



7
622.3382
A 478
C.2

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL



Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

"DESCRIPCION, EVALUACION DE LOS PROCESOS DE SEPARACION Y TRATAMIENTO QUIMICO EN LAS FACILIDADES DE PRODUCCION DEL NORTE" (BLOQUE 16 ORIENTE ECUATORIANO)

TESIS DE GRADO
Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETROLEO

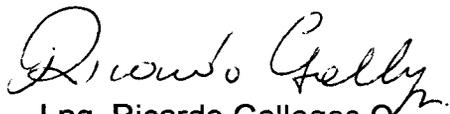
Presentada por:
ALBERTO ARROYO FLORES

GUAYAQUIL-ECUADOR

1997



Ing. Miguel Angel Chavez
DECANO DE LA FACULTAD DE
ING. EN CIENCIAS DE LA TIERRA



Ing. Ricardo Gallegos O.
DIRECTOR DE TESIS



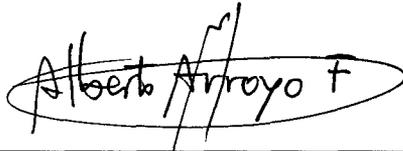
Ing. Klever Malavé
MIEMBRO DEL TRIBUNAL



Ing. Daniel Tapia
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

“La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL)

A handwritten signature in black ink that reads "Alberto Arroyo F". The signature is written in a cursive style and is enclosed within a hand-drawn oval. A horizontal line is drawn below the signature.

ALBERTO ARROYO FLORES

AUTOR DE LA TESIS

Dedico orgullosamente este trabajo a mis padres, por sus esfuerzos y sacrificios para mi realización Profesional.

Mi profundo agradecimiento a YPF Ecuador, al Ing. Washington Gallegos, Gerente de Recursos Humanos de la Compañía Maxus; al Ing. Mantilla; así como a todas las nobles personas que desinteresadamente me brindaron su ayuda y su tiempo.

Agradezco especialmente al Ing. Kenett Mejía por su constante ayuda y colaboración en la realización de este trabajo.

Agradezco al Ing. Ricardo Gallegos director de la Tesis, por su ayuda, por su guía, por su constancia en nuestra formación profesional.

Agradezco a DIOS Todo Poderoso.

RESUMEN

En este trabajo se describe el proceso y tratamiento que recibe el crudo pesado, que debido a su alta viscosidad requiere de tecnología de punta para extraerlo, producirlo y comercializarlo.

Todo crudo pesado tiene poca facilidad de transporte por tal motivo se utilizan bombas de alta capacidad con la finalidad de vencer las pérdidas por fricción ocasionada por la alta viscosidad, y así poder llevarlo hacia la estación principal desde las estaciones de producción.

En las Facilidades de Producción del Norte existen dos trenes paralelos de proceso, los cuales pueden trabajar independientemente o interconectados.

Al ingresar los crudos a las Facilidades de Producción del Norte, los provenientes del Sur son calentados en un Intercambiador para aumentar su temperatura que perdieron debido al recorrido de grandes distancias, luego se unen a los crudos de Tivacuno e ingresan juntos al Tren A, los crudos provenientes de Capirón ingresan al el Tren B al no ser estabilizados pues no existe separación de gas en su respectiva estación.

Como el corte de agua utilizado para producir crudo, es alto, por cada tren existe a la entrada un Separador de Agua Libre (Separador trifásico), cuyo



BIBLIOTECA
CENTRAL

objetivo es separar el agua libre. Luego el crudo ingresa a un Intercambiador de Calor para reducirle la viscosidad y con el objeto de que actúen mejor los químicos.

El crudo va después al Separador de Producción que también es trifásico, esta es la segunda etapa y donde se separa todo el gas posible a la corriente de crudo, al salir el crudo del Separador de Producción debe ir a la Deshidratadora para extraerle el agua remanente.

Después de esto en su proceso normal el crudo ingresa a la Bota Desgasificadora donde por presión de vacío se extrae el gas que logro pasar de los equipos anteriores.

Al salir el crudo de la Bota entra al Tanque de Almacenamiento y Bombeo, donde será impulsado a Shushufindi.

La eficiencia de los equipos se la mide en base al BSW que debe ser menor al 1%, para poder ser bombeado por el oleoducto.

El crudo debe tener un tratamiento químico, el mismo que se hará para contrarrestar los problemas que se tiene como la emulsión, las incrustaciones, el arrastre de crudo y la depositación de sólidos en los equipos. Por su parte el agua producida también tiene su tratamiento, por

eso se trata las incrustaciones, la corrosión y las bacterias que también causan la corrosión, la cual es severa debido a los altos cortes de agua.

El agua de formación es tratada de tal manera que no cause daño al Medio Ambiente. Se obtiene agua de las salidas de los equipos superficiales como Separadores de Agua Libre (FWKO), Separadores de Producción, Deshidratadoras, con diferentes concentraciones de crudo, y van hacia un Recolector de aguas cuya finalidad es separar el crudo que se encuentra en suspensión, luego el agua ingresa a las Celdas de Flotación donde se eliminan casi todas las impurezas como el aceite y sólidos.

El agua de formación, debe tener residuales de aceite y sólidos suspendidos en un rango hasta 10 ppm y 20 ppm respectivamente, bajo esas condiciones puede ser inyectada con bombas de altas presiones.

El gas se recolecta de las Botas para recuperar condensados y otra parte se lo obtiene de los Separadores de Agua Libre y Separadores de Producción para utilizarlo en el sistema de protección por colchón de gas de los recipientes cerrados. El gas juega un papel importante en el proceso debido a las presiones de vapor ejercidas por éste, permite el flujo de fluidos en los recipientes, y la disminución del mismo puede originar cambios en las estabilidad.

Los medios de control del proceso son la temperatura; presión; nivel; así como el tratamiento químico; los equipos de superficie que poseen su propio diseño interno tales como placas corrugadas, laminas perforadas, campo electrostático; y el control automático permite mantener estable el proceso.

Para controlar el proceso, se tratará de que los equipos trabajen de manera eficiente y para eso es indispensable el monitoreo de laboratorio

Para complementar la acción de YPF se controla el impacto ambiental, para eso el crudo es procesado de tal forma que no afecte al medio Ambiente.

INDICE GENERAL

RESUMEN.....	VI
INDICE GENERAL.....	X
INDICE DE FIGURAS.....	XIV
LISTA DE APENDICES.....	XVI
INDICE DE ABREVIATURAS.....	XVIII
INTRODUCCION.....	XX

CAPITULO I

GENERALIDADES.....	22
1.1 GENERALIDADES DEL BLOQUE 16.....	22
1.1.1 Historia de YPF - Ecuador.....	26
1.1.2 Ubicación del bloque.....	27
1.1.3 Descripción de los yacimientos del bloque.....	28
1.1.3.1 Reservas existentes.....	32
1.2 PROTECCION Y CONTROL DEL MEDIO AMBIENTE.....	32
1.2.1 Tratamiento natural del agua.....	34
1.3 DINAMICA DE LAS SEPARACIONES.....	36
1.3.1 Elementos y mecanismos de separación.....	36
1.4 FUNDAMENTOS DE CONTROL AUTOMATICO.....	42
1.4.1 Malla retroalimentada.....	44
1.4.2 Instrumentos de control.....	46

1.4.2.1 Transmisores.....	47
1.4.2.2 Transductores.....	48
1.4.2.3 Controladores-Indicadores.....	49
1.4.2.4 Válvulas de control.....	50
1.4.3 Acciones de control.....	51

CAPITULO II

EQUIPOS UTILIZADOS EN EL PROCESO.....	55
2.1 DESCRIPCION GENERAL LOS EQUIPOS.....	55
2.2 PRINCIPIO DE OPERACION DE LOS EQUIPOS.....	63
2.3 INSTRUMENTOS DE SEGURIDAD Y PROTECCIÓN.....	81
2.4 ACCION DE PARO AUTOMATICO.....	87

CAPITULO III

CONTROL DE EQUIPOS.....	89
3.1 CONTROLES USADOS EN EL PROCESO.....	89
3.2 LAZOS DE CONTROL DEL PROCESO.....	97
3.3 SISTEMA DE CONTROL DE LOS EQUIPOS.....	115
3.4 PUNTO DE AJUSTE EN LOS EQUIPOS.....	140

CAPITULO IV

SEPARACION DEL CRUDO EN LA ESTACION CENTRAL.....	142
4.1 OBJETIVOS.....	142

4.2 SISTEMAS DE CONTROL EN EL PROCESO.....	143
4.3 SISTEMA DE CALENTAMIENTO DEL CRUDO.....	146
4.4 SEPARACION DEL CRUDO.....	149
4.5 SEPARACION DEL AGUA.....	156
4.5.1 Sistema de recolección de agua.....	156
4.5.2 Sistema de inyección de agua.....	158
4.6 SEPARACION DEL GAS.....	161
4.6.1 Sistema de recolección de gas.....	161
4.6.2 Sistema de disposición del gas.....	164
4.7 EVALUACION.....	166

CAPITULO V

TRATAMIENTO QUIMICO.....	170
5.1 OBJETIVOS.....	170
5.2 PROBLEMAS QUE OCURREN EN EL PROCESO.....	171
5.2.1 Causas que lo ocasionan.....	179
5.3 DESCRIPCION DE LOS QUIMICOS UTILIZADOS.....	199
5.4 TRATAMIENTO AL CRUDO.....	210
5.4.1 Puntos de inyección y dosificación.....	216
5.5 TRATAMIENTO AL AGUA EXTRAIDA.....	217
5.5.1 Puntos de inyección y dosificación	222
5.6 FACTORES QUE INFLUYEN EN EL TRATAMIENTO.....	226
5.7 RESULTADOS.....	228

5.8 COSTOS.....	229
5.9 EVALUACION.....	230
CONCLUSIONES.....	235
RECOMENDACIONES.....	238
FIGURAS.....	240
APÉNDICES.....	269
SIMBOLOGIA.....	298
BIBLIOGRAFIA.....	299



BIBLIOTE
CENTRA

INDICE DE FIGURAS

- Ilustración # 1. Mapa de Ubicación del Bloque 16
- Ilustración # 2. Ubicación de los pozos
- Ilustración # 3. Tratamiento natural de aguas producidas
- Ilustración # 4. Tren A y B de equipos para deshidratación de crudo
- Ilustración # 5. Interior del Separador de Agua Libre (V-1101 A/B)
- Ilustración # 6. Interior del Intercambiador de Calor (E 1104/1204)
- Ilustración # 7. Interior del Separador de Producción (V 1105/1205)
- Ilustración # 8. Vista interna del Deshidratador Electrostático (V 1106/1206)
- Ilustración # 9. Celda de Flotación (V-1212 A/B)
- Ilustración #10. Válvulas Selenoides
- Ilustración # 11. Diagrama de ubicación de las válvulas de control y las válvulas de Paro del proceso
- Ilustración # 12. Transmisor del Separador de Agua Libre
- Ilustración # 13. Transmisor del Deshidratador Electrostático
- Ilustración # 14. Diagrama del Separador de Agua Libre (V-1101 A/B)
- Ilustración # 15. Diagrama del Intercambiador de Calor (E-1104/1204)
- Ilustración # 16. Diagrama del Separador de Producción (V-1105/1205)
- Ilustración # 17. Diagrama del Deshidratador Electrostático (V-1106/1206)

- Ilustración # 18.** Diagrama de las Bombas P-1073 y P-1074 del Deshidratador Electrostático
- Ilustración # 19.** Diagrama del Recolector de Aguas de Formación (V-1111)
- Ilustración # 20.** Diagrama de las Celdas de Flotación (V-1212 A/B)
- Ilustración # 21.** Diagrama del Separador de Gas Recuperado (V-1061)
- Ilustración # 22.** Diagrama del Separador de Gas y Agua Recirculada (V-1062)
- Ilustración # 23.** Diagrama del Tanque T-1108 A/B de Almacenamiento y Bombeo de crudo
- Ilustración # 24.** Diagrama del Sistema de Recuperación de Calor
- Ilustración # 25.** Esquema de proceso de crudo pesado
- Ilustración # 26.** Diagrama del Sistema de Tratamiento e inyección de Aguas Producidas
- Ilustración # 27.** Diagrama de los Sistemas de Recuperación de Hidrocarburos ligeros y Manto de Gas
- Ilustración # 28.** Esquema de los puntos de inyección de químicos

LISTA DE APÉNDICES

- Apéndice A.** Instructivo diario de operación, Facilidades de Producción del Norte
- Apéndice B.** Contenido de agua y sedimentos del crudo a la salida de las Deshidratadoras; Aceite y sólidos suspendidos a la entrada y salida de agua de las Celdas de Flotación.
- Apéndice C.** Promedio mensuales de BSW, aceite y sólidos suspendidos
- Apéndice D.** Contenido de agua y sedimentos en porcentajes a la salida de crudo de la Deshidratadora B (V-1206).
- Apéndice E.** Contenido de agua y sedimentos en porcentajes a la salida de crudo de la Deshidratadora A (V-1106).
- Apéndice F.** Comparación de los sólidos suspendidos a la salida del Recolector de Agua Producida (V-1111) y en la Descarga de las Bombas P-1117 A/B/C de las Celdas de Flotación.
- Apéndice G.** Comparación del aceite suspendido a la salida del Recolector de Agua Producida (V-1111) y en la Descarga de las Bombas P-1117 A/B/C de las Celdas de Flotación.
- Apéndice H.** Galones de químicos utilizados en el tratamiento de crudo y agua.
- Apéndice I.** Promedio mensual del contenido de agua y sedimentos del crudo al ingresar a las Facilidades de Producción del Norte.
- Apéndice J.** Barriles de aceite y agua producido en YPF.

- Apéndice K. Consumo mensual de galones de dimulsificante de acción continua durante las operaciones de YPF.
- Apéndice L. Consumo mensual de galones de Antiescala durante las operaciones de YPF.
- Apéndice M. Consumo mensual de galones de inhibidor de corrosión para agua durante las operaciones de YPF.
- Apéndice N. Consumo mensual de galones de Biocida durante las operaciones de YPF.
- Apéndice O. Rendimiento de los químicos utilizados en el tratamiento de crudo y agua.
- Apéndice P. Costo de los químicos utilizados en el tratamiento de crudo y agua.

INDICE DE ABREVIATURAS

BP	: Banda proporcional
BPPD	: Barriles de petróleo por día
D	: Derivativa
E	: Intercambiador
F.A	: A falla abre
F.C	: A falla cierra
FAH	: Alarma de alto flujo
FAHH	: Alarma de alto-alto flujo
FAL	: Alarma de bajo flujo
FALL	: Alarma de bajo-bajo flujo
FC	: Controlador de flujo
FE	: Medidor de flujo
FV	: Válvula de flujo
FIC	: Controlador-Indicador de flujo
FSH	: Interruptor de alto flujo
FSHH	: Interruptor de alto-alto flujo
FSL	: Interruptor de bajo flujo
FSLL	: Interruptor de bajo-bajo flujo
FT	: Transmisor de flujo
HS	: Interruptor de mano
LAH	: Alarma de alto nivel
LAHH	: Alarma de alto-alto nivel
LAL	: Alarma de bajo nivel
LALL	: Alarma de bajo-bajo nivel
LC	: Controlador de nivel
LG	: Mirilla
LI	: indicador de nivel
LIC	: Controlador-Indicador de nivel
LPCM	: Libras por pulgadas cuadradas manométricas
LSH	: Interruptor de alto nivel
LSHH	: Interruptor de alto-alto nivel
LSL	: Interruptor de bajo nivel
LSLL	: Interruptor de bajo-bajo nivel
LT	: Trasmisor de nivel
LV	: Válvula de nivel
LXHH	: Señal de nivel convertida (alto-alto) hacia el PLC.
LXLL	: Señal de nivel convertida (bajo-bajo) hacia el PLC
LY	: Transductor de nivel
MMBNP	: Millones de barriles netos de petróleos
NPF	: Facilidades de Producción del Norte
P	: Bombas
PAH	: Alarma de alta presión
PAHH	: Alarma de alta-alta presión

PAL : Alarma de baja presión
PALL : Alarma de baja-baja presión
PC : Controlador de presión
PCV : Válvula de control de presión
PDC : Controlador de presión diferencial
PDI : Indicador de presión diferencial
PDY : Transductor para presión diferencial
PI : Manómetro
PIC : Controlador-Indicador de presión
PPB : Partes por billón
PPM : Partes por millón
PSE : Elemento de seguridad de presión
PSH : Interruptor de alta presión
PSHH : Interruptor de alta-alta presión
PSL : Interruptor de baja presión
PSLL : Interruptor de baja-baja presión
PSV : Válvula de seguridad de presión
PT : Transmisor de presión
PXHH : Señal de presión convertida (alta-alta) hacia el PLC
PXLL : Señal de presión convertida (baja-baja) hacia el PLC
PY : Transductor de presión
R : Reajuste
RPG : Relación gas/petróleo
T : Tanques
TAH : Alarma de alta temperatura
TAHH : Alarma de alta-alta temperatura
TAL : Alarma de baja temperatura
TALL : Alarma de baja-baja temperatura
TC : Controlador de temperatura
TE : Elemento de temperatura
TI : Termómetro
TIC : Controlador-indicador de temperatura
TSE : Elemento de seguridad de temperatura
TSH : Interruptor de alta temperatura
TSHH : interruptor de alta-alta temperatura
TSL : Interruptor de baja temperatura
TSLL : Interruptor de baja-baja temperatura
TT : Transmisor de temperatura
TV : Válvula de temperatura
TXHH : Señal de temperatura convertida (alta-alta) hacia el PLC
TXLL : Señal de temperatura convertida (baja-baja) hacia el PLC
TY : Transmisor para temperatura
SDV : Válvula de paro de seguridad
SPF : Facilidades de Producción del Sur
V : Recipientes

INTRODUCCION

La recuperación de crudo pesado frente a los livianos es pequeña, debido a la baja movilidad como consecuencia de su elevada viscosidad. Sin embargo la importancia de este tipo de petróleo es la enorme cantidad de reservas, que pueden ser industrializadas en un futuro cercano en nuestro país.

El presente trabajo tiene por objeto realizar un estudio del proceso de crudo pesado en las Facilidades de Producción del Norte. Primeramente se ha hecho una descripción, luego una evaluación del mismo, en base a la calidad que el crudo procesado ha tenido al salir del último equipo de la etapa de deshidratación que es el Deshidratador Electrostático, así como una evaluación del sistema de tratamiento de aguas producidas en base a la calidad obtenida al salir de las Bombas de las Celdas de Flotación, lo cual estas constituyen la ultima etapa de tratamiento en las Facilidades de Producción del Norte.

Todos los datos empleados son los promedios mensuales de los resultados diarios, obtenidos a partir desde el inicio de la planta en Junio del 94 hasta el mes de Agosto de 1996.

También se ha hecho una descripción del tratamiento químico aplicado al proceso de crudo pesado, se explican además los problemas que ocurren,

las causas que lo ocasionan y las soluciones que se dan para resolver los problemas.

Se hizo una evaluación en base a los resultados que se han obtenido en relación con la calidad del crudo y el agua producida, tomando en cuenta que esto se logra conjuntamente con el tratamiento químico, los equipos y el sistema de calentamiento.

De los resultados obtenidos en la tabulación de los datos, se comprobará la calidad del aceite como producto de los procesos de separación y lo apropiado del tratamiento químico llevado desde el inicio de las operaciones en las Facilidades de Producción del Norte.

El trabajo, conclusiones y recomendaciones expuestas aquí, se han logrado exclusivamente en base a las operaciones técnicas que incorporan la más moderna tecnología utilizada en el Bloque 16 en el Oriente Ecuatoriano.

CAPITULO I

GENERALIDADES

✓ 1 1 Generalidades del Bloque 16

El proyecto consiste de dos instalaciones principales de Producción creadas para el desarrollo del bloque 16. Las “Facilidades de Producción del Sur (SPF)”, procesarán el petróleo producido en los Campos Amo, Daimi, Ginta e Iro. Las “Facilidades de Producción del Norte (NPF)”, localizada en el Bloque 14, actualmente procesa el petróleo producido en los Campos del Sur antes mencionados, como los provenientes de Capirón y Tivacuno de áreas reservadas a Petroecuador (ver la ilustración # 2).

El concepto de desarrollo para la producción de crudo pesado realizado por YPF esta basado en la perforación direccional múltiple en racimo.

El concepto de racimo tiene el propósito de desarrollar los yacimientos minimizando el impacto ambiental así como los costos asociados con caminos, plataformas e instalación de líneas de flujo.

El número de pozos que suele perforarse desde cada plataforma es de cuatro a siete en la primera fase de delineación de los campos.

Las zonas de producción están espaciadas a aproximadamente 700 m y se desvían a ángulos de 20° a 50° a partir de 3000-3500 pies.

Para la segunda fase o de relleno se está considerando la perforación de pozos horizontales, una vez la estructura de los yacimientos esté mejor definida y el rendimiento de los pozos direccionales justifique dicha estrategia.

Los pozos direccionales también tienen la ventaja de reducir costos de perforación al realizarse varios pozos desde un solo lugar. En los yacimientos Tivacuno, Bogi, Capirón y el Sur se han instalado sendas plataformas de perforación desde las cuales se han perforado un total de 39 pozos direccionales hasta la fecha.

Actualmente hay 12 pozos en Tivacuno y Capirón que producen petróleo a través de unidades de bombeo electrosumergible desde profundidades



de 9.000-9500 pies. Por oleoductos secundarios desde las plataformas de producción se enlazan las Facilidades de Producción del Norte donde se separa el petróleo.

La Producción del Sur va, de momento, a las Facilidades de Producción del Norte donde se realiza la separación de todos los campos, hasta que las Facilidades de Producción del Sur en Daimi entren en servicio.

Las Facilidades de Producción del Norte ocupa una amplia zona que contiene instalaciones de tratamiento del crudo, almacenamiento, dos turbinas y sus quemadores para producir electricidad, reinyección de agua producida, Tanques Desnatadores de Agua Producida, agua potable, servicio para combatir incendios, dispositivos para lanzar y recibir raspatubos, talleres de mantenimiento, alojamiento, instalaciones de recreo y deportivas, comunicaciones y un centro medico.

Hasta la fecha, la inversión combinada para el bloque 16 y los campos Tivacuno, Bogi, y Capirón se calcula que asciende a US\$ 900 millones aproximadamente, una de las más grandes inversiones realizadas para un sólo proyecto en Ecuador. Las medidas de protección ambiental que se han empleado en todas las etapas de trabajo han tenido porcentaje importante de dicha inversión.

Los típicos crudos pesados que llegan a las facilidades del Norte por sus características de procesamiento y transporte, debido a las altas viscosidades y caídas de presión en el oleoducto así como el alto contenido de asfáltenos que contribuye a la formación de emulsiones estables difíciles de romper, hace necesario poseer un sistema de calentamiento para mejorar la separación de agua y gas, lo cual también permite el transporte de crudo hasta las facilidades de Shushufindi, donde se realiza la mezcla con crudo liviano de Petroecuador (29.9°), lográndose conseguir las especificaciones requeridas para la entrega del crudo producido por YPF al Sistema de Oleoducto Trans-Ecuatoriano (SOTE).

Las plataformas del Norte; Capirón y Bogi se completan en un cabezal para recepción de producción y prueba de pozos, un separador de prueba vertical, equipo de inyección de químicos y compresor para generación de aire instrumentos. En Tivacuno, a diferencia de los otros campos posee un Separador de Producción y uno de prueba horizontal, recipiente de estabilización y bombas de transferencia, el gas separado es quemado en una Tea. Todos los campos poseen lanzadores por la línea de crudo, recibidores de raspatubos por la línea de recirculación e inyección de agua producida. La totalidad de los fluidos producidos, son bombeados a las respectivas facilidades centrales basados en la capacidad de las bombas eléctricas sumergibles de cada pozo.

1.1.1 Historia de YPF-Ecuador

En 1987, Petroecuador firmó un contrato de servicio con un Consorcio formado por Conoco (35 %), Nomeco (14%), Opic (31%), Murphy (10 %) y Canan Offshore (10 %) para explorar el bloque 16 en la región oriente.

Conoco-Ecuador fue designada operadora del Consorcio. El programa exploratorio resultó en el descubrimiento de cinco campos comerciales dentro del bloque 16 : Bogi, Amo, Daimi, Ginta e Iro. Las reservas combinadas de los yacimientos en estas estructuras se estiman en 200 millones de barriles de petróleo de gravedad 17°API.

Después de varios años como operadora, Conoco se retiró del consorcio y Maxus-Ecuador, se hizo cargo de la operación. Maxus ha efectuado el desarrollo del Bloque 16 y de los campos Tivacuno, Capirón y Bogi de Petroecuador para extraer las reservas de crudo pesado realizando grandes inversiones en todas las áreas de desarrollo. El aspecto sobresaliente ha sido la adopción de diversas medidas de protección al medio ambiente en cada fase del desarrollo.

En 1992, Petroecuador concedió al consorcio de Maxus el Plan de Desarrollo de los campos de Tivacuno y Capirón, fuera del bloque 16, donde la empresa estatal había descubierto considerables reservas. Ambos yacimientos están próximos a la carretera y al oleoducto requerido para enlazar el bloque 16 con el núcleo de operaciones petroleras en Lago Agrio.

En Mayo de 1994 se inicio la producción en los campos Tivacuno, Capirón y Bogi; desde entonces la producción se ha ido incrementando a niveles actuales promedio de 30.000 bbls/ día.

En 1995 Maxus es Adquirida por YPF y ha cedido sus intereses en el consorcio a su propietaria bajo las mismas cláusulas del contrato de servicio que Conoco había firmado.

.1.2 Ubicación del Bloque 16

El bloque 16 esta situado dentro de un área sensible que incluye parte del Parque Nacional Yasuni ,que ha sido designado como una biosfera mundial, y una porción de la reserva Nativa Huaorani.

El bloque 16 se ubica en la Región Amazónica en el sector sur-oriental del oriente ecuatoriano, limitando al norte y oeste con el

bloque 14 operado por la compañía Elf, hacia el, oeste y el sur con el bloque 17 operado por la compañía Braspetro.

El bloque 16 se encuentra localizado 220 kilómetros al sur-este de Quito y aproximadamente a 44 kilómetros al este del existente campo Auca en el Oriente ecuatoriano. La ilustración # 1 muestra la ubicación del bloque 16 en el país.

Tres de las mas grandes acumulaciones, el tren o tendencia Amo-Daimi-Ginta están a lo largo de un sistema de fallas asociadas Norte-Sur. La acumulación Iro se encuentra en la parte baja del bloque del lado limitante con una falla oeste.

La acumulación mas pequeña Bogi, esta situada en la parte noroeste del Bloque 16 y se extiende a través de la frontera norte al área reservada para Petroecuador.

1.1.3 Descripción General de los yacimientos del Bloque.

Los Yacimientos del bloque 16, son subsaturados, de bajo RGP, baja gravedad API (promedio 16-17), alta viscosidad y alto contenido de metales. Debido a la profundidad de la formaciones, presiones, productividad del pozo y las propiedades del flujo de

fluidos asociados con estos campos, el levantamiento artificial con bombas eléctricas sumergibles (ESP) ha sido determinado como el mejor sistema ha ser utilizado. Todo el proceso de fluidos y la generación de energía asociada con las Bombas Electrosumergible serán instaladas en las facilidades centrales (NPF y SPF).

Las condiciones de los pozos dentro del bloque son parecidas a las del resto de la provincia petrolera de Oriente. Las temperaturas del fondo del pozo varían de 190-220 °F, y la presión promedio del yacimiento es de 3.200 lpc - 3.900 lpc.

Los yacimientos del Bloque 16. Se definen como yacimientos delgados altamente permeables saturados con petróleo pesado con un fuerte empuje de agua ya sea lateral o de fondo.

La teoría de crudos pesados con fuerte empuje de agua nos muestra que a mas cantidad de fluido levantando de cada pozo, mayor es la recuperación de petróleo, razón por la cual el método de levantamiento artificial elegido fue el de bombeo electrosumergible ya que los otros métodos de levantamiento son limitados en su capacidad.

Los yacimientos que se explotan son M-1, U, T, Hollín, yacimientos de arenisca relativamente limpias sin mucho contenido de arcilla.

Las propiedades promedio de los yacimientos del Bloque 16 se muestran en la siguiente tabla.

Espesor Saturado	50 - 100 pies
Porosidad	18 - 22 %
Saturación de agua	12 - 25 %
Permeabilidad	2000 - 10000 md

La cantidad de agua que se espera producir en el punto mas alto en el Bloque 16 es de alrededor de 600.000 BAPD (en al año 2000) con una producción de petróleo de aproximadamente (60.000) BPPD esto es una relación agua-petróleo de 10, de esta relación se deduce una vital importancia de un eficiente sistema de separación de agua del crudo.

Las propiedades de los fluidos producidos en el Bloque 16 están alrededor de 15-20 API en gravedad especifica y de 20-90 cp en viscosidad. Debido al sistema de levantamiento y mecanismo de recobro de petróleo (empuje de agua) no se tendrá presiones menores a la presión de burbuja en el yacimiento. La cantidad de

gas en solución también son bajas, están entre 50-340 PCN/BN en Tivacuno medidos por el Separador de Prueba.

Las altas cantidades de agua que se producen en el Bloque 16 se separan del petróleo y son reinyectados a la formación a efectos de no contaminar la región Amazónica.

Basada en la cantidad de petróleo producido podemos estimar que alrededor de 4'800.000 PCN de gas producido el cual es quemado en la Tea o Mechero. Este gas no tiene contenido de azufre (H_2S) que provocaría altos niveles de corrosión.

La producción combinada de unos 30.000 Barriles de petróleo por día (BPPD) se divide de la siguiente forma en 4.500 BPPD de Tivacuno, 16.000 BPPD Capirón y 9.000 BPPD en el Sur contra una cuota de permisible de 35.000 BPPD. Hay 5 pozos productores en Tivacuno, 7 Capirón y 27 en el Sur.

Las zonas productoras son las clásicas de la provincia petrolífera de Oriente: areniscas Napo M, T y U del cretáceo y la formación Hollín.

El contenido de azufre es de aproximadamente 1.5%.

1.3.1 Reservas Existentes

El petróleo original en sitio en el Bloque 16 y Tivacuno es de 1500 MMBNP y las reservas recuperables totales del bloque son de 217 MMBNP esto significa alrededor de 15 % que es un factor de recobro promedio para este tipo de yacimientos.

La mayoría de las reservas se hallan en los cuatro campos al sudeste del bloque: Amo, Daimi, Ginta e Iro.

Se calcula que las reservas recuperables de YPF por campo, en lo que dura el proyecto son de 17 MMBPND en Tivacuno; 32 MMBPND en Capirón , de los cuales el 93% se encuentran en el área de Petroecuador, y el remanente en el Bloque 16; y 75 MMBPND en Amo. Las reservas de los campos Daimi, Ginta e Iro se han evaluado completamente después de los resultados de los pozos de delineación de los campos, se estima que están 93 MMBPND.

1.2 Protección y Control del Medio Ambiente

Durante el desarrollo del bloque 16, Tivacuno, Capirón, Bogi, Shushufindi y Lago Agrio se han observado las mas estrictas



precauciones para proteger el medio ambiente, de acuerdo con los reglamentos del gobierno ecuatoriano y el Plan de manejo ambiental propio de YPF.

YPF se rigió por el mismo criterio en su perforación de desarrollo, minimizando su impacto en la selva mediante el uso de pozos direccionales perforados desde una plataforma común. Se reducen así el número de vías de acceso y de claros en la selva para ubicar los pozos, lo que a su vez elimina los asentamientos humanos que a menudo ocurren próximos a las carreteras que se abren paso por la selva.

Este plan cubre prácticamente todas las situaciones posibles y se han implementados en todas las fases de la obra, incluyendo construcción, perforación y de despojos, derrames de petróleo, tratamiento de agua y repoblación vegetal entre otras.

Las operaciones han sido minuciosamente controladas para evitar derrames y la descarga accidental de líquidos producidos a los ríos. Se han instalado puntos estratégicos de control a lo largo del oleoducto, especialmente en los cruces fluviales del Napo y el Aguarico. El desecho de despojos en las plataformas de perforación esta altamente regulado con las precauciones necesarias para no contaminar el ecosistema.

Se ha puesto especial énfasis en reducir el impacto en el hábitat de la selva, sobre todo en cuanto a la tala de arboles y repoblar la vegetación en lo posible para contener la erosión y evitar daños en los linderos de la carretera.

Sistema de drenajes para protección Ambiental

La recolección, tratamiento y disposición del agua lluvia, se puede lograr utilizando al menos dos sistemas.

- a) Tratamiento Natural para protección Ecológica.
- b) Tratamiento físico-químico e inyección del agua producida.

1.2.1 Tratamiento Natural del agua

El tratamiento del agua producida que pase a la piscina denominada API, cubre los siguientes pasos principales:

El drenaje de aguas proveniente de los Tanques de Almacenamiento y bombeo, sobre flujos en Tanques de Desnatado de agua de formación y drenajes contaminados que se produzcan en el proceso, se envían al separador API para separar y recuperar el crudo emulsionado. ver ilustración # 3.

Desde el separador API, el agua producida con mínima cantidad de crudo se envía hacia un conjunto de dos piscinas (de retención y de oxidación).

La piscina de retención va a permitir la vaporización de las fracciones livianas del crudo remanente y, la depositación por gravedad de los sólidos en suspensión. El tiempo de residencia del agua producida en esta piscina puede ser de 24 horas, desde donde pasará a la piscina de oxidación por un canal de desagüe.

La piscina de oxidación va a permitir la aireación, vaporización de las sustancias volátiles y foto-oxidación por la acción de factores climáticos tales como los rayos solares y los vientos, así como la biodegradación microbiana de los restos de hidrocarburos y la continuación de la depositación por gravedad de los sólidos en suspensión. El tiempo de residencia del agua en esta piscina, puede ser de 72 horas, desde donde luego pasará al pantano.

1.3 Dinámica de las separaciones

1.3.1 Elementos y mecanismos de Separación

Placas corrugadas

Son una serie de placas configuradas en forma de techado, dónde el choque facilita la separación, estas están empaquetadas dentro de un marco de caja metálica moldeada.

Se usan normalmente como refinamiento del flujo que atravesó las láminas perforadas y son más eficientes que éstas en la separación de partículas de agua en el aceite. Permiten mayor remoción de partículas indeseables del crudo como arenas, lodos y sedimentos.

Son usualmente colocadas en una cámara con presión y están hechas de aleaciones altamente resistente a la corrosión.

Extractor de Niebla

Es un arreglo de mallas metálicas entre tejidas que frecuentemente forsan la niebla de gas a que pasen a través de ellas, ayudan a

precipitar los hidrocarburos ligeros y agua arrastrados por la corriente de gas.

Dispositivo Desviador

El dispositivo desviador puede ser un plato esférico, un ángulo de hierro, un cono o cualquier obstrucción que realice un cambio repentino de dirección y velocidad del fluido. La ventaja de los elementos, tales como la media esfera o ángulo de hierro es que causa disminución de los problemas de arrastre de gas y emulsiones.

Mecanismos de Separación

Asentamiento

El gas y agua se separan del petróleo si se logra que éste último permanezca suficiente tiempo en el recipiente. A fin de aumentar el tiempo de retención, se colocan placas de reboce que hacen más largo el recorrido del fluido dentro del recipiente. Adicionalmente el control de las válvulas automáticas por medio de los controladores, proporcionan si se quiere mayor o menor tiempo de residencia.

Desviación

Con este método se logra que el petróleo se disperse en tal forma que el gas y agua puedan separarse. Esta desviación se la puede conseguir con una placa desviadora o codos de 90°.

Calor

El calor reduce la tensión superficial del petróleo y con esto se logra que el gas y el agua que se encuentran atrapados en el petróleo, se liberen. Este método incrementa la energía interna de las partículas hasta que se logran separarse las fases. El calor es de gran ayuda en la coalescencia de las gotas de agua.

Químicos

Son importantes en los procesos de separación. Los químicos que reducen la tensión superficial ayudan a la liberación del agua y gas de solución. Estos químicos son demulsificantes, indispensables en la coalescencia de las gotas de agua.



Secciones de un separador

Un Separador consta de las siguientes secciones:

- 1.- Sección de separación primaria
- 2.- Sección de separación secundaria
- 3.- Sección de mayor coalescencia y extracción de neblina
- 4.- Sección de almacenamiento de líquido

Sección de Separación primaria

En esta sección se reduce la turbulencia del flujo que ingresa al Separador. La separación del líquido en esta sección se realiza mediante el cambio de dirección en el flujo. El cambio de dirección se puede realizar con una entrada tangencial de los fluidos al Separador, o bien instalando adecuadamente una mampara en la entrada. Con cualquiera de estas dos formas se induce una fuerza centrífuga al flujo, con la que se separan grandes volúmenes de líquidos.

Sección de separación secundaria

En esta sección se separa la máxima cantidad de gotas de la corriente de gas. Las fases se separan principalmente por efecto de la gravedad, razón por la cuál la turbulencia debe ser mínima. Para esto el Separador debe tener suficiente longitud y además láminas perforadas para reducir aún más la turbulencia.

Las perforaciones en las láminas ayudan en la coalescencia de las gotas de agua, tanto para la corriente de líquidos como la del gas.

La eficiencia de Separación en esta sección, depende principalmente de las propiedades físicas de los fluidos, del tratamiento químico utilizado, que ayuda aún más la coalescencia de las gotas de líquido.

Sección de mayor coalescencia y extracción de neblina

En esta sección se separan las gotas de líquido que no lograron coalescer en las secciones primaria y secundaria del Separador.

En esta parte del Separador se utiliza el efecto de choque por medio de placas corrugadas como mecanismo de separación.

Mediante este mecanismo se logra que las gotas de agua precipiten por el contacto sobre una superficie zigzagueada , aquí las pequeñas de agua se unen y forman gotas más grandes.

Sección de almacenamiento de aceite

En esta sección se almacena y se descarga el aceite separado del agua y del gas. La sección debe estar situada en el Separador de tal forma que el líquido acumulado no sea arrastrado por la corriente de gas que fluye a través del Separador (esta sección generalmente es situada al final).

Además el Separador debe tener la instrumentación adecuada para controlar los niveles de líquidos, como para controlar la presión en el mismo recipiente. Esta instrumentación está formada por un transmisor en su interior, un controlador- indicador y una válvula de descarga. También el Separador debe tener dispositivos de seguridad tales como: válvulas de seguridad de relevo, disco de ruptura, drenajes de fondo, drenaje de interfase, y sistema de chorro para limpieza.

1.4 Fundamentos de Control Automático

El objetivo de un sistema de control es mantener a las variables del proceso: tasa de flujo, presión, nivel, temperatura, sin mayor alteración con respecto a valores preestablecidos. Esto se logra manejando al sistema de control como un balance de materia - energía.

$$\text{MASA QUE ENTRA EN UN TIEMPO} - \text{MASA QUE SALE EN UN TIEMPO} = \text{ACUMULACIÓN DE MASA REFERIDA A ESE TIEMPO.}$$

Procesos Estables

Son todos aquellos en que la variable controlada no manifiesta oscilación alrededor del punto de ajuste.

Procesos no Estables

Cuando el circuito no actúa correctamente y va a responder de una manera razonablemente rápida a los cambios que se originan en el proceso.

Controladores

El seleccionar apropiadamente un controlador implica garantizar un modo de señal retroalimentada, desde el instrumento a la válvula de control. Para esto debe tener un buen conocimiento de los requerimientos del proceso y de las características correspondientes de los controles disponibles en el mercado.

Control Local

Están localizados los más cercas posibles a los puntos de determinación y control, son casi siempre neumáticos con instrumentación a base de aire o gas.. Además son de bajo costo y simples. Sin embargo su monitoreo toma más tiempo detectar problemas y solucionarlos.

Control Central - Analógico - Neumático

Aquí se encuentran localizados controladores de nivel de Interfase, presión, crudo, etc. Con sus respectivas alarmas para alta, baja, alta-alta y baja-baja de las diferentes variables del proceso a ser controladas.

Sus velocidades de transmisión son casi instantáneas y se la estima en 1seg / 100 pies de tubería y la distancia desde el regulador al proceso puede ser hasta de varios kilómetros.

Control computarizado

Este sistema de control monitorea un gran número de variables del proceso y toma decisiones a gran velocidad mejorando calidad, eficiencia y seguridad, se le conoce como PLC (control lógico programable).

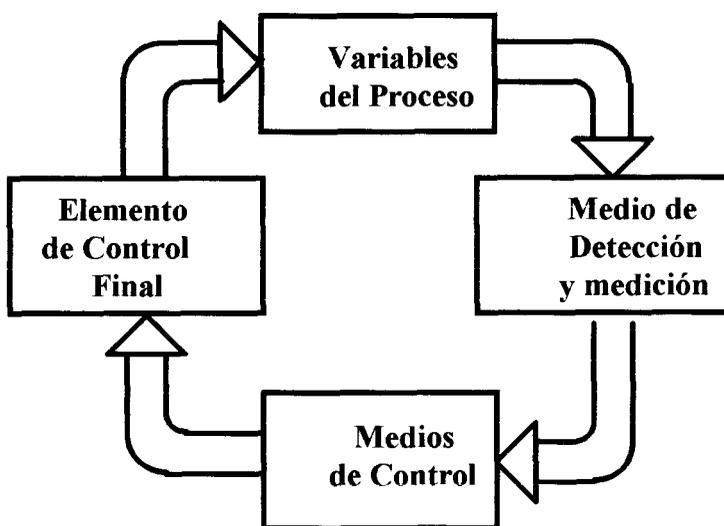
El computador recibe información en fracción de segundos de un proceso analógico, realiza corrección y ajustes al grupo de puntos de ajustes de los reguladores para mantener estable el proceso.

1.4.1 Malla Retroalimentada

La parte fundamental del sistema de control automático es la malla de retroalimentación, la aplicación de los sistemas de control retroalimentado es la parte esencial de los procesos industriales modernos.

El control retroalimentado es basado en principios muy sencillos de fácil entendimiento.

Los componentes principales de una malla retroalimentada en cualquier situación de control instrumental son: variable del proceso, métodos de detección y medida de la variable, método de control, elemento final de control. A continuación vemos un diagrama de bloque de una malla retroalimentada.



a) Variable del Proceso

Es referida generalmente al término de acumulación en el sistema de control de proceso. Las variables más comunes son: Flujo, presión, nivel, temperatura.

b) Métodos de Detección y medida del valor de la variable del proceso.

Transmisión y envío de la señal medida por instrumentos.

c) Métodos de Control:

Recepción y comparación del valor de la variable con el punto de referencia. Envío de una señal para control, de acuerdo a un algoritmo específico.

d) Elemento final de control:

Recibe una señal de control que hace cambiar al proceso, manteniendo el valor de la variable del proceso en el punto preestablecido o punto de ajuste.

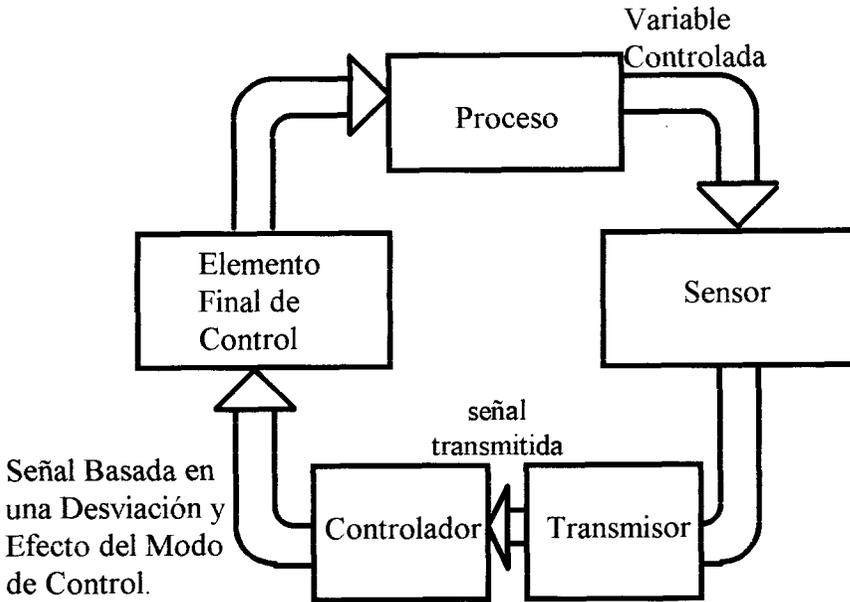
Para que exista control automático la malla de control debe ser cerrada. Esto significa que la información debe pasar continuamente a lo largo de la malla. El controlador debe mover al elemento final, este debe afectar la medida de la variable y la señal medida debe ser reportada al controlador. Si esta situación se rompe en cualquier punto, la malla queda abierta y el control deja de ser automático.

1.4.2 Instrumentos de Control

Los instrumentos de control son todos aquellos que se utilizan en un lazo de control. Un lazo de control se lo expresa así:

Transmisor → Controlador-Indicador → Válvula de control

BIBLIOTECA
CENTRO



1.4.2.1 Transmisores

Los transmisores son instrumentos que miden la variable que se quiere controlar que puede ser, caudal, nivel, temperatura o presión, estos instrumentos transmiten incesantemente las señales de medición convertidas en señales neumáticas o eléctricas en forma rápida y precisa.

Si la señal que se transmite es neumática, los rangos de control estarán entre 3-15 lpc como norma.

Por otro lado, si la transmisión es electrónica, los rangos de control estarán entre 4-20 miliamperios.

Los transmisores más utilizados en las mediciones de nivel son los de tipo flotador y tipo capacitivo. El sistema capacitivo consiste de un condensador eléctrico formado por un electrodo y las paredes del tanque, el cual usa el líquido como dieléctrico. Las variaciones de nivel causan variaciones de capacitancia y que son convertidas en unidades de nivel para luego posicionar una salida de 4 a 20 miliamperios. El transmisor capacitivo es utilizado en la medición de niveles de interfase agua/crudo.

1.4.2.2 Transductores

Tienen la finalidad de convertir las señales, existen dos tipos de transductores.

Los transductores de corriente a presión y los transductores de presión a corriente.

Un transductor de corriente a presión recibe una señal de entrada eléctrica y produce una señal de salida neumática. Estos transductores aceptan valores de corriente de 4-20 miliamperios y proporciona un rango proporcional de salida entre 3-15 lpc en la unidad.

La razón de convertir una señal eléctrica en neumática es que los sistemas neumáticos son confiables y precisos en el posicionamiento de los elementos finales de control.

1.4.2.3 Controladores-Indicadores

En los sistemas de control automático los instrumentos fundamentales para ejercer el control son los Controladores.

Los Controladores detectan, miden y comparan los cambios que se dan en la variable del proceso. Para efectuar el control, el controlador emplea la diferencia entre un valor particular llamado valor de referencia o punto de ajuste y la variable del proceso. Esta diferencia entre los dos se llama error de configuración.

Los controladores deciden si la señal medida es mayor o menor que la referencia, generando una señal que hace operar al elemento final de control, el cual ajusta el estado del proceso al provocar un cambio en la medida.

1.4.2.4 Válvulas de Control

Las válvulas de control son elementos finales de regulación comunmente utilizadas en un lazo de control. Puede decirse que son básicamente un orificio de restricción variable y su función consiste en modular, de acuerdo con una señal el caudal de un fluido de proceso dejando pasar solamente la cantidad requerida, de tal forma que se mantenga el equilibrio del sistema.

Las válvulas de control automático son de tipo diafragma (neumáticas) por lo que necesitan aire de instrumento para funcionar, tienen un regulador o reductor de presión, el cual alimenta con aire a la válvula.

Al aplicar aire a presión a la cámara superior, a dicha presión correspondería una fuerza que, actuando sobre el diafragma , lo desplazaría hacia abajo justo con el vástago, hasta ser equilibrada con la fuerza del resorte.

Toda válvula de control opera con una línea de desvío para trabajar en caso de daño o mantenimiento.

Todas las válvulas de control de nivel cierran a falla de aire para bloquear el fluido y todas las válvulas de presión abren a falla de aire para desfogar el gas.

Las válvulas de nivel responden a los controladores-indicadores de nivel (LIC), si el nivel es mayor que el punto de ajuste, la válvula abre y si es menor, la válvula cierra. A falla de aire la válvula cierra.

Las válvulas de presión responden a los controladores-indicadores de presión (PIC), si la presión es mayor al punto de ajuste, la válvula abre y si es menor, la válvula cierra. A falla de aire la válvula abre.

1.4.3 Acciones de Control

Acción de Control Apagado/Encendido.

Un controlador Apagado/Encendido únicamente tiene 2 salidas: Totalmente máximo o totalmente mínimo (válvula totalmente abierta o totalmente cerrada).

Teóricamente se utiliza en procesos con gran capacidad, los cuales tienen grandes constantes de tiempo en la cual la medida cambia lentamente.

Acción de Control Proporcional.

“Proporcional” significa que el Porcentaje de cambio en la salida del controlador es un múltiplo del porcentaje de cambio en la medida.

Un control Proporcional envía un señal de control al elemento final o válvula, basado en una desviación de la variable dinámica desde su valor de referencia o deseado.

Esta desviación, es el error, significa que el controlador mantiene la variable en un valor diferente al de referencia, el cual se trata de corregir.

Existe un punto específico para cada proceso particular, en la cual la respuesta del controlador es la adecuada para hacer que la variable vaya al valor constante deseado. Este punto específico es un valor límite en el ajuste del Controlador. Si la banda proporcional es muy ancha la respuesta del controlador a cambios de la variable medida es muy pequeña y ocurre un desbalance en el proceso.

Si la banda es Angosta, el controlador no mantiene la medida en el punto de referencia.

La acción proporcional hace que la válvula sea tan rápida o tan lenta como se quiera, por lo que es necesario un buen ajuste de banda proporcional.

Acción de Reajuste o Integral.

La acción de reajuste instruye al controlador a llevar la válvula en dirección tal que reduzca el error durante el tiempo que persista el mismo.

La salida del controlador ejecutada por la acción integral, es medida en de correcciones por minuto.

Esta acción genera más cálculos de corrección en un determinado tiempo, a mayor acción integral mayor será este número de repeticiones o cálculos, se debe evitar aplicar mucho reajuste ya que esto anula la acción del controlador.

Acción Derivativa

Mientras la acción proporcional responde a la magnitud del error, y la acción integral responde a la magnitud y duración del error, la acción derivativa responde a la rapidez de cambio del error. Esto significa que la salida del controlador se sostiene mientras la variable cambie, tan pronto como la medida se estabilice, no importa en que valor, la respuesta del controlador cesa.

El tiempo derivativo, en minutos, es el tiempo que la respuesta proporcional más derivativa, se adelanta respecto a la respuesta proporcional cuando actúa sólo.

A mayor tiempo derivativo mayor es la acción derivativa presente.

Mucha acción derivativa produce oscilación en la variable con respecto a la referencia.

Poca acción derivativa no tiene efecto suficiente para controlar la variable.

CAPITULO II

EQUIPOS UTILIZADOS EN EL PROCESO

2.1 Descripción General de los Equipos

Los equipos para el proceso de separación de crudo, agua y gas en las Facilidades de Producción del Norte están ubicados en dos trenes, cada uno de los cuales posee dos etapas de separación trifásica de aceite, agua y gas, seguidas por la deshidratación utilizando un tratador electrostático (ver ilustración # 4), con lo que se obtiene porcentajes promedio de agua menores al 0.4%, condición necesaria para ser bombeados al oleoducto NPF-Shushufindi.

En las Facilidades de Producción del Norte (NPF) los equipos para el tratamiento de crudo pesado para cada tren consiste de Separador de Agua libre, Intercambiador de Calor, Separador de Producción, Deshidratador Electrostático, Bota de Gas, Tanques de Almacenamiento y Bombas de Transferencia de crudo.

Los equipos para tratar el agua de formación consisten en un Recolector de Aguas , Celdas de Flotación, Tanques de Desnatación, y Bombas de inyección de agua.

Los equipos para recuperación de condensados a partir del gas consisten en 4 enfriadores de gas, Separador de Condensados del gas, bombas de vacío , Separador de agua / gas, Deshidratador de Gas y tea.

Además de los equipos anteriores, existen sistemas de recuperación como: Separador API para tratamiento natural de aguas contaminadas y crudos drenados, piscinas de decantación, un recipiente almacenador de gas proveniente de las separaciones trifásicas para alimentar al sistema denominado colchón de gas, que genera protección a los recipientes cerrados, Tanque de almacenamiento para el sistema contra incendios, planta de obtención de agua potable, compresores para aire de Instrumentos y Utilidades, generador de nitrógeno, Sistema de aceite térmico, tratamiento de desechos orgánicos, inyección de químicos, Sistema de envío y recibimiento de raspadores para limpieza de tuberías, recepción, almacenamiento y bombeo de diesel para generación de energía eléctrica, en las Facilidades del Norte y del sur.

Separador de Agua Libre (FWKO V -1101 A/B)

Es un separador trifásico horizontal de crudo, agua y gas. Son muy útiles en sistemas donde se produce grandes cantidades de agua.

El servicio que presta este recipiente, es separar el agua libre de formación de los hidrocarburos por un sistema de golpe y gravedad con un pequeño tiempo de residencia de 4 minutos para separación por gravedad del agua libre y remover parcialmente el gas producido, parte del cual es usado para proveer protección a recipientes cerrados que utilizan el sistema de colchón de gas, el resto es enviado al Deshidratador de Gases y luego a la Tea. No posee aislamiento térmico debido a que lo básico del equipo es separar agua libre de formación, luego el crudo separado recupera calor en el Intercambiador.

Calentador de Crudo (E -1104 / 1204)

Permiten recuperar la cantidad de calor perdida por el crudo en el Separador de agua libre y mejorar la separación de agua emulsionada tanto en el Separador de producción como en la Deshidratadora.

El aceite térmico fluye por el lado de la carcaza (ver figura), este equipo provee un calentamiento de 37.1 MMBTU / hr mediante el intercambio de

calor. El aceite térmico recupera el calor que cedió, en los hornos de las turbinas del proceso.

Separador de Producción (V -1105/1205)

Este recipiente es un Separador trifásico horizontal protegido térmicamente, que aumenta la recuperación de agua remanente en la emulsión que llega desde los Separadores de Agua Libre , el crudo separado es recuperado mediante rebosamiento de una placa colocada en el interior del Separador, facilitando operar independientemente los controles de interfase y crudo en el recipiente.

El Separador de Producción está ubicado a mayor altura que el próximo Separador bifásico denominado Deshidratador Electrostático, con el objeto de asegurar que siempre este completamente inundado el Deshidratador, debido a que la generación del campo magnético de este equipo requiere de esta condición de seguridad.

Deshidratador Electrostático (V -1106/1206)

El trabajo que realiza la Deshidratadora permite una separación adicional de hidrocarburos líquidos y agua. Está diseñado para obtener una separación eficiente de estas dos fases en porcentajes menores al 0.3 %

de agua presente como emulsión en el crudo, posee revestimiento para un eficiente aislamiento térmico.

Este recipiente además opera con temperaturas altas de 155 °F con mínimas pérdidas de vapor y mayor capacidad para tratar emulsiones duras y estables.

El Deshidratador Electrostático fue escogido en el campo en lugar de los Tanques de lavado, dado que el sistema de separación agua/aceite basado en este diseño resulta muy substancial en los ahorros para tratamiento de crudos que requieren calentamiento dado su bajo API.

Bota de Desgasificación (V-1117 A/B)

Dos Botas de Desgasificación fueron montadas en la Facilidad Central, una por cada tren antes de cada Tanque de Almacenamiento de crudo tratado, son recipientes cilíndricos verticales elevados que tienen la finalidad de separar los hidrocarburos más livianos que vienen en suspensión desde los Deshidratadores Electrostáticos, controlando la estabilidad de las presiones en los Tanques de crudo y evitando paso de vapores a las unidades de bombeo hacia Shushufindi.



Tanque de Almacenamiento de Crudo (T -1108 A/B)

El crudo tratado es almacenado temporalmente en Tanques que poseen protección térmica, colchón de gas y calentamiento.

Los Tanques tienen la finalidad de mantener un nivel mínimo no crítico de 8 pies, que permite dar una cabeza de succión apropiada para las bombas de llenado de crudo (P-1109 A/B/C) así como recuperar la temperatura perdida durante el proceso, mediante el recalentamiento utilizando el sistema de aceite térmico, la uniformidad de la temperatura se la obtiene mediante un mezclador.

Cada tanque tiene una capacidad de 15.000 barriles de crudo.

Recolector de Aguas Tratadas (V -1111)

El recipiente Recolector de Aguas producidas es un Separador trifásico que permite reducir los volúmenes de crudos y sólidos en suspensión, así como separar gases y vapores, disminuyendo la presencia de oxígeno en el agua.

Celdas de Flotación (V -1112 A/B)

Las Celdas de Flotación son depuradores herméticos usados para remover petróleos y sólidos suspendidos en el agua de formación, salmueras y otras sustancias, previo al almacenamiento en los Tanques de Desnatado (T-1118) A/B.

Cada Celda posee en su parte superior cuatro ingresos para nitrógeno o gas, se induce un gran volumen de burbujas de gas bajo presión finamente diseminadas en el líquido desde la parte superior a la inferior del recipiente bajo condiciones propicias de tratamiento químico, con el objeto de eliminar la contaminación de crudos y sólidos que son transportados a la superficie por estas burbujas de gas y recolectadas por paletas desnatadoras. La inducción de gas se realiza por el rotor/dispersor aproximadamente a $35 \text{ ft}^3 / \text{bbls}$ de agua que ingresa a la Celda.

Las Celdas son diseñadas para trabajar herméticamente. El sistema de instrumentación controla la presión a 0.5 pulgadas de agua creando un colchón de gas para prevenir el ingreso de aire, evitando la corrosión por oxígeno y bacterias.

Separador de Gas Recuperado (V-1061)

Los gases provenientes de las Botas de Desgasificación son conducidos a través de 4 enfriadores (E-1063) de tiro inducido, que reducen la Temperatura al gas separado y facilitan su condensación cuando ingresan al Separador de Gas Recuperado (V-1061), los hidrocarburos que no logran condensarse pasan al recipiente Separador de Gas y Agua Recirculada (V-1062).

Separador de Gas y Agua Recirculada (V-1062)

En este recipiente se obtiene una recuperación adicional de hidrocarburos ligeros, las Bombas de vacío mezclan el gas con agua que impulsan al recipiente V-1062 en el cual por diferencia de densidades se obtiene volúmenes de gasolinas, estas a su vez son enviadas al recipiente V-1061.

Deshidratador de Gases (V-1125)

En las Facilidades de Producción del Norte se cuenta con un recipiente protector para el sistema, en él son recuperados hidrocarburos ligeros de los gases, antes de que pasen al Mechero o Tea.

Este recipiente deshidrata todos los fluidos gaseosos que fueron recogidos como producto de las sobrepresiones o relevos de las válvulas de seguridad en las separaciones trifásicas de los Separadores de Agua Libre, Separadores de Producción, así como de los relevos que se originan en todos los recipientes del proceso; Deshidratadoras, recipiente Recolector de gases (V-1069), recipiente de Expansión Térmica (V-1070), Separador de Gas y Agua Recirculado (V-1062).

2.2 Principio de Operación de los Equipos

Separadores de Agua Libre

En estos recipientes entran los fluidos con un alto contenido de agua libre en forma de emulsión.

El flujo ingresa por la parte superior. Las gotas de agua libre debido al impacto que sufren en la mampara ubicada en la entrada del recipiente, se dispersan provocando un cambio de velocidad y dirección, facilitando el proceso de separación al caer al fondo del recipiente.

El agua se separa de los hidrocarburos líquidos y debido a su mayor densidad precipita. El tiempo de residencia de los fluidos en el recipiente es de 4 minutos aproximadamente, en éste período las gotas de agua se

unen para formar gotas más grandes que debido a su peso caen en la parte inferior del recipiente. Trabaja normalmente lleno, con un 80% de su volumen.

La separación en el recipiente se optimiza por medio de láminas perforadas interceptoras que proporcionan una mejor separación por gravedad al mantener un flujo de fluidos de régimen laminar como se puede apreciar en la ilustración # 5.

Las láminas interceptoras están diseñadas para que por su forma, el agua, la arena o cualquier otro tipo de sólido suspendido se deslicen al fondo del recipiente, finalmente tenemos un conjunto de placas corrugadas que mejoran la separación de crudo y agua, están ubicadas cerca de la salida del fluido de interfase. El crudo es recuperado por rebosamiento en una canasta de recolección, el gas separado pasa por un atrapador de neblinas, se bifurca hacia el Deshidratador de Gases (V-1125) y otro volumen alimenta al recipiente Recolector de Gases (V-1069) para el sistema de manto o colchón de gas.

Diseño Mecánico del Equipo

El diseño mecánico y construcción de los Separadores de Agua Libre esta de acuerdo al código ASME, sección 8, Div. 1 y certificado.

Tamaño del Recipiente	12 pies D.I X 60 pies de largo
Tamaño del domo de gas	24 pulgs. x 5 pies de alto
Volumen	1.200 barriles
Tiempo de residencia	4 minutos
Presión de Diseño	100 lpcm a 225 °F
Material de Construcción	Acero al Carbono
Espesor de la Carcaza	5/8 pulgadas
Corrosión permitida	0.125 pulgadas

Intercambiador de Calor

El crudo llega a las Facilidades de Producción del Norte, al tren A (Tivacuno, Amo, Ginta, Iro) con una temperatura promedio de 150°F y al tren B (Capirón) con 175° F, se realiza el calentamiento del fluido a la salida del Separador de Agua Libre por medio del intercambio de calor para facilitar la separación de crudo emulsionado en el Separador de Producción.

El crudo a ser calentado pasa por el interior de los tubos y el aceite térmico que cederá calor al fluir, lo hace por la parte exterior de los tubos o lado carcaza como se aprecia en la ilustración # 6. Esta configuración del equipo se la ha adoptado para facilitar el mantenimiento y limpieza de los tubos, porque la emulsión, crudo y agua contienen elementos

sólidos que pueden ocasionar taponamiento e incrustaciones de difícil remoción.

El proceso de intercambio de calor, calienta la emulsión aceite - agua para suavizarla, llegando hasta temperaturas de 200 °F.

El proceso de elevar la temperatura reduce la viscosidad de la emulsión, logrando que las siguientes etapas de separación y tratamiento de emulsión sean más eficiente.

Diseño Mecánico

Los Intercambiadores de Calor son diseñados y construidos de acuerdo con el código ASME, sección 8, Div 1 y certificado.

<u>Carga</u>	
NPF	3710 ⁶ BTU / hr
Tamaño	56 pulgs. D.l x 38 pies de longitud
<u>Diseño de Carcaza:</u>	
Diferencial de Presión	150 lpcm a 550 °F
Caída de Presión	10 lpcm
Material	Acero al Carbono
Aislamiento	Conservación del calor

<u>Diseño de los tubos:</u>	
Presión	100 lpcm a 300 °F
Diferencial de Presión	5 lpcm
Material	Acero al Carbono

Separador de Producción

En el Separador de Producción se continua el proceso de la separación trifásica de los fluidos, una vez calentado el crudo en el Intercambiador, el flujo ingresa también por la parte superior y choca en una mampara, luego dos láminas perforadas de una pulgada de espesor mantienen un flujo laminar, y mejoran la separación, dos bloques de placas corrugadas finalmente recuperan volúmenes adicionales de agua aumentando la coalescencia (ver ilustración # 7), el crudo que se separa debe rebozar una placa y por gravedad pasará a la Deshidratadora.

Este recipiente trabaja inundado a un 70% de su volumen total en el lado para control de la interfase y los valores de agua emulsionada fluctúan entre el 2 % y el 12 % normalmente a la salida del recipiente.

Además aquí se logra una separación adicional de gas, muy útil debido a que el Deshidratador Electrostático trabaja con altos voltajes

para la generación del campo magnético y la cantidad de gas o vapores que a él pasen debe ser mínima a efectos de evitar paso de oxígeno.

Igualmente el gas que es separado pasa a un cabezal hacia el recipiente Deshidratador de Gases y de allí a la Tea, otra parte es recuperada para el sistema de colchón de gas.

Interiores del Recipiente

El Separador de Producción es diseñado para una separación eficiente del aceite, agua y gas.

Al igual que el Separador de Agua Libre incluirá sistemas de chorro para lavado de arenas depositadas en el fondo del recipiente, drenajes de la zona de interfase y de fluidos de fondo.

Diseño Mecánico

El diseño mecánico y de construcción del Separador de Producción está de acuerdo al código ASME, sección 8, Div 1 y certificado.

Tamaño	10 pies D.I x 35 pies de largo
Volumen	490 barriles
Presión de Diseño	100 lpcm a 300.° F
Material de construcción	Acero al Carbono
Espesor de carcaza	5/8 pulgadas
Permitido de corrección	0.125 pulgadas
Aislamiento térmico	Conservación del Calor

Deshidratador Electrostático

El Deshidratador Electrostático recibe la emulsión de aceite - agua del Separador de Producción, cada unidad en la práctica es un Separador Horizontal Bifásico, trabaja completamente inundado para minimizar la presencia de gases y vapores.

En este recipiente se utilizan transformadores eléctricos para elevar la energía de 480 V a 24.000 V, están conectados a rejillas de acero especial, uniformemente distribuidas y separadas entre si 6 pulgadas para generar un campo eléctrico en su interior (ver ilustración # 8). Este campo hace variar incesantemente la posición de las partículas de agua, quienes tratan de orientar sus cargas hacia el polo opuesto generado por cada rejilla. Como consecuencia de esto millones de moléculas de agua se atraen por su carga bipolar, coalescen y caen al fondo del recipiente

debido al incremento de su peso, separándose en dos fases. El aumento de nivel de la fase agua es controlada por la válvula de interfase, desalojando la misma hacia un cabezal de aguas producidas.

La gran ventaja de aplicar este sistema está dada por el hecho de su eficiencia, que al tratar crudo con altas viscosidades se obtiene hasta 0.1% de contenido de agua como valor final por cada volumen de crudo producido.

Interiores del Recipiente

El Deshidratador Electrostático incluye interiormente cabezales para la distribución del crudo que ingresa, cabezal colector de salida de crudo, rejillas electrostáticas, y sistema de chorro de agua para lavado de arenas depositadas en el fondo del recipiente, drenajes de fluidos de interfase y fondos.

Diseño Mecánico

El diseño y construcción del Deshidratador Electrostático está de acuerdo al Código ASME, sección 8, Div 1 y certificado.

Tamaño	144 pulgas. D.E x 60 pulgs
Volumen	1200 barriles
Temperatura de diseño	300 ° F
Material de construcción	Acero al carbono
Espesor de la carcaza	0, 625 pulgadas
Permitido de corrosión	0, 125 pulgadas
Aislamiento	Conservación de calor
Transformadores:	desde 480V a 24000V

<u>Bombas de la Deshidratadora</u>	
Capacidad	620 GPM a 230 °F
Cabezal de descarga a 60 °F	221 pies
Gravedad específica a 60 °F	0.904
Presión de succión requerida	95 Psi
Motor	3550/3600 RPM
Potencia	75 HP

Bota Desgasificadora

La Bota de Gas opera con un ligero vacío que permite extraer la mayor cantidad de hidrocarburos ligeros y vapores presentes en el crudo bombeado desde las Deshidratadoras. Las presiones inferiores a la

presión atmosférica se generan desde dos bombas de vacío ubicadas en el sistema de tratamiento de gas, las presiones varían de 0.5 lpcm a 1lpcm de vacío en la parte superior de las Botas.

Las Botas de Desgasificación tienen internamente una disposición de tres bandejas para crear un área superficial más grande, permitiendo al crudo soltar los gases asociados, luego pasa a los Tanques de Almacenamiento y Bombeo, el gas será succionado al sistema de recuperación y tratamiento de gas en los recipientes V-1061 y V-1062.

Diseño Mecánico

El diseño Mecánico y construcción de las Botas de Desgasificación están de acuerdo al código ASME, sección 8, Div 1 y certificado.

Tamaño del recipiente	5 pies D.I x 18 pies de largo
Presión de diseño	100 lpcm de vacío completo a 260°F
Espesor de carcaza	0,375 pulgadas
Permitido de corrección	0, 125 pulgadas
Aislamiento térmico	2 pulgs. de lana de vidrio

Tanque de Bombeo

Los Tanques de Almacenamiento y Bombeo están protegidos externamente con aislantes térmicos para conservar la temperatura, posee un sistema de protección conocido como colchón de gas para evitar corrosión y daños a la estructura por sobre o bajas presiones. Esta es una capa de gas mantenida desde el recipiente V1069 o Recolector de Gases, suministrando una presión promedio de 1 pulgada de agua al tanque.

Existe un sistema de recalentamiento tipo serpentín para circulación de aceite térmico, ubicado en el fondo del recipiente, el flujo de aceite térmico está controlado por la válvula (TV-506-A) y la uniformidad de temperatura se logra con un mezclador de baja revolución hasta alcanzar una temperatura promedio de 175°F.

Interiores del Recipiente

Las válvulas para ingreso y salida del crudo son manualmente operadas, existe un indicador de temperatura, indicadores de nivel tipo boya, válvulas de muestreo y drenaje de fluidos de fondos.

Diseño Mecánico

El diseño Mecánico y construcción de los Tanques de Bombeo esta de acuerdo al Código ASME, sección 8, Div 1 y certificado.

Tamaño	52 pies D.I x 40 pies de altura
Presión de diseño	2 pulgs. de agua a 250°F
Volumen	15.000 barriles API 650
Material de construcción	Acero al Carbono
Espesor de lamina	0,3125 pulgs.
Permitido de corrosión	0,0625 pulgs.
Aislamiento térmico	Conservación del calor.

Recolector de Aguas Tratadas

El agua al ingresar en el Recolector choca en una lamina y es orientada a fluir a través de placas corrugadas para aumentar la eficiencia de la recuperación de crudos en suspensión.

Dos placas semicirculares paralelas una soldada al fondo del recipiente y la otra en la parte superior de manera que sus lados libres están ubicados en un mismo plano y separados un pie, direccionan el flujo para que no exista exceso de turbulencia, entonces el agua es inducida a

mantener un régimen laminar y las moléculas de crudo se unirán al reducirse el área de flujo logrando migrar hacia la parte superior.

El recipiente tiene además una distribución de placas corrugadas ubicadas en toda su longitud que ayudan a recuperar hidrocarburos y ciertas cantidades de sólidos en suspensión. El crudo recuperado es concentrado en la parte superior del recipiente, en pequeñas cantidades y son enviados al Tanque Recuperador de Crudos (T-1115), los gases separados en el agua debido al desprendimiento ocasionado por las placas corrugadas, son enviadas al Deshidratador de Gases (V-1125) y luego a la Tea.

Diseño Mecánico

El diseño mecánico y construcción del Recolector de Aguas esta de acuerdo al Código ASME, sección 8, Div 1 y certificado.

Tamaño	12 pies D.I x 50 pies
Presión de diseño	100 lpcm a 200 °F
Presión de operación	20 lpcm
Material de construcción	Acero al Carbono
Espesor de lamina	0.75 pulgs.
Corrosión Permitida	0.125 pulgs.

Celdas de Flotación

El agua al fluir a través de las Celdas de Flotación recibe un influjo de volúmenes de gas. Estas poseen 4 motores verticales que transmiten movimientos a ejes con paletas tipo estrella de 6 puntas y a su alrededor una campana perforada para direccionar el flujo de gas o nitrógeno que se inyecta (ver ilustración # 9). Cada motor al girar el aspa induce gas a 40-50 lpcm dándole fuerza para que ingrese hasta el fondo de la Celda, entonces la presión es liberada expandiéndose las burbujas, luego ascenderán creando una mezcla íntima con el fluido contaminado, adquiriendo una piel de sólidos y fluidos en suspensión alrededor de las burbujas, que al combinarse con el químico clarificador inyectado en la Celda, forma una espuma concentrada la cual es acarreada en la superficie por las paletas desnatadoras de movimiento paralelo al fondo del recipiente y que conducen la nata hacia un rebosadero y este envía por diferencia de presiones al recipiente de drenajes cerrados de donde son bombeados nuevamente al tren A ó B.

Diseño Mecánico

El diseño mecánico y construcción de las Celdas de Flotación esta de acuerdo al código ASME, sección 8, Div 1 y certificado.

Tamaño	52 pies L. x 12 pies A. x 5.5 pies H.
Presión de diseño	0.73 lpcm a 200 °F
Capacidad	120.000 BAPD
Material de construcción	Acero al Carbono
Espesor de lamina	0.375 pulgs.
Permitido de corrosión	0.125 pulgs.

Separador de Gas Recuperado (V-1061)

Los gases enfriados ingresan al recipiente y chocan en una mampara permitiendo la precipitación de aquellos hidrocarburos más ligeros.

La condensación se produce debido a la disminución de temperatura creada por los 4 enfriadores (E-1063), recuperándose agua así como gasolinas. Los análisis de laboratorio verifican que el contenido de agua en las gasolinas sea menor al 1 %, si así ocurre las bombas (P-1064 A/B) desplazan el producto directamente a la descarga de las Bombas de llenado de crudo (P-1109 A/B) antes de ser bombeado hacia Shushufindi, caso contrario se envían a la entrada del Tanque de Almacenamiento y Bombeo (T-1108 A/B).

El agua recuperada es bombeada por las Bombas P-1065 A/B, las mismas que pueden enviar a los Tanques de Desnatado (T-1108 A/B), al recipiente Recolector de Aguas (V-1111) o recircular por mínimo flujo al Separador de Gas Recuperado (V-1061).

Diseño Mecánico

El diseño mecánico y construcción de este Separador es de acuerdo al Código ASME, sección 8, Div 1 y certificado.

Tamaño del recipiente	5 pies D.I x 15 pies
Presión de diseño °F	100 lpcm de vacío pleno a 260
Presión de operación	2 lpcm de vacío
Bota para recuperación de agua	24 pulgs. D.E x 3 pies
Espesor de Carcaza	0,3125 pulgs.
Corrosión Permitida	0.125 pulgs.

Separador de Gas y Agua Recirculada (V-1062)

El gas que viene del Separador de Gas Recuperado ingresa a la Bomba de vacío, la cual mantiene un nivel de agua que al ser desplazada interiormente por medio de un sistema impulsor excéntrico

permite crear una zona de compresión y difusión, ayudando a homogeneizar la mezcla de agua y gases, estos salen directamente al Separador de Gas y Agua recirculada (V-1062), donde reciben un choque en la entrada del recipiente por medio de una mampara para dispersar al fluido y ayudar a coalescer las particular de hidrocarburos ligeros. Los hidrocarburos van a separarse ayudados por la diferencia de densidad con respecto al agua, luego rebozarán por una placa y recircularán por diferencia de presiones hacia el Separador de Gas Recuperado (V-1061), el control de nivel lo realiza la válvula automática de nivel LV-4142.

Si ocurren en el incremento de proceso temperatura sobre los 115 °F, la válvula de temperatura TV-4149 se cerrará, los fluidos que ingresan al recipiente V-1062 se envían con las Bombas (P-1059) hacia un enfriador (E-1068), y de ahí fluirán hacia las Bombas de vacío C-1067 para mantener niveles operativos en ellas. Si las condiciones de temperatura en el recipiente no requieren enfriamiento, las Bombas (P-1059 A/B) envían directamente el fluido a través de la válvula TV-4149 a la salida del enfriador (E-1068) y de ahí a las Bombas de Vacío.

El agua presente en los gases y que se recupera en exceso se drenan al recipiente de Drenajes Cerrados (V-1114).

Diseño Mecánico

El Diseño Mecánico y Construcción de este Separador es de acuerdo al código ASME, sección 8, Div 1 y certificado.

Tamaño	5 pies D.E x 10 pies de longitud
Presión de diseño	100 lpcm vacío total a 270 °F
Material de construcción	Acero al Carbono.
Corrosión Permitida	0.125 pulgs

Deshidratador de Gases (V-1125)

Los gases producto de las separaciones trifásicas, así como de las sobrepresiones de los Recipientes, ingresan al Deshidratador de Gases y chocan en una mampara que disminuye su energía cinética, continúan su trayectoria en el interior del recipiente a través de las placas corrugadas altamente resistente a la corrosión para ayudar a los hidrocarburos ligeros arrastrados por la corriente de gas a precipitarse, las presiones de trabajo fluctúan entre 0.5 lpcm y 1.5 lpcm. El gas que sale es enviado inmediatamente a la Tea. Los hidrocarburos que logran condensarse son bombeados directamente al Tanque Recuperador de Crudo (T-1115) por las bombas P- 1129 A/B.

De esta manera se evita daño al entorno que podría ocurrir si los hidrocarburos menos ligeros fueran a la Tea o Mechero.

Diseño Mecánico

El Diseño Mecánico y Construcción del Deshidratador de Gases esta de acuerdo al código ASME, sección 8, Div 1 y certificado.

Tamaño	108 pulgs. D.I x 30 pies
Presión de diseño	50 lpcm a 250 °F
Presión de operación	0.8 lpcm
Material de construcción	Acero al Carbono.
Espesor de Carcaza	0,5 pulgs.
Corrosión Permitida	0.125 pulgs.

2.3 Instrumentos de Seguridad y Protección

Los instrumentos de seguridad y protección son, todos aquellos diseñados para realizar una acción de corte de flujo o apertura rápida para protección de los recipientes de Separación trifásica, bifásica, recuperación de hidrocarburos ligeros, Sistema de Aceite Térmico, Tratamiento de aguas producidas, lanzadores y recibidores de

raspatubos. También tenemos los interruptores presentes en los Sistemas de bombeo de crudos, aguas producidas, aceite térmico y todos los recipientes de proceso.

Adicionalmente se tiene la protección del Sistema de Generación de aire de instrumentos y el Sistema de Protección contra incendios que no corresponden a instrumentos de control pero forman parte de la Seguridad de las facilidades de Producción del Norte.

Solenoides

Las válvulas operadas por selenoide tiene una enorme popularidad en muchos sistemas de control automático que funcionan con dos posiciones, o de control de flujo totalmente abierto o totalmente cerrado(encendido-apagado). Son empleados como parte de control de flujo en las Facilidades de Producción del Norte.

El principio del funcionamiento de la válvula selenoide se debe al acople de una parte mecánica con una eléctrica, en la cual se tiene dos situaciones, energizada o desenergizada.

El actuador de la válvula es una bobina, en la cual se pasa un núcleo de hierro, de tal manera que al generarse un campo magnético este permite

el desplazamiento del núcleo junto con el acople. El acople consiste de un tapón de Acero al Carbono unido al hilo central del eje de la bobina.

En la posición energizada o en condición de seguridad del proceso, la bobina tiene al núcleo desplazado hacia arriba junto con el tapón de la válvula, permitiendo el paso del flujo (aire).

Cuando existe alguna situación anormal en el proceso la selenoide se desenergiza y la señal de aire de la válvula se bloquea o ventea dependiendo del cuerpo de la válvula.

Si la válvula se encuentra en una posición desenergizada, y, si el flujo es del lado izquierdo hacia el lado derecho (en la operación normal) el tapón de la válvula es mantenida firme en el asiento para retener el flujo por acción de un resorte (ver ilustración # 10).

Sin embargo existe otro tipo de aplicación, en la cual la válvula a falla de energía se abre, este tipo de válvula tiene cambiado el asiento junto con el tapón como se muestra en la misma ilustración # 10, cuando la válvula está energizada, el tapón permanece firme en el asiento, y, cuando la válvula se encuentra desenergizada el tapón junto con el núcleo se encuentran desplazados de manera que permite el paso del fluido.

Existen diversos diseños de válvulas selenoides como son de 2 vías, 3 vías, 4 vías, pero todas ellas consisten de un acople mecánico y uno eléctrico.

Disco de Ruptura

Los Discos de Ruptura son elementos de protección a las válvulas de seguridad de relevo dado que al sufrir daño por falla de construcción o por uso (corrosión) permitirán el paso de fluidos oxidantes, lodos, hidrocarburos, que podrían dañar los elementos de la válvula, y que en caso de sobrepresiones no tengan capacidad de relevo pleno

Sin embargo existen interruptores de señales de alta presión situados después del Disco de Ruptura y antes de la válvula de seguridad de presión que sensan incrementos mayores a 10 lpcm y envían señales de alarma a los paneles de control a fin de tomar los correctivos pertinentes. Generalmente se alinea la siguiente válvula de relevo.

Válvulas de Seguridad

Son elementos de seguridad diseñados para proteger de altas presiones a los recipientes del proceso, la calibración debe de estar en un valor semejante al de la presión de diseño del recipiente.

Válvulas de Seguridad para altas Temperaturas

Son tuberías muy delgadas, presurizadas con aire de instrumentos y que encuentran selladas con plomo, al presentarse un incendio, el sello se derrite y el aire se escapa, disminuyendo la presión en la línea hasta 90 lpc. Al haber falla entonces, por baja presión de aire de instrumentos todas las válvulas de Paro se activan.

Válvulas de Paro.

Las Válvulas de Paro al cumplir una condición determinada, abren o cierran, parando parcial o totalmente el proceso. No se tiene control sobre estas válvulas, sino que obedecen a un control lógico programable (PLC).

Estas válvulas se activan por las siguientes razones:

- Cuando el nivel del crudo esta muy alto o muy bajo (LSHH o LSSL).
- Cuando la presión es muy alta o muy baja (PSHH o PSSL).
- Cuando hay fuego, porque se activan las válvulas de Seguridad de Temperatura y provoca que las válvulas de Paro actúen.
- Cuando hay fuga de aire instrumental

El PLC controla las válvulas selenoides que activan las válvulas de Paro en las Facilidades de Producción del Norte, las cuales están ubicadas como se muestra en la ilustración # 11.

Interruptores

Son sensores de proceso, entre los cuales tenemos: alto nivel (LSH), bajo nivel (LSL), alta temperatura (TSH), baja temperatura (TSL), alta presión (PSH), baja presión (PSL).

Estos realizan solamente una función de prealarma.

Un interruptor de alto nivel que realiza un Paro se llama interruptor de alto-alto nivel (LSHH) y son diferenciados de los que realizan una función de alarma(LSH). Estos sensores o interruptores de Paro son usados en la planta para bloquear el Proceso antes que se desarrolle una situación peligrosa, y se los expresa así: interruptor de alto-alto nivel (LSHH), de bajo-bajo nivel (LSLL), de baja-baja (TSLL), de alta-alta temperatura (TSHH), de alta-alta presión (PSHH), de baja-baja presión (PSLL).

2.4 Acción de Paro automático

Un Paro Automático se origina cuando se detecta una situación de peligro en el proceso o en el recipiente, lo que podría causar una catástrofe.

El Sistema de Paro Automático en las Facilidades de Producción del Norte pueden ser clasificados en 2 grandes grupos:

- 1).- Detectores de peligro.
- 2).- Sensores de proceso.

Los detectores de peligro son sensores usados para prevenir que las condiciones lleguen a un estado catastrófico, así tenemos que los detectores de fuego ofrecen el paro rápido Automático de ultimo remedio.

Los sensores de proceso han sido calibrados para asegurar que los riesgos relativos de falla del equipo sean detectados en pleno funcionamiento.

Un grado auxiliar de Protección, como válvulas de alivio de los recipientes son usados en caso de falla de un sensor de proceso.

Cuando el PLC detecta alguna situación anormal en el proceso este envía una señal eléctrica a todas las válvulas selenoides involucradas, el cual hace actuar al mecanismo de las válvulas logrando que actúen las válvulas respectivas.

Durante esta acción la válvula de Paro Automático dejan de recibir presión en sus líneas de aire lo que provoca que se cierren o abran.



CAPITULO III

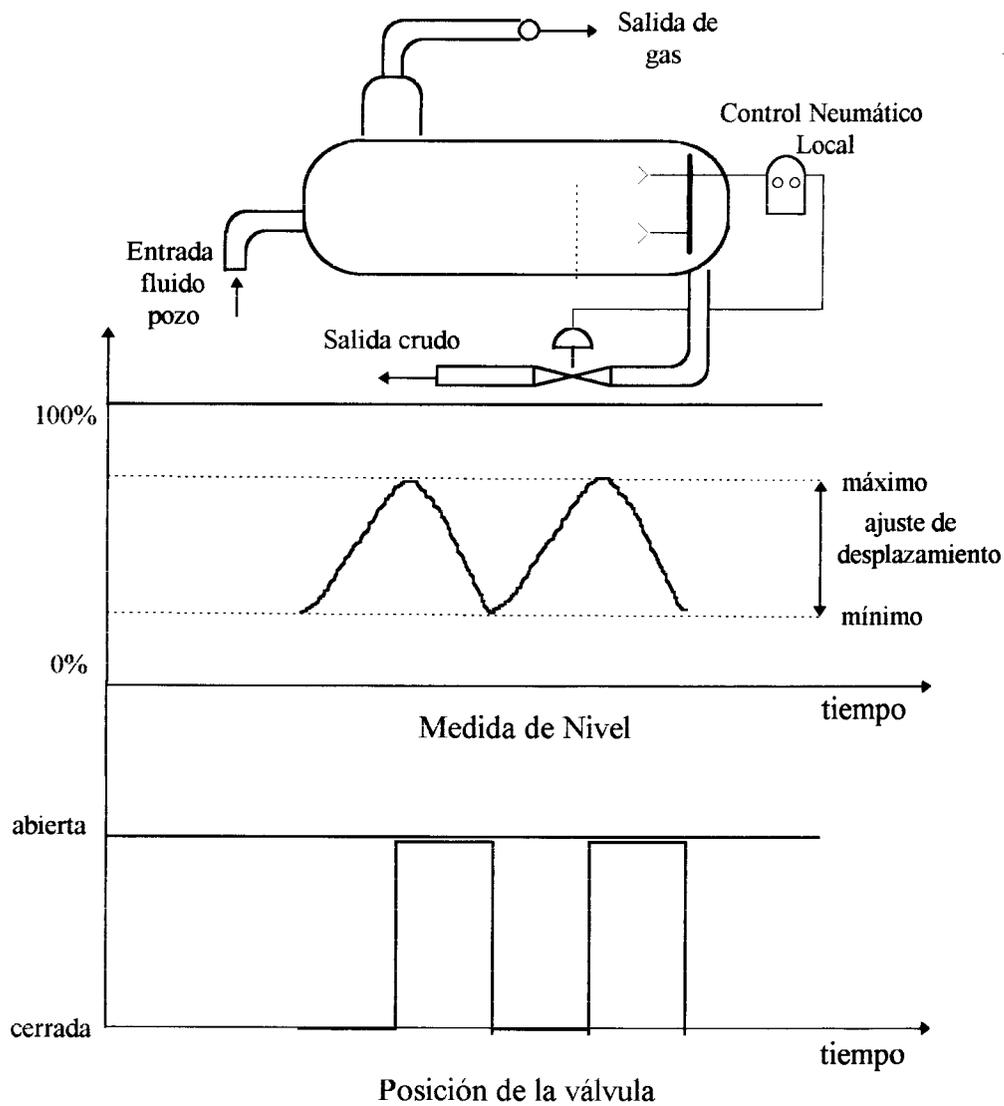
CONTROL DE EQUIPOS

3.1 Controles usados en el proceso

Control de acción rápida (apagado / encendido)

Este tipo de control es usado en controles de nivel con pequeñas tasas de flujo, controles de nivel para bombeo de Tanques de Almacenamiento y válvulas selenoides. Son sencillos y menos caros.

A continuación se ilustra el comportamiento de la variable de nivel de un proceso idealizado con baja tasa de flujo pero que al incrementarse significativamente, la válvula de control abre o cierra completamente.



Esquema de control totalmente abierto o totalmente cerrado, implementado por dos interruptores.

Control Proporcional o de estrangulamiento

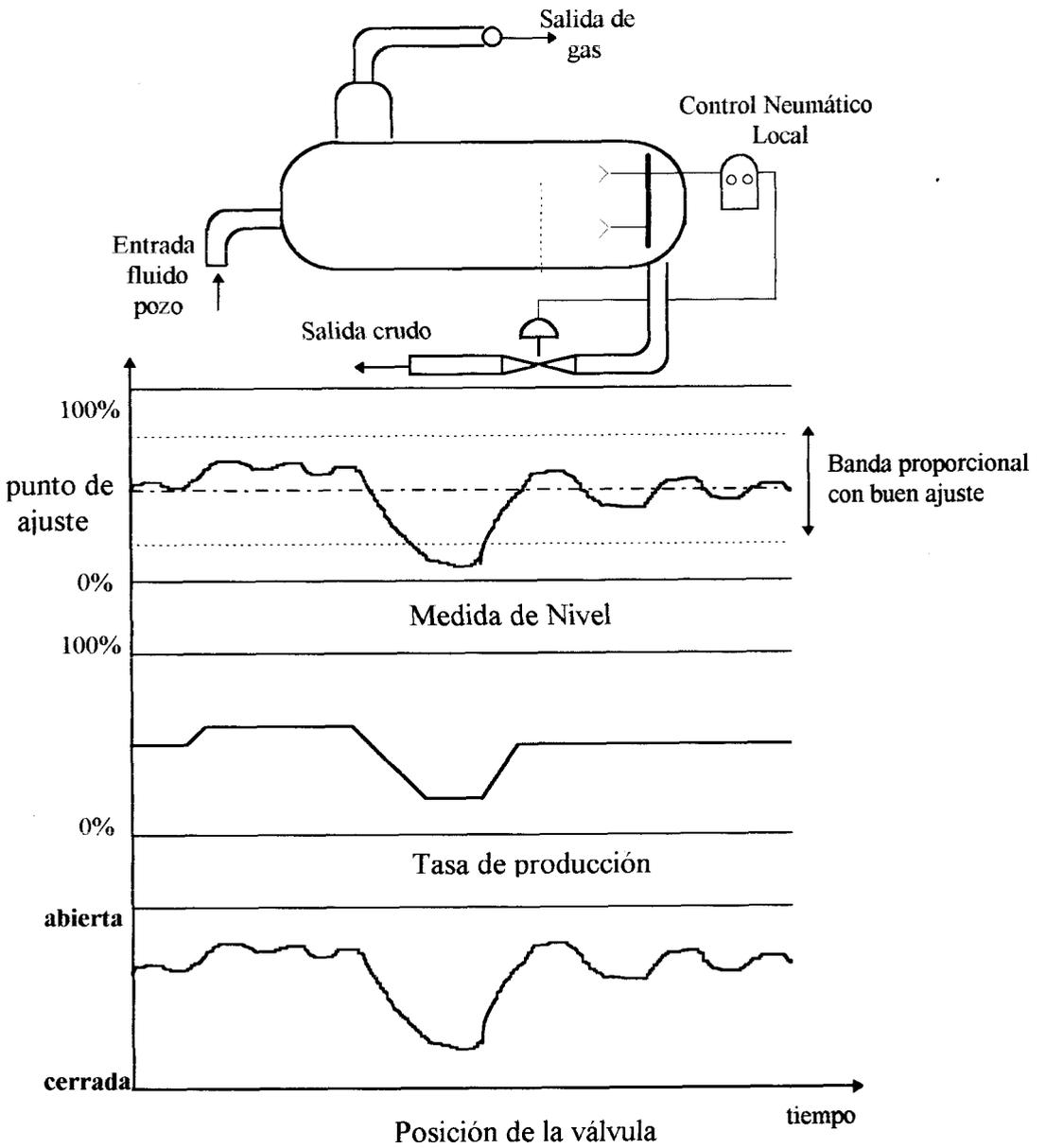
Es usado para controlar niveles, presión de gas en circuitos de reacción lenta.

Aquí vamos a tener una relación lineal continua entre el valor de salida del controlador y la señal de error.

El control proporcional depende del ajuste que se mantenga en la banda proporcional de los recipientes en los cuales se controla alguna variable.

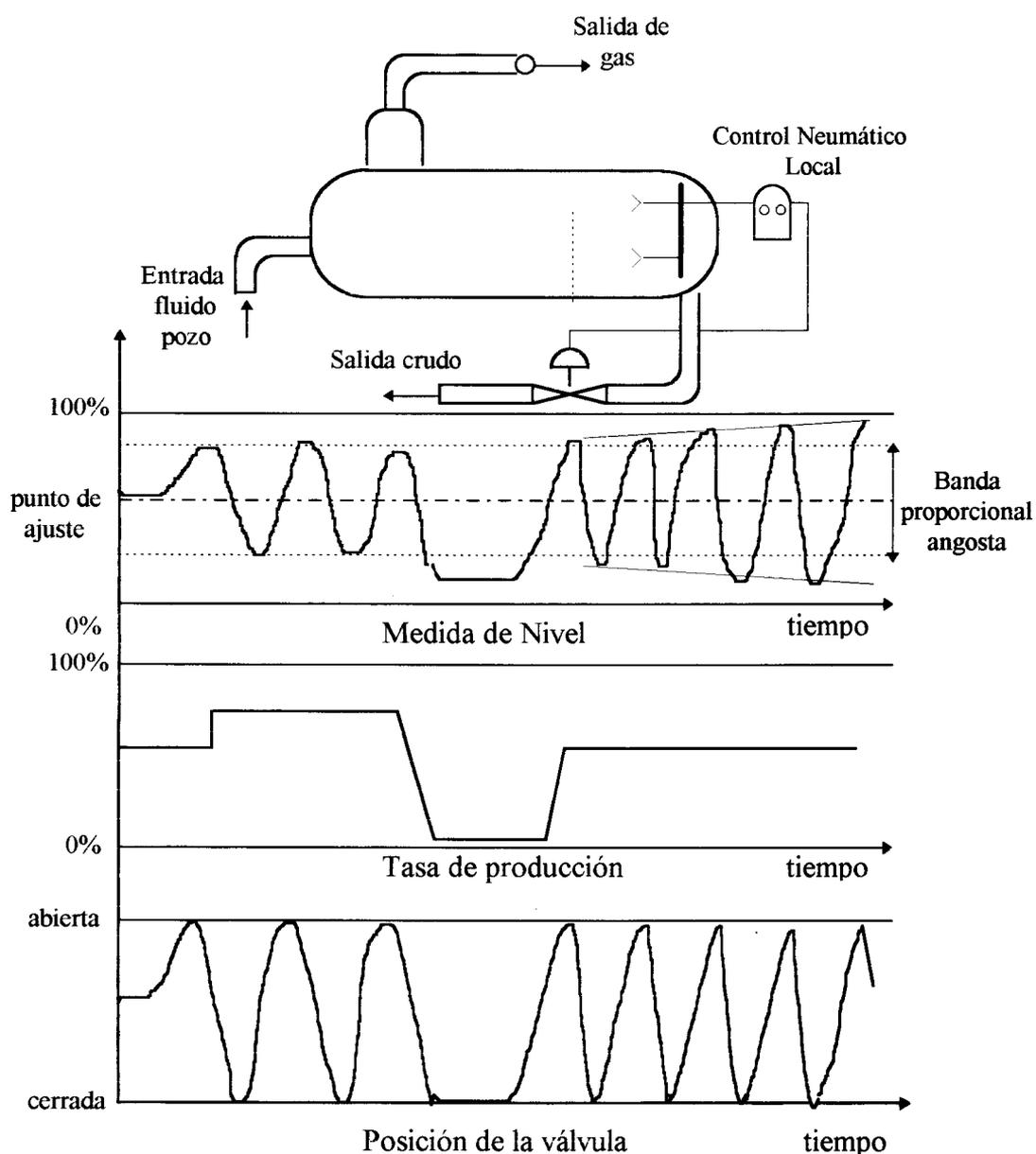
Un elemento detector de error realiza la comparación entre nuestra señal de entrada y una ya definida o punto de ajuste que es nuestra señal deseada , cualquier diferencia que exista hará que el controlador genere una señal correctiva de salida que es aplicado a la válvula o elemento final de control, que a su vez manejará una entrada variable al proceso, direccionando a que nuestra variable controlada regrese a las condiciones deseadas de trabajo.

En la representación gráfica que se da a continuación, la información se toma de la variable controlada en el proceso, a través de un sensor adecuado y será convertida en señal de entrada del controlador.



Esquema de Control Proporcional típico usado en el proceso.

La fijación de una banda proporcional inadecuada o una inestabilidad momentánea en el proceso puede originar que el error se desarrolle y que nuestro equipo de control no logre corregirlo al mismo ritmo, volviéndose inestable, actuando cíclicamente la válvula entre totalmente abierta o totalmente cerrada. Medidas correctivas como ajustes agregados a la banda proporcional son requeridas.



Esquema de control solo Proporcional de Banda Proporcional

Banda proporcional

La banda proporcional expresa la sensibilidad del controlador la expresamos como un porcentaje del intervalo de medida de la variable controlada.

Ganancia

El porcentaje de cambio en la salida del controlador es múltiplo del porcentaje de cambio en la medida. A este múltiplo es denominado ganancia.

Control Proporcional - Integral o de reajuste

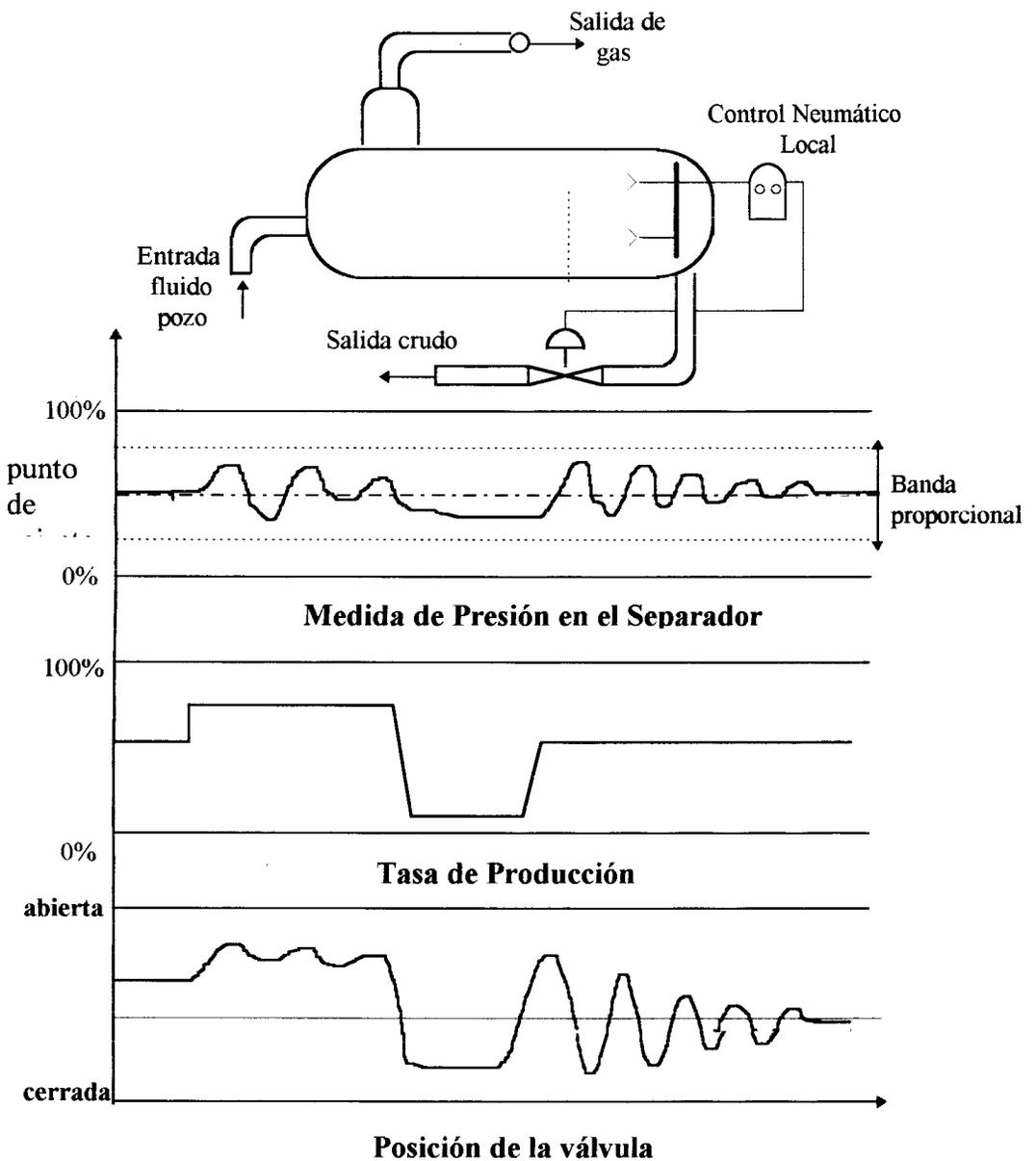
Este tipo de control es utilizado para controles de presión de líquidos, controles de flujo y niveles críticos de fluidos; alto-alto, bajo-bajo.

La acción continua del reajuste va cambiando las desviaciones hasta eliminar el error regresando la variable controlada al valor deseado por el punto de ajuste .

Usado en procesos intermitentes para evitar alto-alto o bajo-bajo valores de la variable, deben utilizarse controles proporcional más integral,

estabilizando rápidamente las desviaciones de la variable controlada, hasta eliminar el error.

A continuación se da una representación gráfica del control proporcional más integral.



Esquema control proporcional más integral

Control Proporcional-Integral-Derivativo

También conocido como de rango, es usado en controles para calentamiento de aceite término, presiones de vapor.

La respuesta derivativa se combina con la respuesta proporcional e integral, a medida que el error se incrementa, la salida del controlador también aumenta, de esta manera se anticipa al error para mantener la variable en el punto de ajuste sin sufrir cambios, aunque el proceso sea inestable la variable automáticamente es mantenida en la referencia.

El control derivativo se opone a cualquier cambio en la medida. Muy poca acción derivativa no tiene efecto significativo. Mucha acción derivativa produce en cambio, una excesiva respuesta y puede alterar el proceso.

El control Derivativo más Proporcional más Integral es usado en las Facilidades de Producción del Norte para controlar el sistema de Calentamiento de crudo.

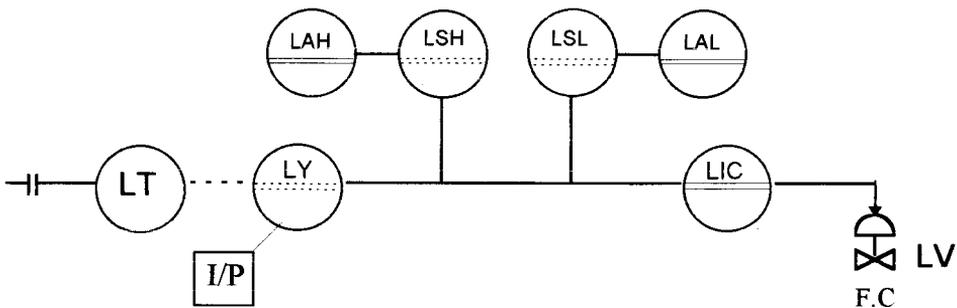
3.2 Lazos de Control del Proceso

Los lazos de control utilizados en las Facilidades de Producción del Norte para controlar niveles de agua, crudo, así como presiones y temperaturas se muestran continuación de manera esquemática.

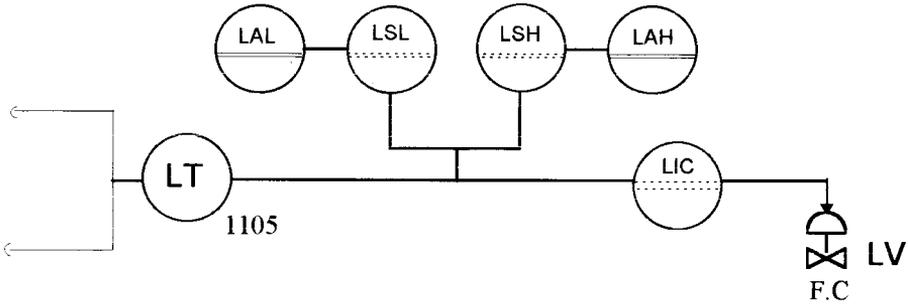
Lazos para Control de Nivel de Interfases

Los transmisores de tipo capacitivo se encuentran ubicados en los Separadores de Agua Libre, Separadores de Producción, Deshidratadoras Electroestáticas.

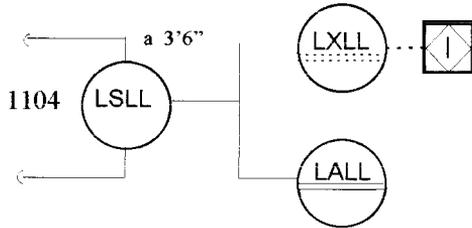
El lazo involucra dos alarmas, una de alta y una de bajo nivel, así como el controlador-indicador de nivel para gobernar el elemento final, la válvula de control. El lazo es:



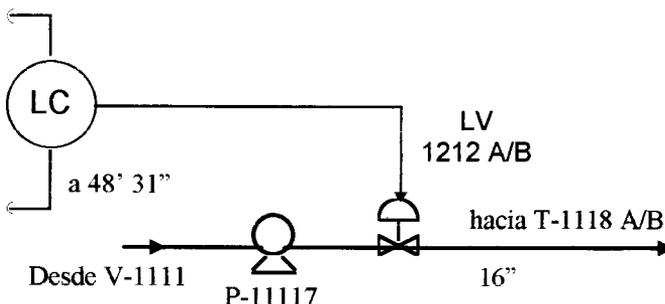
El Recolector de Aguas Producidas (V-1111) posee un transmisor para control de interfase tipo flotador, tiene el siguiente arreglo.



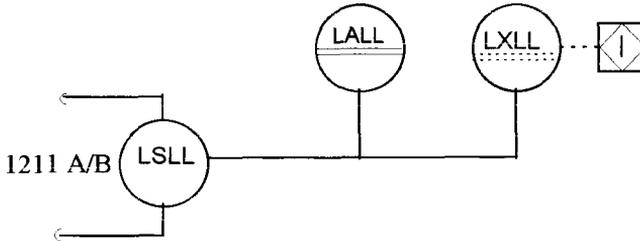
En adición, para controlar situaciones de bajo bajo nivel, el interruptor de nivel LSSL 1104 envía una señal de cierre a la válvula LV-1117 en la línea de salida de agua hacia las Celdas de Flotación, hasta recuperar niveles operativos.



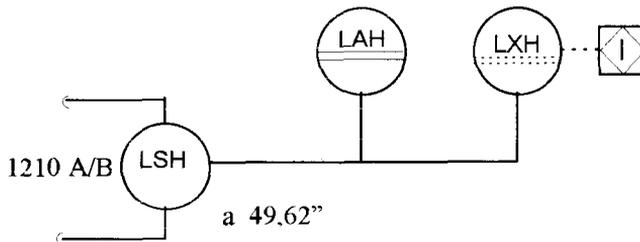
Las Celdas de Flotación tienen el siguiente arreglo, donde el nivel está gobernado por un controlador montado localmente que envía señales de apertura o cierre a la Válvula LV-214 -A/B ubicada delante de las bombas P-1117 A/C que descargan el agua producida a los T-1118 A/B.



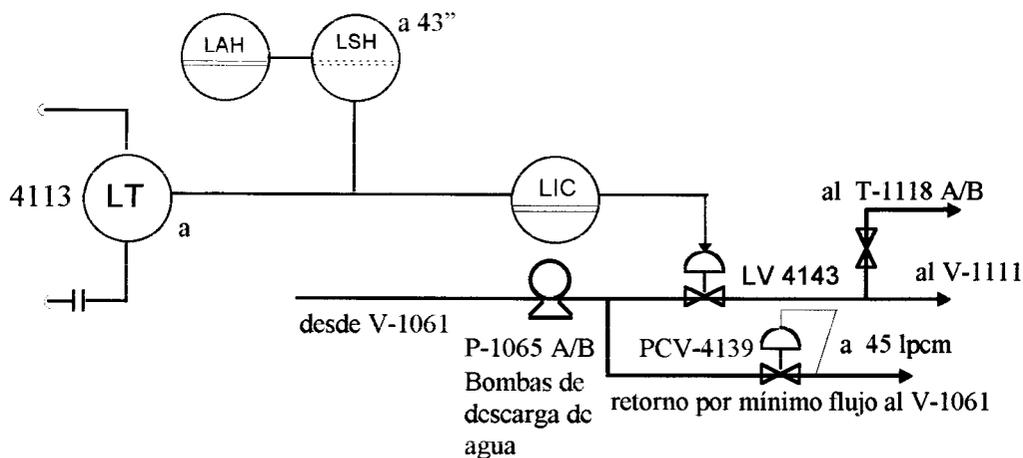
Para bajo-bajo nivel en las celdas existirá primeramente recirculación plena, luego si no se restablecen condiciones iniciales, las P-1117 A/B/C se apagan.



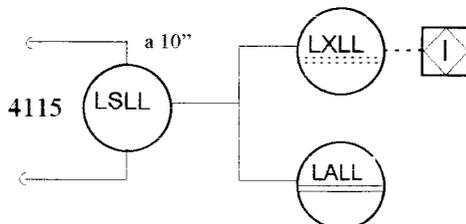
Si hay señal de alto nivel la recirculación será nula cerrándose además la válvula LV-1117 de salida de agua en el V-1111.



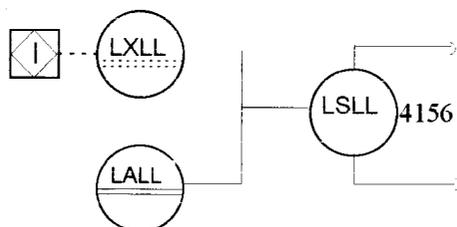
En el Separador de Gas Recuperado (V-1061) un transmisor de nivel tipo flotador genera la señal para el controlador-indicador de nivel, LIC 4143, permitiendo regular los flujos en la descarga de las bombas P-1065 y los niveles en el recipiente, posee además una alarma para altos niveles de interfase.



Para valores de bajo-bajo nivel de agua en el V-1061 tenemos el siguiente arreglo, que manda a apagar a las Bombas de agua P-1065 A/B.

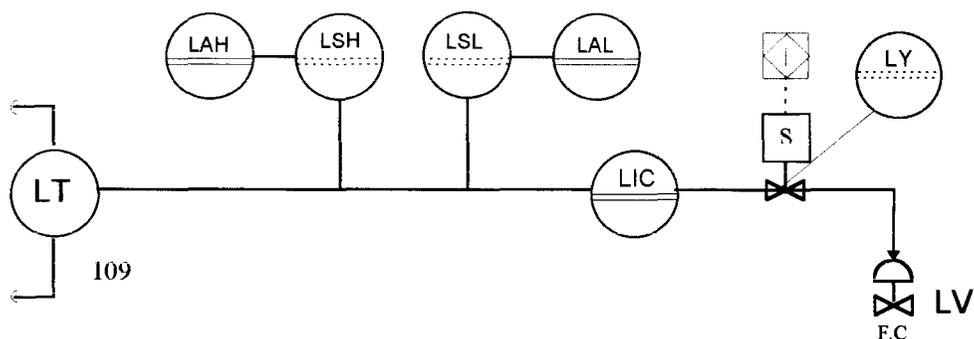


Para señales de bajo-bajo nivel de agua en el V-1062 las Bombas de vacío y de recirculación de agua, así como el enfriador se apagarán.

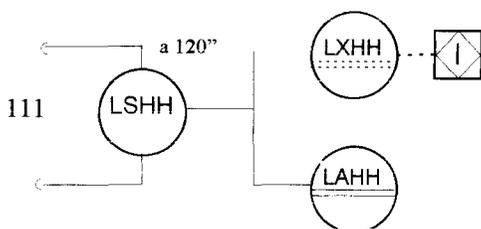


Lazos para control de nivel de crudo

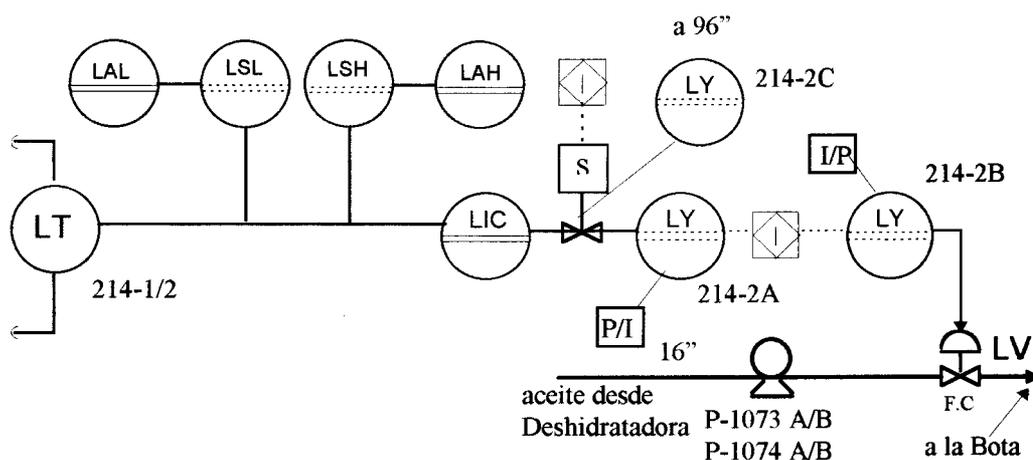
En los Separadores de Agua Libre, la señal neumática desde un transmisor tipo flotador se envía al Controlador-Indicador de nivel (LIC) y desde aquí a la válvula controladora del nivel de crudo, un arreglo adicional permitirá que en condiciones de emergencia una válvula selenoide de tres vías recibirá una señal de cierre desde el PLC y cortará el suministro de aire a la válvula de nivel para que cierre, evitando desbalances al proceso de separación. El lazo se complementa con dos alarmas de alto y bajo nivel de crudo.



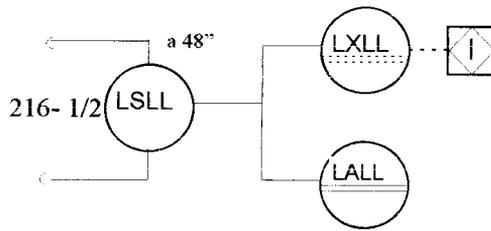
Para los controles de alto-alto nivel de crudo, el interruptor LSHH-111 enviará una señal de cierre a la Válvula de corte SDV-102 A/B evitando ingresos de fluidos desde las estaciones de producción y permitiendo tomar acciones de control en el recipiente V-1101 A/B.



Los Separadores de Producción poseen otro tipo de arreglo, en condiciones normales, el LIC 214-1/2 mantendrá señales para apertura o cierre de la Válvula LV 214-1/2 controlando el valor de la variable en su respectivo punto de ajuste. Al existir situaciones de emergencia la válvula selenoide recibirá una señal para el corte de aire de instrumentos cerrándose la válvula de nivel.

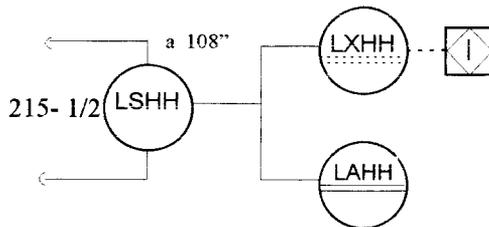


Cuando los niveles de crudo en el Separador de Producción están con indicación de bajo-bajo, la señal desde el PLC será de no permitir la generación del Campo eléctrico en las Deshidratadoras Electrostáticas a efecto de que si está pierde nivel ingrese oxígeno y pueda generar una chispa explosiva cuando se normalicen las operaciones, además cerrará la válvula de corte en la línea de salida de agua producida SDV-217 -1/2 y SDV-308-1/2 hacia el Recolector (V-1111) evitando que fluyan volúmenes adicionales desde el Separador de Producción y la Deshidratadora, para protección de las P-1074/1073 A/B éstas se apagarán. El arreglo es como sigue:

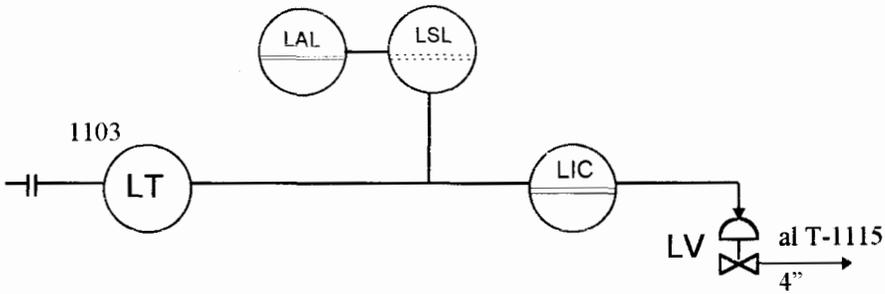


Para señales de alto-alto nivel en los Separadores de Producción y evitar que pasen fluidos con altos contenidos de agua hacia la Deshidratadora, una señal se envía para el cierre de la SDV-218 -1/2 de esta forma, evitar el ingreso de nuevos volúmenes al recipiente desde los Separadores de Agua Libre, para este caso y dependiendo del tren de procesamiento afectado, las dos Bombas P-1074 A/B o P-1073 A/B deberán estar prendidas a fin de desalojar el volumen de crudo acumulado en exceso.

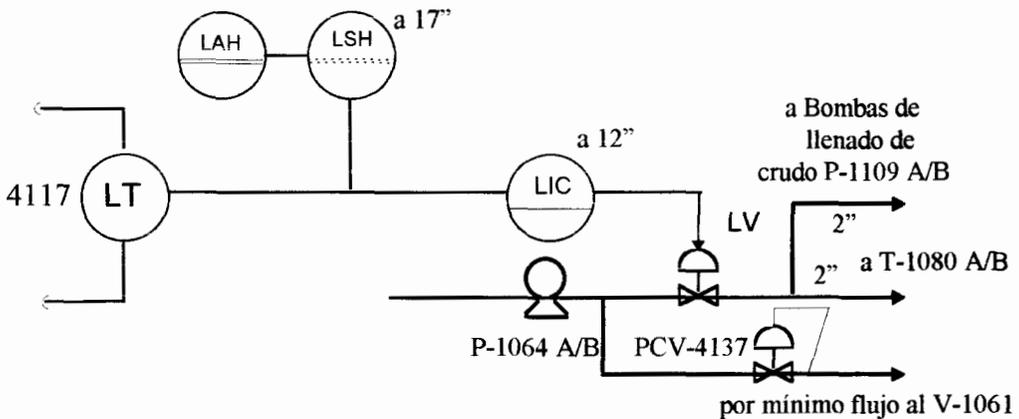
El arreglo es:



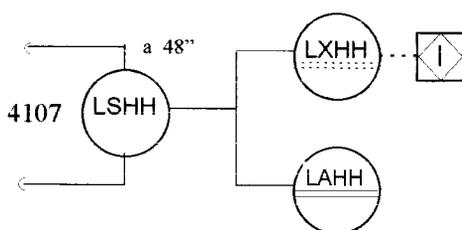
El Recolector de Aguas Producidas posee el siguiente lazo para el control de nivel de crudo obtenidos de las aguas de formación separadas en los recipientes V-1101 A/B, V-1105 A/B, V-1106/1206 y los recuperados en el V-1061.



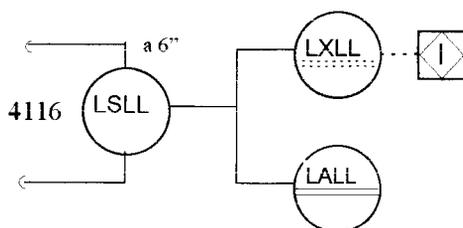
El Separador de Gas Recuperado (V-1061) diferenciándose de los otros equipos posee el siguiente arreglo para el control de los volúmenes de hidrocarburos ligeros recuperados. Si los niveles de estos hidrocarburos están bajo el punto de ajuste (12 ") la LV-4117 se cerrará, incrementándose la presión en la línea de descarga, si ésta llega a 99 lpcm la válvula autocontrolada PCV-4137 recirculará al Separador de Gas Recuperado para mantener niveles.



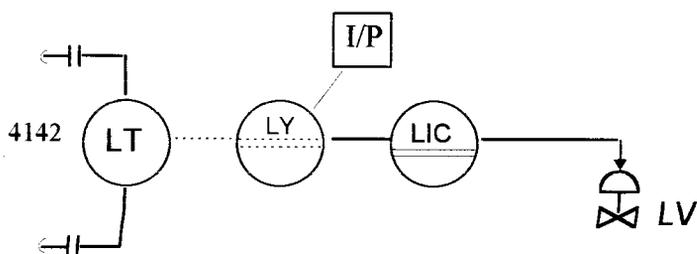
Al existir una señal de alto-alto nivel de crudo, la válvula de corte SDV-4103 se cerrará y simultáneamente la SDV-4102 abrirá para desviar los gases provenientes desde las Botas Desgasificadoras V-1107 A/B directamente al V-1125 y luego a la Tea.



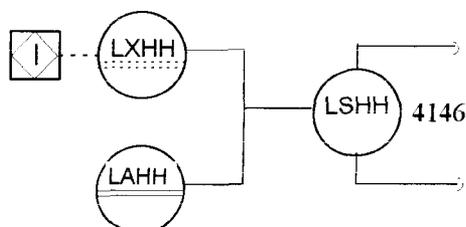
Para valores de bajo-bajo nivel de crudo en el V-1061 tenemos el siguiente arreglo, que enviará una señal de apagado a las Bombas de agua y condensados P-1065 A/B y P-1064 A/B respectivamente.



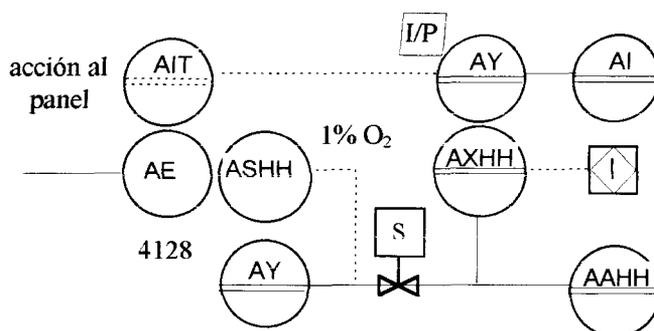
En el control del nivel de crudo recuperado en el Separador de Gas y Agua Recirculada desde las Bombas de vacío (V-1062), por tratarse de flujos bastantes estables, los volúmenes de hidrocarburos recuperados son enviados al V-1061 aprovechando un diferencial de 9 lpcm aproximadamente entre los dos recipientes.



Un alto-alto nivel de fluidos en el V-1062 originará que la bomba de vacío para recobro de gas C-1067 A/B se apague e igualmente las bombas de recirculación de agua P-1059 A/B y el enfriador E-1068 diseñado para mantener la temperatura del agua en 115 °F (46.1 °C).

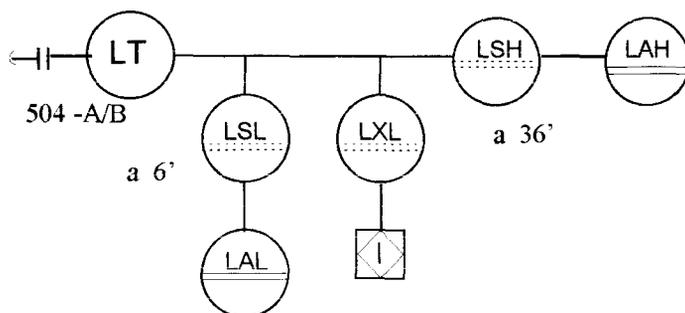


Además el sistema del V-1062 cuenta con un sensor-indicador de presencia de oxígeno en la línea de salida de gas a la Tea, y ocasionará un paro local cuando los porcentajes de O₂ sean mayores al 1% debido a que existe un volumen de gas que alimenta al cabezal para el sistema de control por colchón de gas a los recipientes cerrados T-1108 A/B, V-1114, T-1118 A/B, V-1112 A/B.

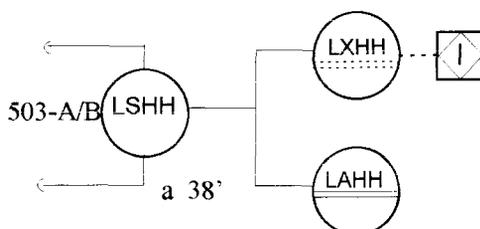


En los Tanques T-1108 A/B tenemos el siguiente arreglo para control de los niveles de crudo a ser bombeados a Shushufindi registrados en un

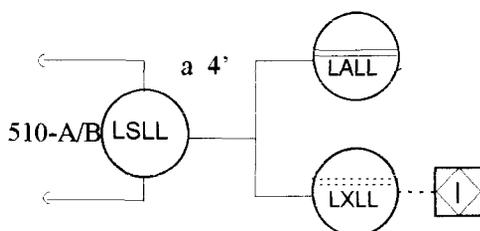
controlador de nivel, existen dos alarmas que indicarán bajo o alto nivel de crudo en los recipientes.



Para valores críticos de alto-alto nivel en los Tanques de Bombeo el arreglo es el siguiente.

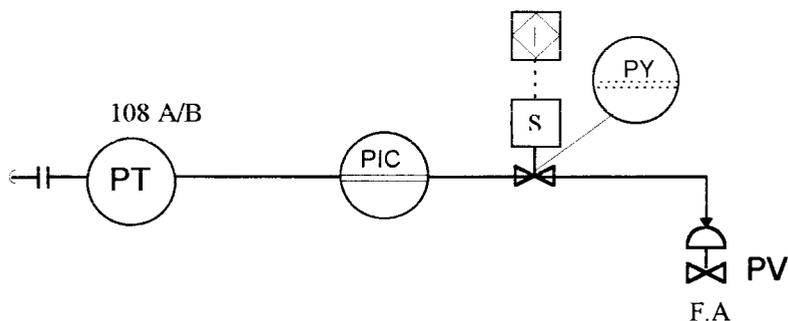


Para valores críticos de bajo-bajo nivel en los Tanques de Bombeo el interruptor 510 A/B enviará una señal para apagar las bombas de llenado de crudo P-1109 A/B/C y consecuentemente se apagarán las bombas de transferencia P-1110 A/B/C. El arreglo es el siguiente.



Lazo para control de Presión

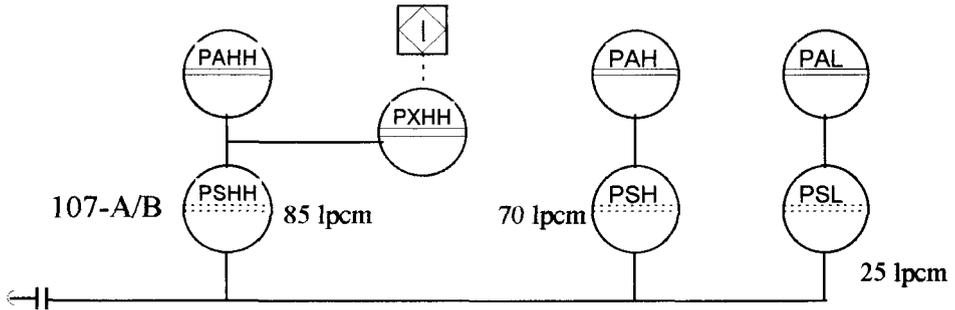
Se utiliza para controlar presiones en los Separadores de Agua Libre, se encuentra integrado con una válvula selenoide, para casos de emergencia ésta enviará el aire de instrumentos a la atmósfera, sin aire la válvula de presión se abrirá completamente evitando posibles estallidos de los recipientes.



En los Separadores de Agua Libre el punto de control para las presiones puede ubicarse en un rango de 45 a 55 lpcm.

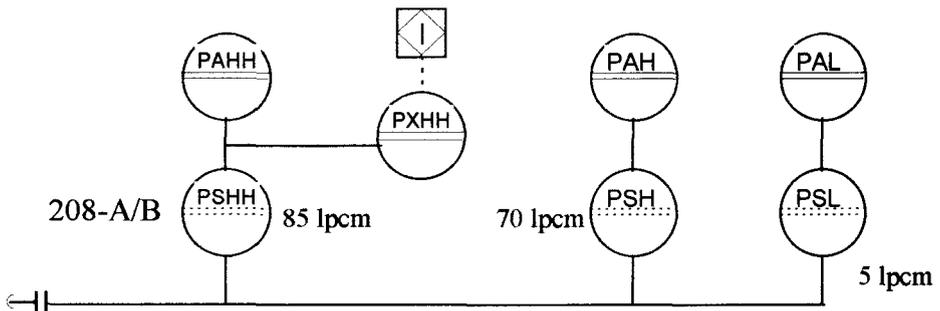
En los Separadores de Agua Libre para valores de alta-alta presión, alta presión y baja presión, se tiene el siguiente arreglo integrado con interruptores de presión que activan sus señales dependiendo del caso. Si se trata de un caso crítico, con valores de 85 lpcm o más la señal de cierre para la válvula SDV 102 A/B se activará, cortando el flujo desde las estaciones de producción e igualmente la SDV 116 A/B se cierra para

evitar que retornen fluidos desde el recipiente de drenajes cerrados V-1114 y Tanque Recuperador de crudo (T-1115).



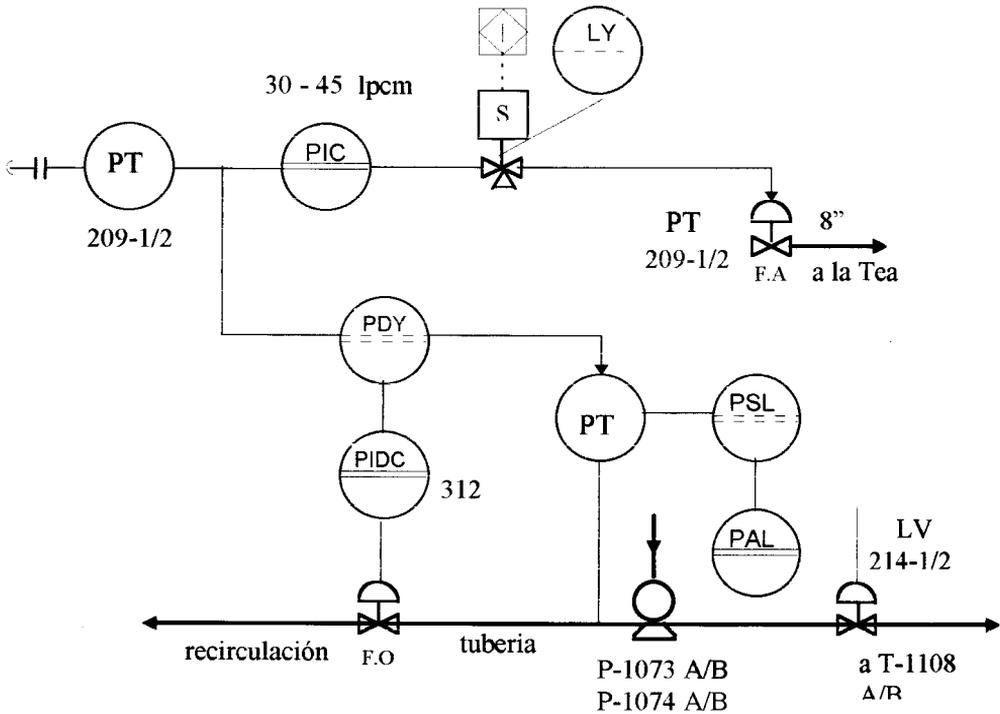
En los Separadores de Producción se tiene un arreglo idéntico, a diferencia de éste, el interruptor de alta presión se activa 5 lpcm.

Además para una presión de 85 lpcm el arreglo envía una señal de corte a la SDV 218-1/2 evitando el ingreso de fluidos desde los Separadores de Agua Libre A/B.



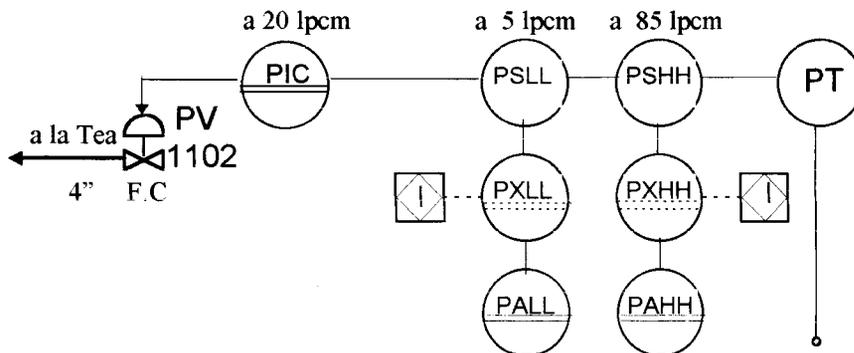
El lazo para controles de presión en los separadores de Producción se encuentra también integrado con una válvula selenoide que puede cortar

la señal de aire a la PV-209 en caso de emergencia en el proceso, el lazo posee un arreglo con una bifurcación que será explicada más adelante.

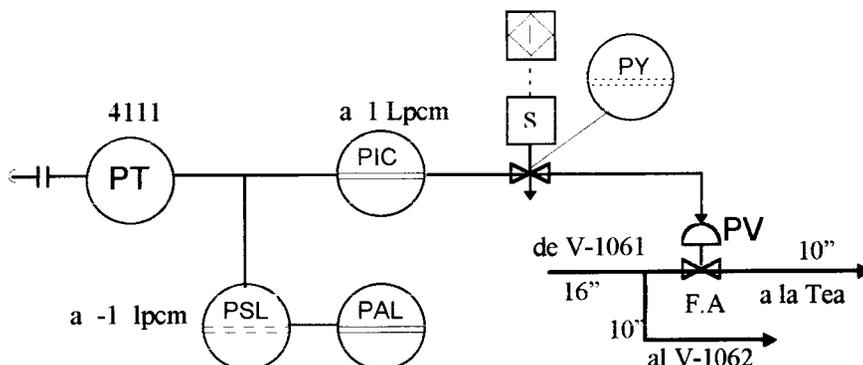


Para controles de presión en el Recolector de aguas producidas una misma señal sirve para accionar la válvula controladora de presiones PV-1102, así como los interruptores de alta-alta y bajo-bajo presiones, sus valores están ajustados en un rango situado entre 5 lpcm y 85 lpcm fuera de este rango se activan dos interruptores. Para bajo-bajo valores de presión las válvulas LV-1117 y PV-1102 se cierran completamente evitando pérdidas adicionales de presión, si por el contrario existen incrementos elevados mayores a 85 lpcm el flujo al recipiente debe ser

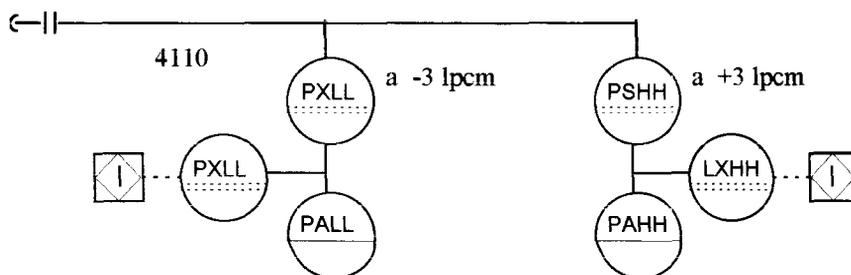
anulado. En casos extremos tales como 100 lpcm las válvulas de seguridad PSV-1101 envían los excesos a la Tea.



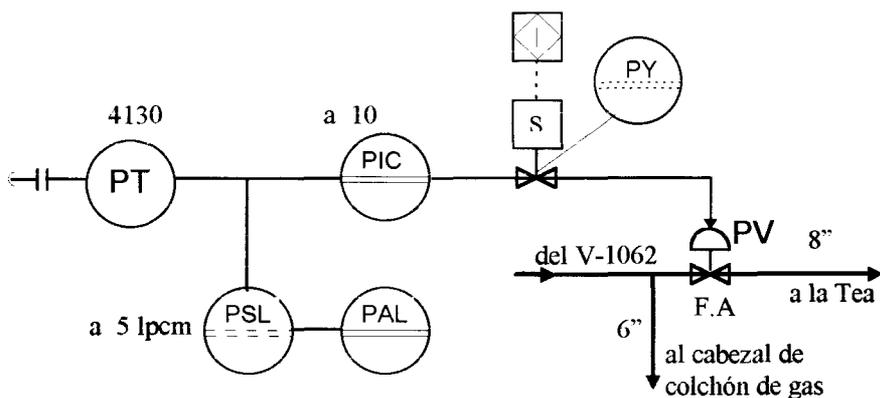
En el Separador de Gas Recuperado (V-1061) se tiene un lazo para control de presiones, integrado con una válvula selenoide para casos de emergencia, es un lazo de alta sensibilidad pues los controles se realizan en rangos muy pequeños de presión debido a los bajos volúmenes de gas que provienen desde las Botas Desgasificadoras. Aquí a presiones mayores de 1 lpcm la válvula PV-4111 se abrirá, a - 1 lpcm se activará una alarma de baja presión, para este momento la válvula de presiones estará cerrada evitando salida de gases a la Tea y permitir el restablecimiento operativo.



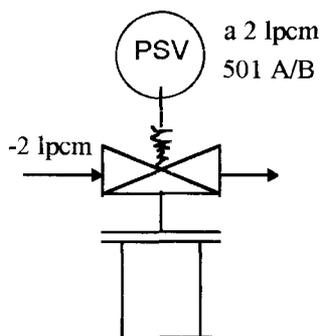
En el mismo recipiente tenemos dos interruptores uno de alta-alta y u otro de baja-baja presión, que ejecutan sus acciones una vez recibidas desde el PLC sus respectivas señales. A vacíos de - 3 lpcm no existirá flujo a la Tea, se apagarán las Bombas de desalojo de agua y crudo, recirculará entonces gas desde el V-1062 para restablecer presiones. A presiones mayores a 3 lpcm la PV-4111 abrirá completamente y se irá gas hacia la Tea.



Para control de presiones en el Separador de Gas y Agua Recirculada tenemos un lazo con una válvula solenoide integrada. Las presiones en este recipiente son mayores debido a la descarga de las Bombas de vacío C-1067 A/B que se alimentan del gas provenientes del V-1061, por esta razón podemos enviar gas al cabezal de colchón de gas para proteger los recipientes cerrados, así como recircular flujos gaseosos al V-1061 regulados con la PV-4143 cuyo controlador- indicador de presiones está ajustado a - 2 lpcm. El arreglo es el siguiente.

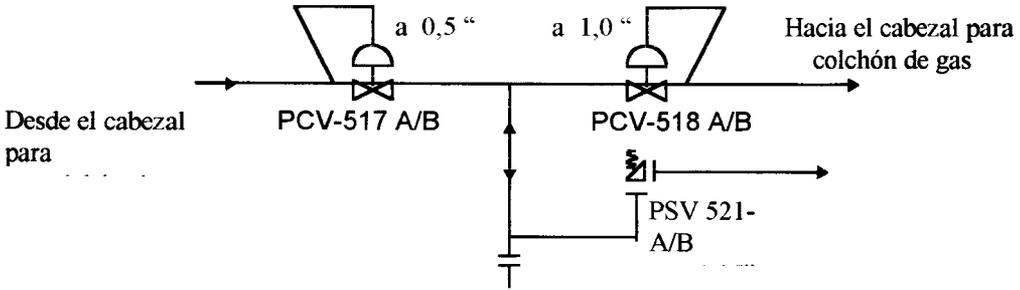


Para control de presiones en el Tanque de Bombeo de crudo tenemos un arreglo de válvulas para entrada y salida de colchón de gas. La PCV-501 a presiones de vacío inferiores a 2 lpcm permite el ingreso de aire a fin de evitar colapso en el Tanque, a presiones superiores a +2 lpcm envía a la atmósfera evitando el estallido del recipiente.



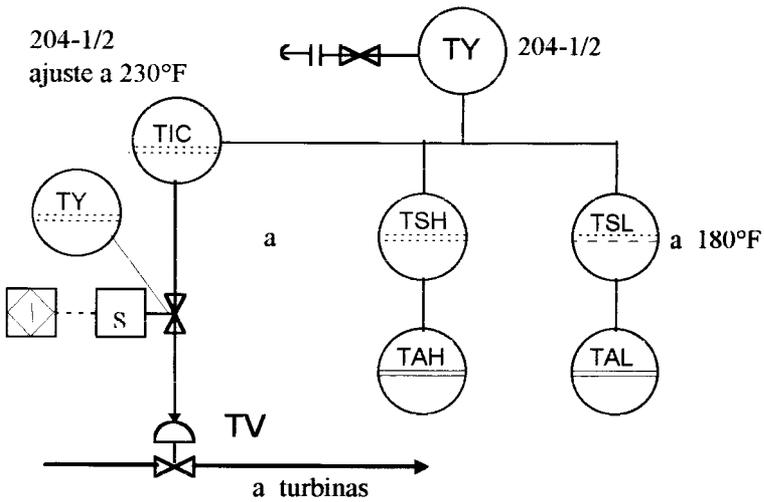
Para el control de presiones del sistema de manto de gas que protegen los Tanques de Bombeo, se cuenta con un arreglo que involucra dos Válvulas autocontroladas PCV-517/518- A/B, la primera permite el ingreso de gas cuando la presión baja a 0.5 pulgadas de agua y la segunda desaloja el exceso de gas cuando la presión supera la pulgada de agua. A condiciones

de presión superior a 1.25 " pulgadas de agua la válvula de seguridad PSV 521 enviará el gas a una tea de baja presión.

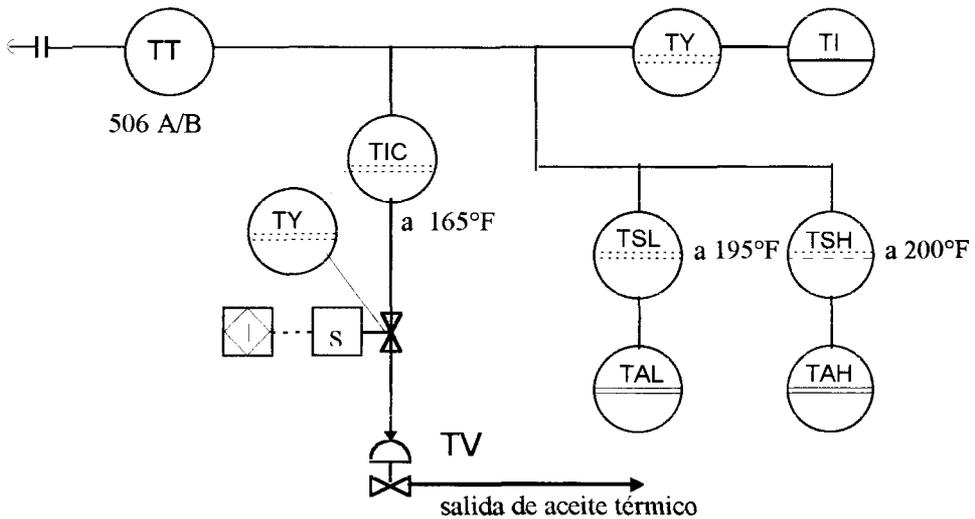


Lazo para control de Temperatura

Para controlar la temperatura del crudo antes de ingresar al Separador de Producción, los Intercambiadores de Calor poseen un arreglo en donde controla el ingreso y salida del aceite térmico. El arreglo es:



Para controlar la temperatura del crudo en los Tanques de Almacenamiento y Bombeo el arreglo permite mantener una temperatura de 165 °F en los Tanques 1108 A/B. El arreglo es:



3.3 Sistema de Control de los Equipos

Para el sistema de operación del proceso se dispone de tableros locales que permiten controlar en automático los equipos del proceso en forma fácil y segura, y al mismo tiempo localizar e inspeccionar visualmente, problemas en el sistema.

Cada equipo dispone de alarmas, las cuales previenen al operador de presiones, temperaturas y niveles fuera de rango operativo o de sistemas de protección que actúan a través del PLC (Programa lógico

de Control) cortando o abriendo flujos cuando los controles de alto-alto y bajo-bajo son superados, es decir cerrando o abriendo válvulas de protección para colocar al equipo en una situación segura y fuera de riesgos, evitando principalmente derrames, daños humanos y materiales.

Todas las Facilidades de Producción tienen referencias de punto de ajuste; para nivel, temperatura y presión: alta, baja, alta-alta y bajo- bajo, estas dos ultimas condiciones se tratan siempre de evitar. Los valores de puntos de ajustes de los controladores están en el apéndice A.

A continuación se muestra el sistema de control para los niveles de crudo, agua y gas del proceso.

Separador de Agua Libre

En el Separador de agua libre controlamos:

- 1) El nivel de interfase; agua/crudo
- 2) El nivel del crudo
- 3) La presión en el recipiente

Control de nivel de interfase agua/crudo (agua)

En el interior del recipiente se tiene una sonda o sensor de nivel que está ubicada en una antena de 104 pulgadas de longitud, la sonda mide un pie de longitud, además está dividida y calibrada en un rango de 0% a 100% para registrar señales en la interfase (ver ilustración # 12).

Este pie de sonda esta ubicado a 78", equivalente al 0% de la sonda, a partir del fondo del recipiente, el mismo que es de tipo capacitivo y emite una señal eléctrica para cada cambio de valor de la variable hacia un transmisor de nivel (LT-106-1) que a su vez envía la señal eléctrica a un transductor (LY-106-1) que convierte la señal de eléctrica a neumática, siendo receptada por un Controlador-Indicador (LIC-106-1) que envía una señal a la válvula controladora de nivel de interfase dando una apertura o cierre (ver ilustración # 14).

La señal de la variable es comparada con el punto de ajuste o de referencia, y de la corrección de error dependerá que existan señales de nuevas aperturas o nuevos cierres.

El nivel de la interfase es controlado a una altura entre 81" y 87" , y el punto de ajuste de la válvula se encuentra a 84" o sea el 50% de la sonda, la válvula se encuentra en la línea de salida de 10" hacia el

recolector de aguas (V-1111) y lo hace por el fondo del recipiente. Si los niveles están fuera del rango de control, menor que 81" o mayor que 87" el transductor activa un interruptor de alto o bajo nivel según sea el caso, y este hace sonar la alarma.

Control de nivel de crudo (Nivel de interfase crudo-gas)

Al otro extremo de la entrada del flujo del Separador de Agua Libre (FWKO) se controla el nivel del crudo que llega hasta una canasta de recolección. El crudo que se ubica siempre por encima del agua, reboza en la canasta con una mejor calidad.

En la canasta se tiene ubicado un transmisor (LT 109-1) de tipo flotador denominado pierna de nivel con un rango de control de 0% a 100% en una longitud de un pie. Este transmisor emite una señal neumática que es receptada por el Controlador-Indicador (LIC -109-1) enviando una señal a la válvula (LV-109-1) cuando el punto de ajuste varía del 40 %. Esta se encuentra a la salida del crudo calentado en el Intercambiador de Calor. El mayor o menor cierre de la válvula permite asegurar un volumen óptimo de crudo para un eficiente calentamiento y mejorar la separación de petróleo, agua y gas en los Separadores de Producción.

En situaciones de paro por emergencia en el proceso, la válvula selenoide envía una señal de corte de aire a la válvula de presión en este momento se tendrá una apertura máxima para prevención de sobrepresiones.

Además como elementos de control para situaciones de alta inestabilidad existen interruptores de alto-alto nivel de crudo que envían señales de cierre a la válvula (SDV-102-A/B) anulando el ingreso de fluido que viene de los campos productores o del Tanque recuperador de crudos (T-1105) ayudando a recuperar la estabilidad en periodos de 5 a 10 minutos.

Control de Presión

En la parte superior de los Separadores de Agua Libre (V-1101) existe un componente básico con forma de domo en cuyo interior hay un arreglo de mallas construida en acero blanco, cuya función es retener vapores de agua, hidrocarburos ligeros en suspensión y otras sustancias, permitiendo así la salida de partículas de gases del orden de 15 micrones aproximadamente hacia el Deshidratador de Gases antes de pasar por la tea.

La malla esta soportada en un deflector para coalescer o eliminar las gotitas de hidrocarburos de la corriente de gas.

Para el control de presiones en el Separador de Agua Libre tenemos un transmisor de presión (PT-108-1) el cual envía la señal al controlador - Indicador de Presión (PIC-108-1), que a su vez da una señal para controlar la válvula (PV-108-1) en la línea para salida de gases (ver ilustración # 14), si la presión es mayor a 50 lpcm o del punto de ajuste la válvula abre, permitiendo el desfogue del gas y si la presión es menor la válvula cierra. Se mantiene de esta manera la estabilidad del proceso.

Además hay una bifurcación para alimentar al recipiente recolector de gases (V-1069). Estos flujos son controlados por una válvula de presión calibrada para abrirse a 25 lpcm sensados aguas abajo de ésta. Desde este recipiente Recolector de Gases se alimentará al sistema de protección por colchón de gas

Para casos de desbalance en los recipientes V-1101/1201, debido a altas presiones con más de 100 psi, las válvulas de seguridad de presión (PSV-104 AA/BB) relevarán por una línea de 12" al Deshidratador de Gases (V-1125) los volúmenes adicionales de gases, protegiendo equipos y personal del proceso.

Intercambiador de Calor

Control de la Temperatura

Un transmisor de temperatura (TT-204-1) está ubicado delante de la válvula controladora de nivel de crudo a la salida del Intercambiador. Este transmisor detecta si la variable está bajo el punto de ajuste, entonces envía una señal al controlador - indicador de temperatura del aceite térmico (TIC-204-1), para que la válvula (TV-204-1) de control de temperatura se abra, permitiendo que más aceite térmico fluya para calentar el crudo (ver ilustración # 15).

Si la temperatura es mayor que el punto de ajuste entonces la válvula se cierra manteniendo control sobre el calentamiento.

En el Intercambiador, el crudo recuperará calor perdido desde los pozos hasta los Separadores de Agua Libre (V-1101 A/B), así como los fluidos que retornan del recipiente Recolector de Drenajes cerrados (V-1114), Tanque Recuperador de Crudos (T-1115), de recircular en casos especiales desde las Bombas (P-1073 A/B), y de las bombas para llenado de crudo (P-1109 A/B/C).

Separador de Producción

En el separador se controla:

- 1) Nivel de la interfase agua/crudo
- 2) Nivel de crudo.
- 3) Presión en el recipiente.

Control de nivel de la interfase agua/crudo

En el interior del recipiente se tiene una sonda o sensor de nivel que está dividida y calibrada en un rango de 0 % a 100 % como en el Separador de Agua Libre para registrar señales en la interfase, en una longitud igualmente de un pie. La ilustración # 16 muestra el diagrama de un Separador de Agua Libre con su instrumentación.

La sonda es de tipo capacitiva y emite una señal eléctrica para cada cambio de valor de la variable hacia un transmisor de nivel (LT-206-1) que a su vez envía la señal eléctrica a un transductor (LY-206-1) que convierte la señal eléctrica a señal neumática, siendo receptada por el Controlador - Indicador (LIC-206-1) y que envía la señal neumática a la válvula controladora de nivel de interfase (LV-206-1) dando una apertura

o cierre dependiendo está de la alteración por parte de la interfase agua crudo.

El nivel de agua es controlado a una altura aproximada de 48 pulgadas desde el fondo del recipiente y el punto de ajuste de la válvula se encuentra aproximadamente en el 40 % de la longitud de la sonda, la válvula se encuentra en la línea de salida de 6 pulgadas hacia el Recolector de aguas y lo hace también por el fondo del recipiente.

Si los niveles están fuera de los rangos de control el transductor activa un interruptor de alto o bajo nivel según sea el caso, y este hace sonar la alarma.

Control de Nivel de Crudo

El crudo cae por gravedad a la Deshidratadora desde el fondo del Separador de Producción a efectos de mantener inundado la Deshidratadora.

Al otro extremo de la entrada de flujo en el interior del Separador de Producción (V- 1105/1106) se controla el nivel de crudo, el mismo que reboza por una placa, en esta zona de reboce un transmisor (LT-214-1) de tipo flotador el cual se le denomina pierna de nivel emite una señal

neumática que es receptada por el Controlador-Indicador (LIC-214-1), luego la señal es enviada a la válvula que se encuentra después de las Bombas (P-1073 A/B) de las Deshidratadoras.

Si el nivel es mayor al del punto de ajuste , la válvula se abre para permitir la salida del crudo. Cuando el nivel es menor al del punto de ajuste la válvula se cierra para impedir su salida.

Al existir altos o bajos niveles según sea el caso puede activar los interruptores de alto o bajo nivel según sea el caso, y estos hacen sonar su respectiva alarma.

Las válvulas de nivel LV 214-1/2 controlan la tasa de flujo proveniente desde las Deshidratadoras, tomando la señal de nivel en los Separadores de Producción

Si los valores activan el interruptor de bajo nivel estas válvulas se cierran y el flujo es recirculado a la salida de los Intercambiadores de Calor. Caso contrario existirá un flujo controlado hacia las Botas de Desgasificación.

Cuando un alto-alto nivel se origina (mayores a 108 pulgadas), el interruptor (LSHH 215-1) envía una señal al PLC y a su retorno manda a

cerrar la válvula de Paro (SDV 218-1) evitando el ingreso de crudo desde los Separadores de Agua Libre. Por el contrario al tener un bajo-bajo nivel de crudo el interruptor envía una señal al PLC y a su retorno cierra la válvula de Paro (SDV-308-1) evitando que un exceso de desalojo de agua de la Deshidratadora al Recolector de aguas (V-1111) haga perder la condición de completamente inundado que requiere la Deshidratadora para trabajar normalmente, además se cierran las válvulas de control de nivel de crudo del Separador (LV 214 1/2) y las Bombas (P 1074 A/B) se apagan.

Control de Presión

En la parte superior de los Separadores de Producción existe un componente básico en forma de domo en cuyo interior hay un arreglo de mallas construida en acero blanco, cuya función es retener vapores de agua, hidrocarburos ligeros en suspensión y otras sustancias de la corriente de gas, produciendo una salida de gas más limpio hacia el Deshidratador de Gases (V-1125) antes de pasar por la tea.

En este Eliminador de niebla, e igual que en el Separador de Agua Libre, se tiene un Transmisor de presión (PT-209-1) que envía una señal neumática al Controlador-Indicador de presión (PIC-209-1) que a su vez envía la señal a la válvula automática de presión (PV-209-1) en la línea

de 4" de salida de los gases, si la presión es mayor a la del punto de ajuste o 30 lpcm la válvula abre permitiendo la salida de gas y el alivio de la presión. Si la presión es menor al del punto de ajuste la válvula cierra. Se mantiene así la estabilidad del proceso. En condiciones normales la variable será controlada en el valor del punto de ajuste.

La señal de presiones en los Separadores de Producción son sensadas por el transmisor, pero además posee una bifurcación, una de las dos señales va al controlador indicador de presiones ya mencionado, cuya señal es recibida previamente en una selenoide.

Un convertidor de presión diferencial toma la otra señal después del transmisor de presión 209- 1/2 para compararla con la presión sensada en la línea de descarga de las bombas P-1074 ó P-1073 según sea el tren A ó B, ubicadas a la salida de las Deshidratadoras, una vez realizada la diferencia de presiones la señal se envía a un controlador-indicador de presión diferencial (PDIC-312- 1/2) para apertura o cierre de la válvula de presión (PV-312-1/2) permitiendo la recirculación de crudo procesado en las Deshidratadoras Electroestáticas hacia la entrada de los Intercambiadores de Calor E-1104/1204.

Cabe indicar que esta condición operativa se origina cuando existe bajos niveles de crudo en el Separador de Producción A o B, cuando la válvula

de nivel LV-214-1/2 está cerrada y no hay flujo hacia los Tanques de Bombeo.

En el mismo lazo de control hay una válvula selenoide (PY-209-1) que actúa por la señal que le envía el PLC, en el caso que tuviéramos situaciones de paros de emergencia está envía una señal de corte a la válvula de presión (PV-209-1) en este momento se tendrá una apertura máxima de la válvula para proteger de sobrepresiones al equipo.

Cuando existan presiones mayores a 100 lpcm, las válvulas de seguridad PSV-205-1 relevarán por una línea de 8 pulgadas al Deshidratador de Gases (V-1125) para protección de equipos y personal.

Además hay una bifurcación como en los Separadores de Agua Libre que permite alimentar al Recolector de Gases (V-1069) y cuyo flujo es controlado por la válvula de presión PCV-212-A/B.

Deshidratador Electrostático

En el Deshidratador Electrostático se controla el nivel de interfase agua/crudo.

Control de nivel de agua

Se tiene dentro de la Deshidratadora una sonda que mide aproximadamente 22 pulgadas, no esta colocada verticalmente como en el Separador de Agua Libre y Separador de Producción, sino que se la ha colocado inclinada (ver ilustración # 13), con el objeto de ser más precisos en el control, esta posición tiene mayor longitud de contacto con la interfase, la sonda queda identificada como (LT-306-1/2). La señal es tomada a una distancia desde el fondo del recipiente de 31" y es medida hasta los 47".

La sonda está dividida y calibrada como en el Separador de Agua Libre y Separador de Producción en 0% y 100% en los cuales la interfase registra una lectura y manda una señal variable de 4 a 20 miliamperios la misma que es luego transformada de 3 a 15 psi , según el caso.

La sonda envía una señal la cual es convertida en señal Neumática por medio del transductor (LY -306-1), y de ahí al LIC-306-1/2 que controla la apertura o cierre de la válvula (LV-306-1/2). La ilustración # 17 muestra el diagrama de una Deshidratadora con su respectiva instrumentación.



Tanques de Almacenamiento

Un sistema de protección que utiliza manto o colchón de gas es suministrado desde un cabezal el que siempre estará entregando presión promedio de 1 pulgada de agua en el Tanque. Cuando la presión disminuye por debajo de ese valor una válvula autocontrolada de presión se abre y permite un mayor flujo de gas, si la presión aumenta sobre 1 pulgada la válvula de control para ingreso de gas se cierra y una segunda válvula relevará el exceso a una tea de baja presión, si el volumen es tal que supera a la capacidad de la válvula , existe una válvula ajustada a 2" de agua que se activará, enviando más gas a la tea de baja presión, si la presión es mayor a 2.4" de agua una válvula de seguridad relevará directamente a la atmósfera el tiempo necesario de tal forma que se vayan recuperando los valores normales de presión en el interior del recipiente.

Tanque Recuperador de crudo (T-1115)

En el tanque Recuperador de crudos se controla:

- 1) Temperatura del aceite térmico
- 2) Nivel de fluidos en el Recipiente

Control de la Temperatura

En el recipiente se tiene un sensor para controlar la temperatura del crudo, el cual emite una señal neumática para cada cambio de valor de la temperatura del crudo hacia el transmisor de temperatura (TT-3302) que a su vez envía la señal neumática a un controlador indicador de temperatura (TIC-3302) este a su vez envía la señal a la válvula controladora de aceite térmico (LV-3302) dando una orden de apertura o cierre dependiendo está de la temperatura por parte del crudo.

La misma señal neumática tomada del transmisor de temperatura pueden accionar los interruptores de alta temperatura (TSH) o de baja temperatura (TSL), lo cual activan sus respectivas alarmas dependiendo de la temperatura que tenga el crudo.

Si la temperatura del crudo es mayor a la temperatura de referencia o de ajuste, el Controlador-Indicador envía una orden de cierre a la válvula de temperatura (LV-3302) para restringir el ingreso del aceite térmico hacia el Tanque Recuperador provocando que la temperatura del crudo en su interior no siga aumentando.

Si la temperatura del crudo es menor a la de referencia el Controlador-Indicador envía una orden de apertura a la válvula (LV-3302) para

permitir el ingreso del aceite térmico hacia el Tanque Recuperador y así mantener la temperatura del crudo en la temperatura de referencia.

Control de nivel de fluidos

En el interior del recipiente tenemos un transmisor de nivel de fluidos el cual emite una señal neumática que pueden accionar interruptores de alto nivel (LSH-3304) o de bajo nivel (LSL-3304) los cuales pueden activar sus respectivas alarmas dependiendo del nivel que se tenga en el Tanque Recuperador.

Si se detecta un nivel alto de crudos se prenden las bombas (P-1116A/B) para desalojar el fluido y enviarlo a las bombas de transferencia a Shushufindi, si el crudo está bajo especificación de bombeo, caso contrario se envía a los Separadores de Agua Libre o a los Separadores de Producción dependiendo de la calidad que tenga el crudo.

Recolector de Aguas

En el Recolector de aguas se controla:

- 1) Nivel de agua
- 2) Nata de crudo

3) Presión en el recipiente

Control de nivel de interfase (agua)

Dentro del recipiente se tiene una sonda tipo capacitiva de 12 pulgadas de altura que envía una señal neumática a un transmisor (LT 1105) y este a un Controlador-Indicador (LIC 1105) el cual compara la señal de la medida con la de referencia, entonces el controlador decide si abre o cierra la válvula (LV 1105), completándose el lazo de Control que gobierna el nivel de agua.

La válvula tiene su respectiva línea de desvío como todas las válvulas automáticas y son necesarias para tener la válvula en mantenimiento en caso de falla o daño.

En la misma línea y a continuación se tiene una válvula para paros de energía SDV 1117.

Control de nata de Crudo

Como se ha mencionado el Recolector recibe las aguas de los Separadores de agua libre (V-1101 A/B), de los separadores de

producción (V- 1106 A/B), de las Deshidratadoras Electrostáticas y del Separador de Gas Recuperado (V-1061).

En el agua recolectada se tiene aceite libre (nata), el cual por medio de la sonda ubicada en el transmisor (LT-1103) recibe la señal de la interfase para transmitirla hacia el Controlador -Indicador (LIC-1103) como respuesta compara la señal de la variable con la de referencia , entonces manda una señal de apertura o cierre de la válvula (LV-1103) dependiendo del nivel de agua.

La válvula esta ubicada en la línea de salida de aceite hacia el Tanque Recuperador de Crudo (T-1115), la línea es de 4" y esta provista de su respectiva línea de desvío para mantenimiento o daño de la válvula.

Control de Presión del Recipiente

En la parte superior del Recolector de Aguas se tiene un transmisor de Presión (PIC-1102), el cual envía la señal de la medida (presión en este caso) hacia el Controlador-Indicador (PIC 1102), en su respuesta el controlador compara la señal de la medida con la referencia para decidir si se abre o cierra la válvula (LV 1102).

Ya se ha mencionado que las válvulas de Presión cierran, cuando la medida supera al punto de ajuste o referencia.

Separador de Gas Recuperado (V - 1061)

En el Separador de Gas Recuperado se controla:

- 1) Control del nivel de agua
- 2) Control del nivel de condensado

Control de nivel de Condensados y agua

Los niveles de condensado que se acumulan en el recipiente son detectados por un transmisor (LT 4117) de tipo flotador, que manda a actuar a la válvula LV 4117 . Este fluido puede enviarse directamente a las bombas de llenado de crudo P 1909 A/B/C o retornar a los separadores de agua libre dependiendo del porcentaje de agua que tengan. El rango de obtención de condensados varia de 80 a 130 barriles por día.

Los volúmenes de hidrocarburos ligeros que se condensan por la acción de cuatro enfriadores de tiro inducido, provienen del gas extraído al crudo mediante vacío antes de ingresar a los tanques y

consecuentemente originan porcentajes variables de agua, esta se acumula en la parte inferior del recipiente en un recolector cilíndrica. Los volúmenes recuperados son relativamente pequeños en el orden de 20 a 30 BAPD.

El control de nivel tiene en un transmisor tipo flotador al primer elemento de transmisión de señal para que actúen a la apertura o cierre la válvula controladora de nivel LV 4113. Las bombas de descarga P1065 A/B pueden enviar esta aguas a los tanques T-1118 o recircular para mantener un nivel normal en el recolector.

Control de los Porcentajes de agua en crudo

Como la eficiencia del sistema de separación se mide en base al porcentaje de agua y sedimentos (BSW), permanentemente se toma muestras de crudo en:

Salida de los Separadores de Agua Libre

Salida de los Separadores de Producción

Salida de las Deshidratadoras

Tanque de Almacenamiento de crudo.

Cada 2 horas se monitorea al sistema para saber si esta trabajando dentro de los parámetros, además se debe evitar la depositación de sólidos en el fondo de los recipientes, para eso se monitorea visualmente la calidad de agua del fondo de todos los equipos hacia el recipiente de drenajes cerrados (V- 1114) para no tener problemas.

Si el crudo que se esta obteniendo no está en las especificaciones de bombeo, se verifica si hay perdida de inyección de demulsificantes, cuyo motivo más común son daños producidos en las bombas neumáticas de inyección de químicos o de taponamiento en sus líneas.

Si el crudo aún tiene problemas, un cambio en la tasa de inyección del químico es necesaria, se comunica al laboratorio de calidad para analizar el problema y dar una solución.

Cuando se esta procesando y se tiene alguna duda sobre la operación de los equipos, el mismo que tiene que ver con el manejo del control en los tableros de control, es necesario observar las mirillas de los equipos, ya que está representa una prueba física de lo que esta ocurriendo en el recipiente o equipo.

Si hay algún problema con la definición de interfase de se recomienda drenar las interfaces hacia el recipiente de drenajes cerrados, de una manera apropiada, evitando sobrepresiones en el recipiente.

Bombas de Desalojo (P-1073/1074-A/B)

Las bombas de desalojo de crudo son encargadas de enviar el crudo a los Tanques T-1108 A/B y mantener un nivel de crudo apropiado en el Separador de Producción.

Si llegase a existir desbalances de masa en el Separador y variaciones bruscas en las interfases que originan una pérdida de calidad en el crudo debemos coordinar acciones con los campo de producción para verificar la correcta inyección de demulsificantes. También puede causar problemas la puesta en producción de uno o más pozos ya que los primeros fluidos de producción pueden arrastrar sólidos y otras sustancias químicas originando perdidas de eficiencia en la separación de crudo y agua.

Si las emulsiones detectadas a la salida del Separador de Agua Libre, Separador de Producción y Deshidratadoras son fuertes, pueden inyectarse demulsificante de acción rápida en el Separador de agua libre para normalizar el proceso nuevamente.

Además una pérdida de temperatura o de presiones puede originar severos cambios en la estabilidad del proceso. Para lo primero expuesto se controla aumentando el flujo de aceite térmico y si es necesario, un aumento de su temperatura en las turbinas calentando más aceite a través de los hornos. Para lo segundo si es realmente crítica la situación podemos inyectar nitrógeno a una presión de 70 psi, para eso se cuenta con una planta generadora del gas inerte.

Al detectarse la presencia en laboratorio de sólidos en la interfase de los recipientes deben ser drenados inmediatamente al recipiente de drenajes cerrados (V- 1114) pero evitando cambios de presiones.

Control de Calidad de agua de formación

Permanentemente se muestrea el agua que está alimentando a las Celdas de Flotación, visualmente se determina si existe exceso de aceite y sólidos en suspensión en el agua a ser tratada, si es necesario en laboratorio se puede determinar rápidamente los contenidos en partes por millón de los sólidos y crudo en suspensión. Un buen valor de crudos en suspensión es de hasta 10 - 12 ppm y de sólidos 10 - 20 ppm.

Para cualquiera de las causas que tengamos alto contenido de crudo y sólidos en las aguas tratadas, se debe verificar que las inyecciones de

químico clarificador en el proceso sean continuas y bajo especificaciones adecuadas establecidas por el departamento de Ingeniería Química.

El monitoreo de las aguas a ser tratadas se lo hace cada 2 horas para saber como están trabajando el Recolector de aguas de formación y las Celdas de Flotación. Las muestras son tomadas en:

Salida del Recolector de aguas (V -1111)

Salida de las celdas de flotación (V- 1112 A/B)

Tanque Recuperador de crudos

Monitorear la calidad del agua del fondo de todos los recipientes del proceso es parte fundamental de las operaciones cada día, los drenajes de fondos de los recipientes son enviados al Tanque de recuperación de crudos para ser tratados, el agua obtenida se envía al proceso y el crudo se bombea a la succión de las bombas de crudo hacia Shushufindi.

La base del tratamiento en el Tanque Recuperador de crudos consiste en dosificar químicos demulsificantes de acción rápida y/o dispersantes de sólidos asfálticos, agitar los fluidos y luego dejar reposar para estabilizar la separación. El crudo recuperado deberá tener un bajo contenido de agua menor a 1% , si esto no se logra, el agua

emulsionada es enviada al proceso y reemplazada por nuevos drenajes. Entonces el proceso se repite.

3.4 Punto de Ajuste en los Equipos.

La determinación del correcto punto de ajuste es necesario cuando las condiciones del proceso varían y cuando se tiene problemas temporales en los equipos, un ajuste de banda proporcional puede ser necesario

Se asume inicialmente que el controlador esta perfectamente alineado y que la válvula de control responde correctamente. El fabricante de los equipos nos da un rango disponible en el que se puede manipular el punto de ajuste de cada recipiente.

Los ajustes son resultados de la practica y observación en el proceso, pues se tiene siempre variaciones y problemas ocasionados al separar aceite del agua de formación.

Inicialmente se varían los puntos de ajuste dentro de los rangos disponibles hasta obtener una estabilización en el proceso es decir evitar sobrepresiones e inundaciones.

Cuando se detecta que esta llegando a la Estación Central mayores volúmenes de crudo que activan alarmas de alto nivel y creando inclusive inundaciones que originan un cierre de la válvula de corte para la protección de los recipientes y normalización de los procesos dentro de los parámetros de diseño y construcción, entonces se puede drenar cuidadosamente los fondos de los recipientes al tanque de Recuperación de crudos, intercomunicar ambos trenes de separación manteniendo las presiones adecuadas, o aumentar la salida de agua variando los puntos de ajuste de la interfase en el recipiente que este afectado.

Todas estas practicas son temporales ya que son desvíos para alcanzar los parámetros normales de control del proceso, dados por el diseñador y constructor.

CAPITULO IV

PROCESO DEL CRUDO EN LA ESTACIÓN CENTRAL

4.1 Objetivos

El objetivo principal que busca YPF con los procesos de Separación de crudo pesado es obtener un aceite de buena calidad, sin que las operaciones empleadas para lograr tales propósitos afecte al medio ambiente.

Otro objetivo que se busca es obtener ganancias de las operaciones, para lo cual se debe optimizar el proceso, separando las fases del crudo de tal manera que no exista disminución de la producción, debido al incremento de costos de producción por falla de equipos o por problemas operativos.

4.2 Sistemas de Control en el Proceso

El proceso de crudo pesado en las Facilidades de Producción del Norte depende de ciertos parámetros importantes para el control, los mismos que se aplican conjuntamente para tener estabilidad en el proceso y obtener una calidad de crudo con especificación de Bombeo (ver ilustración # 25).

1) Control Automático y parámetro Físico

La base de todo sistema de control en procesos industriales es el control automático. En las Facilidades de Producción del Norte se emplea el control automático para mejorar la productividad y obtener fluidos de alta calidad.

En los Separadores de Agua Libre ingresa el crudo con gran cantidad de agua en forma libre, por lo que es necesario un tiempo de residencia para separar el aceite del agua. Este tiempo de residencia puede ajustarse gobernando los controladores-indicadores de acuerdo a las tasas históricas de producción pero entre los límites de diseño.

2) Equipos

Los equipos son necesarios en los procesos de separación, su utilización es importante debido a su diseño mecánico interno, el mismo que es fijo y siempre proporcionan separación de las partículas de aceite de la corriente de agua, crudo y gas.

Campo Magnético

Es necesario para la separación del aceite ya que favorece notablemente a la coalescencia debido al poderoso efecto del campo electrostático de polaridad doble. El Deshidratador Electrostático es importante para el proceso porque utiliza este efecto, está diseñado para tratar el crudo y permitir una salida de aceite con valores muy bajos de contenido de agua y sedimentos (BSW).

Además los equipos y los controles automáticos van relacionados mutuamente. Un equipo o recipiente sin la ayuda del control automático no tendrá una eficiencia notable en la separación de las fases.

3) Calentamiento de crudo

A más de la optimización del uso de energía, este sistema presenta una gran versatilidad en las operaciones de YPF lográndose conjugar varios parámetros operativos para la optimización del proceso de crudo, su utilización sirve para que actúen mejor los químicos, romper emulsiones, así como mantener estable el proceso.

La importancia de este parámetro es vista en los Separadores de Producción, en los cuales se rompe la emulsión remanente del crudo, debido al calentamiento del fluido que logró pasar de los Separadores de Agua Libre.

4) Tratamiento químico

Es fundamental para tener un control sobre el proceso de separación de crudo pesado, así como ejercer un control en la calidad del agua tratada para propósitos de inyección.

El tratamiento químico está encaminado al incremento del tamaño de las gotas de agua, incremento de la densidad diferencial entra el agua y el

aceite, los mismos que son vitales para favorecer aún más la coalescencia, estableciendo un control en el proceso.

En los Separadores de Producción tenemos crudo calentado complementado con la acción de químicos, lo que facilita separar otra porción de agua de la corriente de crudo emulsionado.

Todos estos parámetros mencionados anteriormente generan una notable eficiencia de separación en las Facilidades de Producción del Norte, los mismos que conjuntamente se emplean para ejercer un poderoso control en los procesos de separación de crudo pesado.

4.3 Sistema de Calentamiento de crudo

Las Facilidades de Producción del Norte están ajustadas con un sistema de calentamiento por intercambio de calor de aceite térmico. Debido a que el crudo pierde calor al ser enviado desde las plataformas hasta la Facilidad central. En los cabezales se tienen un promedio de temperatura de 185 °F al recorrer largas distancias para ser procesado, este crudo llega a la estación principal con una temperatura de 155 °F.

No se quiere decir que se usa el calentamiento para transportar el crudo de un lugar a otro, esto lo realizan las bombas centrífugas. El crudo

tratado es calentado en los Tanques de Almacenamiento y Bombeo de las Facilidades de Producción del Norte con el objeto de disminuir su viscosidad y ayudar a transportarlo, disminuir costos de transporte.

El sistema de aceite térmico está configurado con un circuito cerrado de calentamiento y enfriamiento del aceite mineral calentador, este sistema es mostrado en la ilustración # 24.

El aceite térmico recibe calor al aprovechar los gases de combustión de las Turbinas para generación de energía eléctrica, al fluir a través de un arreglo de tubos tipo serpentín, la cantidad de calor que puede recibir depende de cuan frío retorne el aceite término.

El aceite térmico es impulsado por las Bombas P-1071 A/B/C hacia los Hornos (H-1072 A/B), estos se intercomunican con las chimeneas de las Turbinas a través de unas válvulas para control de aceite caliente que accionan a dos cremalleras mediante un sistema de control doble o bifurcado.

Las válvulas de temperatura (TV-3209 A/B para cada turbina) se accionan a través de los transmisores de temperatura (TT-3209 A/B) a la salida del aceite térmico de los hornos, o se accionan por los transmisores de

temperatura (TT-3115 A/B) en el cabezal de retorno en la succión de las Bombas P-1071 A/B/C.

Si se tiene una temperatura menor a 340 °F aproximadamente en la línea de salida del aceite térmico las compuertas (ZSC-3209 A/B) en los Hornos se abren para que ingrese más vapor caliente mientras las compuertas de las Turbinas se cierran proporcionalmente (ZSO-3209 A/B) esta manera se asegura el calentamiento del aceite, caso contrario si la temperatura es mayor se acciona la señal de los transmisores (TT-3209 A/B) y ocurre el movimiento contrario con las compuertas, así los gases van directamente a la atmósfera a través de las chimeneas de las Turbinas sin pasar por el arreglo de tubos ubicados en los Hornos.

El retorno de aceite frío llega al recipiente de expansión térmica (V-1070) con el objeto de mantener una presión que asegure una cabeza positiva neta de succión a las Bombas de circulación de aceite (P-1071 A/B/C). Estas están diseñadas para trabajar con aceite térmico, en la succión con 25 lpc y en la descarga con 90 lpc para enviar el fluido a los Hornos.

El calentamiento es dado en los siguientes equipos:

Intercambiadores de Calor (E-1104 / E-1204)

Recalentador de crudo que viene del Sur (E-1060)

Tanques de Almacenamiento y Bombeo (T-1108 A /B)

Tanque Recuperador de crudo (T-1115)

4.4 Separación del crudo

Proceso de Deshidratación

La Separación del crudo contempla varias etapas, las mismas que están organizadas en dos trenes paralelos de proceso, y de acuerdo a las necesidades, los equipos pueden operar en forma Independiente u operar interconectados (ver ilustración # 11).

La gran ventaja que se logra con esta distribución es poder establecer un control por separado sobre el crudo no estabilizado de Capirón y de aquellos donde si hay separación de gas como en Tivacuno y los campos del sur (Amo-A). Además en tiempos de mantenimiento preventivo no es necesario suspender la producción de la Compañía.

El proceso de separación de aceite, agua y gas se da en tres etapas.

- 1.- Separación trifásica de crudo, agua libre y gas, proveniente de los pozos.
- 2.- Separación trifásica del aceite, agua y gas, remanente de la primera separación.
- 3.- Deshidratación electrostática del crudo proveniente de la segunda separación.

Separador de Agua Libre

El crudo emulsionado proveniente de los campos del sur ingresa primero en un recalentador a efecto de aumentar su temperatura disminuida por el recorrido hacia las Facilidades de Producción del Norte de 100 kilómetros, luego se mezcla con el crudo proveniente del campo de Tivacuno para ingresar al Sistema por el tren A. El crudo proveniente de Capirón ingresa al Sistema por el tren B debido a que el fluido producido pasa directamente desde los cabezales de recepción a la línea de transporte hacia las Facilidades de Producción del Norte, sin tener separación de gas a la atmósfera en su respectivo campo.

Cada fluido que ingresó en su respectivo tren del proceso tiene que pasar por su Separador de agua libre, para que separe básicamente el agua

que se desplaza a través de la línea de transporte desde los campos como fase libre y en forma de emulsión con el petróleo y gas.

Los Separadores de Agua Libre trabajan con Presiones de 45 y 55 lpcm y las temperaturas al ingresar los fluidos a la *Facilidad Central* son 150.°F y 175.°F para los trenes A y B respectivamente.

Los resultados de Laboratorio presentan los siguientes valores de contenido de agua en el crudo; Tren A: 75 % , Tren B: 80 %, y a la salida estos valores son de 20 % y 25 % aproximadamente.

En la medida que se obtengan valores de agua menores al 20 % la estabilidad en la separación será mayor y la calidad del crudo finalmente obtenido será mejor. Aquí juega un papel muy importante la dosificación del químico demulsificante inyectado en los campos de Producción.

El éxito de esta etapa incidirá en la operación del resto del Sistema ya que se elimina una gran cantidad de agua, de lo contrario se originan desbalances que implican contenidos de agua mayores al 1 % en el producto final.

Intercambiador de Calor

El flujo que sale del Separador de Agua Libre ingresa al Intercambiador de Calor a efecto de ser calentado.

La estabilidad de las emulsiones de crudos de 17 - 19 °API que ingresa a las Facilidades de Producción del Norte no es fuerte, debido al porcentaje de agua con que llegan por encima del 60 %, pero las precipitaciones de algunos tipos de parafinas y asfáltenos a las temperaturas de trabajo de los Separadores de Agua Libre hacen necesario el uso de Intercambiadores de Calor con el propósito de que el crudo reciba un incremento de energía calorífica que cedió durante la separación trifásica de tal forma que facilite la coalescencia de las gotas de agua remanentes, y se origine en los Separadores de Producción una Separación más eficiente.

Las temperaturas de crudos alcanzadas a la salida de los Intercambiadores de Calor son para el tren A de 196 °F y tren B de 200° F aproximadamente. El crudo de Amo alcanza una temperatura de salida de 175°F.

El Intercambiador es importante para el proceso ya que facilita que actúen mejor los químicos inyectados en los campos y en las Facilidades de Producción del Norte.

Separador de Producción

El crudo emulsionado que fue recalentado en el Intercambiador y conteniendo además una concentración determinada de químico demulsificante, ingresa al Separador de Producción con un porcentaje de agua entre el 20- 30 % y sale con un 10 % de agua.

La presión de trabajo en los Separadores de Producción está en el orden de 30 y 35 lpcm para el tren A y B respectivamente, y es particularmente importante para asegurar un llenado completo de las Deshidratadoras y proveer un cabezal neto de succión a las bombas P-1074 A/B que impulsan el crudo desde la salida de las Deshidratadoras a los Tanques de Bombeo T-1108 A/B, en condiciones muy estables de operaciones estas presiones permiten fluir al crudo directamente a los Tanques. El diferencial de presión entre el Separador de Producción y el Separador de agua libre permite un flujo normal de petróleo agua y gas a través del proceso de separación.

Los separadores de Producción son diseñados para proveer al crudo un mínimo de residencia de 4 minutos, tiempo donde se separa más agua por las acciones antes descritas con la ayuda física de placas corrugadas y láminas perforadas que originan flujos laminares y coalescencia a las moléculas de agua.

La cantidad de gas que pase con el crudo al Deshidratador debe ser mínima, ya que este debe trabajar con altos voltajes y se cuida de no tener chispa explosiva.

Deshidratador Electrostático

El crudo con emulsión remanente, que no logró romperse en los separadores de producción que generalmente está entre el 6% y 10% ingresa al Deshidratador Electrostático, la corriente de alto voltaje crea un campo magnético que orienta las moléculas bipolares del agua y en ese movimiento incesante, estas se unen y caen al fondo del Deshidratador, el equipo logra reducir los sedimentos básicos y agua (BSW) de 10 % a 0.1 % inclusive, logrando de esta manera tener un aceite casi sin agua en emulsión.

Este recipiente opera con presión semejante al del Separador ya que están intercomunicados, el Deshidratador Electrostático no debe recibir crudos con cantidades de agua mayores a 10%, evitando que los circuitos de control actúen anulando el fluido eléctrico y por ende la separación electrostática de crudo en el proceso.

El Deshidratador Electrostático es el último recipiente en el cual se trata al crudo, luego es bombeado y pasa necesariamente por las Botas de Desgasificación, la misma que opera con un ligero vacío, con una presión aproximada de 0.5 lpcm, creada por las bombas de vacío con el objeto de separar vapor y gas en solución o remanentes de gas en la corriente de crudo. La presión de vapor del crudo se estabiliza en las Botas de Desgasificación, el crudo que ha sido desgasificado entonces fluye por gravedad a los respectivos Tanques de Bombeo (T-1108 A/B).

En los Tanques de Bombeo el crudo por intercambio de calor recupera su temperatura perdida durante el proceso, luego el aceite es impulsado por las bombas de transferencias que lo envían a Shushufindi.

4.4 Separación del Agua

El agua es separada por los equipos debido al tiempo de residencia y diferencia de densidades.

En el bloque se tiene dos etapas de tratamiento de aguas producidas, el Recolector de Agua producida, y Celdas de Flotación.

4.4.1 Sistema de Recolección de Agua

El Sistema de recolección y tratamiento de las aguas producidas limpia el agua que fluye desde los, Separadores de Agua Libre, Separadores de Producción, Deshidratadoras, y del Sistema de Gas.

El agua producida es tratada para remover el aceite suspendido a valores menores de 10 ppm en el aceite y los sólidos suspendidos a menos de 20 ppm.

El agua recolectada va al sistema de tratamiento ingresando por el Recolector de aguas, en el cual se expande y se desprende el gas disuelto en el agua. Este recipiente contiene en su interior láminas

corrugadas ubicadas en todo su interior y trabaja con presiones entre 10 y 15 lpc.

En el Recolector de Aguas vamos a tener una fase de aceite libre, que es enviado al Tanque Recuperador de Crudos, el agua sale del Recolector con una temperatura aproximadamente de 180°F y con una concentración variable entre 10 - 40 partes por millón (ppm) de aceite suspendido, luego ingresa a las Celdas de Flotación, en la cual volúmenes de gases inducidos generan en su interior burbujas con uniforme distribución en el agua, causando colisiones entre las burbujas de gas y el agua contaminada, las gotas de aceite y los sólidos suspendidos se adhieren a las burbujas, y ascienden a la superficie donde son recolectadas.

La característica de tensión superficial es ayudada más que nada por la inyección del químico Clarificador para que ocurra el enlace y la deseada flotación. Luego se recoge la espuma cargada de aceite de la superficie para ser enviada al Recuperador de Crudos.

El agua de las Celdas de Flotación fluye por gravedad hacia las bombas de las Celdas y luego estas envían el agua hacia los Tanques de Desnatado (T-1118 A/B) de 25.000 barriles cada uno,

luego de tratada será reinyectada a los estratos permeables de los pozos para inyección de desechos (ver ilustración # 26).

El agua que se está tratando se analiza rigurosamente a fin de controlar todos los requisitos de calidad. Antes de ser inyectada se lleva a cabo un registro continuo de sus características. La calidad del agua se determina por la cantidad de sólidos suspendidos, el número de bacterias presentes y su tendencia corrosiva o incrustante. Para garantizar el control de la calidad del agua deben realizarse pruebas periódicas y sistemáticas, en diferentes puntos del sistema.

El sistema recolección y tratamiento de las agua producida actualmente esta tratando aproximadamente 120.000 BAPD en las Facilidades de Producción del Norte.

4.4.2 Sistema de Inyección de agua

Para la inyección de agua se cuenta con pozos de desechos o de evacuación cuyo número depende del volumen que es manejado y de las Propiedades Petrofísicas de los yacimientos de los mismos.

Los fluidos inyectados a alta presión provienen de las Facilidades de Producción del Norte utilizando un sistema de bombeo en serie que consta de las bombas de ayuda P-1121 A/B/C, las bombas P-1119 A/B/C y P-1079 A/B/C.

Puntos de inyección de químicos son instalados en la línea de flujo para propósitos de tratamiento químico. Además de los pozos que se han sido perforados para la evacuación -inyección de agua se prevee la conversión de cualquier pozo productor a pozo inyector cuando las características de producción así lo ameriten. La inyección de agua puede realizarse con fines de control ambiental en yacimientos que presenten características adecuadas o en yacimientos productores con el fin de mantener la presión de los mismos, es decir, que el agua tratada puede destinarse para inyectar a las formaciones que requieran mantenimiento de presión. Generalmente el agua es inyectada a estratos cuyas permeabilidades y porosidades lo permiten, ya que es un requisito indispensable para el control Ecológico y del Medio Ambiente.

El agua producida y tratada es bombeada desde los Tanques de Desnatado de agua (T-1118 A/B) que tienen una capacidad de 25.000 barriles (altura de 40 pies de agua).

El nivel de los Tanques (T-11181 A/B) provee a las Bombas de llenado de agua P-1121 A/B/C una cabeza neta positiva de succión, las cuales pueden bombear el agua a partir de una altura de 8 pies en los Tanques. Las Bombas (P-1121 A/B/C) descargan agua con una presión de 90 lpc.

Las Bombas de llenado de agua proveen una succión para las bombas de Inyección de agua producida (P-1119 A/B/C), las que están diseñadas para llevar el agua a una presión nominal de descarga de 1200 lpc, suficiente para inyectar en los campos, así como para recircular con el crudo de los campos hacia las Facilidades de Producción del Norte con el objeto de evitar la proliferación de las bacterias en las líneas de transporte.

Las Bombas P-1119 A/B/C son fijadas con un mínimo flujo de recirculación hacia los Tanques de Desnatado de agua para mantener presión de Descarga en las Bombas.

La descarga de las Bombas P-1119 A/B/C es enviada a través de una Bifurcación hacia la succión de las Bombas P-1097 A/B/C de alta presión de agua que se encargan inyectar en los pozos inyectoros de las Facilidades de Producción del Norte a una

presión aproximada de 3200 lpcm, así como de enviar agua para inyección hacia los pozos inyectoros de Bogi A2, A3, A4, la cual se inyecta por medio de las Bombas P-1950, P-1951, P-9108 respectivamente, como también se envía agua para inyección hacia el pozo inyector de Tivacuno A2.

Actualmente se está inyectando 80.000 BAPD en los pozos inyectoros de Bogi A2, A3, A4; 45.000 BAPD en los pozos inyectoros de las Facilidades de Producción del Norte y 5.000 en el pozo inyector de Tivacuno A2.

4.5 Separación del Gas

4.5.1 Sistema de Recolección de gas

Las Facilidades de Producción del Norte están ajustadas con un sistema para recuperar vapores de las separaciones trifásicas y reusarlos en el sistema de protección de manto de gas, así como condensar líquidos ligeros para enviarlos a Shushufindi

La fuente principal para el Sistema de recuperación de gas son las Botas de Desgasificación (V-1107 A/B). Con el fin de asegurar que

el crudo tratado este seguro en un almacenamiento atmosférico, es sujetado a un vacío parcial en las Botas de Desgasificación, y al mismo tiempo aprovechar los vapores en el sistema de recuperación de gas.

A través de los Enfriadores de Gas Recuperado (E-1063) se condensa agua e hidrocarburos pesados de la corriente gaseosa proveniente de las Botas de Desgasificación (ver ilustración # 27). Mediante la disminución de temperatura se recupera gasolinas, se logra también separar las otras 2 fases, en la cual agua y condensados se quedarán en el Separador de Gas Recuperado, y el gas sobrante continuará su recorrido hacia el Separador de Gas y Agua (V-1062).

La recuperación de condensados es la aplicación de la Ley General de Los Gases, donde las presiones y temperaturas son inversamente proporcional al volumen.

$$P * V * T^{-1} = \text{Constante}$$

Cuando disminuye la presión en la Bota de Desgasificación un mayor volumen de gas es recuperado. Lo mismo sucede con la

disminución de temperatura del crudo en las Botas debido a su proceso, que permite recuperar un volumen adicional de gas.

La presión de vacío, como ya se mencionó anteriormente, se debe a las Bombas de vacío (P-1067 A/B) con anillo de líquido, las cuales se encargan de sacar vapores del crudo provenientes de las Botas de Desgasificación mediante la generación de presiones inferiores a la atmosférica (1,8 lpcm de vacío).

Los excesos de presiones en el Separador de Gas Recuperado (V-1062) y en el Separador de Gas y Agua Reciclada (V-1062) son enviados al Deshidratador de Gases (V-1125) antes de pasar por la Tea.

Adicionalmente, las sobrepresiones de los recipientes protegidos por colchones de gas, van a dar justamente a la salida del Separador de Gas Recuperado (V-1061), porque estos colchones de vapor pueden contener altas cantidades de hidrocarburos ligeros y agua que pueden ser recuperados por medio de las Bombas de vacío. Además se logra con esto extraer los líquidos del gas utilizado para el sistema de manto de gas, y evitar altos niveles de líquidos en el Deshidratador de Gases (V-1125).

4.5.2 Sistema de Disposición de gas

El gas se dispone para proteger los recipientes cerrados del proceso por medio de una capa de gas o manto de gas que es suministrada desde el Recolector de Gases V-1069.

Las fuentes principales para el sistema de manto de gas son: la liberación de vapores en los Separadores de Agua Libre y Separadores de Producción, así como el sistema de recuperación de gas, que se pueden apreciar en la ilustración # 27.

El sistema de manto de gas está ajustado con instrumentación para controlar la presión por medio de válvulas autoreguladas que abren o cierran, dependiendo de la presión en las líneas aguas abajo de éstas válvulas.

Si las presiones en las líneas, aguas abajo de las válvulas autocontroladas de los Separadores de Agua Libre (V-1101 A/B) caen por debajo de 25 lpcm (presión a la cual están ajustadas las válvulas), estas se abren para suministrar presión de vapor al Recolector de Gases (V-1069). En el momento que se recupera la presión de ajuste en las líneas, las válvulas se cierran.

Es de esperar que la presión normal en el Recolector de Gases estará ligeramente por encima de 25 lpcm.

Si las presiones, aguas abajo de las válvulas autocontroladas en los Separadores de Producción, caen por debajo de 20 lpcm, el gas adicional en esta situación es suministrado al Recolector de Gases.

En suma, los vapores liberados son acumulados en el Recolector de Gases (V-1069) y la demanda de vapores es suministrada a los recipientes cerrados cuando la presión en la línea de salida del Recolector cae por debajo de 7 lpcm aguas abajo de la válvula autocontrolada del V-1069, cuando se recupera presión en la línea la válvula se cierra.

Cada recipiente a la cual se le suministra manto de gas, tiene controladores de presión diseñados para permitir el ingreso del gas por medio de aperturas de válvulas. Las válvulas se cierran, cuando se alcanza la presión de manto de gas a la cual se ajustan.

Existe un aporte adicional de gas desde el Separador de Gas y agua recirculada (V-1062) hacia el sistema de protección, por medio de una válvula de presión (PV- 4130), al detectar presiones

inferiores a 7 lpcm aguas arriba, el controlador envía una señal de cierre, direccionando el flujo hacia el cabezal de alimentación para colchón de gas, al alcanzar 10 lpcm en el cabezal la válvula se abrirá enviando los excesos al recipiente V-1125. Esta situación puede darse si las presiones en el Recolector de Gases (V-1069) son mínimas. Una causa de esto puede ser caídas de presión en los Separadores de Agua Libre y Separadores de Producción.

4.6 Evaluación

Se realizaron pruebas en los meses de mayo y junio del 96, para ver la posibilidad de operar sin utilizar el sistema de calentamiento por aceite térmico, y suplir esta falta de temperatura con un aumento de químico de demulsificante.

En la fecha los resultados indican que lo anterior mencionado no es posible, pues el sistema se tornó inestable aún con dosis de 2 hasta 3 veces más de químicos que las normales como se puede notar en el apéndice H.

El apéndice G muestra los valores de aceite suspendidos a la salida del Recolector de Aguas (V-1111) son más altos que todos los valores

registrados desde el inicio de la planta, la anulación del calentamiento, proporcionado por los Intercambiadores de Calor provocó problemas en la separación del aceite, pues la ausencia del calor no ayudó en la coalescencia de gotas de agua y como resultado se obtuvo una mala separación de los líquidos. Esta mala separación fue causada posiblemente en la zona de interfase de los equipos dónde la emulsión no fue rota como sucede en condiciones normales de operación, esto originó que la señal registrada no fuera tan clara, y en consecuencia se enviaba agua al Recolector (V-1111) con una concentración mucho mayor de aceite suspendido que en cualquier época desde el inicio de la planta.

Además se puede apreciar en el mismo apéndice G una alta eficiencia de las Celdas de Flotación a pesar del problema que hubo (ausencia del calentamiento), ha mantenido la calidad del agua tratada, dándose valores normales de aceite suspendido a la salida de las Bombas P-1117 A/B/C hacia los Tanques T-1108 A/B.

Los apéndices D y E muestran la calidad que ha tenido el crudo procesado durante toda la vida la planta, en la cual se han obtenido valores de contenido de agua y sedimentos (BSW) a la salida de las Deshidratadoras en rangos menores de 0.4%, y sólo se incrementaron

dichos valores cuando hubo alguna situación externa al proceso (incorporación de pozos del sur, anulación del sistema del calentamiento).

La incorporación de los pozos del sur en el mes de noviembre de 1994 representó una inestabilidad en el proceso que fue corregida realizando ajustes a los controladores, incluidos los de temperatura, así como modificaciones temporales en la inyección de químicos.

En los meses de Mayo y Junio del presente año se tuvo inestabilidad en el proceso debido a la ausencia del calentamiento, pero el tratamiento aplicado y los equipos han permitido tener un crudo con buena especificación para el bombeo. Durante este tiempo los dos trenes de proceso estuvieron interconectados para ayudar a establecer un equilibrio, razón por la cual se aprecia en los apéndices D y E que hay picos o incrementos del contenido de aceite suspendido a la salida de las Deshidratadoras A y B en valores similares para ambos equipos.

Una vez implementado el calentamiento de crudo, los porcentajes de agua y sedimentos (BSW) volvieron a ser los normales para el proceso, lo cual es una situación favorable para la empresa.

Al comparar los apéndices D y E se puede comprobar que el tren A de proceso por dónde ingresan los crudos provenientes de Tivacuno y Pozos del Sur, es más estabilizado (menos picos altos) que el tren B por dónde ingresa el crudo de Capirón, el mismo que tiene mayor cantidad de gas.

CAPITULO V

TRATAMIENTO QUÍMICO USADO EN EL PROCESO

5.1 Objetivos

El objetivo a lograrse con el tratamiento químico aplicado al proceso, es contrarrestar los problemas que se ocasionan normalmente cuando el crudo es procesado en la Estación Central, es decir tener buena calidad del crudo, agua producida con mínimo contenido de aceite y gas sin arrastre de fluido al combustionarse en la Tea, además de evitar daños por corrosión en tuberías

Se busca tener una excelente calidad del crudo y del agua procesados, manteniendo un equilibrio con el calentamiento y los equipos del proceso.

Se busca también reducir los costos por consumo de químicos sin poner en riesgo el proceso, manteniendo estable los Procesos de Separación con el menor costo posible.

5.2 Problemas que ocurren en el proceso

Cuando el crudo es procesado se tienen desbalances ya sea en los Separadores de Agua Libre, Separadores de Producción o Deshidratadoras, así como en el Sistema de Tratamiento de Aguas Producidas y su posterior inyección.

A continuación se detallan los controles ejercidos tanto en el crudo como en el agua.

CRUDO	AGUA
Emulsión	Corrosión
Parafinas	Escala
Sólidos	Bacterias
Espumas	Aceite en el agua

Emulsión

Una emulsión es una mezcla de 2 líquidos inmiscibles, es decir, líquidos que no se mezclan bajo condiciones normales.

Son gotas de agua dispersas en medios continuos como los petróleos, dando una apariencia de mezcla homogénea.

En una emulsión, el líquido que aparece en pequeñas gotitas se conoce como la fase dispersa o interna. El líquido que rodea a las gotitas se llama fase continua o externa. Existen varios tipos de emulsión:

Agua en petróleo (w/o)

Emulsión inversa a reversa (o/w)

Agua en petróleo (Emulsión normal w/o)

En términos petroleros, una emulsión está constituida de diminutas gotas de agua salada (salmuera) suspendidas en el crudo. Se le llama emulsión de agua en aceite donde el agua es la fase dispersa o discontinua y el crudo es la fase continua.

Este tipo de emulsión comprende aproximadamente 99% de las emulsiones presentes de la Industria Petrolera. El contenido de agua puede variar entre 0 y 90%, pero generalmente se encuentra entre 10 y 35%.

En nuestro medio (YPF) una gran cantidad de Petróleos crudos poseen emulsiones duras o estables básicamente en la etapa inicial de la producción, pero conforme se ha producido el corte de agua se ha elevado, actualmente se tiene BSW mayor al 70 % lo que hace que las emulsiones sean menos duras cuando llegan a las Facilidades de Producción del Norte, lográndose mayores estabilizaciones para las separaciones. Los químicos que se inyectan en los campos de producción es vital para lograr estos resultados.

Debido a que la producción de crudos pesados generalmente esta asociado a grandes cantidades de agua para cortos periodos de producción también ayuda en el tratamiento de emulsiones.

Emulsión inversa o reversa (Petróleo en agua o/w)

Este tipo de emulsión consiste en gotas de petróleo disperso en una fase continua de agua. Es una suspensión de gotas de crudo en agua salada,

llamada emulsión de agua en aceite. Ocurren en aproximadamente el 1% de las emulsiones producidas en la industria del petróleo.

En una emulsión, de petróleo y agua, la fase dispersa puede ser cualquiera de las 2 (Agua o Petróleo), según las características del agente emulsificante, pero en nuestro caso las emulsiones que se tiene aquí en el bloque son crudos que contienen gotas de agua rodeada de estabilizantes de emulsión.

Parafinas

La parafina es la depositación de cristales orgánicos de hidrocarburos parafinados.

En un sistema tan grande como el bloque 16, donde se producen crudos pesados no es de extrañarse que se tengan hidrocarburos parafínicos, pero la ventaja de nuestro proceso es que la alta temperatura de los fluidos impide que se depositen estos compuestos orgánicos en las instalaciones del proceso.

Las parafinas son compuestos estables y se los describe como "saturados".

La mejor manera de controlar la parafina es prevenir el depósito, existen varias formas de prevenir la misma, la más práctica y usual es la adición de reactivos químicos a la corriente de crudo.

sólidos

Generalmente los yacimientos que almacenan hidrocarburos contienen también agua con altas concentraciones de sólidos disueltos, entre los que predomina el cloruro de sodio más conocido como sal común.

Espuma

Las espumas son similares a las emulsiones ya que ambas consisten de una fase dispersa en otra.

La diferencia entre emulsión y espuma, es que la primera está formada de 2 fases líquidas inmiscibles, mientras que la espuma se compone de una fase líquida y una gaseosa.

Escala

Es la depositación de sales minerales.

En las operaciones de YPF, la precipitación de sales de Carbonatos de Calcio que se adhieren a las superficies internas de las tuberías y accesorios crean problemas económicos para el proceso.

Corrosión

Es el desgaste físico y químico del material.

La definición más general es: "deterioración de una sustancia (generalmente un metal) o de sus propiedades, por la interacción del medio con el metal". Es decir que se cumple que:

Material + Medio = Producto de Corrosión + Energía

Corrosión por CO₂ (No sulfurosa)

El principal mecanismo de Corrosión (con pocas excepciones) en los pozos, líneas de flujo, locaciones y líneas de flujo principales de YPF es el CO₂ y O₂. A la primera se le llama no sulfurosa resulta de gas CO₂ o ácidos orgánicos que se disuelven en agua.

El Dioxido de carbono del gas asociado al crudo se ioniza en el agua producida y forma ácido carbonico el cual ataca el acero (al carbono) en forma localizada o uniforme.

Este tipo de ataque se caracteriza por una perdida general de metal en toda la superficie o por áreas someras donde se localiza el ataque las cuales están libres de incrustaciones.

Corrosión Sulfurosa

Este tipo de corrosión resulta de la reacción de sulfuro de hidrógeno y acero en la presencia de agua.



El ataque corrosivo produce incrustaciones de sulfuro de hierro negro en las operaciones de bloque.

El acero actúa como ánodo y las incrustaciones de hierro de sulfuro como un cátodo.

Corrosión por oxígeno

El oxígeno en el agua está identificado como la principal causa de corrosión de los materiales en el agua.

La presencia de minúsculas cantidades de oxígeno (mayores a 20 ppb), incrementa enormemente los efectos de otros corrosivos. La corrosión causada por la presencia de oxígeno se caracteriza usualmente, por un ataque intenso a las grietas, detrás de las obstrucciones al flujo del fluido y otras áreas protegidas causada por cavitamiento o por acoplamiento de segmentos en la tubería. En tales áreas se forman pilas de aireación diferencial en la que tendremos en la parte externa de la pila mayores concentraciones de oxígeno que en la parte interna, lo que produce un ataque concentrado de corrosión o la desintegración del metal.

Corrosión por Bacterias

La destrucción de un metal puede ser notablemente influida por diferentes colonias de microorganismos que pueden iniciar o estimular la corrosión de un metal.

Podemos considerar que las bacterias sulfato reductora son los microorganismos que mas contribuye a la corrosión pues se caracteriza por su habilidad de utilizar los compuestos de azufre para su proceso metabólico, produciendo sulfuros.

La bacteria crece con tendencia a concentrarse en los siguientes lugares: en capas de la superficie de la tubería, o en las paredes de los tanques.

Áreas de estancamiento en el sistema: fondo de un tanque a pesar de que estas bacterias se consideran anaerobicas, son muy comunes en sistemas altamente aireadas.

Produce corrosión Localizada (Picadura).

5.2.1 Causas que los Ocasionan

Emulsión

El crudo que viene desde el yacimiento llega a la superficie emulsionado, el mismo que necesita de tres condiciones necesarias para formar emulsión estable.

- Los líquidos deben ser inmiscibles como los son en el yacimiento: Petróleo y agua.
- Debe haber suficiente agitación para dispersar un líquido en forma de gotas en el otro.

En el Bloque se usa bombas electrosumergibles las cuales provocan agitación al crudo cuando es llevado a la Superficie.

Las emulsiones no se forman espontáneamente, por lo tanto, hay que generar cierto trabajo en el sistema, este trabajo es engendrado por la turbulencia o agitación que ocurre en el movimiento de los fluidos. Esta turbulencia o agitación puede ser dada por el paso del fluido a través de las líneas de transporte, conexiones del cabezal, estranguladores, líneas de transporte hacia las estaciones Centralizadas, etc. El uso de bombas Electrosumergibles será el hecho determinante para la formación de las emulsiones.

- Debe haber un agente emulsificante presente (agente estabilizante).

El agente emulsificante son algunos compuestos orgánicos o inorgánicos que se encuentran presentes en el Petróleo crudo, los mismos que vienen también desde el yacimiento y son: arcillas, arenas, sólidos orgánicos, ácidos orgánicos, sales disueltas y partículas finamente divididas; de estos es difícil definir cuales causan emulsiones mas estables pues un emulsificador que forme una emulsión muy estable en un caso, puede causar una emulsión inestable en otro caso.

Este agente emulsificante o estabilizador de emulsiones, estabiliza la fase dispersa al formar una membrana gruesa que puede ser fácilmente visible al microscopio.

Su presencia hace difícil la coagulación de las gotas.

Cuando estas gotas chocan entre si, el comportamiento elástico de la membrana es semejante al de esferas elásticas, algunas veces se rompe formando partículas mas pequeñas. Aunque esta acción repelente puede ser causada por la carga de las glóbulos se ha comprobado que es debido mas que todo a las propiedades elásticas de la membrana protectora que se forman por la acción del agente.

La localización de la formación de emulsiones es muy incierta.

Puede producirse emulsión en la zona de sección del Pozo, o por chorros de alta presión de una mezcla de aceite y agua como sucede con las bombas electrosumergibles.

Escala

Los elementos químicos de interés están presentes en soluciones acuosas, como iones. Ciertas combinaciones de estos iones son compuestos que tienen muy poca solubilidad en el agua. Además el agua tiene una capacidad límite para mantener estos compuestos en solución y cuando dicha capacidad o solubilidad es excedida, los componentes de la solución se precipitan como sólidos.

En consecuencia, la precipitación de materiales sólidos que dan origen a la formación de incrustaciones, puede ocurrir debido a la siguientes razones:

a) Porque el agua contiene iones, las cuales son capaces de formar compuestos de solubilidad limitada.

b) Si hay un cambio en las condiciones físicas o en la composición del agua, lo cual disminuye de solubilidad por debajo de las concentraciones presentes.

Los sólidos precipitados pueden, ya sea mantenerse en suspensión en el agua, o formar una incrustación coherente sobre una superficie, tal como la pared de una tubería.

Existen 3 parámetros o cambios en las condiciones físicas que ocasionan la formación de escala:

- 1) alta temperatura
- 2) baja presión
- 3) ligero incremento de pH

En las operaciones de Maxus este último no se toma en cuenta porque el pH disminuye con la profundidad del pozo y además con la presencia de gases disueltos como CO_2 y H_2S .

Efecto de la Temperatura

Las sales disueltas en el agua caliente no mantienen sus iones en solución y precipitan, en aguas frías no se precipitan en la Solución.

Al contrario del comportamiento de la mayoría de las sales, el carbonato de Calcio llega a ser menos soluble conforme incrementa la temperatura. A mayor calentamiento de agua es más probable la formación de incrustaciones de carbonato de calcio.

Además la solubilidad del carbonato de calcio incrementa cuando el contenido de sales del agua, aumenta.

Efectivamente, mientras mayor es el total de sólidos disueltos, (no contando iones de calcio o carbonato), más grande es la solubilidad del carbonato de calcio (CaCO_3) en el agua, y más baja es la tendencia al incrustamiento.

Otra causa de incrustaciones es la mezcla incompatible de aguas, que produce sales cuando la cantidad de agua producida de formación es mezclada, tal como es el caso de las Facilidades de Producción del Norte en la cual reciben los crudos provenientes de

diferentes campos. En la mayoría de los casos esta agua contiene excesiva cantidad de iones comparada a la del agua de formación. El resultado de mezclar esas aguas altera el equilibrio de iones incrustantes y genera incrustación.

Efectos de la Presión

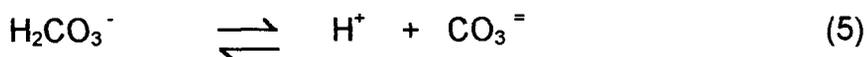
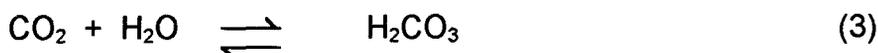
La disminución de presión causa inestabilidad en el agua, la misma que cambia la reacción de CaCO_3 hacia incrustación sólida debido a la pérdida de CO_2 .

La presencia del CO_2 incrementa la solubilidad del carbonato de calcio (CaCO_3 en el agua).

La incrustación de carbonato de Calcio puede ser formada por la combinación del ion calcio, ya sea con los iones carbonato o bicarbonato de la siguiente manera:



Cuando el dióxido de carbono se disuelve en el agua, forma el ácido carbonico, el cual se ioniza de acuerdo a siguiente serie de ecuaciones.



Solamente un pequeño porcentaje de los iones bicarbonatos se disocian para formar H^+ y $\text{CO}_3^{=}$ como se puede apreciar en la ecuación (5).

Los iones bicarbonatos exceden ampliamente el número de iones carbonatos presentes, bajo condiciones normales.

En consecuencia la ecuación (2) es la expresión mas exacta para la precipitación del carbonato de calcio.

Si tenemos alta presión la concentración del CO_2 en solución se incrementa, la reacción cambia hacia la izquierda, resultando una menor precipitación del carbonato de calcio caso contrario si

tenemos baja presión provocará la precipitación de los iones y causar escala.

Efecto DEL pH

Un cambio en el pH afecta la solubilidad de la incrustación CaCO_3 . Cuando se reduce el pH, la solubilidad aumenta y reduce la tendencia a la incrustación.

Crecimiento y Adherencia de Cristales

Crecimiento

Para que se forme la incrustación, los cristales tienen que aumentar e incluir:

- a) Adsorción de las moléculas de incrustación sobre la superficie de los cristales.
- b) Incorporación de las moléculas de incrustación sobre la estructura de los cristales.

Adherencia

Para que la incrustación pueda ser depositada, los cristales tienen que pegarse a la superficie. Los factores que influyen en la adherencia de la incrustación son:

Fluidos dinámicos del sistema

Tiempo de contacto entre el fluido y la superficie

Estructura de la superficie

Parafina

La parafina es producida con los fluidos del pozo, pero existen otros factores que ocasionan los depósitos de parafina y son los siguientes:

Temperatura

El factor primario de la deposición de parafina en equipos de producción, es la temperatura. Si la temperatura del fluido producido cae debajo del punto de fusión de la parafina, esta tiende a solidificarse y separarse de la fase líquida, produciendo la deposición de los cristales en las partes sólidas de los equipos o

tuberías superficiales. Las ceras más duras (de mayor punto de fusión) se depositaran primero a las más altas temperaturas probablemente en la línea de producción del pozo. Las ceras más blandas saldrán y se depositarán en las partes mas frías del equipo de superficie.

La parafina se enfría a medida que fluye hacia los tanques de almacenamiento.

Presión

La pérdida de presión también puede promover la depositación.

A medida que la presión desciende, las fracciones volátiles del crudo (partes livianas), como son el propano o el butano, se separan del crudo. La pérdida de las partes livianas del crudo incrementan la tendencia de la parafina a depositarse, debido a las siguientes causas:

- a) La solubilidad de la parafina en el crudo es reducida.
- b) La temperatura es baja debido a la rápida expansión de los gases.
- c) El volumen total de solvente es reducida.

Materias Extrañas

Se encuentran en los crudos como limo, incrustaciones, sales y subproductos corrosivos (sulfurosos) y óxidos de hierro, sirven de núcleo alrededor del cual la parafina puede cristalizarse.

Aspereza superficial

Poros o superficies irregulares pueden incrementar los depósitos de Parafina. Mientras más porosa o irregular sea la superficie, mayor será el área superficial a la depositación parafínica.

Formación de Espuma

La mayoría de los efectos adversos que los químicos pueden producir, se deben a su naturaleza diferente. En el caso de los inhibidores orgánicos tienen grupos funcionales que son fuertemente adsorbidos y se les imparte también algún grado de propiedades de actividad superficial, entonces pueden actuar como jabones o detergentes y causar espuma, formación de emulsiones o puedan desprender incrustaciones formadas antes de que la inhibición se iniciara. No existe ningún método certero

para predecir cuando un inhibidor dado puede causar cualquiera de esos problemas.

Formación de Corrosión

Las reacciones de corrosión en un metal obedecen a tres grandes causas, las que analizaremos a continuación.

Corrosión Electroquímica

Corrosión Química

Corrosión Bacterial

Corrosión Electroquímica

Consiste en la formación de “pilas o celdas” corrosivas en diversas secciones de una estructura metálica, las cuales causan un flujo de corriente que ocasionan modificaciones o alteraciones químicas en el metal.

El proceso de la corrosión electroquímica involucra siempre la existencia de los siguientes parámetros.

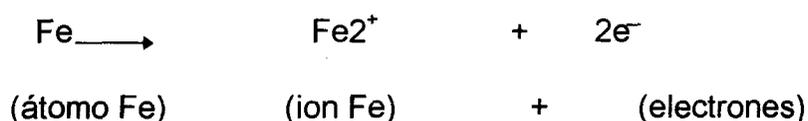
Anodo

Es la porción de la superficie del metal que se corroe o el punto en el cual el metal se disuelve o entra en solución.

Cuando el metal se disuelve, los átomos que lo constituyen pierden electrones y van en la solución como un ion.

Los átomos contienen igual número de protones (partículas cargadas positivamente) y electrones (partículas cargadas negativamente).

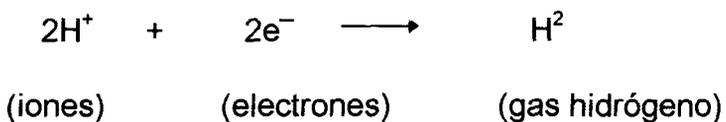
La pérdida de electrones deja un exceso de cargas positivas y por lo tanto el ion resultante está cargado positivamente. La reacción química para el hierro es:



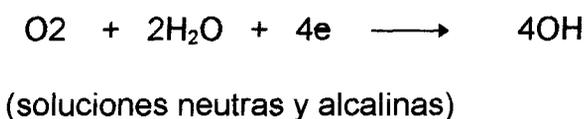
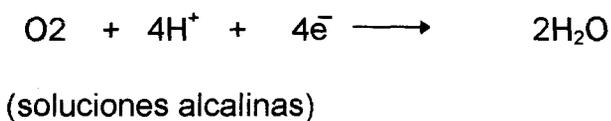
A esta pérdida de electrones se la llama oxidación. El ion hierro va en solución y los dos electrones son dejados atrás en el metal.

Catodo

Es la porción de la superficie del metal que no se disuelve, pero donde ocurren reacciones químicas originadas en el proceso de corrosión. Los electrones son dejados atrás por la solución de hierro en el viaje del ánodo a través del metal hacia el área de la superficie catódica, en donde son consumidas por la reacción con un agente oxidante presente en el agua. Este consumo de electrones se llama reacción de reducción.



Si el oxígeno está presente, pueden ocurrir las siguientes reacciones:



Así las reacciones del área anódica producen electrones y la reacción (es) de las áreas catódicas consumen electrones.

Esta es la característica esencial de una reacción electroquímica.

Los electrones son generados por una reacción química en un punto y entonces viajan a otro punto donde son usados para otra reacción.

Corrosión Química

Consiste en el ataque directo de un elemento no metálico contra uno metálico, como por ejemplo:

Oxígeno (O)

Azufre (S)

Cloro (CL)

Ejemplo de elementos metálicos

Principalmente metales ferrosos o a base de hierro (Fe), que constituyen la mayoría de las instalaciones de producción en los campos del Oriente.

El agua (H_2O) es uno de los enemigos de la mayoría de los metales, ya que uno de sus componentes es el Oxígeno.

El Oxígeno en el agua, está identificado como la principal causa de corrosión de los materiales en el agua. La corrosión por oxígeno se da por medio de las siguientes reacciones:

Reacción Anodo

Reacción Catodo

El oxígeno generalmente causa corrosión por picadura.

Causas de Corrosión por CO_2

Los factores que influyen en el tipo (localizados/uniforme) y grado (pérdida del metal por tiempo) de corrosión por CO_2 son:

Presión parcial del CO_2 , temperatura, velocidad, humectabilidad de la superficie de la tubería y microestructura del acero.

Presión

La presión es un factor importante de la corrosión por CO₂, así por la ley de Henry, la cantidad de CO₂ que se disuelve en el agua a una temperatura dada, es proporcional a la presión si la pasivación no ocurre. Debido a que las presiones parciales sirven a menudo de referencias para producir los rangos de corrosión con 1 atmósfera como guía, para determinar si el ataque de CO₂ ocurre o no es significativo.

A presiones parciales de CO₂ mayores de 30 lpc el ataque corrosivo es muy severo.

A presiones parciales de CO₂ entre 7 y 30 lpc se tiene un ataque mediano o aceptable.

A presiones parciales de CO₂ menores a 7 lpc se tiene un ataque muy leve, el cual no causa problemas.

Temperatura

La temperatura es un factor muy importante en el proceso de corrosión. A Temperaturas por abajo de 60 °C (140 °F) muy poco carbonato ferroso precipita como producto de la corrosión o se adhiere a la superficie del acero.

La corrosión es a menudo natural y controlada por otros factores como la velocidad del fluido y otros compuestos como formadores de películas y precipitados. A Temperaturas de 60 °C - 100 °C el carbonato ferroso se forma abundantemente pero parece casi suelto y es fácilmente removido. Ataques localizados a menudo ocurren en locaciones donde la escala ha aflorado y permite la formación de celdas de corrosión. A temperaturas por arriba de 90°C, magnetita (Fe_2O_3) forma en la superficie del acero, una escala extremadamente dura y bien adherida. Obviamente muy altas velocidades, producción de arena y otros factores pueden acelerar el proceso de corrosión sin importar la temperatura.

Velocidad

Velocidad del fluido/gas atravesando la línea es preocupante debido a la depolarización del ánodo (remoción de óxidos de carbonatos de hierro) así como concentraciones de depolarización del Catodo (reemplazo de iones de hidrógeno por reducción).

A pesar de que las altas velocidades permiten al CO_2 en el agua continuamente reemplazar los iones H^+ consumidos en la reacción de corrosión (a pesar de que acelera la corrosión), esta es beneficiosa bajo ciertas circunstancias debido a que **transporta**

más inhibidor a la celda de corrosión cuando se usa un inhibidor de corrosión.

Humectabilidad de la superficie

La corrosión del acero solamente puede ocurrir si la superficie esta en contacto con un electrolito (agua). Como ocurre en muchos casos donde existe flujo turbulento en tuberías que contienen relativamente bajas proporciones de agua, nos previenen que el fenómeno de "Mojabilidad del Agua" al acero y la corrosión se mantengan controladas.

Por otro lado, para bajas velocidades y/o altos cortes de agua, casi siempre se da que el acero este mas propenso a corrosión por bacterias.

Micro-estructura del acero

Diferencias en la micro-estructura es la causa de un ataque corrosivo acelerado, principalmente cerca de zonas afectadas por el calor en las tuberías soldadas. Estas diferencias pueden ciertamente crear ánodos localizados y ataque selectivos.

5.3 Descripción de los químicos utilizados

Demulsificante

El químico tiene la finalidad de desactivar al agente emulsificador, migrando a la interfase y ubicarse allí. Para esto, estos tienen que ser solubles en crudo y lo suficientemente polares para poder ser atraídas por los emulsionantes y luego allí causar su debilitamiento para que al coalescer formen gotas mas grandes y provocar la decantación de las mismas.

Para que la película se rompa sin aplicación de calor, el químico deberá hacer de la película, no solamente rígida sino también que se contraiga ligeramente para causar su rompimiento (Aumenta la tensión superficial),.la intención es reducir el área superficial de la película al mínimo hasta que se rompa.

Un buen demulsificante debe impartir una fuerza muy atractiva a las gotas de agua. Estas fuerzas (floculantes) deben ser suficientemente fuertes para resolver completamente la emulsión. En muchos casos, una acción posterior de los demulsificantes, es necesario para forzar a las gotas de agua a coalescer, que se vuelvan grandes y suficientemente libres para caer.

El demulsificante romperá la película que rodea a estas gotas de agua que se encuentran muy cercas, permitiendo su unión. Esto produce un rápido crecimiento de las gotas de agua (aumento de tamaño), y una rápida separación de agua.

Antiparafínicos

Los métodos químicos de control parafina, pueden ser separados en tres áreas distintas: solventes, dispersantes y modificadores de cristales.

Solventes

Los solventes son añadidos para restituir las propiedades solventes del crudo que ha se perdido, debido al escape de gases disueltos, o a la reducción de temperatura.

Dispersantes

Estos trabajan por revestimiento de los cristales pequeños de parafina y de las superficies metálicas. De esta manera ocasionan que los cristales y las superficies metálicas se repelan el uno del otro. Esta acción no permite la formación de partículas de parafina, sino que simplemente son transportados con el fluido del sistema.

Modificadores de cristales

Previenen la co-cristalización y modificación de cristales de la cera de depositación parafínica. Esto impide a los cristales de parafina a formarse en si mismos, y en muchos casos, los impide adherirse a la superficie interior del tubo. La depositación parafínica es reducida o eliminada.

El uso de solventes para remover depósitos de parafina, es lo mas común en los campos petroleros. Desafortunadamente los mejores solventes no pueden ser usados, debido a su alto inflamabilidad y toxicidad, tal es el caso del bisulfito de carbono y tetracloruro de carbono.

Tratamiento de Escala (Mecanismos de inhibición de la incrustación)

Quelación

Dispersión

Inhibidor de incrustación de los cristales

Quelación

El uso de quelatos previene o reduce la formación de incrustación.

Los quelatos evitan que los cationes formen escamas formando un complejo soluble.

Dispersantes

El uso de dispersantes puede prevenir que los cristales de incrustación se formen y se peguen a la superficie de las tuberías.

Químicos para el control de las incrustaciones

Los inhibidores de incrustaciones son químicos, que previenen la formación de las mismas, cuando son agregados a aguas normalmente incrustantes. Esto se cumple, manteniendo en solución los cationes formadores de incrustaciones.

Existen disponibles diferentes tipos de químicos controladores de incrustaciones. Solamente se discutirá a continuación aquellos que son usados.

(

Químicos para eliminar y recoger las incrustaciones (fosfatos inorgánicos).

Polímeros

Esteres de fosfonatos

Fosfonatos

Combinaciones especiales

Removedor de incrustaciones

Polifosfatos Genéricos Inorgánicos

Funciona como modificador del crecimiento de cristales. Relativamente económico.

Es un Inhibidor tolerante que puede estabilizar grandes concentraciones de calcio en menores cantidades estequiométricas, es relativamente económico.

Mecanismo de inhibición

El mecanismo de inhibición es el “efecto de entrada”. Cuando las incrustaciones de CaCO_3 comienzan a formarse, cristales muy pequeños se precipitan en el agua.

En ese momento los iones fosfatos cubren los pequeños cristales antes de que tengan oportunidad para desarrollarse, evitando de esa manera el crecimiento posterior.

Desventaja

La baja solubilidad en salmueras con alto contenido de calcio puede formar precipitado de fosfato de calcio.

Fosfonatos Genéricos Orgánicos

- Funciona como modificador de crecimiento cristalino.
- Inhibe la mayoría de los tipos de incrustaciones petrolíferas
- Térmicamente estable hasta 350-400 °F
- Generalmente buena solubilidad en salmuera
- Fácil monitoreo por métodos residuales.

Desventajas

Puede ser afectada por altas concentraciones de hierro.

Problemas potenciales de solubilidad en salmueras de alto contenido de calcio.

Cabe aclarar que estos químicos son corrosivos por lo que se inyecta adicionalmente inhibidor de corrosión para contrarrestado.

Igualmente que los polifosfatos inorgánicos, los orgánicos líquidos deben ser inyectados en el sistema de una manera continua para ser efectivos.

Inhibidor de corrosión

La corrosión ocurre en el contacto agua-acero, entonces, obviamente se desea tener el químico en la corriente de agua, de tal manera que se forme una película, la cual tendrá una mejor oportunidad para ser reemplazada y mayor persistencia. La persistencia es de particular importancia en el tratamiento de corrosión por parches.

Los principales agentes relacionados con el fenómeno de corrosión que se tiene que controlar en un tratamiento químico son:

Bactericidas

Los bactericidas son de dos grupos: oxidantes y no oxidantes.

Los biocidas oxidantes producen la muerte de la bacteria, paralizando la actividad enzimática normal, mediante la oxidación irreversible de los

grupos proteicos. Entre los biocidas más comunes se tiene cloro, dióxido de cloro, hipoclorito de sodio, hipoclorito de calcio y ozono.

Los biocidas no oxidantes actúan de acuerdo al componente activo, así los compuestos organosulfurosos actúan por inhibición competitiva o no competitiva del crecimiento bacterial (bistocianato de metileno); las sales de amonio cuaternario su acción se le atribuye a su carga catiónica, enlazándose electrostáticamente en la pared celular por la reacción de los fosfolípidos de la bacteria causando la muerte; los aldehidos penetran las paredes de la bacteria donde reaccionan reemplazando los átomos de hidrógeno de NP y los grupos OH que se encuentran en abundancia en ácido nucleico del protoplasma.

Remoción Química del Oxígeno

Es muchas veces deseable remover gases como O_2 , H_2S o CO_2 del agua para reducir su corrosividad. Esto puede ser llevado a cabo por métodos mecánicos o químicos.

Métodos mecánicos de composición gaseosa o de desgasificación al vacío como el que se utiliza en las Botas Desgasificadoras descrito en el capítulo II, es usado.

Los métodos químicos consisten en remover oxígeno disuelto en el agua por adición de un Secuestrante de Oxígeno en la corriente de agua, el cual va a reaccionar con el oxígeno.

Los secuestrantes de Oxígeno mas comúnmente usados en operaciones de campo es el ion sulfito (SO_3^-). Este químico esta disponible en diferentes formas, los más comunes son los compuestos que se muestran a continuación:

Sulfito de sodio Na_2SO_3

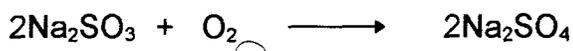
Bisulfito de sodio NaHSO_3

Bisulfito de Amonio NH_4HSO_3

Dioxido de Sulfuro SO_2

Sulfito de Sodio

Teóricamente se requiere 7,9 ppm de Na_2SO_3 para reaccionar con 1 ppm de Oxígeno. En la practica un exceso del requerimiento teórico es siempre utilizado. La remoción de pequeñas cantidades de oxígeno (1ppm) usualmente requiere un exceso del químico de 2-10 ppm para llevar la reacción a un modo aceptable.



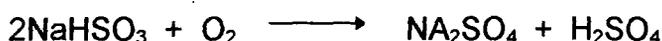
El Sulfito de sodio ordinariamente reacciona muy lentamente con el oxígeno a temperaturas de operación normal, debido a esto un catalizador es requerido.

Iones cobalto (Co^{++}) son los catalizadores más comúnmente utilizados.

Las soluciones catalizadas de sulfito de Sodio, en las Facilidades de Producción del Norte deben de pasar por un manto de gas para prevenir una reacción con el oxígeno atmosférico.

Bisulfito de sodio

Teóricamente 6.5 ppm de $NaHSO_3$ son necesarios para reaccionar con 1 ppm de Oxígeno.



El Bisulfito de sodio normalmente es suministrado en forma líquida.

Debe ser usualmente catalizado así como en el caso del Sulfito de sodio. Aparte de esto, debido a la naturaleza ácida de la solución (pH= 3.5 - 4), el tanque debe ser protegido internamente o construido de un material resistente a la corrosión para no causar problemas. Relativamente no

tiene reacción con el oxígeno atmosférico debido al extremadamente bajo valor de pH de la solución y normalmente requiere un manto de gas.

Bisulfito de Amonio

Es vendido bajo diferentes nombres de marcas. Teóricamente 6.2 ppm de Bisulfito de Amonio son requeridos para reacción con 1 ppm de oxígeno. Este químico tiene ventajas y son:



Bisulfito de amonio no reacciona con el aire porque tiene bajo pH y puede ser guardado en tanques abiertos.

Bisulfito de Amonio normalmente no requiere de un catalizador, a pesar de que puede ser catalizado si es necesario.

Es mas concentrado que otros Sulfitos secuestrantes de líquidos. Una solución saturada de Bisulfito de Amonio contiene aproximadamente 60% en peso de NH_4HSO_3 a 0°C (32°F).

Este químico es suministrado como una solución con pH de 4 a 5. Por lo tanto, debe ser guardado en un tanque resistente a la corrosión.

5.4 Tratamiento al crudo

Tratamiento de Emulsiones

En las estaciones de producción se inyecta químico demulsificante así como químicos antincrustantes y anticorrosivos para protección de las líneas de flujo. La razón es por que se quiere que el crudo en su trayecto hacia las Facilidades de Producción del Norte (NPF), llegue con la fase de agua mas separada de la fase de aceite, es decir para ayudar a una mejor separación de las fases.

El crudo que se extrae contienen gotas de agua rodeada de los estabilizantes de emulsión, los mismos que forman una película en su contorno. Para romper esto se necesitan químicos (surfactantes), temperaturas altas y los equipos en superficie.

En el tratamiento de una emulsión, el objetivo es romper la capa de agentes emulsionantes que cubren las gotas de agua y activar el movimiento de éstas gotas para facilitar su unión y formar gotas cada vez mayores que precipiten más rápidamente por la acción de la gravedad, lo cual se conoce como el fenómeno de coalescencia.

En las operaciones de YPF se usa algunos métodos para romper la emulsión, los cuales se aplican combinadamente al proceso del crudo para una separación más eficiente. Estos métodos son:

Tratamiento con temperatura

La expansión térmica de las gotas de agua que ayuda a la dilatación de la película que las recubre, la reducción de viscosidad de aceite que permite así una sedimentación más rápida de las gotas que coalescen, son resultados de la introducción de calor.

El calor añade también energía al sistema, creando corrientes térmicas de las gotas de agua, favoreciendo de esta forma la coalescencia por medio de colisión al azar.

Generalmente la aplicación de calor en el tratamiento de emulsiones es muy ventajoso, sin embargo debe tenerse cuidado en su control, pues su uso indiscriminado puede resultar antieconómico por el hecho de promover la pérdida de fracciones ligeras, en los tanques de almacenamiento y bajar la gravedad API del crudo.

El calor incrementa la solubilidad de los emulsificadores naturales y estabilizadores (asfáltenos, parafinas, sólidos, etc.) dando como

resultado la remoción de los mismos y por ende la desestabilidad de la emulsión.

Efecto del campo eléctrico

La electricidad se emplea también en las Facilidades de Producción del Norte para el tratamiento de emulsiones, en combinación con el calor y los químicos.

La base para la unión o coalescencia electrostática de las gotas la proporciona la propia molécula de agua, compuesta por una parte negativa, el oxígeno y dos positivas el hidrógeno, que se unen para formar una configuración que presta a una respuesta de un campo electrostático (bipolar).

Bajo la influencia de un campo eléctrico, limitado por un electrodo positivo y otro negativo, una gota de agua se deforma elipsoidalmente y se alarga. Con este alargamiento de la gota, la película circundante que la rodea se debilita y puede llegar a romperse facilitando la unión entre gotas.

Pero más importante que lo anterior, es que las cargas de las gotitas se alinearán con respecto a las líneas de fuerza es decir en un tiempo

determinado, las cargas negativas se orientarán en la dirección de los electrodos positivos y las cargas positivas hacia los electrodos negativos. Esta acción coloca a las cargas opuestas de las gotas en posición adyacente, aumentando su fuerza de atracción.

Cuando se aplica campo eléctrico, este desordena la película de moléculas polares y provoca la atracción de gotas con diferente carga y la repulsión de gotas con misma carga.

Esto hará que la rata de coalición se incrementa enormemente produciéndose una separación inmediata de las fases.

Tratamiento Químico

Los demulsificantes modifican la tensión superficial e interfacial, propiciando la ruptura de emulsiones agua-aceite.

Separan gran parte de agua, de sales y sólidos en suspensión que acompañan al crudo.

El objetivo del químico es debilitar, disminuir o remover la capa protectora del emulsificador que se encuentra en las superficies de las gotas.

Debe tomarse en cuenta que el calor vaporiza las fracciones ligeras del crudo y a menos que se provea algunos medios para conservarlas, se generara una reducción del API y del volumen. Se ha determinado que por cada grado API que se pierda, se produce una perdida de volumen del 1.55 %. Es esta la razón por la que es mejor combinar los dos tratamientos (calor y químicos).

Tratamiento de Espumas

La acción más apropiada que debe tomarse para evitar dificultades producidas por la presencia de espumas es determinar en el sistema la ubicación de las condiciones que pueden causar su presencia. Ellas pueden existir en lugares donde el fluido adicionado con un producto químico es agitado con un volumen de gas como por ejemplo un Separador de gas, un despojador en contracorriente o un aireador. El próximo paso es conseguir muestras del fluido y del gas en las etapas del proceso, agregar el químico en cuestión, ajustar la temperatura correspondiente a la etapa del proceso y agitar vigorosamente. Si esta prueba produce una espuma estable, existe un problema potencial. Existente tres soluciones alternativas:

- 1) Agregar un agente antiespumante (que también debe ser probado).
- 2) Realizar pruebas para seleccionar un químico que no cause espuma.

3) En el caso que sea como consecuencia de usar un inhibidor, el sistema puede ser parado periódicamente y tratado con una carga de algún inhibidor persistente.

Tratamiento de Parafina

Como ya se ha dicho anteriormente en muchos de los problemas que se tengan en la producción de crudo, tendremos técnicas de remoción de estos problemas que pueden ser: mecánicas, químicas y hasta térmicas dependiendo del caso.

Se tiene algunas técnicas para el tratamiento de parafina como son:

Técnicas mecánicas

Son varios de los métodos para remover la depositación parafina. Pero en nuestro caso se utilizan raspatabos.

Técnicas Térmicas

Entre las técnicas térmicas tenemos: tratadores de fondo del pozo, crudo caliente o agua salobre caliente, químicos que liberan calor.

Técnicas químicas

Es el método mas efectivo para prevenir y controlar la parafina, su aplicación es dada cuando se unen a la producción nuevos pozos.

5.4.1 Puntos de inyección y dosificación

Emulsión

En los campos (plataformas) se inyecta químico demulsificante, para que el crudo en su trayecto hacia las Facilidades de Producción del Norte, llegue con la fase de agua mas separada de la fase de aceite y se haga más fácil la remoción de emulsiones.

En las Facilidades de Producción del Norte se usa químicos demulsificantes de acción rápida F-46 a la entrada del Separador de Agua Libre cuando la calidad del aceite que esta siendo procesada no esta bajo especificación requerida para el bombeo hacia Shushufindi.

Se usa 8 galones de demulsificante de acción rápida F-46 en el caso tener un crudo fuera de especificación.

Además se usa este químico en el Recuperador de crudos (T-1115) para ayudar a romper la emulsión rápidamente y separar el aceite del agua.

Se dosifica unos 30 ppm de demulsificante de acción rápida F-46 en el Tanque Recuperador de crudos (T-1115).

Antiespumante

En las Facilidades de Producción del Norte se usa Antiespumante con el objeto de solucionar problemas de interferencia en la medición de nivel, causados por la espuma en el interior de los Separadores de Agua Libre, Separadores de Producción y arrastre de hidrocarburos por la línea de gas hacia la Tea.

La dosis de antiespumante varía de 10 a 50 ppm diario a la entrada del Separador de Agua Libre y a la entrada del Separador de Producción.

5.5 Tratamiento al agua extraída

Para determinar la potencialidad de corrosión en un sistema al que se va a aplicar tratamiento químico, deben tomarse en cuenta todos los

factores que afectan o influyen sobre la velocidad de corrosión, incrustación o problemas asociados con microorganismos y el tipo de ataque probable, tales como: concentración, actividad biológica, efecto de la velocidad del fluido, pH, presión y temperatura de la solución acuosa.

Tratamiento de los agentes corrosivos

Es importante la selección del químico para el tratamiento, por eso se ha escogido un inhibidor necesario para los procesos en las Facilidades de Producción del Norte. Debido a que la mayoría de la Superficie del acero esta cubierto por algún tipo de escala semiprotectora, un compuesto soluble en agua puede tener una mejor oportunidad de penetrar los depósitos de escala y de esta manera alcanzar el área que se quiere proteger.

Tratamiento de Oxígeno

El oxígeno en el agua, está identificado como la principal causa de corrosión de los materiales en el agua.

Para reducir su contenido además de los tratamientos físicos (reduce el oxígeno de 6-8 ppm a 0.5 - 0.3 ppm), se trata químicamente con la

adición de un desoxigenante o removedores de oxígeno (bisulfito de amonio catalizado, sulfito de sodio, hidrazina, carbohidracida, etc), disminuyendo el contenido de oxígeno hasta valores de 5 ppb o es lo mismo 0.005 ppm.

Tratamiento de CO₂

Para controlar la acción del CO₂ es necesario neutralizar el agua, aumentando y controlando el pH, para lo cual se puede usar NHOH, elevando el pH por encima de 7.00, dependiendo del sistemas que se este tratando. El uso de neutralizante cambia la tendencia de la solución acuosa hacia incrustante por lo cual, debe simultáneamente controlarse este factor.

Tratamiento de H₂S

El H₂S presente en la solución acusa, proviene del contacto con gas que contiene H₂S, así como de la reacción metabólica de las bacterias sulfato reductoras presentes en el sistema.

Su efecto corrosivo se controla con el uso de inhidores de corrosión, como las aminas fílmicas e indirectamente con el control de las bacterias.

Tratamiento de Bacterias

La presencia de bacterias anaeróbicas, en especial del tipo sulfato-reductoras requieren ser suprimidas por completo con el uso de bactericidas o biocidas especiales, para prevenir su acción corrosiva. Para cualquier problema microbiológico, hay varios biocidas efectivos que reúnen los requerimientos de solubilidad en aguas salobres, efectividad sobre organismos específicos y la necesidad para obtener un beneficio adicional tal como protección contra la corrosión.

Sin embargo, la eficiencia del biocida depende de factores de varias variables. Por lo tanto, para buena selección es recomendable hacer un estudio de eliminación (Prueba selectiva).

Tratamiento de escala

Casi todos los pozos en Bogi, Capirón, Tivacuno y Amo producen agua con una tendencia formadora de escala bajo condiciones presentes de operación sin importar las concentraciones relativamente bajas de calcio y alcalinidad de bicarbonatos. Las precipitaciones de carbonatos de calcio ocurren como resultado de la interrupción del equilibrio iónico de calcio-bicarbonato en el agua debido a cambios de presión, temperatura y composición del agua.

El índice de Tomson-Oddo (IS) nos permite predecir la estabilidad o inestabilidad de la escala utilizando datos básicos de análisis de rutina de aguas, presión, temperatura y contenido de CO₂ en el gas.

Pero se puede determinar la tendencia que se puede determinar con el índice de saturación (IS) donde

$$IS = pH - pHS \qquad pHS - pCA + pALC + \text{conste}$$

Si el índice de saturación es positivo, entonces el agua es incrustante, si el índice de saturación es negativo entonces el agua tiene tendencia corrosiva.

Por esta razón, en resumen detallado, utilizando todos los criterios físicos y químicos del índice Tonson-Oddo se requiere , antes de alcanzar una opinión preliminar hacia las tendencias de escala. Debe tomarse medidas exactas de pH, alcalinidad, CO₂ en el gas, temperatura, presión y composición completa del agua. Pequeñas variaciones en estos valores pueden causar errores significantes en el calcio del índice de saturación.

Como referencia se puede comparar valores del índice de Saturación :

<u>Positivo</u>	<u>Negativo</u>
+ 1.- Ligeramente incrustante	- 1.- Ligeramente corrosivo
+ 2.- Incrustante	- 2.- Corrosiva
+ 3.- Incrustante incontrolable	- 3.- Corrosiva
	- 4.- Corrosión agresiva o incontrolable.

5.5.1 Puntos de inyección y dosificación

Además otros sitios estratégicos son a la entrada de las Celdas de Flotación debido a que tenemos un decremento de presión, alta temperatura, aproximadamente 180 °F que ocasiona siempre problemas de escala, a la salida de las Celdas de Flotación se inyecta igualmente antiescala debido a que se tiene todavía bajas presiones, altas temperaturas y puede obstruir o dañar los accesorios, bombas, líneas de inyección de agua (ver figura # 28).

A la salida de los Separadores de Agua Libre tenemos un incremento considerable de la temperatura del crudo por medio del Intercambiador de Calor razón por la cual se inyecta antiescala antes del Intercambiador.

El inhibidor de escala cuenta con agentes que funcionan en tuberías y equipos superficiales para evitar el depósito de escala, la dosis del químico varía de 4 a 25 ppm.

Biocida

Como se tiene un Sistema cerrado cuya característica principal debe ser la ausencia de oxígeno se tiene bacterias anaerobias o Sulfato-reductoras. En las Facilidades de Producción del Norte se inyecta Biocida para contrarrestar o prevenir los problemas de corrosión causados por estas bacterias que se alimentan de los iones sulfato más hidrógeno generando ácido sulfídrico (H_2S) que es el que corroe al hierro.

Se inyecta Biocida en todas las líneas de agua, para eliminar el indicio de crecimiento bacteriano y su dosis dependerá del control que se vaya ejerciendo sobre el crecimiento de colonias bacterianas.

Actualmente en las Facilidades de Producción del Norte la dosis de concentración diaria del químico es de 50 ppm . Se inyecta el químico a lo largo del Sistema de Tratamiento de Agua, a la salida

del Separador de Producción y en las líneas de alta presión hacia los pozos inyectoros.

Corrosión

Debido a que los químicos inhibidores de escala son corrosivos, se inyecta conjuntamente con estos los químicos inhibidores de corrosión en las localidades como salida del Separador de Agua Libre, a la entrada y salida de las Celdas de Flotación.

La dosis del químico varía entre 5 y 50 ppm. La concentración diaria del químico en los 3 sitios de inyección en las Facilidades de Producción del Norte es de 20 ppm.

Clarificador

El objetivo que se busca es atrapar las impurezas como el aceite y los sólidos suspendidos en el sistema de tratamiento de agua, el químico se inyecta a la entrada de las Celdas de Flotación para que entre en contacto con el agua, forme espuma y atrape el aceite a ser eliminado.

Su dosis varia entre 5 y 10 ppm dependiendo de las características en la Celda de Flotación.

Normalmente a la entrada del recolector de aguas tenemos 200 ppm de aceite en el agua y a la salida de las celdas tenemos un valor máximo de 10ppm de aceite en el agua.

Secuestrante de Oxígeno

El agua se envía al Recolector de Aguas de formación (V-1111) producto de las separaciones de aguas/crudo en los equipos, ingresa al sistema de tratamiento de agua con un residual de 100 ppb de Oxígeno, por esta razón se inyecta secuestrante de oxígeno a la entrada del Recolector de Aguas a efectos de controlar los problemas de corrosión, que puede darse en el Recolector y Celdas de Flotación o en las Bombas de Inyección.

A la entrada de los Tanques Desnatadores vamos a tener un residual de 30 a 40 ppb de O₂.

Actualmente se inyecta 3 ppm de secuestrante de Oxígeno diario en las Facilidades de Producción del Norte cuando se detecta un residual de oxígeno disuelto de 50 ppb o más.

5.6 Factores que influyen en el tratamiento químico

La dosificación de químicos para controlar la corrosión, depende del nivel exacto del agente corrosivo presente en el agua, por tanto la dosificación adecuada de los productos químicos será función directa de la determinación del contenido de O_2 , CO_2 , $H_2 S$, $SO_3^{=}$, hierro, sólidos disueltos, polvo, materia orgánica, pH, residual de los productos químicos y cualquier otro factor significativo como es la temperatura, presión, velocidad del fluido, y tipo de material que están construidos los diferentes componentes que están en contacto con la solución acuosa.

Los sólidos suspendidos en el agua es un factor que afecta no solo al inhibidor de corrosión sino también a los inhibidores de escala.

Otro factor que influye en la efectividad del inhibidor de corrosión es la incompatibilidad con otros químicos como biocida, antiescala, secuestrante de oxígeno ya que puede existir interferencia en las reacciones. Cuando diferentes químicos de tratamiento se mezclan, puede ocurrir efectos de rechazo en la función que tienen que desempeñar.

La incompatibilidad influye en todos los químicos que se utilizan por eso es necesario emplear un químico que se adapte al sistema y que actúen sin mayor alteración entre ellos.

La severidad del problema es otro factor que influye en el tratamiento químico, tanto para el crudo como del agua.

La temperatura también afecta a ciertos químicos, tal es el caso del antiescala que se vuelve menos efectivo cuando se incrementa la temperatura.

El potencial de hidrogeno (pH) es factor que también afecta a ciertos químicos como los secuestrantes de oxígeno que no reaccionan con pH por debajo de 4.5, o como los inhibidores de escala que se vuelven menos efectivos con pH por debajo de 6.

Existen otros factores que influyen en la eficiencia de los químicos como el tiempo de contacto establecido, el tipo y concentración de los organismos a eliminar (bacterias).

Además el costo de tratamiento es un factor muy significativo en la aplicación los químicos.

5.7 Resultados

En definitiva el tratamiento que ha tenido el crudo pesado de YPF ha sido muy eficiente ya que ha logrado los objetivos de mantener la calidad para el bombeo de crudo, así como la calidad para inyección del agua, los valores obtenidos son muy aceptables como podemos apreciar en los apéndices D, E, F y G, se logró mantener los porcentajes de agua y sedimentos (BSW) en rangos menores al 0.4%. En ningún momento del tratamiento hemos sobrepasado éste límite, por lo que se puede asegurar que la calidad del crudo enviado a Shushufindi ha sido excelente. El apéndice C muestran los resultados obtenidos en los procesos de separación logrado por los equipos, controles automáticos, complementado por el tratamiento químico aplicado.

El contenido de aceite suspendido a la salida de las Bombas P-1117 A/B/C de las celdas de Flotación se ha mantenido en parámetros de especificación (menor a 10 ppm) debido a la correcta inyección de químicos. Los valores registrados al inicio de la planta no fueron tan buenos pero se justifica el hecho de que el sistema requería de una estabilización progresiva producto de la observación y corrección de errores, los que originaron los ajustes de hoy utilizados. Con el tiempo se controló el tratamiento obteniéndose resultados favorables, a

permanecido así, salvo el caso de los últimos meses dónde se experimentó el proceso con ausencia de calentamiento.

Se ha tenido muchos problemas en la selección de los químicos adecuados para el tratamiento, se han sometido a prueba muchos productos de algunas firmas, pero siempre se ha escogido los que han sido eficientes para el proceso al menor costo posible, porque aparte de la concentración de químicos, el costo juega un papel fundamental. Utilizando el sistema de pruebas de químicos, se ha logrado reducir los costos de tratamiento.

5.8 Costos

El apéndice P muestra los costos de químicos que ha tenido YPF durante todos los meses de tratamiento tanto para el crudo como del agua, se puede apreciar que el demulsificante de acción rápida tiene un alto costo, pero su uso depende de los casos de emergencia y en pocas cantidades en el Tanque Recuperador de crudos, inclusive el químico clarificador tiene un alto costo, pero la concentración utilizada es mucho menor, lo cual no equivale a mayores gastos.

Los químicos para el tratamiento del agua de formación representan los mayores costos de las operaciones.

Los costos por galón de químico de se muestran en el apéndice P-3.

5.9 Evaluación

La evaluación del tratamiento se basa en el rendimiento que éste ha tenido, el mismo que es la cantidad de barriles de crudo tratado por consumo de galones de químicos.

La incorporación de los pozos del Sur (Iro, Ginta, Daimi) en el mes de Noviembre del 94 produjo un aumento en la concentración del químico demulsificante debido al incremento de fluidos producidos a tratarse, tal como se muestra en el apéndice H.

Los consumos de este químico han sido incrementados en forma significativa por la necesidad de romper las emulsiones que complican en alto grado el transporte de los fluidos, además por la necesidad de separar la fase agua del crudo para favorecer los procesos de separación.

A pesar del aumento de los fluidos a tratarse se tuvo un bajo rendimiento del químico con respecto a los meses anteriores, lo cual es posiblemente la causa de la inestabilidad (picos) mostrados en los apéndices D y E.

El rendimiento de los químicos utilizados se muestran en el apéndice O.

A partir del mes de Marzo del 95 se aumenta considerablemente el corte de agua como se muestra en el apéndice J y permanece así hasta la fecha, la razón es porque se produce crudo pesado con corte agua más elevado para facilitar el transporte, la misma que ha sido mencionada anteriormente.

Como consecuencia del incremento de agua la dosificación de galones de químicos inhibidores de corrosión y de escala han aumentado notablemente, así como la dosificación de biocida para eliminar bacterias en líneas y recipientes.

En marzo del 96 hubo otra incorporación de nuevos pozos del Sur que complicó las operaciones en las Facilidades de Producción del Norte debido a la presencia de sedimentos (lodo y arena) que acompañan a las producciones iniciales de estos nuevos pozos, también se vio complicado naturalmente por la irregularidad de los nuevos flujos que causan inestabilidad en el sistema. Por estas razones el consumo de químico demulsificante de acción continua se incremento a más del 100% como podemos apreciar en el apéndice K y apéndice H.

Por la misma incorporación de nuevos pozos el consumo de demulsificante de acción rápida (F-46), ha producido un altísimo incremento debido al consumo en las Facilidades de Producción del Norte a fin de mantener en lo posible el porcentaje de BSW del crudo o la calidad con que se bombeaba a Shushufindi.

Por tales motivos descritos, es de esperar que el costo de químicos se incremente, debido al aumento de la concentración empleada.

Por otro lado podemos apreciar en los apéndices D y E que esas operaciones de tratamiento han sido excelentes, porque han mantenido los valores de BSW a la salida de las Deshidratadoras menores a 0.4 %. Durante esos periodos se mantuvo la calidad del crudo en parámetros requeridos para el Bombeo.

A finales del mes de Marzo del 96 se inyecta nitrógeno en las Celdas en lugar del gas del sistema de protección, obteniéndose una mejor calidad del agua, sin embargo la cantidad de oxígeno a la salida de las Celdas aumentó, por lo que fue necesario inyectar secuestrante de oxígeno a partir del mes del 96, como se muestra en la tabla H.

Los sólidos suspendidos a la salida de las Bombas P-1117 A/B/C de las Celdas no se mantuvieron totalmente en parámetros de especificación,

llegando hasta valores de 27 ppm en el mes de Junio del 96. El apéndice F permite ver que en las fechas de Junio a Julio del 96 se tuvo una situación anormal, donde los valores de sólidos suspendidos a la entrada de las Celdas son menores que los valores a la salida de las mismas, puesto que lo correcto y normal debe ser lo contrario.

El apéndice H muestra también que la dosificación del químico clarificador disminuyó con respecto a los meses anteriores del tratamiento a pesar que la cantidad de agua de formación producida no disminuyó, esa situación es posiblemente una causa de esa anomalía con los sólidos suspendidos a la salida del equipo.

La depositación de escala en las Celdas de Flotación no permite su operación normal. Para un mejor control y monitoreo de escala, se hicieron adecuaciones para instalar cupones en el interior de las Celdas, estos son evaluados periódicamente y según su resultado se determina la optimización del producto químico.

Las dosificaciones de biocida e inhibidor de corrosión para el agua se pensaron que eran correctas, pero a la larga los deterioros en tuberías demostraron que era necesario un incremento diario de biocida y anticorrosivo tal como se muestra en los apéndices M y N a partir de Marzo del 96.

El inhibidor-dispersante de parafinas se utilizó en el tratamiento de crudo debido a la presencia de sedimentos que acompañan a la producción de nuevos pozos y que cada vez son menores con el tiempo, por lo que actualmente ya no se usa este producto.

Actualmente la cantidad de agua de formación se mantiene en valores superiores a los 4,500,000 de barriles mensuales.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones.- Luego de haber realizado las evaluaciones a los resultados obtenidos, así como del tratamiento químico que se ha aplicado al proceso, se ha llegado a las siguientes conclusiones.

1. Todos los equipos son importantes para el proceso, sus ubicaciones y diseños generan una notable eficiencia en los procesos de separación de crudo pesado en las Facilidades de Producción del Norte.
2. Cualquier sistema bueno que utiliza químicos, calor, tiempo y electricidad en combinación con la aplicación de un tratamiento adecuado, requiere de un permanente monitoreo para que estos componentes se encuentren en un balance mutuo.
3. Si el proceso que es estable o en balance mutuo, se le altera uno de sus componentes, cambiándolo o eliminándolo, se deberá alterar otro para



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

recuperar este balance. Si la temperatura de proceso es suprimida o reducida, es necesario aumentar la tasa química, o bajar la tasa de flujo, o ambos. Por este motivo, cuando la temperatura de tratamiento, que es indispensable para el proceso de separación de crudos pesados, se suprime, es necesario aumentar la tasa química de demulsificante. Esto es conveniente para compensar el aumento de viscosidad que resulta en una temperatura de operación más baja.

4. El calentamiento es de vital importancia en los procesos de separación de crudos pesados. La ausencia del calentamiento provoca que las emulsiones sean menos fáciles de romper, y por lo tanto se pierde eficiencia del proceso de separación.

5. La temperatura permite recuperar condensados (gasolinas) y evitamos que sean quemados, pero es importante controlarla, manteniendo un máximo permisible de calor, de tal manera que no se evaporen los hidrocarburos ligeros del crudo y pongamos en riesgo el grado de calidad del mismo ($^{\circ}$ API).

6. El tratamiento y control de químicos juega un papel fundamental en los procesos de separación. Al aplicar calor y un químico que aumente la tensión superficial de las gotas (demulsificante), hacen que la película que las rodea se vuelva más rígida, el agua encerrada tendrá que expandirse,



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

rompiendo esa capa provocada por el químico, acelerando el proceso de demulsificación.

7. Es necesaria la adecuada dosificación, los costos de químicos debido al consumo se espera mantenerlos y de ser posible reducirlo, siempre con la meta de obtener estabilidad en el proceso como también obtener resultados satisfactorios. El sistema de prueba de químicos por periodos de tiempo es requerido para reducir los costos de tratamiento.
8. La inyección de antiespumante es clave para que no haya arrastre de crudo hacia la Tea y a los recipientes que recuperan condensados.
9. Los problemas de depositación de carbonatos de calcio en las Celdas de Flotación son graves. Se tiene entonces baja eficiencia del químico inhibidor de escala o dosis insuficientes del mismo para la severidad del problema.
10. No es conveniente disminuir la dosificación del inhibidor de escala en las Facilidades de Producción del Norte, debido a que en las Celdas de Flotación se producen los efectos de caída de presión, gran movilidad del agua y aumento de temperatura, efectos que reducen la solubilidad del Carbonato de Calcio en soluciones supersaturadas, provocando la precipitación acelerada del mismo.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

11. Cambios en las características de emulsión probablemente van a darse con la introducción de nuevos pozos , rehabilitación de pozos, etc. Tales cambios pueden ser momentáneos o permanentes, en tal caso una corrección en el sistema de tratamiento es necesaria. Por lo tanto el consumo de químicos no se puede mantener constante pues varía de acuerdo a la producción de agua y de crudo.

Recomendaciones.-

1. Se recomienda colocar el interruptor de bajo-bajo nivel de crudo en las Deshidratadoras V-1106/1206 como último elemento de seguridad.
2. Desarrollar un programa para limpieza de lodos por lavado a chorro en fondo de los recipientes, V-1101 A/B; V-1105/1205; V-1106/1206; V-1101 a efectos de mejorar la recuperación de crudo, agua, gas, y espaciar los mantenimientos de recipientes para aligerar costos.
3. A fin de optimizar la recuperación de condensados y evitar desmejoramientos en la calidad del crudo a bombearse a Shushufindi, es necesario un análisis evaluativo en el rendimiento de los recipientes V-1061 y V-1062.



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

4. En momentos de tener bajas presiones en los Separadores de Producción y altos niveles de fluido en el Tanque Recuperador de crudo T-1115, sería difícil desalojar fluidos, por este motivo para recuperar presiones se recomienda implementar una línea que salga desde la línea igualadora de presión de los dos Separadores de Agua Libre hacia la línea igualadora de presión de los dos Separadores de Producción, pero controlada desde el receptor de fluido de Capirón (V-1101-B) por que este es el que aporta más gas. Esto podría ser una ayuda al balance de presión al proceso cuando existe este problema.

5. En el menor tiempo posible se recomienda realizar limpieza en las Celdas de Flotación y todos sus componentes internos, a fin de evitar daños mayores.



6. Se recomienda desarrollar tesis más específicas o estudios para seguimiento y control de la bondad del sistema de inyección de agua, así como del sistema de intercambio de calor en las Facilidades de Producción del Norte.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

FIGURAS

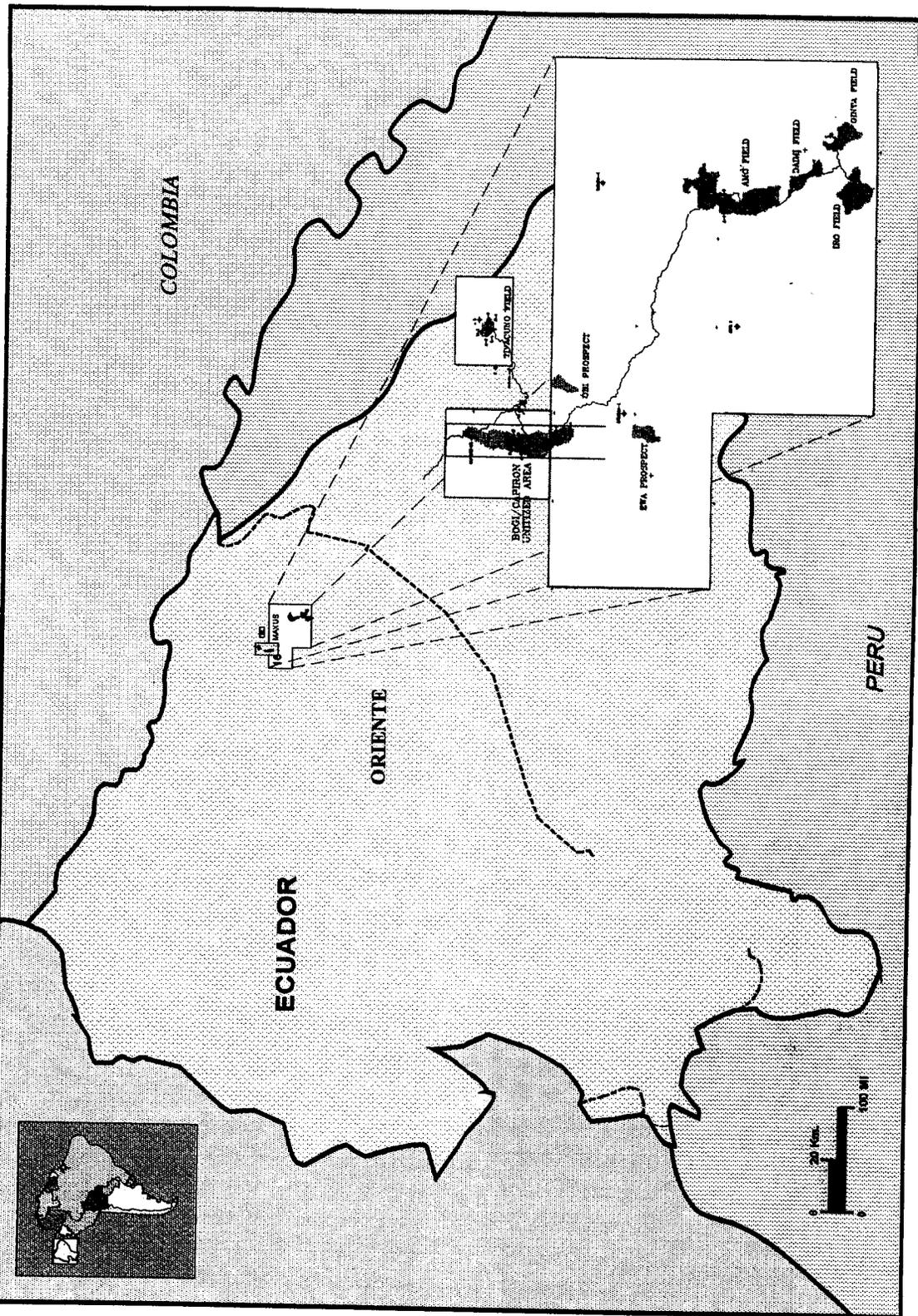


Figura #-2 Ubicación de los Pozos en el Bloque 16

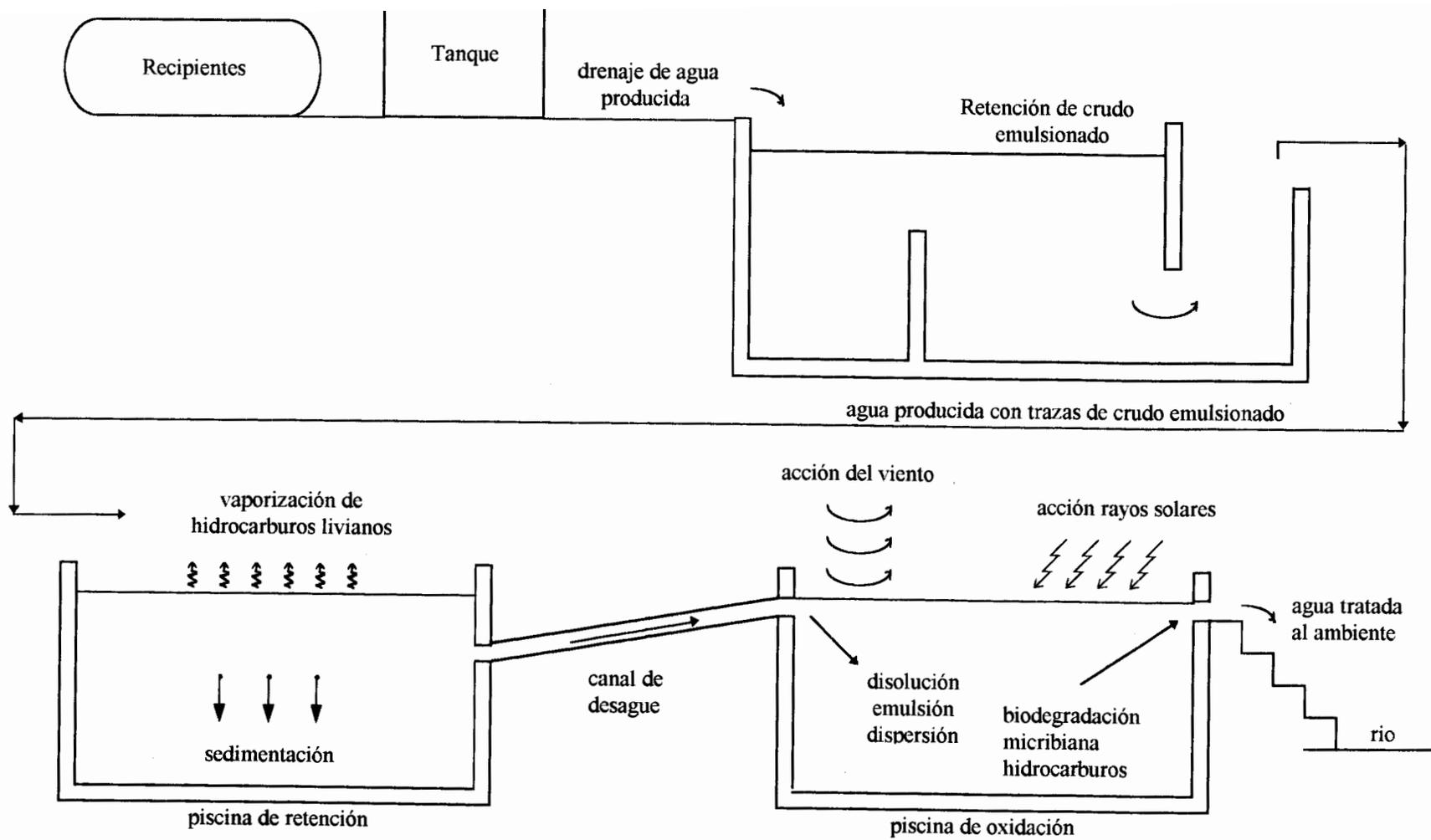


ILUSTRACIÓN # 3. TRATAMIENTO NATURAL DE AGUAS PRODUCIDAS

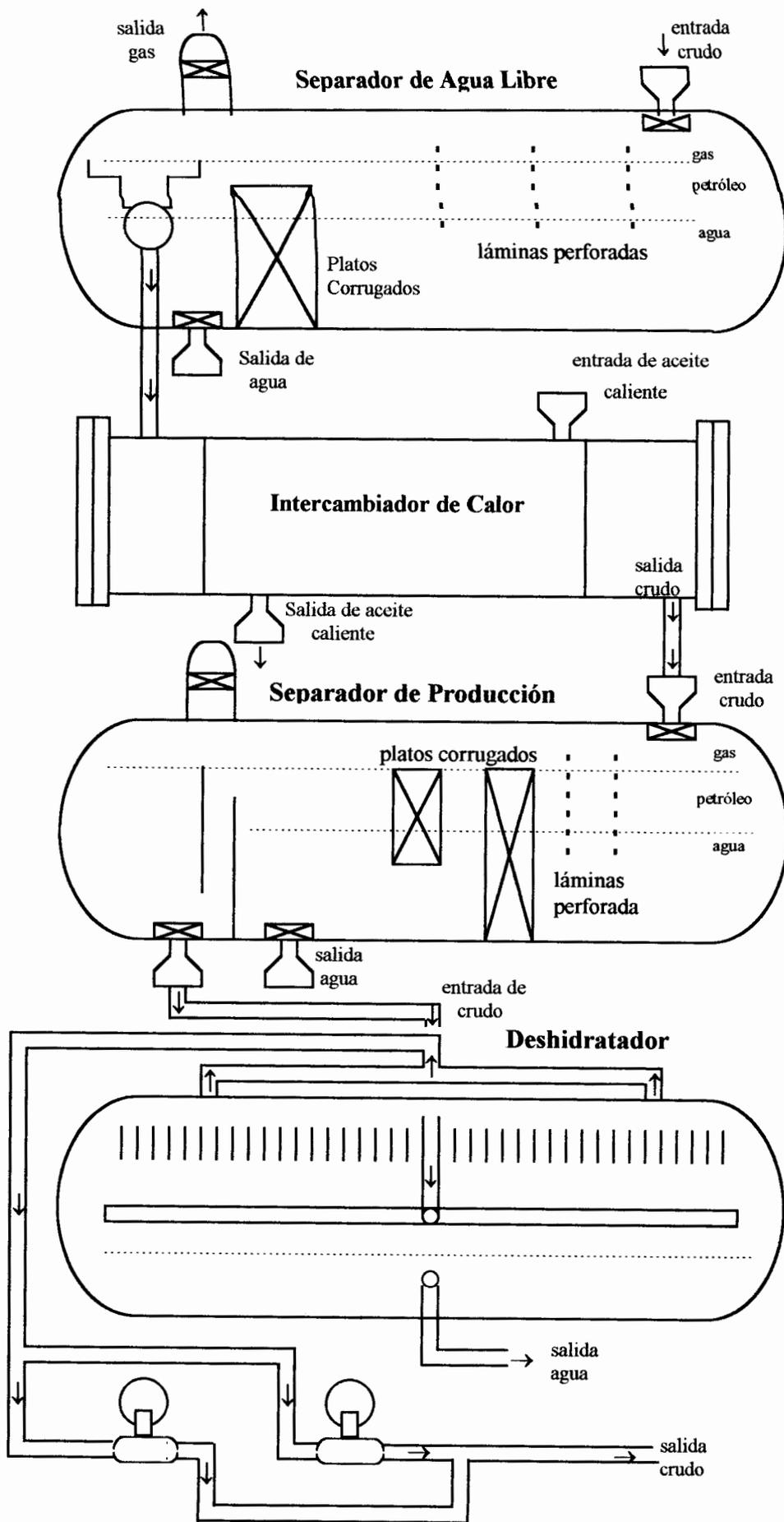


FIGURA # 4. TREN A Y TREN B DE EQUIPOS PARA DESHIDRATACIÓN DE CRUDO

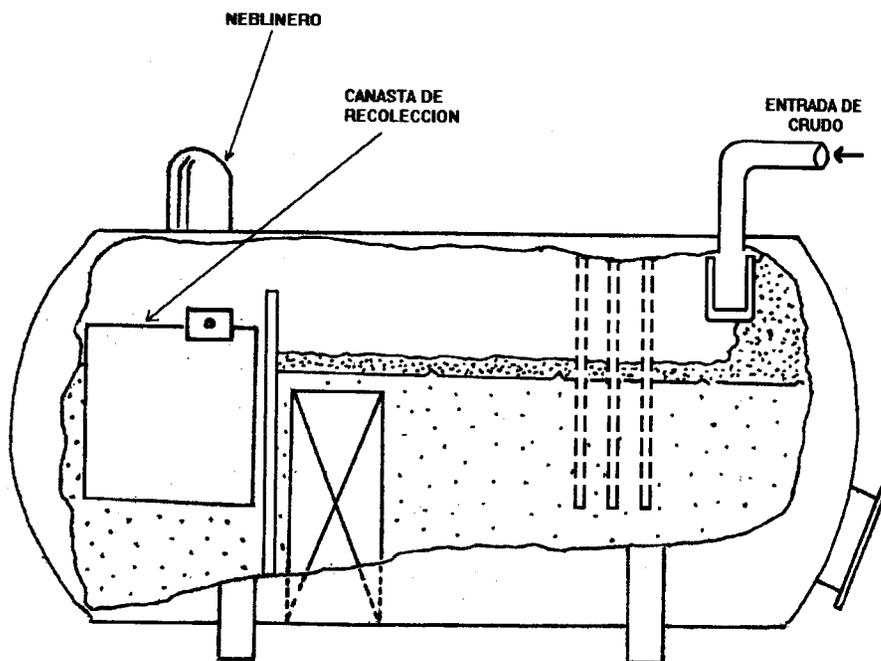
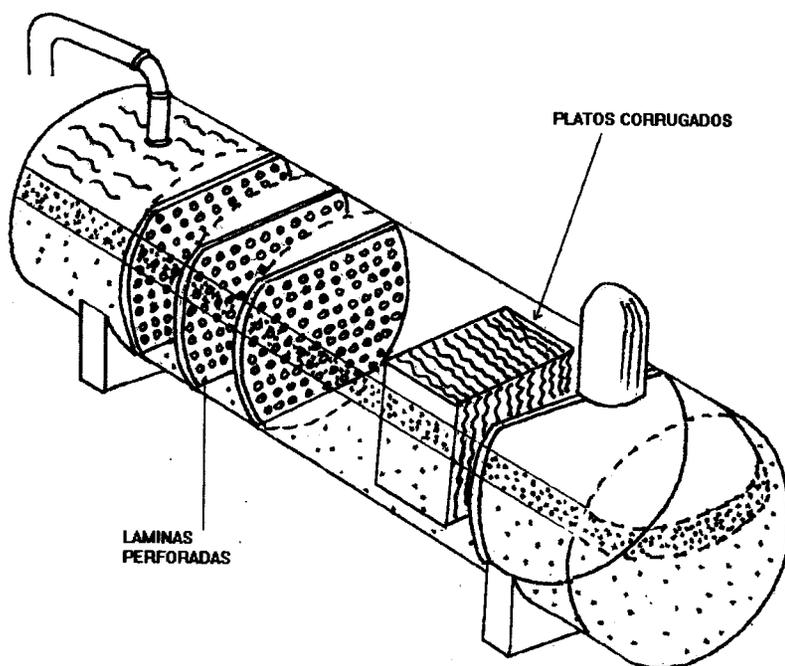


ILUSTRACIÓN #5. INTERIOR DEL SEPARADOR DE AGUA LIBRE(V-1101-AB)

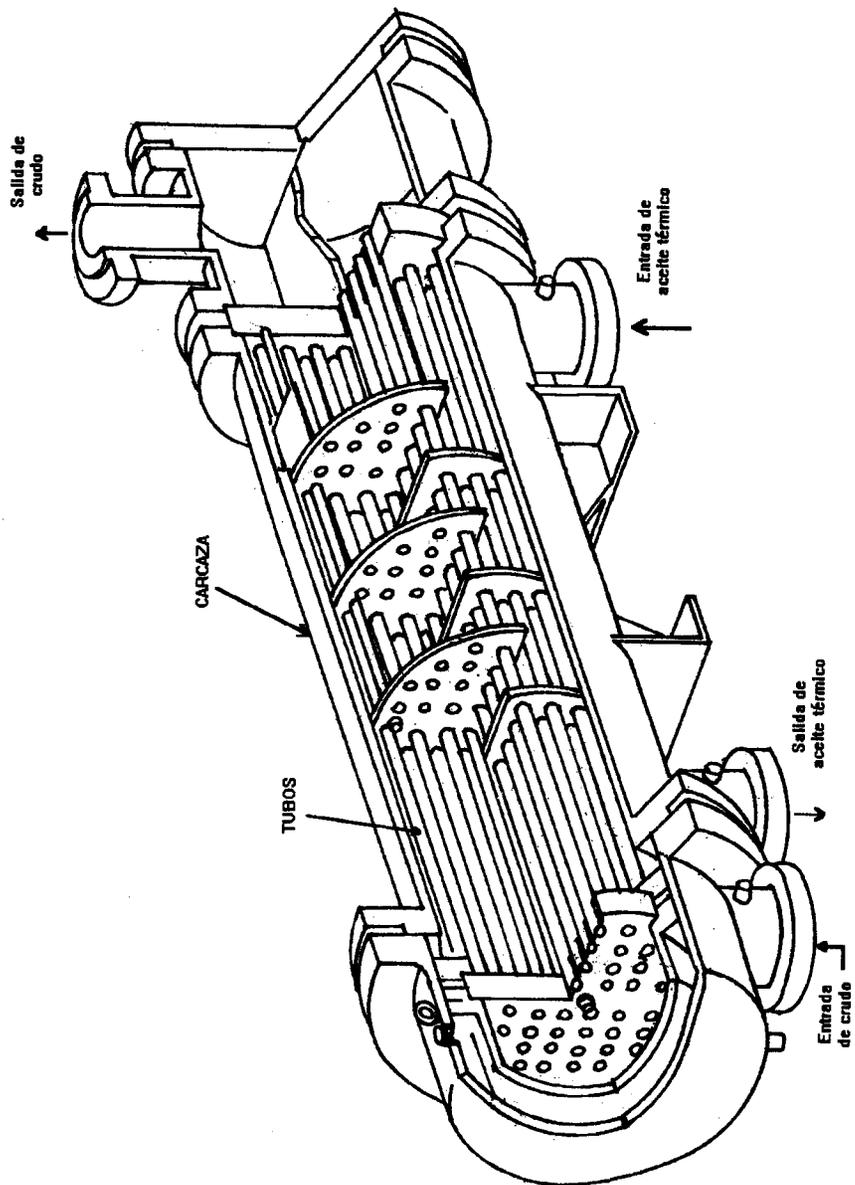


FIGURA # 6. INTERIOR DE UN INTERCAMBIADOR DE CALOR (N-1104/1204)

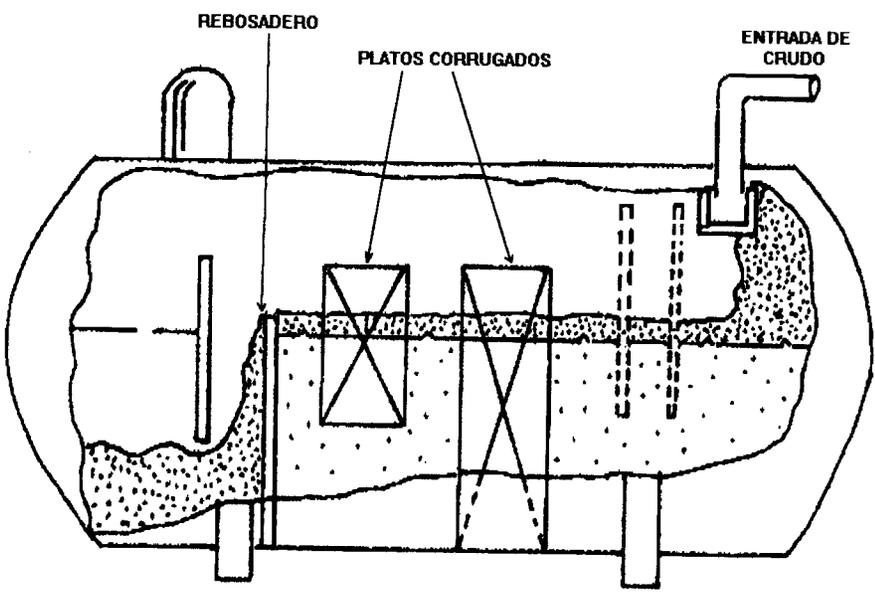
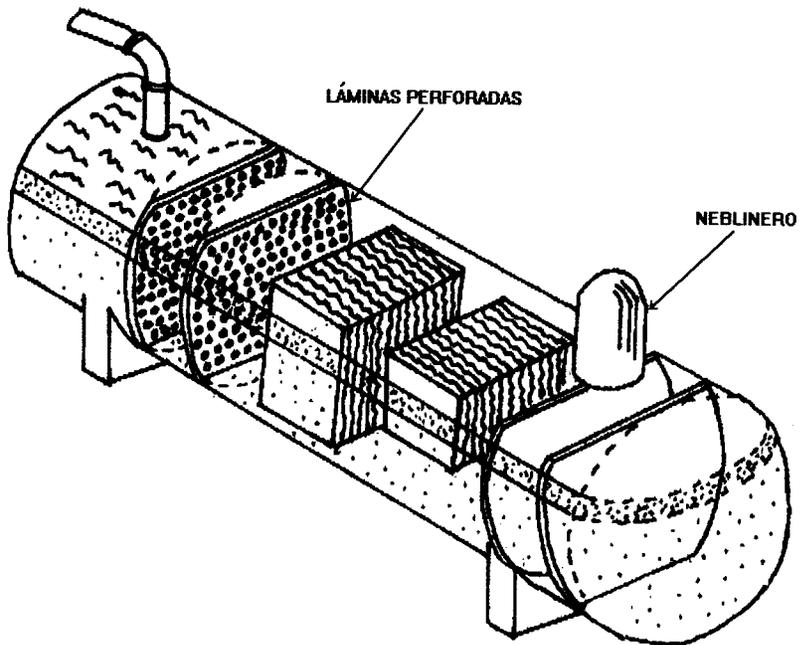


ILUSTRACIÓN # 7. INTERIOR DEL SEPARADOR DE PRODUCCIÓN (V-1105/1205)

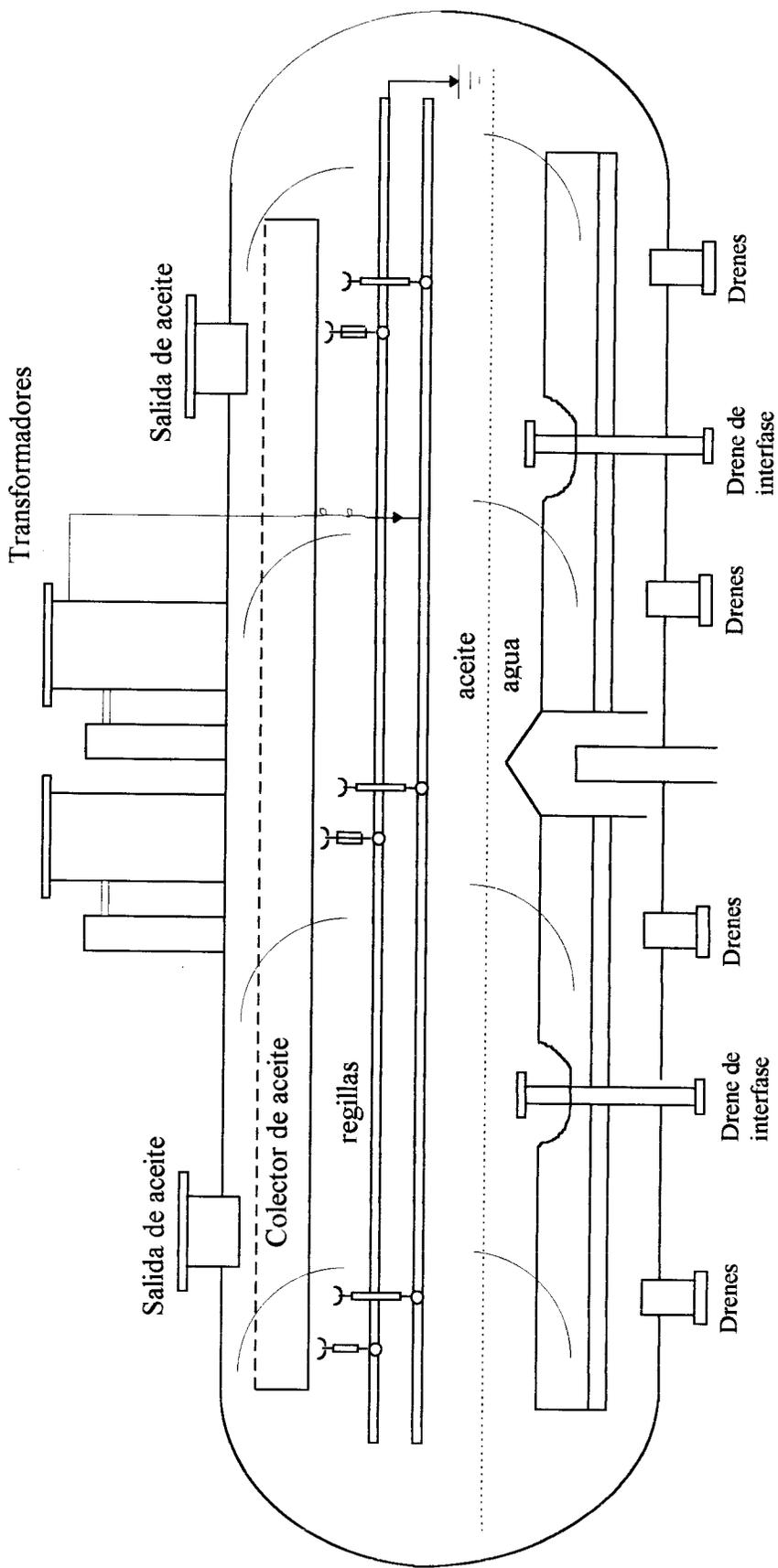
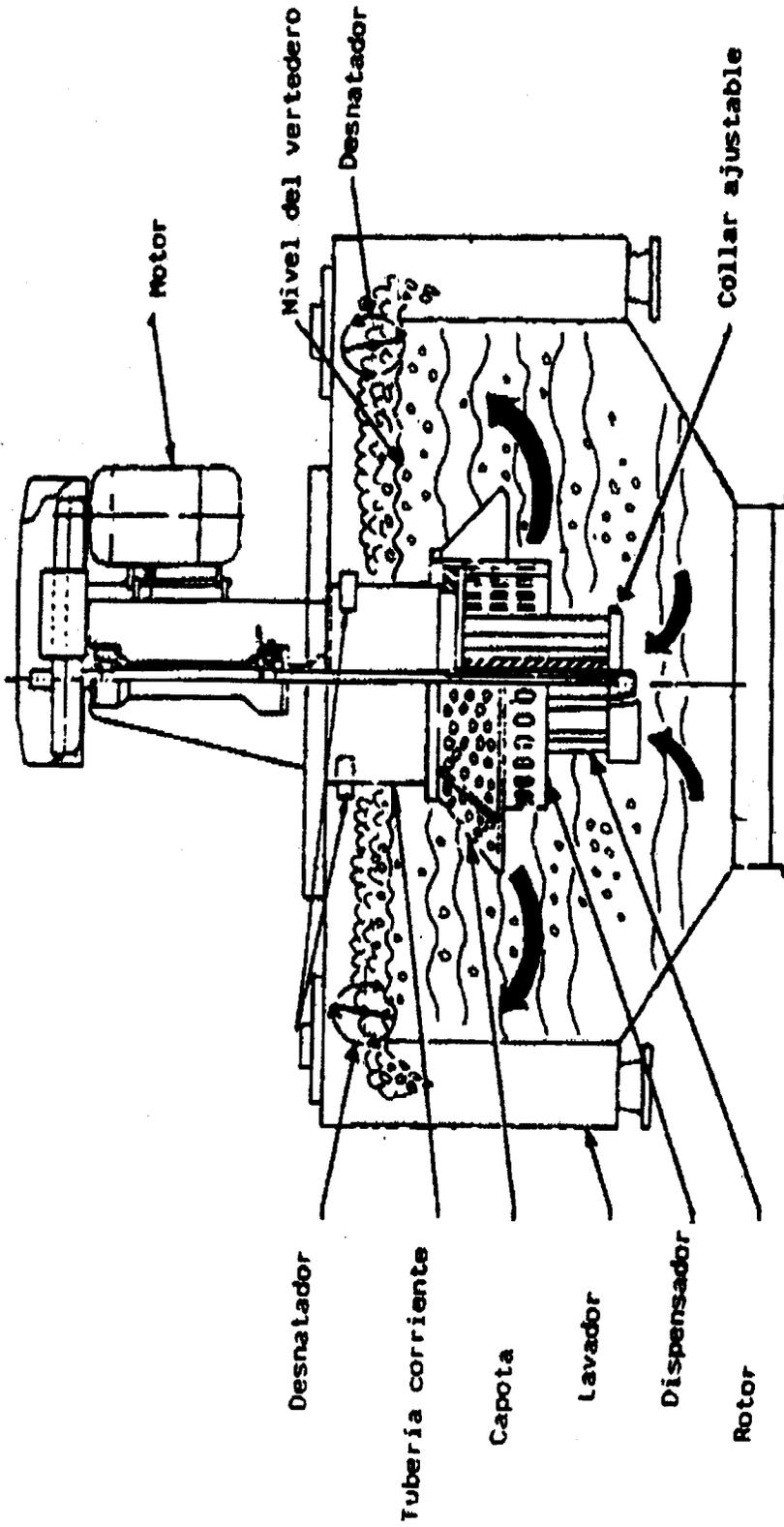
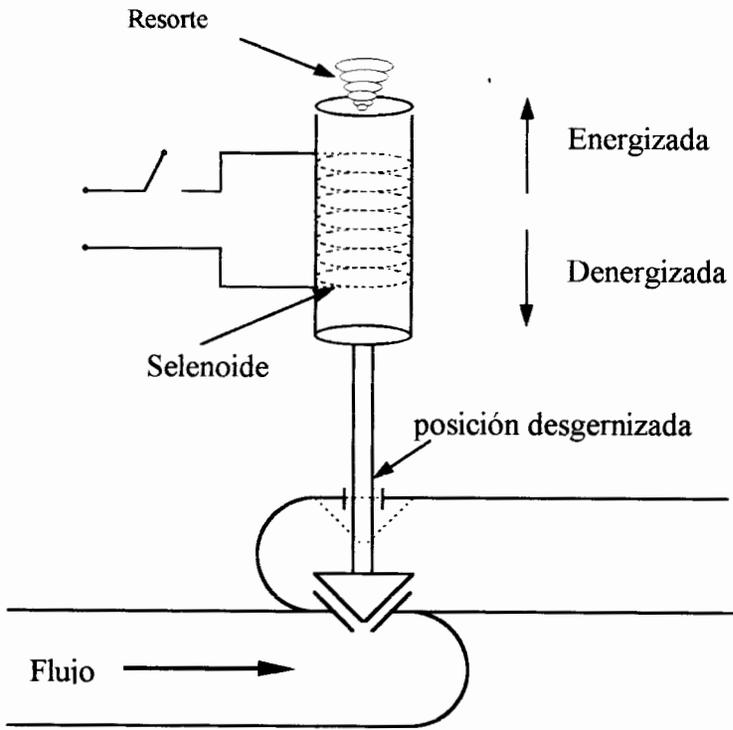


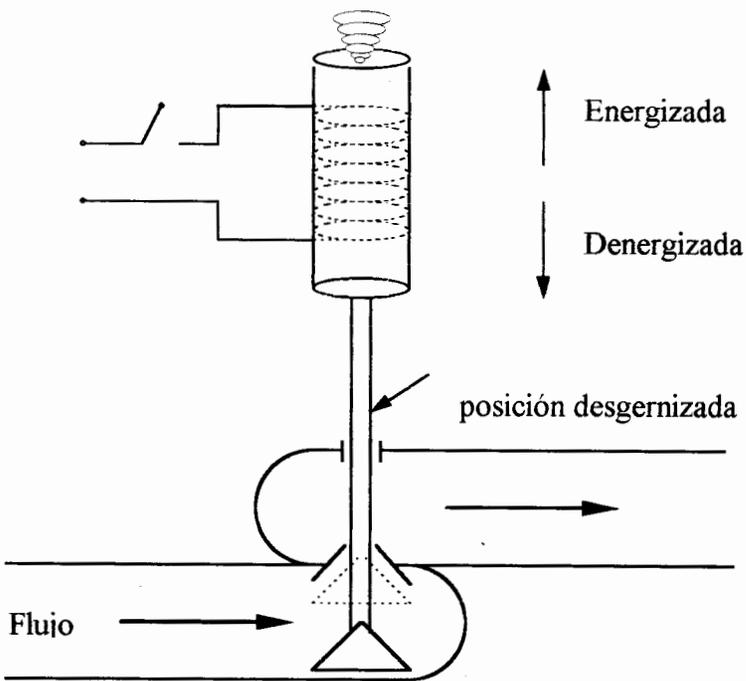
ILUSTRACIÓN # 8. VISTA INTERNA DEL DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO (V-1106/1206)



ILUSTRACION # 9. MECANISMO DE DISPERSION DE CELDA DE FLOTACION



A falla de energía la válvula cierra



A falla de energía la válvula abre

ILUSTRACIÓN 10. FUNCIÓN DE LAS VÁLVULAS SELENOIDES

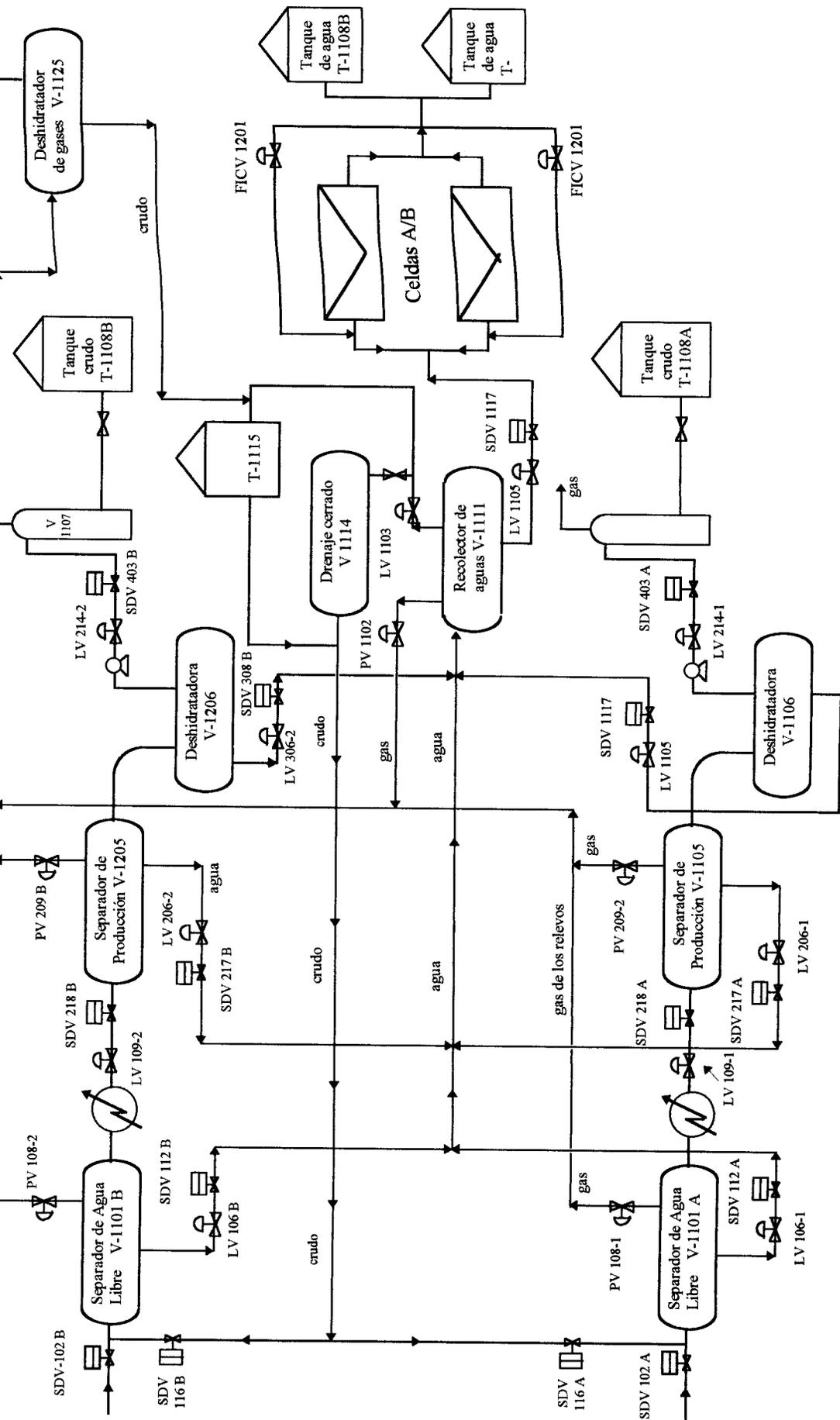


ILUSTRACIÓN # 11. DIAGRAMA DE UBICACIÓN DE LAS VÁLVULAS DE CONTROL Y PARO DEL PROCESO

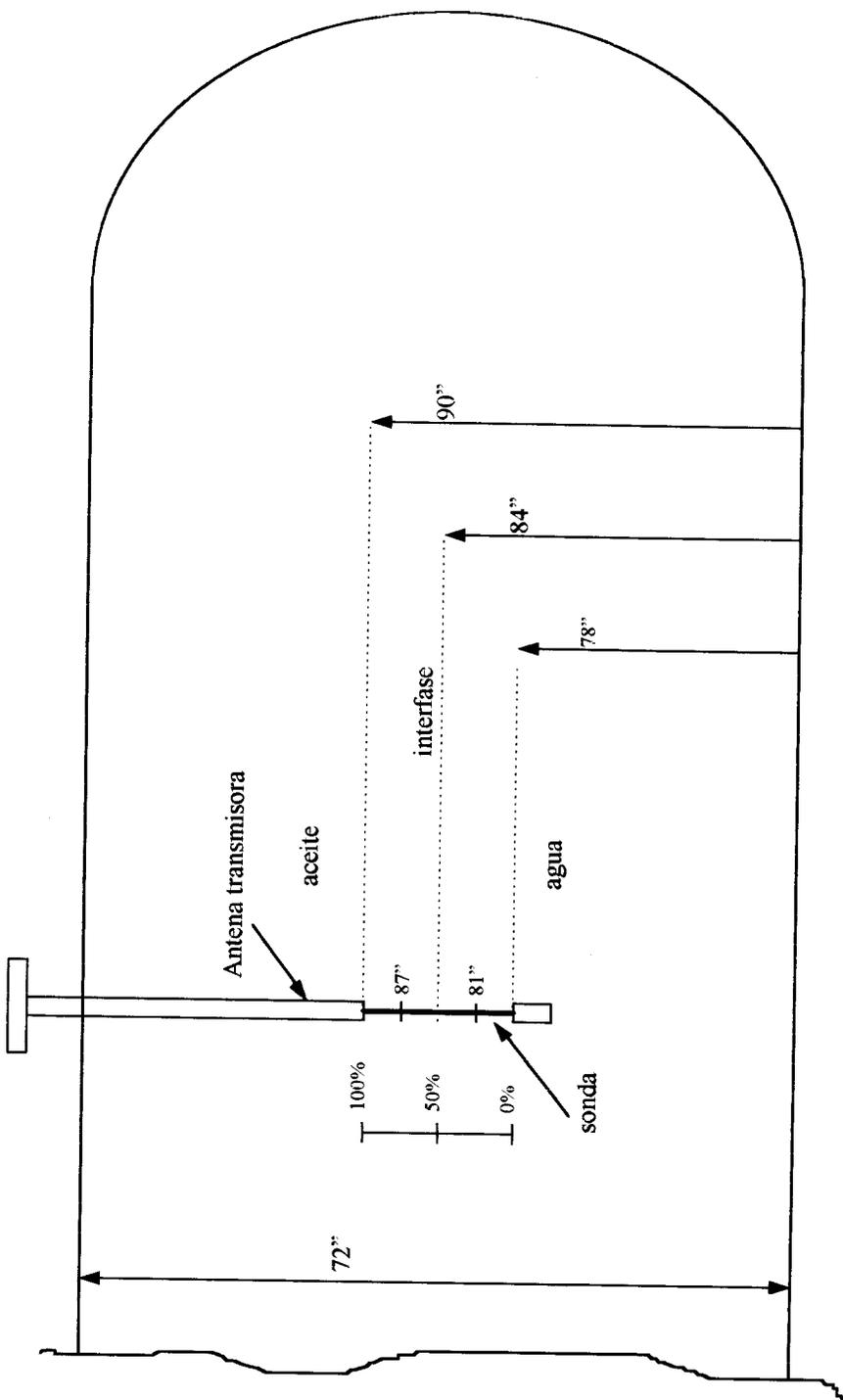


ILUSTRACIÓN # 12. TRANSMISOR DEL SEPARADOR DE AGUA LIBRE

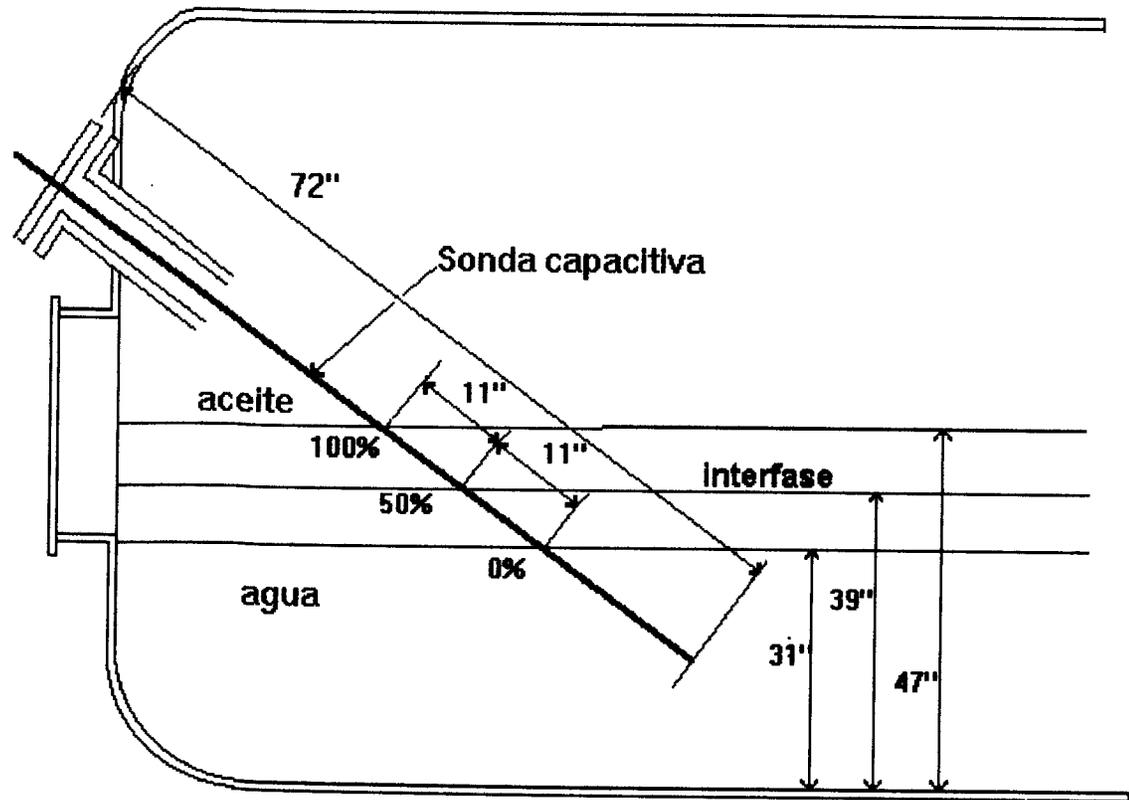


ILUSTRACIÓN # 13
TRANSMISOR DEL DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO (V-1106/1206)

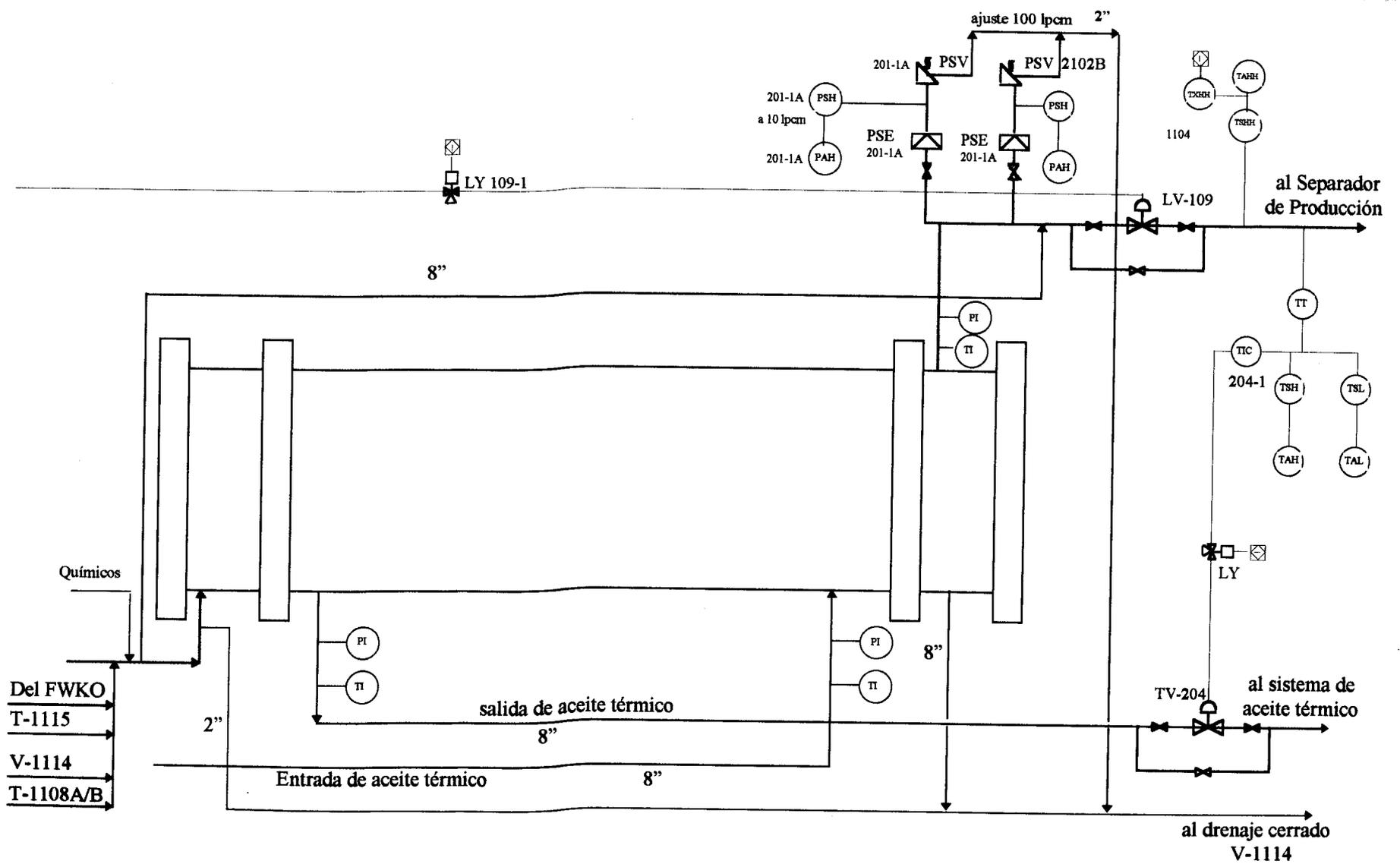


ILUSTRACIÓN # 15. DIAGRAMA DE UN INTERCAMBIADOR DE CALOR (E-1104/1204)

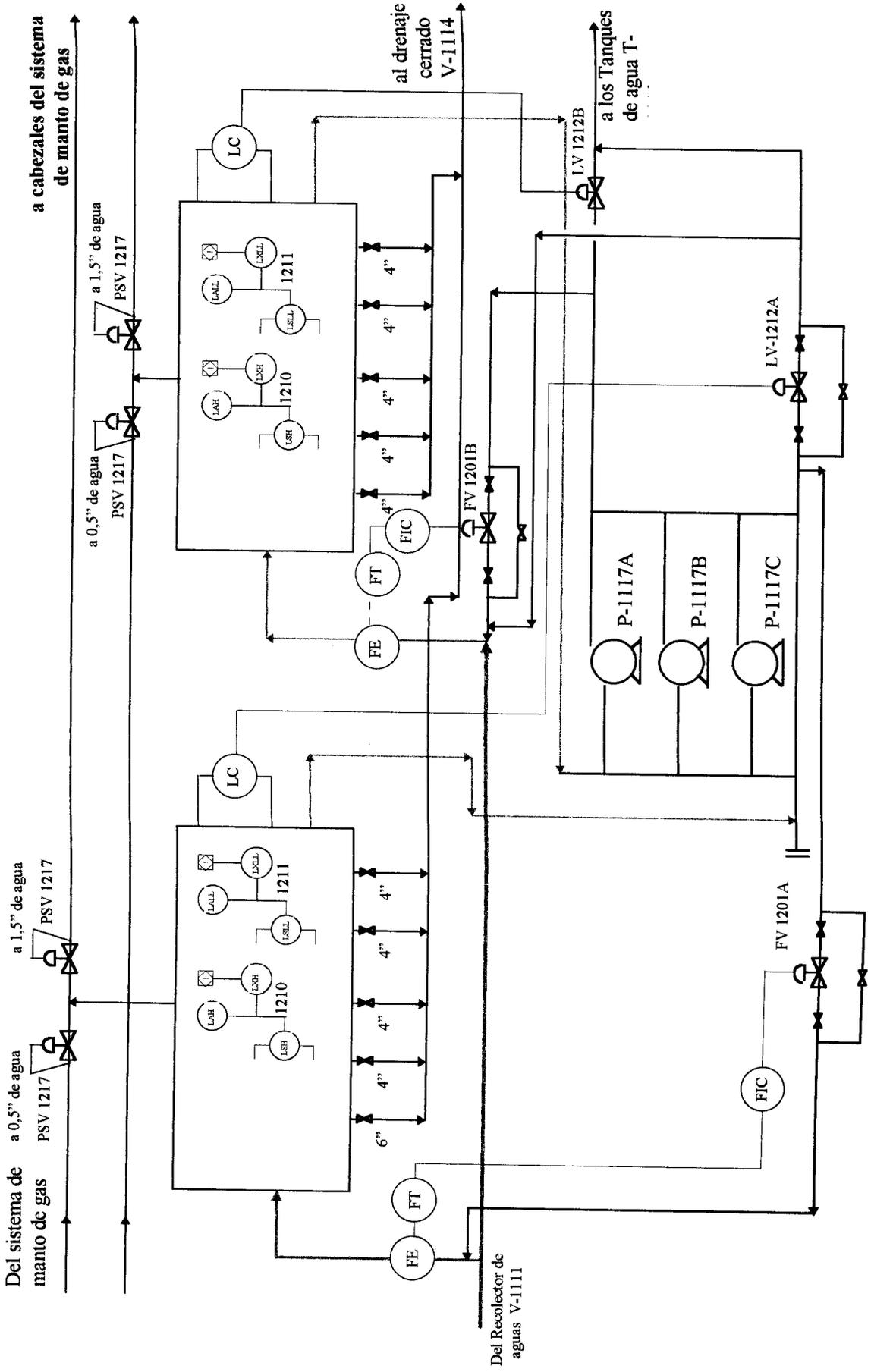


ILUSTRACIÓN # 20. DIAGRAMA DE LAS CELDAS DE FLOTACIÓN (V-1212-A/B)

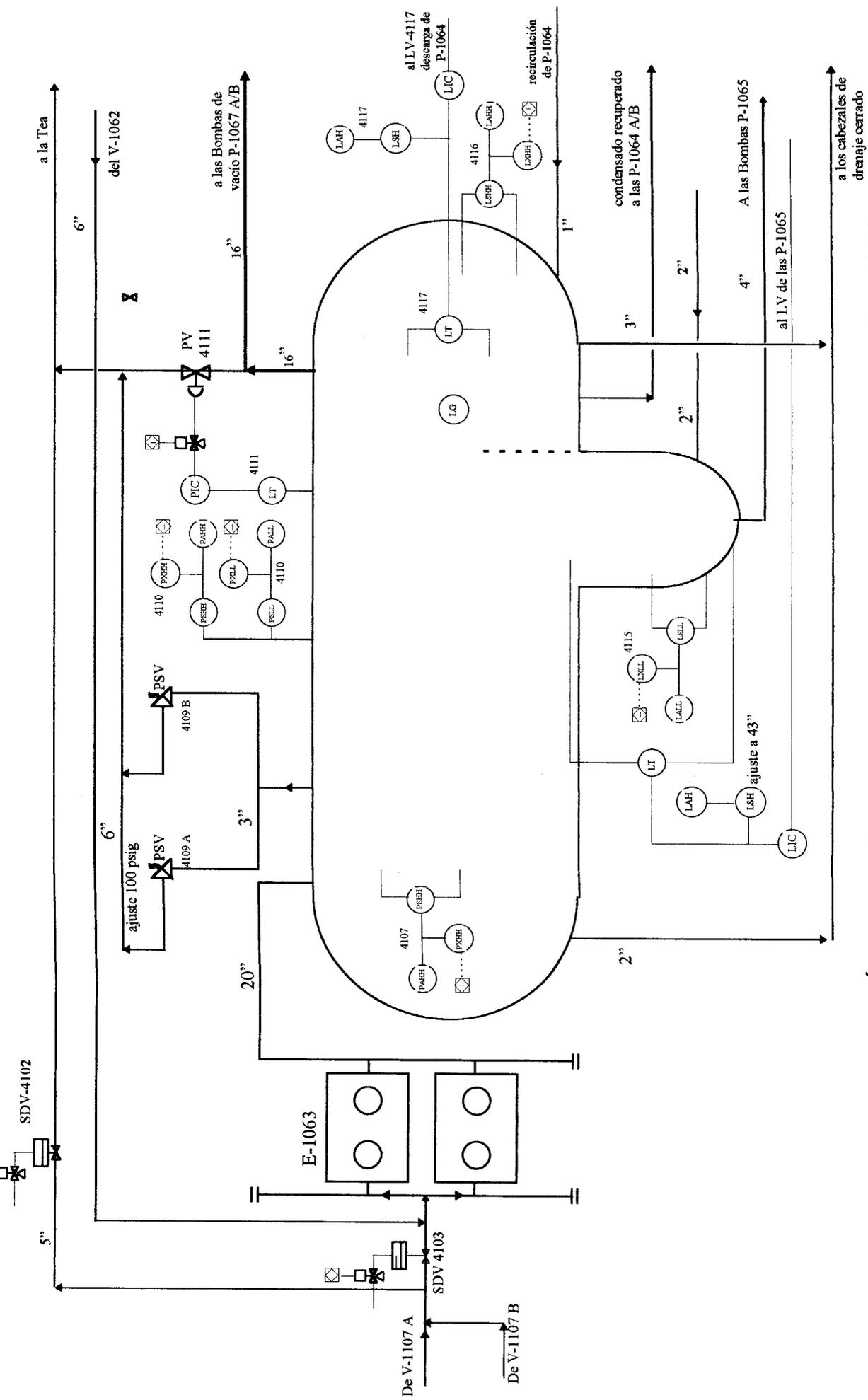
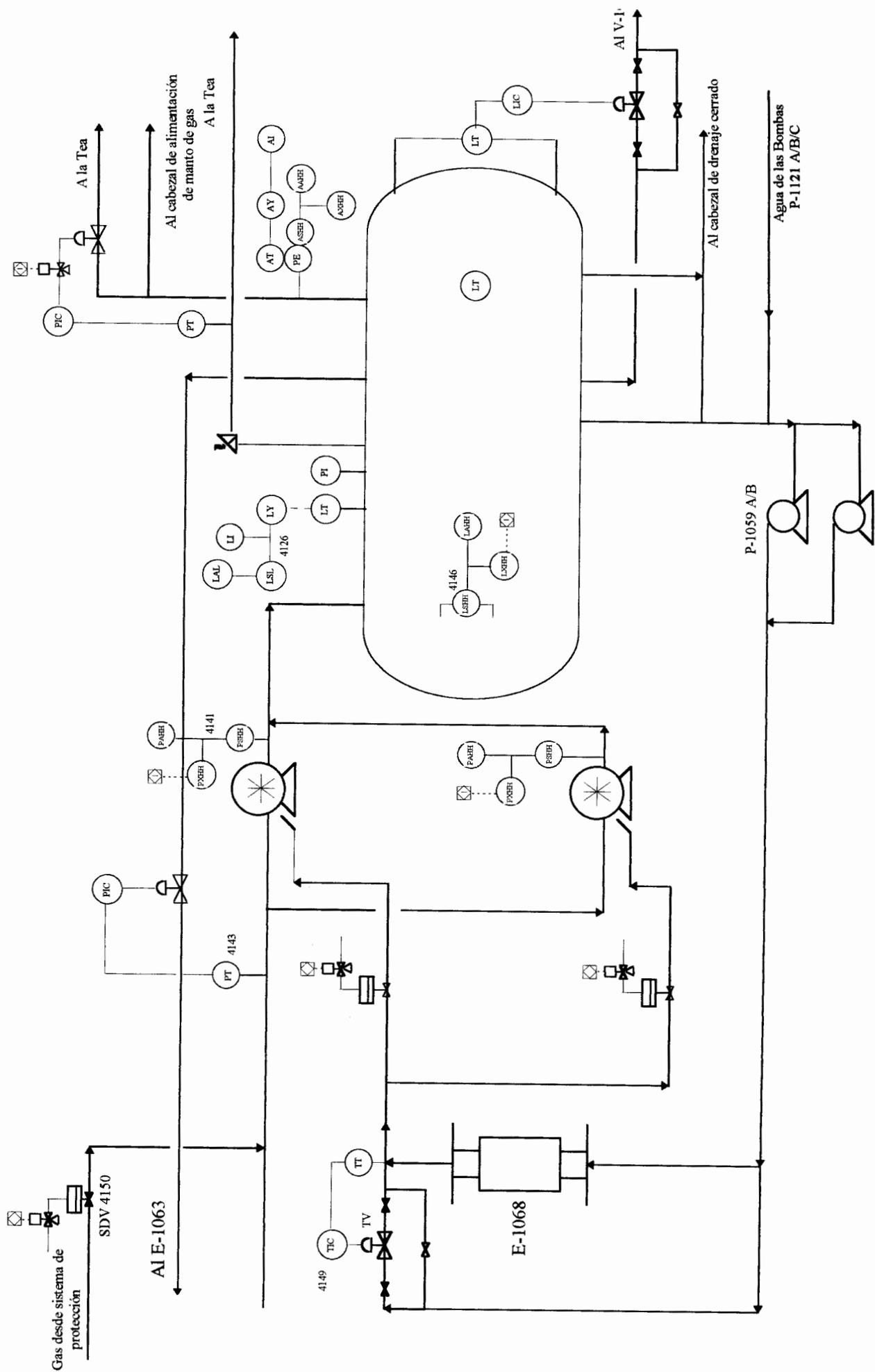


ILUSTRACIÓN # 21. DIAGRAMA DEL SEPARADOR DE GAS RECUPERADO (V-1061)



ILUSTRACION # 22. DIAGRAMA DEL SEPARADOR DEGAS Y AGUA RECIRCULADA (V-1062)

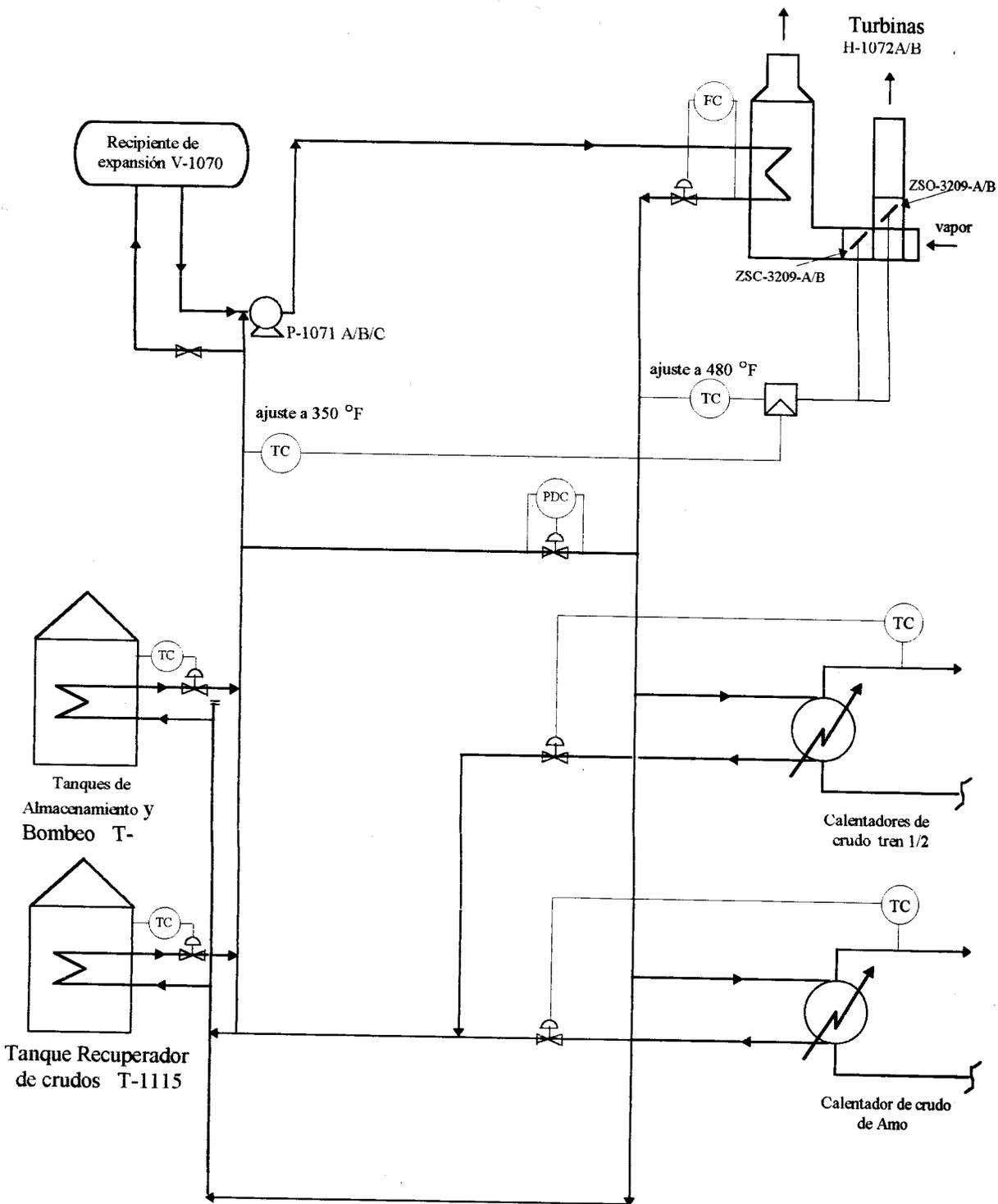


ILUSTRACIÓN # 24. DIAGRAMA DEL SISTEMA DE ACEITE TÉRMICO

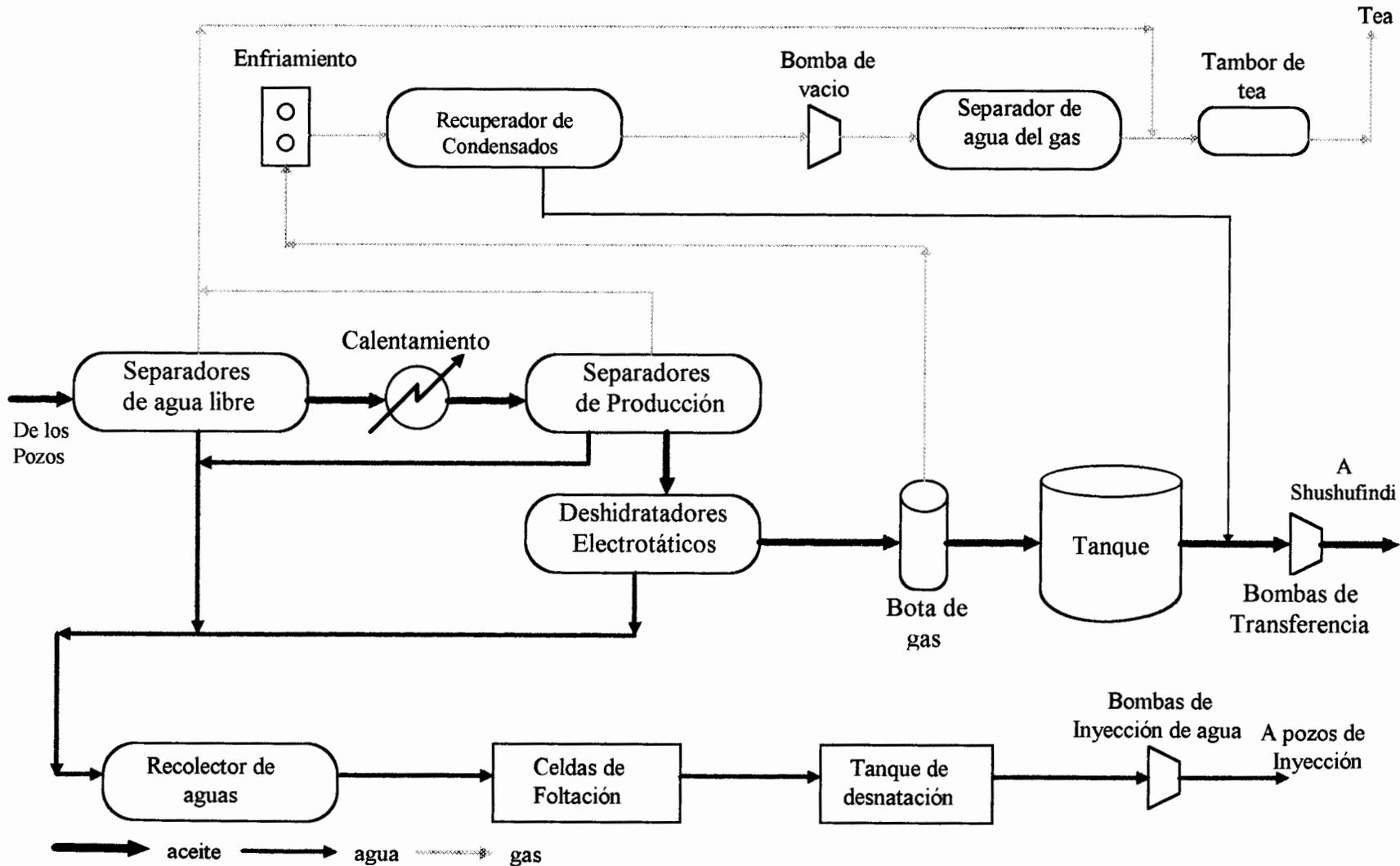


ILUSTRACIÓN # 25. ESQUEMA DEL PROCESO DE CRUDO PESADO

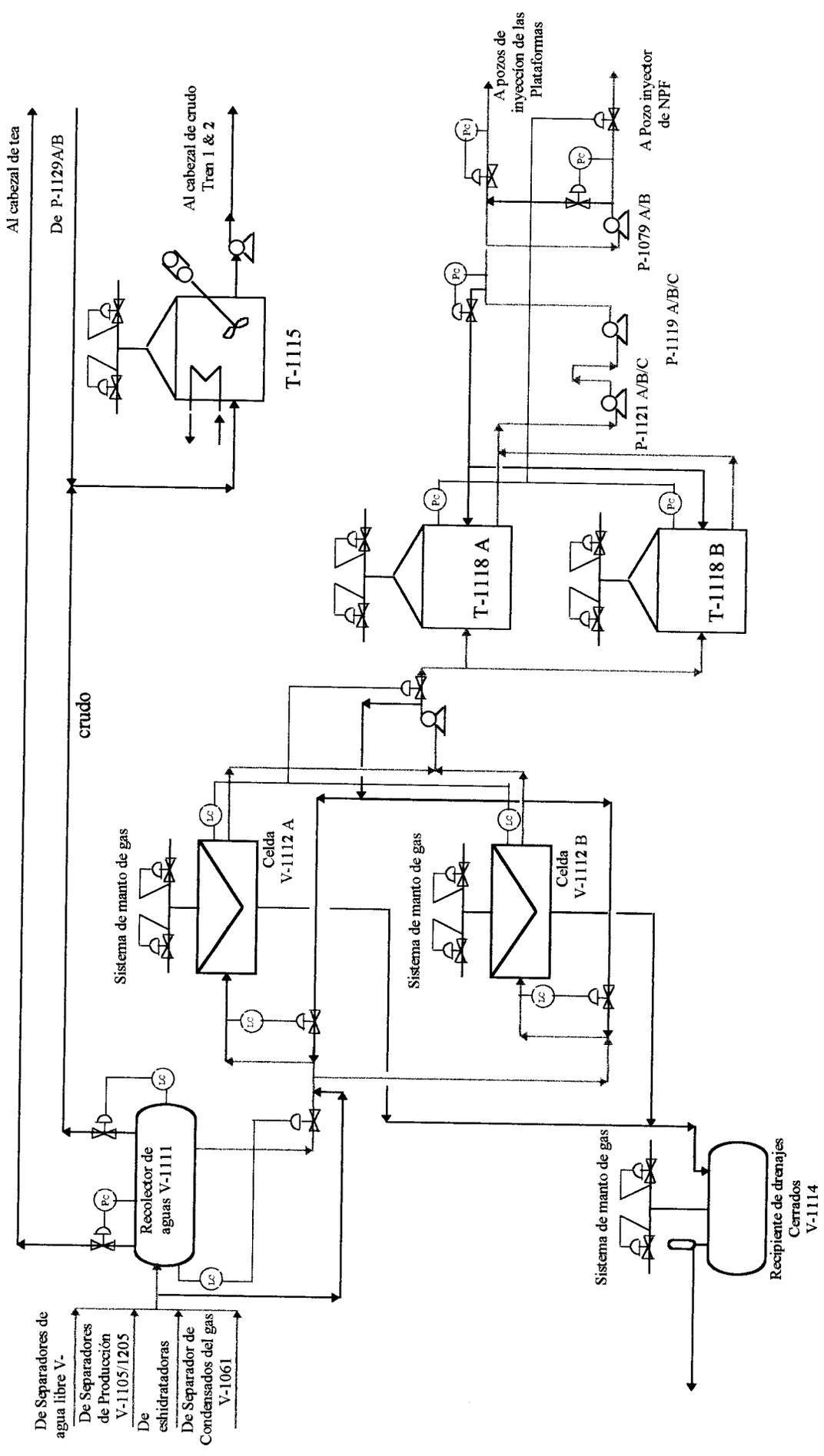


ILUSTRACIÓN # 26. DIAGRAMA DEL TRATAMIENTO E INYECCIÓN DE AGUAS PRODUCIDAS

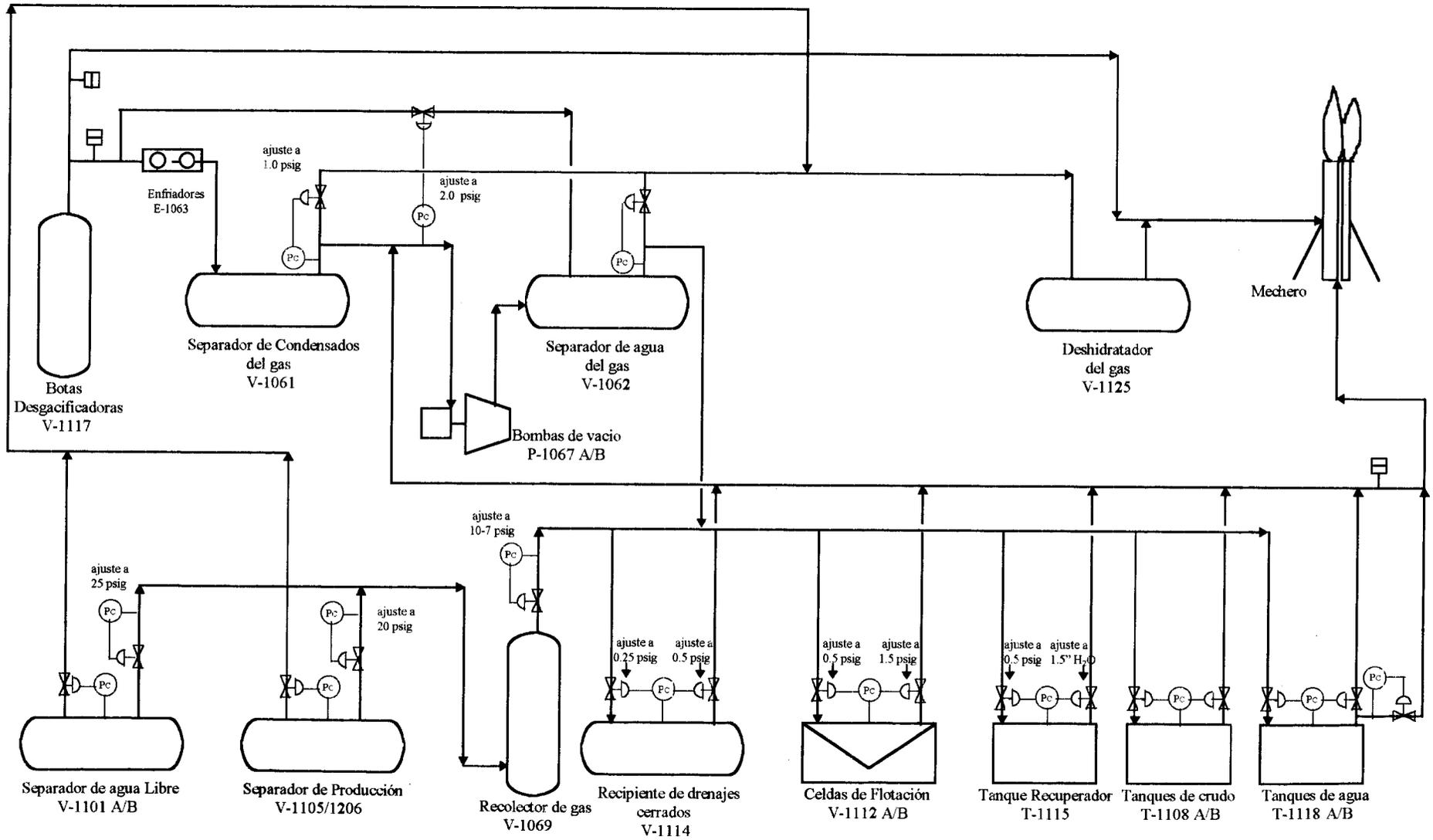


ILUSTRACIÓN # 27. DIAGRAMA DE LOS SISTEMAS DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS LIGEROS Y MANTO DE GAS

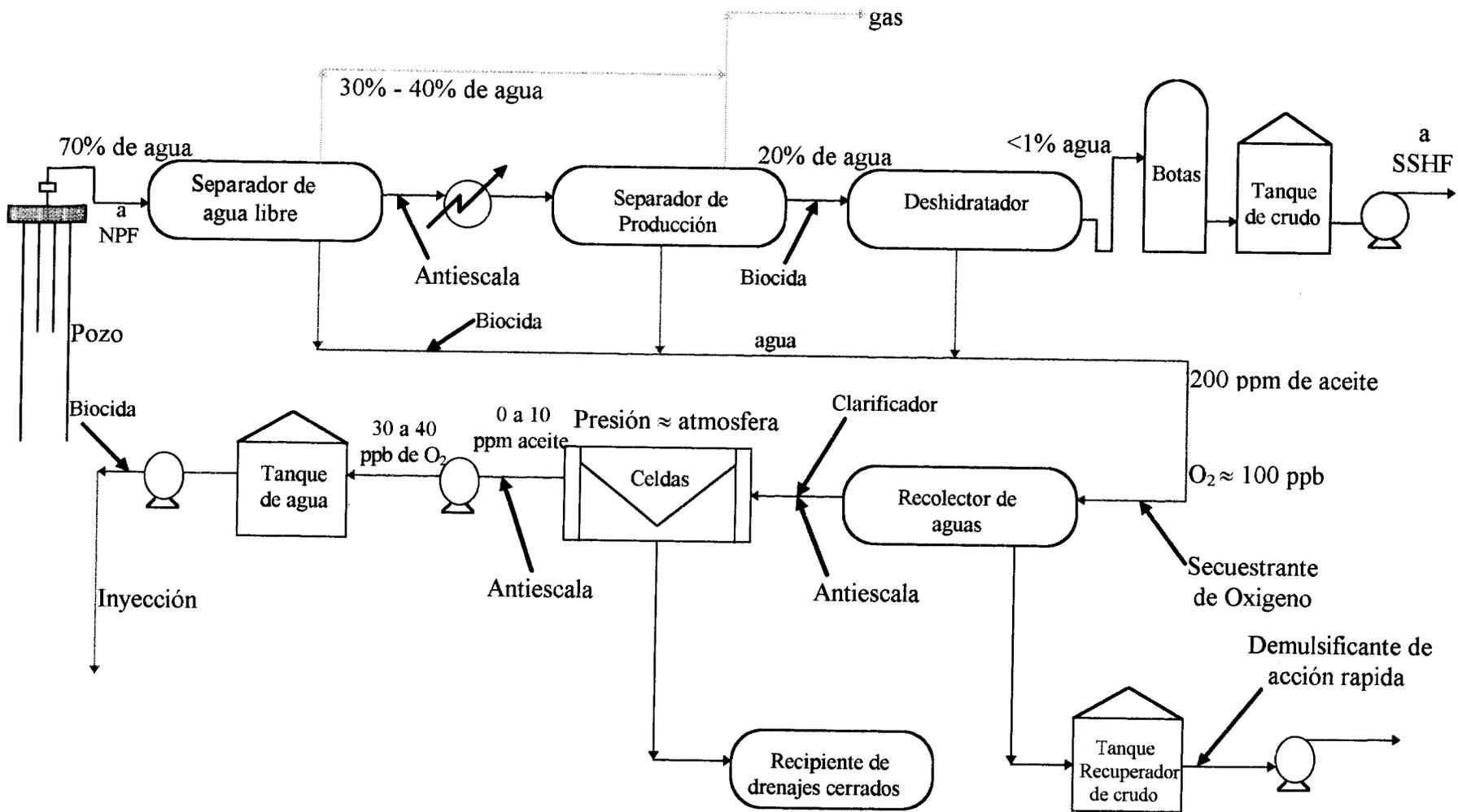


ILUSTRACIÓN # 28. ESQUEMA DE LOS PUNTOS DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS

APÉNDICES

APÉNDICE A
INSTRUCTIVO DIARIO DE OPERACIÓN
FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL NORTE - NPF

SEPARADORES DE AGUA LIBRE(V-1101/1201)
TREN A / B

		LIC 106 (%)		LIC 109 (%)		PIC 108 (psig)	
		A	B	A	B	A	B
PUNTO DE AJUSTE	P.A	38	40	40	40	50	50
BANDA PROPORC.	B.P	35	25	30	25	10	10
REAJUSTE	R	2	2	2	2	0,02	0,02

CALENTAMIENTO DE CRUDO
TREN A / B

		TIC 204 A (F)	TIC 204 B (F)
PUNTO DE AJUSTE	P.A	187	185
BANDA PROPORC.	B.P	10	50
REAJUSTE	R	2	0.5
DERIVATIVA	D	2	0.5

SEPARADORES DE PRODUCCION (V-1105/1205)
TREN A / B

		LIC 214 (%)		LIC 216 (%)		PIC 209 (psig)	
		A	B	A	B	A	B
PUNTO DE AJUSTE	P.A	40	40	40	40	30	30
BANDA PROPORC.	B.P	20	10	25	20	0	0
REAJUSTE	R	1,3	2	2	2	0,02	0,2

DESHIDRATADORES (V-1106/1206)
TREN A / B

		LIC 316-1 (%)	LIC 306-2 (%)
		A	B
PUNTO DE AJUSTE	P.A	30	43
BANDA PROPORC.	B.P	10	15
REAJUSTE	R	2	3

APÉNDICE A
INSTRUCTIVO DIARIO DE OPERACIÓN
FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL NORTE - NPF

RECOLECTOR DE AGUAS (V-1111)

TREN A / B

		LIC 1103 (%)	LIC 1105 (%)	PIC 1102 (psig)
PUNTO DE AJUSTE	P.A	80% MANUAL	40	18
BANDA PROPORC.	B.P	250	50	33
RESET	R	5	4	0.02

CELDAS DE FLOTACION (V-1112 A / B)

		FIC 1201 (%)	FIC 1201 (%)	
		A	B	
PUNTO DE AJUSTE	P.A	30	30	
BANDA PROPORC.	B.P	100	110	
RESET	R	2	3	

SEPARADOR DE GAS RECUPERADO (V-1061)

		LIC 4113 (%)	LIC 4117 (%)	PIC 4111 (psig)
PUNTO DE AJUSTE	P.A	34	34	1
BANDA PROPORC.	B.P	20	20	50
RESET	R	0.02	0.01	0.01

SEPARADOR DE AGUA Y GAS RECIRCULADA (V-1062)

		LIC 4142 (%)	PIC 4130 (%)	PIC 4143 (psig)
PUNTO DE AJUSTE	P.A	40	9	-1.8
BANDA PROPORC.	B.P	10	80	10
RESET	R	0.05	0.05	0.5

APÉNDICE B -1,2,3

CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS DEL CRUDO A LA SALIDA DE LAS DESHIDRATADORAS
ACEITE Y SOLIDOS SUSPENDIDOS A LA ENTRADA Y SALIDA DE AGUA DE LAS CELDAS DE FLOTACIÓN

Jun-94						
Dia	Salida de Deshidratadoras		Entrada a las Celdas		Salida de las Celdas	
	Tren A (BsW)	Tren B (BsW)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)
1	NR	NR	NR	NR	NR	NR
2	NR	NR	NR	NR	NR	NR
3	NR	NR	NR	NR	NR	NR
4	NR	NR	NR	NR	NR	NR
5	NR	NR	NR	NR	NR	NR
6	NR	NR	NR	NR	NR	NR
7	NR	NR	NR	NR	NR	NR
8	NR	NR	NR	NR	NR	NR
9	NR	NR	NR	NR	NR	NR
10	NR	NR	NR	NR	NR	NR
11	NR	NR	NR	NR	NR	NR
12	NR	NR	NR	NR	NR	NR
13	NR	NR	NR	NR	NR	NR
14	NR	NR	NR	NR	NR	NR
15	NR	NR	NR	NR	NR	NR
16	NR	NR	NR	NR	NR	NR
17	NR	NR	NR	NR	NR	NR
18	NR	NR	NR	NR	NR	NR
19	NR	NR	NR	NR	NR	NR
20	NR	NR	NR	NR	NR	NR
21	NR	NR	NR	NR	NR	NR
22	NR	NR	NR	NR	NR	NR
23	NR	NR	NR	NR	NR	NR
24	NR	NR	NR	NR	NR	NR
25	NR	NR	NR	NR	NR	NR
26	NR	NR	NR	NR	NR	NR
27	NR	NR	NR	NR	NR	NR
28	NR	NR	NR	NR	NR	NR
29	NR	NR	NR	NR	NR	NR
30	NR	NR	NR	NR	NR	NR
31	NR	NR	NR	NR	NR	NR
Prom.						

Jul-94						
Dia	Salida de Deshidratadoras		Entrada a las Celdas		Salida de las Celdas	
	Tren A (BsW)	Tren B (BsW)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)
1	NR	NR	NR	NR	NR	NR
2	NR	NR	NR	NR	NR	NR
3	NR	NR	NR	NR	NR	NR
4	NR	NR	NR	NR	NR	NR
5	NR	NR	NR	NR	NR	NR
6	NR	NR	NR	NR	NR	NR
7	NR	NR	NR	NR	NR	NR
8	0.3	0.2	NR	NR	NR	NR
9	0.5	0.6	NR	NR	NR	NR
10	0.6	0.2	NR	NR	NR	NR
11	0.4	0.2	NR	NR	NR	NR
12	0.4	0.3	NR	NR	NR	NR
13	0.6	0.2	NR	NR	NR	NR
14	0.6	0.2	NR	NR	NR	NR
15	1	0.3	NR	NR	NR	NR
16	0.16	0.2	NR	NR	NR	NR
17	0.2	0.1	NR	NR	NR	NR
18	0.3	0.1	NR	NR	NR	NR
19	NR	NR	NR	NR	NR	NR
20	0.3	0.2	NR	NR	NR	NR
21	0.3	0.1	NR	NR	NR	NR
22	0.4	0.1	NR	NR	NR	NR
23	NR	NR	NR	NR	NR	NR
24	0.5	NR	NR	NR	NR	NR
25	0.2	NR	NR	NR	NR	NR
26	0.25	0.3	NR	NR	NR	NR
27	0.3	0.2	NR	NR	NR	NR
28	0.25	0.3	NR	NR	NR	NR
29	0.2	0.5	NR	NR	NR	NR
30	0.25	0.3	NR	NR	NR	NR
31	0.3	0.4	NR	NR	NR	NR
Prom.	0.3777	0.25				

Ago-94						
Dia	Salida de Deshidratadoras		Entrada a las Celdas		Salida de las Celdas	
	Tren A (BsW)	Tren B (BsW)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)
1	0.3	0.3	NR	NR	NR	NR
2	0.3	0.3	NR	NR	NR	NR
3	0.2	0.1	NR	NR	NR	NR
4	0.25	0.25	NR	NR	NR	NR
5	0.3	0.25	NR	NR	NR	NR
6	0.4	0.2	NR	NR	NR	NR
7	0.2	0.15	NR	NR	NR	NR
8	0.2	0.3	NR	NR	NR	NR
9	0.1	0.3	NR	NR	NR	NR
10	0.2	0.4	NR	NR	NR	NR
11	0.2	0.4	NR	NR	NR	NR
12	0.1	0.6	NR	NR	NR	NR
13	0.2	0.6	NR	NR	NR	NR
14	0.2	0.1	NR	NR	NR	NR
15	0.2	0.1	NR	NR	NR	NR
16	0.2	0.1	NR	NR	NR	NR
17	0.3	0.2	NR	NR	NR	NR
18	0.2	0.2	NR	NR	NR	NR
19	0.2	0.2	NR	NR	NR	NR
20	0.3	0.25	NR	NR	NR	NR
21	0.2	0.4	NR	NR	NR	NR
22	0.2	0.25	NR	NR	NR	NR
23	0.3	0.2	NR	NR	NR	NR
24	NR	NR	NR	NR	NR	NR
25	0.2	0.2	NR	NR	NR	NR
26	0.3	0.2	NR	NR	NR	NR
27	0.2	0.2	NR	NR	NR	NR
28	0.2	0.2	NR	NR	NR	NR
29	0.2	0.2	NR	NR	NR	NR
30	NR	NR	NR	NR	NR	NR
31	NR	NR	NR	NR	NR	NR
Prom.	0.2268	0.2554				

APÉNDICE B -4,5,6

CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS DEL CRUDO A LA SALIDA DE LAS DESHIDRATADORAS
ACEITE Y SOLIDOS SUSPENDIDOS A LA ENTRADA Y SALIDA DE AGUA DE LAS CELDAS DE FLOTACIÓN

Sep-94

Dia	Salida de Deshidratadoras		Entrada a las Celdas		Salida de las Celdas	
	Tren A (BsW)	Tren B (BsW)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)
1	0.15	0.15	220	NR	40	NR
2	0.12	0.4	220	NR	40	NR
3	0.15	0.4	550	NR	64	NR
4	0.3	0.25	615	NR	216	NR
5	0.45	0.4	275	NR	20	NR
6	0.2	0.35	525	NR	11	NR
7	0.2	0.6	972	NR	46	NR
8	0.2	0.15	91	NR	97	NR
9	0.15	0.2	826	NR	63	NR
10	0.1	0.25	115	NR	10.8	NR
11	0.2	0.6	180	NR	48	NR
12	0.15	0.35	147	NR	13	NR
13	0.15	0.15	107.5	NR	23.4	NR
14	0.1	0.3	86	NR	19.6	NR
15	0.1	0.3	NR	NR	14	NR
16	0.1	0.3	NR	NR	4.8	NR
17	0.15	0.3	NR	NR	4.3	NR
18	0.3	0.4	81.5	NR	21.5	NR
19	0.3	0.3	58.5	NR	13.5	NR
20	0.2	0.3	94	NR	17.3	NR
21	0.25	0.5	NR	NR	27	NR
22	0.25	0.5	68.3	NR	27.3	NR
23	0.35	0.5	60.25	NR	43	NR
24	0.3	0.4	58	NR	28	NR
25	0.15	0.25	55	NR	28	NR
26	0.2	0.4	35	NR	13.3	NR
27	0.25	0.35	NR	NR	35	NR
28	0.15	0.35	41	NR	27.2	NR
29	0.3	0.4	66	NR	33	NR
30	0.3	0.65	71	NR	11.3	NR
31	NR	NR	NR	NR	NR	NR
Prom.	0.209	0.3583	224.72		35.343	

Oct-94

Dia	Salida de Deshidratadoras		Entrada a las Celdas		Salida de las Celdas	
	Tren A (BsW)	Tren B (BsW)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)
1	0.3	0.45	NR	NR	8.56	NR
2	0.3	0.4	35.6	NR	22	NR
3	0.3	0.5	27	NR	18.3	NR
4	0.12	0.45	NR	NR	14	NR
5	0.18	0.55	NR	NR	6.8	NR
6	NR	NR	NR	NR	NR	NR
7	0.3	0.3	92.4	NR	53	NR
8	0.8	0.4	44.8	NR	26.3	NR
9	NR	NR	NR	NR	NR	NR
10	NR	NR	NR	NR	NR	NR
11	0.3	0.2	21.6	NR	10.3	NR
12	0.25	0.4	21.6	NR	37.2	NR
13	NR	NR	NR	NR	NR	NR
14	0.2	0.3	40.5	NR	40	NR
15	0.2	0.3	28.5	NR	21.8	NR
16	0.4	0.5	17	NR	8.5	NR
17	0.2	0.35	35.3	NR	18.9	NR
18	0.3	0.35	62.3	NR	31.8	NR
19	0.4	0.3	30	NR	21	NR
20	0.35	0.4	50	NR	25	NR
21	0.35	0.4	25	NR	24.6	NR
22	0.2	0.2	75	NR	27.4	NR
23	0.2	0.35	64	NR	22.3	NR
24	0.2	0.3	NR	NR	11.8	NR
25	NR	0.45	13.2	NR	9.03	NR
26	NR	0.3	37	NR	14.6	NR
27	NR	0.4	37.5	NR	22.4	NR
28	NR	0.4	18.3	NR	11	NR
29	NR	0.6	8.2	NR	8.8	NR
30	NR	0.45	30.8	NR	25.2	NR
31	NR	0.45	30.8	NR	7	NR
Prom.	0.2925	0.387	36.8		20.281	

Nov-94

Dia	Salida de Deshidratadoras		Entrada a las Celdas		Salida de las Celdas	
	Tren A (BsW)	Tren B (BsW)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)
1	NR	0.4	33	NR	6.2	NR
2	NR	0.55	14	NR	11	NR
3	NR	0.4	36.2	NR	32	NR
4	NR	0.7	29.6	NR	24.2	NR
5	NR	0.45	57.6	NR	38.1	NR
6	NR	0.45	49.6	NR	35.3	NR
7	NR	NR	NR	NR	NR	NR
8	NR	0.55	NR	NR	44	NR
9	0.1	0.9	NR	NR	40.2	NR
10	0.3	0.4	NR	NR	96.5	NR
11	0.35	0.3	75	NR	59.7	NR
12	0.3	0.2	NR	NR	73	NR
13	0.25	0.2	89	NR	53	NR
14	0.2	0.2	36	NR	33	NR
15	0.3	0.2	53.5	NR	50	NR
16	0.2	0.25	48	NR	37	NR
17	0.3	0.4	48	NR	40	NR
18	0.5	0.4	93.6	NR	83	NR
19	0.4	0.5	52	NR	48.4	NR
20	0.3	0.2	51.6	NR	39.5	NR
21	0.3	0.35	55	NR	53	NR
22	0.2	0.3	55	NR	53	NR
23	0.4	0.35	37.9	NR	35	NR
24	0.3	0.4	71.9	NR	18	NR
25	0.4	0.2	54	NR	30	NR
26	0.5	0.3	71.7	NR	36.7	NR
27	0.4	0.2	68	NR	44	NR
28	0.3	0.3	56.4	NR	35.4	NR
29	0.3	0.2	78	NR	36	NR
30	0.17	0.23	66	NR	36	NR
31	NR	NR	NR	NR	NR	NR
Prom.	0.3077	0.3614	55.224		42.11	

APÉNDICE B -7,8,9

CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS DEL CRUDO A LA SALIDA DE LAS DESHIDRATADORAS
ACEITE Y SOLIDOS SUSPENDIDOS A LA ENTRADA Y SALIDA DE AGUA DE LAS CELDAS DE FLOTACIÓN

Dic-94						
Dia	Salida de Deshidratadoras		Entrada a las Celdas		Salida de las Celdas	
	Tren A (BsW)	Tren B (BsW)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)
1	0.2	0.4	140	NR	NR	NR
2	0.4	0.45	220	NR	106	NR
3	0.6	0.4	30.4	NR	23.6	NR
4	0.4	0.8	23.6	NR	15.3	NR
5	0.3	0.3	13.16	NR	2.7	NR
6	0.4	0.3	14	NR	4.5	NR
7	0.35	0.4	15.5	NR	11.6	NR
8	0.35	0.35	32.5	NR	27.6	NR
9	0.4	0.4	30	NR	8.9	NR
10	0.4	0.4	50	NR	28	NR
11	0.6	0.2	50	NR	13.6	NR
12	0.5	0.4	84	NR	2	NR
13	0.2	0.3	85	NR	6.8	NR
14	0.3	0.3	48	NR	9.3	NR
15	0.2	0.4	96	NR	8.9	NR
16	0.3	0.5	102	NR	22.4	NR
17	0.3	0.7	NR	NR	32	NR
18	NR	NR	NR	NR	NR	NR
19	0.8	0.15	65	NR	33.4	NR
20	0.7	0.2	250	NR	48	NR
21	0.9	0.3	140	NR	27	NR
22	0.8	0.3	79	NR	8	NR
23	0.7	0.15	65.7	NR	14.6	NR
24	0.6	0.2	55	NR	7.2	NR
25	0.7	0.2	137	NR	7.1	NR
26	0.4	0.2	34	NR	2.4	NR
27	0.7	0.3	23.8	NR	10.5	NR
28	0.2	0.3	42.7	NR	13.6	NR
29	0.7	0.2	21.2	NR	7.7	NR
30	0.4	0.5	44	NR	21	NR
31	NR	NR	NR	NR	NR	NR
Prom.	0.4759	0.3448	71.127		18.704	

Ene-95						
Dia	Salida de Deshidratadoras		Entrada a las Celdas		Salida de las Celdas	
	Tren A (BsW)	Tren B (BsW)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)
1	0.4	0.8	38.3	NR	16.6	NR
2	0.3	0.2	34.6	NR	8.7	NR
3	0.4	0.6	69.8	NR	23	NR
4	0.4	0.4	36.4	NR	2.8	NR
5	0.35	0.5	53.7	NR	11.5	NR
6	0.5	0.6	57	NR	20	NR
7	0.15	0.2	67	NR	25	NR
8	0.15	0.75	68.8	NR	35	NR
9	0.5	0.5	69	NR	40	NR
10	0.5	0.4	69	NR	35	NR
11	0.4	0.42	52	NR	17	NR
12	0.4	0.45	60.4	NR	40	NR
13	0.55	0.75	54.7	NR	32.4	NR
14	0.5	0.6	48	NR	39.9	NR
15	0.2	0.75	270.6	NR	181.4	NR
16	0.1	0.1	260.4	NR	43.2	NR
17	0.5	0.55	28.9	NR	3.7	NR
18	0.55	0.8	34.1	NR	14.3	NR
19	0.5	0.7	69.3	NR	41	NR
20	0.5	0.6	70	NR	18	NR
21	0.6	0.8	82.3	NR	16	NR
22	0.5	0.8	68	NR	24	NR
23	0.7	0.9	91	NR	36	NR
24	0.4	0.4	120	NR	90	NR
25	0.5	0.4	78	NR	35	NR
26	0.8	0.3	64	NR	37	NR
27	0.5	0.4	52	NR	31	NR
28	0.8	0.83	71.3	NR	24	NR
29	0.63	0.57	113	NR	23.1	NR
30	0.25	0.35	63.5	NR	36.5	NR
31	0.3	0.35	45.1	NR	17.1	NR
Prom.	0.4461	0.541	76.135		32.8452	

Feb-95						
Dia	Salida de Deshidratadoras		Entrada a las Celdas		Salida de las Celdas	
	Tren A (BsW)	Tren B (BsW)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)
1	0.3	0.5	41	NR	12	NR
2	0.5	0.65	22.8	NR	4.3	NR
3	0.4	0.3	60.4	NR	331	NR
4	0.55	0.15	14	NR	8.5	NR
5	0.2	0.2	27	NR	16	NR
6	0.15	0.1	48	NR	18	NR
7	0.15	0.15	65	NR	12.5	NR
8	0.25	0.15	80.6	NR	115	NR
9	0.18	0.3	62	NR	10	NR
10	0.15	0.12	42	NR	17.3	NR
11	1.35	0.18	61.2	NR	17.3	NR
12	0.6	0.4	87.3	NR	19.3	NR
13	0.7	0.5	68.5	NR	161	NR
14	0.68	0.18	72	NR	19.6	NR
15	0.45	0.18	69	NR	20.4	NR
16	0.45	0.25	57	NR	3.8	NR
17	0.22	0.15	65	NR	4.4	NR
18	0.12	0.22	48	NR	1.8	NR
19	0.3	0.4	145	NR	6.3	NR
20	0.25	0.2	106	NR	0.9	NR
21	0.2	0.25	64	NR	1.5	NR
22	0.18	0.43	68.5	NR	0.8	NR
23	0.17	0.17	48	NR	0.6	NR
24	0.1	0.25	21.4	NR	5.3	NR
25	0.15	0.4	28	NR	1.4	NR
26	0.15	0.3	38.3	NR	1.6	NR
27	0.2	0.97	32.5	NR	6.23	NR
28	0.2	0.2	71	NR	2.74	NR
29	NR	NR	NR	NR	NR	NR
30	NR	NR	NR	NR	NR	NR
31	NR	NR	NR	NR	NR	NR
Prom.	0.3321	0.2946	57.625		29.27	

APÉNDICE B -10,11,12
CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS DEL CRUDO A LA SALIDA DE LAS DESHIDRATADORAS
ACEITE Y SOLIDOS SUSPENDIDOS A LA ENTRADA Y SALIDA DE AGUA DE LAS CELDAS DE FLOTACIÓN

Mar-95

Dia	Salida de Deshidratadoras		Entrada a las Celdas		Salida de las Celdas	
	Tren A (BsW)	Tren B (BsW)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)
1	0.15	0.3	43	NR	3.6	NR
2	0.3	0.17	84.3	NR	6	NR
3	0.23	0.23	72	NR	3.1	NR
4	0.2	0.22	56	NR	7	NR
5	0.15	0.15	63	NR	8	NR
6	0.2	0.17	163	NR	20	NR
7	0.3	0.32	69.5	NR	6	NR
8	0.25	0.12	78.2	NR	6	NR
9	0.15	0.2	71	NR	16	NR
10	0.43	0.18	64	NR	12	NR
11	0.25	0.23	111	NR	3.24	NR
12	0.25	0.15	50.2	NR	2.9	NR
13	NR	NR	NR	NR	NR	NR
14	0.2	0.25	95.1	NR	4.7	NR
15	0.45	0.38	111.4	NR	5.8	NR
16	0.2	0.3	50	NR	12.5	NR
17	0.2	0.25	83	NR	15.9	NR
18	0.2	0.25	103	NR	7.38	NR
19	1	0.2	33.6	NR	16	NR
20	0.15	0.6	27	NR	6	NR
21	0.4	0.5	99.6	NR	5	NR
22	0.8	0.3	23	NR	4	NR
23	0.82	0.28	78	NR	4	NR
24	0.3	0.83	75	NR	4	NR
25	0.4	0.34	65.3	NR	3.8	NR
26	0.34	0.45	46	NR	3.5	NR
27	0.3	0.3	73.6	NR	10.5	NR
28	0.5	0.4	79.1	NR	4	NR
29	0.58	0.74	98.3	NR	11	NR
30	0.61	0.38	115	NR	5.4	NR
31	0.62	0.35	103	NR	4	NR
Prom.	0.3643	0.318	76.14		7.3773	

Abr-95

Dia	Salida de Deshidratadoras		Entrada a las Celdas		Salida de las Celdas	
	Tren A (BsW)	Tren B (BsW)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)
1	0.27	0.25	156	NR	9	NR
2	0.5	0.42	89	NR	2	NR
3	0.2	0.25	114	NR	4	NR
4	0.4	0.6	83.4	NR	2	NR
5	0.4	0.6	10	NR	2.5	NR
6	0.5	0.4	143	NR	2.5	NR
7	0.4	0.4	116	NR	2.4	NR
8	1.2	1.2	96.8	NR	3.17	NR
9	0.4	0.6	47.75	NR	4.64	NR
10	0.4	0.7	93.7	NR	3.64	NR
11	0.5	0.5	42.3	NR	2.54	NR
12	0.6	0.6	67.1	NR	4	NR
13	0.35	0.45	103	NR	5.6	NR
14	0.2	0.4	99	NR	4	NR
15	0.3	0.2	99	NR	4	NR
16	0.6	0.4	290	NR	3	NR
17	0.4	0.4	330	NR	9	NR
18	0.45	0.35	112	NR	7	NR
19	0.2	0.7	152	NR	7.7	NR
20	0.3	0.5	114	NR	7.4	NR
21	0.23	0.47	125	NR	3.9	NR
22	0.2	0.55	27	NR	3.3	NR
23	0.4	0.3	168	NR	8.76	NR
24	0.25	0.3	74	NR	6	NR
25	0.2	0.3	72	NR	4.8	NR
26	0.18	0.45	91.3	NR	5.5	NR
27	0.3	0.4	82	NR	3.8	NR
28	0.3	0.35	94	NR	5	NR
29	0.2	0.4	93	NR	10	NR
30	0.3	0.2	91	NR	5	NR
31	NR	NR	NR	NR	NR	NR
Prom.	0.371	0.4547	109.18		4.8717	

May-95

Dia	Salida de Deshidratadoras		Entrada a las Celdas		Salida de las Celdas	
	Tren A (BsW)	Tren B (BsW)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)
1	0.35	0.3	183	NR	3	NR
2	0.3	0.35	623	NR	23	NR
3	0.2	0.3	142	NR	8	NR
4	0.4	0.3	36	NR	25	NR
5	0.25	0.18	44.5	NR	3.17	NR
6	0.25	0.6	34	NR	23	NR
7	0.28	0.33	312	NR	12.3	NR
8	0.45	0.55	122	NR	6	NR
9	0.23	0.5	92.3	NR	7.4	NR
10	0.28	0.53	112	NR	5.3	NR
11	0.15	0.35	80	NR	6.4	NR
12	0.2	0.5	73	NR	7.2	NR
13	0.3	0.4	99	NR	5	NR
14	0.2	0.4	112	NR	7	NR
15	0.3	0.6	110	NR	9	NR
16	0.15	0.4	172	NR	29	NR
17	0.5	0.4	101	NR	14	NR
18	0.35	0.4	113	NR	7	NR
19	0.3	0.4	104	NR	14.6	NR
20	0.4	0.4	121	NR	18.7	NR
21	0.23	0.4	63	NR	11	NR
22	0.25	0.45	69	NR	12	NR
23	0.25	0.38	70	NR	7	NR
24	0.15	0.38	113	NR	8.25	NR
25	0.3	0.4	117	NR	11	NR
26	0.2	0.4	72	NR	5.5	NR
27	0.2	0.4	57.8	NR	7.2	NR
28	0.2	0.3	132	NR	18	NR
29	0.2	0.5	124	NR	23	NR
30	0.3	0.4	92	NR	21	NR
31	0.1	0.5	101	NR	13	NR
Prom.	0.2652	0.4097	122.47		11.968	

APÉNDICE B -13,14,15

CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS DEL CRUDO A LA SALIDA DE LAS DESHIDRATADORAS
ACEITE Y SÓLIDOS SUSPENDIDOS A LA ENTRADA Y SALIDA DE AGUA DE LAS CELDAS DE FLOTACIÓN

Jun-95

Dia	Salida de Deshidratadoras		Entrada a las Celdas		Salida de las Celdas	
	Tren A (Bs/W)	Tren B (Bs/W)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)
1	0.25	0.3	94	NR	16.8	NR
2	0.15	0.4	77.1	NR	15.6	NR
3	0.1	0.3	84	NR	3.9	NR
4	0.35	0.3	124	NR	9.9	NR
5	0.4	0.3	61.1	NR	13.7	NR
6	0.45	1.6	94	NR	14.4	NR
7	0.25	0.12	135	NR	11.5	NR
8	0.1	0.2	NR	NR	3	NR
9	0.18	0.2	159	NR	6.3	NR
10	0.2	0.3	86	NR	3.3	NR
11	0.15	0.15	113	NR	21	NR
12	0.27	0.27	124	NR	5.8	NR
13	0.1	0.15	74	NR	2.4	NR
14	0.15	0.15	110	NR	4	NR
15	0.35	0.15	80.6	NR	12	NR
16	0.25	0.23	125	NR	14	NR
17	0.15	0.3	98	NR	5.8	NR
18	0.15	0.15	84	NR	4.3	NR
19	0.5	2.4	186	NR	58.7	NR
20	0.18	0.18	70	NR	1.3	NR
21	0.23	0.15	186	NR	21.7	NR
22	0.1	0.2	94	NR	4.8	NR
23	0.2	0.2	65	NR	6.4	NR
24	0.1	0.2	60.3	NR	2.4	NR
25	0.1	0.2	62	NR	3.6	NR
26	0.1	0.2	75	NR	2.6	NR
27	0.8	0.2	41	NR	26.2	NR
28	0.4	0.2	48.5	NR	9.8	NR
29	0.2	0.25	52	NR	2.4	NR
30	0.2	0.25	45.5	NR	21.6	NR
31	NR	NR	NR	NR	NR	NR
Prom.	0.24	0.34	93.4		11	

Jul-95

Dia	Salida de Deshidratadoras		Entrada a las Celdas		Salida de las Celdas	
	Tren A (Bs/W)	Tren B (Bs/W)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)
1	0.4	0.2	26.4	NR	9.9	NR
2	0.2	0.25	57	NR	4.4	NR
3	0.15	0.2	49	NR	6	NR
4	0.5	0.2	76.5	NR	23.3	NR
5	0.6	0.2	59.5	NR	1.9	NR
6	0.5	0.2	70.4	NR	12.5	NR
7	0.7	0.25	62	NR	2.3	NR
8	0.95	0.22	110.3	NR	1.42	NR
9	0.25	0.25	76	NR	21.1	NR
10	0.22	0.18	172.6	NR	34	NR
11	0.15	0.15	109	NR	15	NR
12	0.3	0.18	90	NR	2.73	NR
13	0.1	0.35	47.3	NR	3.1	NR
14	0.23	0.43	70	NR	11.15	NR
15	0.17	0.15	79	NR	10.8	NR
16	0.3	0.15	78.6	NR	3	NR
17	0.75	0.25	75	NR	6.9	NR
18	0.25	0.18	51.3	NR	3.57	NR
19	0.35	0.15	124	NR	2.7	NR
20	0.6	0.5	76.4	NR	2.8	NR
21	0.6	0.15	44.7	NR	3.2	NR
22	0.35	0.22	63.8	NR	3.4	NR
23	0.25	0.2	56.1	NR	4.05	NR
24	0.45	0.15	137.6	NR	5.25	NR
25	0.5	0.17	175	NR	10.7	NR
26	0.45	0.32	159	NR	3	NR
27	0.6	0.4	59.6	NR	10.4	NR
28	0.3	0.3	186	NR	7.1	NR
29	0.4	0.5	52	NR	7	NR
30	0.55	0.3	19	NR	12.6	NR
31	0.6	0.4	212.9	NR	6.6	NR
Prom.	0.41	0.25	87.9		8.12	

Ago-95

Dia	Salida de Deshidratadoras		Entrada a las Celdas		Salida de las Celdas	
	Tren A (Bs/W)	Tren B (Bs/W)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)
1	0.3	0.2	117.9	NR	12.6	NR
2	0.7	0.45	129	NR	10.5	NR
3	0.6	0.2	73.4	NR	2.5	NR
4	0.5	0.2	77.5	NR	4.7	NR
5	0.7	0.1	88.3	NR	6.1	NR
6	0.3	0.2	55.9	NR	2.37	NR
7	0.3	0.2	114.5	NR	9.8	NR
8	0.5	0.1	105.3	NR	14.8	NR
9	0.3	0.1	63.2	NR	5.5	NR
10	0.18	0.12	72	NR	5	NR
11	0.45	0.15	101	NR	NR	NR
12	0.4	0.18	158	NR	17.9	NR
13	0.38	0.18	204	NR	34	NR
14	0.4	0.18	94	NR	21	NR
15	0.3	0.12	35.2	NR	7.5	NR
16	0.4	0.1	41	NR	10	NR
17	0.2	0.1	44.7	NR	38	NR
18	0.25	0.13	44.7	NR	2.9	NR
19	0.35	0.1	62	NR	3.8	NR
20	0.4	0.1	60	NR	2.5	NR
21	0.35	0.15	78.3	NR	11.4	NR
22	0.9	0.15	108	NR	8.4	NR
23	0.47	0.1	70.8	NR	7.34	NR
24	0.3	0.15	116	NR	36.8	NR
25	0.35	0.2	102	NR	8.5	NR
26	0.2	0.1	79.3	NR	3.4	NR
27	0.2	0.15	106	NR	5.4	NR
28	0.4	0.15	75.3	NR	8.6	NR
29	0.3	0.1	112.3	NR	8	NR
30	0.3	0.1	39.5	NR	2.9	NR
31	0.2	0.1	39.5	NR	1.4	NR
Prom.	0.38	0.15	86.1		10.5	

APÉNDICE B -16,17,18

CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS DEL CRUDO A LA SALIDA DE LAS DESHIDRATADORAS
ACEITE Y SOLIDOS SUSPENDIDOS A LA ENTRADA Y SALIDA DE AGUA DE LAS CELDAS DE FLOTACIÓN

Sep-95

Oct-95

Nov-95

Dia	Salida de Deshidratadoras		Entrada a las Celdas		Salida de las Celdas	
	Tren A (Bsw)	Tren B (Bsw)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)
1	0.3	0.2	42.5	31.2	NR	33.6
2	0.4	0.5	68	27.2	2.7	22.4
3	0.3	0.3	136.7	32.3	3.26	24.6
4	0.5	0.2	289	39.2	8.2	34.1
5	0.3	0.4	49.1	37.2	8.8	20
6	0.3	0.3	137	37	16	40
7	0.3	0.35	53.5	32	5	29
8	0.25	0.25	20.9	30.4	5.9	24.8
9	0.35	0.3	23.5	26	9	32.4
10	0.3	0.25	53.4	20	5.74	22.8
11	0.2	0.28	63.4	22.3	11.1	20.4
12	NR	0.8	54.8	24.7	10.7	23.2
13	NR	0.85	88.9	32.3	16	30.8
14	NR	0.5	130	23.3	21.91	12.8
15	NR	0.3	110	20.8	13.38	13.6
16	NR	0.35	64.5	24.4	9.7	13.6
17	NR	0.35	52.2	26.8	14.6	14.8
18	NR	0.2	78	25	7.8	23
19	NR	0.2	39.7	30.8	7.5	18.4
20	NR	0.2	108	23.6	15.6	18
21	0.3	0.2	71	31	8	23
22	0.2	0.2	125	17.6	18.3	23.2
23	0.2	0.2	38	35.2	7.9	30
24	0.4	0.1	53.5	25.6	7.6	28
25	0.3	0.1	68.5	13.6	8	3.2
26	0.3	0.1	154	10.4	13.6	5.2
27	0.3	0.1	136.5	29.6	7.3	15.2
28	0.2	0.1	160	22.4	5.7	12.4
29	0.4	0.1	146.8	8.4	7.5	20
30	0.25	0.2	84.2	12.4	7.7	16.8
Prom.	0.3	0.28	90	25.8	9.81	21.6

Dia	Salida de Deshidratadoras		Entrada a las Celdas		Salida de las Celdas	
	Tren A (Bsw)	Tren B (Bsw)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)
1	0.35	0.3	132.5	18	20.82	15.2
2	0.45	0.2	496	14.8	7.26	12.8
3	0.3	0.15	61.8	13.3	6.16	14.8
4	0.25	0.15	75.1	17.2	7.94	20.4
5	0.35	0.35	59.3	18.3	5.58	19.4
6	0.15	0.2	78.4	39.2	8.6	15.2
7	0.13	0.15	61.4	26.8	9.23	18.4
8	0.5	0.13	17.4	12	6.5	15.6
9	0.27	0.12	98.7	18.3	10.8	13.2
10	0.35	0.13	26.5	36.8	6.27	27.6
11	0.27	0.25	210	30	11	15.6
12	0.42	0.27	191	32	8.6	21.6
13	0.4	0.13	79	28.4	4.7	17.2
14	0.45	0.25	37	28	1.6	17.2
15	0.3	0.51	40	31	8	26
16	0.35	0.28	87.2	29.4	4.6	18
17	0.5	0.9	93.8	28.3	8.2	19.7
18	0.5	0.23	79.5	229.8	8.2	22
19	0.4	0.3	98	20	14	43
20	0.3	0.3	375	13.2	9	17.2
21	0.3	0.3	54	24	27	26
22	0.2	0.25	186.7	16.38	8.13	14.8
23	0.25	0.3	204.3	16.8	1.6	24.4
24	0.2	0.3	117	14	5.16	19.2
25	0.35	0.3	114	13.6	2.85	17.6
26	0.25	0.2	109	19.4	9.36	16.4
27	0.3	0.5	245	34.8	6	20.4
28	0.35	0.3	265	39.6	4.5	20.4
29	0.4	0.4	246	33	3.5	27
30	0.3	0.45	168	33	19.9	28
31	0.45	0.18	49	38	1.4	12
Prom.	0.33	0.28	134	31.2	8.68	19.9

Dia	Salida de Deshidratadoras		Entrada a las Celdas		Salida de las Celdas	
	Tren A (Bsw)	Tren B (Bsw)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)
1	0.35	0.3	56	38	13	12
2	0.3	0.4	52	34	3	31
3	0.25	0.13	237.5	35	8.9	28
4	0.6	0.15	137.5	31	9	29
5	0.45	0.2	123	30	13.4	20
6	0.58	0.15	85	28	12.8	21
7	0.2	0.13	142	24	7.9	30
8	0.33	0.2	92.5	28	9.5	29
9	0.65	0.15	122	13	12.8	12
10	0.3	0	144	16	8.67	14
11	NR	0.2	122	15	12	20
12	0.3	0.35	230	15	16	13
13	0.75	0.4	168	6	13	10
14	0.5	NR	123	16	12	37
15	0.45	NR	267	12	18	16
16	0.7	NR	55	22	9	12
17	0.57	NR	86	16	10.6	12
18	NR	NR	NR	NR	NR	NR
19	0.35	NR	80	20	9.3	15
20	0.45	0.2	53.5	NR	8.3	NR
21	0.4	0.3	89.4	NR	9.7	NR
22	0.35	0.15	94.3	NR	5.16	NR
23	0.3	0.15	101.4	NR	4.1	12
24	0.25	0.22	53	NR	4.5	NR
25	0.2	0.15	163	20	16	25
26	0.3	0.12	114	32	10	38
27	0.7	0.17	91.6	30	17	28
28	0.17	0.12	158	15	6.4	22
29	0.17	0.17	163	20	5	22
30	0.38	0.2	22	18	4	16
Prom.	0.4	0.2	118	22.3	9.97	21

APÉNDICE B -19,20,21

CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS DEL CRUDO A LA SALIDA DE LAS DESHIDRATADORAS
ACEITE Y SÓLIDOS SUSPENDIDOS A LA ENTRADA Y SALIDA DE AGUA DE LAS CELDAS DE FLOTACIÓN

Dic-95

Dia	Salida de Deshidratadoras		Entrada a las Celdas		Salida de las Celdas	
	Tren A (BsW)	Tren B (BsW)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)
1	0.4	0.37	58.7	9	5.97	16
2	0.3	0.25	158	10	6.3	12
3	0.4	0.33	133	10	18.4	7
4	0.5	0.3	51.3	15	8.6	19
5	0.5	0.25	166.4	6	4.6	6
6	0.45	0.4	54.8	10	2.35	2
7	0.35	0.35	114.7	9.8	4.5	9.6
8	0.38	0.35	206	20	4	7
9	0.4	0.2	106	18	2	8
10	0.35	0.23	168	20	4	10
11	0.25	0.33	106	20	7	20
12	0.35	0.3	140	23	6	20
13	0.2	0.35	101.4	24.5	2	23
14	0.27	0.32	112	27.6	3.5	26
15	0.37	0.35	130	26.3	3.5	23.6
16	0.43	0.43	36.9	18.8	3.3	21.6
17	0.35	0.3	98	28	3.2	24
18	0.3	0.3	56.4	19.4	10.3	12.4
19	0.3	0.4	86.6	18.4	4.8	15.2
20	0.5	0.35	84.3	19.6	2.32	14.8
21	0.47	0.4	38.6	14	2.6	14.8
22	0.22	0.25	159	9	4	6.4
23	0.4	0.27	116	16	6	12
24	0.4	0.27	132	14.8	7.7	12.6
25	0.4	0.3	132	5.1	10.4	4
26	0.5	0.35	167	8	7	6
27	0.5	0.75	112.8	11	4.3	8.6
28	0.2	0.4	255	10.6	6	3.6
29	0.35	0.37	78	14.3	4.9	11.2
30	0.4	0.3	102	25.6	7.5	12
Prom.	0.37	0.34	115.4	16.1	5.57	12.9

Ene-96

Dia	Salida de Deshidratadoras		Entrada a las Celdas		Salida de las Celdas	
	Tren A (BsW)	Tren B (BsW)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)
1	NR	NR	NR	NR	NR	NR
2	0.42	0.32	77.8	13.4	12	8.4
3	0.7	0.35	68	13.9	9.5	12
4	0.2	0.3	97.4	21.2	7.57	18
5	0.2	0.25	142	16.4	6.7	14.8
6	0.3	0.25	114.3	10.4	6.3	16.4
7	0.25	0.25	54	9.2	12.8	16.8
8	NR	NR	NR	NR	NR	NR
9	0.27	0.17	200	16.4	9.45	28
10	0.2	0.27	130	22.4	8	29.6
11	0.3	0.4	85	5.6	14	16
12	0.3	0.15	66.62	16.4	9.07	12.8
13	0.2	0.25	68.8	6.8	8.75	18
14	0.35	0.3	92.4	19.2	6.94	17.2
15	0.25	0.32	74	18.5	5.6	14.3
16	0.3	0.32	49.19	18.5	6.8	9.6
17	0.27	0.45	261	11.2	11.18	8.4
18	0.2	0.25	60	12.9	11.18	7.85
19	0.27	0.37	495	27.9	11.18	29.6
20	0.35	0.2	107	22.4	5.3	23.6
21	0.3	0.22	184.5	32.4	8.6	25.6
22	0.25	0.25	160	22.6	17	21
23	0.25	0.3	180	22.3	8	19.2
24	0.4	0.3	106	30.2	4.3	28
25	0.3	0.35	220	29.1	10	27
26	0.25	0.3	140	15.7	7.5	13.6
27	0.3	0.27	78.4	16.3	3.2	14
28	0.3	0.3	265	23.6	7.1	26.4
29	0.35	0.27	79.8	14.5	2.35	12
30	0.25	0.35	64.7	NR	5.2	4.8
31	0.3	0.45	110	17.4	10	15.6
Prom.	0.296	0.294	132	18.1	8.47	17.5

Feb-96

Dia	Salida de Deshidratadoras		Entrada a las Celdas		Salida de las Celdas	
	Tren A (BsW)	Tren B (BsW)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)
1	NR	NR	NR	NR	NR	NR
2	0.25	0.3	155.6	8	8.9	5.2
3	0.25	0.12	285	35	5	16
4	0.2	0.3	156	20	5.8	22.4
5	0.27	0.2	171	40	11	36
6	0.87	0.4	212	24	6.7	19
7	0.17	0.35	204	30	5	29
8	0.2	0.25	176	28	6.9	32.7
9	0.25	0.3	265	24.8	9.7	29.32
10	0.2	0.4	170	30.1	5.56	28
11	0.3	0.5	104.1	29.3	5.37	26
12	0.2	0.25	148.6	34	7.6	33.6
13	0.25	0.2	84.7	26.8	5.2	24.4
14	0.3	0.25	73.4	27.4	5.8	25.6
15	0.4	0.55	44.3	25.2	4.13	21.6
16	0.17	0.35	112	36	6.64	34
17	0.45	0.2	165	24.6	10.7	27.2
18	0.3	0.27	135	30	15	30.4
19	0.5	0.52	98	21	21.9	19.2
20	0.42	0.35	81.2	28.4	10.4	26.3
21	0.2	0.3	110	26.4	8.5	25.1
22	0.4	0.25	57.6	20.4	7.9	18.8
23	0.49	0.4	89.6	19.2	9.9	18.4
24	0.29	0.4	51.1	50.4	13.3	12.9
25	0.5	0.4	112	46.7	11.4	42
26	0.27	0.4	91.5	16	27.3	18
27	0.45	0.35	73	14	13.2	14.8
28	0.4	0.3	53.5	16.8	11.3	14
29	0.35	0.3	86.5	15.4	9.31	13.2
Prom.	0.3	0.33	127.3	26.71	9.622	23.68

APÉNDICE B -22,23,24

CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS DEL CRUDO A LA SALIDA DE LAS DESHIDRATADORAS
ACEITE Y SÓLIDOS SUSPENDIDOS A LA ENTRADA Y SALIDA DE AGUA DE LAS CELDAS DE FLOTACIÓN

Dia	Salida de Deshidratadoras		Entrada a las Celdas		Salida de las Celdas	
	Tren A (BsV)	Tren B (BsV)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)
	1	0.45	0.25	87	15	11.6
2	0.2	0.25	84.2	17	13	8
3	0.4	0.37	89.6	26.9	17.7	19.2
4	0.4	0.4	104.5	16	4.56	14
5	0.35	0.32	96.8	26.2	10.11	21.2
6	0.37	0.3	84	17	14.9	17.2
7	0.4	0.45	112	11	11	5.6
8	0.55	0.4	60	28.4	14.7	24.4
9	0.5	0.4	46.9	21.2	8.53	30
10	0.4	0.35	159	24	9.3	31.6
11	0.4	0.4	100.5	25.6	17.4	26.4
12	0.55	0.35	160	28.4	9.1	27.6
13	0.45	0.35	53.6	27.6	9.4	27.6
14	0.55	0.32	176.5	32	12.3	34.8
15	0.22	0.25	42	11.2	9	20.8
16	0.3	0.37	47.1	12.8	13	10.8
17	0.45	0.45	137	22	19	26.8
18	0.7	0.65	255	20	15	20
19	0.4	0.47	53.5	35.6	12	29
20	0.4	0.4	286	36	10	32
21	0.25	0.2	254	35	11	39
22	NR	NR	NR	NR	NR	NR
23	0.3	0.25	164	31.2	14.4	38.7
24	0.5	0.3	126	33	6	37
25	0.4	0.3	156	27	13	31
26	0.45	0.3	72	39	14	41
27	0.4	0.3	87	39	6	40
28	0.45	0.27	46	NR	4.23	33.2
29	0.35	0.44	275	37.6	6.6	43.2
30	0.4	0.5	185	21.1	6.4	22.7
31	0.42	0.3	113.5	26.5	8.6	25.5
Prom.	0.41	0.36	123.8	25.6	11.1	26.2

Dia	Salida de Deshidratadoras		Entrada a las Celdas		Salida de las Celdas	
	Tren A (BsW)	Tren B (BsW)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)
	1	NR	NR	NR	NR	NR
2	0.25	0.35	93.4	38.4	9.35	44.4
3	0.75	0.25	186	40.3	8.8	41
4	0.45	0.3	435	24	2.7	27
5	0.6	0.32	68.8	29.6	2.48	24.4
6	0.6	0.25	95	14	4.48	18.34
7	0.35	0.3	103.7	22	3.18	26.12
8	0.32	0.2	68.8	42.8	2.99	43.6
9	0.45	0.33	54.11	14.14	2.2	26.8
10	0.3	0.25	107	40	2.91	17.6
11	0.37	0.35	188.6	30.2	3.6	28.8
12	0.4	0.4	158	33	6	36
13	0.2	0.3	395	25	5	25
14	0.25	0.25	174	31	3	32
15	0.4	0.3	126	18	3	21
16	0.32	0.32	142	29	9	31
17	0.55	0.32	48	21	8	23
18	0.35	0.2	86	21.4	3.38	26.2
19	0.37	0.25	118.4	37.1	3.84	36.4
20	0.4	0.25	107.2	28.4	3.6	31.1
21	0.45	0.3	96	20	5	20
22	0.45	0.3	107	28	6	24
23	0.25	0.35	78	21	4	20
24	0.3	0.35	88	30	4	30
25	0.35	0.25	94.2	22.8	3.38	14.4
26	0.35	0.25	91.2	76	4.66	4.6
27	0.47	0.22	6.39	18.9	4.05	11.2
28	0.55	0.2	94	26.3	5.6	24.4
29	0.4	0.45	112	22.3	3.4	24.4
30	0.7	0.4	116	31.4	4.2	28.6
Prom.	0.412	0.295	125	28.83	4.54	26.3

Dia	Salida de Deshidratadoras		Entrada a las Celdas		Salida de las Celdas	
	Tren A (BsW)	Tren B (BsW)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)
	1	NR	NR	NR	NR	NR
2	0.45	0.35	104	26.4	4.35	18.9
3	0.6	0.45	185.5	11.6	16.1	24
4	0.45	0.3	168	30.6	6.5	28.2
5	0.45	0.45	158	18.7	21.3	19
6	0.6	0.85	158	18	12.8	20
7	0.33	0.5	145	26.4	6.5	26.4
8	1.15	0.28	450	26.4	30.7	10.4
9	0.52	0.45	375	40	15	43
10	0.25	0.55	138	24	8	24
11	1	0.85	98	28	21	23
12	0.5	0.45	235	25	17	16
13	0.85	0.27	85	35	6	34
14	0.35	0.4	128	52	8	38
15	NR	NR	NR	NR	NR	NR
16	0.3	0.35	32.5	9.2	5.46	14
17	0.5	0.5	573	4.4	5.5	4.8
18	0.45	0.47	198	13.2	7.6	6.8
19	0.4	0.45	246	13.2	6.12	8.9
20	0.28	0.4	241	8.8	11.8	6.6
21	0.3	0.5	237	8.8	5.92	10
22	0.45	0.65	196	8.9	5.65	4.4
23	0.35	0.6	NR	NR	4.9	16.4
24	1.7	0.45	NR	NR	98.9	3.6
25	0.4	0.75	NR	NR	27.3	4.2
26	0.45	0.35	NR	NR	8.4	2.4
27	2.4	0.45	156	NR	32	6.4
28	0.45	0.55	132	5.6	4.2	4.8
29	0.25	0.55	159	4.5	4.5	4.6
30	0.55	0.37	110	22	7	19
31	0.6	0.8	97	28	11	35
Prom.	0.6	0.49	192.2	20.36	14.47	16.44

APÉNDICE B -25,26,27

**CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS DEL CRUDO A LA SALIDA DE LAS DESHIDRATADORAS
ACEITE Y SOLIDOS SUSPENDIDOS A LA ENTRADA Y SALIDA DE AGUA DE LAS CELDAS DE FLOTACION**

Dia	Salida de Deshidratadoras		Entrada a las Celdas		Salida de las Celdas	
	Tren A (BsW)	Tren B (BsW)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)
	1	0.17	0.5	106	36	5
2	0.35	0.5	97	37	7	39
3	0.4	0.2	138	45	11	44
4	0.32	0.4	459	46	6	40
5	0.25	0.3	399	42	4	35
6	NR	NR	NR	NR	NR	NR
7	NR	NR	NR	NR	NR	NR
8	NR	NR	NR	NR	NR	NR
9	NR	NR	NR	NR	NR	NR
10	NR	NR	NR	NR	NR	NR
11	NR	NR	NR	NR	NR	NR
12	NR	NR	NR	NR	NR	NR
13	NR	NR	NR	NR	NR	NR
14	NR	NR	NR	NR	NR	NR
15	NR	NR	NR	NR	NR	NR
16	NR	NR	NR	NR	NR	NR
17	NR	NR	NR	NR	NR	NR
18	NR	NR	NR	NR	NR	NR
19	NR	NR	NR	NR	NR	NR
20	NR	NR	NR	NR	NR	NR
21	NR	NR	NR	NR	NR	NR
22	NR	NR	NR	NR	NR	NR
23	NR	NR	NR	NR	NR	NR
24	NR	NR	NR	NR	NR	NR
25	NR	NR	NR	NR	NR	NR
26	NR	NR	NR	NR	NR	NR
27	NR	NR	NR	NR	NR	NR
28	0.35	0.4	950	8	5.7	8.8
29	0.4	0.32	1016	6	5	9.6
30	0.45	0.4	960	6.6	3	12.8
31	0.35	0.2	221.2	12.8	2.4	26
Prom.	0.3378	0.3578	482.91	28.6	5.4556	28.578

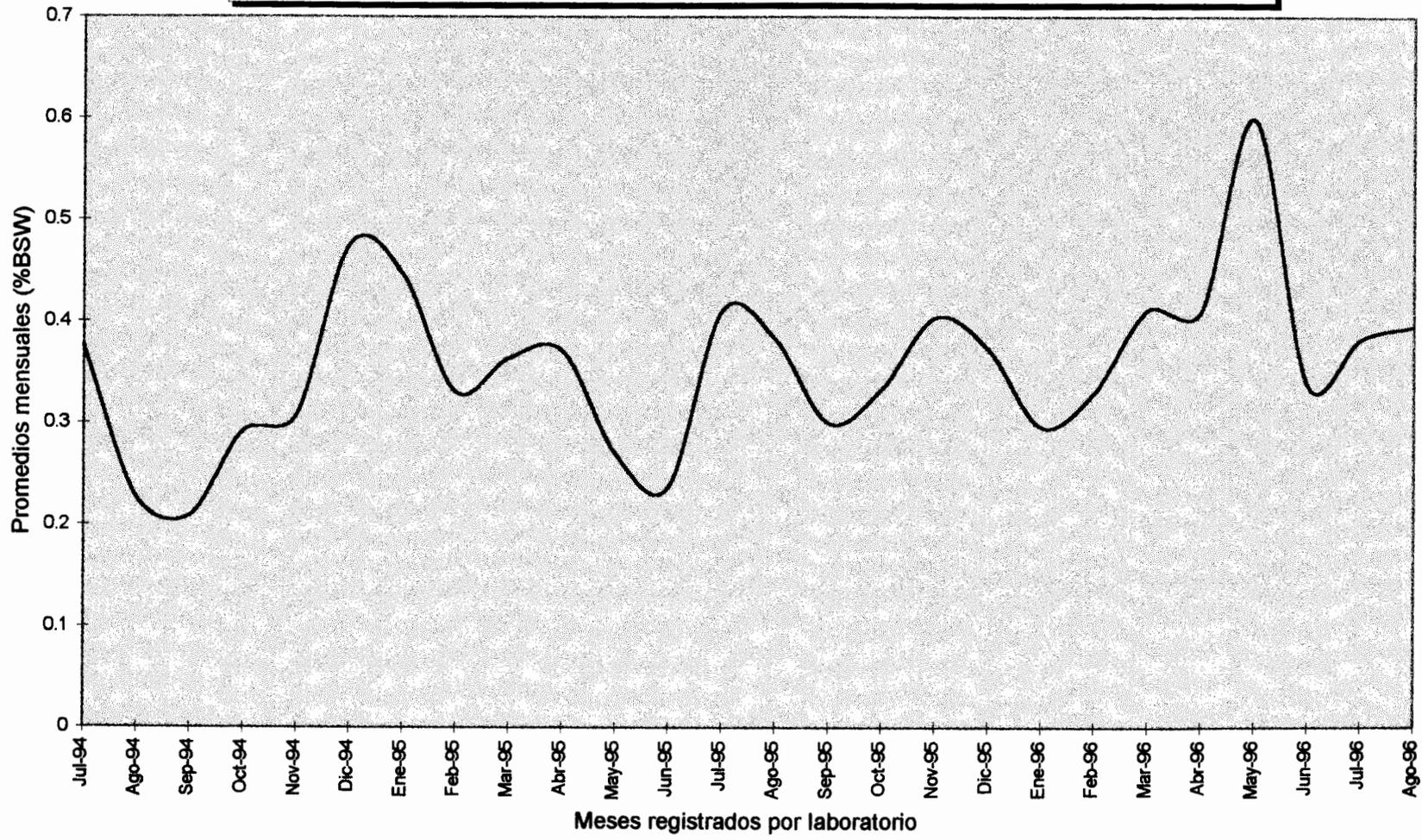
Dia	Salida de Deshidratadoras		Entrada a las Celdas		Salida de las Celdas	
	Tren A (BsW)	Tren B (BsW)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)
	1	NR	NR	NR	NR	NR
2	NR	NR	NR	NR	NR	NR
3	0.25	0.27	700	18.4	10.5	29.6
4	0.3	0.35	184	17.5	3.4	16.4
5	0.25	0.5	1195	18	5.1	8
6	0.3	0.18	82.6	7.8	6.6	12
7	0.25	0.18	120.6	9.8	5.1	8.6
8	0.18	0.25	86.6	14.3	4.4	13.1
9	NR	NR	NR	NR	NR	NR
10	NR	NR	NR	NR	NR	NR
11	NR	NR	NR	NR	NR	NR
12	NR	NR	NR	NR	NR	NR
13	NR	NR	NR	NR	NR	NR
14	0.3	0.3	83	16	5	13
15	0.2	0.2	93	27	13	30
16	0.3	0.2	101	25	10	26
17	0.5	0.3	123	29.6	13	32
18	0.35	0.55	124	9	13	26
19	0.4	0.37	30.7	15.2	11.8	15.2
20	0.4	0.2	235	11.6	14.8	22
21	0.45	0.3	1119	6.4	16.2	4
22	0.43	0.3	156	19.2	5.8	9.2
23	0.55	0.35	732	6.4	6.2	12
24	1	0.4	686	20.2	4.37	13.2
25	0.4	0.38	138.4	22.1	4.4	23.4
26	0.3	0.25	148.1	19.7	6.6	20.1
27	0.43	0.35	101.1	20.3	7.5	21.3
28	0.45	0.38	115.4	25.4	11.8	26
29	0.4	0.4	113	14.1	8.1	13.2
30	0.4	0.3	97.8	12.1	4.9	8.1
31	0.4	0.3	200	16.1	3.6	15.6
Prom.	0.3829	0.315	281.89	16.717	8.1321	17.417

Dia	Salida de Deshidratadoras		Entrada a las Celdas		Salida de las Celdas	
	Tren A (BsW)	Tren B (BsW)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)	aceite (ppm)	Sólidos (ppm)
	1	0.3	0.5	67	17.4	3.6
2	0.35	0.35	103	4	5	9.2
3	0.5	0.35	103	6.8	9.9	13.6
4	0.7	0.55	132	14.4	8.4	4.4
5	0.25	0.4	512	19.6	8.4	14.4
6	0.5	0.25	0.7	97	4.3	8.8
7	0.3	0.6	99.8	6.6	4.63	14.4
8	0.4	0.4	64.15	6	3.42	11.2
9	0.45	0.35	178	2.8	3.56	7.6
10	0.55	0.25	234	8.8	4.58	8
11	NR	0.32	332.8	2.8	8.95	6.4
12	0.55	0.25	864	9.6	5.16	18.4
13	0.6	0.22	379	14	8.1	18
14	0.8	0.5	285	13.2	8.2	16.6
15	0.5	0.4	246	12.6	7.5	14.2
16	0.5	0.4	184	26	5	20.4
17	0.5	0.45	220	12.6	6.5	5.2
18	0.4	0.55	480	12.6	10.2	6.8
19	0.38	0.35	260	16.3	8.4	15.7
20	0.45	0.53	184	14.3	9.2	6.8
21	0.4	0.3	216	21.4	5.3	20.7
22	0.2	0.17	178	14.3	7.6	15.3
23	0.17	0.13	200	21.2	14.5	21.6
24	0.15	0.27	186	23.1	22.5	24.8
25	0.12	0.25	187.8	19.7	8.7	20.8
26	0.12	0.3	178	19.7	12	20.8
27	0.3	0.15	204	20.2	7.6	22.4
28	0.25	0.3	187.4	17.4	9.2	18
29	0.3	0.4	187	17	23	15.2
30	NR	0.5	344	17.6	17.3	16.4
31	0.5	0.8	304	14	37	3.2
Prom.	0.3962	0.3723	235.5	16.871	9.6032	14.052

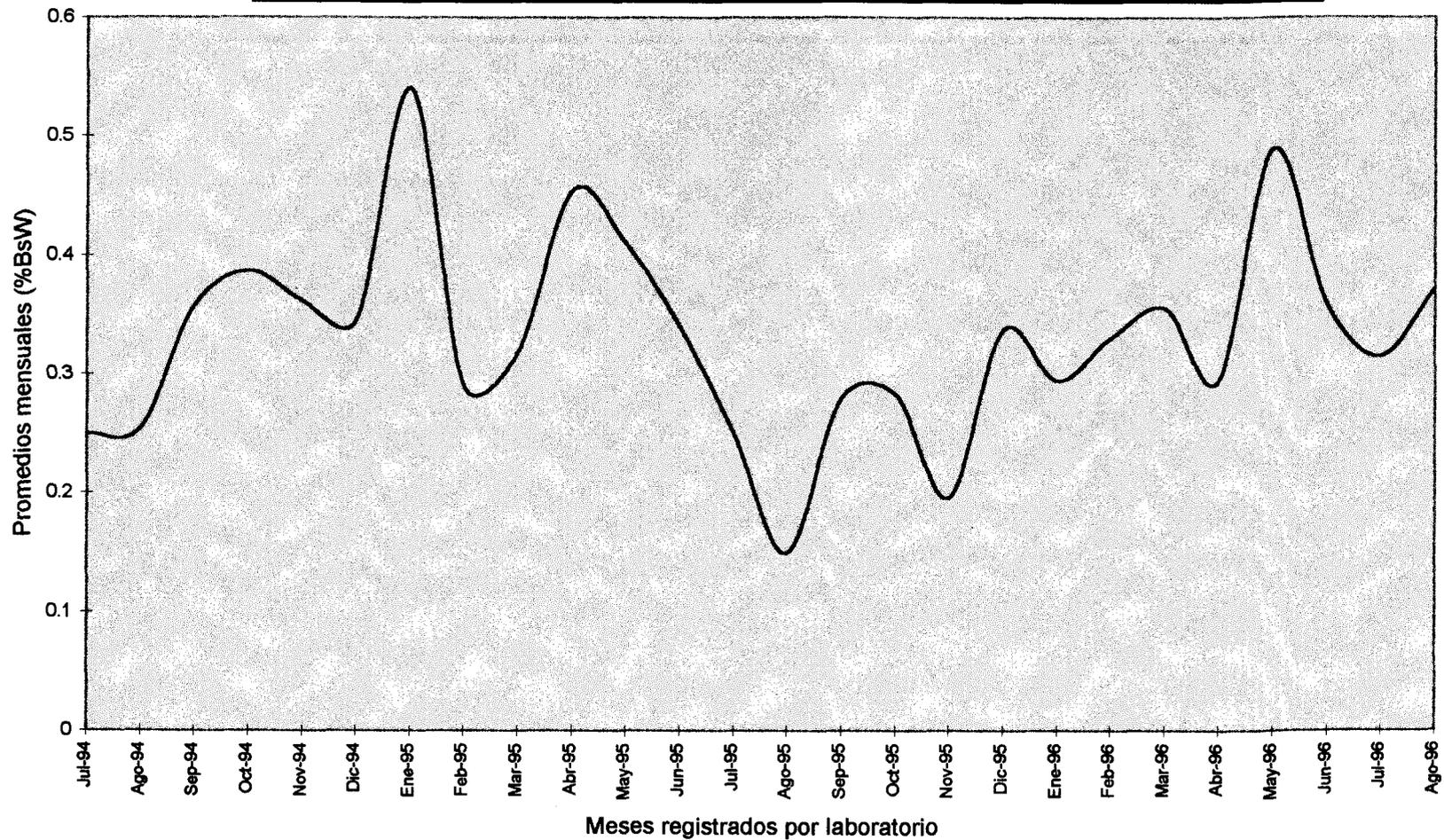
APÉNDICE C
PROMEDIOS MENSUALES DE BSW, ACEITE Y SÓLIDOS SUSPENDIDOS

Fecha	Salida de Deshidratadoras		Entrada de Celdas		Salida de Celdas	
	V-1106 (BSW)	V-1206 (BSW)	aceite (ppm)	sólidos (ppm)	aceite (ppm)	sólidos (ppm)
Jul-94	0.377	0.25	NR	NR	NR	NR
Ago-94	0.2268	0.255	NR	NR	NR	NR
Sep-94	0.209	0.358	224.7	NR	35.34	NR
Oct-94	0.2925	0.387	36.8	NR	20.28	NR
Nov-94	0.3077	0.3614	55.224	NR	42.11	NR
Dic-94	0.476	0.345	71.127	NR	18.7	NR
Ene-95	0.446	0.541	76.14	NR	32.85	NR
Feb-95	0.33	0.29	57.625	NR	29.27	NR
Mar-95	0.364	0.318	76.14	NR	7.377	NR
Abr-95	0.371	0.4547	109.2	NR	4.872	NR
May-95	0.27	0.41	122.47	NR	11.968	NR
Jun-95	0.237	0.34	93	NR	10.97	NR
Jul-95	0.41	0.25	87.93	NR	8.12	NR
Ago-95	0.383	0.15	86.08	NR	10.45	NR
Sep-95	0.3	0.28	90	25.76	9.81	21.6
Oct-95	0.3335	0.283	134.05	31.206	8.68	19.88
Nov-95	0.4036	0.1963	118.09	22.25	9.96	20.96
Dic-95	0.373	0.337	115.36	16.06	5.568	12.95
Ene-96	0.2959	0.2941	132.1	18.1	8.468	17.54
Feb-96	0.33	0.33	127.35	26.71	9.62	23.68
Mar-96	0.412	0.355	123.79	25.63	11.06	26.21
Abr-96	0.41	0.295	125.4	28.829	4.545	26.25
May-96	0.6	0.49	192.2	20.36	14.466	16.44
Jun-96	0.3378	0.3578	482.91	26.6	5.455	28.57
Jul-96	0.3829	0.315	281.89	16.717	8.13	17.42
Ago-96	0.396	0.372	235.5	16.87	9.6	14.5

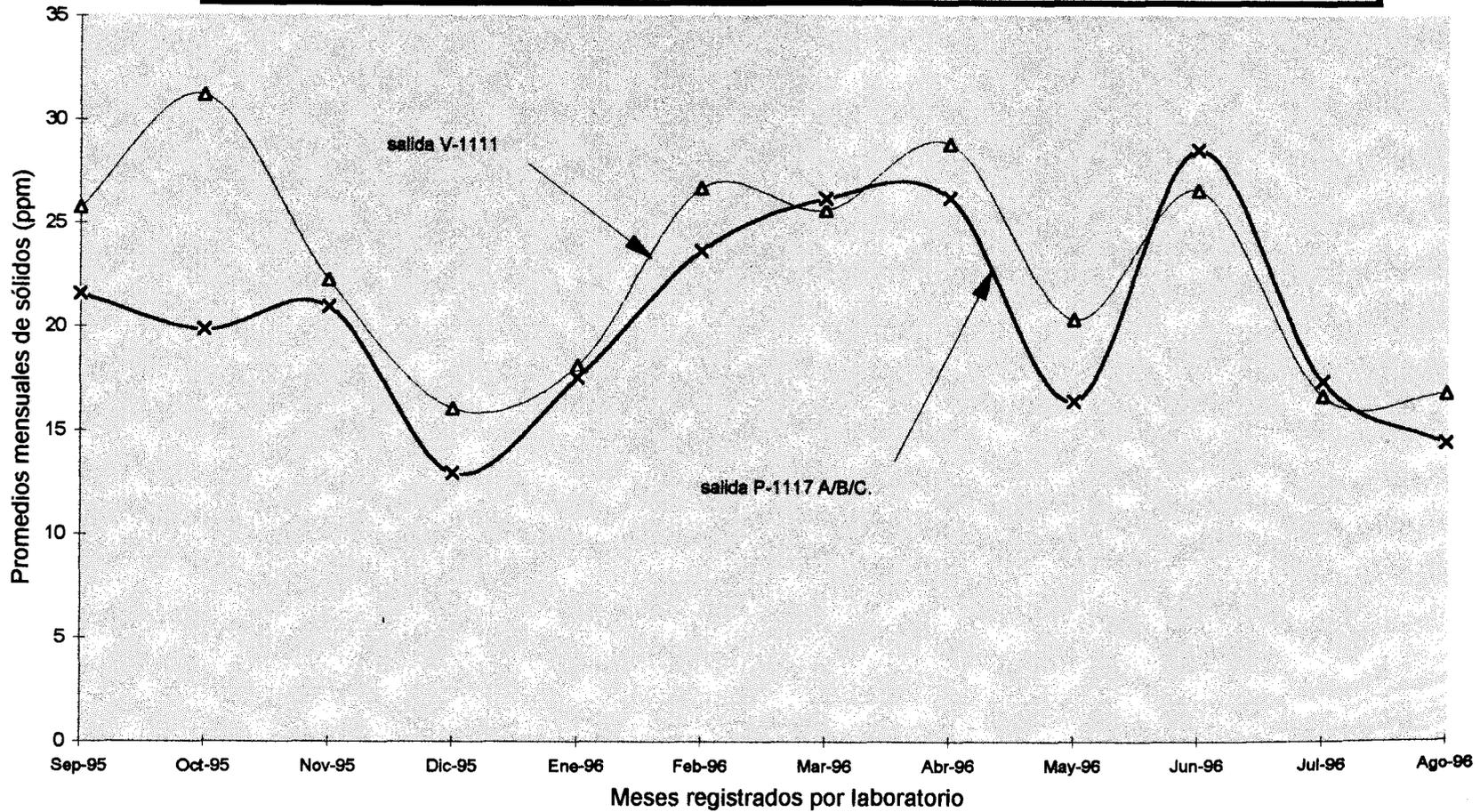
APÉNDICE E. CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS EN PORCENTAJES A LA SALIDA DE CRUDO DE LA DESHIDRATADA A (V-1106)



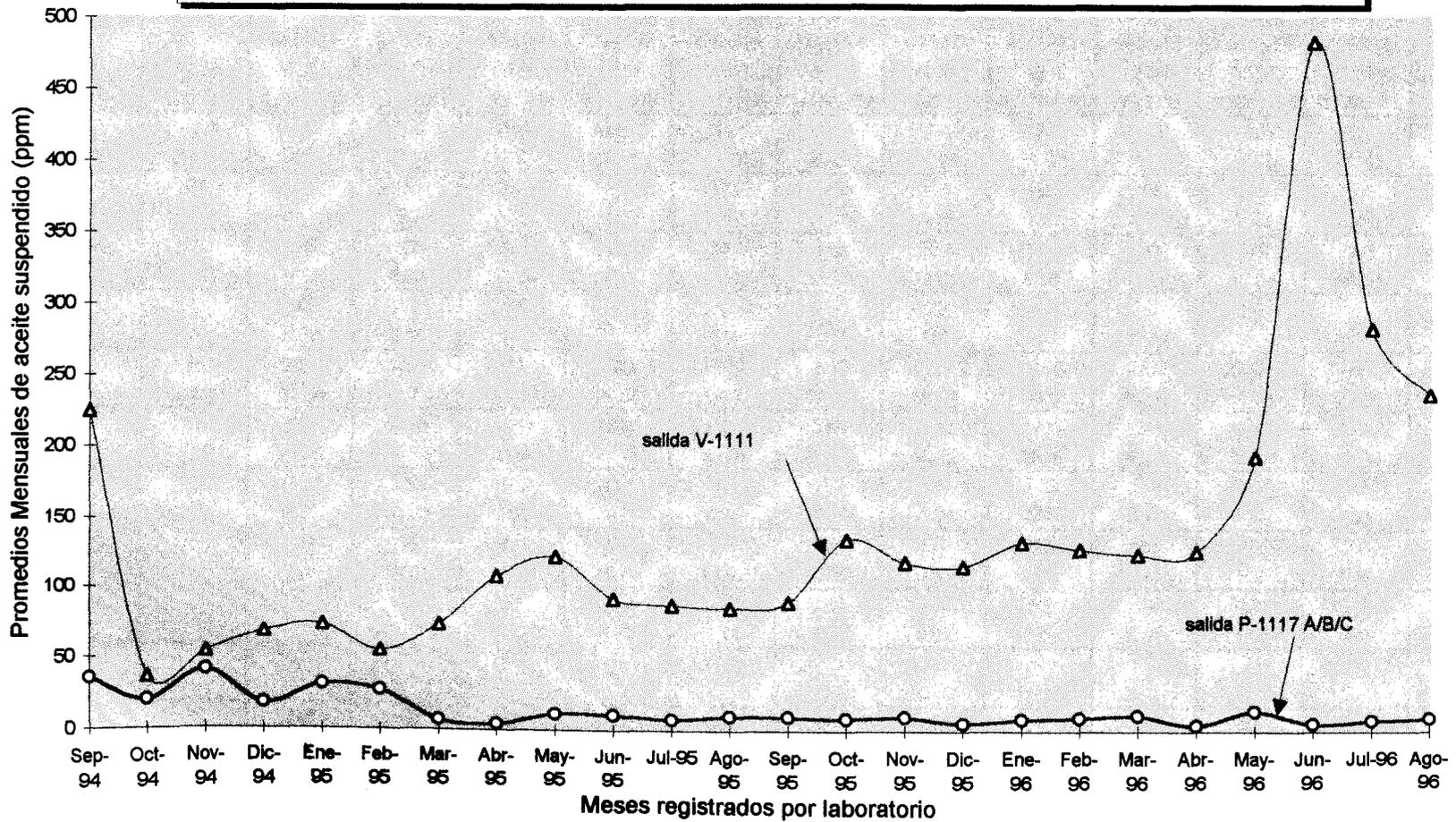
APÉNDICE D. CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS EN PORCENTAJES A LA SALIDA DE CRUDO DE LA DESHIDRATADORA B (V-1206)



APÉNDICE F. COMPARACIÓN DE SÓLIDOS SUSPENDIDOS A LA SALIDA DEL RECOLECTOR DE AGUA PRODUCIDA (V-1111) Y EN LA DESCARGA DE LAS BOMBAS P-1117 A/B/C DE LAS CELDAS DE FLOTACIÓN



APENDICE G. COMPARACION DEL ACEITE SUSPENDIDO A LA SALIDA DEL RECOLECTOR DE AGUA PRODUCIDA (V-1111) Y EN LA DESCARGA DE LAS BOMBAS P-1117 A/B/C DE LAS CELDAS DE FLOTACION



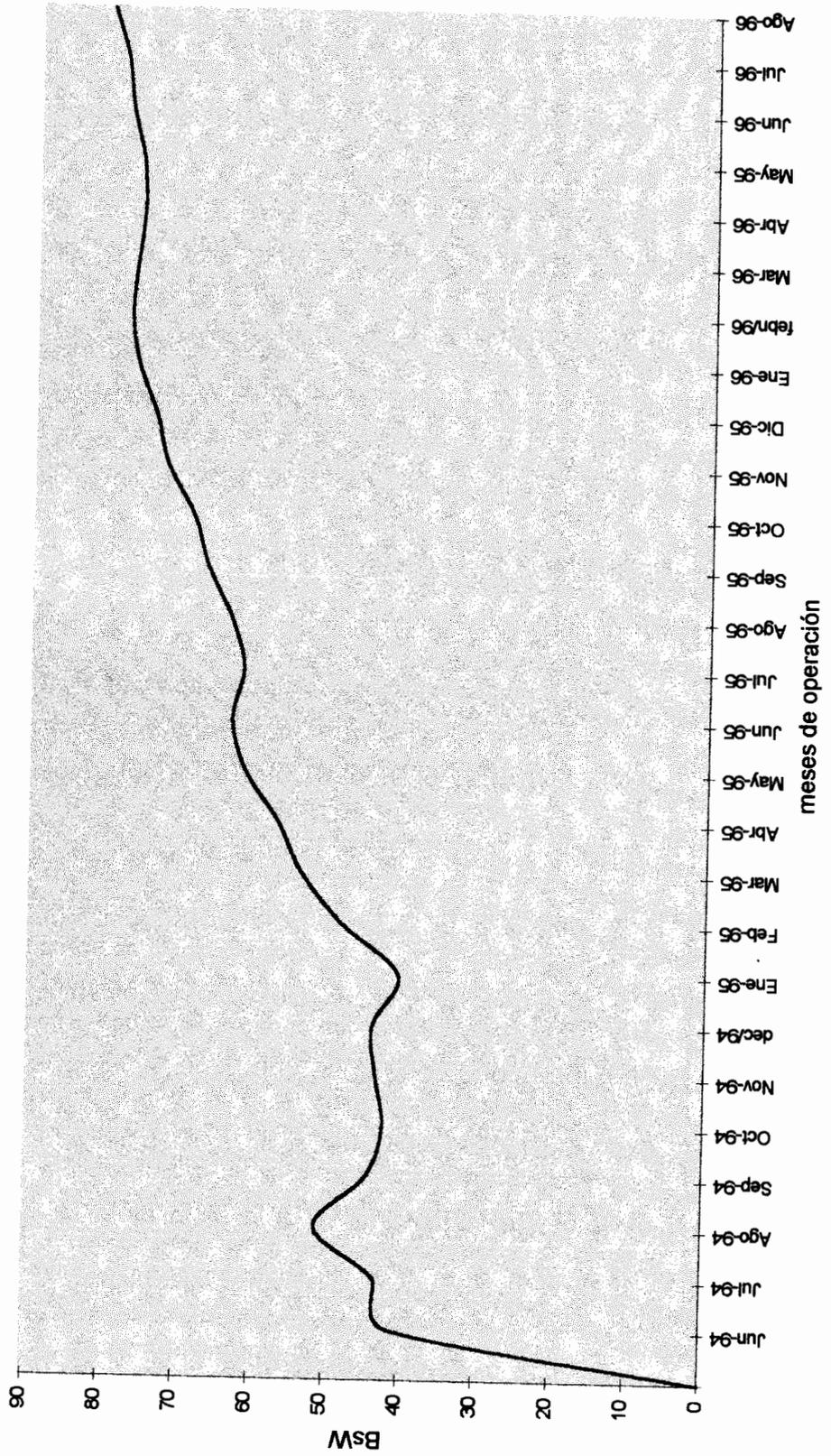
APÉNDICE H -1
GALONES DE QUIMICOS UTILIZADOS EN EL TRATAMIENTO DE CRUDO Y AGUA

	Jun-94	Jul-94	Ago-94	Sep-94	Oct-94	Nov-94	dec/94	Ene-95	Feb-95	Mar-95	Abr-95	May-95	Jun-95
Bbl de agua	216,224	471,191	605,178	635,047	557,542	560,982	693,520	650,261	836,833	1,089,861	1,349,826	1,416,533	1,475,070
Bbl de crudo	303,997	616,020	572,721	786,131	754,150	726,566	880,914	945,772	892,143	933,419	1,011,707	874,578	851,317
%BSW	41.56	43.34	51.38	44.68	42.51	43.57	44.05	40.74	48.4	53.87	57.16	61.63	63.41
Total fluidos	520,221	1,087,211	1,177,899	1,421,178	1,311,692	1,287,548	1,574,434	1,596,033	1,728,976	2,023,080	2,361,533	2,285,111	2,326,387
Gal. Demulsificante	1094	1471	968	954.4	900.6	1121	1843	1925	1374	1476	1825	1524	1486
concent. (ppm)	85.68	56.85	40.24	28.91	28.43	36.74	49.81	48.41	36.67	37.65	42.95	41.49	41.56
F-46	87	470	89	67	130.8	173	413	125	160	195	230	105	0
concent. (ppm)	6.81	18.17	3.7	2.03	4.13	5.67	11.16	3.15	4.27	4.97	5.42	2.86	0
Gal. Antiespumante	100	159	208	437	220.6	364	413	554	362	728	546	563	435
concent. (ppm)	7.83	6.15	8.65	13.24	6.96	11.93	11.16	13.95	9.96	18.57	12.84	15.33	12.17
Gal. Inhib. Parafi		165	220	43		5		20					55
concent. (ppm)		6.38	9.15	1.3		0.16		0.5					1.54
Total Químicos	1281	2265	1485	1501.4	1252	1263	2669	2624	18.96	2399	2600.9	2192	1976
concent. (ppm)	100.33	87.54	61.74	45.47	39.53	54.5	72.14	66.08	50.8	61.19	61.21	59.68	55.25
Gal. Antiescala	138	522	1488	1244	1033	1022	1049	1645	1436	1870	1740	1723	1954
concent. (ppm)	15.2	26.38	58.54	46.64	44.11	43.38	36.01	60.23	40.86	40.85	30.69	29.06	31.54
Gal. Clarificador	135	113.7	260	77.9	110	155	179	119	160	114	92	94	94
concent. (ppm)	14.87	5.75	10.23	2.92	4.7	6.58	6.15	4.36	4.55	2.49	1.62	1.59	1.52
Inhib. corros. crud		121	320	338	431	321	361	179	308	188	323	331	198
concent. (ppm)		6.11	12.59	12.67	18.41	13.62	12.39	6.55	8.76	4.11	5.7	5.59	3.2
Inhib. corros. agua			44	27	65.4	121	254	247.6	246	313	264	288	221
concent. (ppm)			1.73	1.01	2.79	5.14	8.72	9.07	7	6.84	4.66	4.86	3.57
Secuestr. oxigen								701	399				
concent. (ppm)								25.67	11.35				
Gal. Biocida	85	293	469	263	279	264	275	156	271	455	407	540	597
concent. (ppm)	9.36	14.81	18.45	9.86	11.91	11.2	9.44	5.71	7.61	9.94	7.17	9.12	9.64
Total Químicos	358	1049.7	2581	1949.9	1918.4	1883	2118	3047.6	2820	2940	2825.7	2976	3064
concent. (ppm)	39.42	53.04	101.54	73.11	81.92	79.92	72.71	111.59	50.23	64.23	49.54	50.23	49.46

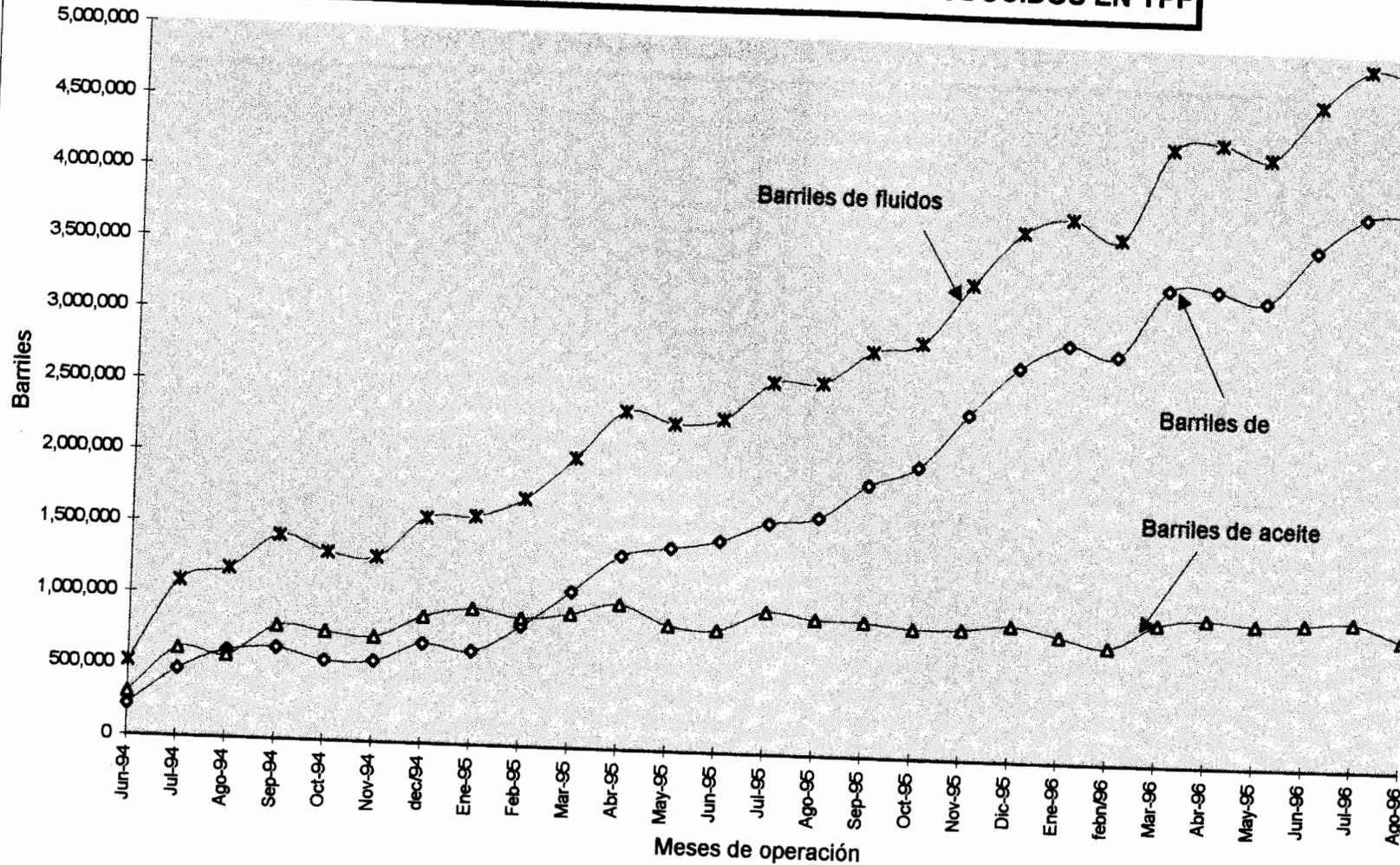
APÉNDICE H-2
GALONES DE QUIMICOS UTILIZADOS EN EL TRATAMIENTO DE CRUDO Y AGUA

	Jul-95	Ago-95	Sep-95	Oct-95	Nov-95	Dic-95	Ene-96	Feb-96	Mar-96	Abr-96	May-95	Jun-96	Jul-96	Ago-96
Bbl de agua	1,607,912	1,658,456	1,896,941	2,033,127	2,414,192	2,749,139	2,916,696	2,850,433	3,326,561	3,326,782	3,261,419	3,627,222	3,871,822	3,902,916
Bbl de crudo	986,655	943,629	936,547	900,839	909,642	950,393	884,689	818,910	989,357	1,032,810	1,002,330	1,019,550	1,037,318	923,078
%BSW	61.97	63.74	66.95	68.96	72.63	74.31	76.73	77.68	77.08	76.31	76.49	78.06	78.87	80.87
Total fluidos	2,594,567	2,602,085	2,833,488	2,903,966	3,323,834	3,699,532	3,801,385	3,669,343	4,315,918	4,359,592	4,263,749	4,646,772	4,909,140	4,825,994
Gal. Demulsificante	1106	1318	1157	894	916	839	682	534	1172	1290	2157	1594	1325	1460
concent. (ppm)	26.69	33.26	29.41	23.63	23.98	21.02	18.35	15.53	28.2	29.74	51.24	37.22	30.41	37.66
F-48	48	209	168	97	68	34	48	59	181	123	96	54	34	25
concent. (ppm)	1.16	5.27	4.27	2.56	1.78	0.85	1.29	1.72	4.36	2.84	2.28	1.26	0.78	0.64
Gal. Antiespumante	607	887	998	861	746	672	507	466	515	707	685	542	564	437
concent. (ppm)	14.65	23.38	25.37	22.76	19.53	16.84	13.64	13.55	12.39	16.3	16.27	12.66	12.95	11.27
Gal. Inhib. Parafi	100	55					55		27	83	0	0	0	0
concent. (ppm)	2.41	1.39					1.48		0.65	1.91	0	0	0	0
Total Químicos	1861	2469	2323	1852	1730	1545	1292	1059	1085	2203	2938	2190	1923	1922
concent. (ppm)	44.91	62.3	59.06	48.96	45.28	38.71	34.77	30.79	45.6	50.79	69.79	51.14	34.14	49.58
Gal. Antiescala	1957	2402	1849	1804	1287	1600	1267	1438	1409	1396	1144	1928	1637	1690
concent. (ppm)	28.98	34.48	23.21	21.44	12.69	13.86	10.34	12.01	10.08	9.99	8.35	12.66	10.07	10.31
Gal. Clarificador	114	114	129	120	126	119	123	129	131	218	133	113	118	205
concent. (ppm)	1.69	1.64	1.62	1.43	1.24	1.03	1	1.08	0.94	1.56	0.97	0.74	0.73	1.25
Inhib. corros. crud	222	766	1055	858	994	1055	1481	1267	2039	1849	2338	2125	2400	2245
concent. (ppm)	3.29	11	13.24	10.17	9.8	9.14	12.09	10.58	14.59	13.23	17.07	13.95	14.76	13.7
Inhib. corros. agua	440	371	78	381	260	328	394	667	1090	1978	1566	1837	2615	2449
concent. (ppm)	6.52	5.33	0.96	4.53	2.56	2.84	3.22	5.57	7.8	14.16	11.43	12.06	16.08	14.94
Secuestr. oxigen										150	290	260	276	463
concent. (ppm)										1.07	2.12	1.71	1.7	2.82
Gal. Biocida	450	501	741	490	563	383	358	470	338	557	746	1131	1861	1337
concent. (ppm)	6.66	7.19	9.3	5.82	5.55	3.32	2.92	3.93	2.42	3.99	5.45	7.42	11.44	8.16
Total Químicos	3183	4154	3852	3851	3230	3485	3623	3971	5007	6148	6217	7394	8907	9389
concent. (ppm)	47.13	59.54	45.35	43.4	31.84	30.18	29.58	33.17	35.84	44	45.39	48.54	54.77	51.18

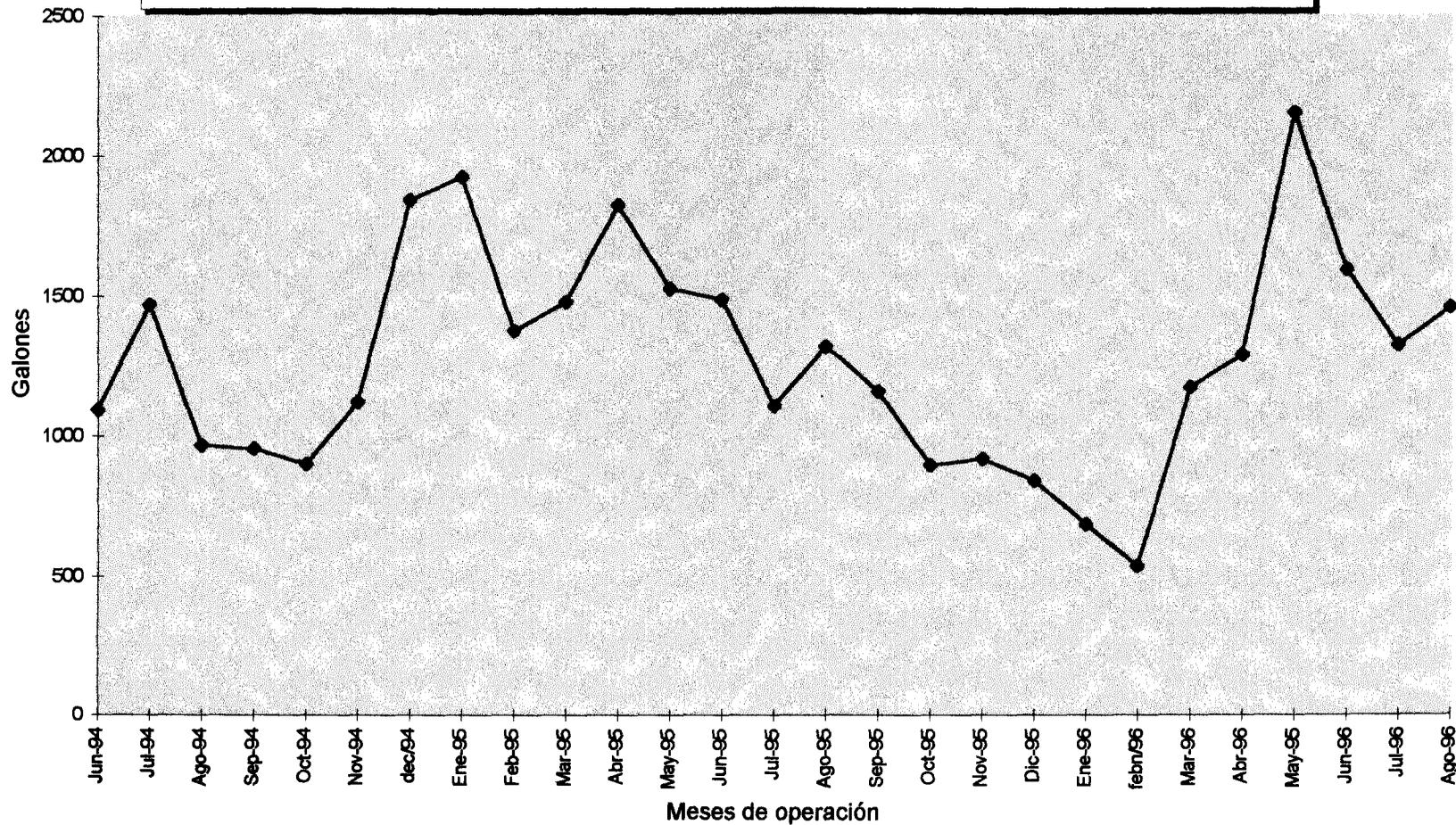
**APÉNDICE I. PROMEDIO MENSUAL DEL CONTENIDO DE AGUA Y
SEDIMENTOS DEL CRUDO AL INGRESAR A LAS FACILIDADES DE
PRODUCCIÓN DEL NORTE**



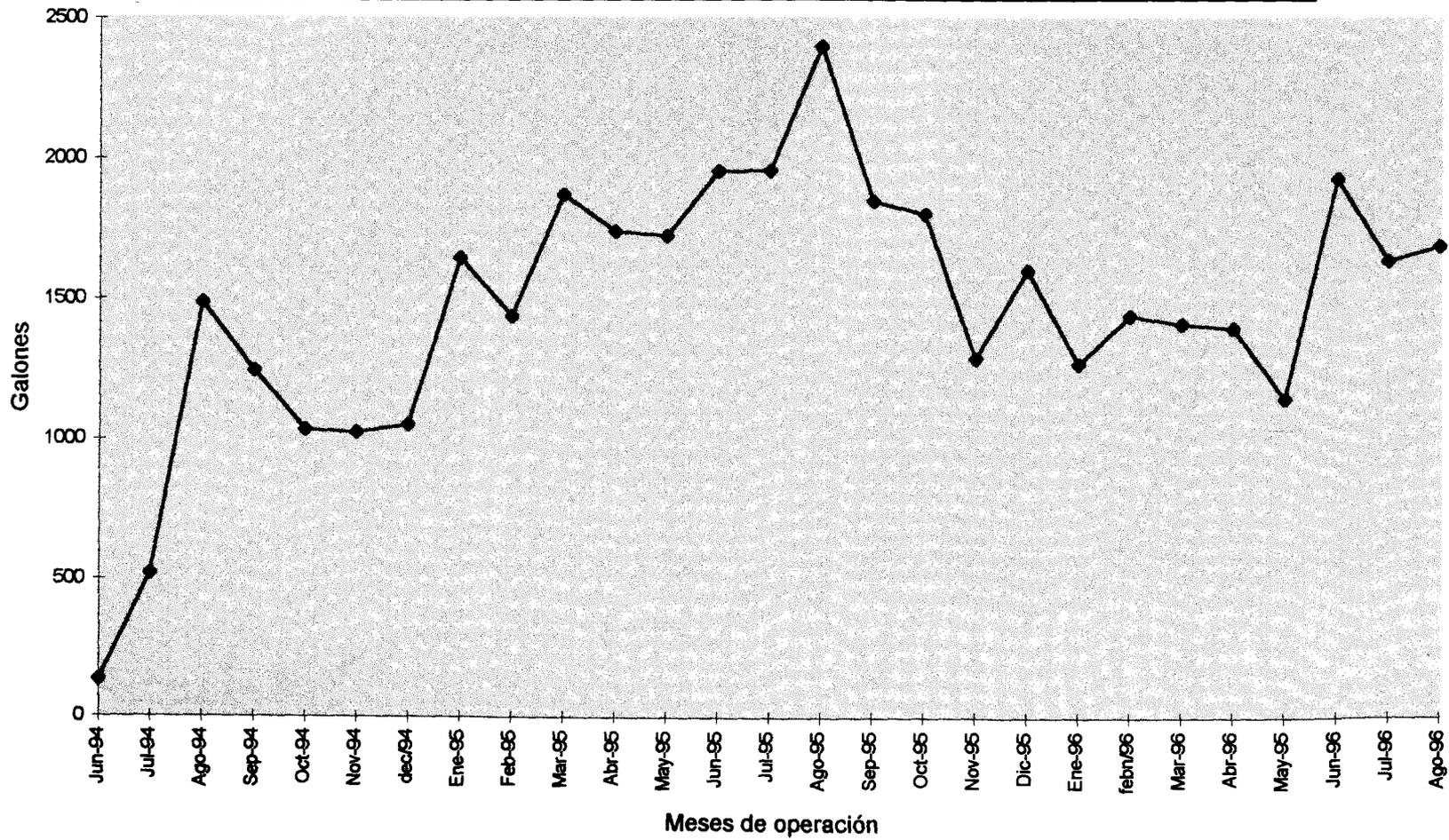
APÉNDICE J. BARRILES DE ACEITE Y AGUA PRODUCIDOS EN YPF



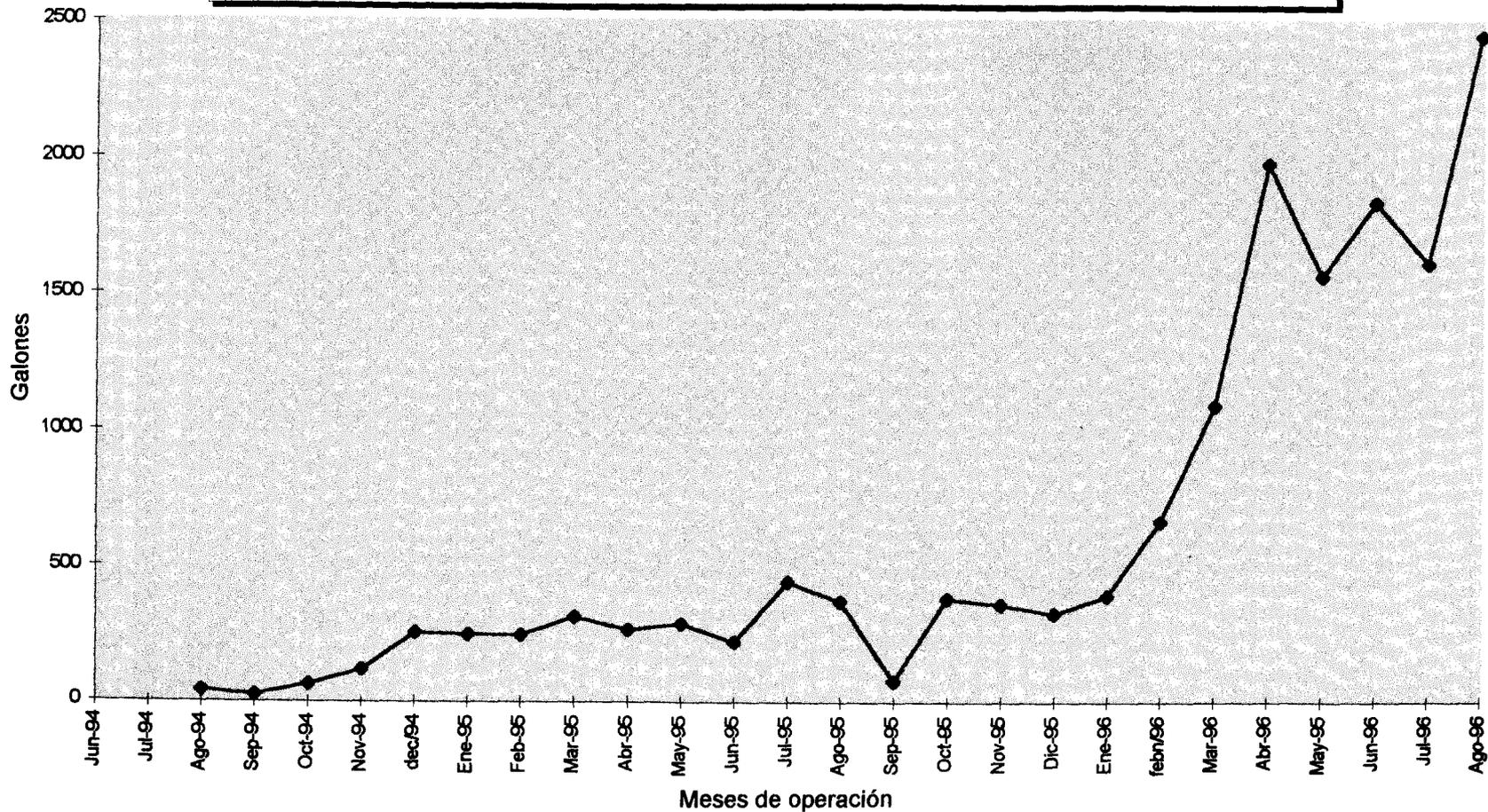
APÉNDICE K. CONSUMO MENSUAL DE GALONES DE DEMULSIFICANTE DE ACCIÓN CONTINUA DURANTE LAS OPERACIONES DE YPF



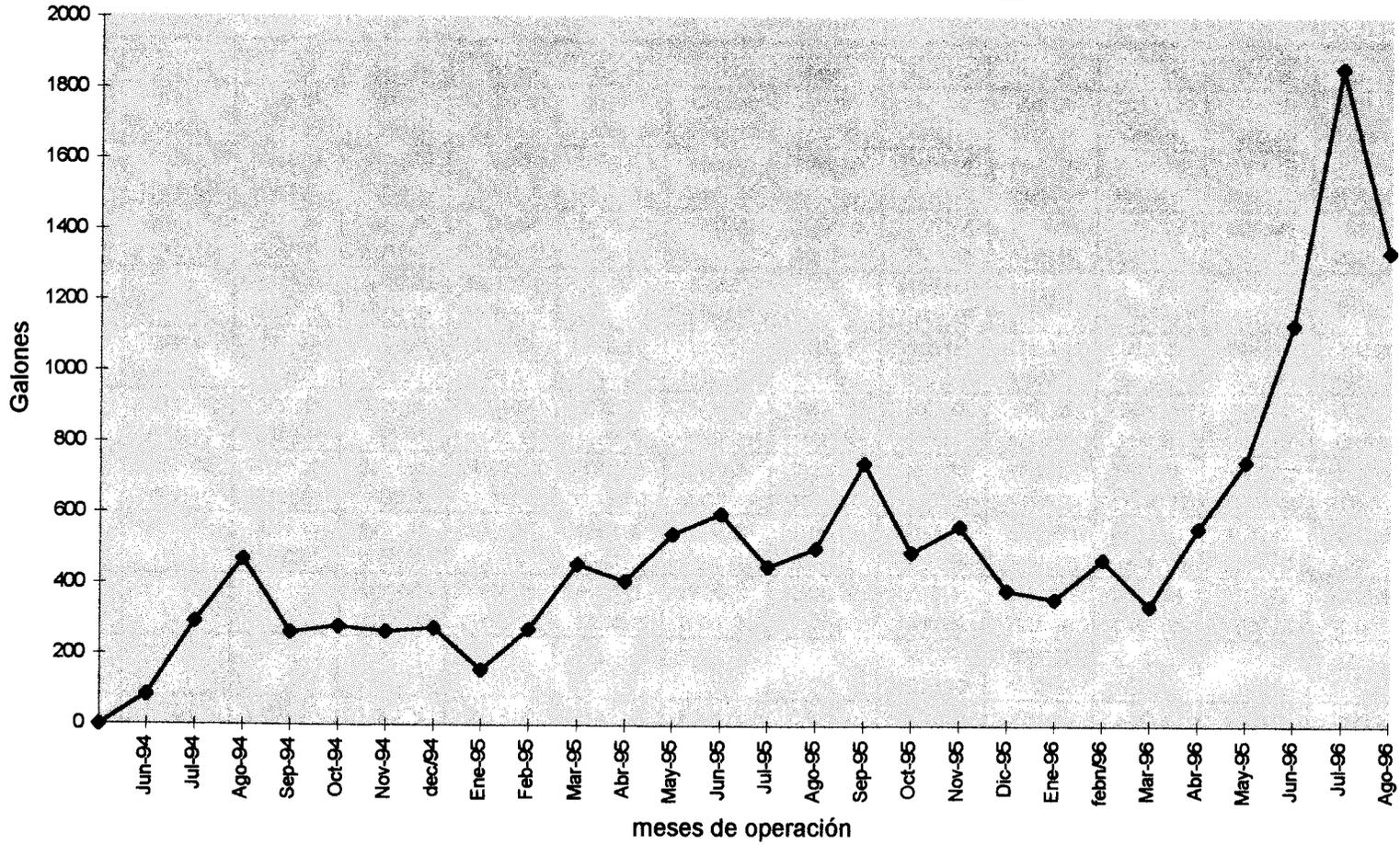
APÉNDICE L. CONSUMO MENSUAL DE GALONES DE ANTIESCALA DURANTE LAS OPERACIONES DE YPF.



APÉNDICE M. CONSUMO MENSUAL DE GALONES DE INHIBIDOR DE CORROSIÓN PARA AGUA DURANTE LAS OPERACIONES DE YPF



APÉNDICE N. CONSUMO MENSUAL DE GALONES DE BIOCIDA DURANTE LAS OPERACIONES DE YPF



APÉNDICE O -1
RENDIMIENTO DE LOS QUÍMICOS UTILIZADOS EN EL TRATAMIENTO DE CRUDO Y AGUA

	Jun-94	Jul-94	Ago-94	Sep-94	Oct-94	Nov-94	dec/94	Ene-95	Feb-95	Mar-95	Abr-95	May-95	Jun-95
Demulsificante	277.88 475.52	418.78 739.10	591.65 1216.84	823.69 1489.08	837.39 1456.46	648.14 1148.57	477.98 854.28	491.31 829.11	649.30 1258.35	632.40 1370.65	554.36 1293.99	573.87 1499.42	572.89 1565.54
F-46	3494.22 5979.55	1310.68 2313.21	6435.07 13234.82	11733.30 21211.61	5765.67 10028.23	4199.80 7442.47	2132.96 3812.19	7566.18 12768.26	5575.89 10806.10	4786.76 10374.77	4398.73 10267.53	8329.31 21762.96	
Antiespumante	3039.97 5202.21	3874.34 6837.81	2753.47 5662.98	1798.93 3252.12	3418.63 5946.02	1996.06 3537.22	2132.96 3812.19	1707.17 2880.93	2464.48 4776.18	1282.17 2778.96	1852.94 4325.15	1553.42 4058.81	1957.05 5348.02
Inhib. Parafinas		3733.45 6589.16	2603.28 5354.09	18282.12 33050.65		145313.20 257509.60		47288.60 79801.65					15478.49 42297.95
Total Químicos	237.31 406.11	271.97 480.00	385.67 793.20	523.60 946.57	602.36 1047.68	575.27 1019.44	330.05 589.90	360.43 608.24	47053.96 91190.72	389.09 843.30	388.98 907.97	398.99 1042.48	430.83 1177.32
Antiescala	1566.84 3769.72	902.66 2082.78	406.71 791.60	510.49 1142.43	539.73 1269.79	548.91 1259.83	661.12 1500.89	395.30 970.23	582.75 1204.02	582.81 1081.86	775.76 1357.20	822.13 1326.24	754.90 1190.58
Gal. Clarificador	1601.66 3853.49	4144.16 9562.10	2327.61 4530.38	8152.08 18243.62	5068.56 11924.47	3619.24 8306.76	3874.41 8795.72	5464.38 13412.04	5230.21 10806.10	9560.18 17746.32	14672.02 25668.84	15069.50 24309.69	15692.23 24748.80
Inhib. corros. crud		3894.14 8985.21	1891.18 3680.93	1878.84 4204.67	1293.60 3043.37	1747.61 4011.05	1921.11 4361.31	3632.74 8916.39	2716.99 5613.56	5797.13 10761.06	4179.03 7311.25	4279.56 6903.66	7449.85 11749.43
Inhib. corros. agua			13754.05 26770.43	23520.26 52636.22	8525.11 20056.45	4636.21 10640.89	2730.39 6198.56	2626.26 6446.01	3401.76 7028.36	3481.98 6463.51	5112.98 8945.20	4918.52 7934.41	6674.52 10526.64
Secuestr. oxigen								927.62 2276.79	2097.33 4333.27				
Gal. Biocida	2543.81 6120.25	1608.16 3710.62	1290.36 2511.51	2414.63 5403.72	1998.36 4701.41	2124.93 4877.08	2521.89 5725.21	4168.34 10230.98	3087.94 6379.99	2395.30 4446.33	3316.53 5802.29	2623.21 4231.69	2470.80 3896.80
Total Químicos	603.98 1453.13	448.88 1035.73	234.47 456.37	325.68 728.85	290.63 683.74	297.92 683.77	327.44 743.36	213.37 523.70	296.75 613.11	370.70 688.12	477.70 835.73	475.99 767.85	481.42 759.26

APÉNDICE O-2
RENDIMIENTO DE LOS QUÍMICOS UTILIZADOS EN EL TRATAMIENTO DE CRUDO Y AGUA

	Jul-95	Ago-95	Sep-95	Oct-95	Nov-95	Dic-95	Ene-96	Feb-96	Mar-96	Abr-96	May-96	Jun-96	Jul-96	Ago-96
Demulsificante	892.09 2345.90	715.96 1974.27	809.46 2449.00	1007.65 3248.28	993.06 3628.64	1132.77 4409.45	1297.20 5573.88	1533.54 6871.43	844.16 3682.52	800.63 3379.53	464.69 1976.70	639.62 2915.16	782.88 3705.01	632.25 3305.48
F-46	20555.31 54053.48	4514.97 12450.17	5574.68 16866.00	9287.00 29937.79	13377.09 48879.91	27952.74 108809.76	18431.02 79195.52	13879.83 62192.25	5466.06 23844.85	8396.83 35443.84	10440.94 44414.05	18880.56 86051.33	30509.35 144386.47	36923.12 193039.76
Antiespumante	1625.46 4274.41	1063.84 2933.58	938.42 2639.17	1046.27 3372.78	1219.36 4455.54	1414.28 5505.26	1744.95 7497.80	1757.32 7874.13	1921.08 8380.42	1460.83 6166.33	1463.26 6224.45	1881.09 8573.38	1839.22 8704.15	2112.31 11043.46
Inhib. Parafinas	9866.55 25945.67	17156.89 47310.64					16085.25 69116.09		36642.85 159848.81	12443.49 52525.20				
Total Químicos	530.17 1394.18	382.19 1053.90	403.16 1219.75	486.41 1568.02	525.80 1921.29	615.14 2394.52	684.74 2942.25	773.29 3464.91	911.85 3977.80	468.82 1978.93	341.16 1451.24	465.55 2121.81	539.43 2552.85	480.27 2510.92
Antiescala	821.62 1325.79	690.45 1083.30	1025.93 1532.44	1127.01 1609.74	1875.83 2582.62	1718.21 2312.21	2302.05 3000.30	1982.22 2551.70	2360.94 3063.11	2383.08 3122.92	2850.89 3727.05	1881.34 2410.15	2365.19 2998.86	2309.42 2855.62
Gal. Clarificador	14104.49 22759.36	14547.86 22825.31	14704.97 21965.02	16942.73 24199.72	19160.25 26379.63	23102.01 31088.50	23712.98 30905.57	22096.38 28444.52	25393.60 32945.94	15260.47 19998.13	24521.95 32058.26	32099.31 41121.88	32812.05 41602.88	19038.61 23541.43
Inhib. corros. crud	7242.85 11687.24	2165.09 3396.98	1798.05 2685.77	2369.61 3384.58	2428.76 3343.90	2605.82 3506.67	1969.41 2566.77	2249.75 2896.09	1631.47 2116.68	1799.23 2357.81	1394.96 1823.67	1706.93 2186.72	1613.26 2045.48	1738.49 2149.66
Inhib. corros. agua	3654.35 5896.74	4470.23 7013.71	24319.76 36326.77	5336.29 7621.96	9285.35 12783.98	8381.52 11279.06	7402.78 9648.19	4273.51 5501.26	3051.89 3959.56	1681.89 2204.04	2082.64 2722.70	1974.54 2529.54	1480.62 1877.30	1593.68 1970.60
Secuestr. oxigen										22178.55 29063.95	11246.27 14702.58	13950.85 17872.20	14028.34 17786.74	8429.62 10423.31
Gal. Biocida	3573.14 5765.70	3310.29 5193.78	2559.97 3823.87	4149.24 5926.46	4288.09 5903.79	7177.91 9659.35	8147.20 10618.39	6064.75 7807.11	9841.90 12768.99	5972.68 7826.92	4371.88 5715.48	3207.09 4108.55	2080.51 2637.90	2919.16 3609.57
Total Químicos	505.16 815.13	399.24 626.40	492.46 735.59	527.95 754.08	747.43 1029.05	788.85 1061.56	805.05 1049.24	717.81 924.04	664.38 861.98	541.12 709.11	524.60 685.82	490.56 628.45	434.69 551.16	415.69 514.01

APÉNDICE P-1
COSTO DE LOS QUÍMICOS UTILIZADOS EN EL TRATAMIENTO DE CRUDO Y AGUA

	Jun-94	Jul-94	Ago-94	Sep-94	Oct-94	Nov-94	Dic-94	Ene-95	Feb-95	Mar-95	Abr-95	May-95	Jun-95
Demulsificante de acción continua	12034	16181	10506	10498	9907	12331	20273	20020	14893	15554	20280	16889	16599
Demulsificante de acción rápida	1094	5640	1068	804	1570	2076	4956	1500	1920	2340	2764	1260	0
Antiespumante	1000	1590	2080	4370	2206	3640	4130	5540	3620	7280	4318	4335	3350
Inhibidor de Parafinas		1617	1430	280		33		125					539
Total químicos tratamiento crudo	14078	25028	15084	15952	13682	18080	29359	27185	20433	25174	27362	22484	20458
Antiescala	1380	5220	14880	12440	10330	10220	10490	16450	14330	18700	21054	20848	23660
Clarificador	3105	2615	4378	3739	5280	5198	4117	2737	3680	2622	2116	2162	2162
Inhibidor de corrosión crudo								701	399				
Inhibidor de corrosión agua		1029	2720	2873	3664	2729	3069	1522	2618	1598	2746	2814	1683
Secuestrante de oxígeno			374	230	556	1029	2159	2105	2091	2661	2245	2448	1879
Biocida	850	2930	4690	2630	2790	2640	2750	1560	2710	4550	3456	3489	3433
Total químicos tratamiento agua	5335	11794	27042	21912	22619	21815	22855	24373	27255	30131	31515	31781	32842

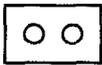
APÉNDICE P-2
COSTO DE LOS QUÍMICOS UTILIZADOS EN EL TRATAMIENTO DE CRUDO Y AGUA

	Jul-95	Ago-95	Sep-95	Oct-95	Nov-95	Dic-95	Ene-96	febn/96	Mar-96	Abr-96	May-95	Jun-96	Jul-96	Ago-96
Demulsificante acción continua	12443	14828	13016	10058	10306	9439	7700	6029	13232	14513	26337	19606	14973	16498
Demulsificante acción rapida	576	2508	2016	1164	816	492	634	779	2389	1624	1267	844	673	495
Antiespumante	4674	6830	7685	6630	5297	4771	3904	3588	3966	5447	4884	3848	4346	3365
Inhibidor de Parafinas	659	344					550		270	830	0	0	0	0
Total químicos tratamiento crud	18351	24509	22717	17851	16419	14702	12788	10396	19857	22414	32488	24298	19992	20358
Antiescala	23773	29420	27735	21365	14665	20791	16724	18962	18599	18567	15101	25450	21608	22308
Clarificador	2622	2622	2967	2760	2898	2737	2632	2761	2803	4665	2926	2486	2525	4510
Inhibidor de corrosión crudo										150	290	260	276	463
Inhibidor de corrosión agua	1887	6511	8968	7276	8446	8968	14662	12543	20186	18305	23146	21038	23760	22226
Secuestrante de oxigeno	3740	3154	663	3239	2208	2786	3901	6603	10791	19582	15503	18186	25889	24245
Biocida	2588	2881	4261	2818	3235	2201	2263	2970	2136	8520	4722	7159	11780	8463
Total químicos tratamiento agua	34610	44585	44593	37457	31652	37483	40182	43859	54515	65629	63312	76618	88482	85504

APÉNDICE P - 3
COSTO DE QUÍMICOS POR GALÓN

Demulsificante de acción continua	US \$	11.3
Demulsificante de acción rápida		19.8
Antiespumante		7.7
Antiescala		13.2
Clarificador		22
Inhibidor de corrosión		9.9
Inhibidor de corrosión agua		9.89
Secuestrante de oxígeno		8.1
Biocida		6.33

SIMBOLOGIA

	Batidor de bajas revoluciones
	Bombas de vacío
	Control Logico Programable
	Convertidor de señal eléctrica a neumática
	Convertidor de señal neumática a eléctrica
	Enfriadores
	Elemento de seguridad de presión (disco de ruptura)
	Intercambiador de Calor
	Instrumento montado en panel
	Instrumento montado fuera de panel
	Señal eléctrica
	Señal neumática
	Válvula
	Válvula de control de presión (autocontrolada)
	Válvula neumática
	Válvula de Paro Total
	Válvula de seguridad de presión
	Válvula de seguridad de presión de vacío
	Válvula Selenoide

BIBLIOGRAFIA

1. PATTON, Charles C. "Applied Water Technology". Campbell Petroleum Series. Second Edition. 1995. Pag 53-67.
2. SANCHEZ GOMEZ, Miguel. "Monitoreo de Corrosión". Petroecuador. Agosto de 1992. Pag 1-18.
3. WHALEM, Bruce. "Basic Instrumentation". Petroleum Extension Service. Third Edition. Texas 1983. Pag 37-55, 65-77, 281-283.
4. DRAKE, Donald. "Curso de Corrosión y Escala". Tercer Seminario Técnico. Enero de 1996.
5. INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO. "Operación de Baterías de Separación, Deshidratación y Bombeo de aceite". Villahermosa, Tabasco, Octubre de 1993. Pag 13-15, 37-45.