



Bases Técnicas para la Contratación de Tratamiento Químico Integral para Plantas de Proceso de la Refinería “Miguel Hidalgo” en Tula de Allende, Hidalgo.

Entregable: Bases técnicas

Fecha: 30 de Agosto de 2013



Bases Técnicas

Tratamiento Químico Integral para plantas de proceso de la Refinería “Miguel Hidalgo” en Tula de Allende, Hidalgo.



HOJA DE CONTROL

Título	Elaboración de Bases Técnicas para la Contratación de Tratamiento Químico Integral para Plantas de Proceso de la Refinería "Miguel Hidalgo", ubicada en Tula de Allende, Hidalgo.		
Autor	Grupo de Trabajo de la Gerencia de Ingeniería de Proceso y personal del Grupo Técnico de la Refinería.		
Versión	2	Fecha:	08-08-2013
¹ Revisado por:	Especialistas Técnicos y Administrativos de la DJ, GIP, GRM, GCP y OIC	Fecha revisión:	22-08-2013
¹ Validado por:	Grupo Técnico de la Refinería	Validación:	
² Aprobado por:	J. Refugio Ortega Gutiérrez	Fecha aprobación:	30-08-2013
		Número total páginas:	100

(1) Los Especialistas Técnicos de la Gerencia de Ingeniería de Procesos serán los responsables de la revisión de la documentación interna y el Grupo Técnico de la Refinería será el responsable de validar las Bases Técnicas.

(2) Los entregables serán aprobados por el Gerente de la Refinería.

LISTA DE CAMBIO

Versión	Razones de Cambio	Responsable del Cambio	Fecha de Cambio
2	Revisión Administrativa	DJ, GIP, GRM y OIC	08/08/2013

Índice

1.	Objetivo _____	4
1.1	Datos para cumplimiento del objetivo _____	4
2.	Alcances _____	5
3.	Términos y definiciones _____	5
4.	Especificaciones técnicas a cumplir en el TQI _____	7
4.1	Requerimientos del tratamiento _____	7
4.2	Parámetros de calidad de Seguimiento _____	17
5.	Etapa de evaluación técnica _____	18
5.1	Programa de pruebas de laboratorio _____	18
5.2	Análisis a realizar _____	19
5.3	Resultados de las pruebas de laboratorio _____	20
5.4	Propuesta técnica _____	22
5.5	Equipos, monitoreo y control, como parte del servicio _____	25
5.6	Método de evaluación técnica _____	26
5.7	Motivos de desechamiento _____	26
6.	Obligaciones del licitante ganador _____	27
7.	Resultados a garantizar _____	28
8.	Compromisos de la Refinería _____	29
9.	Planes de contingencia _____	29
10.	Criterios de inspección _____	31
11.	Normas y procedimientos aplicables _____	31
12.	Inicio del servicio y vigencia del contrato _____	33
13.	Evaluación de los resultados del Tratamiento _____	33
14.	Anexos _____	35
14.1	Anexo I: Condiciones de operación típicas de la carga y de las corrientes a tratar (flujo, temperatura, presión) _____	35
14.2	Anexo II: Calidad de las cargas y del agua de lavado _____	44
14.3	Anexo III: Matriz con listado de análisis y frecuencia a realizar por el licitante ganador y los puntos de muestreo. _____	53
14.4	Anexo IV: Diagrama esquemático con la cantidad, la ubicación, el diámetro de la(s) toma(s) de los cupones de corrosión y probetas corrosimétricas requeridos, de cada sección de cada Planta _____	65
14.5	Anexo V: Copia del Programa Institucional de Reparaciones _____	96

1. Objetivo

Aplicación de Tratamiento Químico Integral en las Plantas de Proceso de la Refinería “Miguel Hidalgo”, ubicada en Tula de Allende, Hidalgo con el objetivo de prolongar la corrida operacional de las Plantas de Proceso y de mantener dentro de los parámetros de conductividad y lubricidad al Diesel UBA producido.

1.1 Datos para cumplimiento del objetivo

Tabla 1. Plantas de Proceso.

Plantas de Proceso	Capacidad de diseño (mbd)	Procesamiento típico (mbd)	Periodo mínimo de operación continua (meses)
Tanques de crudo (Pretratamiento)	315	300	36
Combinada	150	150	36
Primaria 2	165	150	36
Hidrosulfuradora de Gasolina U-400 1	36.5	32	36
Hidrosulfuradora de Gasolina U-400 2	36	32	36
Reformadora de Naftas U-500 1	35	28	36
Reformadora de Naftas U-500 2	30	25	36
Hidrosulfuradora de Destilados Intermedios U 700 1	25	18	36
Hidrosulfuradora de Destilados Intermedios U-700 2	25	18	36
Hidrosulfuradora de Destilados intermedios U-800 1	25	18	36
Hidrosulfuradora de Destilados intermedios U-800 2	25	18	36
Hidrosulfuradora Profunda de Destilados HDD-V	25	18	36
Hidrosulfuradora de GOV's HDG	21.35	18	36
Hidrosulfuradora de GOV's H-Oil DC	Tren 1 = 25 Tren 2 = 25	Tren 1 = 18 Tren 2 = 18	36
Catalítica FCC-1	40	32	36



Plantas de Proceso	Capacidad de diseño (mbd)	Procesamiento típico (mbd)	Periodo mínimo de operación continua (meses)
Catalítica FCC-2	40	32	36
Reductora de Viscosidad	41	(1)	36
Hidrodesulfuradora de Gasolina FCC		(1)	
Aguas Amargas		(1)	
Endulzadora de Gas		(1)	
Plantas Girbotol (gas amargo, M ³ /D)		(2)	
Sector 2 FCC-1	362,937	178,100	
Sector 3 U-600 1	261,366	253,793	
Sector 8 U-600-2	261,360	383,000	
Sector 8 HDD-5	49,656	27,110	36
Sector 9 FCC-2	393,606	152,766	
Sector 10 H-Oil DC	180,000	138,000	
Sector 11 HDG	38,808	23,091	

*Notas:

(1) Estas Plantas entraran en operación entre 2014 y el 2015, de acuerdo con el programa del Proyecto de Calidad de Combustibles Limpios y de Rehabilitación de la Planta Reductora de Viscosidad, al entrar en operación deberán integrarse al esquema de Tratamiento Químico Integral con la compañía que resulte ganadora de esta misma licitación. Para lo cual se generará un Adendum.

(2) Gas amargo.

2. Alcances

Como resultado de esta licitación, todos los tratamientos para las Plantas de Proceso se contratarán con un solo proveedor y, de conformidad con las nuevas disposiciones de contratación de la Ley de PEMEX, dicho proveedor debe ofertar las mejores condiciones técnico-económicas y cumplir con el compromiso de trabajar por resultados comprobables y, del mismo modo, cumplir con las garantías estipuladas.

El Tratamiento Químico Integral deberá aplicarse a partir de las 00:00 horas del 01 de enero del 2014 y hasta el 31 de diciembre del 2016 a las Plantas de Proceso enlistadas en el numeral anterior.

3. Términos y definiciones

ÁREA DE TRANSFERENCIA: Sitio delimitado, destinado dentro del centro de trabajo para la ubicación de contenedores de los aditivos químicos, antes de su dosificación.



BASES DE LICITACIÓN: Es el compendio de los documentos en los que se establecen los requisitos legales, técnicos, administrativos y económicos para participar en una licitación pública, de conformidad con las convocatorias que se emitan, incluyendo cualquier modificación derivada de aclaraciones formulados por escrito por Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios.

B/D: Barriles por día

COEFICIENTE DE TRANSFERENCIA DE CALOR (U) RELATIVO: Es la relación entre la cantidad de calor que atraviesa, durante la unidad de tiempo, una pared de separación entre un fluido caliente hacia el lado frío. Se expresa en: $\text{btu/hr pie}^2 \text{ } ^\circ\text{F}$ o en $\text{kcal/h m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$.

CORROSIÓN: Reacción química o electroquímica entre un metal (por ejemplo acero) y su ambiente (agua, sólidos y gases) que produce un desgaste del metal que retorna a su estado natural como óxido.

ENSUCIAMIENTO: Depósitos suaves tales como fango, arena, arcilla, material orgánico, entre otros, que se sedimentan en todas las partes del sistema, debidos a los sólidos suspendidos.

ESPUMACIÓN: Modificación de la tensión superficial de un líquido que da como resultado la acumulación de burbujas en su superficie.

IMPACTO AMBIENTAL: Es la modificación del ambiente, ocasionada por la acción del hombre o de la naturaleza.

MATERIAL PELIGROSO: Elemento, sustancia, residuo o mezcla de ellos que por sus características representa un riesgo para el ambiente, la salud o los recursos naturales.
mbd: Miles de barriles por día.

mpa: Milésimas de pulgada por año.

ppm: Partes por millón, en peso.

PROBETA CORROSIMÉTRICA: Elemento de medición que contiene componentes para medir velocidad de la corrosión por resistencia eléctrica o resistencia a la polarización lineal, que permite registros instantáneos acumulados, locales o remotos.

Psig: Libras por pulgada cuadrada manométrica.

TESTIGO DE CORROSIÓN: Espécimen metálico de prueba usado para evaluar por métodos gravimétricos y por observación la efectividad de algún inhibidor de corrosión en particular.

TRATAMIENTO QUÍMICO INTEGRAL: La aplicación de un Tratamiento químico en las Plantas de Proceso incluye: la medición y control de los fenómenos de corrosión,

incrustación y ensuciamiento entre otros, mediante el suministro y la dosificación de reactivos químicos, con equipo de dosificación, medición y control, equipo de seguridad, equipo de transporte y maniobras, servicio técnico, asesoría y garantías de cumplimiento, entre otros.

VELOCIDAD DE CORROSIÓN: Índice que representa la rapidez de deterioro o disolución de una superficie metálica al estar expuesta y reaccionar con el ambiente corrosivo en un tiempo establecido y que se mide por medio de testigos de corrosión.

4. Especificaciones técnicas a cumplir en el TQI

El licitante debe proponer y someter a consideración de PEMEX Refinación la tecnología que permita cumplir con los alcances establecidos en el numeral 2 de estas Bases Técnicas.

El licitante debe incluir en su propuesta las hojas técnicas y de seguridad de los productos químicos propuestos en el tratamiento, que indique su concentración o porcentaje de agente activo de acuerdo a la norma NOM-018-STPS-2000.

4.1 Requerimientos del tratamiento

4.1.1 Tanques de crudo (pretratamiento)

- a) Romper la tensión superficial de los contaminantes sólidos recubiertos de aceite para facilitar su separación y minimizar su contenido en el crudo de los tanques de almacenamiento.
- b) Minimizar el contenido de sal en el crudo de los tanques de almacenamiento que dan carga a las Plantas Primarias.
- c) Maximizar la separación de la salmuera y agua libre, minimizando la cantidad de aceite en el efluente producto del purgado de los tanques.

4.1.2 Plantas de Destilación Atmosférica y de Vacío

- a) Maximizar la separación de la salmuera y el agua libre, así como minimizar el contenido de sal en el crudo desalado y la cantidad de aceite en la salmuera efluente de la desaladora.
- b) Mantener en suspensión los asfaltenos contenidos en el crudo desalado en su paso por los intercambiadores de calor y calentadores atmosféricos; en el residuo atmosférico en su paso por los calentadores de vacío y en el residuo de vacío en su paso por los intercambiadores contra crudo, a fin de evitar la

formación de depósitos y prescindir de la limpieza de estos equipos durante la corrida operacional de la Planta.

- c) Controlar la velocidad de corrosión en el domo y en las líneas del domo de torres despuntadoras, fraccionadoras atmosféricas y de vacío, así como en agotadores, acumuladores, condensadores, circuitos de salida, circuitos de tubería y equipos de bombeo de las secciones de despunte de crudo, destilación atmosférica, agotamiento, estabilización de gasolina y destilación al vacío.
- d) Mantener los valores de Hierro, cobre y níquel en las aguas amargas de los acumuladores de la torre atmosférica y la torre de vacío conforme a lo indicado en la tabla siguiente.
- e) Neutralizar la corriente de vapores del domo de las torres de destilación atmosférica, de despunte (solo en contingencia) y de vacío (solo en contingencia) para mantener controlado el pH de las aguas amargas conforme a lo indicado en la tabla siguiente. El producto aplicado debe ser dispersable pero no soluble en hidrocarburo y sus sales de neutralización deben ser solubles en agua, NO debe aportar nitrógeno amoniacal a los productos de la destilación (es decir, gasolina, turbosina, kerosina, diesel, gasóleos, residuos), las sales productos de la reacción de neutralización NO deben formar depósitos ni incrustaciones que propicien la corrosión. Por lo que el licitante deberá presentar la literatura de sus productos y las pruebas de laboratorio certificadas con las que avale este requerimiento técnico.

Para llevar a efecto los puntos antes citados, el Tratamiento Químico Integral propuesto, debe cumplir con los parámetros de calidad siguientes:

Tabla 2 Tanques de Crudo y Plantas de Destilación Atmosférica y de Vacío

Parámetro	Método	Valor	Unidad
Remoción de sal en el crudo almacenado.	ASTM-3230	Mayor o igual a 60	%
Sal en el crudo desalado (con un 3% vol. Máximo de Slop Oil en el crudo de carga).	Método de referencia UOP-579-64T	Menor o igual a 1.0 para una etapa de desalado o 95% de eficiencia ⁽¹⁾	lb/1000 Bls.
Sal en el crudo desalado (con un 3% vol. Máximo de Slop Oil en el crudo de carga).	Método de referencia UOP-579-64-T	Menor o igual a 0.5 para dos etapas de desalado o 98 % de eficiencia ⁽¹⁾	lb/1000 Bls.
Cloruros en agua amarga de acumuladores.	ASTM-D-512-12	Máximo 60.0	ppm

Parámetro	Método	Valor	Unidad
Grasas y aceite en efluente de salmuera en una etapa.	Extracción / Colorimétrico	Menor o igual a 50	ppm
Grasas y aceite en efluente de salmuera en dos etapas.	Extracción / Colorimétrico	Menor o igual a 30	ppm
Agua libre por destilación a la salida del crudo desalado.	ASTM-D-4006	Menor o igual a 0.25	% vol.
Agua y sedimento a la salida del crudo desalado.	ASTM-D-4007	Menor o igual a 0.40	% vol.
Pérdida de eficiencia térmica por ensuciamiento de los trenes de intercambiadores de calor, posterior a desaladoras y hasta la entrada a calentadores atmosféricos y de vacío, con respecto al valor base de inicio del contrato o equipo limpio.	Cálculo	Menor o igual a 3 en Combinadas	% anual
Contenido de asfaltenos (insolubles en heptano) en el residuo de vacío, con respecto al contenido de asfaltenos en el crudo.	ASTM-D-3279	Mayor o igual a 90	%
Concentración de Hierro (Fe) en las aguas amargas de acumuladores de la torre atmosférica y la de vacío.	Absorción atómica NMX-AA-051-SCFI-2001	Menor o igual a 0.8	ppm
Concentración de cobre (Cu) en las aguas amargas de acumuladores de la torre atmosférica y la de vacío.	Absorción atómica NMX-AA-051-SCFI-2001	Menor o igual a 0.3	ppm
Concentración de níquel (Ni) en aguas amargas de acumuladores de la torre atmosférica y la de vacío.	Absorción atómica NMX-AA-051-SCFI-2001	Menor o igual a 0.5	ppm
Velocidad de corrosión en acero al carbón en los condensadores y líneas de vapores de Torres de despunte, atmosférica, estabilizadora y de vacío.	GPASI-IT-5200	Menor o igual a 3.0	mpa
Velocidad de corrosión en Admiralty en la salida de condensadores de torres de despunte, atmosférica, estabilizadora y de vacío.	GPASI-IT-5200	Menor o igual a 0.5	mpa

Parámetro	Método	Valor	Unidad
Velocidad de corrosión en Monel en los condensadores de la Torre atmosférica.	GPASI-IT-5200	Menor o igual a 0.5	mpa
pH en aguas amargas de Torres atmosférica, estabilizadora y de vacío.	NMX-AA-008-SCFI-2000	6.0 a 7.0	--
pH en aguas amargas de Torres de despunte.	NMX-AA-008-SCFI-2000	6.0 a 8.0	--

(1) Con base al cálculo de desalado óptimo: $A = Z \{So + [(W Sw) / 100]\} / X + W$

Dónde:

- A = desalado óptimo.
- So = contenido de sal en el crudo sin desalar, lb/1000 bls.
- Sw = contenido de sal en el agua fresca, lb/1000 bls.
- W = agua de lavado % volumen.
- X = contenido de agua en el crudo sin desalar, % volumen.
- Z = contenido de agua en el crudo desalado, % volumen.

Y a la eficiencia que presenta una Desaladora:

$$R = (So - S / So) \times 100$$

Dónde:

- R = sal removida en %.
- So = contenido de sal en crudo, lb/1000bls.
- S = contenido de sal en crudo desalado, lb/1000 bls.

La **eficiencia de toda operación de desalado** se puede expresar como:

$$E = [(So - S) / (So - A)] \times 100$$

4.1.3 Plantas Hidrodesulfuradoras (Sectores operativos 3, 8, 10 y 11)

- a) Controlar la velocidad de corrosión en líneas de vapores, condensadores y acumuladores de las secciones de reacción, agotamiento, separación y debutanizadora, así como en enfriadores del efluente de reacción.
- b) Mantener en suspensión el material orgánico ensuciante a su paso por los intercambiadores de calor y reactores de la sección de carga y reacción.
- c) Reducir el contenido de cloruros contenidos en las cargas a las Plantas y en el hidrógeno de recirculación.

- d) Controlar el ensuciamiento y la corrosión por depósitos de sales de amonio en los intercambiadores de calentamiento de carga a la columna agotadora, con mínima adición de agua de lavado, manteniendo una relación agua-hidrocarburo de 1 a 3% máximo, sin que afecte la operación de los equipos y la calidad de los productos.
- e) Mantener la conductividad y la lubricidad en el Diesel UBA dentro de los parámetros de calidad que marca la especificación E-323 de PEMEX Refinación.

Para llevar a efecto los puntos antes mencionados, el Tratamiento Químico Integral propuesto, debe cumplir los siguientes parámetros de calidad:

Tabla 3 Plantas Hidrodesulfuradoras.

Parámetro	Método	Valor	Unidad
Velocidad de corrosión en acero al carbón en condensadores.	GPASI-IT-5207	Menor o igual a 3.0	mpa
Velocidad de corrosión en acero inoxidable en condensadores.	GPASI-IT-5207	Menor o igual a 1.0	mpa
Velocidad de corrosión en Admiralty en condensadores.	GPASI-IT-5207	Menor o igual a 0.5	mpa
Concentración de Hierro (Fe) en las aguas amargas de los acumuladores.	Absorción atómica NMX-AA-051- SCFI-2001	Menor o igual a 0.8	ppm
Concentración de cobre (Cu) en las aguas amargas de los acumuladores.	Absorción atómica NMX-AA-051- SCFI-2001	Menor o igual a 0.3	ppm
Concentración de cromo (Cr) en aguas amargas de los acumuladores.	Absorción atómica NMX-AA-051- SCFI-2001	Menor o igual a 1.0	ppm
Concentración de níquel (Ni) en aguas amargas de condensadores	Absorción atómica NMX-AA-051- SCFI-2001	Menor o igual a 0.5	ppm
Pérdida de eficiencia térmica por ensuciamiento de los trenes de intercambiadores de calor, con respecto al valor base de inicio del contrato o equipo limpio.	Cálculo	Menor o igual a 3.0	% anual



Parámetro	Método	Valor	Unidad
Penetración de hidrógeno en probetas	GPASI-IT-5203	Menor o igual a 1.0	psig/día
Penetración de hidrógeno en probetas tipo parche	GPASI-IT-5203	Menor o igual a 5.0	Micro amperes
Conductividad (del Diesel UBA)	ASTM-D-975 (ASTM-D-2624)	Mínimo 25	pS/m
Lubricidad (del Diesel UBA)	ASTM-D-6079	Máximo 520	micrones
Control de pH en aguas amargas de acumuladores	NMX-AA-008-SCFI-2000	6.0 a 7.0	pH

4.1.4 Plantas Catalíticas FCC

- a) Controlar la velocidad de corrosión en el circuito del domo de la torre fraccionadora, en la línea de gasolina de reflujo de la torre fraccionadora, en la línea de extracción de nafta de la torre fraccionadora-agotadora, en el primero y segundo paso de compresión de gases, en la línea de succión de la bomba de agua amarga, con la adición de agua de lavado requerida, así como en sistemas contaminados con ácido sulfhídrico (H_2S) y amoniaco (NH_3).
- b) Evitar el ampollamiento por hidrógeno en el separador de alta presión del segundo paso de compresión de gases, en el fondo del absorbedor primario, en la entrada de nafta al agotador, en el domo del absorbedor primario, en el domo y en fondo del absorbedor secundario y en sistemas contaminados con ácido cianhídrico (HCN).
- c) Controlar la velocidad de corrosión y el ampollamiento por hidrógeno en la sección de amina, específicamente en las líneas de entrada y salida del precalentador de amina rica, en las líneas de entrada y salida del condensador de la torre regeneradora de DEA y en las líneas de entrada y salida del rehervidor, así como en sistemas con alta concentración de ácido sulfhídrico (H_2S), bióxido de carbono (CO_2) y amoniaco (NH_3). La capacidad de proceso no deberá verse afectada por los productos químicos aplicados así como tampoco deberán formar espuma.
- d) Controlar el ensuciamiento por depósitos de compuestos orgánicos en los cambiadores de calor de la sección de fondos de la fraccionadora principal y la torre desbutanizadora.
- e) Controlar la formación de sales en los lechos/platos superiores de la torre fraccionadora.
- f) Controlar la formación de goma preformada en la corriente de gasolina producto.

Para llevar a efecto los puntos antes mencionados, el Tratamiento Químico Integral propuesto, debe cumplir los siguientes parámetros de calidad:

Tabla 4 Plantas Catalíticas FCC

Parámetro	Método	Valor	Unidad
Penetración de hidrógeno en probetas	GPASI-IT-5203	Menor o igual a 1.0	psig/día
Penetración de hidrógeno en probetas tipo parche	GPASI-IT-5203	Menor o igual a 5.0	Micro amperes
Velocidad de corrosión en acero al carbón a la entrada de los condensadores y en líneas de vapor de domo.	GPASI-IT-5203	Menor o igual a 3.0	mpa
Velocidad de corrosión en Admiralty en la salida de los condensadores.	GPASI-IT-5203	Menor o igual a 0.5	mpa
Velocidad de corrosión del circuito del domo de la torre de agua amarga	GPASI-IT-5203	Menor o igual a 3.0	mpa
Velocidad de corrosión en líneas y equipos en el circuito de amina (Tratamiento girbotol)	GPASI-IT-5203	Menor o igual a 3.0	mpa
Concentración de Hierro (Fe) en las aguas amargas.	Absorción atómica NMX-AA-051-SCFI-2001	Menor o igual a 0.8	ppm
Concentración de cobre (Cu) en aguas amargas.	Absorción atómica NMX-AA-051-SCFI-2001	Menor o igual a 0.3	ppm
Control de pH en aguas amargas de acumuladores	NMX-AA-008-SCFI-2000	6.0 a 7.0	pH

Parámetro	Método	Valor	Unidad
Pérdida de eficiencia térmica por ensuciamiento de los trenes de intercambiadores de calor, con respecto al valor base de inicio del contrato o equipo limpio.	Cálculo	Menor o igual a 3	% anual
Concentración de gomas en gasolina a tanques.	ASTM-D-381-12	Menor o igual a 4.0	mg/100 ml.

4.1.5 Planta Tratadora y Fraccionadora de Hidrocarburos ligeros y pesados. Sección Regeneradora de Amina.

- a) Controlar la velocidad de corrosión y el ampollamiento por hidrógeno de las superficies metálicas de la sección de Tratamiento con amina, en sistemas con alta concentración de ácido sulfhídrico (H₂S), bióxido de carbono (CO₂) y amoníaco (NH₃). Al hacerlo, no se deberán provocar alteraciones en el proceso ni se deberá formar espuma que limite la capacidad de procesamiento.

Para llevar a efecto los puntos antes citados, el Tratamiento Químico Integral propuesto, debe cumplir con los parámetros de calidad siguientes:

Tabla 5 Planta Tratadora y Fraccionadora de Hidrocarburos ligeros y pesados. Sección Regeneradora de Amina.

Parámetro	Método	Valor	Unidad
Penetración de hidrógeno en probetas	GPEI-IT-5202	Menor o igual a 1.0	psig/día
Penetración de hidrógeno en probetas tipo parche	GPEI-IT-5202	Menor o igual a 5.0	Micro amperes
Velocidad de corrosión en acero al carbón a la entrada de los condensadores y en líneas de vapor de domo.	GPEI-IT-5202	Menor o igual a 3.0	mpa
Velocidad de corrosión en acero inoxidable en condensadores.	GPEI-IT-5202	Menor o igual a 1.0	mpa

Parámetro	Método	Valor	Unidad
Concentración de Hierro (Fe) en aguas amargas.	Absorción atómica NMX-AA-051-SCFI-2001	Menor o igual a 0.8	ppm
Control de pH en la solución de Amina (rica y pobre)	NMX-AA-008-SCFI-2000	10 a 11	pH
Sales térmicamente estables.	Método de referencia de UCARSOL Gas Treating Products de UNION CARBIDE / 312-42200-PO-STERMAT-49	Menor o igual a 1.0	%
Hierro en amina rica.	Absorción atómica NMX-AA-051-SCFI-2001	Menor o igual a 0.8	ppm
Hierro en amina pobre.	Absorción atómica NMX-AA-051-SCFI-2001	Menor o igual a 0.8	ppm

4.1.6 Planta Reductora de Viscosidad

- a) Aplicar el Tratamiento químico para mantener los equipos de proceso de la Planta libres de ensuciamiento orgánico e inorgánico y mantener la temperatura de reacción en 430°C máximo por el tiempo de corrida de 12 meses mínimo.
- b) Mantener en suspensión los asfaltenos en su paso por los intercambiadores de calor y calentadores tanto en la carga como en los circuitos de fondo de torres, evitando la formación de depósitos, prolongando los periodos de operación y minimizando los tiempos de mantenimiento de los equipos durante el tiempo de vigencia del contrato.

- c) Obtener un tiempo de corrida continuo en cambiadores, hornos y cajas de reacción en 12 meses mínimo.
- d) Controlar la corrosión en las líneas de vapores y condensadores en la sección de fraccionamiento.

Para llevar a efecto los puntos antes citados, el Tratamiento Químico Integral propuesto, debe cumplir con los parámetros de calidad siguientes:

Tabla 6 Planta Reductora de Viscosidad

Parámetro	Método	Valor	Unidad
Velocidad de corrosión en acero al carbón	GPASI-IT-5200	Menor o igual a 3.0	mpa
Velocidad de corrosión en Admiralty	GPASI-IT-5200	Menor o igual a 0.5	mpa
Concentración de Hierro (Fe) en las aguas amargas de los acumuladores.	NMX-AA-051-SCFI-2001	Menor o igual a 0.8	ppm
Concentración de cobre (Cu) en las aguas amargas de los acumuladores.	NMX-AA-051-SCFI-2001	Menor o igual a 0.5	ppm
Control de pH en aguas amargas de acumuladores	NMX-AA-008-SCFI-2000	6.0 a 7.0	pH
Pérdida de eficiencia térmica por ensuciamiento de los trenes de intercambiadores de calor, con respecto al valor base de inicio del contrato o equipo limpio.	Cálculo	Menor o igual a 3.0	% anual
Caída de presión en intercambiadores de calor	Lectura en campo	Menor o igual a 7.0	Kg/cm ²
Caída de presión en hornos	Lectura en campo	Menor o igual a 7.9	Kg/cm ²

4.2 Parámetros de calidad de Seguimiento

Considerar que el licitante ganador deberá dar seguimiento y reportar a PEMEX Refinación los siguientes parámetros de calidad:

Tabla 1 Plantas Primarias

Parámetro	Método	Valor	Unidad
Acidez en el crudo.	ASTM-664	Seguimiento	mg KOH/gr
Sílice en el crudo de carga	ASTM-D-5184-12	Seguimiento	ppm
pH en agua de lavado a desaladoras	NMX-AA-008-SCFI-2000	Seguimiento	—
Cloruros orgánicos	ASTM-D-4929	Seguimiento	ppm

Tabla 2 Plantas Hidrodesulfuradoras y Planta Tratadora y Fraccionadora de Hidrocarburos ligeros y pesados. Sección Regeneradora de Amina

Parámetro	Método	Valor	Unidad
Tendencia a la espumación en amina rica y pobre.	Método de referencia DOW CHEMICAL / 312-42200-PO-ESPAMIAT50	Nula	mm

Tabla 3 Plantas Catalíticas FCC

Parámetro	Método	Valor	Unidad
Control de N ₂ en carga a Planta	ASTM-D-5762	Menor o igual a 1100	ppm
Control de HCN / CN	NMX-AA-058-SCFI-2001	Menor o igual a 200/100	ppm

Notas aclaratorias para todo el Tratamiento Químico Integral:

- Las tecnologías utilizadas deben cumplir con el alcance de estas bases.
- La Compañía que resulte ganadora deberá usar solo los métodos que se señalan en estas bases. Cualquier otro método usado será solo como referencia y no será válido para los reportes. Los únicos resultados de laboratorio válidos para la evaluación son los reportados por el laboratorio de PEMEX.
- Los datos de velocidad de corrosión deben determinarse por medio de cupones gravimétricos. En el numeral 15 Anexo V se proporciona un listado de los puntos donde pueden instalarse los cupones y/o probetas.
- Aplicar el tratamiento químico en los equipos críticos y si el licitante, con base en su experiencia, considerase que existen condiciones que no permitan alcanzar y mantener la corrida operacional de las Plantas de Proceso identificadas en el numeral 2 de este documento, podría aplicar el tratamiento en equipos o puntos adicionales.
- Pérdida de eficiencia térmica por ensuciamiento de los trenes de intercambiadores de calor, con respecto al valor base de inicio del contrato o equipo limpio. Se mide con base al monitoreo de la diferencial de temperatura

5. Etapa de evaluación técnica

Como parte de la etapa de evaluación técnica se realizarán pruebas de laboratorio, de acuerdo al siguiente programa:

5.1 Programa de pruebas de laboratorio

Objetivo: Evaluar, mediante la realización de pruebas a nivel piloto, la efectividad de los desemulsificantes propuestos para el tratamiento químico integral de las emulsiones generadas en el proceso de desalado (rompimiento de la emulsión, humectación de sólidos, deshidratación de crudo, definición de interfase y reducción del contenido de aceite en la salmuera separada).

NOTA: El muestreo y manejo de tal se harán bajo los métodos ASTM-D-4057-06 y ASTM-D-5854-96(2000).

Las pruebas de laboratorio se llevarán a cabo durante 2 días consecutivos de acuerdo al siguiente programa:

- 5.1.1 Los licitantes que aprueben la precalificación documental, se presentarán a las 10:00 hrs. en la Superintendencia de Química de la Refinería “Miguel Hidalgo”, con los equipos, materiales, reactivos y analizadores, para que se les asigne el lugar de trabajo.

5.1.2 Cada licitante que participe en la prueba estará acompañado por una persona técnica adscrita al laboratorio de la Refinería, con la finalidad de realizar correctamente la instalación de los equipos necesarios para la prueba. Cabe señalar que cada participante deberá entregar los recipientes adecuados para recibir dichas muestras, un día antes de la realización de la prueba.

5.1.3 El día XX de XXXXX a las 09:00 hrs., personal del laboratorio de la Refinería entregará a cada participante las siguientes muestras:

- a) 20 litros de crudo mezcla.
- b) 20 litros de agua de lavado.

La muestra se entregará con los resultados de salinidad, agua por destilación y agua y sedimento del crudo de alimentación y 20 litros de agua de lavado utilizada en las desaladoras de las Plantas Primarias (con su análisis de pH, nitrógeno amoniacal, sulfhídrico).

5.1.4 Cabe señalar que cada participante debe entregar los recipientes adecuados para recibir estas muestras. Las pruebas y análisis se podrán realizar en el horario de las 10:00 a las 20:00 h en las instalaciones de la refinería.

5.2 Análisis a realizar

Los análisis que se realizarán serán los siguientes:

Tabla 10. Análisis a realizar en las pruebas de Laboratorio:

Prueba	Equipo Requerido	Medición	Método (equipo adicional requerido)	Valores requeridos
Evaluación de desemulsificantes para desalado de crudo	Desaladora portátil	Medición de salinidad en crudo desalado	Método de referencia ASTM D-3220	Menor de 2.0 lb NaCl/1000 bls
		Agua y sedimento en crudo desalado	ASTM-D-4007 (Centrifuga)	Menor de 0.5% vol.
		Agua libre por destilación en crudo desalado	ASTM-D-4006 (Equipo de destilación de laboratorio)	Menor de 0.3% vol.
		Grasas y aceites en salmuera separada	ASTM-D-3921 (Hach)	Menor de 50 ppm



En las pruebas y análisis arriba indicados se deberán utilizar los productos químicos, reactivos y equipos de la empresa licitante. Las pruebas de desalado se realizarán por duplicado y el resultado de ambas pruebas debe ser menor de 2.0 lb/1000 bls, en el entendido de que si uno de los dos valores resulta mayor de o igual a 2.0 lb/1000 bls, será motivo suficiente para no continuar en el proceso licitatorio

5.2.1 En la prueba de desalado los licitantes deben sujetarse a las siguientes condiciones:

- | | |
|-----------------------------------|-------------|
| • Temperatura | 80 – 90° C |
| • Concentración de agua de lavado | 8.0 % |
| • Voltaje | 1,500 volts |
| • Tiempo de residencia | 35 minutos |

Teniendo que realizar los análisis solicitados a la muestra de Crudo Maya de llegada a la Refinería, al crudo tratado y a la salmuera, en esta etapa de precalificación.

5.2.2 Al término de las pruebas, el licitante elaborará un reporte con los resultados de las mismas; el cual deberá tener el aval y firma del personal técnico del laboratorio de la Refinería que vigiló las pruebas; dicho reporte (impreso) deberá ser entregado, en sobre cerrado, al Superintendente de Química del Laboratorio, quien lo entregara al grupo evaluador.

5.3 Resultados de las pruebas de laboratorio

El licitante debe entregar como mínimo y no limitativo los siguientes resultados en su informe:

- Descripción del procedimiento utilizado.
- Concentración del aditivo utilizado

Tabla 11. Parámetros para el crudo.

Medición	Método (equipo adicional requerido)	Valores requeridos	Muestra 1	Muestra 2
Medición de salinidad en crudo desalado	Método de referencia ASTM D-3230	Menor de 2.0 lb NaCl/1000 bls		
Agua y sedimento en crudo desalado	ASTM-D-4007 (Centrifuga)	Menor de 0.5% vol.		
Agua libre por destilación en crudo desalado	ASTM-D-4006 (Equipo de destilación de laboratorio)	Menor de 0.3% vol.		
Grasas y aceites en salmuera separada	ASTM-D-3921 (Hach)	Menor de 50 ppm		

El licitante debe entregar evidencia fotográfica de la prueba, al menos de las siguientes etapas:

- Muestra de crudo mezcla.
- Muestra de agua de lavado.

5.3.1 El laboratorio de la refinería supervisara y verificará los resultados de las pruebas realizadas por los licitantes.

5.3.2 Se levantará el acta correspondiente y será firmada por los asistentes a quienes se les entregará copia de la misma. La falta de firma de algún licitante no invalidara su contenido y efectos.

5.3.3 Los resultados de las pruebas de laboratorio serán presentados al grupo de especialistas técnicos de la refinería, a cargo de la evaluación técnica de la evaluación de propuestas, para que se integren dichos resultados como parte de los puntos a calificar.

5.4 Propuesta técnica



El licitante debe garantizar en su propuesta técnica que como parte del Tratamiento Químico Integral que aplicará en Plantas de Proceso propondrá las mejores tecnologías para cumplir con lo siguiente:

- a. Debe entregar el programa y la memoria de cálculo de dosificación de los productos químicos y aditivos del Tratamiento químico propuesto.
- b. Presentar información técnica del sistema de monitoreo que cumpla con los requerimientos de estas bases técnicas.
- c. Debe entregar las hojas técnicas y de seguridad de acuerdo con la NOM-018-STPS-2000 o su equivalente internacional de hojas técnicas de productos químicos y aditivos.
- d. Debe entregar el programa de arranque del Tratamiento Químico Integral que contemple tiempos y rangos de control de los parámetros de calidad del sistema. Incluir los rangos de control de los parámetros de calidad del sistema cuando el sistema ya se encuentre estabilizado en un periodo menor de 30 días.
- e. Deben entregar planes de contingencia detallados para atender los derrames accidentales de los productos químicos y aditivos propuestos, que ocurran durante su almacenamiento, transporte o dosificación.
- f. Deben entregar planes de contingencia detallados que describan las actividades para cada caso de acuerdo a los eventos indicados en el apartado de Planes de Contingencia de estas bases técnicas.
- g. Proporcionar Tratamiento Químico Integral que, en forma enunciativa pero no limitativa incluya en total: productos químicos y aditivos; sistemas de dosificación, medición y control; operación, mantenimiento preventivo y correctivo; la preparación de aditivos químicos en tanques dosificadores, refacciones y materiales de consumo, que el licitante considere como mínimos para una operación óptima, continua y sostenida.
- h. Brindar apoyo tecnológico, asesoría y recomendaciones con base en la experiencia y tecnología del licitante ganador.
- i. El licitante ganador proporcionará el servicio y la asistencia técnica de forma continua las veinticuatro horas, los siete días de la semana, durante la vigencia del contrato. Deberá tener el personal técnico especializado necesario (mínimo 51) durante los tres turnos, incluyendo: un ingeniero químico como coordinador general, ingenieros químicos supervisores (mínimo 8), ingenieros químicos de seguridad (mínimo 8), personal técnico (mínimo 30), personal de mantenimiento (mínimo 4), a fin de cumplir con los parámetros de control y la totalidad de los requerimientos de las bases técnicas.
- j. El personal que el licitante ganador designe para dar seguimiento a las condiciones de operación y a los resultados de laboratorio, para ser aceptado por PEMEX Refinación deberá previamente aprobar una evaluación teórico-práctica que será aplicada y evaluada por el Jefe de Sector o el Ingeniero que se designe.



- k. El ingeniero supervisor responsable del servicio por parte del licitante ganador, deberá permanecer en la Refinería como mínimo en horario de 08:00 horas a 16:00 horas de lunes a sábado, y deberá estar localizable las horas restantes, incluyendo los domingos y días festivos. }
- l. El licitante ganador debe mantener un inventario de productos químicos y aditivos para 30 días de la dosificación y equipos suficientes para asegurar la continuidad del Tratamiento Químico Integral durante el período pactado, pudiéndolo almacenar en el área de transferencia que designe la Refinería.
- m. El suministro, almacenamiento, transportación, manejo, preparación y dosificación de los productos químicos y aditivos requeridos y necesarios para que el Tratamiento Químico Integral se realice de forma continua y sostenida durante el período pactado, será totalmente por cuenta y riesgo del Licitante ganador. Todo manejo de contenedores, así como el trasvase deberá hacerse con el equipo adecuado de protección personal. Asimismo, será plenamente responsable de la disposición de los contenedores vacíos de productos químicos y aditivos, toda vez que son de su propiedad; inclusive de los remanentes de aditivos considerados como desecho industrial.
- n. El licitante ganador debe notificar oficialmente a la Refinería, en un plazo no mayor de 5 días naturales, el lugar y trámite legal realizado para la disposición final de sus residuos y/o desechos industriales, cuando el caso aplique.
- o. La instalación, retiro y pesaje de los testigos de corrosión se hará en conjunto con personal de la Mantenimiento (Inspección Técnica) de la Refinería. Siendo responsable directo el personal de Inspección Técnica.
- p. El licitante ganador se obliga a informar al supervisor del contrato de la Refinería de toda oportunidad de mejora que identifique, elaborando la nota informativa correspondiente.
- q. Realizar el muestreo y los análisis químicos establecidos en el numeral 15 de estas bases técnicas. Cuyos resultados deberán ser validados por el Laboratorios Central mediante una comparativa o realizando pruebas de análisis simultáneos.
- r. El supervisor del contrato del Tratamiento Químico Integral, por parte de la Refinería, y el ingeniero responsable, por parte del Licitante ganador, tendrán reuniones de seguimiento cada semana o antes si se requiere.
- s. Durante los paros por reparaciones parciales y/o generales o no programados de las Unidades de Proceso indicadas en estas bases técnicas, el personal técnico del licitante ganador está obligado a: estar presente en la inspección de los equipos involucrados en el Tratamiento Químico Integral de estas bases técnicas, tomar fotografías, tomar muestras de depósitos y metalográficas, medir espesores en circuitos de vapores, realizar los análisis químicos necesarios; todo ello con la finalidad de entregar un reporte completo de inspección técnica con resultados y recomendaciones. Durante los arranques deberá realizar las acciones necesarias para establecer la capa protectora en las líneas, tuberías y equipos a fin de establecer las condiciones para la continuidad del tratamiento y evitar procesos de corrosión acelerada.



- t. El licitante ganador debe manifestar por escrito a la Refinería que se obliga a mantener el área de las Plantas de Proceso a su cargo, hasta el límite de baterías, libre de contenedores de aditivos (llenos y/o vacíos), excepto durante las operaciones de trasiego.
- u. Establecer las condiciones iniciales (Línea base de un mes) del Tratamiento Químico Integral, considerando como mínimo, y de manera no limitativa:
 - a) Cargas a Plantas consideradas en estas bases técnicas.
 - b) Sal, agua y sedimento en crudo recibido en tanques, sal de entrada y salida de la desaladora.
 - c) Velocidades de corrosión en acero al carbón, Admiralty, níquel, Monel y acero inoxidable.
 - d) Eficiencia térmica o ensuciamiento.
 - e) Espumación.
 - f) Fierro, cobre, níquel y cromo.
- v. El licitante ganador deberá realizar análisis especiales (sin costo adicional para PEMEX Refinación) cuando haya una inconsistencia o desviaciones operacionales que impacten el tratamiento químico, o bien, si derivado de las evaluaciones mensuales se requieren puntos de muestreo y análisis químicos adicionales, a los que se indican en numeral 15 de estas bases técnicas

Alguna omisión en su propuesta será motivo de descalificación en esta etapa.

5.5 Equipos, monitoreo y control, como parte del servicio

Los licitantes deberán incluir en su propuesta la relación de equipos a utilizar, siendo el mínimo requerido a partir de la formalización del contrato.

El licitante ganador está obligado a proporcionar todo lo detallado en los siguientes puntos, máximo a los 30 días de iniciada la vigencia del contrato (indicar la cantidad mínima).

5.5.1 Medidores de temperatura (mínimo 1) y del factor de ensuciamiento en cambiadores de calor (mínimo 1)

5.5.2 Medidores portátiles de flujo de proceso (mínimo 1) y de destilados líquidos (mínimo 1) y gaseosos (mínimo 1)

- 5.5.3 Laboratorio móvil, debidamente equipado con reactivos químicos, equipos, accesorios y materiales suficientes para el monitoreo y control de los parámetros de calidad establecidos en estas bases técnicas.
- 5.5.4 Probetas corrosimétricas (mínimo 31), porta testigos de corrosión (mínimo 113), cupones para monitoreo y control de la corrosión (mínimo 113), registradores de actividad de hidrógeno (mínimo 14), probetas tipo parche (mínimo 15) en los puntos indicados de acuerdo con los procedimientos de la NFR-194-PEMEX-2007, NACE STD RP0775-2005 o cualquier otra Norma equivalente o superior.
- 5.5.5 El licitante debe monitorear los parámetros de calidad de los fluidos de proceso sujetos al Tratamiento Químico Integral en sus diferentes etapas de acuerdo con la matriz de análisis químicos.
- 5.5.6 Equipo portátil para monitorear los flujos de los cambiadores de calor considerados críticos (definidos entre Refinería y licitante ganador) cada tres meses mínimo o cuando sea necesario verificar su ensuciamiento (gradiente de temperaturas calientes o presión, mínimo).
- 5.5.7 Para la reposición del nivel de los productos en los tanques dosificadores se utilizarán contenedores de 2,000 litros adecuados para el trabajo rudo y resistentes a las condiciones ambientales de la Refinería. De manera que no haya manejo de tambores en las Plantas.
- 5.5.8 El licitante debe presentar los isométricos donde indique la ubicación de los equipos y tuberías de dosificación, ilustrando su trayectoria y sus coordenadas conforme a las instalaciones de las Plantas, así como para la instalación de cupones y/o probetas corrosimétricas.
- 5.5.9 Bombas dosificadoras de productos químicos y aditivos, con su relevo y refaccionamiento necesarios.
- 5.5.10 Se deben proporcionar los recipientes, equipos de monitoreo y control, tuberías y accesorios necesarios para la dosificación de los productos propuestos.
- 5.5.11 La instalación, reposición, calibración y/o reparación de la totalidad de los instrumentos, recipientes, equipos, tuberías y accesorios citados, correrá por cuenta del licitante ganador durante el período contratado del Tratamiento Químico Integral. Por otra parte, durante los 30 días adicionales, la instalación, reposición, calibración y/o reparación de la totalidad de los instrumentos, recipientes, equipos, tuberías y accesorios citados correrá por cuenta del nuevo licitante ganador.

5.5.12 Contar con suficientes radios de comunicación (mínimo dos por Planta) que sean intrínsecamente seguros, a prueba de explosión y de banda libre, que cumplan con la normatividad vigente de PEMEX y estar avalados por el departamento de Telecomunicaciones de la Refinería. Queda estrictamente prohibido el uso de teléfonos celulares y radios portátiles de comunicación que no sean intrínsecamente seguros en las áreas de proceso y donde se realice cualquier actividad de mantenimiento donde puedan existir atmosferas explosivas.

Al término del contrato o en caso de rescisión, los equipos propiedad del licitante ganador seguirán siendo de su propiedad. Sin embargo, en cualquiera de los dos casos anteriormente señalados, el licitante ganador dejará disponibles en la Refinería sus sistemas de dosificación, medición, almacenamiento y equipo de bombeo por un período máximo de 90 días sin cargo alguno para PEMEX Refinación, con el fin de facilitar el cambio de las instalaciones y no afectar la continuidad del Tratamiento Químico Integral. Cuando el supervisor del tratamiento le notifique por escrito que ya puede retirarlos, deberá hacerlo en un plazo no mayor de 10 días naturales.

5.6 Método de evaluación técnica

La evaluación de las propuestas se efectuara a través del mecanismo de puntos a que se refiere el artículo 30 de las Disposiciones Administrativas de Contratación. La matriz de puntos a calificar se detalla de forma anexa en estas bases, siendo 45 puntos los mínimos requeridos para considerar aceptable la propuesta, y 60 puntos los máximos a obtener.

5.7 Motivos de desechamiento

5.7.1 El no cumplir con alguna de las especificaciones técnicas requeridas en el apartado 4 de estas bases.

5.7.2 El no acreditar las pruebas de laboratorio descritas en el apartado 5.1 de estas bases.

5.7.3 El no cumplir con uno o más de los requisitos especificados en el apartado 5.4 de estas bases.

6. Obligaciones del licitante ganador

Estas Bases Técnicas comprometen los Tratamientos Químicos Integrales de los equipos mencionados, con un solo proveedor y de conformidad con las nuevas disposiciones de contratación de la Ley de Pemex, el cual debe ofertar las mejores condiciones técnico-económicas y el compromiso de trabajar por resultados comprobables y con las garantías aplicables que los respalden.

El supervisor del contrato del Tratamiento Químico Integral, por parte de la Refinería y el ingeniero responsable por parte del licitante ganador, realizarán reuniones de seguimiento cada semana o antes si se requiere.

El licitante ganador debe manifestar a la Refinería “Miguel Hidalgo”, por escrito en hojas membretadas del mismo y bajo protesta de decir verdad, que se obliga a lo siguiente:

- 6.1.1 Que en un plazo no mayor de 90 días naturales cumplirá con el 100% de lo que se indica en los numerales 4.1 y 5.6 de estas bases técnicas.
- 6.1.2 Entregar al administrador del contrato el certificado de calidad de cada lote de productos químicos o aditivos, cada vez que éstos se surtan.
- 6.1.3 Utilizar los métodos analíticos específicos en estas bases para el control del Tratamiento Químico Integral propuesto.
- 6.1.4 Respetar, difundir entre su personal y hacer cumplir estrictamente las normas, procedimientos, anexo SSPA, políticas y reglamentos de Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental que establece PEMEX Refinación y cualquier otro que la Refinería “Miguel Hidalgo” estipule.
- 6.1.5 Es responsable de todas las maniobras de carga, descarga, manejo, almacenamiento, transvase y disposición de todos los contenedores y productos químicos usados durante el Tratamiento Químico Integral, debiendo cumplir con la normatividad del numeral 11 de estas bases.
- 6.1.6 Instalar su laboratorio donde la Refinería “Miguel Hidalgo” se lo indique, mismo que deberá tener la capacidad y equipamiento necesarios para realizar los análisis de acuerdo con la frecuencia de análisis descrita en el numeral 15 de estas bases.
- 6.1.7 Contar con suficientes radios de comunicación (mínimo dos por Planta) que sean intrínsecamente seguros, a prueba de explosión y de banda libre, que cumplan con la normatividad vigente de PEMEX y estar avalados por el departamento de Telecomunicaciones de la Refinería. Queda estrictamente prohibido el uso de teléfonos celulares y radios portátiles de comunicación que

no sean intrínsecamente seguros en las áreas de proceso y donde se realice cualquier actividad de mantenimiento donde puedan existir atmosferas explosivas.

- 6.1.8 Que los porta testigos suministrados estén provistos de sellos de seguridad para que los testigos de corrosión no puedan ser retirados antes de su tiempo mínimo de exposición y sin la autorización del supervisor de PEMEX Refinación. En cuanto a las probetas corrosimétricas, éstas deberán tener una sensibilidad de 0.01 mpa a fin de detectar desviaciones originadas por algún descontrol.
- 6.1.9 Manifiestar con cartas de garantía a la Refinería, que cumplirá con la totalidad de los parámetros de calidad contratados y que aceptará la aplicación de las penalizaciones por incumplimiento o mal funcionamiento del Tratamiento Químico Integral descritas en el numeral XXXVII.4 de estas bases técnicas.
- 6.1.10 Entregar copia de los certificados de los análisis CRIT de todos los productos químicos y aditivos propuestos, emitidos por un laboratorio certificado y acreditado, conforme a la Norma Oficial Mexicana NOM-052-SEMARNAT-2005, por lo menos tres días antes de iniciar la inyección de productos.
- 6.1.11 Entregar constancia de que cuenta con el software adecuado para determinar el factor de ensuciamiento de los equipos críticos de intercambio de calor, definidos conjuntamente con el personal de la Refinería.
- 6.1.12 Mantener en estricta confidencialidad toda la información que se intercambie con PEMEX Refinación con motivo del servicio que presta.
- 6.1.13 Contar con su caseta de oficinas y laboratorio móvil, además deberá considerar su servicio sanitario de letrina con limpieza al menos dos veces por día con la disposición de sus residuos conforme a normatividad vigente.
- 6.1.14 El continuo monitoreo de los parámetros de calidad de control debe servir para que en caso de desviaciones, el licitante ganador tome las acciones correctivas inmediatas para regresar los parámetros de calidad de control a los valores ofertados.

7. Resultados a garantizar

El tratamiento químico integral a contratar es un servicio en base a resultados por lo que los licitantes deben cumplir la totalidad de los requerimientos en estas bases técnicas.

Mantener el proceso sostenido de Crudo y las cargas de las Plantas de Proceso por un período de operación continua de 36 meses, sin fallas por causas inherentes al



Tratamiento Químico Integral, de acuerdo con lo establecido en el numeral 1 de estas bases técnicas.

Cumplir con los valores de: corrosión, ensuciamiento, ampollamiento, conductividad, lubricidad, espumación y otros establecidos en estas bases técnicas.

8. Compromisos de la Refinería

- a) Proporcionar aire comprimido, agua, vapor y energía eléctrica exclusivamente donde el Tratamiento Químico Integral, así como para la caseta de oficinas y el laboratorio móvil conforme lo determine el personal de la Unidad de Auditoría de Seguridad Industrial y Protección Ambiental.
- b) Facilitar el acceso a la información operacional y de mantenimiento que solicite el licitante ganador, relacionada con el Tratamiento Químico Integral.
- c) Instalar y retirar mensualmente los cupones de corrosión en presencia del personal del licitante ganador, esto es responsabilidad de personal de Mantenimiento (Inspección Técnica), de acuerdo con el procedimiento GPASI que aplique.
- d) Analizar los reportes del licitante ganador y verificar el cumplimiento de las acciones acordadas diariamente o derivadas de las evaluaciones mensuales, si fuera el caso.
- e) Analizar las propuestas de mejora presentadas por el licitante ganador y, en su caso, aprobar su aplicación.
- f) Verificar periódicamente el cumplimiento de los procedimientos de análisis químicos del licitante ganador y la calibración de los instrumentos de medición, el uso de estándares certificados, así como la normatividad aplicable para el Tratamiento Químico Integral.
- g) El Grupo Técnico Multidisciplinario de la Refinería, junto con el licitante ganador realizarán mensualmente la evaluación y validación de los resultados del Tratamiento Químico Integral, de las desviaciones que resulten de estas evaluaciones se elaborarán los reportes correspondientes por parte del Supervisor de la Refinería "Miguel Hidalgo", para la aplicación de las sanciones establecidas en estas bases técnicas.
- h) Proporcionar al licitante ganador los volúmenes mensuales de carga procesada (Unidad de Ingeniería de Proceso y Gestión del Negocio, UIPGN del departamento de balances) por las Plantas de Proceso indicadas en el numeral 1 Objetivos de estas bases, para efecto de pago correspondiente por el Tratamiento motivo de estas bases técnicas.
- i) Entregar la matriz que defina la frecuencia de análisis químicos, métodos, reportes y listado de puntos de muestreo. Responsables: Jefes de Sector, Superintendencia de Química, Superintendente General de Operación.

9. Planes de contingencia

Antes de aplicar los planes de contingencias primero se deberán revisar las condiciones operacionales.

El supervisor del contrato será el único facultado para declarar el inicio y término de la aplicación de cualquiera de las contingencias, las cuales deberán estar plenamente justificadas desde el punto de vista técnico, a continuación se enumeran:

Planes de contingencia para:

Proceso de Crudo

- a) Alta salinidad en el Crudo recibido en tanques (mayor de 200 LMB).
- b) Alta salinidad en el Crudo desalado (mayor de 2 LMB, una etapa desalado; mayor de 1.0 LMB, dos etapas desalado).
- c) Alta acidez en el Crudo recibido en tanques (mayor de 0.7 mg KOH/g).
- d) Sobre dosificación de Slop-oil con respecto al Crudo de carga a Plantas (mayor de 3.0% volumen).
- e) Alta concentración de cloruros en agua amarga de acumuladores de torres de despunte, atmosférica y de vacío (mayor de 100 ppm).
- f) Insuficiente o nulo suministro de agua de lavado al Crudo.

Plantas Hidrodesulfuradoras/Catalíticas FCC

- a) Altos valores de fierro y cobre (mayores de 1 y 0.5 ppm respectivamente) en el agua amarga de acumuladores y separadores.
- b) Incremento en el contenido de cianuros (mayor de 10 ppm) en el agua amarga de la sección de recuperación de vapores de compresión.
- c) Alta diferencial de temperatura (mayor de 6°C) de extremo caliente de cambiadores de calor carga & efluente de reactor/fondo fraccionadora.
- d) Presencia de espuma en la sección de tratamiento con amina.

Tratadora y Fraccionadora de Hidrocarburos ligeros y pesados. Sección Regeneradora de Amina.

- a) Presencia de espuma.
- b) Pérdida de solución de amina

Planta Reductora de Viscosidad

- a) Baja viscosidad en la carga (<1500 ssf a 100°C).
- b) Alta viscosidad en la carga (>5000 ssf a 100°C).

Pago de contingencias

En su propuesta, el licitante deberá desglosar en el concepto de contingencias el costo unitario diario de cada uno de los productos químicos y aditivos utilizados en el Tratamiento Químico Integral en cada una de las Plantas de Proceso, así como el costo promedio diario de cada uno de los productos químicos y aditivos (del mes anterior sin contingencia). El pago se realizará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Pago de contingencia} = (\text{AUC} - \text{APMA}) * \text{CA} * \text{DC}$$

Dónde:

AUC= **A**ditivo o producto químico **U**sado en la **C**ontingencia

APMA= **A**ditivo o producto químico **P**romedio diario de **M**es **A**nterior sin contingencia

CA= **C**osto del **A**ditivo desglosado

DC= **D**ías de contingencia

El monto de estas contingencias se cubrirá siempre y cuando se cumpla con los parámetros de calidad establecidos en estas bases técnicas.

10. Criterios de inspección

Nivel de inspección V.

El personal responsable de la administración del contrato y los supervisores designados de la Refinería, en el ámbito de su competencia, efectuarán la supervisión del servicio así como del muestreo y el análisis de las corrientes de las Plantas de Proceso, aditivos y productos químicos, para verificar el cumplimiento de las especificaciones establecidas en estas Bases Técnicas y en el contrato que ampare el Tratamiento Químico Integral, vigilando en todo momento que se cumpla el objetivo del tratamiento, así como que los equipos requeridos para el Tratamiento estén instalados y operando. Al término de la supervisión, el personal responsable emitirá el Reporte correspondiente que manifieste que los servicios se realizaron conforme a lo pactado.

11. Normas y procedimientos aplicables

El proveedor deberá evitar las situaciones de riesgo derivadas de sus actividades que pueda poner en peligro la Integridad del personal, las instalaciones, la contaminación y modificación a los ecosistemas así mismo deberá cumplir con las normas y procedimientos oficiales vigentes, enlistadas a continuación:



El licitante ganador deberá evitar las situaciones de riesgo derivadas de sus actividades que pueda poner en peligro la Integridad del personal, las instalaciones, la contaminación y modificación a los ecosistemas así mismo deberá cumplir con la ley, reglamento y normas oficiales vigentes, enlistadas a continuación:

LGEEPA. Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente.

DG-SA-SIPA-SI-08200. Reglamento de seguridad, salud en el trabajo y protección ambiental para contratistas y proveedores.

NMX-CC-9001-IMNC-2008. Sistema de Gestión de la Calidad – Requisitos.

NMX-EC-17025-IMNC-2006. Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y calibración.

NOM-003-SCT-2000. Características de las etiquetas de envases y embalajes destinados al transporte de sustancias, materiales y residuos peligrosos.

NOM-004-SCT-2000. Sistema de identificación de unidades destinadas al transporte de sustancias, materiales y residuos peligrosos.

NOM-005-SCT-2000. Información de emergencia para el transporte de sustancias, materiales y residuos peligrosos.

NOM-043-SCT-1994. Documento de embarque de sustancias, materiales y residuos peligrosos.

NOM-008-SCFI -2002. Sistema General de Unidades de Medida.

NOM-001-SEDE-2012. Instalaciones eléctricas (utilización).

NOM-052-SEMARNAT-2005. Establece las características, el procedimiento de identificación, clasificación y los listados de los residuos peligrosos.

NOM-005-STPS-1998. Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo para el manejo, transporte y almacenamiento de sustancias químicas peligrosas.

NOM-010-STPS-1999. Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.

NOM-017-STPS-2001. Equipo de protección personal - Selección, uso y manejo en los centros de trabajo.

NOM-018-STPS-2000. Sistema para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo.

NRF-009-PEMEX-2004. Identificación de productos transportados por tuberías o contenidos en tanques de almacenamiento.

NRF-036-PEMEX-2003. Clasificación de áreas peligrosas y selección de equipo eléctrico.

NRF-048-PEMEX-2007. Diseño de Instalaciones Eléctricas.

NRF-049-PEMEX-2006. Inspección de Bienes y Servicios.

NRF-111-PEMEX-2006. Equipos de medición y servicios de metrología.

NRF-148-PEMEX-2005. Instrumentos para medición de temperatura.

NRF-182-PEMEX-2007. Bombas de desplazamiento positivo dosificadoras.

NRF-194-PEMEX-2013. Testigos y probetas corrosimétricas.

12. Inicio del servicio y vigencia del contrato

El servicio del Tratamiento Químico Integral iniciará el 01 de enero de 2014 a las 00:00 horas y finalizará el 31 de diciembre de 2016 a las 23.59 horas.

El licitante ganador debe garantizar la continuidad de la aplicación del Tratamiento Químico Integral, ya sea con equipo nuevo o usado, solo al inicio del contrato. A los 30 días después de iniciado el contrato debe tener instalado el equipo completo nuevo con sus respectivos relevos en caso de los equipos dinámicos, para el Tratamiento y debe tener implementado lo requerido en estas bases.

13. Evaluación de los resultados del Tratamiento

Para evaluar el desempeño del licitante ganador, este deberá entregar los siguientes reportes y lo solicitado en el apartado 14.1 al ingeniero designado como supervisor del contrato:

Presentar los formatos de informe de seguimiento diario del tratamiento integral, conteniendo los parámetros de calidad a cumplir, condiciones de operación, dosificación de productos químicos y aditivos, así como relación de análisis químicos propios.

Entregar los reportes impresos relacionados con el tratamiento químico que debe realizar. Informe diario, mensual, anual y adicional requerido de los resultados obtenidos del Tratamiento Químico Integral, comparados con los parámetros establecidos en estas bases técnicas.

Cuando aplique, entregar informe escrito, notas informativas y reportes fotográficos de los casos indicados en el numeral 9 (Planes de Contingencia), así como cuando haya contaminación ambiental y falla en los equipos y circuitos involucrados en el Tratamiento Químico Integral.

Informe mensual escrito de resultados del Tratamiento Químico Integral, previamente evaluado, validado y firmado por el Grupo Técnico Multidisciplinario de la Refinería citados en la presente bases técnicas, en los primeros diez días hábiles del mes posterior al mes evaluado.

El Informe mensual deberá contener como mínimo lo siguiente:

- a) Carga procesada por Planta.
- b) Gráfica del comportamiento de cada uno de los parámetros de calidad pactados señalados en las tablas del numeral 4 Especificaciones Técnicas, de estas bases, así como de la eficiencia de calentadores de las Plantas indicadas en estas bases, indicando el valor actual y el establecido; asimismo de los parámetros de calidad de seguimiento solicitados por la Refinería, si fuera el caso, indicando valor recomendado y actual.
- c) Costo total de los productos químicos y aditivos por mil barriles de carga. Indicar por Planta.
- d) Análisis de desviaciones de los resultados obtenidos contra los contratados y propuestas de acciones para prevenir y corregir.
- e) Conclusiones.
- f) Recomendaciones.
- g) Informe mensual del patrón de consumo de cada uno de los productos químicos y aditivos del Tratamiento Químico Integral por Planta y sector, expresados en kg o lts. También debe incluir las dosificaciones en ppm (peso) comparadas con las ofertadas.

Una vez que el informe mensual del TQI haya sido evaluado y avalado por el Grupo Técnico Multidisciplinario de la Refinería, durante los primeros quince días del mes siguiente al evaluado el supervisor del contrato lo enviará, vía correo electrónico, al coordinador general de los tratamientos de la Gerencia de Ingeniería de Procesos, dicho TQI debe ser enviado en el formato para ello establecido.

Informe semestral de resultados del Tratamiento Químico Integral, previamente evaluado, validado y firmado por el Grupo Técnico Multidisciplinario de la Refinería, en lo que se refiere a los beneficios económicos de dicho Tratamiento.

Informe mensual de contenido de Sílice total en los Crudos recibidos (Istmo y Maya) en tanque. La muestra para análisis debe ser obtenida de la mezcla de una muestra diaria mensual acumulada.

Los informes deben estar totalmente en español

14. Anexos

14.1 Anexo I: Condiciones de operación típicas de la carga y de las corrientes a tratar (flujo, temperatura, presión)

COMBINADA 1

PARAMETROS DE OPERACION PLANTA COMBINADA 1					Unidades
CRUDO DE OLEODUCTO A LA REF. TULA	L1/L2	284,577			B PD
Tanque que entrega	TV-1,2,3 y 4	SD	SD	SD	
Tiempo de Reposo.	24 hrs. Min.	SD	SD	SD	Hrs.
Carga a la planta	Diseño 150,000	140,410			B PD
V. Domo Torre Despunte DA- 101A	DA 101 A	16,355			
V. Domo Torre Despunte DA 101B	DA 101 B	14,876			
V. Domo Torre Atmosférica DA 102	DA 102	50,079			
V. Domo Torre de Vacío DA 201	DA 201	2,814			
Residuo de vacío	Fondo DA 201	26,267			
Caída de Presión(Kg./Cm ² .)	FA 103 AA	0.60	0.61	0.60	0.60
	FA 103 A	0.34	0.34	0.33	0.34
	FA 103 BB	0.63	0.63	0.62	0.63
	FA 103 B	0.35	0.34	0.35	0.35
Capacitancia (Control de nivel AGAR) % de Humedad.	FA 103 AA	38	37	38	38
	FA 103 A	27	26	27	27
	FA 103BB	38	38	37	38
	FA 103B	26	26	28	27
Agua de Lavado	FA 103 A	1888	1887	1882	1.30
	FA 103 B	1782	1881	1779	1.29
	Carga	2010	1980	1960	1.41
	Total	5680	5748	5421	5616
	% DE AGUA	4.0	4.1	3.9	4.0
TEMPERATURA °C	110.0	110.0	120.0	113	
Voltaje en Desaladoras	VOLTAJE, AMPERAJE Y TEMPERATURA EN DESALADORAS				
	FA 103 AA (N,C,S)		380	301	VOLTS.
	FA 103 A (P,C,O)	397	428	425	
	FA 103 BB (S,C,N)	317	389	474	
	FA 103 B (O,C,P)	413	423	419	
Amperaje en Desaladoras	FA 103 AA (N,C,S)		45	55	AMPER.S.
	FA 103 A (P,C,O)	38	41	41	
	FA 103 BB (S,C,N)	38	41	41	
	FA 103 B (O,C,P)	45	41	47	
Temperaturas en Desaladoras (°C).	FA 103 AA (T1,T2,T3)	131	130	131	130.7
	FA 103 A (T1,T2,T3)	129	129	129	129.0
	FA 103 BB (T1,T2,T3)	119	120	119	119.3
	FA 103 B (T1,T2,T3)	116	117	116	116.3
Presión en de Desaladoras (Kg./Cm ² .)	FA 103 AA (T1,T2,T3)	17	18	18	17.63
	FA 103 A (T1,T2,T3)	15	16	16	15.63
	FA 103 BB (T1,T2,T3)	15	16	16	15.57
	FA 103 B (T1,T2,T3)	15	16	15	15.17
Presión en domos de torres (Kg./Cm ² .)	Torre DA-101A	2.40	2.30	2.40	2.37
	Torre DA-101B	2.20	2.10	2.10	2.13
	Torre DA-102	0.51	0.49	0.50	0.50
	Torre DA-201	-579.00	-578.00	-581.00	-579.33
Presión domo (mm /Hg)	Torre DA-101A	155.0	156.0	157.0	156.0
	Torre DA-101B	159.0	158.0	157.0	158.0
	Torre DA-102	133.0	136.0	135.0	134.7
	Torre DA-201	94.0	95.0	91.0	93.3
Temperatura en domos de torres (°C)					
Condensado para lavado de sales(B pd).	EA-116 A/H	130.00	150.00	120.00	133.33
Presión del Condensado a EA-116'S.	Kg/Cm2.	12.0	14.0	17	14.3

PRIMARIA 2

PARAMETROS DE OPERACIÓN PLANTA PRIMARIA 2				Unidades	
Ritmo de Bombeo a Tanques de 1a. Etapa					BPD
Carga a la planta			155,722		
V. Domo Torre Atmosférica	ADA-3	59,379			
V. Domo Torre Despunte # 1	ADA-1	9,709			
V. Domo Torre Despunte # 2	ADA-2	9,709			
V. Domo Torre de Vacío	VDA-1	2,034			
Residuo de vacío	VDA-1	40,757			
Caída de Presión	AFA - 1A	2.85		lb/in ²	
	AFA - 1B	2.87			
	AFA - 2A	2.81			
	AFA - 2B	2.83			
Nivel en Desaladoras	AFA - 1A	-1 4/9		fts	
	AFA - 1B	-1 1/4			
	AFA - 2A	-1 3/4			
	AFA - 2B	-1 2/9			
% Agua de Lavado	CARGA	757	0.49	%	
	TREN 1	1887	1.21		
	TREN 2	1979	1.27		
	TOTAL	4623	2.97		
Voltaje en Desaladoras (Volts.)	AFA - 1A	410	330	440	
	AFA - 1B	300	440	0	
	AFA - 2A	0	340	450	
	AFA - 2B	420	440	360	
Amperaje en Desaladoras (Ampers)	AFA - 1A	0	110	135	
	AFA - 1B	100	105	0	
	AFA - 2A	0	100	110	
	AFA - 2B	0	115	100	
Temperaturas de entrada a Desaladoras (°C)	Desaladora	T1	T2	T3	
	AFA - 1A	112	113	112	
	AFA - 1B	110	111	111	
	AFA - 2A	132	133	132	
	AFA - 2B	129	130	130	



Bases Técnicas para la Contratación de Tratamiento Químico Integral para Plantas de Proceso de la Refinería "Miguel Hidalgo" en Tula de Allende, Hidalgo.

Entregable: Bases técnicas

Fecha: 30 de Agosto de 2013

PLANTAS HIDRODESULFURADORAS SECTOR 3

	U400-I	U500-I	U600-I	U700-I	U800-I
CARGA PTA.BPD	32129	29742	AMINA POB= 26419	17581	16688
CARGA PTA.KPD.	3678128	3499444	GAS AMAR M3/DIA= 288646	2222326	2104140
PRODUCTO	GNA. PRIM.	GNA. DESUL.	T. AMINA ABS. = 53.5	TURBOSINA	TURBOSINA
PESO ESP.	0.72	0.74	T. GAS AMARGO ABS. = 35.8	0.795	0.793
AZUFRE CARGA PPM	486		T. AMINA REG. = 52.8	3139.03	2746.9
AZUFRE PROD.PPM	8.4		GAS ACIDO M3/DIA= 34631	104.48	111
DESULFURACION %	98.27			96.67	95.97
DP	4.3			1.7	0.8
DT	4.37			5.4	1.92
AGUA DE LAVADO M3/HR	SI			2.8	2.7
VAPOR DE AGOTAMIENTO KG/HR				NO	NO

PLANTAS HIDRODESULFURADORAS SECTOR 8

	U400-2	U500-2	U600-2	U700-2	U800-2	HDD-5	
CARGA PTA.BPD	30992	20700	AMINA POB= 24310	19321	16315	15187	AMINA REC=
CARGA PTA.KPD.	3547964	2435562	AMINA REC= 31803	2611233	2204972	2062182	16472
PRODUCTO	GNA. PRIM.	GNA. DESUL.	GAS AMARGO M3/DIA= 364672	DIESEL	DIESEL	DIESEL	GAS A. NM3/HR=
PESO ESP.	0.72	0.74	GAS ACIDO M3/DIA= 234420	0.850	0.850	0.854	55837.0
AZUFRE CARGA PPM	412.2		T. AMINA ABS. = 41.1	38731.1	72072	21818.8	T. AMINA P. 56.8
AZUFRE PROD.PPM	10		T. GAS AMARGO ABS. = 28.2	316	384	9.6	T. GAS AMARGO 43.0
DESULFURACION %	97.57		T. DOMO REG. = 98.6	94.43	99.47	99.30	T. DOMO REG. 108.5
DP	0.75		T. FONDO REG. = 118.4	2.47	1.12	3.02	T. FONDO REG. 118.8
DT	5.73			12.4	4.3	7.07	
AGUA DE LAVADO BPD.	SI			472.6	264.4	NO	
VAPOR DE AGOTAMIENTO KG/HR				22000.0	1239.9		



PLANTA HIDRODESULFURADORA SECTOR 10

TREN 2 (REACCION Y AMINA ALTA PRESION)				
Carga		142,040.0		kg/hr
Aceite quench		0.0		kg/hr
Temperatura DC-3201/3202		352	369	°C
Presiones alta/media/baja		169	28 4	°C
Flujo de agua de lavado a EA-3203	47,340.0		18,384.0	kg/hr
Flujo de agua de lavado a EA-3205	3,372.0		5,074.0	kg/hr
Flujo de amina pobre a DA-3201	49,400.0		68,264.0	kg/hr
Temp. de amina pobre a DA-3201	60.0	51.0	8.9	°C
Temp. de gas amargo a DA-3201	51.0	41.9		
ΔP domo DA-3201		0.020		Kg/Cm ²
Carga Caliente a DA-3501	313,833.0		122,121.0	kg/hr
Carga Fría a DA-3501			17,420.0	kg/hr
Flujo amina rica de DA-3201			69,113.0	kg/hr
Densidad amina en DA-3201			625.2	kg/m ³
ΔP/Abertura de válv. EA-3201/3202		2.1	100.0	Kg/Cm ²
ABSORBEDORA DE MEDIA PRESION DA-3151				
Flujo de amina pobre a DA-3151	34,172.0		15,663.0	kg/hr
Flujo de gas amargo a DA-3151			4,573.0	Nm3/hr
Temp. de amina pobre a DA-3151	53.0	64.7	9.7	°C
Temp. de gas amargo a DA-3151	48.0	55.0		
ΔP domo DA-3151		0.135		Kg/Cm ²
Flujo de agua a DA-3151			0.0	kg/hr
Condensado de reposición			24,798.3	kg/hr
SECCION DE FRACCIONAMIENTO DA-3501				
Vapor de agotamiento DA-3501			3,674.8	kg/hr
ΔP DA-3501			0.199	Kg/Cm ²
Temperatura domo DA-3501			129.4	°C
Temperatura fondo DA-3501			334.3	°C
Reflujo a DA-3501	40,635.0		17,404.1	kg/hr
Flujo a DA-3551	12,020.0		2,834.8	kg/hr
Fondos DA-3501	284,074.0		114,337.0	kg/hr
SECCION REGENERACION DE AMINA				
Flujo de amina rica	385,740.0		137,176.0	kg/hr
Flujo de amina pobre	375,343.0		136,505.0	kg/hr
Temperatura domo (DA-3602)			108.2	°C
Reflujo (DA-3602)	28,482.0		10,616.0	kg/hr
Temperatura ent./sal. EA-3601 AB (coraza)		105.7	68.8	°C
Temperatura ent./sal. EA-3601 AB (tubos)		51.3	96.6	°C
Temperatura salida EA-3603 A/B		120.7	119.9	°C
Temperatura amina pobre			50.5	°C



Entregable: Bases técnicas

Fecha: 30 de Agosto de 2013

Filtros Amina Rica	ΔP Filtro FV-3601 ABC	1.0	0.370	kg/cm ²
	ΔP Filtro FV-3602	1.0	0.358	kg/cm ²
	ΔP Filtro FV-3603	1.0	0.192	kg/cm ²
SECCION DE AGUAS AMARGAS SECTOR 10				
Carga a DA-3680	120,631.0	95,242.0		kg/hr
Temperatura domo DA-3680		85.5		°C
Temp. ent./sal. EA-3681 AB (tubos)		41.2	72.6	°C
Temp. ent./sal. EA-3681 AB (coraza)		118.4	85.3	°C
Reflujo DA-3680	223,105.0	189,004.0		kg/hr

PLANTA HIDRODESULFURADORA DE GASÓLEOS HDG SECTOR 11

PARAMETROS DE OPERACIÓN	Diseño	Valor	Unidades
Carga a la planta	21,350	14,330	BPD
Producto		GOPV	
Peso Específico		0.882	kg/lt.
Azufre en la carga		21,502	PPM
AzufreProducto		1,353	PPM
Desulfuración %		93.71	%
DP Global del reactor(DC-2401)	6,5	3.10	Kg/C m ²
DT Reactor (DC-2401)	44 °C	26.30	°C
Agua de Lavado	16,12	15.40	M ³ /H r.
% de Agua de Lavado	11.4	16.20	%
SECCION DE PRECALENTAMIENTO(REACCION)			
Temperatura de Ent. EA-2404		191.80	°C
Temperatura de sal. EA-2403		338.60	°C
DT Global del tren de precalentamiento L.C. °C		147	°C
Presion de entrada GA-2401		150.00	Kg/C m ²
Presion de salida ENT. BA-2401		140	Kg/C m ²
DP Global del tren de precalentamiento L.C.		10.00	Kg/C m ²
SEPARADOR DE ALTA PRESION FA-2402			
Temperatura	291	246.00	°C
Presion	131.4	131.00	Kg/C m ²
Nivel de liquido		55.00	%
Temp. de Ent. EA-2405 (L.T.)	290	273.00	°C
Temp. de sal. EA-2405(L.T.)	226	198.00	°C
Temp. de Ent. EA-2405 (L.C.)		78.4	°C
Temp. de sal. EA-2405(L.C.)		204.0	°C
DP DEL EA-2405 (LADO TUBOS)		3.72	Kg/C



			m ²
ACUMULADOR DE CARGA A LA TORRE ABSORBEDORA (FA-2403)			
Temperatura	49	34.00	°C
Presion (kg/cm ²)	128.6	126.9	Kg/C m ²
Nivel de liquido		59.40	%
SECCION DE ABSORBEDORA DA-2401			
Flujo de gas amargo a la absorbedora		22686	NM ³ / HR
Flujo de Amina Pobre a la torre		10217	BPD
Presion del domo	128.2	126.90	Kg/C m ²
Presion del fondo	128.6	127.00	Kg/C m ²
DP Global (DA-2401)		0.010	Kg/C m ²
Temperatura del domo	55	57.10	°C
Temperatura del fondo	68	55.10	°C
DT de Amina Pobre - Gas Acido	6	21.00	°C
Temperatura de amina rica	68	61.50	°C
Temperatura de amina pobre	33	55.00	°C
SECCION DE FRACCIONAMIENTO DA-2402			
Temperatura del domo	149	146	°C
Temperatura del fondo	374	365	°C
Presion del domo	1.9	1.81	Kg/C m ²
Corrosión en domo torre fraccionadora (DA-2402)	<5.0	1.8	MPA
SECCION DE REGENERACION DA-2421			
Temperatura del domo	118	107	°C
Temperatura del fondo	131	124	°C
Presion del domo	1.3	1.10	Kg/C m ²
Presion del fondo	1.7	1.28	Kg/C m ²
Flujo de Gas acido		887	NM ³ /H R
Reflujo al domo regeneradora (1100)		274.90	BPD
Flujo de amina pobre (10550)		12,169	BPD
Flujo de amina rica (10200)		13,389	BPD
REPOSICION DE CONDENSADO FT -2497		0.35	M3/H R
SISTEMA DE FILTRACION			
DP FILTRO PRIMARIO FD 2422-AX	1000	DSP.	gr./C m ²
DP FILTRO PRIMARIO FD 2422-SX	1000	90	gr./C m ²



Bases Técnicas para la Contratación de Tratamiento Químico Integral para Plantas de Proceso de la Refinería "Miguel Hidalgo" en Tula de Allende, Hidalgo.

Entregable: Bases técnicas

Fecha: 30 de Agosto de 2013

DP FIL. DE CARBON ACT. FD 2421-AX	1000	980	gr./C m ²
DP FIL. DE CARBON ACT. FD 2421-SX	1000	DSP.	gr./C m ²
DP FILTRO SECUNDARIO FD 2423-AX	1000	DSP.	gr./C m ²
DP FILTRO SECUNDARIO FD 2423-SX	1000	160	gr./C m ²
Vapor a los Rehervidores EA -2422 A		4673.00	kg/h
Vapor a los Rehervidores EA -2422 B		4675.00	kg/h
Flujo de Amina Rica al - EA - 2421 Lado T.	M3/HR	13,258	BPD
Temp. de Ent. Lado Tubos A. Rica	56.80	34.20	DT °C
Temp. de Sal. Lado Tubos A. Rica	91.00		
Temp. de Ent. Lado Coraza A. Pobre	123.80	31.20	DT °C
Temp. de Sal. Lado Coraza A. Pobre	92.60		

PLANTA CATALITICA FCC-I

Secciones	Flujo (BPD)	Temp. (°C) Domo	Temp. (°C) Fondo	Presión
Fraccionamiento	31,798	141.8 9	360.06	
Compresion				
Ligeros (Abs)	15,546			
Ligeros (Ago)	52,568		103.7	
A. Amargas	3,889	26.2	36.8	
Amina	9,788	104.3	118.4	
Debutanizadora		103.7		

ACOMULADORES

A. Amargas	pH	Fe (ppm)	Cu (ppm)	NH3 (ppm)	H2S (ppm)	CN (ppm)	N. T. (ppm)	Fenoles	Sulfuros	SCN
3-F	8.79	0.18	0.118	2,438	2,169	69	545	6.8	532	64.2
4-F	5.90	0.32	0.175	2,085	1,885	68	516	7.4	514	67.0
15-F	7.91	0.22	0.160	1,992	1,846	64	505	6.8	508	65.0

Amina	Conc. % Vol	H2S % Vol	Turb (NTU)	CO2 (% vol)	NH4 (ppm)	Fe T (ppm)	pH	Tend Esp.	Rel. Molar	S.T.E % peso
Rica	14.30	1.25	18	0.57	2,192	0.34	9.99	0	0.27	-
Pobre	14.65	0.24	20	0.36	1,285	0.30	11.20	0	0.05	0.81
	pH	Dureza	H2S	NH3	Alcalinidad	S.T.D.	CN	CO2		
A.Lavado	7.56	1	0.1	0.58	0	11	0	0.1		
	N2 Total									
Carga	976.8									

PLANTA CATALITICA FCC-II

Secciones	Flujo (BPD)	Temp. (°C) Domo	Temp. (°C) Fondo	Presión
Fraccionamiento	1,271	121.1 1	361.26	1.183
Compresion				
Ligeros (Abs)	11,641			
Ligeros (Ago)	44,120		106.44	
A. Amargas	21.2	107.2	106.8	



Bases Técnicas para la Contratación de Tratamiento Químico Integral para Plantas de Proceso de la Refinería "Miguel Hidalgo" en Tula de Allende, Hidalgo.

Entregable: Bases técnicas

Fecha: 30 de Agosto de 2013

Amina	11,277	106.6	114.1	
Debutanizadora		106.44		

Acumuladores

A. Amargos	pH	Fe (ppm)	Cu (ppm)	NH3 (ppm)	H2S (ppm)	CN (ppm)	N. Tot. (ppm)	Fenoles	Sulfuros	SCN
104-F	8.54	0.44	0.194	1,822	1,856	63	498	15.2	506	62.8
107-F	7.78	0.56	0.188	2,022	1,744	64	474	9.1	482	66.8
109-F	6.33	0.35	0.184	2,022	2,022	68	533	7.1	519	62.2
Amina	Conc. % Vol	H2S % Vol	Turb (NTU)	CO2 (% vol)	NH4 (ppm)	Fe Tot (ppm)	pH	Tend Esp.	Rel. Molar	S.T.E % peso
Rica	15.17	1.38	36	0.56	1,533	0.39	9.82	0	0.28	-
Pobre	15.64	0.29	39	0.37	989	0.27	11.45	0	0.29	0.55
A. Lavado	pH	Dureza	H2S	NH3	Alcalinidad	S.T.D.	CN	CO2		
	7.24	0.0	1.1	0.0	7.0	8.0	0.0	0.15		
	N2 Total									
Carga	1353.7									

14.2 Anexo II: Calidad de las cargas y del agua de lavado

ANALISIS QUIMICOS PLANTA COMBINADA 1					
	Punto de Muestreo	Especificación	PEMEX		
			Turno 1	Turno 2	Turno 3
Azufre Total (% peso).	Oleoducto			SD	
	Carga			1.85	
Sal en Crudo de oleoducto (60 Lb/1000 Bls máx.)	Oleoducto		51.9		
Sal en Crudo de carga (≤ 30 Lb/1000 Bls máx.)	Carga		32.2		
Peso Especifico del Crudo	Oleoducto		0.865		
	Carga		0.865		
Sal en Crudo Desalado (Lbs/1000 Bls.)	FA 103 A	0.50 máx. (para una cantidad de sal en la carga de ≤ 30 PTB)	0.485		
	FA 103 B		0.305		
Eficiencia en Desaladoras (%)	FA 103 A	98.0 % mín. para doble etapa de desalado. (>30 PTB Carga)	98.495		
	FA 103 B		99.053		
Sedimento (% Vol.)	Oleoducto		0.025		
	Carga		0.025		
	FA 103 A	0.10 % VOL. máx.	0.025		
	FA 103 B		0.025		
Agua libre en Crudo y Desalado (% Vol. De acuerdo a la temp. De desalado).	Oleoducto		0.700		
	Carga		0.260		
	FA 103 A	0.30 máx (para una temp. <135°C) y 0.40 máx. (para una temp. > 135°C)	0.311		
	FA 103 B		0.274		
Cloruros en Salmueras (ppm).	FA 103 AA				
	FA 103 BB				
Grasas y Aceites / N-NH ₃	FA 103 AA	(50 ppm máx. / -----)	17.4		
	FA 103 BB		9.5		
pH en Salmueras	FA 103 AA		SD		
	FA 103 BB		SD		
Asfaltenos (% peso).	CARGA		SD		

			FA 103 A		4.70	
			FA 103 B		4.60	
			Residuo Primario		11.92	
			Residuo de Vacío		17.15	
Cloruros en Aguas Amargas			FA 101-A	40-60 ppm	4.0	
			FA 101-B		7.0	
			FA-102		142.0	
			FA -204		SD	
pH en Aguas Amargas			FA 101-A	5.5 - 6.5	6.34	
			FA 101-B		6.35	
			FA-102		6.29	
			FA -204		6.39	
Fierro en Aguas Amargas 1 ppm max.	N-NH3	H2S	FA 101-A	PPM	0.07	
			FA 101-B		0.08	
			FA-102		0.17	
			FA -204		0.09	
Cobre en Aguas Amargas 0.5 ppm. Max.	Dureza		FA 101-A		0.00	
			FA 101-B		0.00	
			FA-102		0.00	
			FA -204		0.00	

ANÁLISIS DEL AGUA DE LAVADO PLANTA COMBINADA 1							
PARÁMETRO	pH	Cl	N-NH3	H2S	Dureza	Alcalinidad	Temp.
		<30 ppm	<110 ppm	< 325 ppm	< 60 ppm		°C
2 da. ETAPA GA-115	7.5	13.5	2.40	73	4.1	4	113
DE FA-103-A	4.3	107.00					130
DE FA-103-B	4.4	90.00					120
A LA CARGA	5.7						54

ANALISIS QUIMICOS PLANTA PRIMARIA 2						
	Punto de	Especificación	PEMEX			Unidades
	Muestreo		Turno 1	Turno 2	Turno 3	
Acidez en el Crudo	Oleoducto	< 0.5 mg KOH/g	0.280			mg KOH/g
	Carga		0.320			
	AFA - 1B		0.300			
	AFA - 2B		0.280			
Sal en Crudo	Oleoducto		63.0			Lb / 1000BLS
	Carga	< 30 lbs/1000 BLS	45.9	43.4	46.2	
Peso Especifico del Crudo	Carga		0.8650			
Sal en Crudo Desalado	AFA - 1A/B	≤0.50 lbs./1000 BLS	0.3	0.2	0.2	Lb / 1000BLS
	AFA - 2A/B		0.2	0.2	0.2	
Eficiencia en Desaladoras	AFA - 1A/B	98.00 mín (>30.00 Carga)	99.4	99.5	99.5	%
	AFA - 2A/B		99.5	99.6	99.5	
Sedimento en Crudo y Desalado	Oleoducto	≤ 0.1% vol. max	0.090			% Vol
	Carga		0.090	0.081	0.084	
	AFA - 1A/B		0.039	0.062	0.046	
	AFA - 2A/B		0.049	0.056	0.040	
A. L. En Crudo Desalado % Vol.	Oleoducto	0.3% vol máx (<135°C) 0.4% vol máx (>135°C)	0.18			% Vol
	Carga		0.20	0.20	0.20	
	AFA - 1A/B		0.18	0.19	0.21	
	AFA - 2A/B		0.21	0.26	0.23	
Cloruros en Salmueras	AEA-21 A/B		Semanal		2303.0	ppm
	AEA-20 A/B				2053.0	
Grasas y Aceites	AEA-21 A/B	50 ppm máx.	14.5			ppm
	AEA-20 A/B		19.7			
pH en Salmuera de Tren A	AEA-21 A/B		6.4			
pH en Salmuera de Tren B	AEA-20 A/B		6.3			
Asfaltenos	CARGA		Semanal		4.65	% Peso
	AFA - 1B				4.4	
	AFA - 2B				3.83	
	Residuo Primario				15.89	

	Residuo de Vacío			15.23		
Cloruros en Aguas Amargas	AFA 4		214.18			ppm
	AFA 3		17.69			
	AFA 6		31.71			
	VFA 3		6.04			
pH en Acumulador Atmosférico	AFA 4	5.5 - 6.5	6.2	6.3	6.1	
pH en Acumulador de Despuntadora #1	AFA 3		6.2	6.5	6.2	
pH en Acumulador de Despuntadora #2	AFA 6		6.7	6.7	6.7	
pH en Acumulador de Vacío	VFA 3		6.2	6.2	6.3	
Fierro en Aguas Amargas	AFA 4	1 ppm máx.	0.25			ppm
	AFA 3		0.09			
	AFA 6		0.10			
	VFA 3		0.10			
Cobre en Aguas Amargas	AFA 4	0.5 ppm máx.	0.05			ppm
	AFA 3		0.04			
	AFA 6		0.04			
	VFA 3		0.04			
		ACUMULADOR	H2S (ppm)	N2NH3 (ppm)	DUREZA (ppm)	
		AFA 4	94.5	24.9	75.0	
		AFA 3	178.5	24.8	0.0	
		AFA 6	567.5	40.5	0.0	
		VFA 3	177.5	74.1	0.0	

AGUA DE LAVADO				
PARÁMETRO	PH	CI	N2NH3	DUREZA
	6.0-7.3	<30 ppm	<10 ppm	< 60 ppm
IMP	7.1	80.2	12.4	53.6

PLANTAS HIDRODESULFURADORAS SECTOR 3

CARACTERISTICAS FISICOQUIMICAS DE AGUAS AMARGAS

ANALISIS	pH	Fe TOTAL	Cu	SULFUROS	CLORUROS	N-AMON.	DEA % PESO	Cromo	Niquel
PPM.RECOM.	6 - 9	<1.0	<0.5	<3000	<150	<1000		< 1.0	< 0.5
FA-402	8.30	0.24	0.05	1347.90	255.10	213.40			
FA-406	7.70	0.59	0.06	1985.10	55.60	352.50			
FA-604	7.08	0.27	0.05	1483.71	16.99	192.57	0.10		
FA-704	8.03	0.31	0.06	4049.90	128.14	571.43		0.029	0.036
FA-705	7.46	0.24	0.05	5679.00	171.37	756.88			
FA-706	7.85	0.23	0.25	4237.50	306.04	645.75			
FA-804	7.77	0.29	0.04	1074.29	70.22	279.00		0.032	0.033
FA-805	6.67	0.24	0.06	2772.88	65.56	340.63			
FA-806	7.00	0.22	0.05	1627.71	77.74	162.57			

CARACTERISTICAS DEL AGUA DE LAVADO DEL SECTOR

ANALISIS	pH	Fe TOTAL	Cu	CLORUROS	NNH3	DUREZA	H2S	SST	STD
PARAMETRO	6 - 7.3	< 0.05	< 0.01	5 PPM	25 PPM	1 mg/l CaCO3	5 PPM	PPM < 5	PPM < 5
HDS-I	9.54	0.09	0.04	3.55	6.78	0	0	5	1

ANALISIS DE AMINAS

ANALISIS	pH	H2S	DEA	Fe	Cl	RELACION MOLAR H2S/DEA		SST	Cu	APARIENCIA
UNIDAD	9-10 A.R 10-11 A.P	PESO AR < 2 % AP < 0.2 %	20-25 %PESO	< 3.0 PPM	< 150 PPM	A.RICA 0.4. MAX	A. POBRE 0.05 MAX	PPM < 100	PPM	
U-600 AMINA RICA	10.02	0.87	17.88	0.68	94.32	0.150		36.25	0.04	VERDE, LIG. TURBIA
U-600 AMINA POB.	10.27	0.71	18.38	0.73	89.80	0.120		15.75	0.06	VERDE, LIG. TURBIA

PLANTAS HIDRODESULFURADORAS SECTOR 8

CARACTERISTICAS FISICOQUIMICAS DE AGUAS AMARGAS

ANALISIS	pH	Fe TOTAL	Cu	SULFUROS	CLORUROS	N-AMON.	DEA % PESO
PPM.RECOM.	6 - 9	<1.0	<0.5	<3000	<150	<1000	
FA-402	6.97	0.08	0.04	352.00	274.98	125.88	
FA-406	S/M	S/M	S/M	S/M	S/M	S/M	
FA-604	6.16	0.21	0.05	3013.00	44.54	283.88	0.11
FA-704	8.09	0.27	0.06	11318.13	124.09	1875.63	
FA-705	7.47	0.31	0.10	6156.50	64.26	899.38	
FA-706	6.04	0.33	0.12	152.00	21.50	29.63	
FA-804	S/A	S/A	S/A	S/A	S/A	S/A	
FA-805	7.04	0.24	0.05	3540.00	72.24	380.00	
FA-806	6.21	0.42	0.07	320.00	60.05	63.25	
PPM.RECOM.	6 - 9	<1.0	<0.5	< 15000	<150	< 500	
FA-4107	S/A	S/A	S/A	S/A	S/A	S/A	
FA-4604	8.92	0.33	0.06	51146	768.89	2381	0.11

CARACTERISTICAS DEL AGUA DE LAVADO DEL SECTOR

ANALISIS	pH	Fe TOTAL	Cu	CLORUROS	N NH3	DUREZA	H ₂ S	SST	STD
PPM.RECOM.	6-7	< 0.05	< 0.01	< 5 PPM	< 25 PPM	< 1 mg/l CaCO ₃	< 5 PPM	PPM < 5	PPM < 5
HDS-2	9.01	0.13	0.03	6.21	0.22	0	0	5	3
HDD-5	8.62	0.15	0.04	7.09	0.10	0	0	8	3

ANALISIS DE AMINAS

ANALISIS	pH	H ₂ S	DEA	Fe	Cl	RELACION MOLAR H ₂ S/DEA		SST	Cu	APARIENCIA
UNIDAD	9-10 A.R / 10-11 A.P	PESO AR < 2 % AP < 0.2 %	20-25 % PESO	< 3.0 PPM	< 150 PPM	A.RICA 0.4 MAX	A. POBRE 0.05 MAX	PPM < 100	PPM	
U-600 AMINA RICA	9.69	1.26	20.20	0.51	330.50	0.190		12.50	0.05	AMARILLO CLARO
U-600 AMINA POBRE	10.14	0.72	20.61	0.53	291.40	0.110		14.75	0.06	VERDE OSCURO
HDD-5 AMINA RICA	9.48	1.39	14.16	0.32	12.41	0.310		8.00	0.07	AMARILLO CLARO
HDD-5 AMINA POBRE	9.98	0.87	14.73	0.39	21.26	0.190		11.50	0.05	AMARILLO CLARO

PLANTAS HIDRODESULFURADORAS SECTOR 10

CARACTERISTICAS FISICOQUIMICAS DEL AGUA AMARGA

SECCIÓN (ACUMULADOR)	ANALISIS	pH	Fe TOTAL	H ₂ S	SULFUROS	CLORUROS	N-AMON.	Cr TOTAL	Ni	BISULFUROS	BISULFUROS NH ₄	DEA	GRASAS Y ACEITES
	PPM.RECOM.		≤1.0 ppm	% vol	ppm	ppm	ppm	≤1.0 ppm	≤0.5ppm	3.0 % vol	% vol	≤0.1 %vol	≤10.0 ppm
FA-3204		8.34	0.43	1.39	11332.25	15.35	2783.44	0.037	0.00	1.05	0.84		18.90
FA-3206		7.61	0.23	0.42	4007.25	36.76	851.88	0.070	0.04	0.32	0.24		24.01
FA-3152		8.39	0.07	1.14	10753.14	26.33	2553.57	0.070	0.01	1.01	0.72		13.45

Entregable: Bases técnicas

Fecha: 30 de Agosto de 2013

FRACC.	FA-3501	7.05	0.13	0.17	1592.13	21.26	369.63	0.030	0.00	0.08	0.11		6.22
AMINA	FA-3604	7.84	0.22	1.90	17883.50	16.96	3521.88	0.053	0.01	1.55	1.00	0.11	17.26
AGUA AMARGA	CARGA	8.57	0.19	0.56	5265.88	25.69	1269.38	0.077	0.07	0.42	0.36		31.31
	REFLUJO	10.05	0.40	1.96	43057.25	5.76	3275.00	0.063	0.01	2.03	0.93		39.35

CARACTERISTICAS DEL AGUA DE LAVADO Y DESFLEMADA												
ANALISIS	pH	Fe TOTAL	Cr	CLORUROS	N-NH3	H ₂ S	SDT	DUREZA	SST	SULFUROS	GRASAS Y ACEITES	
PARAMETRO		ppm	ppm	ppm	ppm	% vol	ppm	mg/L CaCO ₃	ppm	ppm	≤10.0 ppm	
HDR	AGUA DE LAV.	8.41	0.30	0.060	9.93	37.80	0.015	3.20	1.00	5.00	134.40	
	AGUA DESFL.	8.28	0.27	0.053	28.57	20.00	0.011		11.25		112.00	32.40
ANALISIS DE AMINAS											AMINAS PEMEX	
ANALISIS	pH	H ₂ S	DEA ó MDEA	Fe	CLORUROS	RELACIÓN MOLAR	SST	TURBIDEZ	REMOCION H ₂ S	H ₂ S	DEA	
Parametro		% peso	% peso	ppm	ppm	DEA R. <0.4, DEA P. <0.05 MDEA R. <0.5 MDEA P. <0.004	ppm	NTU	%	% peso	% peso	
DEA RICA	9.27	1.79	12.33	0.41	53.35	0.45	20.2	40.82				
DEA POBRE	10.57	0.37	12.64	0.71	28.35	0.09	22.2	26.38		79.6		

PLANTAS HIDRODESULFURADORAS SECTOR 11

CARACTERÍSTICAS FÍSICOQUÍMICAS DEL AGUA AMARGA DE LA SECCION DE REACCION

SECCIÓN	ANALISIS	pH	Fe TOTAL	Ni	SULFUROS	CLORUROS	N-AMON.	H2S	BISULFUROS	NH4SH	Presencia de HC
	PPM.RECOM.	7.5-8.5	≤1.0 ppm	≤0.5 ppm	≤20000 ppm	≤150 ppm	≤2000 ppm	≤2.0	≤ 2.0% max	0.6% vol ma	
REACCION	FA-2403	7.82	0.17	0.008	17066	32	2430	1.81	1.47	0.72	NEGATIVO

CARACTERÍSTICAS FÍSICOQUÍMICAS DEL AGUA AMARGA DE LA SECCION DE FRACCIONAMIENTO

SECCIÓN	ANALISIS	pH	Fe TOTAL	Cu	SULFUROS	CLORUROS	N-AMON.	H2S	Presencia de HC
	PPM.RECOM.	7.5-8.5	≤1.0 ppm	≤0.5 ppm	≤6000 ppm	≤150 ppm	≤600 ppm	≤0.6 % vol	
FRACCIONAMIENTO	FA-2407	7.84	0.21	0.044	2708.2	35.5	622	0.29	NEGATIVO

CARACTERÍSTICAS FÍSICOQUÍMICAS DEL AGUA AMARGA DE LA SECCION DE REGENERACION

SECCIÓN	ANALISIS	pH	Fe TOTAL	Ni	SULFUROS	CLORUROS	N-AMON.	DEA	H2S	BISULFUROS	NH4SH	Presencia de HC
	PPM.RECOM.	7.5-8.5	≤1.0 ppm	≤0.1 ppm	≤27500 ppm	≤150 ppm	≤3000 ppm	≤ 1% max	≤ 2.75	≤ 3% max		
REGENERACION	FA-2422	7.79	0.17	0.006	9766	21.3	2330	0.11	1.5	1.16	0.70	NEGATIVO

CARACTERÍSTICAS DEL AGUA DE LAVADO

ANALISIS	pH	Fe TOTAL	Ni	Cl	H ₂ S	N-NH ₃	SULFUROS	SDT	SST	ALCALINIDAD	DUREZA
PARAMETRO	8.0-9.5	≤1.0 ppm	≤0.04 ppm	≤50 ppm	≤0.15 ppm	≤300 ppm	≤ 1500 ppm	≤ 10 ppm	≤10 ppm		
HDG	7.97	0.10	0.00	7.09	0.10	251.33	949.33	4.00	5.00	153.50	1.00

CARACTERÍSTICAS DEL AGUA DE CONDENSADO

ANALISIS	pH	Fe TOTAL	Ni	Cl	H ₂ S	N-NH ₃	SULFUROS	SDT	ALCALINIDAD	DUREZA CaCO ₃
PARAMETRO	6.0 - 7.3	≤0.05 ppm	≤0.01 ppm	≤2 ppm	0	≤0.15 ppm	0	≤1.5 ppm	≤4.5 ppm	≤40 ppm
HDG	8.75	0.03	0.01	4.73	0.00	0.03	0.00	2.00	1.67	2.00

ANALISIS A AMINAS

ANALISIS	pH	H2S	CONCENTRACION DE DEA	% REMOCION DE H2S EN AMINA	Fe	Cl	RELACION MOLAR H ₂ S/DEA	SST	SULFUROS	Ni	Apariencia Visual	Turbidez
Parametro	9.0 - 10.0	≤3.5 % vol	35% max.		≤2 ppm	≤150 ppm		≤100 ppm	≤35000 ppm	≤0.15 ppm		
AMINA RICA	9.66	2.02	32.5	71.29	0.23	35.90	0.19	28.33	19008	0.0104	AMARILLA	0.81

ANALISIS	pH	H2S	CONCENTRACION DE DEA	% REMOCION DE H2S EN AMINA	Fe	Cl	RELACION MOLAR H ₂ S/DEA	SST	SULFUROS	Ni	Apariencia Visual	Turbidez
Parametro	10.0 - 11.0	≤0.5 % vol	35 % max.		≤2 ppm	≤150 ppm		≤100 ppm	≤5000 ppm	≤0.15 ppm		
AMINA POB.	10.61	0.58	32.89	71.29	0.43	24.85	0.052	25.67	5440	0.013	AMARILLA	0.79

CATALITICA 1

FCC 1	N2 Total
Carga	976.8

CALIDAD DE AGUA DE LAVADO DE CATALITICA 1

FCC 1	pH	Dureza	H2S	NH3	Alcalinidad	S.T.D.	CN	CO2
A.Lavado	7.56	1	0.1	0.58	0	11	0	0.1

CATALITICA 2

FCC 2	N2 Total
Carga	1353.7

CALIDAD DE AGUA DE LAVADO DE CATALITICA 2

FCC 2	pH	Dureza	H2S	NH3	Alcalinidad	S.T.D.	CN	CO2
A. Lavado	7.24	0.0	1.1	0.0	7.0	8.0	0.0	0.15



14.3 Anexo III: Matriz con listado de análisis y frecuencia a realizar por el licitante ganador y los puntos de muestreo

Plantas Combinada y Primaria 2

Tratamiento Integral al Crudo

Análisis	Unidades	Puntos de Muestreo													
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
Peso Especifico	-	D	D												
Asfaltenos	% Peso		S		S									S	S
Agua y sedimento	% vol.	D	D		PT										
Agua libre x destilación	% vol.	D	D		PT										
Acidez	mg.KOH/gr. Muestra	M	M		M										
Sal (NaCL)	lb/1,000 B	D	D		PT										
Nitrogeno Amoniaco	ppm			D		PT	PT	PT	PT				D		
Sulfhidrico	ppm					PT	PT	PT	PT						
pH	-			D		PT	PT	PT	PT				D		
Dureza	ppm			D		M	M	M	M						
Cloruros	ppm			D		D	D	D	D				S		
Grasas y Aceites	ppm												D		
Hierro	ppm					D	D	D	D						
Cobre	ppm					D	D	D	D						
H2S	% vol			D		PT	PT	PT	PT						
NH3				D		PT	PT	PT	PT						

Puntos de muestreo:

- 1) Crudo del oleoducto
- 2) Crudo de carga
- 3) Agua de lavado
- 4) Crudo desalado
- 5) Agua amarga de despunte
- 6) Agua amarga atmosférica
- 7) Agua amarga de vacío
- 8) Salmueras
- 9) Residuo primario
- 10) Residuos de vacío

Frecuencia de análisis:

PT) Por turno
D) Diario
S) Semanal
2S) Dos veces por semana
3S) Tres veces por semana
Q) Quincenal

Plantas Hidrodesulfuradoras y Reformadoras (Sectoros 3 y 8)

Determinar las veces que indica las tablas, como mínimo y reportándolo en ppm en peso, el contenido de Fe, Cu, CN-, H2S, N2, SCN, sulfuros, cloruros, pH y fenoles, del agua de los acumuladores y separadores.

Determinar como mínimo semanalmente el contenido de sólidos suspendidos totales en la carga antes y después de filtro.

Los valores de seguimiento de las variables en el agua de acumuladores y separadores.

Matriz de análisis de frecuencias

Análisis	Unidades	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
pH		PT	PT	PT	S	S	PD						2S		
Fe	ppm	2S	2S	2S	S	S	S						2S		
Cu	ppm	2S	2S	2S	S	S	S						2S		
Cr	ppm	2S													
Ni	ppm	2S													
Cl	ppm	PT	PT	PT	S	S	PD						2S		
Nitrogeno total	ppm										M				
N2NH3	ppm	PT	PT	PT			PD						2S		
Grasas y aceites												M	M	M	

Planta Hidrodesulfuradora de Gasóleos de Vacío H-Oil DC (Sector 10)

		Puntos de Muestreo												
Análisis	Unidades	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
PH	-	PT	PD		PT	S	S	2S	2S		2S	2S	D	
Cloruros	ppm	2S	PD		2S			2S	2S		2S	2S	2S	
CN	ppm	Q										M		
Fierro	ppm	2S	S		2S	S	S	2S	2S		2S	2S	2S	
Ni	ppm	Q	Q		Q	Q	Q	Q	Q		Q	Q	Q	
Cr	ppm	Q	Q		Q	Q	Q	Q	Q		Q	Q	Q	
H ₂ S	ppm	PT	PD		PT	S	S	2S	2S		2S	2S		
Sulfuros	ppm	2S			2S			2S	2S		2S	2S	2S	
Bisulfuros	ppm	2S			2S			2S	2S		2S	2S	2S	
SDT	ppm		S										2S	
Dureza	ppm	PT	PD		PT			S	S					
% DEA/MDEA	%					S	S				2S			
SST	ppm		S			S	S			M			2S	
Nitrógeno amoniacal	ppm	PT	PD		PT			2S	2S			2S	2S	
Grasas y aceites	ppm	M			M			M	S		M	M		
Turbidez	NTU					S	S			M				
Sales Termoestables	% peso					S								
Oxígeno Disuelto			Q											
% de Agua				S										
NH ₃		PT	PD		PT									

Puntos de muestreo	Frecuencia de análisis
1) Agua amarga separadores FA-3104/FA- 3204,FA-3106/FA-3206, FA-3152	S) Semanal
2) Agua de lavado	Q) Quincenal
3) Efluente HC de separadores FA-3104/FA-3204, FA-3106/FA-3206.	2S) Dos veces por semana
4) Agua amarga separador FA-3501	PT) Por turno
5) Amina Pobre (U-3600 y U-3700).	PD) Por día



Bases Técnicas para la Contratación de Tratamiento Químico Integral para Plantas de Proceso de la Refinería "Miguel Hidalgo" en Tula de Allende, Hidalgo.

Entregable: Bases técnicas

Fecha: 30 de Agosto de 2013

- 6) Amina Rica (U-3600 y U-3700).
- 7) Agua Amarga a DA-3680
- 8) Agua Desflemada
- 9) Sistema de filtración de amina FV-3601 al FV-3603 y del FV-3741 al FV-3743:
 - Entrada filtro primario
 - Salida Filtro primario
 - Salida filtro carbón activado
 - Salida filtro secundario
- 10) Domo Regeneradora Agua amarga FA-3604 y FA-3740
- 11) Agua reflujo a DA-3680
- 12) Agua de Apagado DA-3740, Reflujo.
- 13) Gas de DA-3101 y DA-3201

- M) Mensual
- D) Diario

Planta Hidrodesulfuradora de Gasóleos de Vacío HDG (Sector 11)

		Puntos de Muestreo							
Análisis	Unidades	1	2	3	4	5	6	7	8
PH	-	2S	2S	2S	Q		PD	PT	2S
Cloruros	ppm	2S	2S	2S	Q		PD	2S	2S
Fierro	ppm	2S	2S	2S	Q		S	2S	2S
Ni	ppm	2S	2S	2S	Q		S	2S	
H ₂ S	% vol.	2S	2S	2S	Q		PD	PT	2S
Sulfuros	ppm	2S	2S	2S	Q		S	2S	2S
Bisulfuros	% vol	2S						2S	
SDT	ppm				1M		M		
Alcalinidad	ppm				Q		S		
Dureza	ppm				Q		PD	PT	
% DEA	% peso	2S	2S	2S					
SST	ppm		S	S	1M	1M	M		
Nitrógeno amoniacal	ppm				Q		PD	PT	2S
Turbidez	NTU		S	S		2M			
Sales Termoestables	% peso		2M						
Bisulfuros de Amonio	% vol	2S						2S	
Cu	ppm								2S
NH ₃	ppm						PD	PT	

Puntos de muestreo	Frecuencia de análisis
1) Domo Regeneradora Agua amarga FA-2422	S) Semanal
2) Recirculación de Amina Pobre	Q) Quincenal
3) Recirculación de Amina Rica	3S) Dos veces por semana
4) Condensado de dilución de amina	M) Mensual
5) Sistema de filtración de amina:	PT) Por turno
• Entrada filtro primario	PD) Por día
• Salida Filtro primario	
• Salida filtro carbón activado	
• Salida filtro secundario	
6) Agua de lavado	
7) Agua amarga acumulador FA-2403	
8) Agua amarga FA-2407	

Plantas catalíticas FCC 1 y FCC 2

Determinar las veces que indica las tablas como mínimo y reportándolo en ppm en peso, el contenido de Fe, Cu, CN-, H₂S, N₂, SCN, sulfuros, cloruros y fenoles, además de pH, del agua de los acumuladores del domo de la torre fraccionadora, de descarga del primer y segundo paso de compresión.

Análisis	Unidades	Puntos de Muestreo			
		1	2	3	4
Fe	ppm	3S			3S
Cu	ppm	3S			
CN-	ppm	3S			
H ₂ S	ppm	PT		PD	PT
NH ₃	ppm	PT		PD	PT
N ₂	ppm	3S			
SCN	ppm	3S			
Sulfuros	ppm	3S			
Fenoles	ppm	3S			
pH	-	PT		PD	PT
Nitrógeno Amoniacal	ppm	PT	S	PD	PT
Dureza como CaCO ₃	ppm			M	3S
Alcalinidad como CaCO ₃	ppm			M	
Solidos Totales Disueltos	ppm			M	
CN	ppm			M	
H ₂ S	ppm			M	

Frecuencia de análisis

3S) Tres veces/semana

S) Semanal

M) Mensual

PT) Por turno

PD) Por día



NH3	ppm	PT		PD	PT
CO2	ppm			M	
Conductividad	μs/cm				3S

Puntos de Muestreo

- 1) Agua amarga de los acumuladores de la torre fraccionadora, de la descarga del primer y segundo Pasos de compresión
- 2) Carga a la planta (GOV's)
- 3) Agua de lavado.
- 4) Carga a la sección de aguas amargas y agua desflemada.

Sección de aguas amargas

Analizar las veces que indica las tablas reportando en ppm, el contenido de H2S, NH4, Fe++, dureza y conductividad en la carga a la sección y en el agua desflemada obtenida (aplica para las secciones de Aguas Amargas de todas las plantas)

Sección de tratamiento Girbotol

(Aplica para las secciones de regeneración de amina de todas las plantas)

Analizar diariamente la concentración, sulfhídrico y turbidez de amina rica y pobre. Analizar las veces que se requiera a de más de la tabla, la amina pobre y la amina rica para determinar: la concentración en % volumen de CO2, H2S en % volumen y NH4 en ppm, Fe++ en ppm, el pH, la turbidez, la tendencia a la espumación, la relación molar H2S/amina y CO2 /amina.

Analizar mínimo 1 vez por semana el contenido de sales térmicamente estables en la amina pobre. La frecuencia de análisis se podrá incrementar de acuerdo a los requerimientos de operación.

Valores de seguimiento de las variables de:		
Amina Pobre:		
Variable	Unidades	Valor
Contenido de Sales Térmicamente Estables	%peso	Menor ó igual a 1.0
Oxígeno	ppm, peso	0
Sodio	ppm, peso	Menor ó igual a 0.2
Cloruros	ppm, peso	Menor ó igual a 500
Oxalatos	ppm, peso	Menor ó igual a 250
Formatos	ppm, peso	Menor ó igual a 500
Acetatos	ppm, peso	Menor ó igual a 500



Bases Técnicas para la Contratación de Tratamiento Químico Integral para Plantas de Proceso de la Refinería "Miguel Hidalgo" en Tula de Allende, Hidalgo.

Entregable: Bases técnicas

Fecha: 30 de Agosto de 2013

Tiosulfatos	% peso	Menor ó igual a 1.0
Tiocianuros	ppm, peso	Menor ó igual a 500
Fe en Solución	ppm, peso	Menor ó igual a 25
Fe, como FeS, FeO2	ppm, peso	Menor ó igual a 1
Sólidos Totales Disueltos	ppm, peso	Menor ó igual a 50
pH en la Solución de Amina Pobre	pH	10-11

Plantas Girbotol		P. Muestreo	
Análisis	Unidades	1	2
Concentración	% vol.	D	D
H2S	% vol.	D	D
Turbidez	NTU	D	D
CO2	% vol.	3S	3S
NH4	ppm	3S	3S
Fe	ppm	3S	3S
pH	----	3S	3S
Tendencia a la espumación	----	3S	3S
Rel. Molar H2S/amina.	----	D	D
Sales Térmicamente Estables	% peso	S	

Frecuencia de análisis

3S) Tres veces por semana

S) Semanal

D) Diario

Puntos de Muestreo

1) Amina Pobre

2) Amina Rica

Planta Reductora de Viscosidad

		Puntos de Muestreo		
Análisis	Unidades	1	2	3
Asfalténos IC ₇	%peso	2S	2S	
Asfalténos IC ₅		S	S	
PH	-			PT
Cloruros	ppm			S
Fierro	ppm			S
Cobre	ppm			S
Puntos de muestreo		Frecuencia de análisis		
1) Carga		S) Semanal		
2) Residuo Reducido		3S) Dos veces por semana		
3) Agua Amarga		PT) Por turno		

TABLA No. 56 PLANTA DE MTBE (PLANTA CATALITICA 2)

PLANTA			MTBE					
CORRIENTE	MÉTODO	UNIDAD	CARGA A. DEL LAV AP5-101	AP5-102 DESP. LAV	REACTOR D-101 AP5-201	MTBE PRODUCTO AP5-302	RAFINADOS AP5-306	RAFINADOS D. DEL LAV. AP5-401
PRUEBA	I							
CROMATOGRAFIA	IFP MTBE 1	% PESO	S/*	S/*	S/*	S/*	S/*	S/*
HUMEDAD	KHAM	ppm	-	-	-	-	-	-
OCTANO F1	ASTM D 2699	-	-	-	-	S/*	-	-
OCTANO F 2	ASTM D 2700	-	-	-	-	S/*	-	-
PVR	ASTM D 323	lbs/pulg ²	-	-	-	S/*	-	-
AZUFRE	ASTM D-4294	%P	-	-	-	S/*	-	-

TABLA No.57 PLANTA DE ALQUILACION (CATALITICA2)

CORRIENTE	UNIDAD	METODO	SALIDA OLEFINAS	SALIDA RAF. DE MTBE	OLEFINAS DE ESFERA	IC ₄ DE ESFERA	CARGA A REACTOR DC-101	SALIDA DE REACTOR 101	FONDOS DA-101 A REACCIÓN	IC ₄ DE REPOSICIÓN FF-101	SALIDA DE FF-102	IC ₄ DE RECIRC. ME-102	C ₃ PRODUCTO	nC ₄ PRODUCTO	ALQUILADO
CROMATOGRAFIA	% VOL	CROMATOGRÁFICO	*	*	*	*	T-2,3	T-2,3	T-1,2,3	T-1,2,3	*	T-1,2,3	T-1,2,3	T-1,2,3	T-1,2,3
METANOL	ppm	"	-	*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DME	ppm	"	-	*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MTBE	ppm	"	-	*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Azufre	ppm	ANTEK	-	-	-	-	-	-	-	-	*	-	-	-	S
Agua	ppm	POTENCIOM-	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

TABLA No. 55 PLANTA DE TAME (CATALITICA 2)

PLANTA			TAME							
CORRIENTE	METODO	UNIDAD	E-205	AP5-102	REACTOR D-201	SALIDA D-202	TAME PROD.	ENTRADA D-203 AP5-403	RAFINADOS	SALIDA D-203 AP5-502
PRUEBA			AP5-101	DESP. LAV	AP5-202	AP5-302	AP5-401		AP5-601	
CROMATOFRAFIA	IFP-9308	%P	*	S/*	S/*	S/*	S/*	S/*	S/*	S/*
HUMEDAD	ASTM E 203	ppm	-	*	*	*	*	*	*	*
OCTANO RON	ASTM D 2699	-	-	-	-	-	S/*	-	S/*	-
OCTANO MON	ASTM D 2700	-	-	-	-	-	S/*	-	S/*	-
PVR	ASTM D 323	-	-	-	-	-	S/*	-	S/*	-
AZUFRE	ASTM D-4294	%P	-	-	-	-	S/*	-	S/*	-

Equipo de Medición (Monitoreo):

El licitante ofertará como mínimo la instalación de 2 cabezas corrosométricas en entrada y salida, con medición instantánea con señal al SCD, de los siguientes equipos para el tratamiento químico integral; mismo que se obliga a instalar como mínimo en caso de ser el licitante ganador.

Planta Combinada (Sector 1)		
Equipo	Cupón	Parámetro
Velocidad de corrosión en condensadores		
Ent.EA-115-A/B	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
Sal..EA-115-C/D	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
Ent. EA-116-A	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
Ent. EA-116-B/C/D	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
Sal. EA-116-E/F/G/H	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
Ent. EA-205-A/B	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
Sal. EA-205-C/D	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
Sal. EA-205-E Incond.	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
Sal. EA-205-E Conden.	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
Sal. EA-205-F Incond.	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
Sal. EA-205-F Conden.	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
Planta Primaria 2 (Sector 7)		
AEA-15 Ent.	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
AEA-15 Sal.	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
AEA-16 Ent.	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
AEA-16 Sal.	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
AEA-17-A Ent.	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
AEA-17- B Sal.	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
AEA-17- C Ent.	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
AEA-17-D Sal.	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
AEA-17-E Ent.	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
AEA-17-F Sal.	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
AEA-17-G Ent.	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
AEA-17 -H Sal.	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
AEA -17-I Ent.	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
AEA-17- J Sal.	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
VEA- 7 AX Sal. Int.	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
VEA- 7 BX Sal. Int.	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
VEA- 7 CX Sal. Int.	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
VEA- 8 AX Sal. Int.	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
VEA- 8 AX Sal. Int.	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
VEA- 8 BX Sal. Int.	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
VEA- 8 CX Sal. Int.	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
Plantas Hidrodesulfuradoras (Sector 3)		
EA-406 ent/sal	Acero al Carbón	3.0 MPA (máx.)
EA-406 sal	Acero al Carbón probeta corrosométrica	3.0 MPA (máx.)

Entregable: Bases técnicas

Fecha: 30 de Agosto de 2013

EA-407 A ent	Acero al Carbón	3.0 MPA (máx.)
EA-407 B ent	Acero al Carbón	3.0 MPA (máx.)
EA-407 A sal	Acero al Carbón	3.0 MPA (máx.)
EA-407 B sal	Acero al Carbón	3.0 MPA (máx.)
EA-505 ent	Acero al Carbón	3.0 MPA (máx.)
EA-505 sal	Acero al Carbón probeta corrosométrica	3.0 MPA (máx.)
DA-601 /602ent	A). – Acero al Carbón	3.0 MPA (máx.)
DA-601 /602sal	B). – Admiralty	0.5 MPA (máx.)
EA-604	Acero al Carbón probeta corrosométrica	3.0 MPA (máx.)
EA-703 A/B sal	Acero al Carbón/probeta corrosométrica	3.0 MPA (máx.)/0.5 MPA (máx.)
EA-703 A/B ent	Acero al Carbón	3.0 MPA (máx.)
EA-705 A /B ent	Acero al Carbón	3.0 MPA (máx.)
EA-705 A/ B sal	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
EA-705 A/ B sal	Admiralty probeta corrosométrica	0.5 MPA (máx.)
EA-706 AB int.	Acero al Carbón	3.0 MPA (máx.)
EA-706 CD int.	Acero al Carbón	3.0 MPA (máx.)
EA-803 A/B ent	Acero al Carbón	3.0 MPA (máx.)
EA-803 A/B sal	Acero al Carbón	3.0 MPA (máx.)
EA-803 A/B sal	Acero al Carbón probeta corrosométrica	3.0 MPA (máx.)
EA-805 A/B ent	Acero al Carbón	3.0 MPA (máx.)
EA-805 A/B sal	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
EA-805 A/B sal	Admiralty probeta corrosométrica	0.5 MPA (máx.)
EA-806 AB int.	Acero al Carbón	3.0 MPA (máx.)
EA-806 CD int.	Acero al Carbón	3.0 MPA (máx.)

Plantas Hidrodesulfuradoras (Sector 8)

EA-406 B sal	B).-Admiralty	0.5 MPA (máx.)
EA-407 B ent	A).- Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
EA-407 A Sal.	B). -Admiralty	0.5 MPA (máx.)
EA-407 B sal	B). -Admiralty	0.5 MPA (máx.)
EA-506 A ent	A). - Acero al Carbón	3.0 MPA (máx.)
EA-506 B sal.	B). - Admiralty	0.5 MPA (máx.)
EA-506 C ent.	A). - Acero al Carbón	3.0 MPA (máx.)
EA-506 D sal	B). - Admiralty	0.5 MPA (máx.)
EA-604 ent.	A). -Acero al Carbón/probeta corrosométrica	3.0 MPA (máx.)
DA-601 /602ent	A). - Acero al Carbón	3.0 MPA (máx.)
DA-601 /602sal	B). - Admiralty	0.5 MPA (máx.)
EA-703 B ent.	A). - Acero al Carbón	3.0 MPA (máx.)
EA-703 A sal	A). -Admiralty	0.5 MPA (máx.)
EA-703 B sal	A). – Admiralty	0.5 MPA (máx.)
EA-703 A ent.	A). - Acero al Carbón probeta corro	3.0 MPA (máx.)
EA-705 A ent	A). - Acero al Carbón probeta corrosomet	3.0 MPA (máx.)
EA-705 A sal	B). - Admiralty	0.5 MPA (máx.)
EA-705 B sal	B). - Admiralty	0.5 MPA (máx.)
EA-705 B ent	A). - Acero al Carbón probeta corrosomet	3.0 MPA (máx.)
EA-803 A sal	A). - Admiralty	0.5 MPA (máx.)
EA-803 B sal	A). - Admiralty	0.5 MPA (máx.)

Entregable: Bases técnicas

Fecha: 30 de Agosto de 2013

EA-803 A/B ent.	A). - Acero al Carbón probeta corrosomet	3.0 MPA (máx.)
EA-805 A/B ent.	A). - Acero al Carbón probeta corrosomet	3.0 MPA (máx.)
EA-805 B ent	A). - Acero al Carbón	3.0 MPA (máx.)
EA-805 A sal	B). - Admiralty	0.5 MPA (máx.)
EA-805 B sal	B). - Admiralty	0.5 MPA (máx.)
EA-4605 Salida	A). - Acero al Carbón	3.0 MPA (máx.)

Hidrodesulfuradora de Gasóleos HDD V (Sector 8)

EA-4507 ent	Acero al carbón probeta corrosometrica	5.0 MPA (máx.)
EA-4507 sal	Acero al carbón probeta corrosometrica	5.0 MPA (máx.)
EA-4605 ent	Acero al carbón probeta corrosometrica	5.0 MPA (máx.)
EA-4605 sal	Acero al carbón	5.0 MPA (máx.)
FA-4604 ent	Acero al carbón probeta tipo parche	10 MPA (máx.)
EA-4110 ent	Acero al carbón probeta corrosometrica	5.0 MPA (máx.)
EA-4110 sal	Acero al carbón probeta corrosometrica	5.0 MPA (máx.)

Hidrodesulfuradora de Gasóleos (Sector 10)

Entrada EA-3603 A/B	Acero Inoxidable	1.0 MPA (máx.)
Entrada EA-3683 ABC	Acero Inoxidable	1.0 MPA (máx.)
EA-3105 ent/sal	Acero Inoxidable probeta corrosometrica	3.0 MPA (máx.)
EA-3205 ent/sal	Acero Inoxidable probeta corrosometrica	3.0 MPA (máx.)

Planta Hidrodesulfuradora de Gasóleos HDG (Sector 11)

EA-2426 Entrada	Acero inoxidable	1.0 MPA máx.
EA-2426 Salida coraza	Acero inoxidable	1.0 MPA máx.
EA-2422A salida coraza	Acero al carbón de alta dureza	3.0 MPA máx.
EA2422B entrada coraza	Acero al carbón de alta dureza	3.0 MPA máx.
EA-2422 B Salida coraza	Acero al carbón de alta dureza	3.0 MPA máx.
EA-2421 entrada coraza	Acero al Carbón	3.0 MPA máx.
EA-2421 Salida Tubos	Acero Inoxidable	1.0 MPA máx.
EC-2426 entrada coraza	Acero inoxidable	1.0 MPA máx.
EA-2412 Entrada	Acero alCarbón probeta corrosometrica	3.0 MPA máx.

Planta Catalítica 1 (Sector 2)

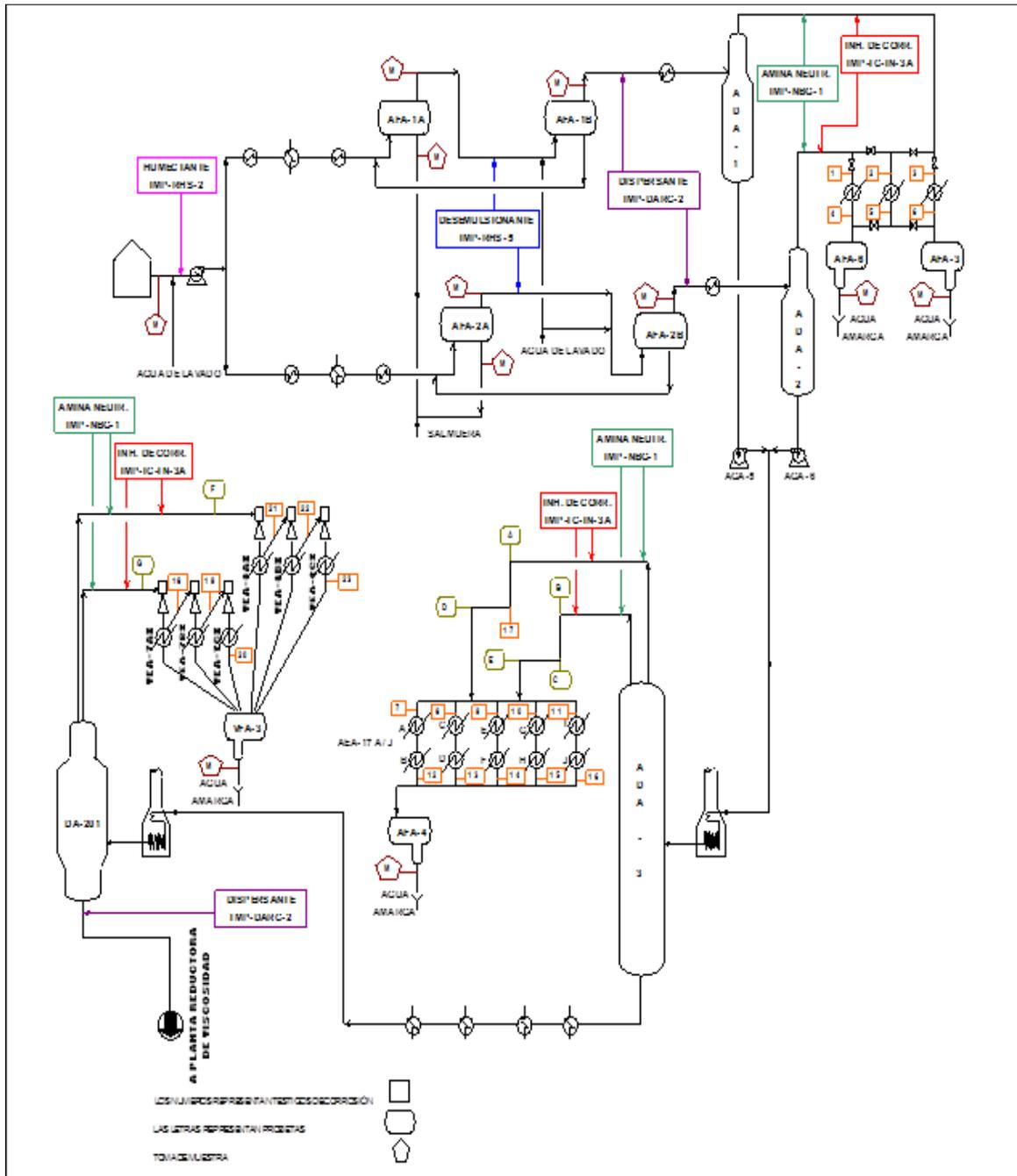
Salida 3-F	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
Salida 23-C2 A. P.	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
Entrada 23-C2 A. R.	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
Salida 25-C1	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
Salida 25 C2	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
Salida 24-C1	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
Salida 24-C4	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
Salida 33-F	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
Salida 46-C	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
Salida 1-C2	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
Salida 1-C4	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
Salida 1-C6	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
Salida 1-C8	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
Salida 9-C6	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
Salida 27-C2	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
Salida 27-C4	Admiralty	0.5 MPA (máx.)
Salida Gral. 26-C's	Probeta corrosométrica	3.0 MPA (máx.)

Entregable: Bases técnicas

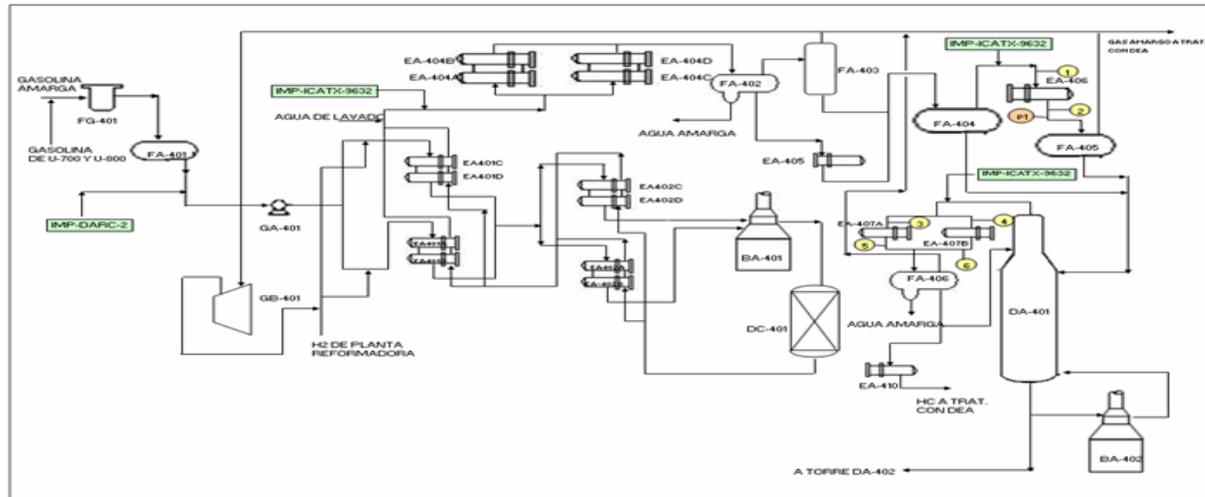
Fecha: 30 de Agosto de 2013

Salida 26-C's	Acero al carbón / Probeta corrosivo	3.0 MPA (máx.)
Salida 1-C5	Admiralty / Probeta corrosométrica	0.5 MPA (máx.)
Salida 1-C's	Probeta corrosométrica	3.0 MPA (máx.)
Salida 27 C1	Admiralty / Probeta corrosométrica	0.5 MPA (máx.)
Aborbedor	Sonda de penetración de H ₂ /tipoparce	1DP/lb / 5 microamperes (max.)
Agotador	Sonda de penetración de H ₂ /tipoparce	1DP/lb / 5 microamperes (max.)
4-E	Sonda de penetración de H ₂ /tipoparce	1DP/lb / 5 microamperes (max.)
4-F	Sonda de penetración de H ₂ /tipoparce	1DP/lb / 5 microamperes (max.)
9-E	Sonda de penetración de H ₂ /tipoparce	1DP/lb / 5 microamperes (max.)
9-E	Sonda de penetración de H ₂ /tipoparce	1DP/lb / 5 microamperes (max.)
14-F	Sonda de penetración de H ₂ /tipoparce	1DP/lb / 5 microamperes (max.)
33-F	Sonda de penetración de H ₂ /tipoparce	1DP/lb / 5 microamperes (max.)
Planta Catalítica 2 (Sector 9)		
Salida Domo 101-E	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
Salida 102-CB-2/2	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
Salida Gral. 102-C's	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
Salida 106-F	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
Entrada 115-C1	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
Salida 115-C2	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
Salida 115-C4	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
Salida 113-C2	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
Salida 113-C4	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
Salida 133-F	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
Entrada 141-C2	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
Salida 130-C1	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
Salida 117-F	Acero al carbón	3.0 MPA (máx.)
Entrada 102-C's	Probeta corrosométrica	3.0 MPA (máx.)
Salida 143-C	Probeta corrosométrica	3.0 MPA (máx.)
Salida 132-C	Probeta corrosométrica	3.0 MPA (máx.)
107-E	Sonda de penetración de H ₂ /tipoparce	1DP/lb / 5 microamperes (max.)
Absorbedor 103-E	Sonda de penetración de H ₂ /tipoparce	1DP/lb / 5 microamperes (max.)
Abs. Sec. 104-E	Sonda de penetración de H ₂ /tipoparce	1DP/lb / 5 microamperes (max.)
Acumulador 117-F	Sonda de penetración de H ₂ /tipoparce	1DP/lb / 5 microamperes (max.)
Acumulador 133-F	Sonda de penetración de H ₂ /tipoparce	1DP/lb / 5 microamperes (max.)
Acumulador 109-F	Sonda de penetración de H ₂ /tipoparce	1DP/lb / 5 microamperes (max.)

DIAGRAMA DE LOS PUNTOS DE INYECCIÓN: PLANTA PRIMARIA II



**TRATAMIENTOS QUIMICOS
PLANTA U400 SECTOR 3**



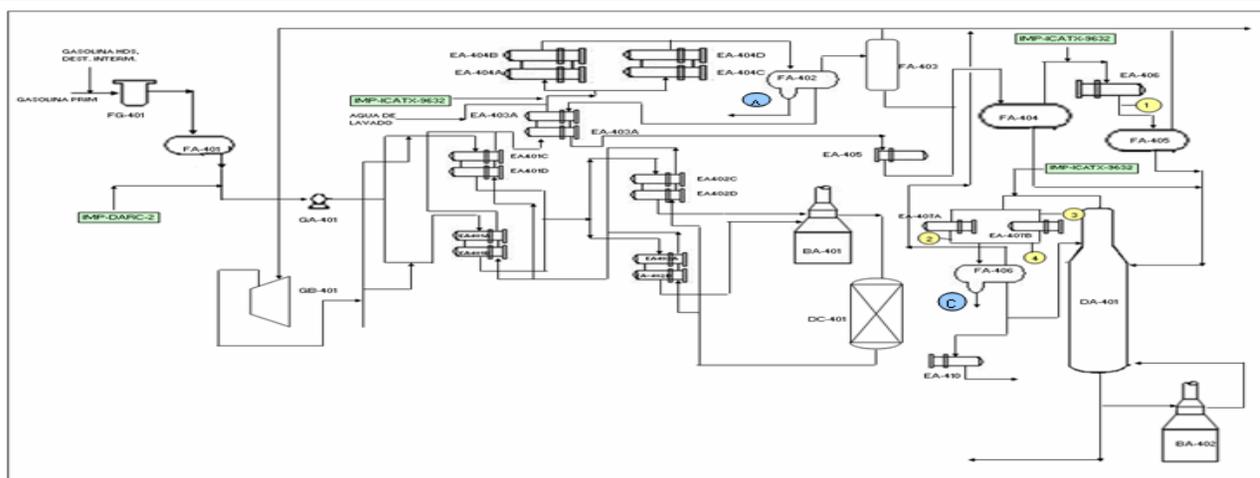
VELOCIDADES DE CORROSION

PUNTO	Equipo Protegiendo	T= Testigo P= Probeta	Materia	Especif. MPA	MPA	Observaciones
1	EA-406 ENT	T	AC.	5	0.182	
2	EA-406 SAL	T	AC.	5	0.105	
PI	EA-406 SAL	P	AC.	5	0.632	
3	EA-407 A ENT	T	AC.	5	0.345	
4	EA-407 B ENT	T	AC.	5	EFOP	
5	EA-407 A SAL	T	AC.	5	0.194	
6	EA-407 B SAL	T	AC.	5	EFOP	

ANALISIS QUIMICOS DE AGUAS AMARGAS

SECCIÓN	Acum.	pH 8-9	Fe 1 ppm Max	Cu 0.5 ppm max.	NH3 1000 ppm max.	Sulfuros 3000 ppm max.	Cloruros 150 ppm max.	ΔP Reactor
REACCION1	FA-402	SM	S/M	SM	S/M	S/M	SM	4.26
REACCION2		SIN AGUA AMARGA						
DESBUT.	FA-406	7.43	0.41	0.05	48286	2606.00	113.31	

TRATAMIENTOS QUIMICOS
PLANTA U400 SECTOR 8



VELOCIDADES DE CORROSION

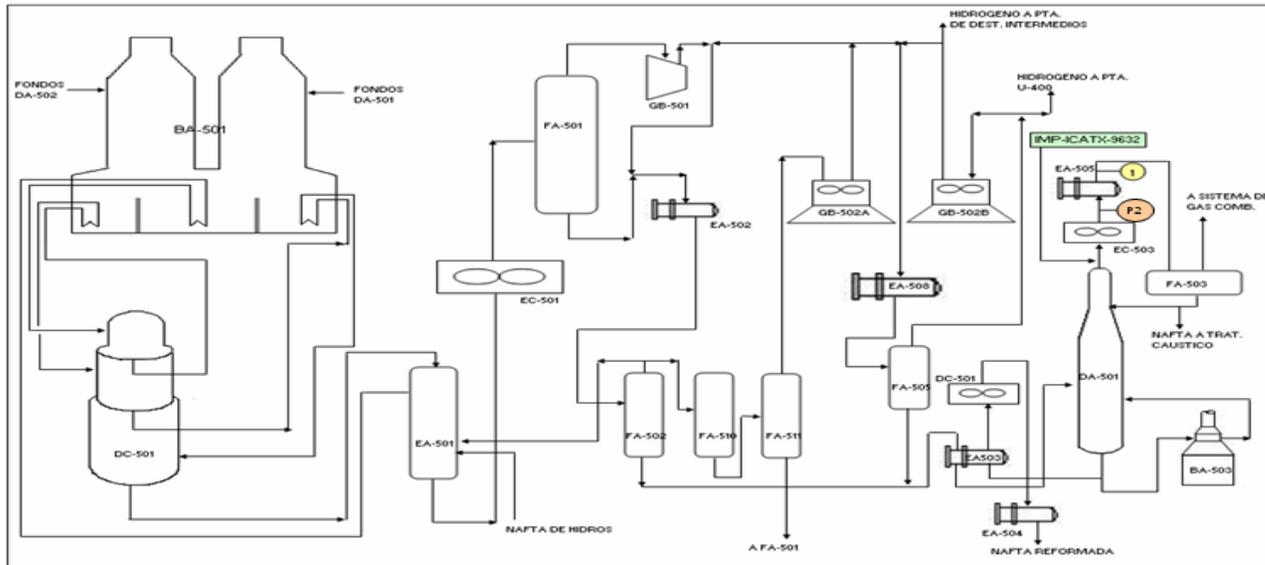
Punto	Equipo Protegiendo	Ts Testigo Pa Prueba	Metal	Especif. MRA	MRA	Observaciones
	EA404					Monitoreo por análisis Químico de Fe en separador FA 402
1	EA-406 BSAL	T	ADM	05	0118	SEGUIMIENTO
2	EA-407 ASAL	T	ADM	5	0148	SEGUIMIENTO
3	EA-407 BENT	T	AC	5	EFAOP	
4	EA-407 BSAL	T	ADM	5	EFAOP	

ANALISIS QUIMICO DE AGUAS AMARGAS

SECCIÓN	Punto	pH	Fe	Cu	TNH3	Sulfuros	Clouros	DP Reactor
REACCIÓN 1 (FA-402)	A	6.8	1 ppm Mx.	0.5 ppm max.	1000 ppm max.	3000 ppm max.	150 ppm max.	0.87
REACCIÓN 2	B	7.07	010	004	161.29	3314	40.28	
DESUT. (FA-406)	C	SM	SM	SM	SM	SM	SM	

(A) (B) (C) PUNTOS DE MUESTREO

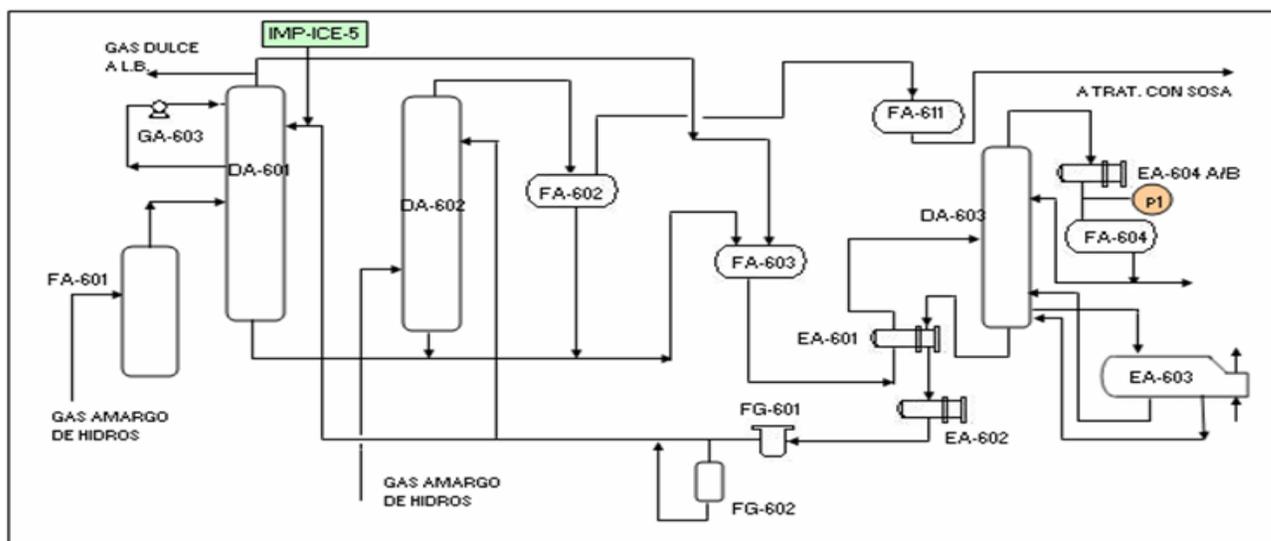
**TRATAMIENTOS QUIMICOS
PLANTA U-500 SECTOR 3**



VELOCIDADES DE CORROSION

Punto	Equipo Protegiendo	Material	Especif. MPA	MPA	Observaciones
1	EA-505 ENT	AC.	S	0.131	
P1	EA-505 SAL	AC.	S	0.248	

**TRATAMIENTOS QUIMICOS
PLANTA U600 SECTOR 3**



VELOCIDADES DE CORROSION

Punto	Equipo Protegido	Materia	Especif. MPA	MPA	Observaciones
P1	EA-604	A.C.	5	0.303	

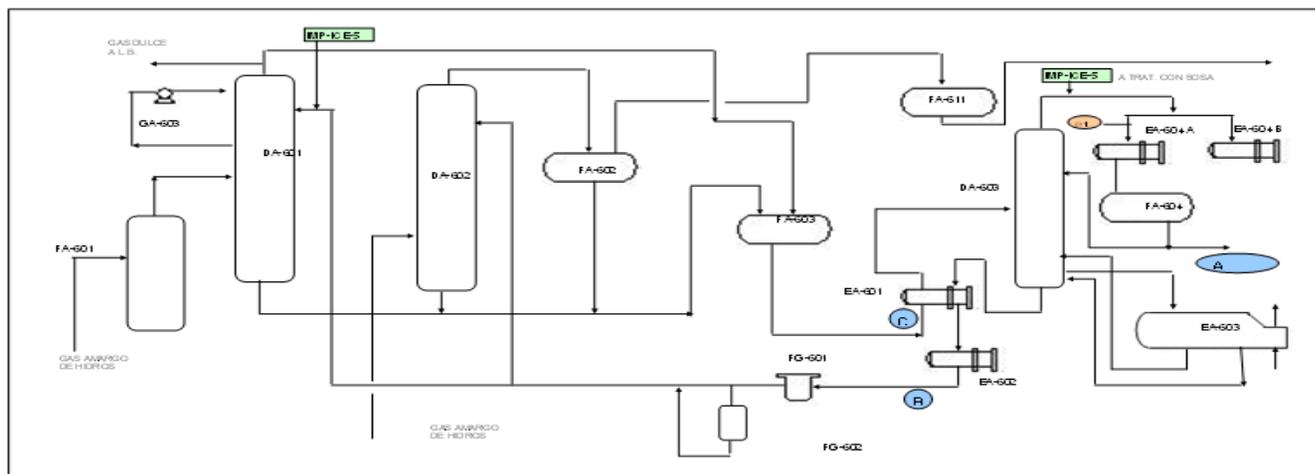
Prueba Parche U-600

Ubicación	Lectura (mA)
DA-601	4.77

ANALISIS QUIMICOS DE AGUA AMARGA Y AMINAS

SECCION	Punto	pH 6-9 Adm. 9-12	Fe 1 ppm max. A.A. 5 ppm max. A.B. y A.P.	Cu 0.5 ppm max. A.A.	NH3 1000 ppm max.	Sulfuros 3000 ppm max.	Cloruros 150 ppm max.	H2S % Vol.	DEA %
REGENERADORA	FA-604	6.63	0.19	0.05	166.00	659.14	12.9		
AMINA POBRE		10.35	0.58	0.04			140.8	0.36	15.33
AMINA RICA		10.17	0.61	0.05			162.9	0.55	15.00

TRATAMIENTOS QUIMICOS
PLANTA U600 SECTOR 8



VELOCIDADES DE CORROSION

Punto	Equipo Protegido	T= Testigo Pa Probado	Mterial	Especif. MRA	MRA	Observaciones
P1	EA-604.AENT	P	AC	S	036	

Prueba Parche U-500

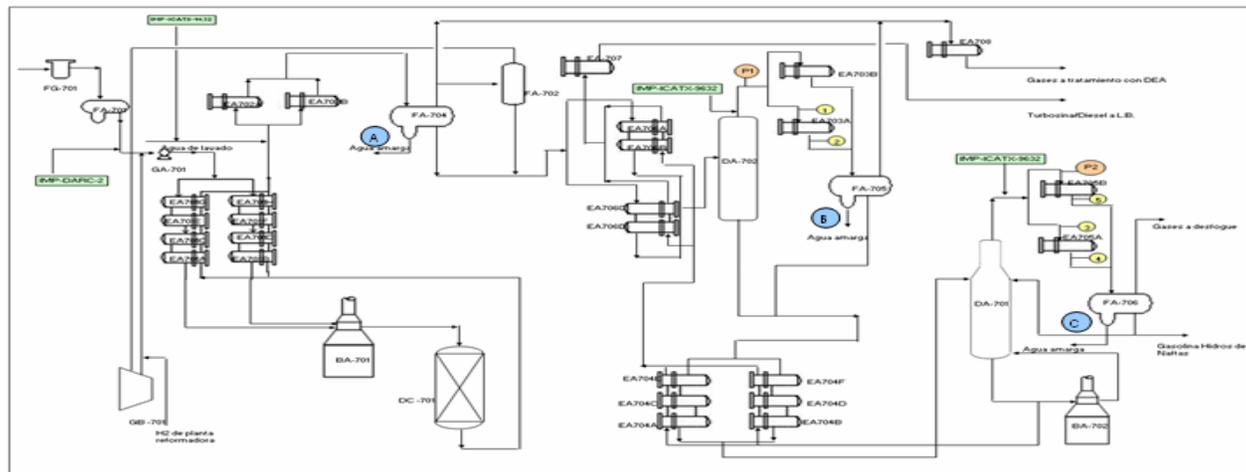
Ubicación	Lectura (mA)
DA-601	11.50

ANALISIS QUIMICOS DE AGUA AMARGA Y AMINAS

SECCIÓN	Punto	PH 5-9 AMIN 2+2	Fe 150 ppm max. A.A. 50 ppm A.P. V.A.S	Cu 0.5 ppm max. A.A.	NH3 10.00 ppm max.	Sulfuros 3000 ppm max.	Olivinas 1.50 ppm max.	H2S % Vol.	DEA %	SET ppm
REGENERADORA	A	679	052	006	86433	422733	31.88			
AMINA POBRE	B	336	044	005			167.26	0.61	1232	150
AMINARICA	C	369	047	006			3212	1.26	1252	136

(A) (B) (C) PUNTOS DE MUESTREO

TRATAMIENTOS QUIMICOS
PLANTA U700 SECTOR 8



VELOCIDADES DE CORROSION

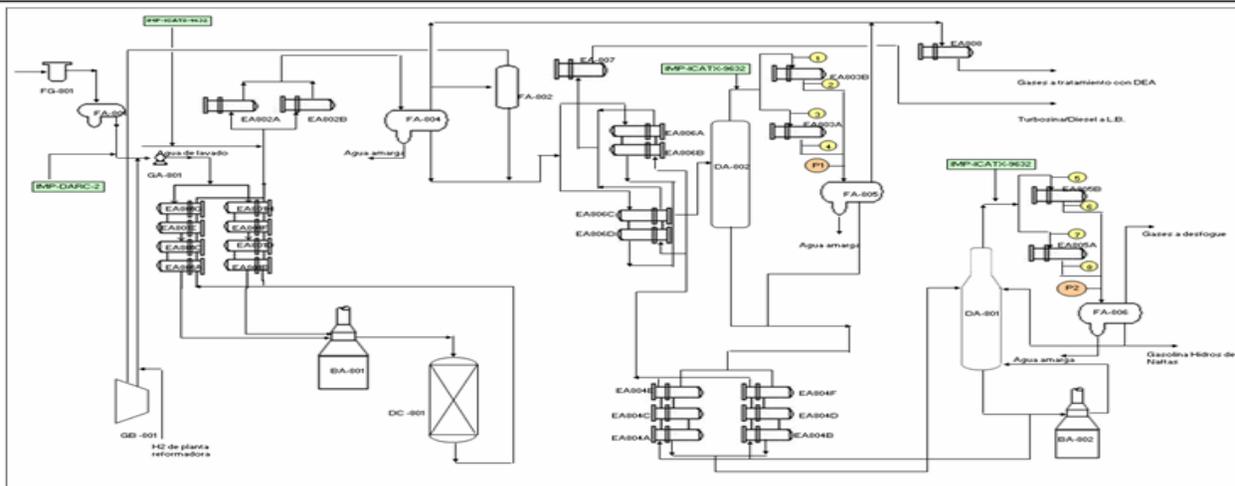
Punto	Equipo	T=Tipo	Materia	Especif.	MRA	Observaciones
	Protección	Pr. Probeta			MRA	
	EA700ABE		La corrosión se monitorea por análisis de Hierro y Cobre en FA700			
P1	EA-700A-BENT	P	AC	5	086	
1	EA-700A-SAL	T	ADM	05	E ROP	
2	EA-700B-SAL	T	ADM	05	3142	
3	EA-700A-ENT	T	AC	5	183	
RE	EA-700B-ENT	P	AC	5	000	
4	EA-700A-SAL	T	ADM	05	ND	
5	EA-700B-SAL	T	ADM	05	E ROP	

ANALISIS QUIMICOS DE AGUAS AMARGAS

SECCIÓN	Punto	pH	Fe	Cu	NH3	Sulfuros	Cloruros	DP Resultador
REACCION	A	6.9	1 ppm. M/oc	0.5 ppm max.	1.000 ppm max.	3000 ppm max.	150 ppm max.	2.05
AGOTAMIENTO	B	7.85	0.25	0.04	1287.14	5745.71	126.88	
FRACCIONADORA	C	6.60	0.44	0.05	1043	1.01.57	33.38	

(A) (B) (C) PUNTOS DE MUESTREO

**TRATAMIENTOS QUIMICOS
PLANTA US00 SECTOR 3**



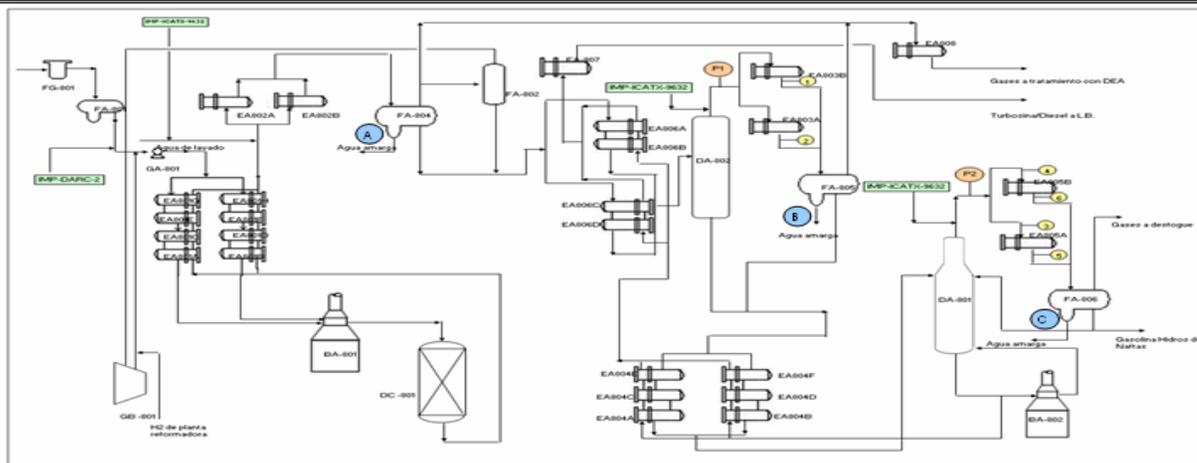
VELOCIDADES DE CORROSION

Punto	Equipo Protegido	T= Testigo P= Probeta	Materia	Especif. MPA	MPA	Observaciones
3	EA-303 A ENT	T	A.C.	S	1.676	0
1	EA-303 B ENT	T	A.C.	S	1.030	0
4	EA-303 A SAL	T	A.C.	S	0.457	0
2	EA-303 B SAL	T	A.C.	S	0.221	0
9	EA-305 AB INT.	T	A.C.	S	0.097	
10	EA-305 CD INT.	T	A.C.	S	0.155	
7	EA-305 A ENT	T	A.C.	S	0.778	0
5	EA-305 B ENT	T	A.C.	S	0.732	0
8	EA-305 A SAL	T	ADM	0.5	V/D	VALVULA DANADA
6	EA-305 B SAL	T	ADM	0.5	0.185	0
P1	EA-303 A/B SAL	P	A.C.	S	0.039	
P2	EA-305 A/B SAL	P	ADM	0.5	S/D	

ANALISIS QUIMICOS DE AGUAS AMARGAS

SECCIÓN	Punto	pH	Fe	Cu	Cr	Ni	NHS	Sulfuros	Cloruros	ΔP Reactor
REACCION	FA-304	7.09	1 ppm Máx.	0.5 ppm máx.	1 ppm máx	0.5 ppm máx.	1000 ppm máx.	3000 ppm máx.	150 ppm máx.	2.22
AGOTAMIENTO	FA-305	6.93	0.14	0.04	0.0260	0.0048	426.29	1698.00	31.91	
FRACCIONADORA	FA-306	6.45	0.21	0.04			221.14	1138.57	115.61	

TRATAMIENTOS QUIMICOS
PLANTA U800 SECTOR 8



VELOCIDADES DE CORROSION

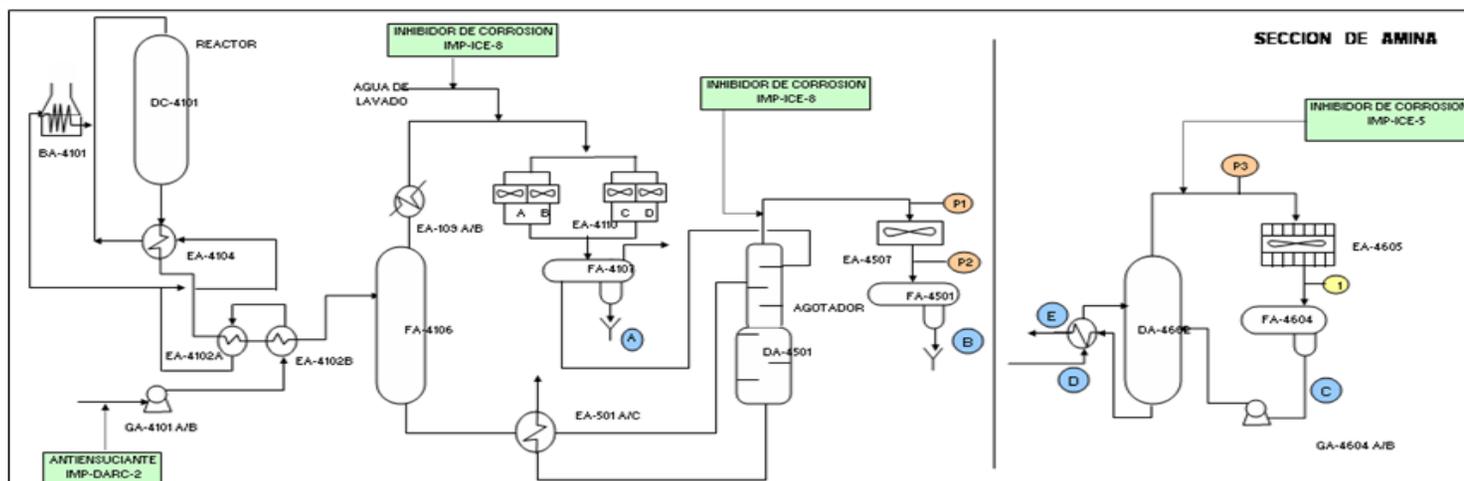
Punto	Equipo	T=Testigo	Material	Especif.	MMA	Observaciones
	Protegido	Pr. Probato		MMA		
	EA-802A/B		La corrosión se monitorea por análisis de Hierro y Cobre en FA-804			
P1	EA-803A/BENT	P	A/C	5	1.45	
2	EA-803A/SAL	T	ADM	05	UFDP	
1	EA-803B/SAL	T	ADM	05	E FCP	
R2	EA-803A/BENT	P	A/C	5	230	
3	EA-803A/BENT	T	A/C	5	UFDP	
4	EA-803B/BENT	T	A/C	5	UFDP	
5	EA-803A/SAL	T	ADM	05	UFDP	
6	EA-803B/SAL	T	ADM	05	UFDP	

ANALISIS QUIMICOS DE AGUAS AMARGAS

SECCION	Punto	pH	Fe	Cu	NH3	Sulfuros	Cloruros	DP Resdor
REACCION	A	8.31	1 ppm Max.	0.5 ppm max.	1000 ppm max.	3000 ppm max.	150 ppm max.	1.21
AGOTAMIENTO	B	7.80	018	005	137875	6345.75	34.40	
FRACCIONADORA	C	678	038	004	2660	9600	13.08	

(A) (B) (C) PUNTOS DE MUESTREO

TRATAMIENTOS QUIMICOS
PLANTA HDD SECTOR 8



VELOCIDADES DE CORROSION

Punto	Equipo	T= Testigo	Material	Especif	MRA	Observaciones
P1	EA-4507 ENT	P	A.C.	5	360	
P2	EA-4507 SAL	P	A.C.	5	210	
P3	EA-4605 ENT	P	A.C.	5	211	
1	EA-4605 SAL	T	A.C.	5	051	

TESTIGOS SOLO DE SEGUIMIENTO:

Ubicación	Lectura (mA)
FA4604	5307

ANALISIS QUIMICOS DE AGUAS AMARGAS Y AMINAS

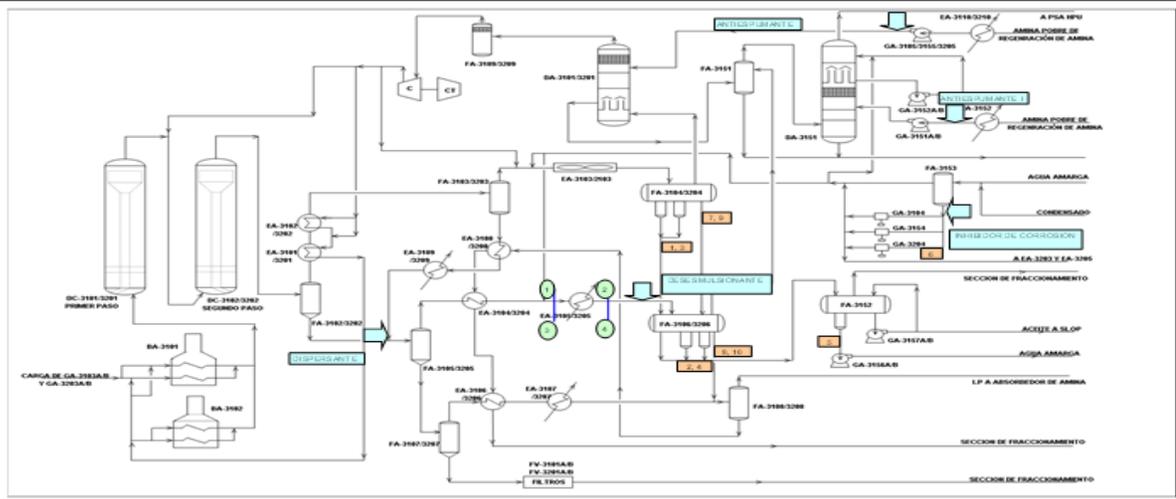
SECCION	Punto	pH	Fe	Cu	MH	Sulfatos	Cloruros	H2S	DEA	SS	Turbidez	DP Reactor
REACCION	A	6.4	0.25	0.05	830.00	349660	8839					208
AGOTAMIENTO	B				SIN AGUA	SUFICIENTE						
REGENERADORA*	C	8.21	016	005	2255.83	2125.00	43012					
AMINA-POBRE	D	1016	057	004			21.25	008	15.61	11.00		
AMINARICA	E	3.61	028	005			21.25	1.42	15.08	20.00		

*LOS PARAMETROS DEL AGUA AMARGA EN LA SECCION DE REGENERACION SON:

Sulfuro: 15,000ppm max
Nitrogeno Amónico: 500ppm max
pH: 3.0 max

(A) (B) (C) (D) (E) PUNTOS DE MUESTREO

**TRATAMIENTOS QUIMICOS
UNIDAD U-3100/3200 REACCION SECTOR 10**



VELOCIDADES DE CORROSION

PUNTO	Equipo Protegiendo	Tiempo Prueba	Material	Especif MPA	MPA	Observaciones
1	EA-3105 ENT	P	A.C.	S	U.F.O.P	
2	EA-3105 SAL	P	A.C.	S	U.F.O.P	
3	EA-3205 ENT	P	A.C.	S	1.403	
4	EA-3205 SAL	P	A.C.	S	S/D	


 PUNTO DE MUESTREO, AGUA AMARGA O HIDROCARBURO

 TIPO DE CORROSION O PROBLEMA

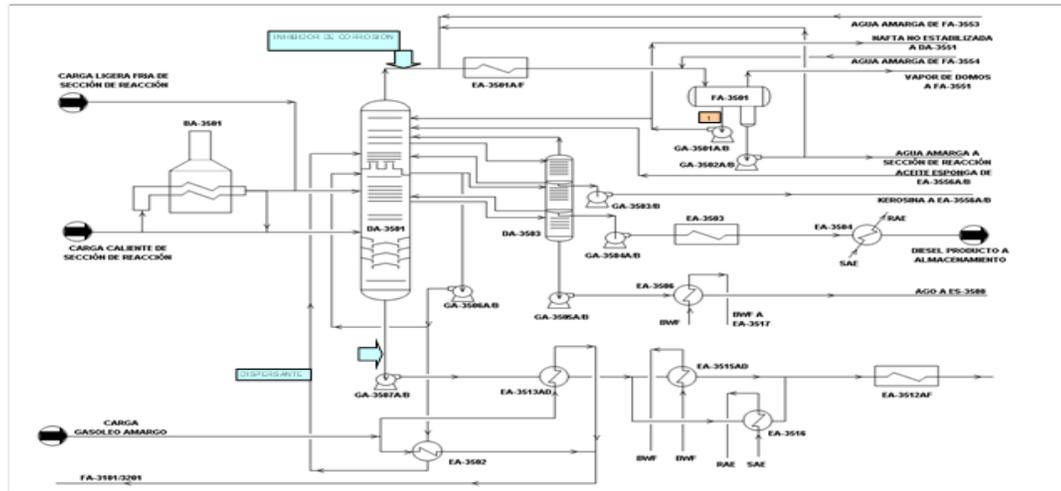
ANALISIS QUIMICOS DE AGUAS AMARGAS E HIDROCARBURO

SECCION	PUNTO	EQUIPO	pH	H ₂ S Svol	Fe <1 ppm	Cr <1 ppm	Ni <0.5 ppm	NO ₃ ppm	Sulfuros ppm	Cloruros ppm	Bisulfuros NH4 % vol	Gr A ppm	AGUA % vol
U-3100 A.A.	1	FA-3104	U.F.O.P	U.F.O.P	U.F.O.P	U.F.O.P	U.F.O.P	U.F.O.P	U.F.O.P	U.F.O.P	U.F.O.P	U.F.O.P	
	2	FA-3105	U.F.O.P	U.F.O.P	U.F.O.P	U.F.O.P	U.F.O.P	U.F.O.P	U.F.O.P	U.F.O.P	U.F.O.P	U.F.O.P	
U-3200 A.A.	3	FA-3204	8.79	1.30	0.57	0.070	0.009	2352.50	12192.87	18.31	0.87	31.58	
	4	FA-3205	7.95	0.86	0.28	0.120	0.007	1190.83	4819.83	12.41	0.34	28.63	
EQUIPOS COMUNES	5	FA-3152	8.85	0.99	0.18	0.070	0.006	1880.83	9325.33	24.22	0.63	35.08	
	7	FA-3104											U.F.O.P
	8	FA-3105											U.F.O.P
	9	FA-3204											0.010
	10	FA-3205											0.353

ANALISIS QUIMICOS DEL AGUA DE LAVADO

SECCION	PUNTO	EQUIPO	pH	H ₂ S Svol	Fe <1 ppm	Cr ppm	Ni ppm	NO ₃ <2.5 ppm	Cloruros <5 ppm	SOT ppm	DUREZA ppm	SST ppm
U-3100/3200	8	GA-3104/3154/3204	8.18	0.02	0.37	0.020	0.009	6.33	9.13	3.33	0.0	7.00

TRATAMIENTOS QUIMICOS
UNIDAD U-3500 FRACCIONAMIENTO SECTOR 10

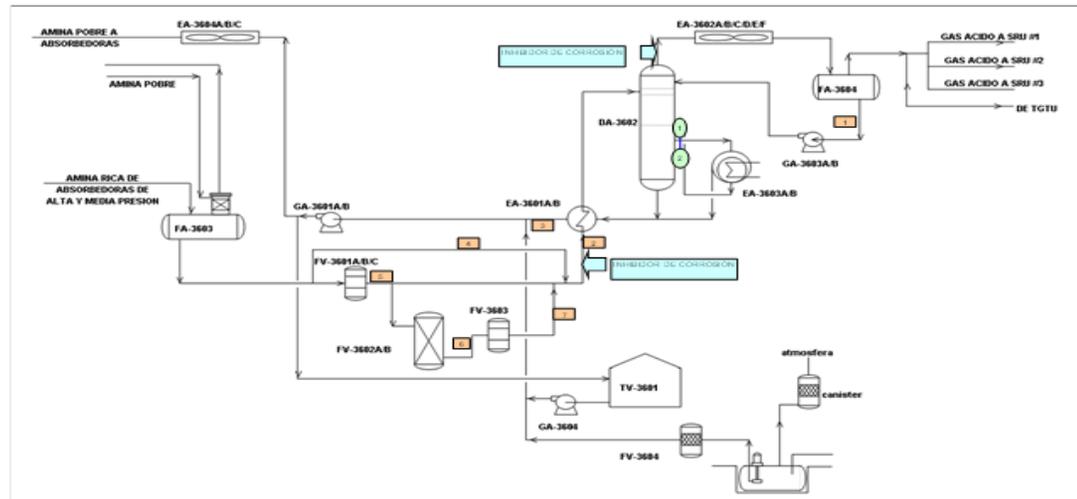


ANÁLISIS QUÍMICOS DE AGUAS AMARGAS

SECCIÓN	PUNTO	EQUIPO	pH	H ₂ S Total	Fe	O ₂	N	NH ₃	Sulfuros	Cloruros	Bisulfuros	G y A
U-3500	1	FA-3501	8.91	0.15	<1 ppm	0.03	<0.5 ppm	3.55.83	141.9.83	15.35	0.10	1.220

 PUNTO DE MUESTREO AGUA AMARGA

TRATAMIENTOS QUIMICOS
UNIDAD U-3600 REGENERACION DE AMINA SECTOR 10



VELOCIDADES DE CORROSIÓN

PUNTO	Equipo Protegido	T= Tiempo Prueba	Material	Espec. E MPA	MPA	Observaciones
1	EA-3603 A ENT	T	A1	1	SE	
2	EA-3603 B ENT	T	A1	1	SE	

1 PUNTO DEL MUESTREO, AGUA AMARGA O AMINA
2 TESTEO DE CORROSIÓN O PROBLETA

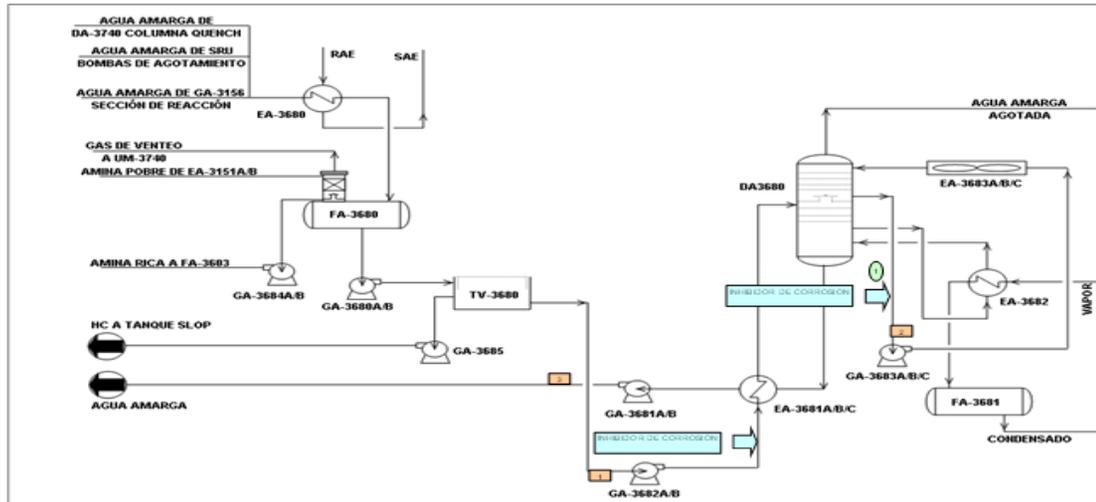
ANALISIS QUIMICOS DE AGUAS AMARGAS

SECCIÓN	PUNTO	EQUIPO	pH	H ₂ S % vol	Fe <1 ppm	Cr <1 ppm	Ni <0.5 ppm	NH ₃ ppm	Sulfuros ppm	Cloruros ppm	Bisulfuros NH ₄ % vol	DEA % vol	G y A ppm
U-3600	1	FA-3604	9.97	2.19	0.28	0.04	0.02	20.00.71	2.0003.29	18.73	0.83	0.11	12.78

ANALISIS QUIMICOS DE AMINAS

SECCIÓN	PUNTO	EQUIPO	pH	H ₂ S % peso	DEA % peso	Fe TOTAL ≤5.0 ppm	CLORUROS ppm	SST ppm	TURBIDEZ NTU
U-3600	2	AMINA POBRE	10.52	0.40	15.23	0.85	65.55	37.00	7.03
	3	AMINA RICA	9.88	1.25	14.39	0.86	78.94	19.25	139.90
U-3600 FILTROS DE AMINA	4	ENT. FA-3601 ABC						5.00	188.00
	5	SALIDA FV-3601 ABC						4.0	199.0
	6	SALIDA FV-3602 AB						88.0	122.0
	7	SALIDA FV-3603						80.0	448.0

TRATAMIENTOS QUIMICOS
UNIDAD U-3600 AGUAS AMARGAS SECTOR 10



VELOCIDADES DE CORROSIÓN

PUNTO	Equipo Protegiendo	T= Testigo P= Prueba	Material	Espec. f. MPA	MPA	Observaciones
1	EA-3683 ABC	T	AL	1	SE	

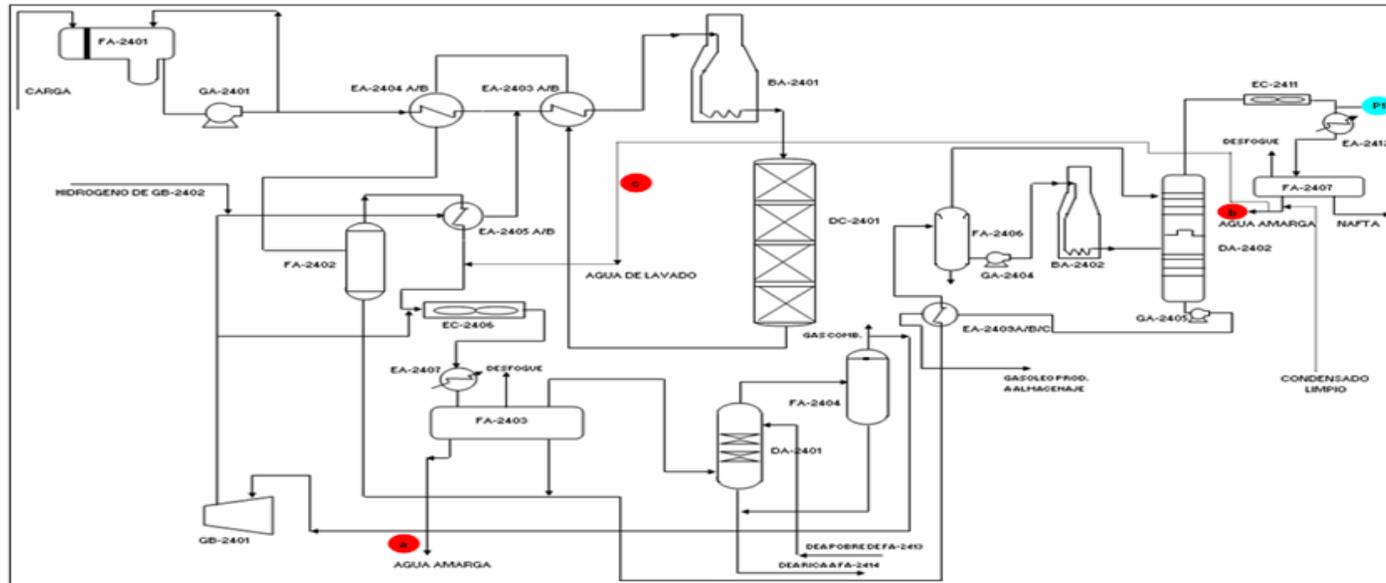
1 PUNTO DE MUESTREO DE AGUA AMARGA O DE SU LLENADA
2 PUNTO DE CORROSIÓN O PROBELTA

ANALISIS QUIMICOS DE AGUAS AMARGAS

SECCIÓN	PUNTO	EQUIPO	pH	H ₂ S Svol	Fe <1 ppm	Cr <1 ppm	Ni <0.5 ppm	NH ₃ ppm	Sulfuros ppm	Cloruros ppm	Bisulfuros NH ₄ % vol	G y A ppm
U-3600	1	CARGA A DA-3680	8.77	0.83	0.47	0.06	0.01	1533.14	5020.00	41.51	0.44	10.31
	2	REFLUJO A DA-3680	10.50	2.50	0.40	0.08	0.01	3010.71	24355.14	21.28	0.85	44.40
	3	AGUA DESPLENADA	7.84	0.03	0.41			444.20		40.04		4.85

AREA DE TRATAMIENTOS QUIMICOS

DIAGRAMA DE LA SECCIÓN DE REACCIÓN Y FRACCIONAMIENTO DE LA PLANTA HDG

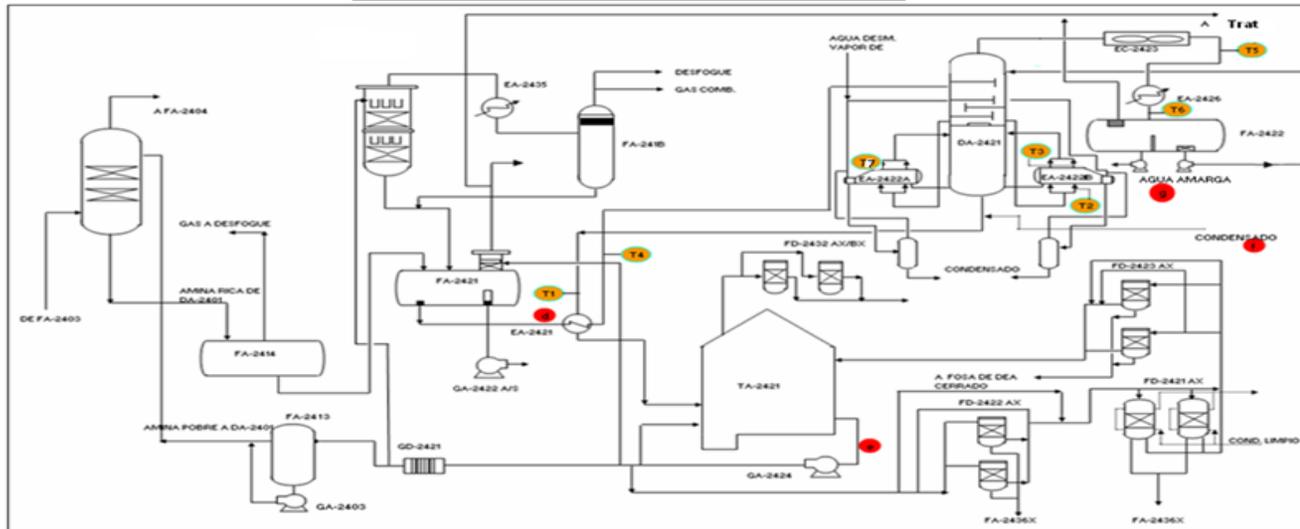


PUNTO	Equipo	Material	Especif.	MRA
PI	EA-2412 ENT	A.C	50	

PUNTO	PH	Fe	Ni	Sulfuros	Cloruros	N2NH3	H2S	
FA-2403(a)	7.5-8.5	1.0 ppm max	0.1 ppm max	FA-2403 20,000 ppm FA-2407 6000 ppm	180 ppm max	FA-2403 2000 ppm max FA-2407 800 ppm max	FA-2403 2.0 % max FA-2407 0.8 % max	
FA-2403(b)								
PUNTO	PH	Fe	Ni	Cloruros	N2NH3	H2S	SSF	STD
Agua Lavado (C)	8.0-8.5	0.4 ppm max	0.04 ppm max	50 ppm max	300 ppm max	0.15 % vol max	10 ppm max	10 ppm max

AREA DE TRATAMIENTOS QUIMICOS

DIAGRAMA DE LA SECCIÓN DE REGENERACION DE LA PLANTA HDG

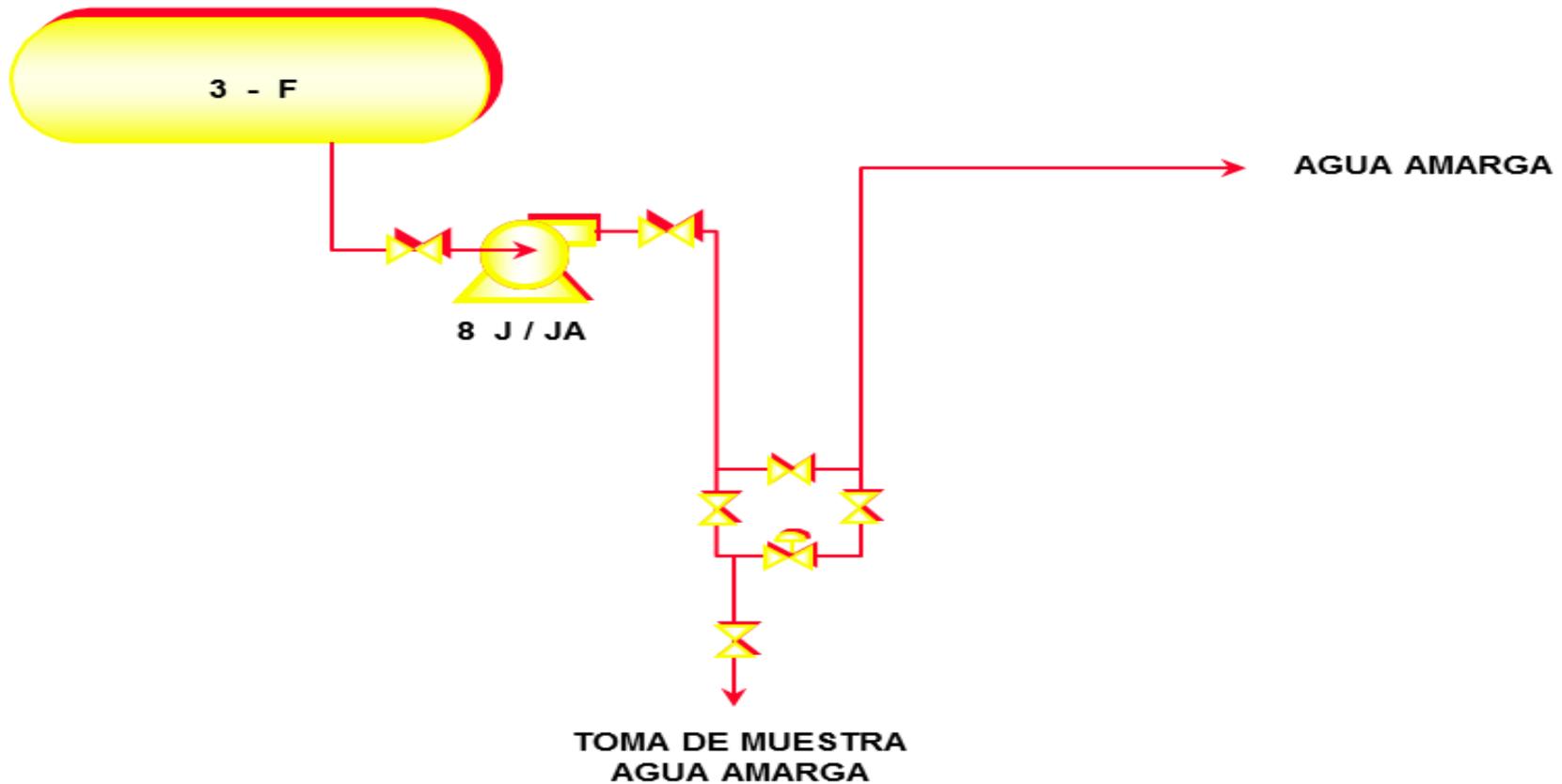


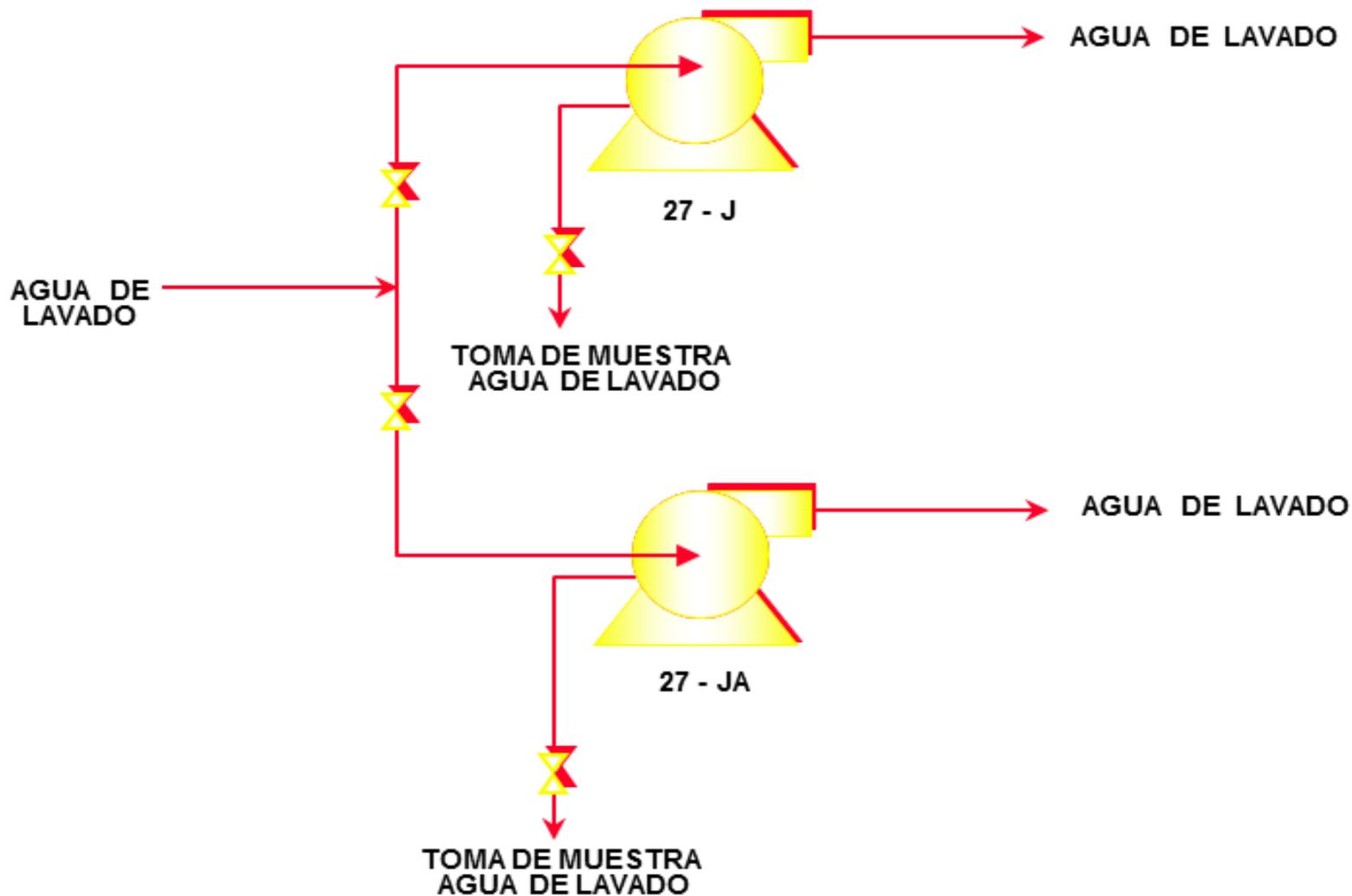
PUNTO	Equipo	Mterial	Especif.	NRA
T1	EA-2421 ENT. L.C.	A.C.	5.0	
T2	EA-2422 B ENT. L.C	A.C.	5.0	
T3	EA-2422 B SAL. L.C	A.C.	5.0	
T4	SAL. EA-2421 L.T.	A.L.	1.0	
T5	ENT. EC-2426 L.C.	A.L.	1.0	
T6	SAL. EA-2426 L.C.	A.L.	1.0	
T7	SAL. EA-2422 A L.C	A.C.	5.0	

PUNTO	PH	Fe	Ni	Sulfuros	Cloruros	Conc. DEA	H2S (96%)	Sulfuros	NH3	
T1	7.5-8.5	1.0 ppm max.	0.1 ppm max.	21.500 max.	150 ppm max.	1.0 max.	2.75 max.	3% max.	3000 ppm	
FA-2422(g)										
PUNTO	PH	Fe	Ni	Cl	Sulfuros	Conc. D SA	88T	H2S (96%)		
T4	A.R. 9-10 A.P. 10-11	3 ppm max.	0.15 ppm max.	150 ppm max.	A.R. 15,000 ppm A.R. 3,000 ppm	35 ppm max.	100 ppm max.	A.R. 3.5% A.P. 0.5%		
AMARGA POBRE (c)										
AMARGA RICA (g)										
PUNTO	PH	Fe (<0.05 ppm)	Ni (<0.01 ppm)	Cl (<2 ppm)	Sulfuros (0 ppm)	Dureza (<40 ppm)	SOT (<1.5)	H2S (0 PPM)	NH3 (0.15 ppm)	Alcalinidad (<4.5 ppm)
CONDENSADO (f)										

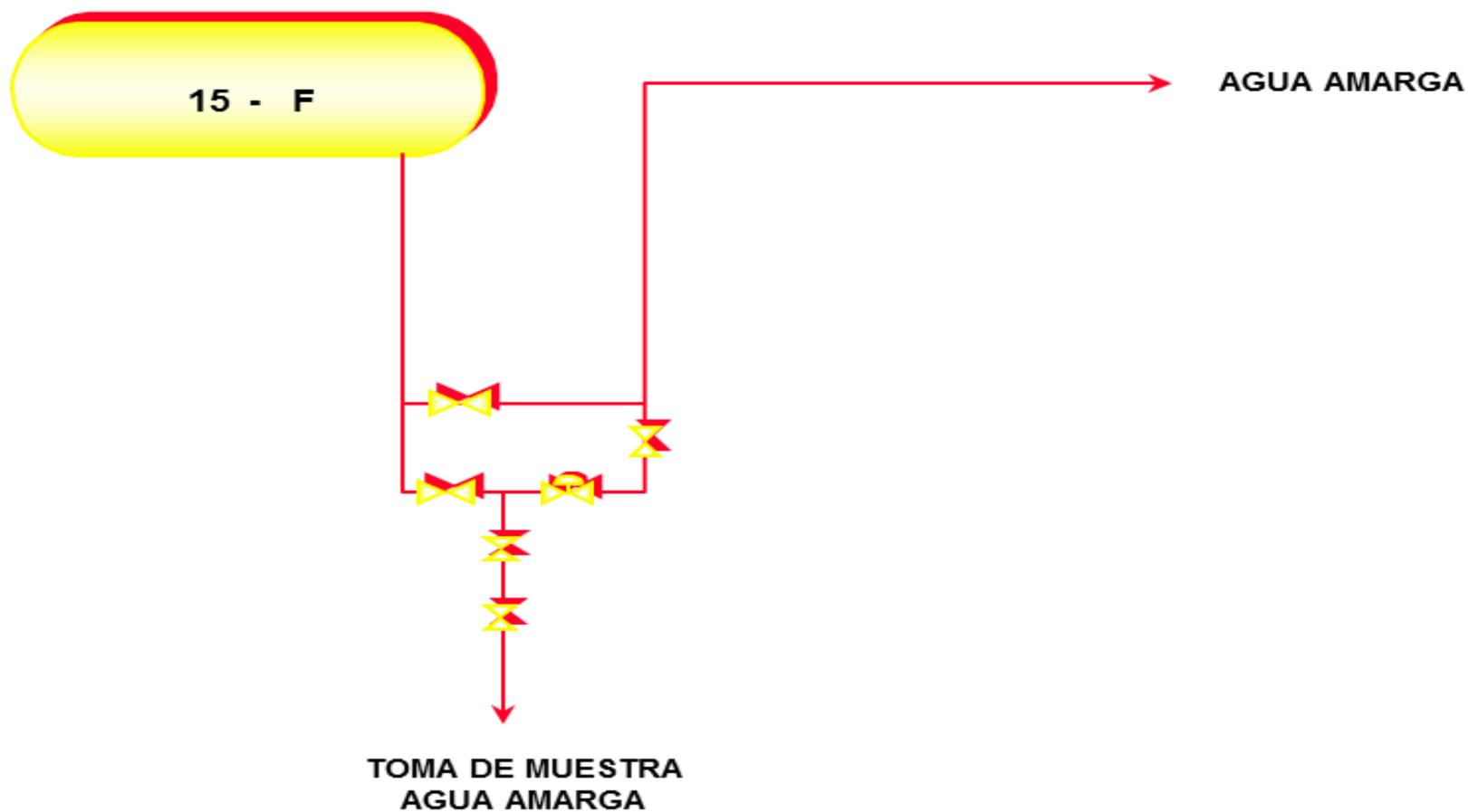
PLANTA CATALITICA No 1 DIAGRAMAS DE PUNTOS DE MUESTREO

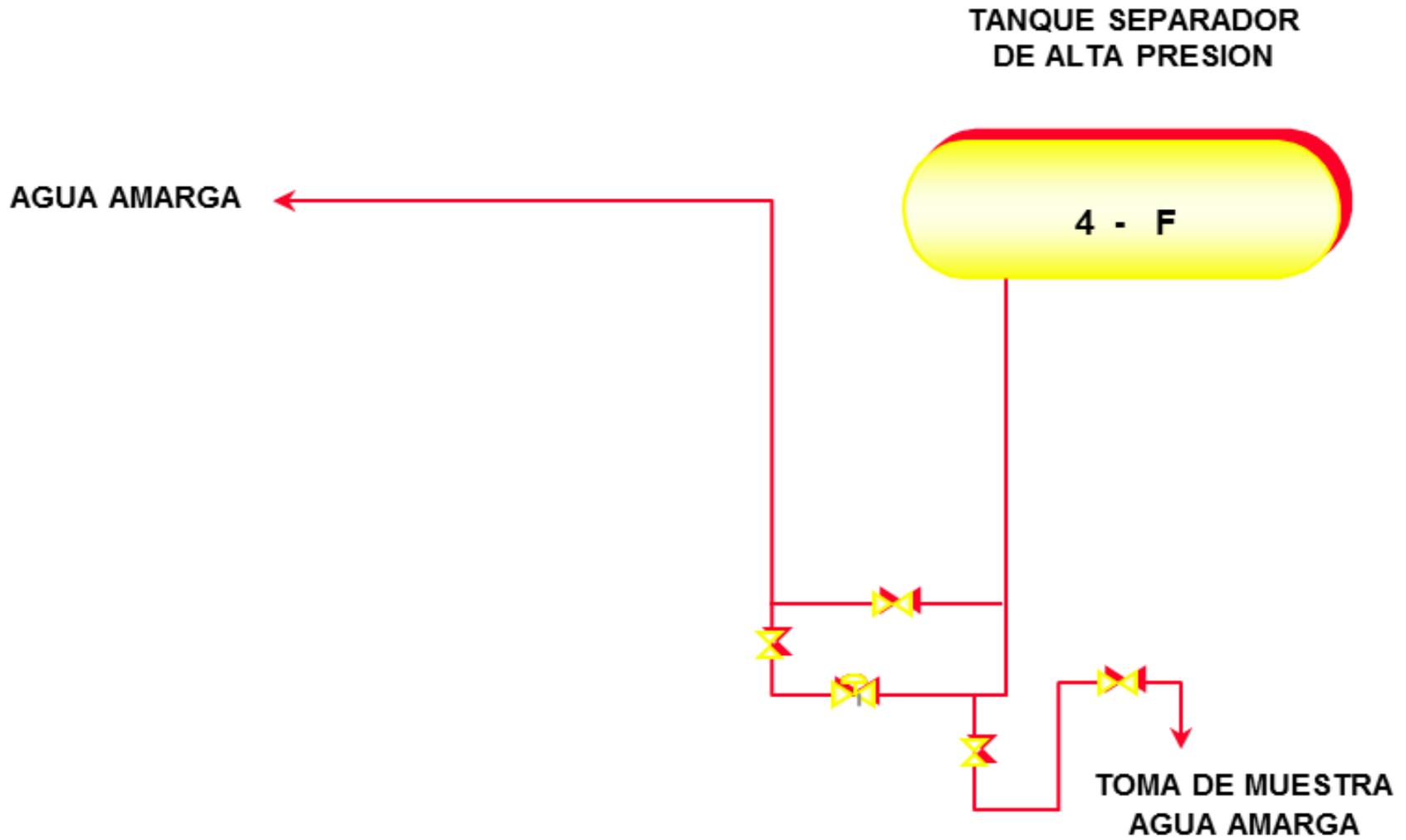
ACUMULADOR DE LA
TORRE FRACCIONADORA

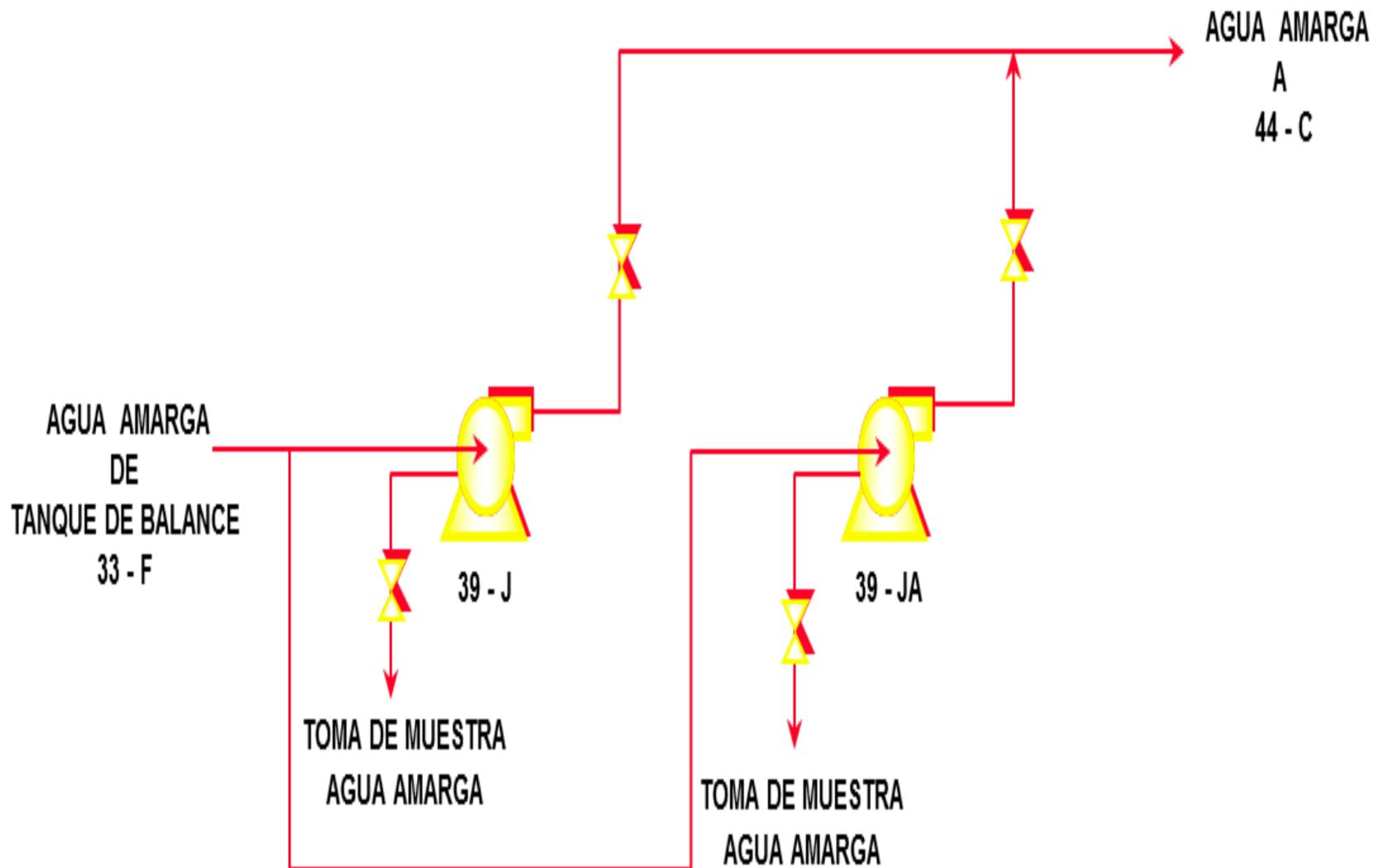


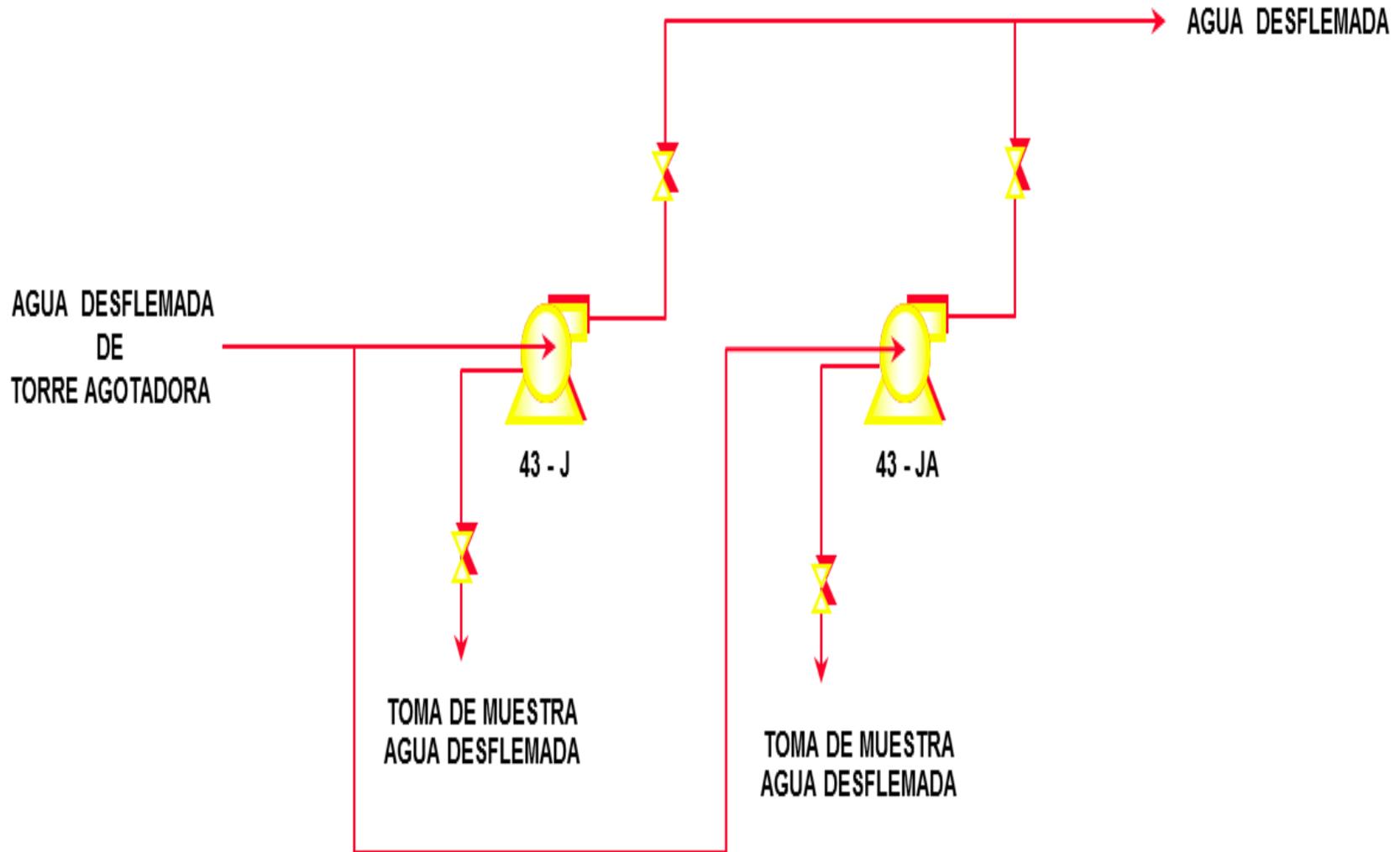


TANQUE SEPARADOR

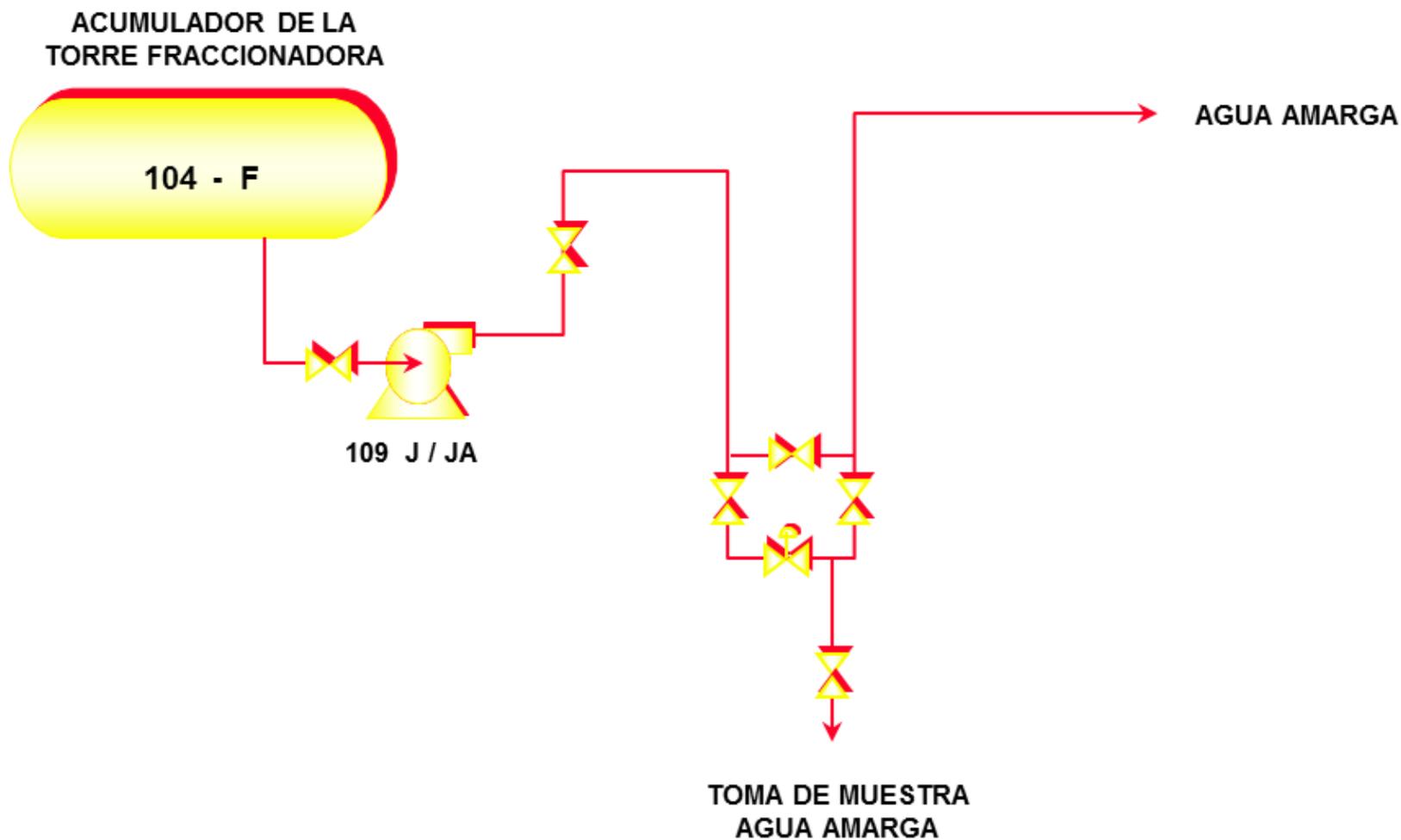




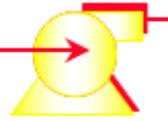
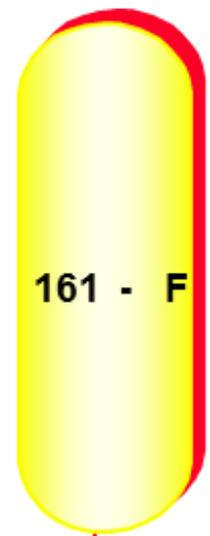




PLANTA CATALITICA No 2 DIAGRAMAS DE PUNTOS DE MUESTREO



ACUMULADOR DE
CONDENSADO LIMPIO

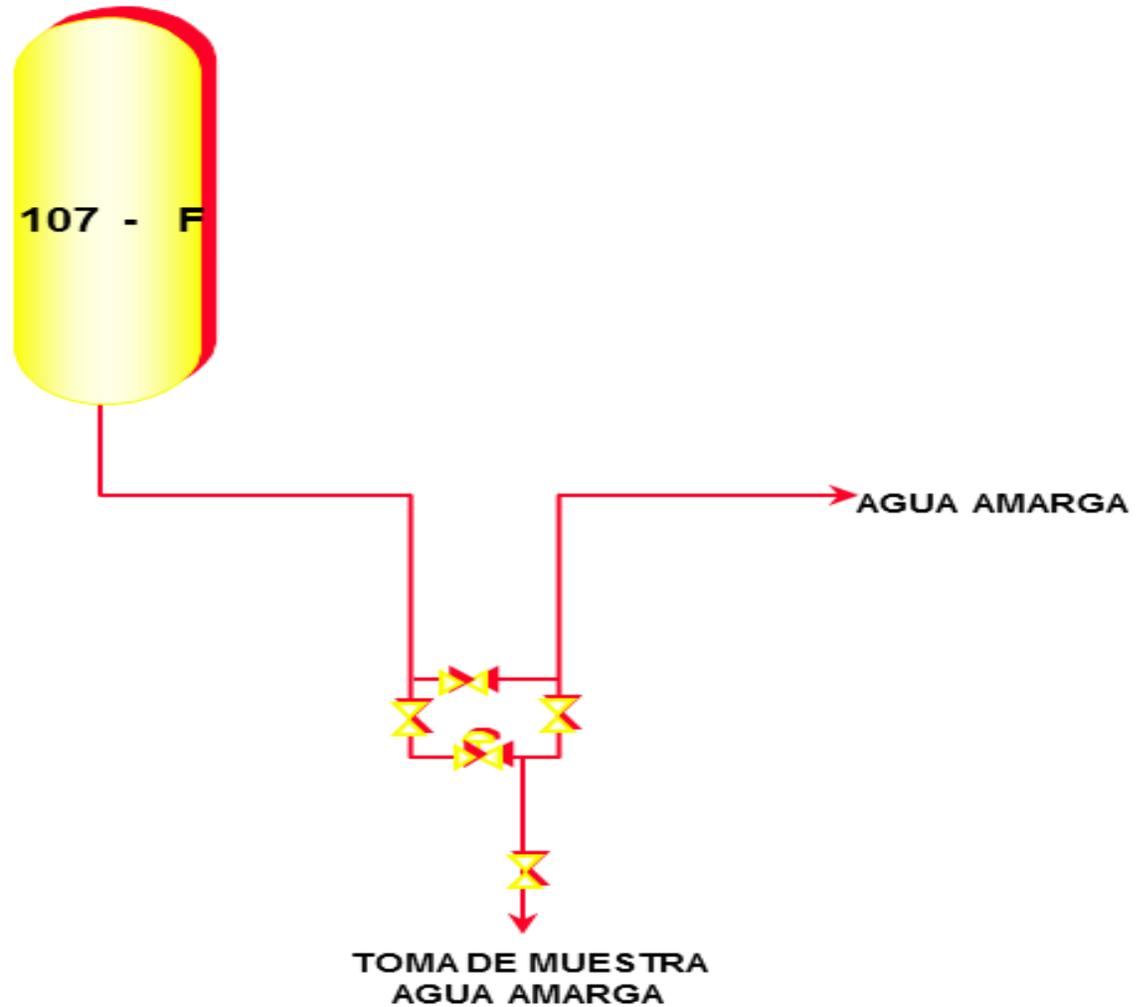


AGUA DE LAVADO

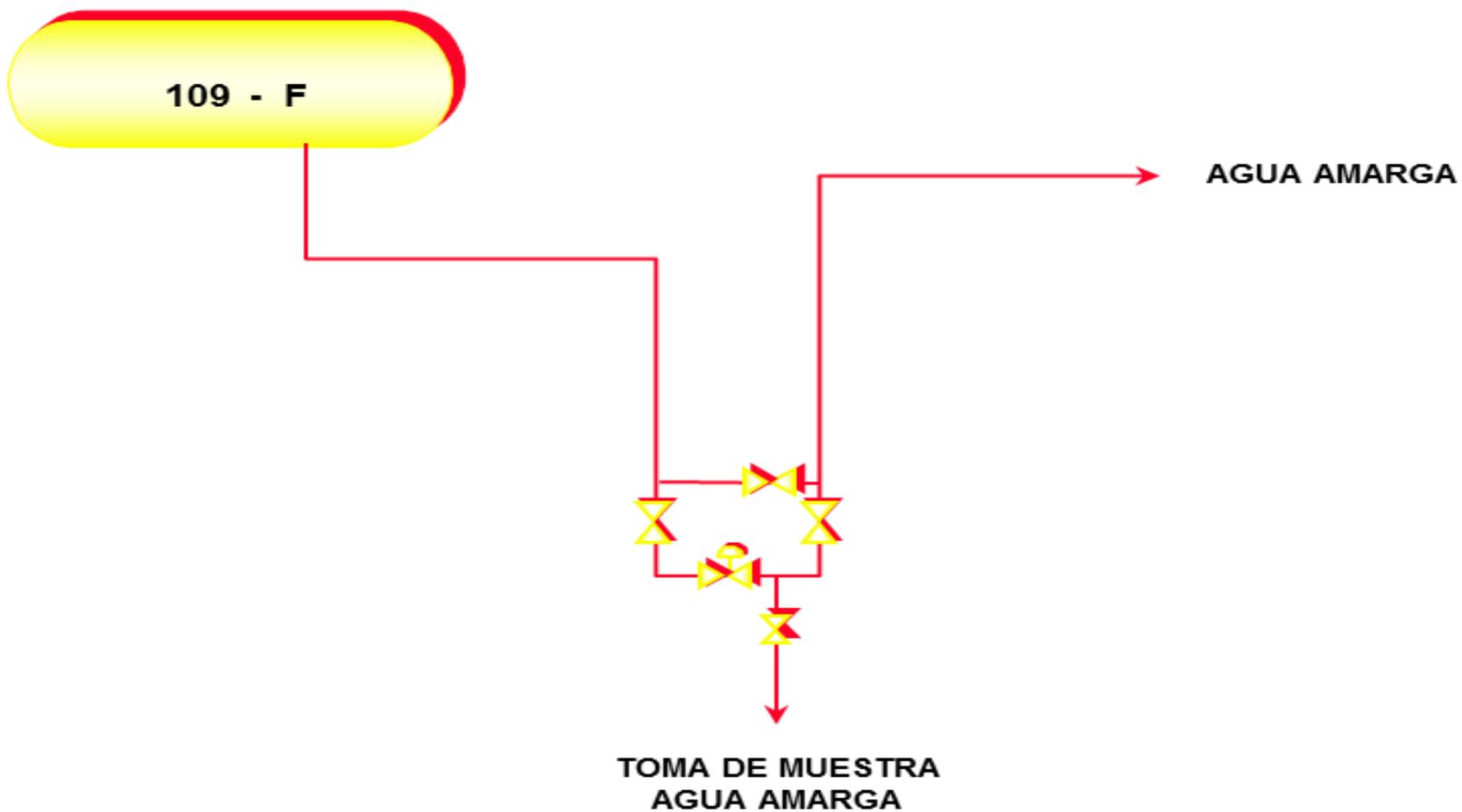


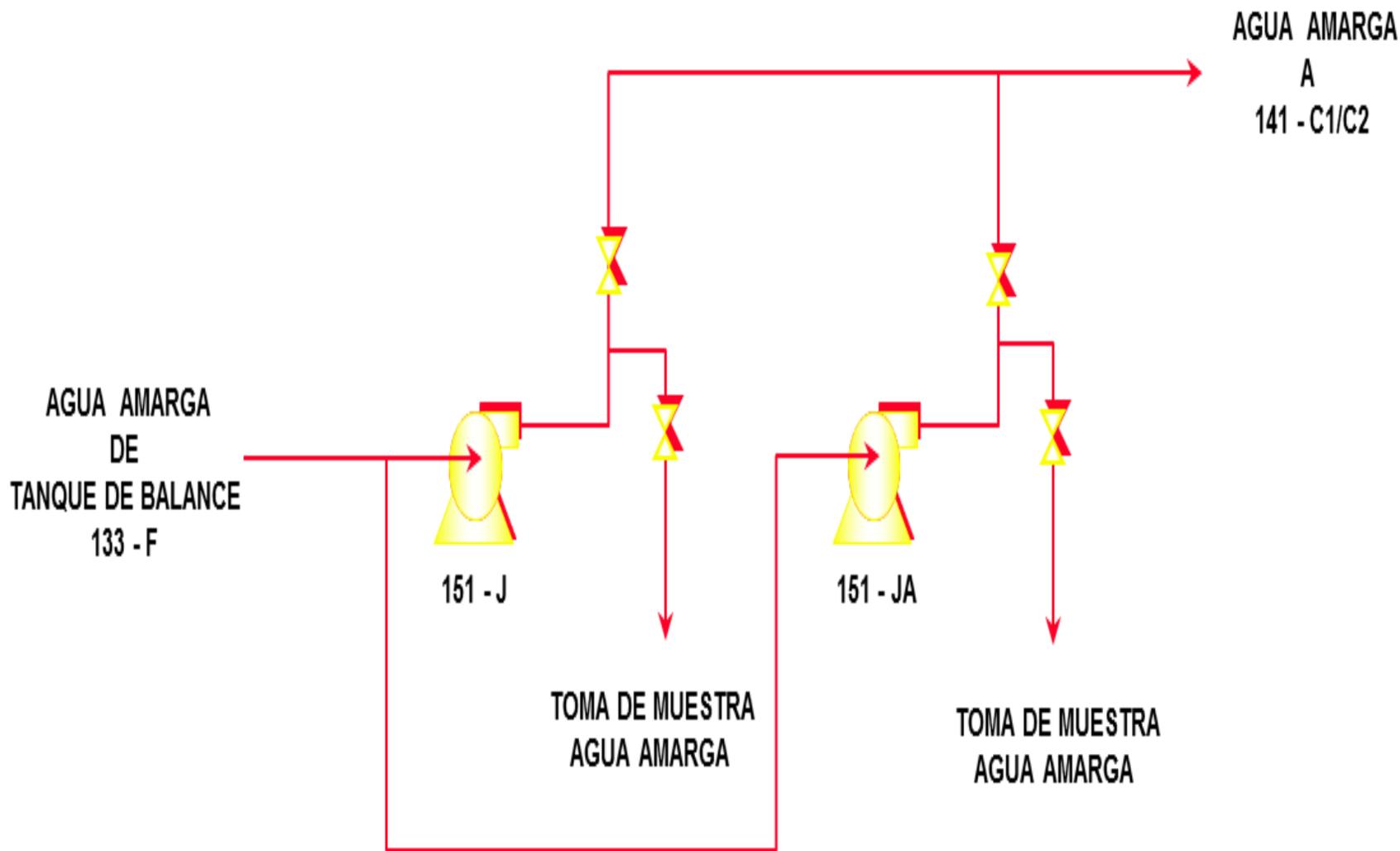
TOMA DE MUESTRA
AGUA DE LAVADO

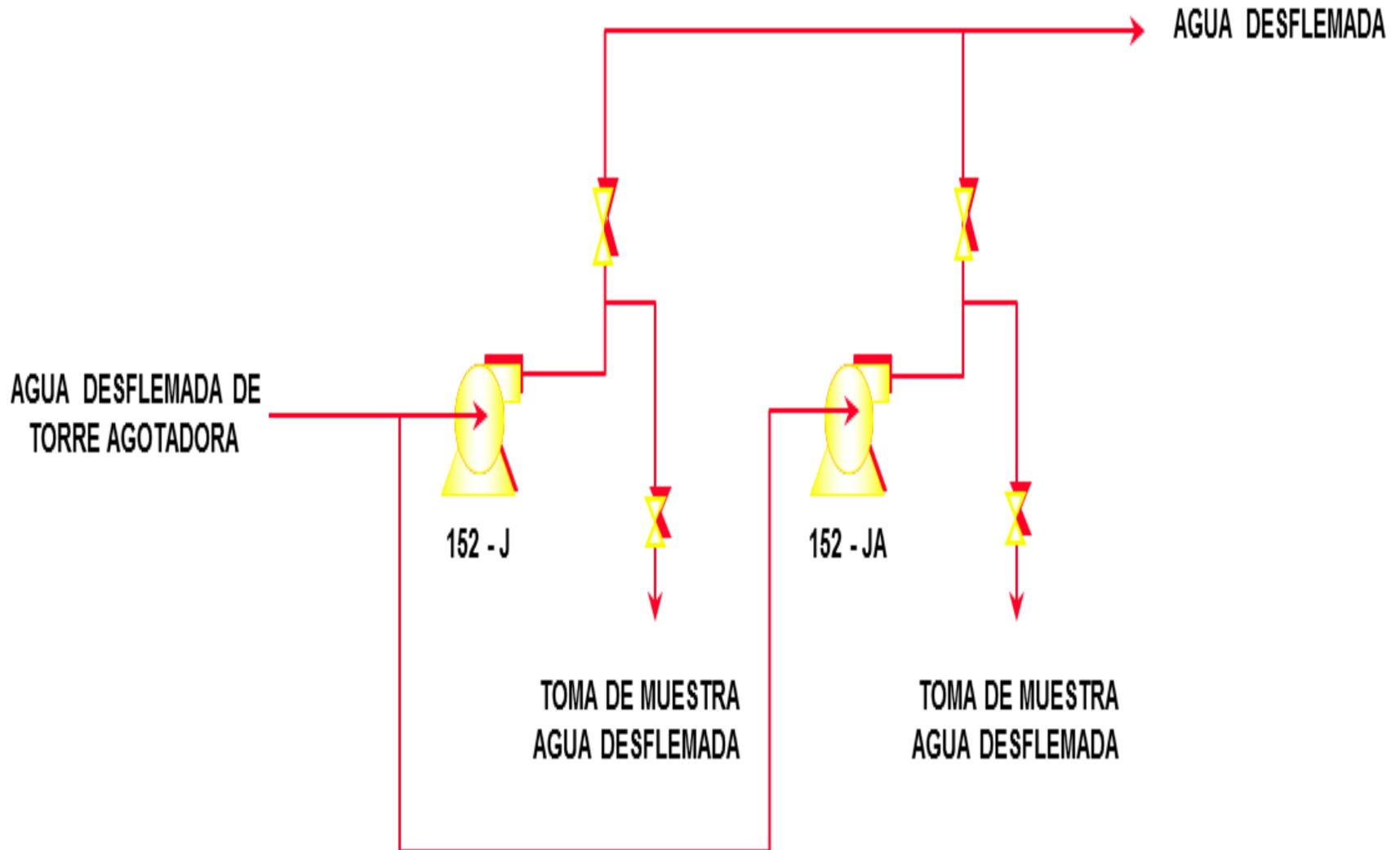
TANQUE SEPARADOR DE LIQUIDOS



**TANQUE SEPARADOR DE
ALTA PRESION**









Bases Técnicas para la Contratación de Tratamiento Químico Integral para Plantas de Proceso de la Refinería "Miguel Hidalgo" en Tula de Allende, Hidalgo.

Entregable: Bases técnicas

Fecha: 30 de Agosto de 2013

14.5 Anexo V: Copia del Programa Institucional de Reparaciones

PLANTA REDUCTORA DE VISCOSIDAD	REFINERÍA "MIGUEL HIDALGO" PROGRAMA DE REPARACIÓN DE PLANTAS DE PROCESO AÑO 2014											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
ISOMERIZADORA DE C5							21	22		25	26	
HDO V									28	16		
PRIMARIA II								7	21			
ESTABILIZADORA II								7	21			
VACIO I								7	21			
FCC I								24				
U - 400 I								7	21			
U - 500 I								7	21			
U - 600 I								7	21			
ALQUILACION			9	23				7	21			
HDBLDC								7	21			
U - 700 I						22	22					
U - 800 I	2	16										
COMBINADA							21	13				
ESTABILIZADORA I							25	19				
VACIO I							26	19				
FCC-II					1	1						
U - 500 - II			16	20								
U - 400 - II							27	26				
U - 600 - II							27	26				
U - 700 - II							27	26				
U-800 II							19	24				
AZUFRE IV, TREN I			6	22								
AZUFRE IV, TREN II					21	6						
HGOVS								6	10			
AZUFRE V, TREN I								7			2	2
AZUFRE V, TREN II								7				
AZUFRE V, TREN III								9	23			
AZUFRE III, TREN A			6	23								
AZUFRE III, TREN B			6	23								
PROCESO GRUPO (MBO)	299.0	290.0	242.9	255.0	290.2	299.0	270.47	109.2	280.2	290.0	230.2	290.0

ING. JOSE ALFREDO CHAVEZ ORTEGA
ENC. DEL DESP. GERENCIA

ING. RODOLFO GASTILLO BUJANOS
ENC. DEL DESP. DE LA UNIDAD DE MANTTO.

ING. JOSE MARCELO NICHOLSON
JEFE DE UNIDAD DE SEGURIDAD DE LA PRODUCCION

ING. JUAN ESPINOSA MARTINEZ
ENC. DESP. GENERAL DE OPERACION

REPARACION GENERAL

DR. ALEJANDRA LA MARQUEZ
ENC. DEL DESP. UNIDAD DE INGENIERIA
DE PROC. Y GESTION DEL NEGOCIO

ING. RAFAEL MORTERA MARQUEZ
ENC. DEL DESP. SUPCJA DE PROG.
Y SUPERVISION

REPARACION PARCIAL

ING. FERRUCO ROBERTO PEREZ SALCELLS
ENC. DESP. UNIDAD DE SEGURIDAD IND.
Y PROTECCION AMBIENTAL

ING. JUAN CARLOS RAMIREZ ARREBONDO
ENC. DEL DESP. SUPCJA DE PLANEACION
DEL MANTENIMIENTO



Bases Técnicas para la Contratación de Tratamiento Químico Integral para Plantas de Proceso de la Refinería "Miguel Hidalgo" en Tula de Allende, Hidalgo.

Entregable: Bases técnicas

Fecha: 30 de Agosto de 2013

REFINERÍA "MIGUEL HIDALGO"
PROGRAMA DE REPARACIÓN DE PLANTAS DE PROCESO AÑO 2015

PLANTA PRIMARIA II	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
AZUFRE V; TREN II										4	18	
AZUFRE V; TREN III									6	20		
AZUFRE IV; TREN I									6	20		
ISOMERIZADORA DE C5		1			11					4	3	
REDUCTORA DE VISCOSIDAD												
H OIL DC				19	19							
AZUFRE IV; TREN II				19	19							
ALQUILACION										4	3	
U - 800 - I		1			9							
AZUFRE III; TREN B				19	19							
U - 500 - II				19	19							
AZUFRE V; TREN I									6	20		
U - 500 - I									6	6		
U - 400 - I										4	18	
U - 600 - I										4	18	
HDDV										4	18	
MTBE										27	10	
TAME										4	3	
AZUFRE III; TREN A										4	3	
ISOMERIZADORA DE C4										4	3	
PROCESO CRUDO (MBD)	290.0	290.0	285.0	285.0	285.0	290.0	290.0	290.0	285.0	219.5	280.0	290.0
GERENTE								282.34				

ING. J. REFUGIO ORTEGA GUERRERZ
GERENTE

ING. MIGUEL ESPINOSA REYES
JEFE DE LA UNIDAD DE MANTENIMIENTO

ING. JOSÉ A. MARTÍNEZ GUZMÁN
JEFE DE UNIDAD DE GESTIÓN DE LA PRODUCCIÓN

ING. JOSÉ FERNANDO GALVÁN RODRÍGUEZ
SUPERINTENDENTE GRAL. DE OPERACIÓN

ING. JOSEFINO REVUELTA MARTÍNEZ
JEFE UNIDAD DE INGENIERÍA DE PROCESO Y GESTIÓN DEL NEGOCIO

ING. MANUEL JIMÉNEZ MARTÍNEZ
SUPERINTENDENTE DE PROGRAMACIÓN Y SUPERVISIÓN

ING. FERNANDO ALBERTO PÉREZ BALCELLS
ENC. DESP. UNIDAD DE SEGURIDAD IND. Y PROTECCIÓN AMBIENTAL

ING. RODOLFO CASTILLO BUJANOS
SUPERINTENDENTE DE PLANEACIÓN DEL MANTENIMIENTO

25/NOV/13
Ver. (Preliminar)



Bases Técnicas para la Contratación de Tratamiento Químico Integral para Plantas de Proceso de la Refinería "Miguel Hidalgo" en Tula de Allende, Hidalgo.

Entregable: Bases técnicas

Fecha: 30 de Agosto de 2013

REFINERÍA "MIGUEL HIDALGO"
PROGRAMA DE REPARACIÓN DE PLANTAS DE PROCESO AÑO 2016

PLANTA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
U - 800 - II									4	4		
ALQUILACION	3	17										
FCC II		7	21									
U - 600 - II			6	20								
REDUCTORA DE VISCOSIDAD			6	20								
COMBINADA I			6	20								
ESTABILIZADORA I			6	20								
HGOV'S				1	15							
U - 700 - I						5	19					
AZUFRE V; TREN II				1	30							
H-OIL DC				1	30							
AZUFRE V; TREN III							3	24				
AZUFRE IV; TREN II										9	7	
U - 500 - II			6	20						9	23	
U-400-II			6	20						9	23	
AZUFRE IV; TREN I											13	13
PROCESO CRUDO (MBD)	285.0	285.0	221.8	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	285.0	285.0	290.0
POA									282.57			

REPARACIÓN GENERAL REPARACIÓN PARCIAL

ING. J REFUGIO ORTEGA GUTIÉRREZ
GERENTE

ING. JOSÉ A. MARTÍNEZ GUERRERO
JEFE DE UNIDAD DE GESTION DE LA PRODUCCION

ING. JOSEFINO REVUELTA MARTÍNEZ
JEFE UNIDAD DE INGENIERÍA DE PROCESO
Y GESTIÓN DEL NEGOCIO

ING. FERNANDO ALBERTO PÉREZ BALCELI
ENC. DESP. UNIDAD DE SEGURIDAD INI
Y PROTECCIÓN AMBIENTAL

ING. MIGUEL ESPINOSA REYES
JEFE DE LA UNIDAD DE MANTENIMIENTO

ING. JOSÉ FERNANDO GALVAN RODRÍGUEZ
SUPERINTENDENTE GRAL. DE OPERACIÓN

ING. MANUEL JIMÉNEZ MARTÍNEZ
SUPERINTENDENTE DE PROGRAMACION
Y SUPERVISION

ING. RODOLFO CASTILLO BUJANOS
SUPERINTENDENTE DE PLANEACIÓN
DEL MANTENIMIENTO



Matriz de evaluación por puntos

I Evaluación técnica.

Rubros y subrubros, así como puntuación:

Rubros y subrubros que se deben considerar en la propuesta técnica		
		PUNTOS
i	Capacidad del licitante 18	18
i. a)	Capacidad de los recursos humanos	9
i.a.1	Experiencia del personal	3
i.a.2	Competencia del personal	3
i.a.3	Dominio de herramientas relacionadas con el servicio	3
i. b)	Capacidad de los recursos de equipamiento	9
i.b.1	Capacidad de equipamiento para la prestación del servicio	9
ii	Experiencia y especialidad del licitante 16	16
ii. a)	Experiencia	8
ii. b)	Especialidad	8
iii	Propuesta de trabajo 11	11
iii. a)	Metodología para la prestación del servicio	9
iii. b)	Plan de trabajo propuesto por el licitante	1
iii. c)	Esquema estructural de la organización de los recursos humanos	1
iv	Cumplimiento de contratos 15	15
iv. a)	Cumplimiento de contratos	15
TOTAL DE PUNTOS A OTORGAR		PUNTOS MÁXIMOS 60



Forma en que los licitantes deberán acreditar en cada rubro y subrubro, la obtención de puntuación:

i		Rubro: Capacidad del licitante	
i.a)	Subrubro: Capacidad de los recursos humanos		MOTIVO DE NO OBTENER PUNTUACIÓN
i. a).1	<p>EXPERIENCIA REQUISITO:</p> <p>Deberá presentar escrito en formato libre firmado por el apoderado o representante legal del licitante, en el que relacione la plantilla de personal que se asignará para el "TRATAMIENTO QUÍMICO INTEGRAL A PLANTAS DE PROCESO DE LA REFINERÍA: "MIGUEL HIDALGO", debiendo estar integrada por:</p> <p>El personal mínimo requerido para cumplir con el servicio se detalla en el numeral 5.4. i)</p> <p>Un (1) "CORDINADOR GENERAL DEL SERVICIO"</p> <p>Un (1) "SUPERVISOR DEL SERVICIO POR TURNO Y POR PROCESO", con experiencia de tres años como mínimo en la aplicación de TQI de las mismas características de la presente convocatoria.</p> <p>Un (1) "SUPERVISOR SEGURIDAD POR TURNO Y POR PROCESO", con experiencia de tres años como mínimo en</p>		<p>No presentar escrito en formato libre firmado por el apoderado o representante legal del licitante, en el que relacione la plantilla de personal que se asignará para el "TRATAMIENTO QUÍMICO INTEGRAL A PLANTAS DE PROCESO DE LA REFINERÍA: "MIGUEL HIDALGO", debiendo estar integrada por:</p> <p>El personal mínimo requerido para cumplir con el servicio se detalla en el numeral 5.4. i)</p> <p>Un (1) "CORDINADOR GENERAL DEL SERVICIO"</p> <p>Un (1) "SUPERVISOR DEL SERVICIO POR TURNO Y POR PROCESO", con experiencia de tres años como mínimo en la aplicación de TQI de las mismas características de la presente convocatoria.</p> <p>Un (1) "SUPERVISOR SEGURIDAD", con experiencia de tres años como mínimo en sistemas de seguridad en refinerías nacionales</p>



i	Rubro: Capacidad del licitante	
	<p>sistemas de seguridad en refinerías nacionales o extranjeras.</p> <p>PERSONAL TÉCNICO con experiencia de tres años como mínimo en la aplicación de TQI en sistemas de las mismas características.</p> <p>El escrito deberá contener la siguiente información:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nombre(s) y apellidos. • Categoría asignada en el TQI. • Años de experiencia en los temas requeridos. • Organigrama del personal que brindará el servicio en la refinería. <p>Deberá presentar Currículo Vitae (en formato libre, preferentemente unificado para cada uno de los integrantes), de acuerdo a la plantilla de personal propuesta, en la que se indique:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nombre(s) y apellidos. • Teléfono de oficina y celular • Correo electrónico • Escolaridad. • TQI en servicios similares al objeto del contrato, nombre de la empresa en donde se realizó trabajo de TQI y referencias, (nombre de contacto y teléfono de la empresa en donde se realizó el TQI). 	<p>o extranjeras.</p> <p>PERSONAL TÉCNICO con experiencia de tres años como mínimo en la aplicación de TQI en sistemas de las mismas características.</p> <p>El escrito deberá contener la siguiente información:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nombre(s) y apellidos. • Categoría asignada en el TQI. • Años de experiencia en los temas requeridos. • Organigrama del personal que brindará el servicio en la refinería. <p>No presentar Currículo Vitae (en formato libre, preferentemente unificado para cada uno de los integrantes), de acuerdo a la plantilla de personal propuesta, en la que se indique:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nombre(s) y apellidos. • Teléfono de oficina y celular • Correo electrónico • Escolaridad. • TQI en servicios similares al objeto del contrato, nombre de la empresa en donde se realizó trabajo de TQI y referencias, (nombre de contacto y teléfono de la empresa en donde se realizó el TQI).



i		Rubro: Capacidad del licitante	
i. a).2	<p>COMPETENCIA O HABILIDAD</p> <p>REQUISITO:</p> <p>De la plantilla de personal relacionada en el punto i. a).1, el licitante deberá acreditar lo siguiente:</p> <p>Para el " SUPERVISOR DEL SERVICIO ":</p> <ul style="list-style-type: none"> • Que cuente con Estudios profesionales en cualquiera de las siguientes especialidades: Ingeniería Química o afín (titulado, para lo cual se debe presentar cedula profesional del candidato). 		<p>De la plantilla de personal relacionada en el punto i. a).1, el licitante NO acredite lo siguiente:</p> <p>Para el " SUPERVISOR DEL SERVICIO ":</p> <ul style="list-style-type: none"> • Que cuente con Estudios profesionales en cualquiera de las siguientes especialidades: Ingeniería Química o afín (titulado, para lo cual se debe presentar cedula profesional del candidato).
i. a).3	<p>DOMINIO DE HERRAMIENTAS RELACIONADAS CON EL SERVICIO</p> <p>REQUISITO:</p> <p>Documento en formato libre, membretado y firmado por el apoderado o representante legal en el que acredite que al menos el 33% de la plantilla propuesta tomó cursos de actualización para la aplicación de tecnologías de TQI o relacionados, en los últimos tres años, incluyendo la relación del personal.</p>		<p>No presentar documento en formato libre, membretado y firmado por el apoderado o representante legal en el que acredite que al menos el 33% de la plantilla propuesta tomó cursos de actualización para la aplicación de tecnologías de TQI o relacionados, en los últimos tres años, incluyendo la relación del personal.</p>

CONSIDERACIONES:

La acreditación de los estudios profesionales deberá de realizarse mediante el número de cédula o con la Cédula profesional escaneada.

En ambos casos se verificará en la página web del Registro Nacional de Profesionistas (<http://www.cedulaprofesional.sep.qob.mx/>) que la Cédula profesional o el número presentado corresponda al profesionista y profesión propuesta.

Se descalificará la propuesta del licitante cuando al verificar el número de la Cédula Profesional en la página web del Registro Nacional de Profesionistas (<http://wvA7.redulaprofesional.sep.qob.mx/>) NO corresponda el nombre o profesión del profesionista propuestos o que la misma no exista.

Se verificaran las referencias de experiencia de la plantilla de personal propuesta, en caso de no presentar datos fidedignos, será motivo de desechamiento de propuestas.



Presentar cartas o reconocimientos de valor curricular de los cursos acreditados en el numeral i. a).3, o algún otro documento similar que los avale.

i		Rubro: Capacidad del licitante	
i.b)		MOTIVO DE NO OBTENER PUNTUACIÓN	
i. b).1	<p>CAPACIDAD DE RECURSOS DE EQUIPAMIENTO:</p> <p>El licitante debe presentar un escrito en formato libre, en hojas membretadas y firmado por el apoderado o representante legal, en el cual describa los equipos de monitoreo y control que propone para la prestación del servicio de acuerdo a su diagrama de dosificación propuesto para el cumplimiento de los objetivos y alcances del TQI.</p> <p>Debe presentar:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Hojas de datos de equipos • Catálogos y folletos de los equipos propuestos • Garantías y certificados de calidad • Los equipos mínimos requeridos en el numeral 5.5 de las bases técnicas. 		<p>No presentar: el escrito en formato libre, en hojas membretadas y firmado por el apoderado o representante legal, en el cual describa los equipos de monitoreo y control que propone para la prestación del servicio de acuerdo a su diagrama de dosificación propuesto para el cumplimiento de los objetivos y alcances del TQI.</p> <p>No presentar:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Hojas de datos de equipos • Catálogos y folletos de los equipos propuestos • Garantías y certificados de calidad • Los equipos mínimos requeridos en el numeral 5.5 de las bases técnicas.

En este subrubro, la calificación se hará tomando como base para la obtención del puntaje máximo (9 puntos) al licitante que oferte el mejor sistema de equipamiento, monitoreo y control para la aplicación del TQI. Las calificaciones subsecuentes se realizarán utilizando una regla de tres una vez establecida la base.

Si dos licitantes ofertan el mismo número de equipo, y ofrecen condiciones similares de monitoreo y control, obtendrán el mismo puntaje.

Si el licitante no incluye todo el equipo mínimo requerido en el numeral 5.5 de las bases técnicas será motivo de desechamiento de la propuesta.



ii		Rubro: Experiencia y especialidad del licitante	
ii. a)	Subrubro: Experiencia		MOTIVO DE NO OBTENER PUNTUACIÓN
ii.a).1	<p>Requisito:</p> <p>Número de años que el licitante ha realizado actividades de la misma naturaleza de la que es objeto el procedimiento de contratación.</p> <p>Documentos para la acreditación: Contratos o documentos suscritos o adjudicados, con anterioridad a la fecha de la convocatoria, con los que el licitante acredite que ha realizado actividades de la misma naturaleza de la que es objeto el procedimiento de contratación.</p> <p>Consideraciones para los contratos o documentos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contará para acreditar años de experiencia, los siguientes documentos: <ol style="list-style-type: none"> 1. Contratos de prestación de servicios de tratamiento químico integral a refinerías nacionales o extranjeras. 2. Pruebas industriales con resultados satisfactorios realizados para Pemex Refinación por un periodo mínimo de tres meses. <ul style="list-style-type: none"> • Años de experiencia 1 (Uno). • Se aceptará la presentación de contratos plurianuales y de contratos en los que se haya pactado que las obligaciones del proveedor o contratista se consideran divisibles, a efecto de sean susceptibles de computarse los años, meses o fracciones de año de dichos contratos, en los que se hayan concluido o finiquitado obligaciones. 		<p>El no presentar contratos o documentos suscritos o adjudicados, con anterioridad a la fecha de la convocatoria, o que los mismos no acrediten que ha realizado actividades de la misma naturaleza de la que es objeto el procedimiento de contratación.</p> <p>Que los contratos presentados no acrediten servicios de naturaleza igual o similar al objeto de esta contratación.</p> <p>Que los contratos presentados se hayan concluido en un periodo superior a 4 años.</p>



ii	Rubro: Experiencia y especialidad del licitante		
	<ul style="list-style-type: none"> Los contratos o documentos deben de haber concluido en un periodo no superior a 4 años. 		
ii.b)	Subrubro: Especialidad		MOTIVO DE NO OBTENER PUNTUACIÓN
ii.b).1	<p>Requisito:</p> <p>Número de contratos o documentos con los cuales el licitante acredite que ha prestado servicios que son iguales o muy similares en naturaleza, características, volumen, complejidad, magnitud o condiciones a los servicios que se están solicitando en este procedimiento de contratación.</p> <p>Documentos para la acreditación:</p> <p>Contratos o documentos suscritos por el licitante y concluidos antes de la fecha del acta de presentación y apertura de proposiciones, con los que el licitante acredite que ha prestado servicios que son iguales o similares en naturaleza, características, volumen, complejidad, magnitud o condiciones a los servicios que se están solicitando en este procedimiento de contratación.</p>		<p>Que no presente Contratos o documentos suscritos por el licitante y concluidos antes de la fecha del acto de presentación y apertura de proposiciones, o que habiéndolos presentado no acredite que son de tratamiento químico integral a *PLANTAS DE PROCESO, o que habiéndolos presentado no se acredite el número mínimo de contratos solicitados o que los contratos no correspondan al licitante participante.</p> <p>Que los contratos o documentos hayan concluido en un periodo superior a 4 años.</p>



ii	Rubro: Experiencia y especialidad del licitante
	<p>Consideraciones para los contratos o documentos:</p> <ul style="list-style-type: none">• Que sean de tratamiento químico integral a *PLANTAS DE PROCESO.• Número mínimo de contratos 1.• Contaran para acreditar experiencia pruebas industriales realizadas satisfactoriamente para Pemex Refinación.

Consideraciones:

- Para acreditar la experiencia, la convocante cuantificará con los contratos o documentos que se presenten a evaluación, el número de años que el licitante ha realizado actividades de la misma naturaleza de la que es objeto el procedimiento de contratación; sumando el tiempo durante el cual el licitante se ha dedicado a prestar servicios de la misma naturaleza objeto de la contratación.
- Para acreditar la especialidad, la convocante cuantificará el número de contratos o documentos que se presenten a evaluación, con los cuales se acredite que el licitante ha realizado actividades que son iguales o muy similares a la naturaleza, características, volumen, complejidad, magnitud o condiciones a los que se están solicitando en el procedimiento de contratación; esto es, se sumara el número de contratos presentados por el licitante mediante los cuales ha venido prestando servicios con las mismas o muy similares características, complejidad, volúmenes, magnitud y condiciones de las que se requieren en la contratación a realizar. La convocante considerará que los contratos estén concluidos antes de la fecha del acto de presentación y apertura de proposiciones.
- Se asignará la mayor puntuación al licitante o los licitantes que acrediten el máximo de años de experiencia y el mayor número de contratos para el caso de la especialidad, conforme a los límites establecidos por la convocante. Si algún licitante acredita más años o número de contratos de los máximos solicitados, sólo se le asignará la mayor puntuación que correspondan al límite máximo determinado por la convocante.
- A partir del o los licitantes que hubieren obtenido la mayor puntuación asignada en términos de la nota anterior, se distribuirá de manera proporcional la puntuación a los demás licitantes, aplicando para ello una regla de tres, en la cual se considera, por un lado, que si tales licitantes hubieran presentado contratos o documentos acreditando el



mayor número de años o de contratos solicitados, se les hubiera otorgado el máximo de puntuación, y por el otro, el número de años o de contratos que efectivamente acreditaron, para así determinar la puntuación que les corresponde.

iii		Rubro: Propuesta de trabajo	
iii. a)	Subrubro: Metodología para la prestación del servicio		MOTIVO DE NO OBTENER PUNTUACIÓN
iii.a).1	Documento en formato libre, membretado y firmado por el apoderado o representante legal en el cual se detallan las tecnologías a utilizar para el cumplimiento de los objetivos y alcances de estas bases técnicas, indicando el fundamento teórico, los requerimientos necesarios para su implementación y documentación que avale los resultados especificados en el numeral 4, 5 y 6 de estas bases.		No presentar el documento en formato libre, membretado y firmado por el apoderado o representante legal en el cual se detallan las tecnologías a utilizar para el cumplimiento de los objetivos y alcances de estas bases técnicas, indicando el fundamento teórico, los requerimientos necesarios para su implementación y documentación que avale los resultados especificados en el numeral 4, 5 y 6 de estas bases. O que al presentarlo, no tenga los fundamentos necesarios o no avale la obtención de buenos resultados obtenidos en contratos similares o iguales a la presente contratación.
iii. b)	Subrubro: Plan de trabajo		MOTIVOS DE NO OBTENER PUNTUACIÓN



Bases Técnicas para la Contratación de Tratamiento Químico Integral para Plantas de Proceso de la Refinería "Miguel Hidalgo" en Tula de Allende, Hidalgo.

Entregable: Bases técnicas

Fecha: 30 de Agosto de 2013

iii		Rubro: Propuesta de trabajo	
iii. b).1	<p>Documento en formato libre, membretado y firmado por el apoderado o representante legal de la empresa que incluya la propuesta del plan de trabajo para la ejecución de los servicios de tratamiento químico integral de acuerdo a lo especificado en el numeral 7 y anexo 14.3.</p> <p>El plan de trabajo debe incluir memoria de cálculo de dosificación, plan de implementación del tratamiento y planes de contingencias detallados.</p>		<p>No presentar el plan de trabajo en formato libre, membretado y firmado por el apoderado o representante legal de la empresa que incluya la propuesta del plan de trabajo para la ejecución de los servicios de tratamiento químico integral o al presentarlo no incluya memoria de cálculo de dosificación, plan de implementación del tratamiento y planes de contingencias detallados.</p>
iii. c)	Subrubro: Esquema estructural de la organización de los recursos humanos		
iii.c).1	<p>Deberá presentar escrito en formato libre firmado por el apoderado o representante legal del licitante, en el que se detalle el organigrama para la ejecución de los servicios objeto de la presente licitación, en donde se indiquen los roles por nivel jerárquico del grupo de trabajo asignado para el desarrollo de los servicios.</p>		<p>El no presentar escrito en formato libre firmado por el apoderado o representante legal del licitante, en el que se detalle el organigrama para la ejecución de los servicios objeto de la presente licitación, en donde se indiquen los roles por nivel jerárquico del grupo de trabajo asignado para el desarrollo de los servicios.</p>

iv		Rubro: Cumplimiento de Contratos	
iv. a)	Subrubro: Cumplimiento de Contratos		MOTIVO DE NO OBTENER PUNTUACIÓN



iv	Rubro: Cumplimiento de Contratos	
iv. a).1	<p>Requisito:</p> <p>Acreditar el cumplimiento de contratos, con un plazo no superior a 4 años.</p> <p>Documentos para la acreditación:</p> <p>Contratos y documentos (cartas de satisfacción por parte del cliente con empresas públicas o privadas nacionales o extranjeras, cartas de recepción de los servicios en tiempo y forma, cartas de finiquito del contrato, el documento en el que conste la cancelación de la garantía de cumplimiento respectiva, o cualquier otro documento que evidencie el cumplimiento que ha tenido en la entrega oportuna y adecuada de los contratos) con los cuales se acredite el cumplimiento satisfactorio de los contratos tratamiento químico integral a *PLANTAS DE PROCESO.</p> <p>Número mínimo de contratos 1.</p> <p>Pruebas industriales mínimos de 3 meses.</p>	<p>Que no presente Contratos o que habiéndolos presentado no integre los documentos con los que se corrobore el cumplimiento de cada uno de ellos o que habiéndolos presentado los contratos se encuentren fuera del plazo fijado o que habiéndolos presentado no correspondan a tratamiento químico integral a *PLANTAS DE PROCESO, o que habiéndolos presentado no se acredite el número mínimo de contratos solicitados o que los contratos no correspondan al licitante participante.</p>

- Se asignará la mayor puntuación al licitante o los licitantes que acrediten tener el mayor número de contratos cumplidos satisfactoriamente en el plazo señalado, conforme a los límites establecidos. Si algún licitante acredita mayor número de contratos cumplidos con respecto del máximo solicitado en el plazo determinado, sólo se le asignará la mayor puntuación que correspondan al límite máximo de contratos exigido por la convocante.
- A partir del o los licitantes que hubieren obtenido la mayor puntuación asignada en términos de lo dispuesto en la nota anterior, se les distribuirá de manera proporcional la puntuación a los demás licitantes, aplicando para ello una regla de tres, en la cual se considera, por un lado, que si tales licitantes hubieran presentado el máximo número



de contratos o documentos cumplidos que se hayan solicitado en el plazo fijado, se les hubiera otorgado el máximo de puntuación, y por el otro, el número de contratos que efectivamente acreditaron haber cumplido en el plazo establecido, para así determinar la puntuación que les corresponde.

Notas Generales:

- La documentación enviada deberá estar completa, ser clara y legible, y contener la información que se solicita; en caso contrario, no se le otorgará al licitante la puntuación correspondiente al requisito que se incumpla.
- La convocante en caso de considerarlo necesario podrá cotejar la veracidad de la documentación entregada.
- Los documentos deben ser entregados en archivo electrónico en formato PDF acompañado del archivo en físico.

II Evaluación económica.

Numeral	Requisitos que deberá cumplir el licitante	40 puntos	Causa de Desechamiento
II. a)	Anotar el precio unitario por concepto (sin IVA.). *PLANTAS DE PROCESO: 1. PRIMARIAS 2. CATALÍTICAS 3. HIDRODESULFURADORAS 4. PLANTA REDUCTORA DE VISCOSIDAD 5. PLANTAS TRATADORAS Y FRACCIONADORAS DE HIDROCARBUROS LIGEROS Y PESADOS. SECCIÓN REGENERADORA DE AMINA	40	Que no anote el precio unitario por concepto (sin IVA.) De acuerdo a la formula especificada en los lineamientos para la evaluación por puntos en la sección cuarta contratación de servicios numeral II.

Consideraciones:

La propuesta económica deberá estar desglosada en precio unitario de producto más precio unitario de servicio (sin IVA.). A su vez el licitante deberá también proporcionar el precio



unitario (sin IVA.) de los productos a utilizar en caso de alguna de las contingencias detalladas en el numeral 9 de estas bases técnicas.

Los precios unitarios deberán ser cotizados en pesos mexicanos o dólares americanos sin IVA., en el caso de ser dólares americanos, e tipo de cambio a aplicar será el publicado por el banco de México el día del acto de apertura y entrega de propuestas.

Los precios deberán ser cotizados con cuatro decimales para efectos de precisión en los cálculos de los montos totales del contrato.

Para la asignación de puntos en el numeral II. b), el máximo de puntos será para el licitante que oferte el precio más bajo en el total de los conceptos y por consecuencia el monto total más bajo en su propuesta. La asignación de puntos para el resto de los licitantes se hará con forme lo especificado en dicho numeral.