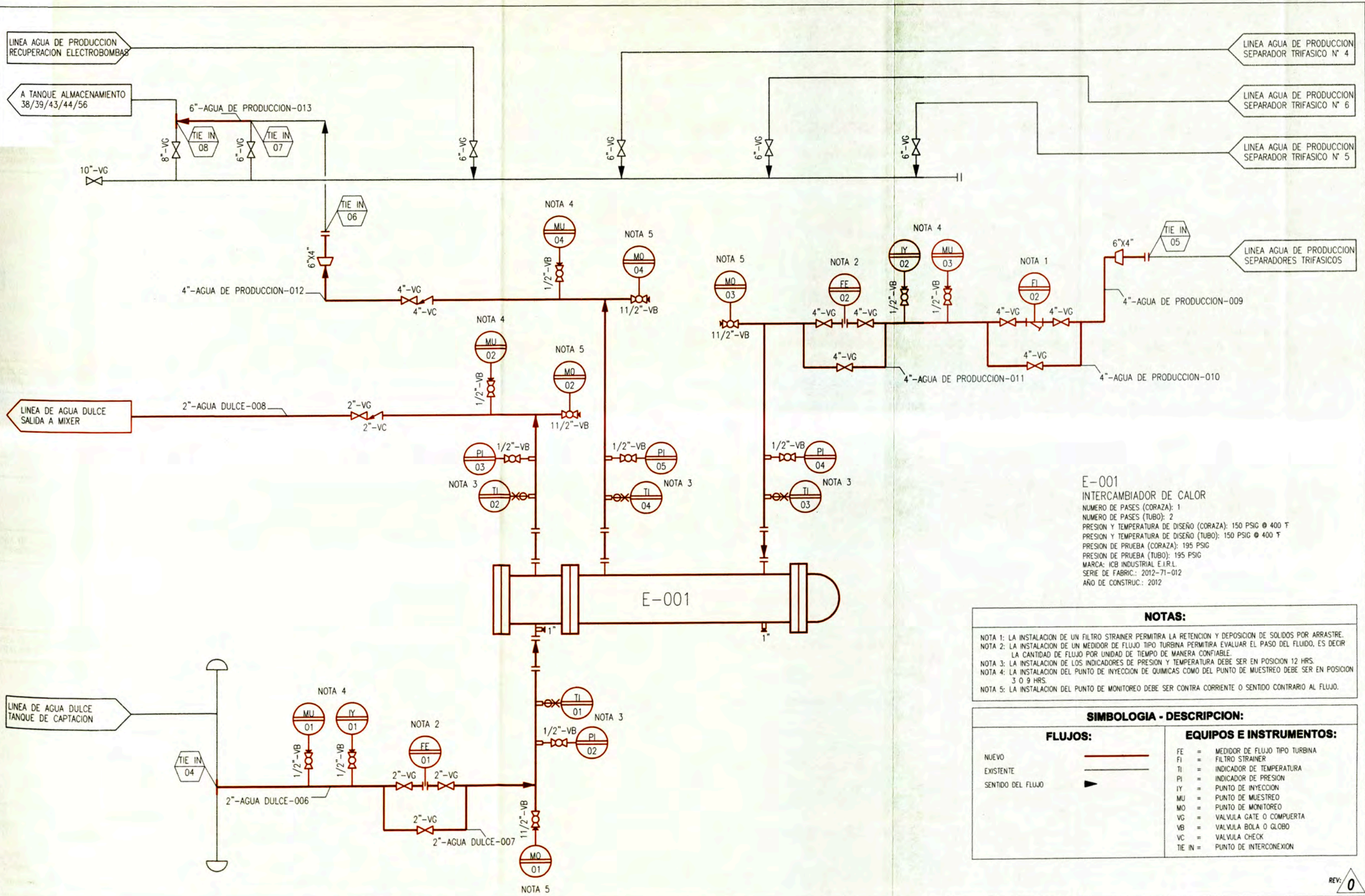
ESCALA: - ARCHIVO: PLO8-4209-PI-Y-001-0

PLANO No: PLO8-4209-PI-Y-001-0 PLANO: 1 DE 3

DIGITALIZADO: E. RAMA
FECHA: 21.02.13
DISEÑADO: CONSTRUCCIONES
FECHA: 21.02.13
REVISADO: PRODUCCION
APROBADO: PRODUCCION

REV: 0

Nº	FECHA	REVISION	POR	REV	APR	No	FECHA	REVISION	POR	REV	APR
		0				21.02.13	EMITIDO PARA SU CONSTRUCCION		F.R.		
		A				24.01.13	EMITIDO PARA SU REVISION		F.R.		



E-001
INTERCAMBIADOR DE CALOR
 NUMERO DE PASES (CORAZA): 1
 NUMERO DE PASES (TUBO): 2
 PRESION Y TEMPERATURA DE DISEÑO (CORAZA): 150 PSIG @ 400 °F
 PRESION Y TEMPERATURA DE DISEÑO (TUBO): 150 PSIG @ 400 °F
 PRESION DE PRUEBA (CORAZA): 195 PSIG
 PRESION DE PRUEBA (TUBO): 195 PSIG
 MARCA: ICB INDUSTRIAL E.I.R.L.
 SERIE DE FABRIC.: 2012-71-012
 AÑO DE CONSTRUC.: 2012

- NOTAS:**
- NOTA 1: LA INSTALACION DE UN FILTRO STRAINER PERMITIRA LA RETENCION Y DEPOSICION DE SOLIDOS POR ARRASTRE.
 - NOTA 2: LA INSTALACION DE UN MEDIDOR DE FLUJO TIPO TURBINA PERMITIRA EVALUAR EL PASO DEL FLUIDO, ES DECIR LA CANTIDAD DE FLUJO POR UNIDAD DE TIEMPO DE MANERA CONFIABLE.
 - NOTA 3: LA INSTALACION DE LOS INDICADORES DE PRESION Y TEMPERATURA DEBE SER EN POSICION 12 HRS.
 - NOTA 4: LA INSTALACION DEL PUNTO DE INYECCION DE QUIMICAS COMO DEL PUNTO DE MUESTREO DEBE SER EN POSICION 3 O 9 HRS.
 - NOTA 5: LA INSTALACION DEL PUNTO DE MONITOREO DEBE SER CONTRA CORRIENTE O SENTIDO CONTRARIO AL FLUJO.
- SIMBOLOGIA - DESCRIPCION:**
- | FLUJOS: | | EQUIPOS E INSTRUMENTOS: | |
|-------------------|-------|-------------------------|---------------------------------|
| NUEVO | — | FE | = MEDIDOR DE FLUJO TIPO TURBINA |
| EXISTENTE | - - - | FI | = FILTRO STRAINER |
| SENTIDO DEL FLUJO | ▶ | TI | = INDICADOR DE TEMPERATURA |
| | | PI | = INDICADOR DE PRESION |
| | | IY | = PUNTO DE INYECCION |
| | | MU | = PUNTO DE MUESTREO |
| | | MO | = PUNTO DE MONITOREO |
| | | VG | = VALVULA GATE O COMPUERTA |
| | | VB | = VALVULA BOLA O GLOBO |
| | | VC | = VALVULA CHECK |
| | | TIE IN | = PUNTO DE INTERCONEXION |

N°	FECHA	REVISION	POR	REV	APR	No	FECHA	REVISION	POR	REV	APR
		0					21.02.13	EMITIDO PARA SU CONSTRUCCION			
		A					24.01.13	EMITIDO PARA SU REVISION			

LOTE 8 - YACIMIENTO PAVAYACU
DIAGRAMA DE PROCESO E INSTRUMENTACION (P&ID)
INSTALACION INTERCAMBIADOR DE CALOR
BATERIA 09

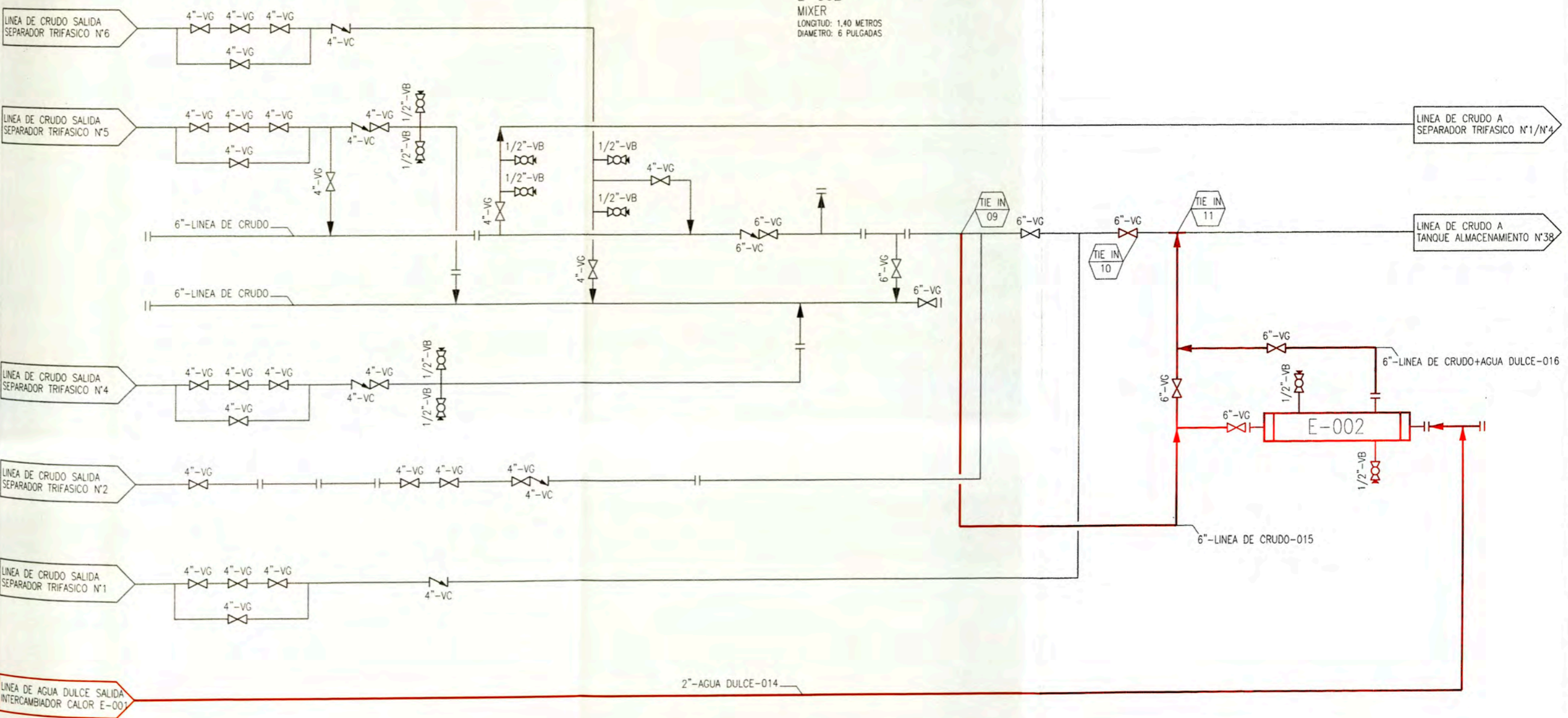
Pluspetrol Norte S.A.
 DEPARTAMENTO DE CONSTRUCCIONES
 AREA DE PROYECTOS

ESCALA: - ARCHIVO: PLO8-4209-PI-Y-001-0
 PLANO No: PLO8-4209-PI-Y-001-0 PLANO: 2 DE 3

DIGITALIZADO: F. RAÑA
 DISEÑADO: CONSTRUCCIONES
 REVISADO: PRODUCCION
 FECHA: 21.02.13 APROBADO: PRODUCCION

REV: 0

E-002
MIXER
LONGITUD: 1,40 METROS
DIAMETRO: 6 PULGADAS



SIMBOLOGIA - DESCRIPCION:

FLUJOS:
 NUEVO (Red line)
 EXISTENTE (Black line)
 SENTIDO DEL FLUJO (Arrow)

EQUIPOS E INSTRUMENTOS:
 VG = VALVULA GATE O COMPUERTA
 VB = VALVULA BOLA O GLOBO
 VC = VALVULA CHECK
 TIE IN = PUNTO DE INTERCONEXION

REV: 0

LOTE 8 - YACIMIENTO PAVAYACU
 DIAGRAMA DE PROCESO E INSTRUMENTACION (P&ID)
 INSTALACION INTERCAMBIADOR DE CALOR
 BATERIA 09



N°	FECHA	REVISION	POR	REV	APR	No	FECHA	REVISION	POR	REV	APR
						0	21.02.13	EMITIDO PARA SU CONSTRUCCION			
						A	24.01.13	EMITIDO PARA SU REVISION			

DIGITALIZADO: F. RAÑA	FECHA: 21.02.13	DISERADO: CONSTRUCCIONES	FECHA: 21.02.13	REVISADO: PRODUCCION	APROBADO: PRODUCCION
-----------------------	-----------------	--------------------------	-----------------	----------------------	----------------------

ESCALA: -	ARCHIVO: PL08-4209-PI-Y-001-0
PLANO No: PL08-4209-PI-Y-001-0	PLANO: 3 DE 3



COORDENADAS : U.T.M.
 ELIPSOIDE : INTERNACIONAL WG84
 ZONA : 18 HEMISFERIO : SUR

CARRETERA TRONCAL

TROCHA

EMBARCADERO PUCACURO

RIO CORRIENTES

ESTACION DE BOMBAS



LEYENDA	
PLATAFORMA EN TIERRA EXISTENTE	
POZOS PRODUCTORES ACTIVOS	PAVA-
POZOS PRODUCTORES INACTIVOS	PAVA-
POZOS INYECTORES	PAVA-
CARRETERA DE ACCESO EXIST.	
RIO	

LOTE 8
 PAVAYACU
 UBICACION DE POZOS PRODUCTORES E INYECTORES
 PLANTA GENERAL

Pluspetrol Norte S.A.
 DEPARTAMENTO DE INGENIERIA
 AREA DE PROYECTOS

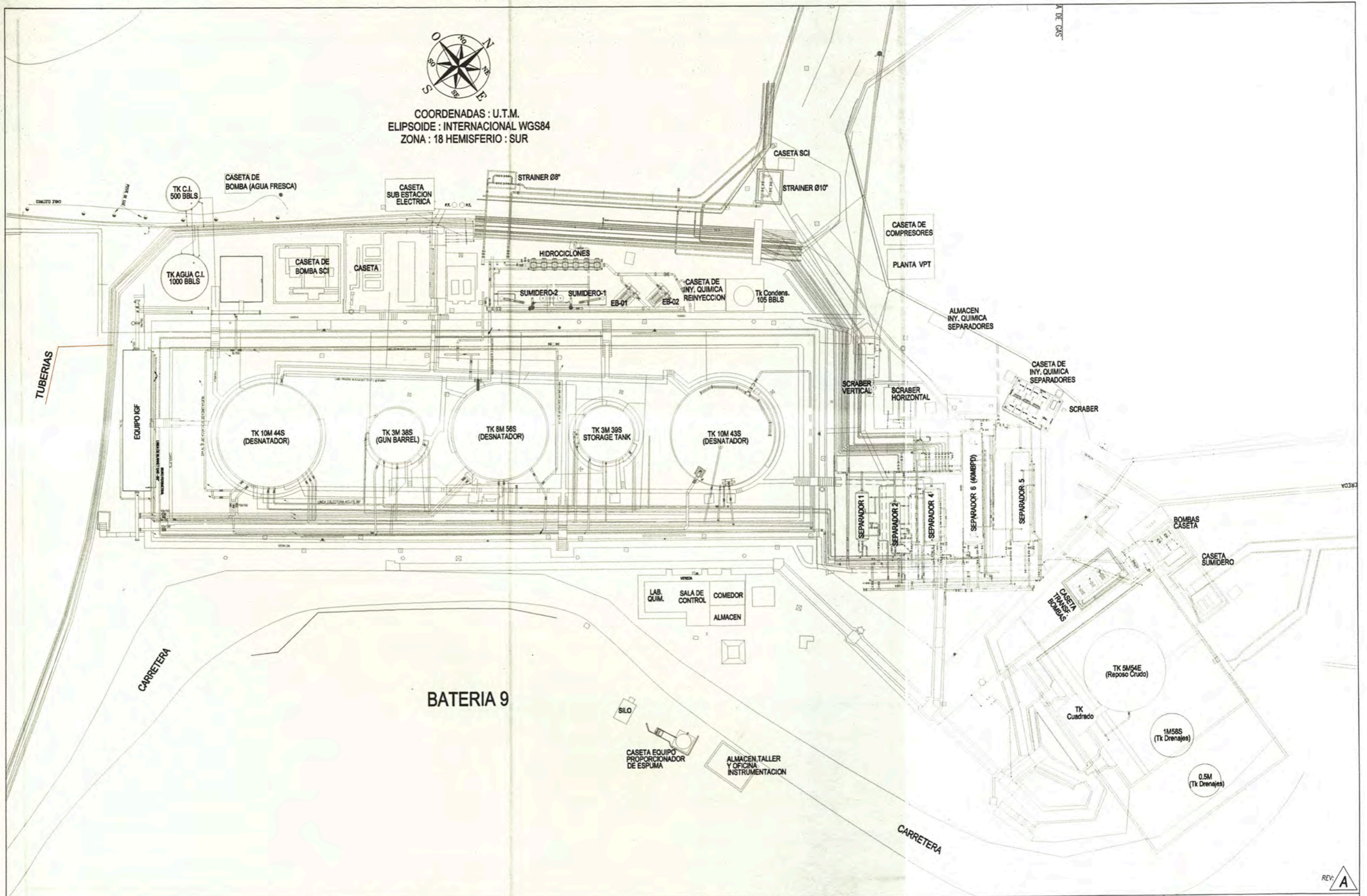
ESCALA: 1:20000 ARCHIVO: 120513-1-LB
 PLANO No: 120513-1-LB P01 PLANO: 1 DE 1

Nº	FECHA	REVISION	POR	REV	APR	No	FECHA	REVISION	POR	REV	APR	FECHA	REVISION	POR	REV	APR	FECHA

DIGITALIZADO: FERNANDO MESA
 FECHA: 13.05.12
 DISEÑADO: PLUSPETROL NORTE
 FECHA: 13.05.12
 REVISADO:
 APROBADO:



COORDENADAS : U.T.M.
 ELIPSOIDE : INTERNACIONAL WGS84
 ZONA : 18 HEMISFERIO : SUR



BATERIA 9

REV: A

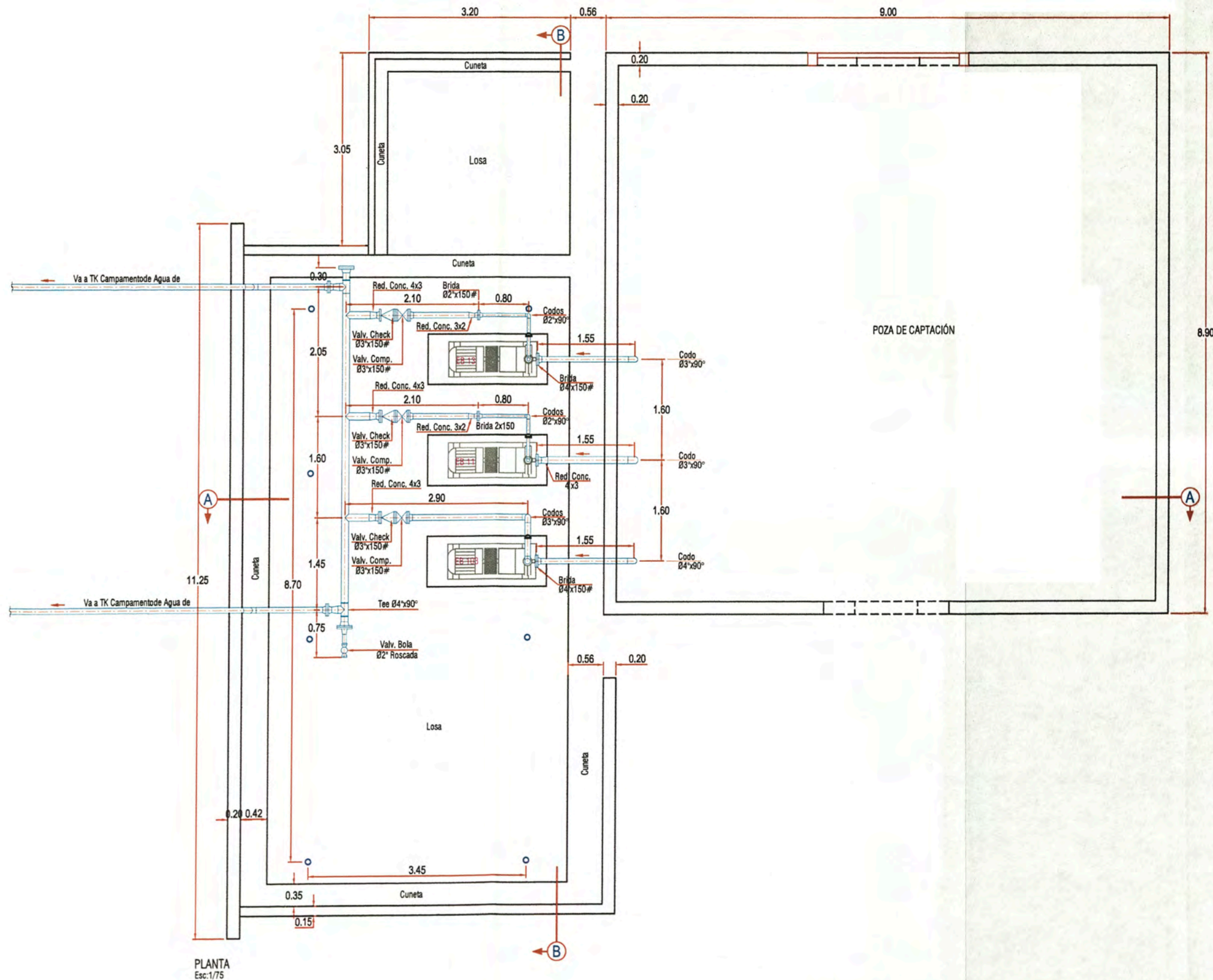
N°	FECHA	REVISION	POR	REV	APR	No	FECHA	REVISION	POR	REV	APR

LOTE 8
 PAVAYACU
 LAYOUT BATERIA 9

Pluspetrol Norte S.A.
 DEPARTAMENTO DE CONSTRUCCIONES
 AREA DE PROYECTOS

DIGITALIZADO: O. GUTIERREZ
 FECHA: 28.04.13
 DISEÑADO: CONSTRUCCIONES
 FECHA: 28.04.13
 REVISADO: C. HARO
 APROBADO: R. CASTILLO

ESCALA: INDICADA
 ARCHIVO: ---
 PLANO No: ---
 PLANO: 1
 DE: 1



PLANTA
Esc:1/75

REV: 0

										LOTE 8 - PAVAYACU BATERIA 9 - CAMPAMENTO 101 PUNTO DE CAPTACIÓN DE AGUA - PA 149 PLANTA DISTRIBUCIÓN					Pluspetrol Norte S.A. DEPARTAMENTO DE CONSTRUCCIONES AREA DE PROYECTOS			
										ESCALA: 1:50		ARCHIVO: - - -						
										PLANO No:		PLANO: 2						
										PLOB-		DE 3						
N°	FECHA	REVISION	POR	REV	APR	No	FECHA	EMITIDO PARA INFORMACIÓN	REVISION	A.M.	A.M.	F.M.	F.M.	C.H.	DIGITALIZADO:	DISEÑADO:	REVISADO:	APROBADO:
						0	24.06.13	EMITIDO PARA INFORMACIÓN							A. MEZA	CONSTRUCCIONES	F. MEJIA	C. HARO
														FECHA: 24.06.13	FECHA: 24.06.13			

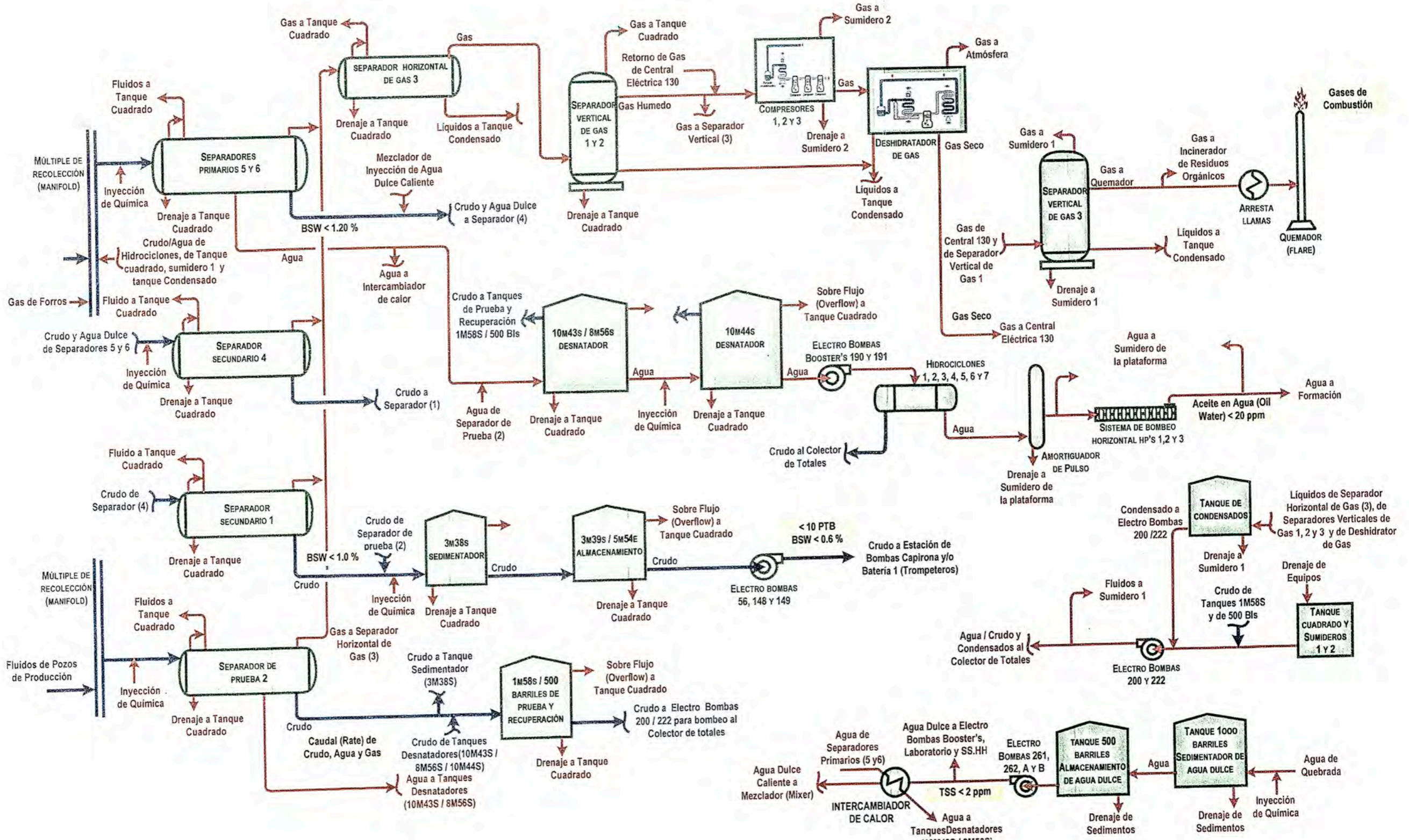
ANEXOS

- ANEXO 1 : Diagrama de flujo integrado del proceso de tratamiento de crudo en Bateria 9
- ANEXO 2 : Diagrama de Flujo del proceso – Bateria 9
- ANEXO 3 : Presupuesto del servicio de: Montaje de Intercambiador de calor en Bateria 9
- ANEXO 4 : Formulario de Permiso para Trabajo en Caliente
- ANEXO 5 : Análisis de Riesgo
- ANEXO 6 : Formato de control de la energia peligrosa
- ANEXO 7 : Acta de recepción de obra: Montaje de Intercambiador de calor
- ANEXO 8 : Acta de recepción de obra: Mejora del sistema de agua
- ANEXO 9 : Especificaciones Técnicas

**ANEXO 1 : DIAGRAMA DE FLUJO INTEGRADO DEL
PROCESO DE TRATAMIENTO DE CRUDO
EN BATERÍA 9**

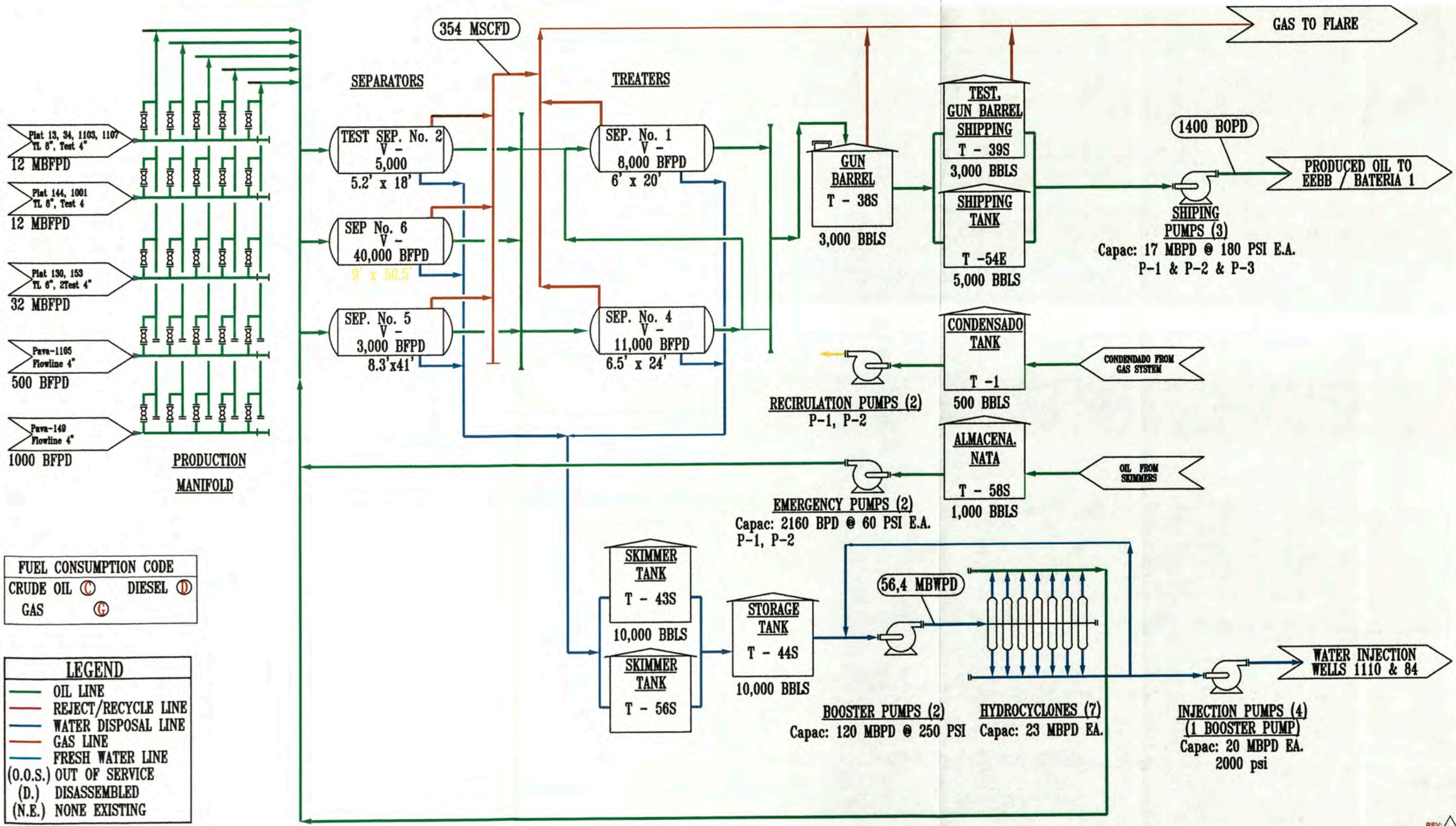


DIAGRAMA DE FLUJO INTEGRADO DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DE CRUDO EN BATERÍA 9



**ANEXO 2 : DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO –
BATERÍA 9**

PRODUCTION MANIFOLD RATE: 57,800 GRAVITY: 30.2° API TEMPERATURE: 220° F	PRODUCTION SEPARATORS CAPACITY: 70,000 BFPD LOAD: 57,800 BFPD + Hidro NOTE: CAPACITY DOES NOT INCLUDE TEST SEPARATOR	PRODUCTION TREATERS CAPACITY: 19,000 BFPD LOAD: 1,400 BFPD TEMPERATURE: 205° F	SHIPPING PUMPS CAPACITY: 34,000 BFPD LOAD: 1,400 BOPD INSTALLED: 2 x 17,000 BPD @ 180 PSIG ①	AUXILIARY PUMPS CAPACITY: 5,320 BOPD LOAD: 550 BOPD INSTALLED: 2 x 2,160 BPD EA. @ 60 PSIG ①	WATER REINJECTION PLANT CAPACITY: 70,000 - 80,000 BFPD LOAD: 56,400 BFPD
---	--	--	---	---	---



FUEL CONSUMPTION CODE	
CRUDE OIL (C)	DIESEL (D)
GAS (G)	

LEGEND	
—	OIL LINE
—	REJECT/RECYCLE LINE
—	WATER DISPOSAL LINE
—	GAS LINE
—	FRESH WATER LINE
(O.O.S.)	OUT OF SERVICE
(D.)	DISASSEMBLED
(N.E.)	NONE EXISTING

NO.	DATE	REVISION	BY	CHKD	APP	DATE

SIMPLIFIED
PROCESS FLOW DIAGRAM
PAVAYACU

Pluspetrol Norte S.A.
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA
LOTE 8

ESCALA: NONE	ARCHIVO:
PLANO No:	Pag. 1
	de 1

REV: 0

**ANEXO 3 : PRESUPUESTO DEL SERVICIO DE:
MONTAJE DE INTERCAMBIADOR DE
CALOR EN BATERÍA 9**

ST :	ST13-0286	SERVICIO INTEGRAL DE TRABAJOS DE OBRAS CIVILES Y METAL MECANICA PARA EL MANTENIMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA INDUSTRIAL	
DA :	1088		
Fecha de ST :	20 Oct 2013		

PRESUPUESTO : P591-MIOPE-PAV0913
 TITULO OBRA : MONTAJE DE INTERCAMBIADOR DE CALOR EN BATERIA 9
 SERVICIO : 324.6413 BAPAV009
 MATERIALES : 324.6412 BAPAV009
 : Operativo
 : PRODUCCION

N° OT	
-------	--

SOLICITUD DE SERVICIOS

TRABAJO A REALIZAR	SERVICIOS
	TRABAJOS PRELIMINARES, MOVILIZACIÓN DE MATERIALES, HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
	CONSTRUCCION DE LOSA CON TALUD Y SOPORTES PARA INTERCAMBIADOR Y MIXER
	ENTRADA DE LINEA DE AGUA DULCE 2" A INTERCAMBIADOR
	SALIDA DE LINEA DE AGUA DULCE 2" DE INTERCAMBIADOR Y ENTRADA AL MIXER
	ENTRADA DE LINEA DE AGUA DE PRODUCCION 4"
	SALIDA DE LINEA DE AGUA DE PRODUCCION DE 4" Y 8"
	ENTRADA DE LINEA DE CRUDO 6" Y SALIDA DE CRUDO+AGUA SALADA DEL MIXER
	MONTAJE DE MIXER E INTERCAMBIADOR DE CALOR

BASE / ZONA	YANAYACU	
	TROMPETEROS	
	PAVAYACU	X
	CHAMBIRA	
	SARAMURO	

MODALIDAD	P.U. CONTRATO	X
	SUMA ALZADA	
	P.U. ALQUILER DE CAMPAMENTO	
	P.U. ALQUILER DE EQUIPO	
	P.U. SUMINISTRO DE PERSONAL	

MONTANTO DE PRESUPUESTO	129,929.87	NUEVOS SOLES
-------------------------	------------	--------------

PLAZO DE EJECUCION	60	DIAS
--------------------	----	------

USUARIO SOLICITANTE

Firma :	Firma :
Nombre:	Nombre:
Fecha:	Fecha:
Cargo:	Cargo:

PRESENTADO POR:	REVISADO POR:	AUTORIZADO POR:	APROBADO POR:
Firma :	Firma :	Firma :	Firma :
Nombre:	Nombre:	Nombre:	Nombre:
Fecha:	Fecha:	Fecha:	Fecha:
Superintendencia CORPESA MAN	Supervisor Construcciones	Superintendencia Construcciones	Gerente de Campo

OBRA SERVICIO INTEGRAL DE TRABAJOS DE OBRAS CIVILES Y METAL MECANICA PARA EL MANTENIMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA INDUSTRIAL
MANTENIMIENTO INDUSTRIAL
CLIENTE PLUSPETROL NORTE S.A.
PRESUPUESTO P591-MIOPE-PAV0913 - MONTAJE DE INTERCAMBIADOR DE CALOR EN BATERIA 9
MONEDA NUEVOS SOLES
MODALIDAD P.U. CONTRATO

UBICACIÓN PAVAYACU
PLAZO 60 DÍAS
FECHA Septiembre 2013
T/C 2.70
Jornada Laboral 8.50 Hrs

ITEM	DESCRIPCIÓN	UND	CANTIDAD	P.U. (Material)	P.U. (Servicio)	PARCIAL S/.	TOTAL S/.	CÓDIGO / REFERENCIA
	CONSTRUCCION DE CIMIENTO, PEDESTAL, LOSA Y BUZONES							
01.00	OBRAS PRELIMINARES						4,620.16	
01.01	Trazo y replanteo	M2	142.50	-	1.00	141.90		OC 03.01
01.02	Excavacion de Zanja	M3	58.28	-	68.87	4,013.59		OC 04.01.01
01.03	Maniobra y Montaje de Tuberías	C - Día	5.00	-	-	-		Sub Partida 01.00
01.04	Recuperación de tuberías de 4"	ML	32.00	4.48	7.39	379.82		MM 13.06
01.05	Transporte de estructuras	TN	0.51	-	165.00	84.85		MM 22.20
02.00	TRABAJOS CIVILES PARA CIMIENTO, PEDESTAL, LOSA Y BUZONES						11,957.31	
02.01	Acero (Fy= 4200 Kg/cm2)	KG	721.63	-	2.10	1,517.92		OC 06.04.01
02.02	Encofrados y Desencofrado	M2	31.84	-	68.90	2,193.89		OC 06.04.02
02.03	Mortero (f'c 210 Kg/cm2)	M3	57.89	-	133.71	7,740.77		OC 05.01
02.04	Tarrajeo de pasarela y soportes	M2	11.49	-	43.93	504.73		OC 10.01
03.00	ENTRADA DE LINEA DE AGUA DULCE 2" A INTERCAMBIADOR						3,795.95	
03.01	Corte de tubería de 2"	Pulg. Diam.	10.00	0.36	2.94	32.99		MM 06.01
03.02	Biselado de Tubería de 2"	Pulg. Diam.	20.00	0.61	4.53	102.75		MM 05.04
03.03	Soldeo de tubería de 2"	Pulg. Diam.	10.00	3.92	27.11	310.26		MM 04.01
03.04	Soldeo de brida 2" ANSÍ 150	Pulg. Diam.	14.00	10.87	36.06	657.02		MM 09.01
03.05	Soldeo de codos 2" ANSÍ 150	Pulg. Diam.	28.00	8.43	61.74	1,964.67		MM 10.01
03.06	Soldeo de tees 2" ANSÍ 150	Pulg. Diam.	6.00	11.75	78.85	543.59		MM 11.01
03.07	Union embridada de 2"	UND	2.00	-	27.71	55.41		MM 16.01
03.08	Instalacion de Valvulas 2" ANSÍ 150	UND	3.00	-	43.08	129.25		MM 12.02.01

* Los trabajos no especificados en este documento se valorizarán adicionalmente.

* PPN suministra los materiales.

* No Incluye IGV.

ITEM	DESCRIPCION	UND	CANTIDAD	P.P. (Material)	P.P. (Servicio)	PARCIAL \$/	TOTAL \$/	CODIGO / REFERENCIA
04.00	SALIDA DE LINEA DE AGUA DULCE 2" DE INTERCAMBIADOR Y ENTRADA AL MIXER						2,807.66	
04.01	Corte de tubería de 2"	Pulg. Diam.	6.00	0.36	2.94	19.79		MM 06.01
04.02	Biselado de Tubería de 2"	Pulg. Diam.	12.00	0.61	4.53	61.65		MM 05.04
04.03	Soldeo de tubería de 2"	Pulg. Diam.	6.00	3.92	27.11	186.16		MM 04.01
04.04	Soldeo de brida 2" ANSÍ 150	Pulg. Diam.	10.00	10.87	36.06	469.30		MM 09.01
04.05	Soldeo de codos 2" ANSÍ 150	Pulg. Diam.	12.00	8.43	61.74	842.00		MM 10.01
04.06	Soldeo de tees 2" ANSÍ 150	Pulg. Diam.	12.00	11.75	78.85	1,087.18		MM 11.01
04.07	Union embridada de 2"	UND	2.00	-	27.71	55.41		MM 16.01
04.08	Instalacion de Valvulas 2" ANSÍ 150	UND	2.00	-	43.08	86.17		MM 12.02.01
05.00	ENTRADA DE LINEA DE AGUA DE PRODUCCION 4"						22,888.75	
05.01	Corte de tubería de 4"	Pulg. Diam.	24.00	0.36	2.94	79.17		MM 06.01
05.02	Biselado de Tubería de 4"	Pulg. Diam.	48.00	0.61	4.53	246.60		MM 05.04
05.03	Soldeo de tubería de 4"	Pulg. Diam.	24.00	0.87	17.57	442.58		MM 04.03
05.04	Soldeo de brida 4" ANSÍ 150	Pulg. Diam.	76.00	4.12	22.42	2,017.19		MM 09.03
05.05	Soldeo de codos 4" ANSÍ 150	Pulg. Diam.	96.00	1.93	40.28	4,052.34		MM 10.03
05.06	Soldeo de tees 4" ANSÍ 150	Pulg. Diam.	24.00	2.57	51.82	1,305.47		MM 11.03
05.07	Union embridada de 4"	UND	8.00	-	41.58	332.65		MM 16.03
05.08	Instalacion de Valvulas 4" ANSÍ 150	UND	8.00	-	59.64	477.09		MM 12.02.03
05.09	Corte de tubería de 6"	Pulg. Diam.	36.00	0.24	3.12	120.94		MM 06.02
05.10	Biselado de Tubería de 6"	Pulg. Diam.	72.00	0.90	2.39	236.98		MM 05.05
05.11	Soldeo de tubería de 6"	Pulg. Diam.	36.00	1.70	19.97	780.13		MM 04.04
05.12	Soldeo de brida 6" ANSÍ 150	Pulg. Diam.	114.00	2.08	22.15	2,762.16		MM 09.04
05.13	Soldeo de codos 6" ANSÍ 150	Pulg. Diam.	144.00	3.56	42.95	6,697.49		MM 10.04
05.14	Soldeo de tees 6" ANSÍ 150	Pulg. Diam.	36.00	5.10	59.28	2,317.65		MM 11.04
05.15	Union embridada de 6"	UND	8.00	-	47.50	380.02		MM 16.04
05.16	Instalacion de Valvulas 6" ANSÍ 150	UND	8.00	-	77.53	620.28		MM 12.02.04
06.00	SALIDA DE LINEA DE AGUA DE PRODUCCION DE 4" Y 8"						16,844.97	
06.01	Corte de tubería de 4"	Pulg. Diam.	8.00	0.36	2.94	26.39		MM 06.01
06.02	Biselado de Tubería de 4"	Pulg. Diam.	16.00	0.61	4.53	82.20		MM 05.04
06.03	Soldeo de tubería de 4"	Pulg. Diam.	8.00	0.87	17.57	147.53		MM 04.03
06.04	Soldeo de brida 4" ANSÍ 150	Pulg. Diam.	20.00	4.12	22.42	530.84		MM 09.03
06.05	Soldeo de codos 4" ANSÍ 150	Pulg. Diam.	32.00	1.93	40.28	1,350.78		MM 10.03
06.06	Soldeo de tees 4" ANSÍ 150	Pulg. Diam.	0.00	2.57	51.82	-		MM 11.03
06.07	Union embridada de 4"	UND	2.00	-	41.58	83.16		MM 16.03
06.08	Instalacion de Valvulas 4" ANSÍ 150	UND	2.00	-	59.64	119.27		MM 12.02.03
06.09	Corte de tubería de 8"	Pulg. Diam.	48.00	0.24	3.12	161.26		MM 06.02
06.10	Biselado de Tubería de 8"	Pulg. Diam.	96.00	0.90	2.39	315.97		MM 05.05
06.11	Soldeo de tubería de 8"	Pulg. Diam.	48.00	3.46	17.45	1,003.48		MM 04.05
06.12	Soldeo de brida 8" ANSÍ 150	Pulg. Diam.	64.00	3.75	22.03	1,649.92		MM 09.05
06.13	Soldeo de codos 8" ANSÍ 150	Pulg. Diam.	160.00	7.05	41.44	7,758.54		MM 10.05
06.14	Soldeo de tees 8" ANSÍ 150	Pulg. Diam.	48.00	10.41	51.84	2,988.16		MM 11.05
06.15	Union embridada de 8"	UND	3.00	-	64.47	193.40		MM 16.05
06.16	Instalacion de Valvulas 8" ANSÍ 150	UND	3.00	-	144.69	434.06		MM 12.02.05

* Los trabajos no especificados en este documento se valorizarán adicionalmente.

* PPN suministra los materiales.

* No Incluye IGV.

ITEM	DESCRIPCIÓN	UND	CANTIDAD	PU (Material)	PU (Servicio)	PARCIAL S/.	TOTAL S/.	CÓDIGO / REFERENCIA
07.00	ENTRADA DE LINEA DE CRUDO 8" Y SALIDA DE CRUDO+AGUA SALADA DEL MIXER						28,373.11	
07.01	Corte de tubería de 4"	Pulg. Diam.	64.00	0.36	2.94	211.12		MM 06.01
07.02	Biselado de Tubería de 4"	Pulg. Diam.	128.00	0.61	4.53	657.61		MM 05.04
07.03	Soldeo de tubería de 4"	Pulg. Diam.	64.00	0.87	17.57	1,180.22		MM 04.03
07.04	Soldeo de brida 4" ANSÍ 150	Pulg. Diam.	60.00	4.12	22.42	1,592.52		MM 09.03
07.05	Soldeo de codos 4" ANSÍ 150	Pulg. Diam.	72.00	1.93	40.28	3,039.25		MM 10.03
07.06	Soldeo de tees 4" ANSÍ 150	Pulg. Diam.	48.00	2.57	51.82	2,610.94		MM 11.03
07.07	Union embridada de 4"	UND	4.00	-	41.58	166.33		MM 16.03
07.08	Instalacion de Valvulas 4" ANSÍ 150	UND	8.00	-	59.64	477.09		MM 12.02.03
07.09	Corte de tubería de 6"	Pulg. Diam.	72.00	0.24	3.12	241.89		MM 06.02
07.10	Biselado de Tubería de 6"	Pulg. Diam.	144.00	0.90	2.39	473.96		MM 05.05
07.11	Soldeo de tubería de 6"	Pulg. Diam.	72.00	1.70	19.97	1,560.26		MM 04.04
07.12	Soldeo de brida 6" ANSÍ 150	Pulg. Diam.	120.00	2.08	22.15	2,907.54		MM 09.04
07.13	Soldeo de codos 6" ANSÍ 150	Pulg. Diam.	144.00	3.56	42.95	6,697.49		MM 10.04
07.14	Soldeo de tees 6" ANSÍ 150	Pulg. Diam.	90.00	5.10	59.28	5,794.12		MM 11.04
07.15	Union embridada de 6"	UND	3.00	-	47.50	142.51		MM 16.04
07.16	Instalacion de Valvulas 6" ANSÍ 150	UND	8.00	-	77.53	620.28		MM 12.02.04
08.00	TRABAJOS VARIOS						5,868.68	
08.01	Maniobra y montaje de intercambiador y Mixer	C - Día	2.00		868.26	1,736.51		Sub Partida 02.00
08.02	Fabricación y montaje de estructura metálica tubo 2" a 6"	KG	514.24	1.04	6.60	3,930.31		MM 17.01
08.03	Pintura estructuras metálicas (Inc. Limpieza mecánica)	M2	20.00	-	10.09	201.84		OC 11.04
COSTO DIRECTO							97,136.57	
GASTOS GENERALES (23.76%)							23,079.65	
UTILIDAD (10%)							9,713.66	
COSTO POR SERVICIOS							129,929.87	
COSTO TOTAL							129,929.87	

SON: CIENTO VEINTE Y NUEVE MIL NOVECIENTOS VEINTE Y NUEVE CON 87/100 NUEVOS SOLES

* Los trabajos no especificados en este documento se valorizarán adicionalmente.

* PPN suministra los materiales.

* No Incluye IGV.

Sub Partida 01.00 Habilitado de madera y construccion de 3 tramos de rampa de madera

Costo Directo Unitario 688.20 C - Día

Unidad C - Día

Jomada Laboral 8.5 HH

Código / Item	Descripción	Unidad	Cantidad	Duración	P.Unit. S/.	P.Parc. S/.	P.Total S/.	Referencia
	MANO DE OBRA						600.79	
1.12	Operario	H-DIA	1	8.5	148.55	148.55		
1.16	Ayudante	H-DIA	4	8.5	113.06	452.24		
	EQUIPOS Y HERRAMIENTAS						87.41	
	Herramientas manuales (%MO)			5%	600.79	30.04		
2.09	MOTOSIERRA STHILL	H - M	8.5	8.5	2.50	57.38		
	COSTO CUADRILLA x DIA.						688.20	

Sub Partida 02.00 Maniobra y montaje de Intercambiador y Mixer

Costo Directo Unitario 868.26 C - Día

Unidad C - Día

Jomada Laboral 8.5 HH

Código / Item	Descripción	Unidad	Cantidad	Duración	P.Unit. S/.	P.Parc. S/.	P.Total S/.	Referencia
	MANO DE OBRA						826.91	
1.12	Operario	H-DIA	1	8.5	148.55	148.55		
1.16	Ayudante	H-DIA	6	8.5	113.06	678.36		
	EQUIPOS Y HERRAMIENTAS						41.35	
	Herramientas manuales (%MO)			5%	826.91	41.35		
	COSTO CUADRILLA x DIA.						868.26	

**ANEXO 4 : FORMULARIO DE PERMISO PARA
TRABAJO EN CALIENTE**

Datos Generales	Permiso de Trabajo / OT:
Lugar:	Indice LOTO
Fecha:	Sistema o Equipo :
Sector Solicitante:	Duración: Desde _____ Hasta _____
	Contratista/Ejecutante:

2. Tarea a realizar

1. Requerimiento de Formularios Complementarios según punto 11	4. Cantidad de Personal afectado a las tareas según ASL
Se cumplieron los procedimientos asociados al trabajo y quedaron documentados SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	[]

Procedimiento complementario:

3. Requerimientos para el Trabajo

Protección contra incendio requerida: Extintor Espuma Manguera CI Manta Ignífuga Gas inerte Cortina de agua

Primeros Auxilios Ambulancia

Equipos de protección personal requeridos: Casco Guantes Respiradores Lentes SCBA Línea de aire

5. Control de Condiciones de Seguridad CHECK-LIST			SI	NO	NA	SI	NO	NA
Se realizó reunión de seguridad previa al trabajo y se explicó los riesgos	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Usar tapones expansibles o vejigas inflables	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Deberá estar presente el responsable del área durante el trabajo	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Se dispondrá (Operario) para desconexión rápida de línea eléctrica	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Deberá estar presente el responsable del trabajo durante toda la jornada	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Áreas cercanas y/o equipos adyacentes sin riesgo	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Está la superficie libre de combustibles	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Ausencia de pérdidas de producto en bombas, equipos, cañerías y bridas	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Es necesario evacuar/desplazar gases combustibles mediante otro fluido inerte	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Equipos y herramientas revisadas y en buenas condiciones	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Colocar Tarjetas de Peligro y/o Bloqueo	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Factores meteorológicos (verificación de viento, lluvias, tormentas eléctricas)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Señalar el Área de Trabajo con cadenas, cintas, vallas, luminosas, etc	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	El acceso a los Elementos de Seguridad es libre y sin obstrucciones	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Limpiar zonas bajas, canales, drenajes de acceso con espuma / agua	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Se efectuó el control de ingreso / vehículos / grúas	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Se usará sierra o cortacaños para efectuar cortes de cañería	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Carteles de señalización colocados	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Se deberá disponer de zona de escape para emergencias	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Se cumplió con el procedimiento para trabajo en altura	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Se utilizarán sopladores o extractores en el lugar de trabajo	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Se cumplió con el procedimiento de ingreso a espacio confinado	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

7. Comprobaciones del responsable del área									
Prueba de Gas (El resultado debe ser 0%)						El equipo ha sido			
Hora	Resultado	Firma	Hora	Resultado	Firma	SI	NO	NA	
						Purgado y Drenado	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
						Lavado e Inertizado	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
						Ventilado y Enfriado	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
						Aislado con bridas o platos ciegos	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
						Desconectado de todo Circuito Eléctrico	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

8. Visto Bueno/Toma de conocimiento			
Supervisor Sala de Control/ zona o área de trabajo	Apellido y Nombre	Firma	Observaciones

9. Responsables	
Nombre	Firma
Supervisor Solicitante	
Supervisor Autorizante	
Supervisor Ejecutante	
Supervisor de área colindante (si existe)	

10. Cierre de Permiso:		Se verificó que área queda ordenada y limpia y en condiciones óptimas		(Sólo para Trabajo CANCELADO)		
Responsables	Nombre	Firma	no iniciado	sin terminar	suspendido	
Supervisor Solicitante			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Supervisor Autorizante			acto Inseguro	condición Insegura	otro	
Supervisor Ejecutante			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Cancelado por:			Firma:			
Detalle:						

11. Requerimiento de Procedimiento Complementarios INDICAR		SI	NO	SI	NO
Procedimiento de Trabajo en Espacios Confinados	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Procedimiento de Obstrucción de Caminos	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Procedimiento de Trabajo Eléctrico (Liberación Eléctrica)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Procedimiento de Trabajo en Tareas de Radiografiado	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Procedimiento de Trabajo de Movimiento de Suelos y Zanjeo	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Procedimiento LOTO (Bloqueo y Rotulado)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

ANEXO 5 : ANÁLISIS DE RIESGO

ANÁLISIS DE RIESGO

Lugar:		Fecha:		Permiso de Trabajo N°:	
Tarea a realizar:					

PERSONAL EJECUTANTE	Apellidos y Nombres	Firma	Apellidos y Nombres	Firma	Apellidos y Nombres	Firma
	1		6		11	
	2		7		12	
	3		8		13	
	4		9		14	
	5		10		15	

Etapas	Peligros/Riesgos	S	P	Riesgo		Acciones Preventivas / Controles de riesgo
				ASL	ARA	

EQUIPO DE ANÁLISIS DE RIESGO				
Identificación	Ejecutante	Solicitante	Autorizante	Otros
Firma				
Apellidos y Nombre				

MATRIZ DE CLASIFICACIÓN DE RIESGO						
SEVERIDAD	PROBABILIDAD					
	Improbable (1)	Poco probable (2)	Probable (3)	Muy probable (4)		
Leve (1)	Tolerable 1	Tolerable 2	Poco significativo 3	Poco significativo 4	Significativo 6	Significativo 8
Moderado (2)	Tolerable 2	Poco significativo 4	Poco significativo 6	Significativo 9	Intolerable 12	Intolerable 16
Grave (3)	Poco significativo 3	Poco significativo 6	Significativo 9	Intolerable 12	Intolerable 16	Intolerable 16
Catastrófico (4)	Poco significativo 4	Significativo 8	Intolerable 12	Intolerable 16	Intolerable 16	Intolerable 16

**ANEXO 6 : FORMATO DE CONTROL DE LA ENERGIA
PELIGROSA**

ANEXO Nº 1: FORMATO DE CONTROL DE LA ENERGÍA PELIGROSA

CONTROL DE LA ENERGIA PELIGROSA						
ESTUDIO DE LA ENERGIA PELIGROSA						
Tipo(s) de Energía peligrosa	Eléctrica	Mecánica	Hidráulica	Neumática	Otros	
Magnitud (es) de la energía						
Se requiere diagramas de los circuitos?	Sí (Adjuntar el diagrama)			N O		
IDENTIFICACION DE PUNTOS DE BLOQUEO						
Listar todos los puntos de bloqueo del equipo/sistema/proceso:	Los puntos de desconexión, pueden ser bloqueados?					
	SI	NO	Que controles se aplicaran?	Responsable		
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
SELECCIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE BLOQUEO						
Tipo de dispositivo	Candado	Pinzas	Plato ciego	Cadenas	Bridas	Otros
Cantidad						
SECUENCIA DEL BLOQUEO			Plan de Acción		Responsable	
¿Cómo asegurarán que el personal del área será informado del bloqueo/etiquetado, controles y planes de acciones?						
¿Cómo asegurarán que solo el personal autorizado ingresará al área de acción de la energía peligrosa?						
¿Cómo asegurarán que se desenergizarán todas las fuentes de energía?						
¿Cómo asegurarán que todos los puntos de bloqueo, serán debidamente bloqueados y etiquetados?						
¿Cómo asegurarán que serán disipadas las energías residuales?						
¿Cómo comprobarán el no-funcionamiento del equipo/sistema/proceso?						
SECUENCIA DEL DESBLOQUEO			Plan de Acción		Responsable	
¿Cómo asegurará que el personal del área será informado del desbloqueo?						
¿Cómo asegurará que todo el personal involucrado, equipos, herramientas han sido retirados del área de acción de la energía peligrosa?						
¿Cómo asegurará que todos los dispositivos de bloqueo y etiquetado serán retirados?						
Firma Sup. Autorizante:		Firma Sup. Solicitante:			Firma Sup. Ejecutante:	

**ANEXO 7 : ACTA DE RECEPCIÓN DE OBRA: MONTAJE
DE INTERCAMBIADOR DE CALOR**



CORPORACIÓN PETROLERA SAC

Código:
EW8-MAN-ARO-001**ACTA DE RECEPCIÓN DE OBRA**

Rev.: 00 Fecha.: 24 / 09 / 2013

1. Proyecto	MONTAJE DE INTERCAMBIADOR DE CALOR
2. Ubicación	BATERIA 9-PAVAYACU
3. Descripción del Trabajo	Construcción de losa, muro, pedestal con pernos de anclaje y montaje de Intercambiador, Mixer y tuberías
4. Área/Usuario	PRODUCCION

5. OT / OS / OC / OA ST13-0286	6. Cuentas		
	AFE	Servicio	Materiales
	OPERATIVO	324.6413 BAPAV009	-----

7. Fecha de Inicio	01-ABRIL-2013	8. Fecha de Término	21-SETIEMBRE-2013
---------------------------	---------------	----------------------------	-------------------

9. Monto Total de la Inversión:		10. Monto Parcial de la Inversión	_____
--	--	--	-------

11. Fecha de Entrega Final	24-SETIEMBRE-2013	12. Fecha de Entrega Parcial	-----
-----------------------------------	-------------------	-------------------------------------	-------

13. Descripción de los Trabajos Entregados:

Las actividades principales para realizar la construcción de losa y montaje son los siguientes:

- 1.-Primeramente se realizó el habilitado de madera e instalación de todas las facilidades.
- 2.-Realizó la nivelación de terreno, acondicionamiento del área, losa, muro y pedestal intercambi.
- 3.-Montaje de intercambiador, Mixer, tuberías, Bypass y demás conexiones.
- 4.-Instalacion de soportes a toda la línea del intercambiador.
- 5.-Finalmente se realizó pintado de líneas y soportes.

14. Documentos Entregados (Planos, Reportes, etc.)

<p>_____</p> <p>.....</p> <p>.....</p> <p>.....</p> <p>.....</p>
--

Representante del Usuario	Representante del Contratista	Representante de la Supervisión
 Nombre, fecha y firma	 Nombre, fecha y firma	 Par. 24-Set. 2013 Nombre, fecha y firma

Este trabajo se ha terminado, siguiendo los procedimientos, limpieza y especificaciones técnicas, por lo cual es aceptado para las condiciones operacionales

**ANEXO 8 : ACTA DE RECEPCIÓN DE OBRA: MEJORA
DEL SISTEMA DE AGUA**

	CORPORACIÓN PETROLERA SAC	Código: EW8-MAN-ARO-001	
	ACTA DE RECEPCIÓN DE OBRA	Rev.: 00	Fecha.: 15 / 09 / 2011

1. Proyecto	P289-MIOPE-PAV0513; MEJORA DEL SISTEMA DE AGUA DE INTERCAMBIADOR DE CALOR - BAT 9
2. Ubicación	BATERIA 9-PAVAYACU
3. Descripción del Trabajo	Mejora del Sistema de Agua de Intercambiador de Calor - BAT 9
4. Área/Usuario	Producción

5. ST / OT / OC / OA	6. Cuentas		
	AFE	Servicio	Materiales
	OPERATIVO	324.6413 BAPAV009	324.6412 BAPAV009
ST13-0213			

7. Fecha de Inicio	05-MAYO-2013	8. Fecha de Término	25-SETIEMBRE-2013
---------------------------	--------------	----------------------------	-------------------

9. Monto Total de la Inversión:		10. Monto Parcial de la Inversión	_____
--	--	--	-------

11. Fecha de Entrega Final	09-Octubre-2013	12. Fecha de Entrega Parcial	_____
-----------------------------------	-----------------	-------------------------------------	-------

13. Descripción de los Trabajos Entregados:

Las actividades para la Mejora del Sistema de Agua de Intercambiador de Calor fueron los siguientes:

- 1.-Trabajos preliminares, movilización de materiales, herramientas y equipos hacia Bateria 9.
- 2.-Excavacion de zanja y nivelación de terreno
- 3.-Construccion de loza para caseta de electrobomba de agua.
- 4.-Dado para instalación de dos electrobombas de agua
- 5.-Construccion de caseta para electrobombas.
- 6.-Aplicación de pintura y trabajos varios

14. Documentos Entregados (Planos, Reportes, etc.)

Representante del Usuario	Representante del Contratista	Representante de la Supervisión
 FABIAN SANDOVAL MORE		 TORRES SANDOVAL
Nombre, fecha y firma	Nombre, fecha y firma	Nombre, fecha y firma

Este trabajo se ha terminado, siguiendo los procedimientos, limpieza y especificaciones técnicas, por lo cual es aceptado para las condiciones operacionales

ANEXO 9 : ESPECIFICACIONES TÉCNICAS



Designation: D 1298 – 99^{ε2}

An American National Standard



Designation: Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS), Chapter 9.1



Designation: 160/99

Standard Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method¹

This standard is issued under the fixed designation D 1298; the number immediately following the designation indicates the year of original adoption or, in the case of revision, the year of last revision. A number in parentheses indicates the year of last reapproval. A superscript epsilon (ϵ) indicates an editorial change since the last revision or reapproval.

This standard has been approved for use by agencies of the Department of Defense.

^{ε1} NOTE—Footnote 1 and the Referenced Documents were corrected editorially to comply with the ASTM-API joint standard contract in October 2002. Warning notes were editorially moved into the standard text in October 2002.

^{ε2} NOTE—Table 4 was reformatted editorially in October 2003.

1. Scope

1.1 This test method covers the laboratory determination using a glass hydrometer, of the density, relative density (specific gravity), or API gravity of crude petroleum, petroleum products, or mixtures of petroleum and nonpetroleum products normally handled as liquids, and having a Reid vapor pressure of 101.325 kPa (14.696 psi) or less.

1.2 Values are measured on a hydrometer at either the reference temperature or at another convenient temperature, and readings corrected to the reference temperature by means of the Petroleum Measurement Tables; values obtained at other than the reference temperature being hydrometer readings and not density measurements.

1.3 Values determined as density, relative density, or API gravity can be converted to equivalent values in the other units at alternate reference temperatures by means of the Petroleum Measurement Tables.

1.4 Annex A1 contains a procedure for verifying or certifying the equipment for this test method.

1.5 *This standard does not purport to address all of the safety concerns, if any, associated with its use. It is the responsibility of the user of this standard to establish appropriate safety and health practices and determine the applicability of regulatory limitations prior to use.*

¹ This test method is under the jurisdiction of ASTM Committee D02 on Petroleum Products and Lubricants and the API Committee on Petroleum Measurement, and is the direct responsibility of D02.02 /COMQ, the joint ASTM-API Committee on Static Petroleum Measurement.

Current edition approved June 10, 1999. Published August 1999. Originally published as D 1298–53. Last previous edition D 1298–85 (1990)^{ε1}.

2. Referenced Documents

2.1 ASTM Standards:

- D 97 Test Method for Pour Point of Petroleum Products²
- D 323 Test Method for Vapor Pressure of Petroleum Products (Reid Method)²
- D 1250 Guide for Petroleum Measurement Tables²
- D 2500 Test Method for Cloud Point of Petroleum Oils²
- D 3117 Test Method for Wax Appearance Point of Distillate Fuels³
- D 4057 Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products (API MPMS Chapter 8.1)³
- D 4177 Practice for Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products (API MPMS Chapter 8.2)³
- D 5854 Practice for Mixing and Handling of Liquid Samples of Petroleum and Petroleum Products (API MPMS Chapter 8.3)⁴
- E 1 Specification for ASTM Thermometers⁵
- E 100 Specification for ASTM Hydrometers⁵

2.2 API Standards:⁶

- MPMS Chapter 8.1 Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products (ASTM Practice D 4057)
- MPMS Chapter 8.2 Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products (ASTM Practice D 4177)

² *Annual Book of ASTM Standards*, Vol 05.01.

³ *Annual Book of ASTM Standards*, Vol 05.02.

⁴ *Annual Book of ASTM Standards*, Vol 05.03.

⁵ *Annual Book of ASTM Standards*, Vol 14.03.

⁶ Published as Manual of Petroleum Measurement Standards. Available from the American Petroleum Institute (API), 1220 L St., NW, Washington, DC 20005.

MPMS Chapter 8.3 Mixing and Handling of Liquid Samples of Petroleum and Petroleum Products (ASTM Practice D 5854)

2.3 Institute of Petroleum Standards:⁷

IP 389 Determination of wax appearance temperature (WAT) of middle distillate fuels by differential thermal analysis (DTA) or differential scanning calorimetry (DSC) IP Standard Methods Book, Appendix A, Specifications – IP Standard Thermometers

2.4 ISO Standards:⁸

ISO 649-1 Laboratory glassware – Density hydrometers for general purpose – Part 1: Specification

3. Terminology

3.1 Definitions of Terms Specific to This Standard:

3.1.1 density, *n*—the mass of liquid per unit volume at 15°C and 101.325 kPa with the standard unit of measurement being kilograms per cubic metre.

3.1.1.1 Discussion—Other reference temperatures, such as 20°C may be used for some products or in some locations. Less preferred units of measurement; for example, kg/L or g/mL are still in use.

3.1.2 relative density (specific gravity), *n*—the ratio of the mass of a given volume of liquid at a specific temperature to the mass of an equal volume of pure water at the same or different temperature. Both reference temperatures shall be explicitly stated.

3.1.2.1 Discussion—Common reference temperatures include 60/60°F, 20/20°C, 20/4°C. The historic deprecated term specific gravity may still be found.

3.1.3 API gravity, *n*—a special function of relative density (specific gravity) 60/60°F, represented by:

$$^{\circ} \text{API} = 141.5 / (\text{sp gr } 60/60^{\circ}\text{F}) - 131.5 \quad (1)$$

3.1.3.1 Discussion—No statement of reference temperature is required, as 60°F is included in the definition.

3.1.4 observed values, *n*—values observed at temperatures other than the specified reference temperature. These values are only hydrometer readings and not density, relative density (specific gravity), or API gravity at that other temperature.

3.1.5 cloud point, *n*—temperature at which a cloud of wax crystals first appears in a liquid when it is cooled under specific conditions.

3.1.6 pour point, *n*—lowest temperature at which a test portion of crude petroleum or petroleum product will continue to flow when it is cooled under specified conditions.

3.1.7 wax appearance temperature (WAT), *n*—temperature at which waxy solids form when a crude petroleum or petroleum product is cooled under specified conditions.

4. Summary of Test Method

4.1 The sample is brought to a specified temperature and a test portion is transferred to a hydrometer cylinder that has been brought to approximately the same temperature. The

appropriate hydrometer, also at a similar temperature, is lowered into the test portion and allowed to settle. After temperature equilibrium has been reached, the hydrometer scale is read, and the temperature of the test portion is taken. The observed hydrometer reading is reduced to the reference temperature by means of the Petroleum Measurement Tables. If necessary, the hydrometer cylinder and its contents are placed in a constant temperature bath to avoid excessive temperature variation during the test.

5. Significance and Use

5.1 Accurate determination of the density, relative density (specific gravity), or API gravity of petroleum and its products is necessary for the conversion of measured volumes to volumes or masses, or both, at the standard reference temperatures during custody transfer.

5.2 This test method is most suitable for determining the density, relative density (specific gravity), or API gravity of low viscosity transparent liquids. This test method can also be used for viscous liquids by allowing sufficient time for the hydrometer to reach equilibrium, and for opaque liquids by employing a suitable meniscus correction.

5.3 When used in connection with bulk oil measurements, volume correction errors are minimized by observing the hydrometer reading at a temperature close to that of the bulk oil temperature.

5.4 Density, relative density (specific gravity), or API gravity is a factor governing the quality and pricing of crude petroleum. However, this property of petroleum is an uncertain indication of its quality unless correlated with other properties.

5.5 Density is an important quality indicator for automotive, aviation and marine fuels, where it affects storage, handling and combustion.

6. Apparatus

6.1 Hydrometers, of glass, graduated in units of density, relative density, or API gravity as required, conforming to Specification E 100 or ISO 649-1, and the requirements given in Table 1.

6.1.1 The user should ascertain that the instruments used for this test conform to the requirements set out above with respect to materials, dimensions, and scale errors. In cases where the instrument is provided with a calibration certificate issued by a recognized standardizing body, the instrument is classed as certified and the appropriate corrections listed shall be applied

TABLE 1 Recommended Hydrometers

Units	Range		Scale ^A		Meniscus
	Total	Each Unit	Interval ^A	Error ^A	
Density, kg/m ³ at 15°C	600 - 1100	20	0.2	± 0.2	+0.3
	600 - 1100	50	0.5	± 0.3	+0.7
	600 - 1100	50	1.0	± 0.6	+1.4
Relative density (specific gravity) 60/60°F	0.600 - 1.100	0.020	0.0002	± 0.0002	+0.0003
	0.600 - 1.100	0.050	0.0005	± 0.0003	+0.0007
	0.600 - 1.100	0.050	0.001	± 0.0006	+0.0014
Relative density (specific gravity), 60/60°F	0.650 - 1.100	0.050	0.0005	± 0.0005	
	API	-1 - +101	12	0.1	± 0.1

^AInterval and Error relate to Scale.

⁷ Available from Institute of Petroleum, 61 New Cavendish St., London, W1M 8AR, UK.

⁸ Available from American National Standards Institute, 11 W 42nd St., 13th floor, New York, NY 10036.

to the observed readings. Instruments that satisfy the requirements of this test method, but are not provided with a recognized calibration certificate, are classed as uncertified.

6.2 *Thermometers*, having range, graduation intervals and maximum permitted scale error shown in Table 2 and conforming to Specification E 1 or IP Appendix A.

6.2.1 Alternate measuring devices or systems may be used, provided that the total uncertainty of the calibrated system is no greater than when using liquid-in-glass thermometers.

6.3 *Hydrometer Cylinder*, clear glass, plastic (see 6.3.1), or metal. The inside diameter of the cylinder shall be at least 25 mm greater than the outside diameter of the hydrometer and the height shall be such that the appropriate hydrometer floats in the test portion with at least 25 mm clearance between the bottom of the hydrometer and the bottom of the cylinder.

6.3.1 Hydrometer cylinders constructed of plastic materials shall be resistant to discoloration or attack by oil samples and shall not affect the material being tested. They shall not become opaque under prolonged exposure to sunlight.

6.4 *Constant-Temperature Bath*, if required, of dimensions such that it can accommodate the hydrometer cylinder with the test portion fully immersed below the test portion liquid surface, and a temperature control system capable of maintaining the bath temperature within 0.25°C of the test temperature throughout the duration of the test.

6.5 *Stirring Rod*, optional, of glass or plastic, approximately 400 mm in length.

7. Sampling

7.1 Unless otherwise specified, samples of non-volatile petroleum and petroleum products shall be taken by the procedures described in Practices D 4057 (API MPMS Chapter 8.1) and D 4177 (API MPMS Chapter 8.2).

7.2 Samples of volatile crude petroleum or petroleum products are preferably taken by Practice D 4177 (API MPMS Chapter 8.2), using a variable volume (floating piston) sample receiver to minimize any loss of light components which may affect the accuracy of the density measurement. In the absence of this facility, extreme care shall be taken to minimize these losses, including the transfer of the sample to a chilled container immediately after sampling.

7.3 *Sample Mixing*—may be necessary to obtain a test portion representative of the bulk sample to be tested, but precautions shall be taken to maintain the integrity of the sample during this operation. Mixing of volatile crude petroleum or petroleum products containing water or sediments, or both, or the heating of waxy volatile crude petroleum or petroleum products may result in the loss of light components. The following sections (7.3.1 to 7.3.4) will give some guidance on sample integrity maintenance.

7.3.1 *Volatile Crude Petroleum and Petroleum Products Having an RVP Greater than 50 kPa*—Mix the sample in its original closed container in order to minimize the loss of light components.

NOTE 1—Mixing volatile samples in open containers will lead to loss of light components and consequently affect the value of the density obtained.

7.3.2 *Waxy Crude Petroleum*—If the petroleum has a pour point above 10°C, or a cloud point or WAT above 15°C, warm the sample to 9°C above the pour point, or 3°C above the cloud point or WAT, prior to mixing. Whenever possible, mix the sample in its original closed container in order to minimize the loss of light components.

7.3.3 *Waxy Distillate*—Warm the sample to 3°C above its cloud point or WAT prior to mixing.

7.3.4 *Residual Fuel Oils*—Heat the sample to the test temperature prior to mixing (see 8.1.1 and Note 4).

7.4 Additional information on the mixing and handling of liquid samples will be found in Practice D 5854 (API MPMS Chapter 8.3).

8. Procedure

8.1 Temperature of Test:

8.1.1 Bring the sample to the test temperature which shall be such that the sample is sufficiently fluid but not so high as to cause the loss of light components, nor so low as to result in the appearance of wax in the test portion.

NOTE 2—The density, relative density or API gravity determined by the hydrometer is most accurate at or near the reference temperature.

NOTE 3—The volume and density, the relative density, and the API corrections in the Petroleum Measurement Tables are based on the average expansions of a number of typical materials. Since the same coefficients were used in compiling each set of tables, corrections made over the same temperature interval minimize errors arising from possible differences between the coefficient of the material under test and the standard coefficients. This effect becomes more important as temperatures diverge from the reference temperature.

NOTE 4—The hydrometer reading is obtained at a temperature appropriate to the physico-chemical characteristics of the material under test. This temperature is preferably close to the reference temperature, or when the value is used in conjunction with bulk oil measurements, within 3°C of the bulk temperature (see 5.3).

8.1.2 For crude petroleum, bring the sample close to the reference temperature or, if wax is present, to 9°C above its pour point or 3°C above its cloud point or WAT, whichever is higher.

NOTE 5—For crude petroleum an indication of the WAT can be found using IP 389, with the modification of using 50 µL ± 5 µL of sample. The precision of WAT for crude petroleum using this technique has not been determined.

9. Apparatus Verification or Certification

9.1 Hydrometers and thermometers shall be verified in accordance with the procedures in Annex A1.

10. Procedure

10.1 Bring the hydrometer cylinder and thermometer to within approximately 5°C of the test temperature.

10.2 Transfer the sample to the clean, temperature-stabilized hydrometer cylinder without splashing, to avoid the

TABLE 2 Recommended Thermometers

Scale	Range	Graduation Interval	Scale Error
°C	-1 - +38	0.1	± 0.1
°C	-20 - +102	0.2	± 0.15
°F	-5 - +215	0.5	± 0.25

formation of air bubbles, and minimize evaporation of the lower boiling constituents of more volatile samples. (**Warning**—Extremely flammable. Vapors may cause flash fire!)

10.3 Transfer highly volatile samples by siphoning or water displacement. (**Warning**—Siphoning by mouth could result in ingestion of sample!)

10.3.1 Samples containing alcohol or other water-soluble materials should be placed into the cylinder by siphoning.

10.4 Remove any air bubbles formed after they have collected on the surface of the test portion, by touching them with a piece of clean filter paper before inserting the hydrometer.

10.5 Place the cylinder containing the test portion in a vertical position in a location free from air currents and where the temperature of the surrounding medium does not change more than 2°C during the time taken to complete the test. When the temperature of the test portion differs by more than 2°C from ambient, use a constant temperature bath to maintain an even temperature throughout the test duration.

10.6 Insert the appropriate thermometer or temperature measurement device and stir the test portion with a stirring rod, using a combination of vertical and rotational motions to ensure uniform temperature and density throughout the hydrometer cylinder. Record the temperature of the sample to the nearest 0.1°C and remove the thermometer/temperature measuring device and stirring rod from the hydrometer cylinder.

NOTE 6—If a liquid-in-glass thermometer is used, this is commonly used as the stirring rod.

10.7 Lower the appropriate hydrometer into the liquid and release when in a position of equilibrium, taking care to avoid wetting the stem above the level at which it floats freely. For low viscosity transparent or translucent liquids observe the meniscus shape when the hydrometer is pressed below the point of equilibrium about 1 to 2 mm and allowed to return to equilibrium. If the meniscus changes, clean the hydrometer stem and repeat until the meniscus shape remains constant.

10.8 For opaque viscous liquids, allow the hydrometer to settle slowly into the liquid.

10.9 For low viscosity transparent or translucent liquids depress the hydrometer about two scale divisions into the liquid, and then release it, imparting a slight spin to the hydrometer on release to assist in bringing it to rest floating freely from the walls of the hydrometer cylinder. Ensure that the remainder of the hydrometer stem, which is above the liquid level, is not wetted as liquid on the stem affects the reading obtained.

10.10 Allow sufficient time for the hydrometer to come to rest, and for all air bubbles to come to the surface. Remove any air bubbles before taking a reading (see 10.4).

10.11 If the hydrometer cylinder is made of plastic, dissipate any static charges by wiping the outside with a damp cloth. (**Warning**—Static charges often build up on plastic cylinders and may prevent the hydrometer from floating freely.)

10.12 When the hydrometer has come to rest floating freely away from the walls of the cylinder, read the hydrometer scale reading to the nearest one-fifth of a full scale division in accordance with 10.12.1 or 10.12.2.

10.12.1 For transparent liquids, record the hydrometer reading as the point on the hydrometer scale at which the principal surface of the liquid cuts the scale by placing the eye slightly below the level of the liquid and slowly raising it until the surface, first seen as a distorted ellipse, appears to become a straight line cutting the hydrometer scale (see Fig. 1).

10.12.2 For opaque liquids record the hydrometer reading at the point on the hydrometer scale to which the sample rises, by observing with the eye slightly above the plane of the surface of the liquid (see Fig. 2).

NOTE 7—When testing opaque liquids using a metal hydrometer cylinder, accurate readings of the hydrometer scale can only be ensured if the liquid surface is within 5 mm of the top of the cylinder.

10.13 Immediately after recording the hydrometer scale reading, carefully lift the hydrometer out of the liquid, insert the thermometer or temperature measurement device and stir the test portion vertically with the stirring rod. Record the temperature of the test portion to the nearest 0.1°C. If this temperature differs from the previous reading (10.6) by more than 0.5°C, repeat the hydrometer observations and thermometer observations until the temperature becomes stable within 0.5°C. If a stable temperature cannot be obtained, place the hydrometer cylinder in a constant temperature bath and repeat the procedure from 10.5.

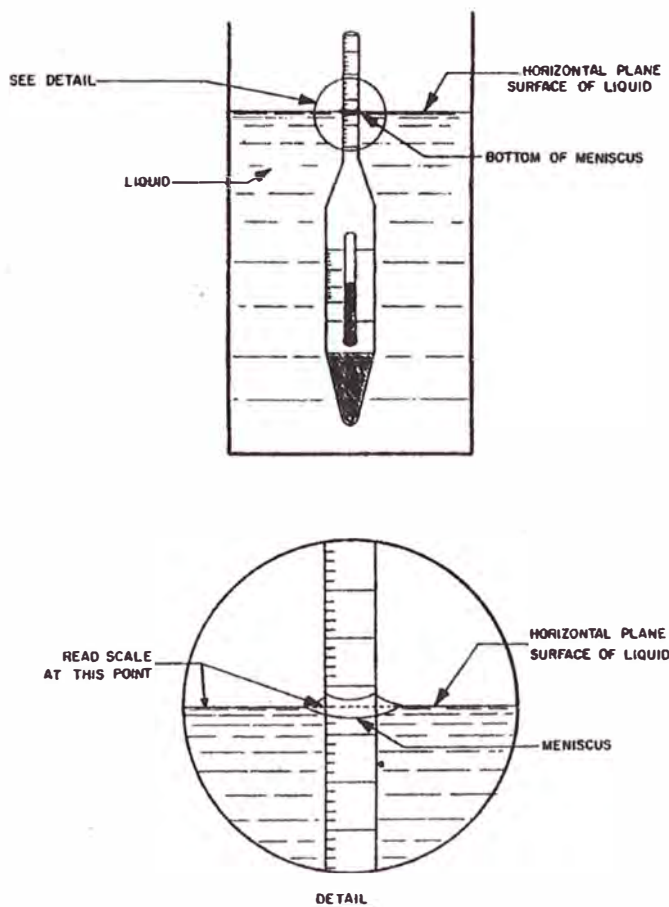


FIG. 1 Hydrometer Scale Reading for Transparent Liquids

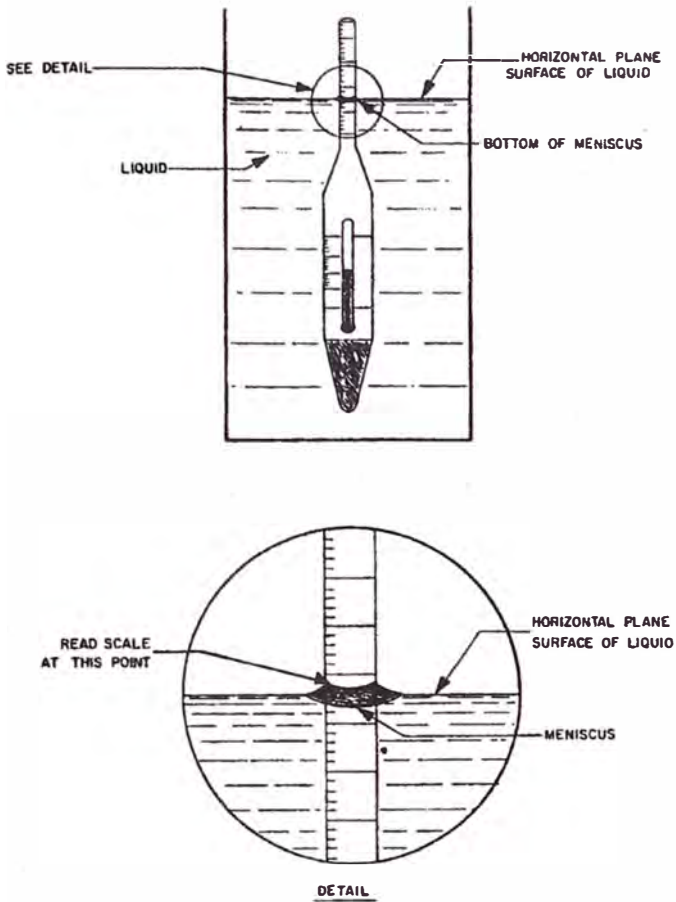


FIG. 2 Hydrometer Scale Reading for Opaque Fluids

10.14 If the test temperature is higher than 38°C, allow all hydrometers of the lead shot-in-wax type to drain and cool in a vertical position.

11. Calculation

11.1 Apply any relevant thermometer corrections to the temperature reading observed in 10.6 and 10.13 and record the average of those two temperatures to the nearest 0.1°C.

11.2 For opaque samples, apply the relevant meniscus correction given in Table 1 to the observed hydrometer reading (10.12.2) as hydrometers are calibrated to be read at the principal surface of the liquid.

NOTE 8—The meniscus correction for a particular hydrometer in use is determined by observing the maximum height above the principal surface of the liquid to which liquid rises on the hydrometer scale when the hydrometer in question is immersed in a transparent liquid having a surface tension similar to that of the sample under test. For hydrometers specified in this test method, the corrections in Table 1 are approximate.

11.3 Apply any hydrometer correction to the observed reading and record the corrected hydrometer scale reading to the nearest 0.1 kg/m³ in density, 0.0001 g/mL, kg/L or relative density, or 0.1° API.

11.4 If the hydrometer has been calibrated at a temperature other than the reference temperature, use the equation below to correct the hydrometer scale reading:

$$\rho_r = \frac{\rho_t}{1 - [23 \times 10^{-6} (t-r) - 2 \times 10^{-8} (t-r)^2]} \quad (2)$$

where:

ρ_r = hydrometer reading at the reference temperature, r °C, and

ρ_t = hydrometer reading on the hydrometer scale whose reference temperature is t °C.

11.5 Convert the corrected hydrometer scale reading to density, relative density or API gravity using the appropriate parts of the Petroleum Measurement Tables referenced in Guide D 1250 according to the nature of the materials under test. Table 3 gives some examples of relevant table numbers in the Petroleum Measurement Tables.

11.5.1 The strictly correct procedure for the conversion is to use the computer implementation procedures contained in the Petroleum Measurement Tables and not the printed tables. If the printed tables are used, ensure that all errata discovered since original publication have been included in the version used. The tables include corrections for soda-lime glass expansion and contraction of the hydrometer over the temperature range, and thus the observed hydrometer reading is added directly after correction (11.2-11.4) as necessary.

11.5.2 To convert densities expressed in kg/m³ to densities expressed in g/mL or kg/L, divide by 10³.

11.5.3 To convert hydrometer readings from one unit to another, Tables 51 (density at 15°C), 21 (relative density at 60/60°F) or 3 (API gravity), referenced in Guide D 1250, are appropriate.

12. Report

12.1 Report the final value as density, in kilograms per cubic metre, at the reference temperature, to the nearest 0.1 kg/m³.

12.2 Report the final value as density, in kilograms per litre or grams per millilitre at the reference temperature, to the nearest 0.0001.

12.3 Report the final value as relative density, with no dimensions, at the two reference temperatures, to the nearest 0.0001.

12.4 Report the final value as API gravity to the nearest 0.1° API.

13. Precision and Bias

13.1 *Precision*—The precision of the method as determined by statistical examination of interlaboratory results is as follows:

13.1.1 *Repeatability*—The difference between two test results, obtained by the same operator with the same apparatus under constant operating conditions on identical test material, would in the long run, in the normal and correct operation of the test method, exceed the values in Table 4 only in one case in twenty.

TABLE 3 Example PMT Table Numbers

Material	Density at 15°C kg/m ³	Density at 20°C kg/m ³	Relative Density °API at 60/60°F	
Crude petroleum	53A	59A	23A	5A
Petroleum products	53B	59B	23B	5B
Lubricating oils	53D	59D	—	5D

TABLE 4 Precision Values

Product: Transparent Low-viscosity Liquids				
Parameter	Temperature Range, °C (°F)	Units	Repeat-ability	Repro-ducibility
Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	kg/m ³ kg/L or g/mL	0.5 0.0005	1.2 0.0012
Relative Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	NONE	0.0005	0.0012
API Gravity	(42 to 78)	°API	0.1	0.3
Product: Opaque Liquids				
Parameter	Temperature Range, °C (°F)	Units	Repeat-ability	Repro-ducibility
Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	kg/m ³ kg/L or g/mL	0.6 0.0006	1.5 0.0015
Relative Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	NONE	0.0006	0.0015
API Gravity	(42 to 78)	°API	0.2	0.5

13.1.2 *Reproducibility*—The difference between two single and independent results obtained by different operators working in different laboratories on identical test material would, in the long run, in the normal and correct operation of the test method, exceed the following values only in one case in twenty.

13.2 *Bias*—Bias for this test method has not been determined. However, there should be no bias from absolute measurements, if the calibration of the hydrometer and the thermometer is traceable to International Standards, such as supplied by the National Institute of Standards and Technology.

14. Keywords

14.1 API gravity; crude petroleum; density; hydrometer; Petroleum Measurement Tables; petroleum products; relative density; specific gravity

ANNEX

(Mandatory Information)

A1. APPARATUS

A1.1 Apparatus Verification and Certification

A1.1.1 *Hydrometers*, shall either be certified or verified. Verification shall be either by comparison with a certified hydrometer (see 6.1.1) or by the use of a certified reference material (CRM) specific to the reference temperature used.

A1.1.1.1 The hydrometer scale shall be correctly located within the hydrometer stem by reference to the datum mark. If the scale has moved, reject the hydrometer.

A1.1.2 *Thermometers*, shall be verified at intervals of no more than six months for conformance with specifications. Either comparison with a referenced temperature measurement system traceable to an international standard, or a determination of ice point, is suitable.

ASTM International takes no position respecting the validity of any patent rights asserted in connection with any item mentioned in this standard. Users of this standard are expressly advised that determination of the validity of any such patent rights, and the risk of infringement of such rights, are entirely their own responsibility.

This standard is subject to revision at any time by the responsible technical committee and must be reviewed every five years and if not revised, either reapproved or withdrawn. Your comments are invited either for revision of this standard or for additional standards and should be addressed to ASTM International Headquarters. Your comments will receive careful consideration at a meeting of the responsible technical committee, which you may attend. If you feel that your comments have not received a fair hearing you should make your views known to the ASTM Committee on Standards, at the address shown below.

This standard is copyrighted by ASTM International, 100 Barr Harbor Drive, PO Box C700, West Conshohocken, PA 19428-2959, United States. Individual reprints (single or multiple copies) of this standard may be obtained by contacting ASTM at the above address or at 610-832-9585 (phone), 610-832-9555 (fax), or service@astm.org (e-mail); or through the ASTM website (www.astm.org).



Standard Test Method for Salts in Crude Oil (Electrometric Method)¹

This standard is issued under the fixed designation D 3230; the number immediately following the designation indicates the year of original adoption or, in the case of revision, the year of last revision. A number in parentheses indicates the year of last reapproval. A superscript epsilon (ϵ) indicates an editorial change since the last revision or reapproval.

1. Scope

1.1 This test method covers the determination of the approximate chloride (salts) concentration in crude oil. The range of concentration covered is 0 to 500 mg/kg or 0 to 150 lbs/1000 bbl as chloride concentration/volume of crude oil.

1.2 This test method measures conductivity in the crude oil due to the presence of common chlorides, such as sodium, calcium, and magnesium. Other conductive materials may also be present in the crude oil.

1.3 The values stated in SI units are regarded as standard. Acceptable concentration units are g/m^3 or PTB (lbs/1000 bbl).

1.4 *This standard does not purport to address all of the safety concerns, if any, associated with its use. It is the responsibility of the user of this standard to establish appropriate safety and health practices and determine the applicability of regulatory limitations prior to use.* For specific precautionary statements, see 7.3, 7.4, and 7.11.

2. Referenced Documents

2.1 ASTM Standards:

D 91 Test Method for Precipitation Number of Lubricating Oils²

D 381 Test Method for Existent Gum in Fuels by Jet Evaporation²

D 1193 Specification for Reagent Water³

D 4928 Test Method for Water in Crude Oils by Coulometric Karl Fischer Titration⁴

D 5002 Test Method for Density and Relative Density of Crude Oils by Digital Density Analyzer⁴

3. Terminology

3.1 Definitions of Terms Specific to This Standard:

3.1.1 *salts in crude oil*—commonly, chlorides of sodium, calcium, and magnesium dissolved in crude oil. Other inorganic chlorides may also be present.

3.1.2 *PTB*—lbs/1000 bbl

4. Summary of Test Method

4.1 This test method measures the conductivity of a solution of crude oil in a mixed alcohol solvent when subjected to an electrical stress. This test method measures conductivity due to the presence of inorganic chlorides, and other conductive material, in the crude oil. A homogenized test specimen is dissolved in a mixed alcohol solvent and placed in a test cell consisting of a beaker and a set of electrodes. A voltage is impressed on the electrodes, and the resulting current flow is measured. The chloride (salt) content is obtained by reference to a calibration curve of current versus chloride concentration of known mixtures. Calibration curves are based on standards prepared to approximate the type and concentration of chlorides in the crude oils being tested.

5. Significance and Use

5.1 This test method is used to determine the approximate chloride content of crude oils, a knowledge of which is important in deciding whether or not the crude oil needs desalting. The efficiency of the process desalter can also be evaluated.

5.2 Excessive chloride left in the crude oil frequently results in higher corrosion rates in refining units and also has detrimental effects on catalysts used in these units.

5.3 This test method provides a rapid and convenient means of determining the approximate content of chlorides in crude oil and is useful to crude oil processors.

6. Apparatus

6.1 The apparatus (see Annex A1) shall consist of a control unit capable of producing and displaying several voltage levels for applying stress to a set of electrodes suspended in a test beaker containing a test solution. The apparatus shall be capable of measuring and displaying the current (mA) conducted through the test solution between the electrodes at each voltage level.

Note 1—Some apparatus are capable of measuring voltage and current internally and, after comparison to internal calibration curves, of displaying the resultant concentration.

6.2 *Test Beaker*—See Annex A1.

6.3 *Pipet, 10 mL (total delivery)*—The type of pipet that is rinsed to ensure the entire volume of the material is contained in the intended volume.

¹This test method is under the jurisdiction of ASTM Committee D-2 on Petroleum Products and Lubricants and is the direct responsibility of Subcommittee D02.03 on Elemental Analysis.

Current edition approved Nov. 10, 1999. Published January 2000. Originally published as D 3230 – 73. Last previous edition D 3230 – 97.

²Annual Book of ASTM Standards, Vol 05.01.

³Annual Book of ASTM Standards, Vol 11.01.

⁴Annual Book of ASTM Standards, Vol 05.03.

6.4 *Cylinders, 100 mL*, stoppered.

6.5 *Other volumetric and graduated pipets and volumetric flasks.*

7. Reagents and Materials

7.1 *Purity of Reagents*—Reagent grade chemicals shall be used in all tests. Unless otherwise indicated, it is intended that all reagents shall conform to the specifications of the American Chemical Society, where such specifications are available.⁵ Other grades may be used, provided it is first ascertained that the reagent is of sufficiently high purity to permit its use without lessening the accuracy of the determination.

7.2 *Purity of Water*—Unless otherwise indicated, references to water shall be understood to mean reagent water as defined by Type II in Specification D 1193.

7.3 *Mixed Alcohol Solvent*—Mix 63 volumes of 1-butanol and 37 volumes of absolute methyl alcohol (anhydrous). To each litre of this mixture, add 3 mL of water. (**Warning**—Flammable. Liquid causes eye burns. Vapor harmful. May be fatal or cause blindness if swallowed or inhaled.)

NOTE 2—The mixed alcohol solvent is suitable for use if its conductivity is less than 0.25 mA at 125 V ac. High conductivity can be due to excess water in the solvent and can indicate that the methyl alcohol used is not anhydrous.

7.4 *ASTM Precipitation Naphtha*, conforming to the requirements of Test Method D 91. (**Warning**—Extremely Flammable. Harmful if inhaled. Vapors may cause flash fire.)

7.5 *Calcium Chloride (CaCl₂) Solution (10 g/L)*—Transfer 1.00 ± 0.01 g of CaCl₂, or the equivalent weight of a hydrated salt, into a 100-mL volumetric flask and dissolve in 25 mL of water. Dilute to the mark with mixed alcohol solvent.

7.6 *Magnesium Chloride (MgCl₂) Solution (10 g/L)*—Transfer 1.00 ± 0.01 g of MgCl₂, or the equivalent weight of a hydrated salt, into 100-mL volumetric flask and dissolve in 25 mL of water. Dilute to the mark with mixed alcohol solvent.

7.7 *Sodium Chloride (NaCl) Solution (10 g/L)*—Transfer 1.00 ± 0.01 g of NaCl into a 100-mL volumetric flask and dissolve in 25 mL of water. Dilute to the mark with mixed alcohol solvent.

7.8 *Oil, Refined Neutral*—Any refined chloride-free oil of approximately 20 mm²/sec (cSt) viscosity at 40°C and free of additive.

7.9 *Salts, Mixed Solution (Concentrated Solution)*—Combine 10.0 mL of the CaCl₂ solution, 20.0 mL of the MgCl₂ solution, and 70.0 mL of the NaCl solution, and mix thoroughly.

NOTE 3—The 10:20:70 proportions are representative of the chlorides present in a number of common crude oils. When the relative proportions of calcium, magnesium, and sodium chlorides are known for a given crude oil, such proportions should be used for most the accurate results.

7.10 *Salts, Mixed Solution (Dilute Solution)*—Transfer 10 mL of the concentrated mixed chlorides solution into a

1000-mL volumetric flask, and dilute to the mark with mixed alcohol solvent.

7.11 *Xylene*, reagent grade, minimum purity. (**Warning**—Flammable. Vapor harmful.)

8. Sampling

8.1 Obtain a sample and test specimen in accordance with Test Method D 4928. Ensure that the sample is completely homogenized with a suitable mixer. See Annex A1 of Test Method D 4928 for suitable apparatus and proving.

8.2 Samples of very viscous materials may be warmed until they are reasonably fluid before they are sampled; however, no sample shall be heated more than is necessary to lower the viscosity to a manageable level.

8.3 Samples of crude oil contain water and sediment and are inhomogeneous by nature. The presence of water and sediment will influence the conductivity of the sample. The utmost care shall be taken in obtaining homogenized representative samples.

9. Preparation of Apparatus

9.1 Support the apparatus on a level, steady surface, such as a table.

9.2 Prepare the apparatus for operation in accordance with the manufacturer's instructions for calibrating, checking, and operating the equipment. (**Warning**—The voltage applied to the electrodes can be as great as 250 V ac, and hazardous.)

9.3 Thoroughly clean and dry all parts of the test beaker, the electrodes, and its accessories before starting the test, being sure to remove any solvent that had been used to clean the apparatus.

10. Calibration

10.1 The conductivity of solutions is affected by the temperature of the specimen when measurements are made. The temperature of the test specimen at the time of measurement shall be within 3°C of the temperature at which the calibration curves were made.

10.2 Establish a blank measurement by following the procedure in 10.3 and 10.4, omitting the mixed salts solution. When the indicated electrode current is greater than 0.25 mA at 125 V ac, water or another conductive impurity is present and its source must be found and eliminated before calibration can be completed. Determine a blank measurement each time fresh xylene or mixed solvent is used.

10.3 Into a dry, 100-mL graduated, glass-stoppered mixing cylinder, add 15 mL of xylene. From a pipet (total delivery), add 10 mL of neutral oil. Rinse the pipet with xylene until free of oil. Make up to 50 mL with xylene. Stopper and shake the cylinder vigorously for approximately 60 s to effect solution. Add a quantity of dilute mixed salts solution, in accordance with Table 1, that is appropriate to the range of salt contents to be measured. Dilute to 100 mL with mixed alcohol solvent. Again shake the cylinder vigorously for approximately 30 s to effect solution, and allow the solution to stand approximately 5 min. Pour the solution into a dry test beaker.

10.4 Immediately place the electrodes into the solution in the beaker, making sure that the upper edge of the electrode plates are below the surface of the solution. Adjust the

⁵ *Reagent Chemicals, American Chemical Society Specifications*, American Chemical Society, Washington, D.C. For suggestions on the testing of reagents not listed by the American Chemical Society, see *Analar Standards for Laboratory Chemicals*, BDH Ltd., Poole, Dorset, U.K., and the *United States Pharmacopeia and National Formulary*, U.S. Pharmacopeial Convention, Inc. (USPC), Rockville, MD.

TABLE 1 Standard Samples

Salt g/m ³ of Crude Oil	Salt lbs/1000 bbl of Crude Oil	Mixed Salts Solution (dilute), mL
3	1.0	0.3
9	3.0	1.0
15	5.0	1.5
30	10.0	3.0
45	16.0	4.5
60	21.0	6.0
75	26.0	8.0
90	31.0	9.5
115	40.0	12.0
145	51.0	15.0
190	66.0	20.0
215	75.0	22.5
245	86.00	25.5
290	101.0	30.5
430	151.0	45.0

indicated electrode voltage to a series of values, for example 25, 50, 125, 200, and 250 V ac. At each voltage, note the current reading and record the voltage displayed and the current to the nearest 0.01 mA. Remove the electrodes from the solution, rinse with xylene followed by naphtha, and allow them to dry.

NOTE 4—With some apparatus, the detailed settings will not be required since the electronics are built-in for auto-ranging. Determination of the blank and the calibration standard responses are the same.

10.5 Repeat the procedure in 10.3, using other volumes of mixed salts solution (dilute solution) as needed to cover the range of chloride contents of interest.

10.6 Subtract the value obtained for the blank measurement from the indicated current readings of each standard sample, and plot the chloride content (ordinate) against net current (mA) readings (abscissa) for each voltage on 3 by 3 cycle log-log paper, or other suitable format.

NOTE 5—Some apparatus are capable of internally recording the current readings, standard concentration, and blank, and they provide an output in direct concentration units.

NOTE 6—The apparatus are calibrated against standard solutions of neutral oil and mixed chloride solutions in xylene because of the extreme difficulties in keeping crude oil-brine mixtures homogeneous. The calibration may be confirmed, if desired, by careful replicate analysis of crude-oil samples by exhaustive extraction of salts with hot water, followed by titration of the chlorides in the extract.

NOTE 7—In calibrating over a wide range of chloride concentrations, it may be necessary to apply several voltages to obtain current readings within the limit of the apparatus current level display (0 to 10 mA). Higher voltages are applied for low concentrations and lower voltages are applied for high concentrations.

11. Procedure

11.1 To a dry, 100-mL graduated, glass-stoppered cylinder, add 15 mL of xylene and pipet (total delivery) in 10 mL of the crude oil sample. Rinse the pipet with xylene until free of oil. Make up to 50 mL with xylene. Stopper and shake the cylinder vigorously for approximately 60 s. Dilute to 100 mL with mixed alcohol solvent, and again shake vigorously for approximately 30 s. After allowing the solution to stand for approximately 5 min, pour it into the dry test beaker.

11.2 Follow the procedure in 10.4 to obtain voltage and current readings. Record the indicated electrode current to the

nearest 0.01 mA and the nearest voltage.

11.3 Remove the electrodes from the sample solution, and clean the apparatus.

12. Calculation

12.1 Subtract the value obtained for the blank measurement from the value obtained from the specimen measurement to obtain the net current reading. From the calibration graph, read the indicated salt concentration corresponding to the net current (mA) reading of the sample.

12.2 Calculate the concentration in mg/kg by using the appropriate equation given below:

$$\text{Salt, mg/kg} = X/d \tag{1}$$

$$\text{Salt, mg/kg} = 2.853 Y/d \tag{2}$$

where:

- X = measured salt concentration in mg/m³,
- Y = measured salt concentration in PTB, and
- d = specimen density at 15 C in kg/m³.

NOTE 8—The density of the specimen can be determined by various methods, such as Test Method D 5002 or other density measurement methods.

13. Report

13.1 Report the following information: The concentration in mg/kg as electrometric chloride in crude oil per Test Method D 3230. Alternately, report the concentration directly in mg/m³ or lbs/1000 bbl, if so required.

NOTE 9—For reporting purposes, the values stated in PTB are the preferred units in the United States; in other countries, their common units can be used.

14. Precision and Bias

14.1 Precision—The precision of this test method as determined by the statistical examination of the 1997 interlaboratory test results⁶ is as follows.

14.1.1 Repeatability—The difference between successive results, obtained by the same operator with the same apparatus under constant operating conditions on identical test material, would in the long run, in the normal and correct operation of the test method, exceed the following values in one case in twenty.

$$r \text{ (mg/kg)} = 0.3401 X^{0.75} \tag{3}$$

$$r \text{ (lbs/1000 bbl)} = 0.2531 Y^{0.75} \tag{4}$$

where:

- X = the average of two test results in mg/kg, and
- Y = the average of two test results in lbs/1000 bbl (PTB).

14.1.2 Reproducibility—The difference between two single and independent results, obtained by different operators working in different laboratories on identical material, would in the long run, exceed the following values in only one case in twenty.

$$R \text{ (mg/kg)} = 2.7803 X^{0.75} \tag{5}$$

⁶ Supporting data have been filed at ASTM Headquarters. Request RR:D02-1470.

D 3230

$$R (\text{lbs}/1000 \text{ bbl}) = 2.069 Y^{0.75} \quad (6)$$

where:

- X = the average of two test results in mg/kg, and
- Y = the average of two test results in lbs/1000 bbl (PTB).

Note 10—Since all instruments in the 1997 interlaboratory cooperative test program were calibrated in PTB and results reported in PTB, the precision statement was directly obtained in PTB. The resulting precision data have been mathematically converted into precision in mg/kg, assuming an average density of the crude oil samples of 0.875 kg/L.

14.2 Bias—The procedure in Test Method D 3230 has no bias since salt content is defined only in terms of this test method and certified reference materials are unavailable. However, since the samples from the interlaboratory study were neat desalted crudes, spiked with known quantities of salt (as sea water and formation water), bias might be defined as

percent recovery of halide added. Over the range from 5 to 500 g/m³ (1.5 to 150 PTB) salt added, the recovery proved to be approximately constant and averaged 93 %.

14.3 The precision statements were derived from a 1997 interlaboratory cooperative test program. Participants analyzed eight sample sets comprised of crude oils with various concentrations of chlorides. Thirteen laboratories participated with the commercial available apparatus.⁷

15. Keywords

15.1 chlorides; crude oil; electrometric; halides; petroleum; salt in crude

⁷ Supporting data concerning the apparatus used and the type of samples meeting the precision of this test method have been filed at ASTM Headquarters. Request RR:D02-1470.

ANNEX

(Mandatory Information)

A1. Apparatus

A1.1 Electrometric Chloride Apparatus (Custom Manufacture) (see Fig. A1.1 and Note A1.1)

A1.1.1 Milliammeter, 0 to 1 mA dc with 0 to 1 mA ac scale, 88 ohm internal resistance.

A1.1.2 Bridge Rectifier, full-wave, 0.75 A capacity at 60 Hz, ambient temperature; minimum of 400 PRV (Peak Reverse Voltage).

A1.1.3 AC Voltmeter, rectifier type, 2000 ohm/V, 0 to 300 V range.

A1.1.4 Variable Voltage Autotransformer, input 105 to 117 V, 50/60 Hz, output 0 to 132 V, 1.75 A capacity.

A1.1.5 Transformer, plate supply 240 V, center tap, 50/60 Hz, 250 mA dc capacity.

A1.1.6 Potentiometer, 25 ohm, ten turn.

A1.1.7 Potentiometer, 50 ohm, ten turn.

Note A1.1—An equivalent part can be substituted in each case, provided the electrical characteristics of the entire circuit remain unchanged and the inductive effects and stray currents are avoided.

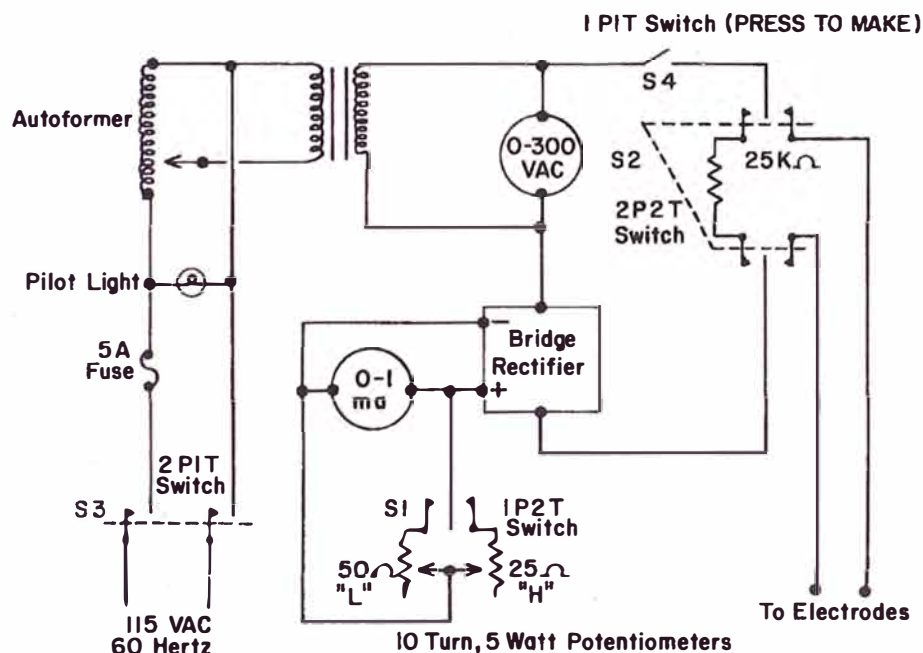


FIG. A1.1 250 or 540 Volt Transformer

A1.2 Test Cell Components (Custom Manufacture) (see Fig. A1.2)

A1.2.1 *Beaker*, 100-mL tall form without lip, as described for use in Test Method D 381.

A1.2.2 *Electrode Assembly*, as shown in Fig. A1.2 and Fig. A1.3. The electrodes mounted in parallel position, exactly opposed and 6.4 ± 0.1 mm apart, and electrically separated by a nylon or TFE-fluorocarbon spacer.

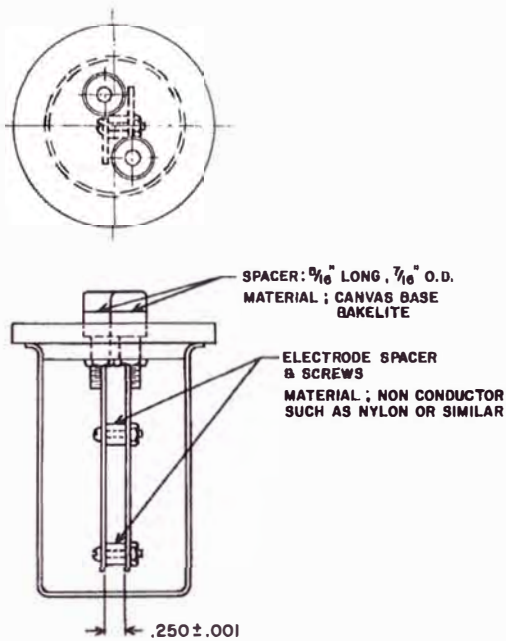


FIG. A1.2 Test Cell

A1.3 Electrometric Chloride Apparatus (Commercial Manufacture)⁷

A1.3.1 The apparatus shall consist of a control unit capable of producing and displaying several voltage levels for applying stress to a set of electrodes suspended in a test beaker containing a test solution. The apparatus shall be capable of measuring and displaying the current (mA) conducted through the test solution between the electrodes at each voltage level.

NOTE A1.2—Some apparatus is capable of measuring voltage and current internally and after comparison to internal calibration curves, display the resultant concentration.

A1.3.2 The actual construction specifics of the apparatus, such as voltages utilized and means of displaying or recording the voltage, displaying or recording the current conduction, or calculating and displaying the calibration curves/specimen measurements, or combination thereof, are not critical to the application as long as each individual component remains specific to the given manufactured apparatus.

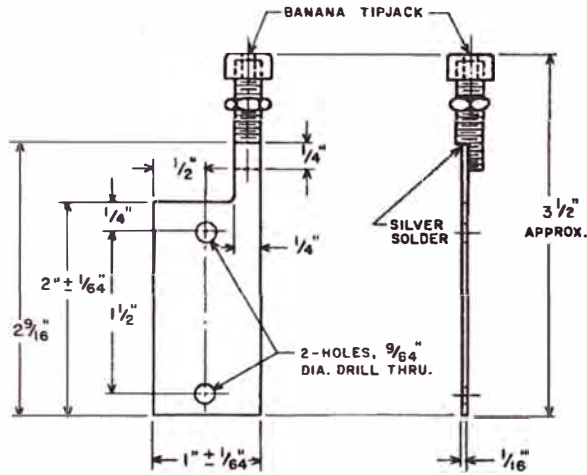
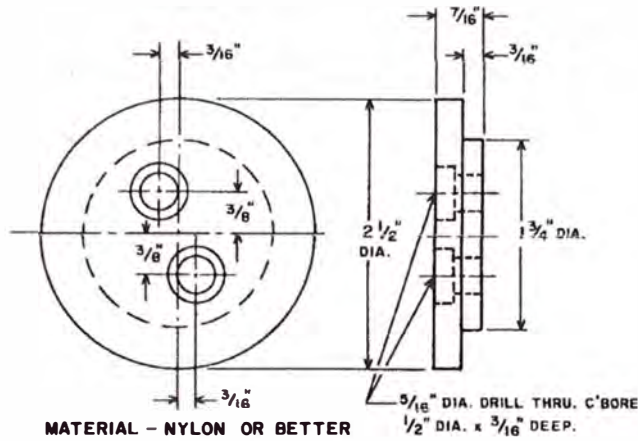
A1.3.3 The entire assembled apparatus, including the test cell components, shall have been qualified to meet the precisions of this test method in an interlaboratory program approved by the subcommittee with jurisdiction of this test method.

A1.4 Test Cell Components (Commercial Manufacture)

A1.4.1 *Beaker*, 100-ml tall form without lip, as described for use in Test Method D 381, is commonly used; however, minor variations on dimensions are acceptable to accommodate different manufacturing specifics. The beaker purpose is to provide for containment of the specimen.

A1.4.2 *Electrode Assembly*, shown by example in Fig. A1.2 and Fig. A1.3. The electrode assembly dimensional requirements and means of support in the beaker are not critical to the application as long as each individual component remains specific to the given manufactured apparatus.

ASTM D 3230



MATERIAL - 16 GA. STAINLESS STEEL
FIG. A1.3 Electrode Assembly

The American Society for Testing and Materials takes no position respecting the validity of any patent rights asserted in connection with any item mentioned in this standard. Users of this standard are expressly advised that determination of the validity of any such patent rights, and the risk of infringement of such rights, are entirely their own responsibility.

This standard is subject to revision at any time by the responsible technical committee and must be reviewed every five years and if not revised, either reapproved or withdrawn. Your comments are invited either for revision of this standard or for additional standards and should be addressed to ASTM Headquarters. Your comments will receive careful consideration at a meeting of the responsible technical committee, which you may attend. If you feel that your comments have not received a fair hearing you should make your views known to the ASTM Committee on Standards, at the address shown below.

This standard is copyrighted by ASTM, 100 Barr Harbor Drive, PO Box C700, West Conshohocken, PA 19428-2959, United States. Individual reprints (single or multiple copies) of this standard may be obtained by contacting ASTM at the above address or at 610-832-9585 (phone), 610-832-9555 (fax), or service@astm.org (e-mail); or through the ASTM website (www.astm.org).



Designation: D 4007 – 81 (Reapproved 1995)^{ε1}

An American National Standard



Designation: Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 10.3 (MPMS)



Designation: IP 359/82

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS
100 Barr Harbor Dr., West Conshohocken, PA 19428
Reprinted from the Annual Book of ASTM Standards. Copyright ASTM

Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure)¹

This standard is issued under the fixed designation D 4007; the number immediately following the designation indicates the year of original adoption or, in the case of revision, the year of last revision. A number in parentheses indicates the year of last reapproval. A superscript epsilon (ϵ) indicates an editorial change since the last revision or reapproval.

This test method has been approved by the sponsoring committees and accepted by the Cooperating Societies in accordance with established procedures. This method was issued as a joint ASTM-API-IP standard in 1981.

^{ε1} NOTE—Editorial changes were made throughout in September 1995.

1. Scope

1.1 This test method describes the laboratory determination of water and sediment in crude oils by means of the centrifuge procedure. This centrifuge method for determining water and sediment in crude oils is not entirely satisfactory. The amount of water detected is almost always lower than the actual water content. When a highly accurate value is required, the revised procedures for water by distillation (Test Method D 4006 (Note 1)) and sediment by extraction (Test Method D 473) must be used.

NOTE 1—Test Method D 4006 has been determined to be the preferred and most accurate method for the determination of water.

1.2 The values stated in SI units are to be regarded as the standard. The values given in parentheses are for information only.

1.3 *This standard does not purport to address all of the safety concerns, if any, associated with its use. It is the responsibility of the user of this standard to establish appropriate safety and health practices and determine the applicability of regulatory limitations prior to use.* For specific precautionary statements, see 6.1 and 7.

2. Referenced Documents

2.1 ASTM Standards:

- D 95 Test Method for Water in Petroleum Products and Bituminous Materials by Distillation²
- D 96 Test Methods for Water and Sediment in Crude Oil by Centrifuge Method (Field Procedure)²

- D 362 Specification for Industrial Grade Toluene³
- D 473 Test Method for Sediment in Crude Oils and Fuel Oils by the Extraction Method²
- D 665 Test Method for Rust-Preventing Characteristics of Inhibited Mineral Oil in the Presence of Water²
- D 1796 Test Method for Water and Sediment in Fuel Oils by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure)²
- D 4006 Test Method for Water in Crude Oil by Distillation⁴
- D 4057 Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products⁴
- D 4177 Practice for Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products⁴
- 2.2 *API Standards:*
- MPMS8 "Sampling Petroleum and Petroleum Products"⁵
- 2.3 *IP Standard:*
- Specification for Toluole⁶

3. Summary of Test Method

3.1 Equal volumes of crude oil and water saturated toluene are placed into a cone-shaped centrifuge tube. After centrifugation, the volume of the higher gravity water and sediment layer at the bottom of the tube is read.

4. Significance and Use

4.1 The water and sediment content of crude oil is significant because it can cause corrosion of equipment and problems in processing. A determination of water and sediment content is

¹ This test method is under the jurisdiction of ASTM Committee D-2 on Petroleum Products and Lubricants and is the direct responsibility of Subcommittee D 02.02 on Static Petroleum Measurement.

Current edition approved March 27, 1981. Published May 1981.

² *Annual Book of ASTM Standards*, Vol 05.01.

³ *Annual Book of ASTM Standards*, Vol 06.03.

⁴ *Annual Book of ASTM Standards*, Vol 05.02.

⁵ Available from the American Petroleum Institute, 1220 L St., N.W., Washington, DC 20005.

⁶ Available from the Institute of Petroleum, 61 New Cavendish St., London, W.I., England.

required to measure accurately net volumes of actual oil in sales, taxation, exchanges, and custody transfers.

5. Apparatus

5.1 Centrifuge:

5.1.1 A centrifuge capable of spinning two or more filled cone-shaped, 203-mm (8-in.) centrifuge tubes at a speed that can be controlled to give a relative centrifugal force (rcf) of a minimum of 600 at the tip of the tubes shall be used.

5.1.2 The revolving head, trunnion rings, and trunnion cups, including the cushions, shall be soundly constructed to withstand the maximum centrifugal force capable of being delivered by the power source. The trunnion cups and cushions shall firmly support the tubes when the centrifuge is in motion. The centrifuge shall be enclosed by a metal shield or case strong enough to eliminate danger if any breakage occurs.

5.1.3 The centrifuge shall be heated and should be controlled thermostatically to avoid unsafe conditions. It should be capable of maintaining the sample temperature during the entire run at $60 \pm 3^\circ\text{C}$ ($140 \pm 5^\circ\text{F}$).

5.1.4 Electric powered and heated centrifuges must meet all safety requirements for use in hazardous areas.

5.1.5 Calculate the speed of the rotating head in revolutions per minute (r/min) as follows:

$$r/\text{min} = 1335 \sqrt{rcf/d} \quad (1)$$

where:

rcf = relative centrifugal force and

d = diameter of swing measured between tips of opposite tubes when in rotating position, mm, or

$$\text{rpm} = 265 \sqrt{rcf/d} \quad (2)$$

where:

rcf = relative centrifugal force and

d = diameter of swing measured between tips of opposite tubes when in rotating position, in.

5.2 *Centrifuge Tubes*—Each centrifuge tube shall be a 203-mm (8-in.) cone-shaped tube, conforming to dimensions given in Fig. 1 and made of thoroughly annealed glass. The graduations, numbered as shown in Fig. 1, shall be clear and distinct, and the mouth shall be constricted in shape for closure with a cork. Scale error tolerances and the smallest graduations between various calibration marks are given in Table 1 and apply to calibrations made with air-free water at 20°C (68°F), when reading the bottom of the shaded meniscus.

5.3 *Bath*—The bath shall be either a solid metal block bath or a liquid bath of sufficient depth for immersing the centrifuge tube in the vertical position to the 100-mL mark. Means shall be provided for maintaining the temperature at $60 \pm 3^\circ\text{C}$ ($140 \pm 5^\circ\text{F}$).

NOTE 2—By contractual agreement $49 \pm 3^\circ\text{C}$ ($120 \pm 5^\circ\text{F}$) may be used.

6. Solvent

6.1 *Toluene* (**Warning**—See Note 3.) conforming to Specification D 362 or to the IP Specification for Toluole.

NOTE 3—**Warning:** Flammable.

6.1.1 Typical characteristics for this material are

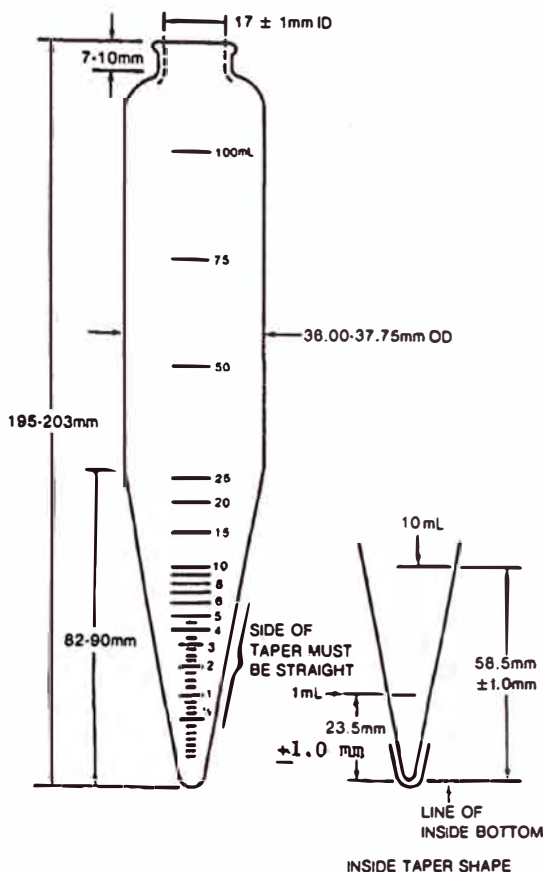


FIG. 1 Eight-Inch (203-mm) Centrifuge Tube

TABLE 1 Centrifuge Tube Calibration Tolerances for 8-in. (203-mm) Tube

Range, mm	Subdivision, mm	Volume Tolerance, mm
0 to 0.1	0.05	±0.02
Above 0.1 to 0.3	0.05	±0.03
Above 0.3 to 0.5	0.05	±0.05
Above 0.5 to 1.0	0.10	±0.05
Above 1.0 to 2.0	0.10	±0.10
Above 2.0 to 3.0	0.20	±0.10
Above 3.0 to 5.0	0.5	±0.20
Above 5.0 to 10	1.0	±0.50
Above 10 to 25	5.0	±1.00
Above 25 to 100	25.0	±1.00

Molecular weight	92.14
Color (APHA)	10
Boiling range (initial to dry point) [^]	2.0°C (36°F)
Residue after evaporation	0.001 %
Substances darkened by H ₂ SO ₄	passes ACS test
Sulfur compounds (as S)	0.003 %

[^]Recorded boiling point 110.6°C

6.1.2 The solvent shall be water-saturated at $60 \pm 3^\circ\text{C}$ ($140 \pm 5^\circ\text{F}$) (see Note 2) but shall be free of suspended water. See Annex A1 for the solvent-water saturation procedure.

6.2 *Demulsifier*—A demulsifier should be used to promote the separation of water from the sample and to prevent its clinging to the walls of the centrifuge tube. The recommended stock solution is 25 % demulsifier to 75 % toluene. For some crude oils a different ratio of demulsifier to toluene may be required. Demulsifiers used in the concentration and quantity

recommended will not add to the water and sediment volume determined. The solution must be stored in a dark bottle that is tightly closed.

7. Sampling

7.1 Sampling is defined as all steps required to obtain an aliquot of the contents of any pipe, tank, or other system and to place the sample into the laboratory test container.

7.2 Only representative samples obtained as specified in the API MPMS, Chapter 8 (or Practice D 4057 and Practice D 4177), shall be used for this test method.

8. Procedure

8.1 Fill each of two centrifuge tubes (5.2) to the 50-mL mark with sample directly from the sample container. Then, with a pipet, add 50 mL of toluene, which has been water saturated at 60°C (140°F) or 49°C (120°F) (see Note 2). Read the top of the meniscus at both the 50 and 100-mL marks. Add 0.2 mL of demulsifier solution (6.2) to each tube, using a 0.2-mL pipet. An automatic pipettor may be used. Stopper the tube tightly and invert the tubes ten times to ensure that the oil and solvent are uniformly mixed.

8.2 In the case where the crude oil is very viscous and mixing of the solvent with the oil would be difficult, the solvent may be added to the centrifuge tube first to facilitate mixing. Care must be taken in order not to fill the centrifuge tube past the 100-mL mark with the sample.

8.3 Loosen the stoppers slightly and immerse the tubes to the 100-mL mark for at least 15 min in the bath maintained at $60 \pm 3^\circ\text{C}$ ($140 \pm 5^\circ\text{F}$) (see Note 2). Secure the stoppers and again invert the tubes ten times to ensure uniform mixing of oil and solvent. *The vapor pressure at 60°C (140°F) is approximately double that at 40°C (104°F).*

8.4 Place the tubes in the trunnion cups on opposite sides of the centrifuge to establish a balanced condition. Retighten the corks and spin for 10 min at a minimum relative centrifugal force of 600 calculated from the equation given in 5.1.5.

8.5 Immediately after the centrifuge comes to rest following the spin, read and record the combined volume of water and sediment at the bottom of each tube to the nearest 0.05 mL from 0.1 to 1-mL graduations and to the nearest 0.1-mL above 1-mL graduations. Below 0.1 mL, estimate to the nearest 0.025 mL (refer to Fig. 2). Return the tubes without agitation to the centrifuge and spin for another 10 min at the same rate.

8.6 Repeat this operation until the combined volume of water and sediment remains constant for two consecutive readings. In general, not more than two spinings are required.

8.7 The temperature of the sample during the entire centrifuging procedure should be maintained at $60 \pm 3^\circ\text{C}$ ($140 \pm 5^\circ\text{F}$) (see Note 2).

8.8 To avoid the danger of tubes breaking in the cups, care must be taken that the tubes are bedded onto the bottom cushion so that no part of the tube is in contact with the rim of the cup.

9. Calculation

9.1 Record the final volume of water and sediment in each tube. If the difference between the two readings is greater than one subdivision on the centrifuge tube (see Table 1) or 0.025 mL for readings of 0.10 mL and below, the readings are inadmissible and the determination shall be repeated.

9.2 Express the sum of the two admissible readings as the percent by volume of water and sediment; report the results as shown in Table 2.

10. Precision

10.1 The precision of this method, as obtained by statistical examination of interlaboratory test results in the range from 0.01 to 1.0 %, is described in 10.1.1 and 10.1.2.

10.1.1 *Repeatability*—The difference between successive test results, obtained by the same operator with the same apparatus under constant operating conditions on identical test material, would, in the long run, in the normal and correct operation of the test method, exceed the following value in only one case in twenty:

From 0.0 % to 0.3 % water, see Fig. 3.

From 0.3 % to 1.0 % water, repeatability is constant at 0.12.

10.1.2 *Reproducibility*—The difference between two single and independent test results obtained by different operators working in different laboratories on identical test material, would, in the long run, in the normal and correct operation of the test method, exceed the following value in only one case in twenty:

From 0.0 % to 0.3 % water, see Fig. 3.

From 0.3 % to 1.0 % water, reproducibility is constant at 0.28.

11. Keywords

11.1 centrifuge; centrifuge tube; crude oil; laboratory procedure; sampling; sediment and water; solvent

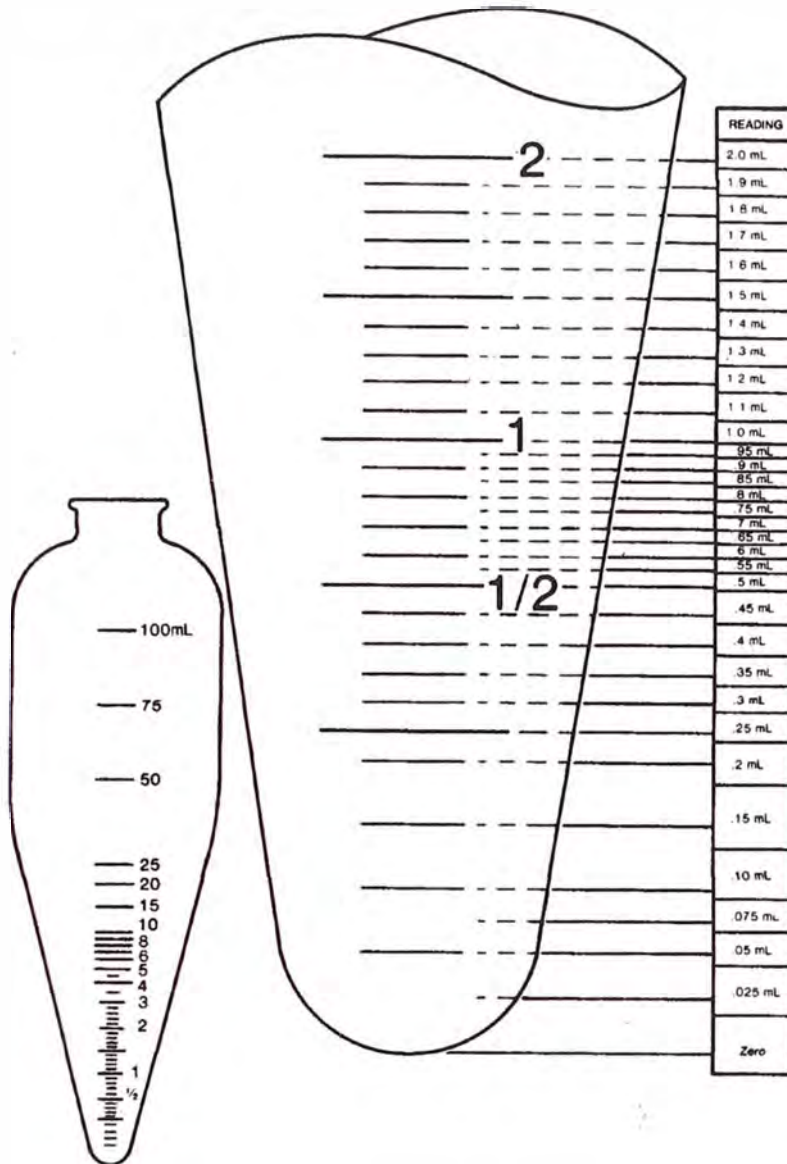


FIG. 2 Procedure for Reading Water and Sediment When Using an ASTM 100-mm Cone-Shaped Centrifuge Tube

TABLE 2 Expression of Results, mm⁴

Tube 1	Tube 2	Total Percent Water and Sediment
No visible water and sediment	No visible water and sediment	—
No visible water and sediment	0.025	0.025
0.025	0.025	0.05
0.025	0.05	0.075
0.05	0.05	0.10
0.05	0.075	0.125
0.075	0.075	0.15
0.075	0.10	0.175
0.10	0.10	0.20
0.10	0.15	0.25

⁴ For volumetric tolerances, see Table 1.

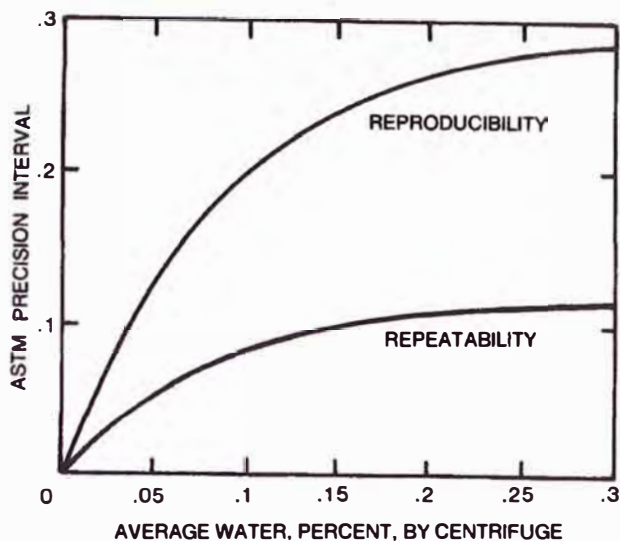


FIG. 3 Basic Sediment and Water Precision

ANNEXES

(Mandatory Information)

A1. PROCEDURE TO WATER-SATURATE TOLUENE

A1.1 Scope

A1.1.1 This method is satisfactory for the water saturation of toluene to be used for determination of water and sediment in crude oils by the centrifuge method.

A1.2 Significance

A1.2.1 Fig. A1.1 shows that water is soluble in toluene to a

significant extent. The percent of water that will dissolve increases as the temperature is increased from about 0.03 % at 21°C (70°F) to about 0.17 % at 70°C (158°F). Toluene, as normally supplied, is relatively dry and if used in an as-received condition, will dissolve a portion of or even all of any water present in a crude oil sample. This would reduce the

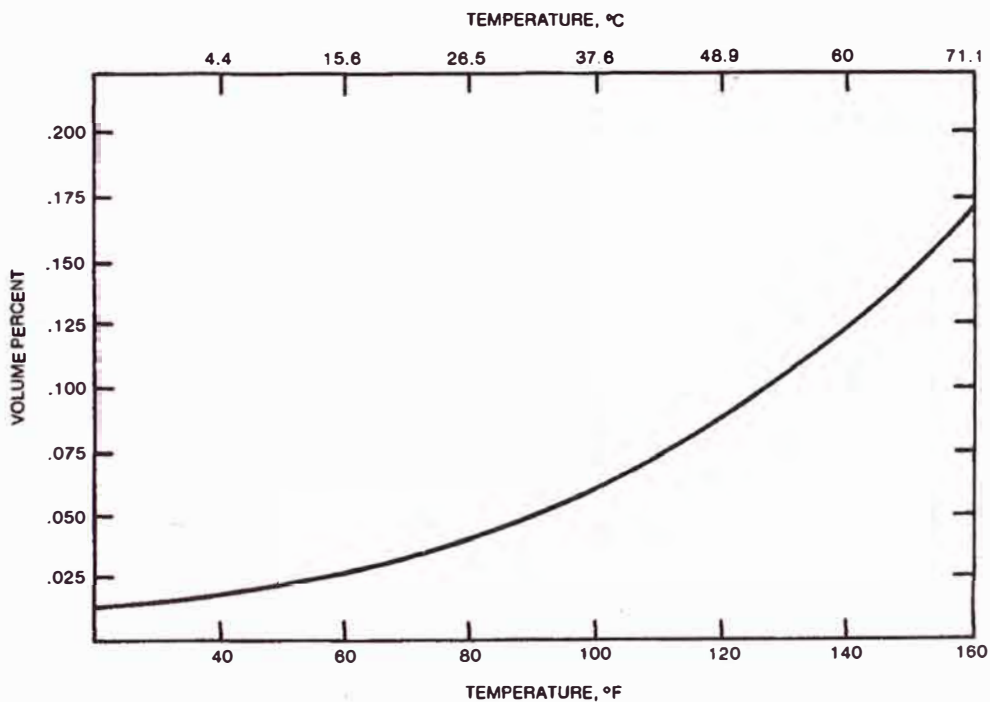


FIG. A1.1 Solubility of Water in Toluene

apparent sediment and water level in the crude sample. To determine water and sediment accurately by centrifuge on a crude oil sample, the toluene must first be saturated at the centrifuge test temperature.

A1.3 Reagents

A1.3.1 *Toluene* conforming to Specification D 362 or to the IP Specification for Toluole.

A1.3.2 *Water*, either distilled or tap water.

A1.4 Apparatus

A1.4.1 *Liquid-Heating Bath* of sufficient depth for immersing a 1-qt or 1-L bottle to its shoulder. Means shall be provided for maintaining the temperature at $60 \pm 3^\circ\text{C}$ ($140 \pm 5^\circ\text{F}$).

A1.4.2 *Glass Bottle*, 1-qt or 1-L, with screw top.

A1.5 Procedure

A1.5.1 Adjust the heating bath to the temperature at which the centrifuge test is to be run. Maintain the bath temperature to $\pm 3^\circ\text{C}$ (50°F).

A1.5.2 Fill the glass bottle with 700 to 800 mL of toluene. Add 25 mL of water. Screw the cap on the bottle and shake vigorously for 30 s.

A1.5.3 Loosen the cap and place the bottle in the bath for 30 min. Remove the bottle, tighten the cap, and shake cautiously for 30 s.

A1.5.4 Repeat above procedure (A1.5.3) three times. *The vapor pressure of toluene at 60°C (140°F) is approximately twice that at 38°C (100°F).*

A1.5.4.1 Allow the bottle with the water-toluene mixture to sit in the bath 48 h before using. This will ensure complete equilibrium between the toluene and the free water as well as complete saturation at the desired temperature. If it is necessary to use the water-saturated toluene before the 48-h equilibration time has been completed, the solvent must be poured into centrifuge tubes and centrifuged in the same equipment at the same relative centrifuge force and temperature that is used for the centrifuge test. The toluene must be carefully pipetted from the centrifuge tube so that any free water that may be in the bottom of the tube is not disturbed.

A1.5.4.2 Saturation is time- and temperature-dependent. It is recommended that bottles of the toluene-water mixture be kept at test temperature in the bath at all times so that saturated solvent will be available whenever tests are to be run. .

A2. Precautionary Statement

A2.1 Toluene—Precaution Keep away from heat, sparks, and open flame.

Vapor harmful.

Toluene is toxic.

Particular care must be taken to avoid breathing the vapor

and to protect the eyes.

Keep container closed.

Use with adequate ventilation.

Avoid prolonged or repeated contact with the skin.

APPENDIX

(Nonmandatory Information)

X1. PRECISION AND ACCURACY OF METHODS FOR DETERMINING WATER IN CRUDE OILS

X1.1 Summary

X1.1.1 This round-robin testing program has shown that the distillation method as practiced is somewhat more accurate than the centrifuge method. The average correction for the distillation method is about 0.06, whereas the centrifuge correction is about 0.10. However, this correction is not constant nor does it correlate well with the measured concentration.

X1.1.2 There is a slight improvement in the precision of the distillation method over the present Test Method D 95: 0.08 repeatability versus 0.1 and 0.11 versus 0.2 for reproducibility. These figures are applicable from 0.1 to 1 % water content, the maximum level studied in this program.

X1.1.3 The precision of the centrifuge method is worse than the distillation: repeatability is about 0.12 and the reproducibility 0.28.

X1.2 Introduction

X1.2.1 In view of the economic importance of measuring the water content of crude oils precisely and accurately, a working group of API/ASTM Joint Committee on Static Petroleum Measurement (COSM) undertook the evaluation of two methods for determining water in crudes. A distillation method (Test Method D 95) and a centrifuge method (Test Method D 1796) were evaluated in this program. Both methods were modified slightly in an attempt to improve the precision and accuracy.

X1.3 Experimental

X1.3.1 Samples

The following seven crude oils were obtained for this program:

Crude	Source
-------	--------

San Ardo	Texaco
Arabian Light	Mobil
Alaskan	Williams Pipe Line
Arabian Heavy	Exxon
Minas	Texaco
Fosterton	Koch Industries
Nigerian	Gulf

By removing all water or adding known amounts of water to the above crudes, 21 samples were prepared for testing. Each crude oil was represented at three levels of water concentration. The entire concentration range studied was from zero to 1.1 % water. These expected values were used to determine the accuracy of the test procedures.

X1.3.2 Sample Preparation:

X1.3.2.1 The crude oils were received from the suppliers in barrels. After mixing by rolling and turning, two 5-gal samples and one 250-mL sample were taken from each barrel. The Minas crude had to be heated to 150°F with a barrel heater before samples could be drawn. The 250-mL samples of each crude, as received, were used to establish the base case in water content. Each sample was analyzed by Test Method D 95 to determine the water content. These starting points are shown in Table X1.1.

X1.3.2.2 To obtain “water-free” samples of crude oil, one 5-gal sample of each of two crudes was distilled over the temperature range of initial to 300°F vapor temperature. This distillation was done using a 15 theoretical plate column at 1:1 reflux ratio.

X1.3.2.3 “Spiking” samples to a known water concentration was done using synthetic sea water (as described in Test Method D 665). The mixing and homogenization was done with a static blender. The complete listing of samples with their expected water contents is shown in Table X1.2.

X1.3.2.4 The samples for each cooperator were bottled so that the entire sample had to be used for a given test. In this way, any effect due to settling or stratification of water was eliminated.

X1.3.2.5 Samples were coded to mask the presence of duplicates and a table of random numbers dictated the running order of tests.

X1.3.2.6 The participating laboratories were:

- Chevron Research Co.
- Exxon Research and Engineering Co.
- Mobil Research and Development Corp.
- Texaco, Inc.
- Shell
- Charles Martin, Inc.
- Gulf Research and Development Co.

X1.3.3 Test Modifications

The base methods studied were modified slightly in an effort

TABLE X1.1 Base Case—Water Content of Crudes

Crude Oil	% H ₂ O
San Ardo	0.90
Arabian Light	0.15
Alaskan	0.25
Arabian Heavy	0.10
Minas	0.50
Fosterton	0.30
Nigerian	<0.05

TABLE X1.2 Water Content of Crude Oil Samples

Crude Source	%H ₂ O		
	Found	Added	Expect
San Ardo	0.90	0	0.90
		dried	0.0
		dried + 0.4	0.40
Arabian Light	0.15	0	0.15
		0.10	0.25
		0.90	1.05
Alaskan	0.25	0	0.25
		0.20	0.45
		0.80	1.05
Arabian Heavy	0.10	0	0.10
		dried	0.0
		dried + 0.1	0.10
Minas	0.50	0	0.50
		0.10	0.60
		0.50	1.00
Fosterton	0.30	0	0.30
		0.20	0.50
		0.30	1.10
Nigerian	0.05	0	<0.05
		0.40	0.45
		0.80	0.85

to improve the performance. The modifications were as follows:

X1.3.3.1 Test Method D 95

Sample size was standardized at 200 g and the solvent volume was increased to maintain the original solvent/sample ratio.

X1.3.3.2 Test Method D 1796

A heated centrifuge (held near 140°F) and use of a demulsifier were mandatory. Eight-inch centrifuge tubes were also specified. Toluene saturated with water at 60°C (140°F) was the only permissible solvent. The demulsifier used was a Tret-O-Lite material, F65.⁷

X1.4 Results and Discussion

X1.4.1 Accuracy:

X1.4.1.1 Accuracy or bias is defined as the closeness of the measured value to the “true value.” Since there is no independent absolute method available to determine this true value for these samples, some other means must be used. Two options were considered:

- (1) Select one laboratory and one method as the “reference system” and define these results as the true value, or
- (2) Spike samples with known amounts of water. The measured difference between the original and unspiked samples can be compared to the known added water to determine the bias (accuracy). Both approaches were investigated in this study.

X1.4.1.2 Since Test Method D 96 defines the base method as a combination of Test Methods D 95 and D 473, it was decided that data obtained by Test Method D 95 in one laboratory would be the “true value.” Table X1.3 shows the expected value compared to each sample average using this criterion. It can be seen that both methods are biased low. However, the distillation test method (Test Method D 95)

⁷ Tret-O-Lite is a registered trademark of Tretolite Div., Petrolite Corp., 369 Marshall Ave., St. Louis, MO. Even though Tret-O-Lite F65 was used during the round robin, there are many demulsifiers on the market that may be useful.

TABLE X1.3 Determination of Water in Crude Oils, % H₂O

Expected	Distillation	Centrifuge
0.90	0.90	0.79
0.0	0.04	0.05
0.40	0.42	0.021
0.15	0.10	0.12
0.25	0.21	0.13
1.05	0.86	0.78
0.25	0.21	0.14
0.45	0.39	0.32
1.05	0.92	0.98
0.10	0.11	0.04
0.0	0.06	0.02
0.10	0.18	0.10
0.50	0.45	0.34
0.60	0.53	0.47
1.00	0.96	0.97
0.30	0.18	0.07
0.50	0.33	0.20
1.10	0.86	0.77
0.05	0.02	0.01
0.45	0.35	0.32
0.85	0.65	0.65

appears less biased than the centrifuge. Since the bias is not the same in every laboratory (Table X1.4), it is not possible to recommend inclusion of a correction factor in the methods. This data treatment suggests that the centrifuge method, on the average, yields results about 0.06 % lower than the distillation. The respective biases are -0.13 for the centrifuge and -0.07 for the distillation method.

X1.4.1.3 A more reliable estimate of bias may be obtained if consideration is given only to those samples to which water was added. In this case, the measured differences between the unspiked sample and the spiked sample compared to the actual water added would be indicative of the bias. Table X1.5 shows these differences for each method. On this basis the centrifuge bias has improved slightly, while the distillation is about the same. The difference between the two methods is now 0.04 rather than 0.06. It should be noted that bias is greatest with both methods at higher water content.

X1.4.2 Precision:

X1.4.2.1 To estimate the precision of the tests, the data were analyzed following the ASTM guidelines published as Research Report RR D-2 1007, "Manual on Determining Precision Data for ASTM methods on Petroleum Products"⁴ (1973).

TABLE X1.4 Corrections to be Applied to Measured Values to Obtain "True" Water Content

Method	Laboratory	Correction	
D 1796 Centrifuge	C	+ 0.152±0.095	
	E	+ 0.029±0.125	
	M	+ 0.196±0.135	
	T	+ 0.196±0.100	
	S	+ 0.160±0.122	
	I	+ 0.116±0.126	
	G	+ 0.121±0.115	
	Average	+ 0.132	
	D 95 Distillation	C	+ 0.777±0.082
		E	+ 0.048±0.078
M		+ 0.082±0.077	
T		+ 0.064±0.079	
S		+ 0.077±0.107	
I		+ 0.061±0.112	
G		+ 0.072±0.096	
Average		+ 0.069	

TABLE X1.5 Bias of Methods Estimated from Spiked Samples

Water Added, [^] %	D 95		D 1796	
	Found	Δ	Found	Δ
0.10	0.10	0	0.05	-0.05
0.10	0.08	-0.02	0.00	-0.10
0.10	0.10	0	0.10	0
0.20	0.16	-0.04	0.16	-0.04
0.20	0.15	-0.05	0.12	0.00
0.40	0.39	-0.01	0.16	-0.24
0.40	0.33	-0.07	0.30	-0.10
0.50	0.49	-0.01	0.52	+ 0.02
0.80	0.70	-0.10	0.73	-0.07
0.80	0.70	-0.10	0.70	-0.10
0.80	0.64	-0.16	0.63	-0.17
0.90	0.76	-0.14	0.69	-0.21
Average		-0.06		-0.10

[^] Equal water additions shown are to different crude oils.

X1.4.2.2 Seven laboratories participated in the round robin. Basic sediment and water was measured on 21 crude oil samples in duplicate by the distillation test method (Test Method D 95) and the centrifuge test method (Test Method D 1796). The raw data are presented in Table X1.6.

X1.4.3 *Test for Outliers*—Procedures for rejecting outliers recommended in ASTM RRD-2 1007, "Manual on Determining Precision Data for ASTM Methods on Petroleum Products and Lubricants," were followed.

X1.4.3.1 Distillation Method

The following table lists the outliers rejected and the substituted values:

Laboratory	Sample	Rejected Value	Substituted Value
1	14	0.75	0.53
3	3	0.35, 0.54	0.445
2	11	0.34	0.06
6	13	0.66	0.45
6	15	1.37	0.85

X1.4.3.2 *Centrifuge Method:* The data from Laboratory 5 were rejected outright because incorrect-size centrifuge tubes were used (letter, Shell Oil to E. N. Davis, cc: Tom Hewitt, February 9, 1979). Statistical tests showed that laboratory 5's data did not belong to the same population as the other data.

Laboratory 2's data were also suspect and did not appear to belong to the same population as the other data. However, it was learned that Laboratory 2's results were closest to actual levels of water added to the samples. There is, therefore, a dilemma on whether or not to reject Laboratory 2's data. As a compromise, precision was calculated with and without Laboratory 2's results. The following table lists the outliers rejected and the substituted values when Laboratory 2's results are retained:

Laboratory	Sample	Rejected Value	Substituted Value
2	2	0.19	0.06
2	7	0.42	0.20
2	21	0.85	0.61
6	6	0.65	0.85
6	15	1.59, 1.44	0.922

(b) With Laboratory 2's results omitted, only Laboratory 6's results listed above were rejected.

X1.4.4 Calculation of Repeatability and Reproducibility:

X1.4.4.1 Repeatability and reproducibility were obtained by fitting curves of the appropriate precision of the results on each sample versus the mean value of each sample. An equation of the form:

TABLE X1.6 Round-Robin Results of Water in Crude Oils by ASTM D 95 and ASTM D 1796

Distillation Test Method ASTM D 95																					
Labora- tories	Samples																				
	1	9	15	6	18	2	11	19	3	8	13	14	17	20	21	4	5	7	10	12	16
1	0.86	0.90	0.91	0.91	0.88	0.00	0.02	0.00	0.40	0.39	0.46	0.75	0.25	0.35	0.67	0.10	0.15	0.20	0.16	0.13	0.18
2	0.90	0.94	0.99	0.90	0.90	0.05	0.34	0.04	0.43	0.40	0.48	0.53	0.39	0.35	0.70	0.09	0.25	0.25	0.18	0.11	0.20
3	0.80	0.94	0.98	0.85	0.90	0.05	0.00	0.00	0.35	0.38	0.45	0.43	0.35	0.33	0.65	0.07	0.20	0.23	0.18	0.05	0.15
4	0.93	0.92	0.89	0.90	0.88	0.07	0.02	0.00	0.42	0.40	0.42	0.52	0.35	0.35	0.66	0.10	0.19	0.23	0.18	0.10	0.20
5	0.87	0.88	0.87	0.86	0.86	0.07	0.07	0.05	0.39	0.41	0.42	0.51	0.23	0.39	0.65	0.11	0.21	0.21	0.21	0.16	0.20
6	0.98	0.94	0.85	0.79	0.74	0.04	0.02	0.00	0.58	0.39	0.45	0.44	0.36	0.38	0.61	0.11	0.24	0.23	0.20	0.07	0.24
7	0.91	0.88	0.97	0.85	0.80	0.05	0.01	0.01	0.42	0.40	0.41	0.53	0.34	0.36	0.64	0.05	0.18	0.18	0.15	0.18	0.18
	0.86	0.92	0.92	0.86	0.85	0.01	0.02	0.02	0.39	0.40	0.46	0.53	0.38	0.33	0.66	0.09	0.21	0.21	0.20	0.13	0.15
	0.91	0.94	1.00	0.92	0.90	0.06	0.06	0.04	0.48	0.40	0.47	0.58	0.36	0.30	0.69	0.11	0.24	0.25	0.19	0.14	0.20
	0.85	0.94	0.98	0.83	0.90	0.02	0.03	0.00	0.54	0.40	0.43	0.55	0.33	0.33	0.65	0.10	0.15	0.23	0.15	0.07	0.16
	0.93	0.90	0.91	0.89	0.90	0.07	0.02	0.04	0.42	0.39	0.43	0.52	0.33	0.35	0.67	0.10	0.20	0.19	0.16	0.11	0.19
	0.86	0.92	0.83	0.80	0.80	0.07	0.09	0.04	0.39	0.40	0.37	0.47	0.35	0.35	0.60	0.12	0.20	0.24	0.24	0.18	0.16
	1.01	0.94	1.37	0.84	0.89	0.01	0.00	0.01	0.48	0.80	0.66	0.56	0.30	0.39	0.66	0.13	0.25	0.24	0.21	0.05	0.18
	0.97	0.92	1.03	0.84	0.80	0.02	0.13	0.01	0.39	0.35	0.45	0.47	0.35	0.38	0.65	0.15	0.20	0.23	0.15	0.11	0.15

Centrifuge Test Method D 1796																					
Labora- tories	Samples																				
	1	9	15	6	18	2	11	19	3	8	13	14	17	20	21	4	5	7	10	12	16
1	0.82	0.90	0.87	0.80	0.70	0.05	0.02	0.00	0.23	0.25	0.38	0.48	0.19	0.27	0.65	0.02	0.07	0.05	0.03	0.02	0.02
2	1.03	1.09	1.06	0.74	0.95	0.19	0.07	0.00	0.19	0.40	0.50	0.58	0.38	0.45	0.61	0.15	0.20	0.20	0.20	0.06	0.20
3	0.65	0.80	0.90	0.70	0.70	0.07	0.00	0.00	0.10	0.30	0.30	0.42	0.06	0.20	0.60	0.02	0.02	0.07	0.02	0.00	0.02
4	0.73	0.95	0.88	0.85	0.80	0.00	0.00	0.00	0.18	0.27	0.33	0.46	0.15	0.30	0.63	0.00	0.10	0.10	0.05	0.00	0.05
5	0.69	1.55	0.51	0.87	0.83	0.01	0.03	0.03	0.18	0.21	0.16	0.30	0.21	0.39	0.72	0.75	0.13	0.01	0.21	0.03	0.05
6	0.72	0.75	1.59	0.85	0.65	0.07	0.05	0.05	0.35	0.33	0.25	0.52	0.20	0.45	0.75	0.05	0.15	0.05	0.05	0.05	0.05
7	0.88	1.00	0.85	0.85	0.70	0.00	0.00	0.05	0.15	0.20	0.30	0.40	0.25	0.23	0.63	0.10	0.18	0.25	0.20	0.00	0.18
	0.79	0.89	0.88	0.81	0.74	0.05	0.02	0.02	0.23	0.31	0.35	0.41	0.17	0.29	0.61	0.02	0.06	0.06	0.03	0.02	0.04
	0.88	1.11	1.12	0.74	1.00	0.06	0.05	0.00	0.31	0.43	0.58	0.60	0.34	0.50	0.85	0.21	0.37	0.42	0.17	0.06	0.04
	0.60	0.85	0.90	0.60	0.70	0.07	0.00	0.02	0.10	0.34	0.40	0.50	0.10	0.20	0.45	0.02	0.02	0.12	0.02	0.00	0.02
	0.79	1.00	0.90	0.75	0.70	0.00	0.00	0.00	0.16	0.27	0.40	0.45	0.15	0.27	0.55	0.00	0.05	0.13	0.05	0.00	0.05
	0.76	1.10	0.87	0.93	0.41	0.01	0.05	0.02	0.30	0.54	0.20	0.07	0.19	0.01	0.69	0.06	0.11	0.02	0.09	0.03	0.12
	0.86	0.90	1.44	0.65	0.65	0.09	0.05	0.05	0.32	0.25	0.38	0.52	0.25	0.38	0.80	0.10	0.10	0.13	0.10	0.05	0.10
	0.90	0.85	0.80	0.80	0.80	0.00	0.00	0.05	0.10	0.35	0.30	0.35	0.13	0.25	0.60	0.18	0.20	0.30	0.15	0.00	0.10

$$S = Ax(1 - e^{-bx}) \tag{X1.1}$$

$$\sigma_r^2 = \frac{\sigma_r^2}{n} + \sigma_L^2(n = 2) \tag{X1.3}$$

where:

- S = precision,
- \bar{x} = sample mean, and
- A and b = are constants.

was found to best fit the data. The values of the constants A and b were calculated by regression analysis of the linear logarithmic equation:

$$\log S = \log A / \log (1 - e^{-b\bar{x}}) \tag{X1.2}$$

X1.4.4.2 The standard deviation for repeatability for each sample was calculated from pair-wise (repeat pairs) variances pooled across the laboratories. The standard deviation for reproducibility was calculated from the variance of the mean values of each pair. This variance is equal to the sum of two variances, the variance σ_L^2 due to differences between laboratories and the variance due to repeatability error σ_r^2 divided by the number of replicates:

Using the data calculated above for each sample, the following values for the constants in Eq 1 were obtained:

Constant	Distillation Method 7 Laboratories	
	Repeatability	Reproducibility
b	47.41	47.41
A	0.2883	0.0380
Constant	Centrifuge Method 6 Laboratories	
	Repeatability	Reproducibility
b	11.23	11.23
A	0.0441	0.1043
Constant	5 Laboratories	
	Repeatability	Reproducibility
b	17.87	17.87
A	0.0437	0.0658

The values of precision calculated by Eq 1 were multiplied by 2.828 ($2 \times \sqrt{2}$) to convert them to the ASTM-defined repeatability and reproducibility.

X1.4.4.3 The curves of repeatability and reproducibility for the distillation method in the range 0 to 0.09 % water are shown in Fig. X1.1. These data are also tabulated in Table X1.7. The curves for the centrifuge method in the range 0 to 0.2 % water are shown in Fig. X1.2 (five-laboratory case) and Fig. X1.3 (six-laboratory case).

X1.4.4.4 For higher levels of water the limiting repeatabilities and reproducibilities are:

Method	Repeatability	
	Range of Concentration, %	Value, %
Distillation	≥.085	0.08
Centrifuge (five-laboratory case)	≥.155	0.12
Centrifuge (six-laboratory case)	≥.235	0.12

Method	Reproducibility	
	Range of Concentration, %	Value, %
Distillation	≥0.085	0.105
Centrifuge (five-laboratory case)	≥0.325	0.19
Centrifuge (six-laboratory case)	≥0.315	0.29

X1.4.4.5 It should be pointed out that at the lowest water levels, the precision “statements” for some of the analyses do not permit any pair of results to be considered suspect. This is because the precision interval exceeds twice the mean value. For example, in Fig. X1.1, the repeatability at 0.03 % water is 0.061 %. It is not possible to observe a difference of more than 0.06 and still average 0.03. Thus, a pair of observations of 0.00 and 0.06 are acceptable.

X1.4.4.6 Analyses of variance were performed on the data without regard to any functionality between water level and precision. The following repeatabilities and reproducibilities were found:

Method	Repeat-ability	Reproduc-ibility
Distillation (seven laboratories)	0.08	0.11
Centrifuge (six laboratories)	0.12	0.28

These values are almost exactly the same as the limiting

TABLE X1.7 ASTM Precision Intervals: ASTM D 95 (7 Laboratories)

% Water	Repeatability	Reproducibility	% Water
0.000	0.000	0.000	0.000
0.005	0.017	0.023	0.005
0.010	0.030	0.041	0.010
0.015	0.041	0.055	0.015
0.020	0.049	0.066	0.020
0.025	0.056	0.075	0.025
0.030	0.061	0.082	0.030
0.035	0.065	0.087	0.035
0.040	0.068	0.091	0.040
0.045	0.071	0.095	0.045
0.050	0.073	0.097	0.050
0.055	0.074	0.100	0.055
0.060	0.075	0.101	0.060
0.065	0.076	0.103	0.065
0.070	0.077	0.104	0.070
0.075	0.078	0.104	0.075
0.080	0.078	0.105	0.080
0.085	0.079	0.106	0.085
0.090	0.079	0.106	0.090
0.095	0.079	0.106	0.095
0.100	0.079	0.107	0.100
0.105	0.079	0.107	0.105
0.110	0.080	0.107	0.110
0.115	0.080	0.107	0.115
0.120	0.080	0.107	0.120
0.125	0.080	0.107	0.125
0.130	0.080	0.107	0.130

values obtained by curve fitting.

X1.5 Conclusions and Recommendations

X1.5.1 Data obtained in seven-laboratory round robin on measurement of basic sediment and water by the distillation test method (D 95) and the centrifuge test method (D 1796) in 21 crude oil samples were examined. The conclusions are:

X1.5.1.1 Distillation Method:

Precision is related to water content up to about 0.08 % water.

In the range from 0.01 to 0.08, repeatability varies from 0.020 to 0.078 and reproducibility from 0.041 to 0.105.

Above 0.1 % water, the repeatability is 0.08 and the

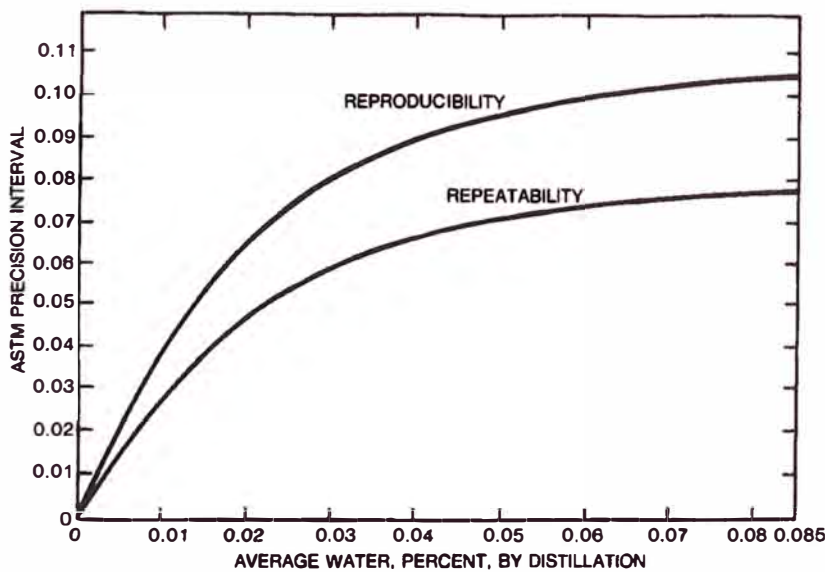


FIG. X1.1 Basic Sediment and Water Precision for ASTM Test Method D 95 Distillation (Based on Seven Laboratories)

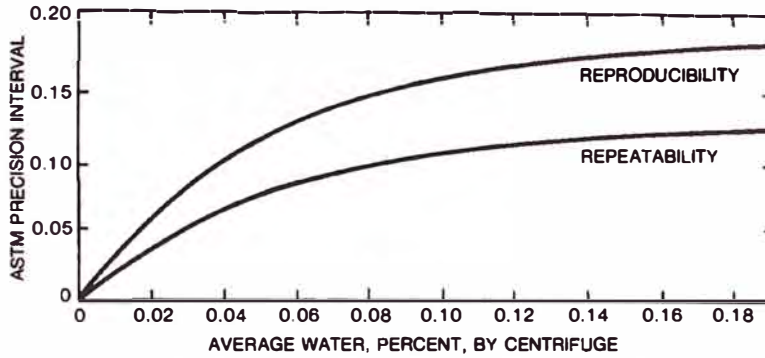


FIG. X1.2 Basic Sediment and Water Precision for ASTM Test Method D 1796 Centrifuge (Based on Five Laboratories)

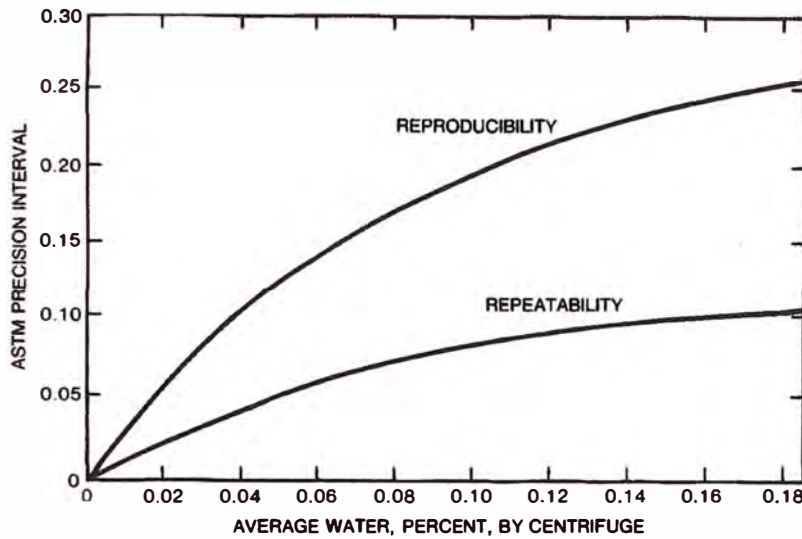


FIG. X1.3 Basic Sediment and Water Precision for ASTM Test Method D 1796 Centrifuge (Based on Six Laboratories)

reproducibility is 0.11.

X1.5.1.2 Centrifuge Method:

Repeatability is related to water content up to about 0.2 % water and reproducibility up to about 0.3 %.

In the range 0.01 to 0.2, repeatability varies from 0.01 to 0.11 and reproducibility in the range 0.02 to 0.3 from 0.03 to 0.28.

X1.5.2 It is recommended that:

X1.5.2.1 Precision should be presented as a graph in the

range where precision varies with water content.

X1.5.2.2 Precision should be presented as a statement where the precision is constant.

X1.5.3 In view of what appears to be lower bias and better precision, Test Method D 95 should be the specified method for use in critical situations.

The American Society for Testing and Materials takes no position respecting the validity of any patent rights asserted in connection with any item mentioned in this standard. Users of this standard are expressly advised that determination of the validity of any such patent rights, and the risk of infringement of such rights, are entirely their own responsibility.

This standard is subject to revision at any time by the responsible technical committee and must be reviewed every five years and if not revised, either reapproved or withdrawn. Your comments are invited either for revision of this standard or for additional standards and should be addressed to ASTM Headquarters. Your comments will receive careful consideration at a meeting of the responsible technical committee, which you may attend. If you feel that your comments have not received a fair hearing you should make your views known to the ASTM Committee on Standards, 100 Barr Harbor Drive, West Conshohocken, PA 19428.