



BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA

T E S I S

**MEJORA AL PROCESO DE RECUPERACIÓN DE ACEITE Y
CLARIFICACIÓN DE AGUA MEDIANTE LA EVALUACIÓN DE
UN TRATAMIENTO QUÍMICO APLICADO AL EFLUENTE DE
UNA REFINERÍA**

PARA OBTENER EL TÍTULO EN:

MAESTRÍA EN INGENIERÍA AMBIENTAL

PRESENTA:

LAURA MORENO LINARES

**Dra. María Maura Margarita Teutli León
Asesor de Tesis**

H. Puebla de Zaragoza, Marzo 2014



Oficio No. 4122/2013

C. LAURA MORENO LINARES

Pasante de la Maestría en Ingeniería Ambiental
Facultad de Ingeniería, BUAP.
Presente

Por medio del presente, el suscrito M.I. Edgar Iram Villagrán Arroyo, Director de la Facultad de Ingeniería, de acuerdo a su solicitud de aprobación de tema de Tesis, le autoriza desarrollar el tema intitulado: **Mejora al proceso de recuperación de aceite y clarificación de agua mediante la evaluación de un tratamiento químico aplicado al efluente de una refinería.** Para obtener el grado de Maestro en Ingeniería Ambiental. Asignándose como Asesor a la Dra. María Maura Margarita Teutli León.

Sin otro particular de momento, reciba un cordial saludo.

A T E N T A M E N T E
"PENSAR BIEN, PARA VIVIR MEJOR"
H. Puebla de Zaragoza, noviembre 4 de 2013.



C.c.p. Dra. María Maura Margarita Teutli León, Asesor de Tema de Tesis

C.c.p. Archivo

GJS/sco*



BENEMERITA UNIVERSIDAD AUTONOMA DE PUEBLA

Dra. Ma. Maura Margarita Teutli León

Facultad de Ingeniería, Edif. 108B, cubículo 6

Ciudad Universitaria, Puebla, Pue. C. P. 72570

Tel: 52 (222) 2295500 ext 7618, 7632

FAX: 52 (222) 2295500 ext 7620

e-mail: teutli23@hotmail.com

M. I. EDGAR IRAM VILLAGRAN ARROYO

DIRECTOR

FACULTAD DE INGENIERIA B. U. A. P.

PRESENTE.

Estimada Maestro:

Por este medio le informo que la tesis titulada "*Mejora al proceso de recuperación de aceite y clarificación de agua mediante la evaluación de un tratamiento químico aplicado al efluente de una refinería*" elaborada por la **Ing. Quim. Laura Moreno Linares**, ha sido debidamente revisada por la abajo firmante, y dado que la Ingeniero realizó las correcciones sugeridas le manifiesto que no hay inconveniente para **autorizar la impresión** de la misma.

Agradeciendo su atención quedo a sus órdenes.

H. Puebla de Z., 8 Febrero de 2014.

Dra. Ma. Maura M. Teutli León



OFICIO: 0144/2014

C.P. JOSÉ JUAN MORALES RODRÍGUEZ
DIRECTOR DE ADMINISTRACION ESCOLAR
DE LA BENEMERITA UNIVERSIDAD AUTONOMA DE PUEBLA
P R E S E N T E.

La **C. Laura Moreno Linares**, pasante de la Maestría en Ingeniería Ambiental, Matrícula 214701158; quien en fecha próxima presentará Examen de Grado, solicita jurado y fecha de examen. Por lo que me permito sugerir a usted que el JURADO esté integrado por los siguientes Catedráticos:

PRESIDENTE: **DRA. MARÍA MAURA MARGARITA TEUTLI LEÓN**
SECRETARIO: **DRA. MARTHA PATRICIA GONZÁLEZ ARAOZ**
VOCAL: **DRA. ERIKA MÉNDEZ ALBORES**
VOCAL: **DR. MIGUEL ÁNGEL GONZÁLEZ FUENTES**

La fecha y hora propuesta por esta Facultad es el día 8 de marzo de 2014, a las 10:00 hrs.

Sin otro particular de momento, reciba un cordial saludo.

A T E N T A M E N T E
"PENSAR BIEN, PARA VIVIR MEJOR"
H. Puebla de Zaragoza, enero 28 de 2014

M. en I. **EDGAR IRAM VILLAGRAN ARROYO**
DIRECTOR



C.c.p. Archivo
GJS/sco*

AGRADECIMIENTOS

A Dios

Por obsequiarme el valioso don de la vida entregándome al cuidado de dos ángeles mis padres.

A mis Padres

*Magdalena Linares Virriél y
Gabriel Moreno Rodríguez*

A quienes nunca terminaré de agradecer su infinito amor, apoyo, consejos, comprensión y algo muy importante por inculcarme los valores más hermosos de la vida: Amor, Respeto, Honestidad y Dignidad.

A mi Hermana

Gabriela Moreno Linares

Gracias hermanita por tu amor y el infinito apoyo que siempre me has dado, pero sobretodo por ser mi hermana.

A mi gran compañero de trabajo pero sobretodo amigo y maestro

Arísteo Estrada Buendía

Por el gran apoyo que siempre me has brindado desde que tengo el honor de conocerte, convivir y colaborar contigo en el trabajo y fuera de él, apoyo incondicional que no solo a mí me has brindado sino a toda persona que tiene la fortuna de conocerte y distinguirse con tu amistad.

A mi amiga

Elizabeth León Hernández

Por ese pequeño gran impulso que me diste para concluir con este proyecto de vida.

A mis padrinos

Antonio Linares Virriél y

Genoveva Salazar Lorenzo

Por constituir un pilar más en mi formación tanto personal como profesional.

A mi abuela materna y abuelo paterno

Ma. Guadalupe Virriél Tovar (q.e.p.d)

Mamá abuelita, físicamente ya no te tengo pero siempre serás inspiración en cada meta nueva que me proponga, gracias por tu amor y ejemplo de vida.

Fortino Moreno Ramírez (q.e.p.d)

Abuelito, físicamente ya no te tengo pero siempre estarás en mis pensamientos, gracias por tu amor y ejemplo de vida.

A mi Asesora

Dra. María Maura Margarita Teutli León

Por su amistad, dedicación, apoyo invaluable y confianza brindados a lo largo de todo este tiempo, elementos que me permitieron cerrar satisfactoriamente un ciclo muy importante en mi vida profesional.

A la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla

Por ser fuente de inspiración, superación y forjadora de nuevos y grandes profesionistas egresando de sus aulas hombres y mujeres impulsores del desarrollo humano, científico y cultural.

A la Facultad de Ingeniería

Por todas las facilidades otorgadas durante mi formación en la Maestría de Ingeniería Ambiental y a todo el cuerpo de catedráticos que con sus conocimientos y experiencias compartidas lograron dejar un ejemplo de superación tanto humano como profesional.

Finalmente

A todos mis familiares, amigos y profesores que directa ó indirectamente contribuyeron al logro de un objetivo más en mi vida.

L A U R A

DEDICATORIAS

A mis padres

Magdalena y Gabriel

Mi principal fuente de inspiración y motivación a lo largo de todo este tiempo han sido ustedes mis padres, que nunca han dejado de confiar en mí y que siempre me alientan a seguir adelante. Muchas gracias por su amor, paciencia, apoyo, consejos, pero sobretodo por ser unos padres maravillosos.

A la Familia Sesma Moreno

Antonio, Maryfer y Luis Gabriel

Mis tres pequeños sobrinitos, que con su amor, sonrisas y alegría compensan con creces cualquier esfuerzo realizado para la culminación de este proyecto.

Gaby y José Luis

*Por todo el amor y apoyo incondicionales.
Dios los bendiga a ustedes y a los hermosos hijos que tienen.*

INDICE

Contenido	Página
I.GENERALIDADES DEL PETRÓLEO	1
I.1.- Origen y localización del petróleo	1
I.2. Métodos Geológicos	2
I.3 Exploración de petróleo	2
I.4 Trampas de petróleo	4
I.5 Estructuras Sedimentarias	5
I.6 Composición del Petróleo	6
I.7 Clasificación de los Crudos	7
II. INDUSTRIA PETROLERA DE REFINACION	10
II.1 Sistemas de Producción	10
II.2 Sistema Nacional de Refinación	11
II.3 Estructura General de una Refinería	13
II.4 Principales procesos de refinación del crudo	15
II.5 Uso del agua en los procesos de refinación	16
II.6 Abastecimiento de agua	18
II.7 Principales contaminantes en la industria de refinación	18
II.8 Tratamiento de aguas residuales de la industria de refinación del petróleo	24
II.9 Normatividad en materia de descargas de agua residual	27
II.10 Parámetros en el uso del agua	28
II.11 Índices específicos	32
II.12 Comparación con otros estudios	34
III. MARCO TEORICO DEL TRATAMIENTO	36
III.1 Procesos de Coagulación - Floculación	36
III.2 Coloides Hidrofóbicos	39
III.3. Coloides hidrofílicos	39
III.4 Medición de la concentración coloidal	40
III.5 Sistemas de desestabilización	40
III.6 Creación del flóculo	45
III.7 Cinética del crecimiento del flóculo	47
III.8 Consistencia de los flóculos	48
III.9 Otros sistemas de desestabilización de suspensiones	49
III.10 Eficiencia de la coagulación y la floculación	51
III.11 Parámetros que tienen una influencia en la eficiencia de coagulación y floculación	52

III.12 Influencia de las partículas	52
III.13 Influencia de los polímeros	53
III.14 Influencia de una mezcla de polímeros en solución	55
III.15 Influencia del pH y la temperatura en la solución	56
III.16 Influencia de la naturaleza orgánica en la solución	57
III.17 Ventajas de los coagulantes orgánicos	57
III.18 Coagulantes	58
III.19 Floculantes	62
III.20 Principales parámetros normalmente usados para caracterizar polímeros	65
IV. PROCESO DE SEPARACION GRASAS Y ACEITES	67
IV.1. Objetivo de la separación de grasas y aceites	67
IV.2. Fundamentos teóricos de la separación de Grasas y Aceites	68
IV.3 Equipos utilizados en separación de grasas y aceites	68
IV.4 Residuos generados	69
IV.5 Separadores Tipo API	69
IV.6 Trampas de aceite	72
IV.7 Separadores de placas	73
IV.8 Tanques gravimétricos	74
V RESULTADOS	76
V.1 Información del sitio objeto de la investigación	77
V.2 Condiciones Climatológicas	79
V.3 Descripción del Sistema de Efluentes	79
V.4 Condiciones de operación de los separadores	83
V.5 Características típicas de los fluidos	84
V.6 Definición de los puntos de toma de muestra	85
V.7 Productos químicos	88
CONCLUSIONES Y APORTACIONES	99
REFERENCIA BIBLIOGRAFICA	102
GLOSARIO	104
ANEXOS FOTOGRÁFICOS	109
ANEXO A Sistema de Efluentes de la Refinería	110
ANEXO B Prueba de Jarras	113
ANEXO C Aspecto del Petróleo ó Aceite Crudo	116
ANEXO D Agentes Coagulante y Floculante	118

Contenido	Página
Tabla I.1 Clasificación del petróleo crudo en México	9
Tabla II.1 Producción de refinados	11
Tabla II.2 Procesos de separación físicos y químicos	13
Tabla II.3 Contaminantes en el sistema de refinación	23
Tabla II.4 Proceso de tratamiento de aguas residuales empleadas en la industria de refinación en México	26
Tabla II.5 Eficiencias de remoción de contaminantes en los procesos de tratamiento en una refinería	26
Tabla II.6 Operaciones unitarias de tratamiento de efluentes en refinerías	27
Tabla II.7 Límite máximo permisible (promedio diario)	28
Tabla II.8 Producción diaria del sistema de refinación	29
Tabla II.9 Calidad del agua residual de la industria de refinación	30
Tabla II.10 Volumen de descarga y carga de contaminantes	30
Tabla II.11 Industria de refinación, parámetros de uso del agua	31
Tabla II.12 Índices específicos de uso del agua en la industria de refinación	33
Tabla II.13 Industria de refinación, parámetros de uso del agua	33
Tabla II.14 Comparación de índices específicos de uso del agua ($m^3/1000bbl$)	34
Tabla III.1 Tipos de Flóculos resultantes de diversos procesos de separación	51
Tabla IV.1 Equipos utilizados para la separación de grasas y aceite	68
Tabla V.1 Características del agua establecidas en el convenio de la refinería con la empresa GEMA y límites máximos permisibles establecidos en la NOM-001 SEMARNAT-1996 y el control interno en la refinería	78
Tabla V.2 Capacidad de alimentación en cada Separador API	83
Tabla V.3 Corrientes de entrada	84
Tabla V.4 Aceites Recuperados	84
Tabla V.5 Lodos	85
Tabla V.6 Especificaciones de los efluentes de una Refinería	89
Tabla V. 7 Resultados de la aplicación del Agente Coagulante	91
Tabla V. 8 Resultados de la aplicación del Agente Floculante	92
Tabla V.9 Funcionalidad del Agente Coagulante a diferentes valores de pH	93
Tabla V.10 Funcionalidad del Agente Floculante a diferentes valores de pH	93
Tabla V.11 Sistema 1, parámetros de control en el agua clarificada	95
Tabla V.12 Sistema 2, parámetros de control en el agua clarificada	96
Tabla V.13 Sistema 3, parámetros de control en el agua clarificada	97
Tabla V.14 Optimización de las dosificaciones	98

INDICE DE FIGURAS

Contenido	Página
Figura 2.1 Estructura Orgánica de PEMEX	10
Figura 2.2.- Localización de la industria de refinación del petróleo	12
Figura 2.3 Diagrama de proceso de refinación de petróleo crudo	14
Figura 3.1 Tratamiento básico de agua	36
Figura 3.2 Equilibrio de capas en una partícula coloidal	39
Figura 3.3 Isoterma de Adsorción	42
Figura 3.4 Coagulación usando polímero de bajo peso molecular	44
Figura 3.5 Separación de una partícula por un polímero	45
Figura 3.6 Enlace entre dos partículas	46
Figura 3.7 Flóculo duro por doble floculación	49
Figura 3.8 Coagulación de dos componentes	50
Figura 3.9 Efecto de filtro	54
Figura 3.10 Reacción para obtener la Poliamina	58
Figura 3.11 Reacción para obtener DADMAC	60
Figura 3.12 Reacción para obtener poliDADMACs	60
Figura 3.13a Reacción para obtener resinas diciandiaminas seguido por su cuaternización con cloruro de amonio	61
Figura 3.13b Reacción para obtener diciandiamina	61
Figura 3.14 Reacción para obtener Poliacrilamina	62
Figura 3.15 Mecanismos de Reacción	63
Figura 3.16 Mecanismo de Reacción	64
Figura 3.17 Mecanismo de Reacción	64
Figura 3.18 Mecanismo de Reacción	64
Figura 4.1a Esquema general de un separador tipo API	70
Figura 4.1b Esquema general de un separador tipo API	71
Figura 4.2 Trampa de aceite	72
Figura 4.3 Separador de placas	73
Figura 5.1 Refinería “Francisco I. Madero”	77
Figura 5.2 Puntos de Muestreo en el Sistema 1	80 y 87
Figura 5.3 Puntos de Muestreo en el Sistema 2	82 y 88
Figura 5.4 Puntos de Muestreo en el Sistema 3	83 y 88

INTRODUCCIÓN

Uno de los mayores descubrimientos hechos por el hombre ha sido sin duda el recurso natural no renovable denominado **petróleo**, este invaluable hallazgo dio origen a una gran industria de transformación que es la **Industria de Refinación del Petróleo**, sin embargo, este gran proceso tiene una relación muy estrecha y vital con otro recurso natural no renovable que es el **agua**.

La disponibilidad de este recurso es cada vez menor a nivel mundial debido a la contaminación de los cuerpos receptores de agua ocasionados por las descargas contaminadas derivadas de los diferentes procesos industriales.

Es por ello la importancia del desarrollo de productos amigables al ambiente así como la mejora u optimización de los diversos procesos que actualmente se aplican al tratamiento de aguas.

Con esta visión se requiere que la industria petrolera mejore la reinyección de agua congénita en los pozos, disminuya la generación de efluentes y que los que ya se tienen sean tratados en sitio para su reincorporación al proceso, minimizando su descarga a los mantos acuíferos y con ello también minimizar sus efectos nocivos al ambiente.

En base a lo anterior los objetivos de este trabajo son:

OBJETIVO GENERAL

Obtener una propuesta de tratamiento que permita optimizar el uso del agua en una refinería del sistema nacional de refinación.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

1.- Establecer el diagnóstico de consumo de agua en la refinería objeto de estudio.

2.- Realizar las pruebas correspondientes al uso de productos coagulantes y floculantes que permitan la mejora en el proceso de separación de hidrocarburos.

3.- Elaborar la propuesta de tratamiento y comprobar su eficiencia en planta.

I.GENERALIDADES DEL PETRÓLEO

I.I.- Origen y localización del petróleo

I.I.1 Origen

El **petróleo crudo** resulta de la descomposición de organismos bajo ciertas condiciones de temperatura y presión, procesos que se dieron hace millones de años en épocas geológicas conocidas como Jurásico, Cretácico y el Terciario. El petróleo así formado migró hacia las cuencas donde actualmente se le encuentra ligado a cierto tipo de rocas lo que hace factible su localización.

El producto es un compuesto químico complejo en el que coexisten partes sólidas, líquidas y gaseosas. Lo forman, por una parte, unos compuestos denominados **hidrocarburos**, formados por átomos de carbono e hidrógeno y, por otra, pequeñas proporciones de **nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales**. Se presenta de forma natural en depósitos de roca sedimentaria y sólo en lugares en los que hubo mar.

Su color es variable, entre el ámbar y el negro y el significado etimológico de la palabra petróleo es **aceite de piedra**, por tener la textura de un aceite y encontrarse en **yacimientos** de roca sedimentaria.

I.I.2 Localización

Para descubrir los lugares donde existen **yacimientos** de petróleo no existe un método científico exacto, sino que es preciso realizar multitud de tareas previas de estudio del terreno. Los métodos empleados, dependiendo del tipo de terreno, serán **geológicos o geofísicos**.

I.2. Métodos Geológicos

El primer objetivo es encontrar una roca que se haya formado en un medio propicio para la existencia del petróleo, es decir, suficientemente porosa y con la estructura geológica de estratos adecuada para que puedan existir bolsas de petróleo.

Para todo ello, se realizan estudios geológicos de la superficie, se recogen muestras de terreno, se realizan estudios por Rayos X, se perfora para estudiar los estratos y, finalmente, con todos esos datos se realiza la **carta geológica** de la región que se estudia.

I.2.1 Métodos Geofísicos

Cuando el terreno no presenta una estructura igual en su superficie respecto al subsuelo (por ejemplo, en desiertos, en selvas o en zonas pantanosas), los métodos geológicos de estudio de la superficie no resultan útiles, por lo cual hay que emplear la **Geofísica**, ciencia que estudia las características del subsuelo sin tener en cuenta las de la superficie.

I.3 Exploración de petróleo

La búsqueda de petróleo y su posterior explotación requiere de grandes inversiones por lo que las compañías petroleras promueven la investigación así como el desarrollo tecnológico, lo que permite disminuir el riesgo e incrementar la posibilidad de éxito en la exploración. En este proceso las herramientas más usadas como se mencionó anteriormente provienen de las disciplinas:

- Geología superficial
- Gravimetría
- Sismología bi y tri-dimensional
- Geoquímica

I.3.1 Métodos geofísicos de prospección

Métodos sísmicos de prospección: aún no están muy depurados, pero con las nuevas tecnologías se puede llegar a delimitar bolsas de petróleo de diámetros de tan sólo 10 m y es un método cada vez más utilizado, las **técnicas de prospección sísmica**, que estudian las ondas de sonido, su reflexión y su refracción, generan datos que permiten determinar la composición de las rocas del subsuelo. Así, mediante una explosión, se crea artificialmente una onda sísmica que atraviesa diversos terrenos, que es refractada (desviada) por algunos tipos de roca y que es reflejada (devuelta) por otros y todo ello a diversas velocidades.

Estas ondas son medidas en la superficie por **sismógrafos**. Pero, con todo, la presencia de petróleo no está demostrada hasta que no se procede a la **perforación** de un **pozo**.

Aparatos como el **gravímetro** permiten estudiar las rocas que hay en el subsuelo. Este aparato mide las diferencias de la fuerza de la gravedad en las diferentes zonas de suelo, lo que permite determinar qué tipo de roca existe en el subsuelo. Con los datos obtenidos se elabora un “mapa” del subsuelo que permitirá determinar en qué zonas es más probable que pueda existir petróleo.

También se emplea el **magnetómetro**, aparato que detecta la disposición interna de los estratos y de los tipos de roca gracias al estudio de los campos magnéticos que se crean.

Diagrafías: son un método alterno que produce gráficas de datos que indican de forma indirecta, alguna propiedad de los materiales.

Microgravedad: es empleada para determinar la densidad de los cuerpos atravesados por el sondeo.

Electricidad: de las propiedades eléctricas de las rocas, las más usuales a la hora de hacer geofísica son:

- ✓ Medida del potencial instantáneo.
- ✓ Medida de la resistividad de la roca (permeabilidad eléctrica).

Sonido: mediante el cálculo de la velocidad de propagación de ondas sísmicas, se obtienen indicadores de la densidad total de la roca y de la consistencia de ésta.

La ventaja de los métodos geofísicos de prospección mediante sondeos (diagráfias o *well-logs*) estriba en su bajo costo, rapidez con que se obtienen los datos, que son continuos a lo largo del registro estratigráfico y que además permite establecer correlaciones de forma bastante sencilla.

En las últimas décadas se ha desarrollado enormemente la búsqueda de yacimientos bajo el mar, los cuales, si bien tienen similares características que los terrestres en cuanto a estructura de las bolsas, presentan muchas mayores dificultades a la hora de su localización y, por añadidura, de su explotación.

I.4 Trampas de petróleo

Una **trampa de petróleo** es una estructura que presenta la roca almacén que favorece la acumulación del petróleo. Estas **trampas**, son lugares formados por rocas porosas rodeadas por capas impermeables. La disposición de éstas puede ser:

- Estratigráfica: se forman generalmente por cambios en los espesores de las capas.
- Estructurales: originadas por la presencia de fallas y plegamientos.

I.5 Estructuras Sedimentarias

I.5.1 Rocas

El petróleo siempre está presente en estructuras de tipo **sedimentaria**. Estas rocas se forman por la depositación de los minerales en ambientes acuosos (lacustres o marinos), se caracterizan por su disposición en estratos superpuestos, por la frecuente presencia de animales o vegetales fósiles y además las condiciones de sedimentación hicieron que sus granos fueran sometidos a erosión y al arrastre que los hace redondeados proporcionando mejores condiciones de porosidad.

Los principales tipos de rocas sedimentarias son:

- Terrigenas: Areniscas y arcillas.
- Marinas: Calizas y Dolomitas
- Evaporitas: Anhidritas y yeso.

I.5.2 Minerales componentes de las rocas sedimentarias.

Los principales son: la arcilla, principalmente la illita y la caolinita, el cuarzo y la calcita. Otros minerales son los feldespatos, de sodio y calcio principalmente, la dolomita, el yeso, la anhidrita y la halita.

En los conglomerados la composición es cualquiera, dominando el cuarzo. En las areniscas, si es ortocuarcita, domina el cuarzo, si es grauvaca habrá fragmentos de roca, cuarzo y arcilla y si es arcosa feldespatos, cuarzos, micas y carbonato cálcico.

En las arcillolitas habrá hidróxidos de hierro y aluminio, en las lateritas; caolinita, en los caolines y arcilla, cuarzo, feldespatos y calcita, en los loess (material sedimentario, arcilloso y calcáreo transportado por el viento que forma

suelos permeables y muy fértiles; Diccionario Manual de la Lengua Española Vox. 2007 Larousse Editorial, S.L). En las margas se tendrá carbonato cálcico y arcilla.

En travertinos, tobas, calizas, y caliches, habrá carbonato cálcico, como también en las calizas de bacterias y algas; en las cretas y calizas, conchíferas y coralinas; en las dolomías y calizas dolomíticas, formadas por procesos metasomáticos, habrá calcita y dolomita.

En el sílex, pedernal, gliceritas, trípoli, jaspe y lidita, se tiene sílice coloidal y criptocristalina. En los yesos, sal gema y otras evaporitas, habrá sulfato cálcico y cloruros de sodio, potasio y magnesio. En las sideríticas y pantanosas, que son ferruginosas, carbonato, óxidos e hidróxidos de hierro. En las fosforitas y guano, fosfatos de calcio y otros elementos.

I.6 Composición del Petróleo

El petróleo es un producto derivado de la descomposición de organismos vegetales y animales que existieron en tiempos geológicos y que fueron sometidos a grandes presiones y elevadas temperaturas.

Básicamente es la combinación de Carbono (76 – 86%) e Hidrógeno (10 – 14%), además de impurezas como: azufre, oxígeno, nitrógeno, hierro, níquel, sodio, vanadio y otros metales. Asume los tres estados físicos de la materia: sólido, líquido y gaseoso. Su color varía desde el ámbar hasta el negro.

En el petróleo crudo extraído del subsuelo existen varios cientos de hidrocarburos, la industria petrolera para facilitar su clasificación, ha adoptado el agrupamiento de estos en familias, de acuerdo al ordenamiento que al respecto hace la química orgánica. A estas familias se les denomina: Parafínicas, Isoparafínicas, Aromáticos, Nafténicos y Oleifinas (P.I.A.N.O.).

En el grupo de las parafinas se encuentran desde compuestos simples hasta hidrocarburos de muy alto peso molecular. La situación es muy similar para las isoparafinas. Estas dos familias de hidrocarburos son lineales y de tipo saturado. La formula típica es C_nH_{2n+2} , el compuesto más simple de las parafinas es el metano y el isobutano para las isoparafinas.

Para la familia de los aromáticos su formulación típica es C_nH_{2n-6} y el compuesto mas conocido es el benceno. La formulación típica para los nafténicos es C_nH_{2n} y están representados por el ciclohexano.

Para las olefinas, que son compuestos insaturados, la formulación típica es C_nH_{2n} , el más simple de ellos es el etileno, materia prima muy importante para la industria petroquímica.

I.7 Clasificación de los Crudos

La naturaleza de los crudos gobierna el volumen, tipo y calidad de sus productos, así como la apropiada aplicación de estos.

Sin embargo, aunque los esquemas modernos de refinación son muy flexibles y permiten obtener gran variedad de productos de alta calidad, es conveniente conocer su caracterización a fin de optimizar la operación y con ello buscar siempre la mejor economía, con la óptima utilización de la infraestructura de refinación con que se cuenta.

Los crudos se clasifican en principio por su gravedad especifica comúnmente expresada por los grados API (por sus siglas en inglés, American Petroleum Insitute), siendo ligeros, intermedios o pesados, de acuerdo a la siguiente expresión tenemos que un grado API es igual a:

$$API = (141.5/G.E.) - 131.5$$

G.E. = Gravedad específica

Los que se encuentran arriba de los 30° API se consideran ligeros o superligeros. Los que están entre 22 y 30° API se consideran intermedios y debajo de 22° API son los pesados.

Esta especificación sólo es una primera distinción que se manejó de manera habitual hace muchos años y aún es útil en el medio petrolero, sin embargo existen características puntuales que definen el valor comercial que tienen dichos crudos de acuerdo a la composición de los diferentes tipos de hidrocarburos que ellos contienen.

De esta manera se encuentran crudos de base parafínica, excelentes para la producción de aceites lubricantes para motor, así como ceras de muy alta calidad. Otros crudos son de base nafténica o asfáltica, éstos son de alto contenido de asfaltos y baja concentración de ceras y por su alto volumen de nafténicos estos crudos se pueden procesar para la obtención de aceites lubricantes industriales.

Dentro de este mismo esquema de clasificación, existe una desarrollada por la empresa Universal Oil Products (UOP), quienes los catalogan en base a un factor "k".

Bajo la metodología de la UOP se denominan parafínicos a los que tienen una "k" de 12.5 a 12.9, intermedios los de 11.5 a 12.1 y nafténicos o asfálticos los de 10.5 a 11.45.

Una clasificación de los crudos en función del contenido de azufre es dulce ó amargo.

Se clasifican como dulces los que tienen menos de 1.0% en peso de azufre y amargos los que tienen más de 1.0% de azufre. La concentración de azufre en algunos puede llegar a ser mayor de 6.0%.

En el caso de México, existen tres principales crudos cuyas características se presentan en la Tabla I.1

Tabla I.1 Clasificación del petróleo crudo en México

CRUDO			
Propiedad	OLMECA	ITSMO	MAYA
Gravedad API	39.16	33.74	21.85
S (Azufre)	0.81 % en peso	1.45 % en peso	3.7 % en peso
K (Factor de caracterización)	12.0	11.85	11.63

II. INDUSTRIA PETROLERA DE REFINACION

II.1 Sistemas de Producción

La industria petrolera es pilar del desarrollo económico de México, cerca del 90% de la energía que se consume es generada por medio del petróleo, que a partir de 1900 ha tenido una creciente demanda y ha creado una de las industrias más grandes del mundo, **Petróleos Mexicanos (Pemex)**.

Petróleos Mexicanos cuenta con cuatro organismos subsidiarios para llevar a cabo las actividades que abarca la industria petrolera. En la figura 2.1 se presenta la Estructura Orgánica de PEMEX

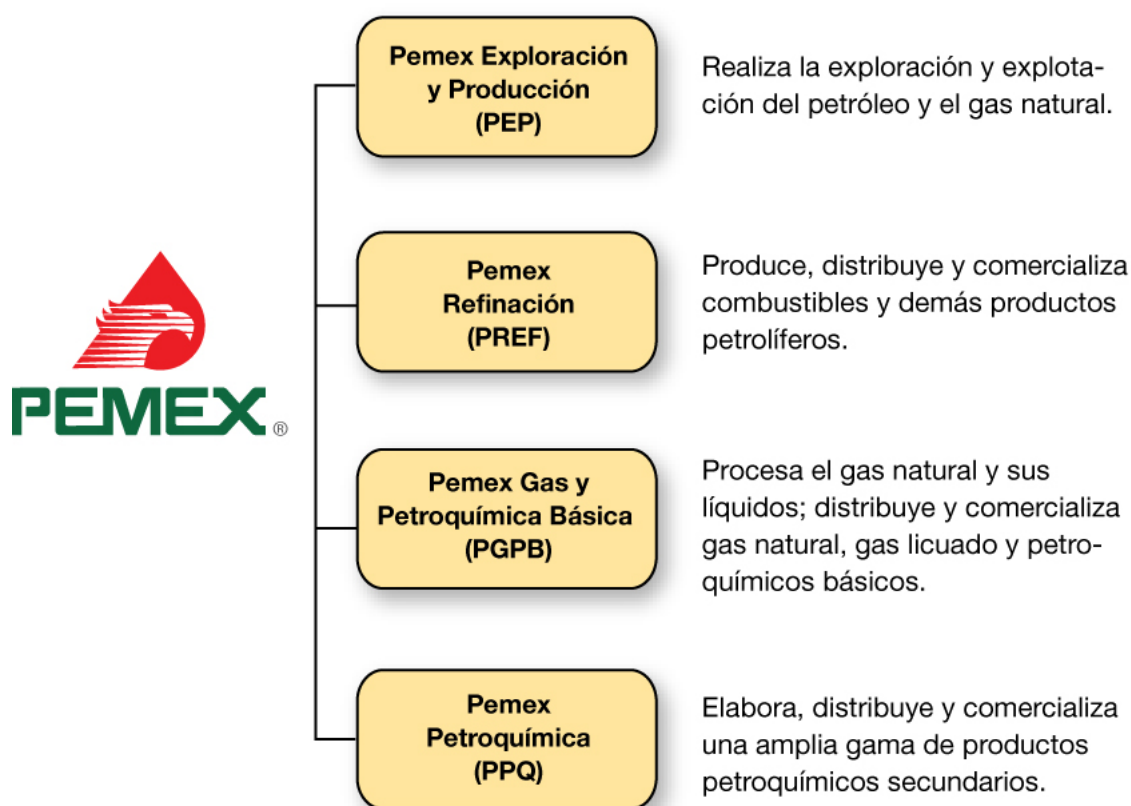


Figura 2.1 Estructura Orgánica de PEMEX

II.2 Sistema Nacional de Refinación

El Sistema Nacional cuenta con seis refinерías que a continuación se mencionan:

- Refinería "Francisco I. Madero" en Ciudad Madero, Tamaulipas
- Refinería " Ing. Héctor Lara Sosa" en Cadereyta, Nuevo León
- Refinería "Gral. Lázaro Cárdenas" en Minatitlán, Veracruz
- Refinería "Ing. Antonio Dovalí Jaime" en Salina Cruz, Oaxaca
- Refinería "Ing. Antonio M. Amor" en Salamanca, Guanajuato
- Refinería "Miguel Hidalgo" en Tula, Hidalgo

La tabla II.1 presenta el porcentaje de participación de las entidades federativas en la producción de refinados. La figura 2.2 muestra la ubicación de los principales sitios de refinación.

Tabla II.1 Producción de refinados

Entidad	Refinación en bbl/día	%
Cadereyta, Nuevo León	251,000	16.4
Cd. Madero, Tamps.	175,000	11.4
Minatitlán, Ver.	281,600	18.3
Salamanca, Gto.	220,000	14.3
Tula, Hidalgo	304,000	19.8
Salina Cruz, Oax.	303,900	19.8
Total	1,535,500	100.0%

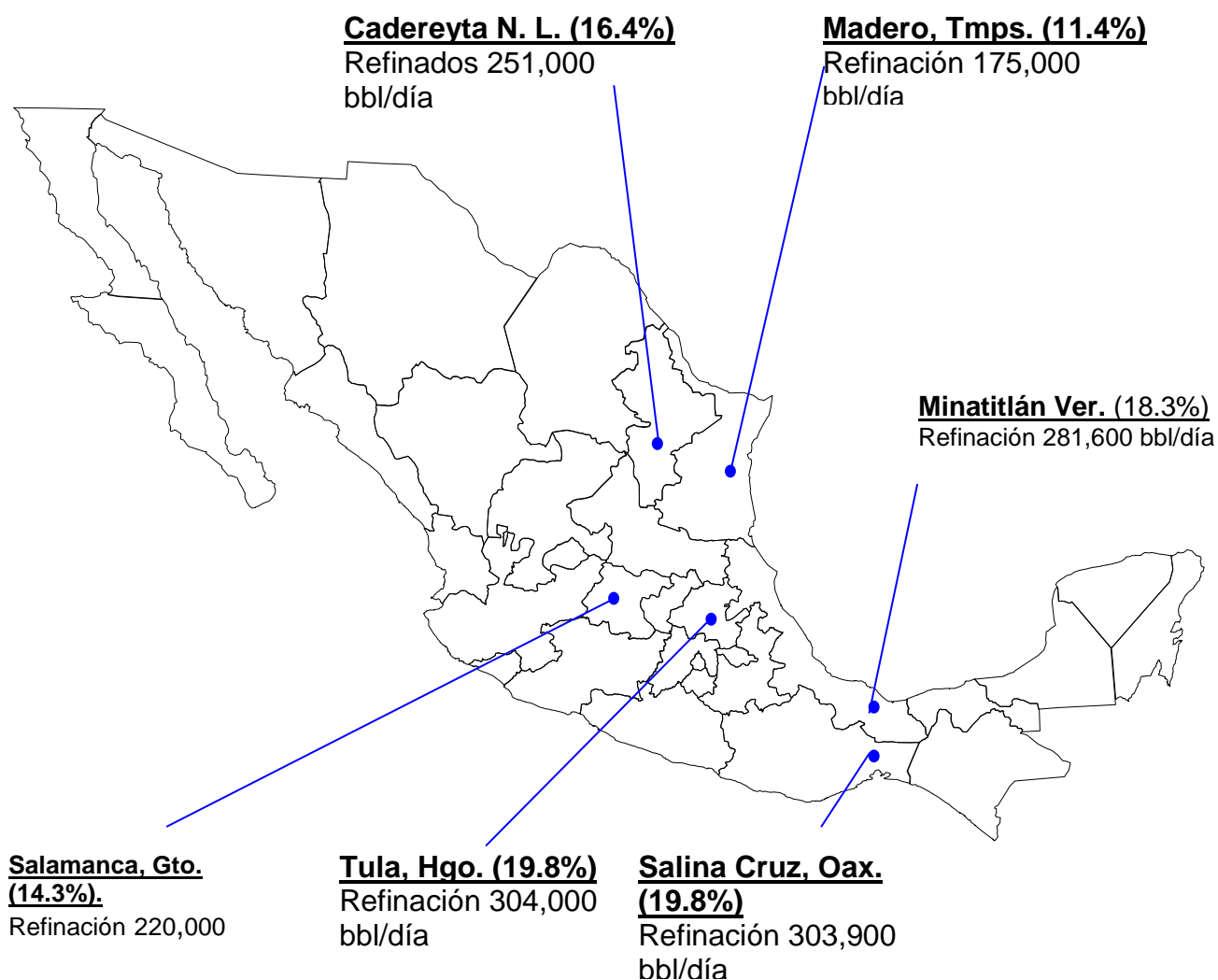


Figura 2.2.- Localización de la industria de refinación del petróleo

II.3 Estructura General de una Refinería

Una refinería consta de una amplia variedad de procesos u operaciones unitarias, una clasificación se muestra en la Tabla II.2, los procesos pueden clasificarse de acuerdo con el método de separación que puede ser físico o químico.

Tabla II.2 Procesos de separación físicos y químicos

Método de separación	Nombre del proceso	
Físico	Desalación del crudo	
	Destilación del crudo	Fracción atmosférica Fracción con una etapa inicial de vacío Fracción con dos etapas de vacío
Químico	Descomposición	Desintegración térmica Reducción de viscosidad Desintegración catalítica fluida (FCC) Hidrodesintegración Coquización Gasificación
	Rearreglo molecular	Reformación Isomerización Hidrodesulfuración Hidrogenación de olefinas Hidrogenación selectiva de diolefinas Saturación de aromáticos Deshidrogenación
	Construcción molecular	Alquilación Eterificación Polimerización Dimerización

Las características del crudo, así como la cantidad y calidad de productos que se desean obtener determinan los procesos que deben incorporarse a la refinería. En la figura 2.3 se presenta un diagrama de los procesos de la refinación de crudo.

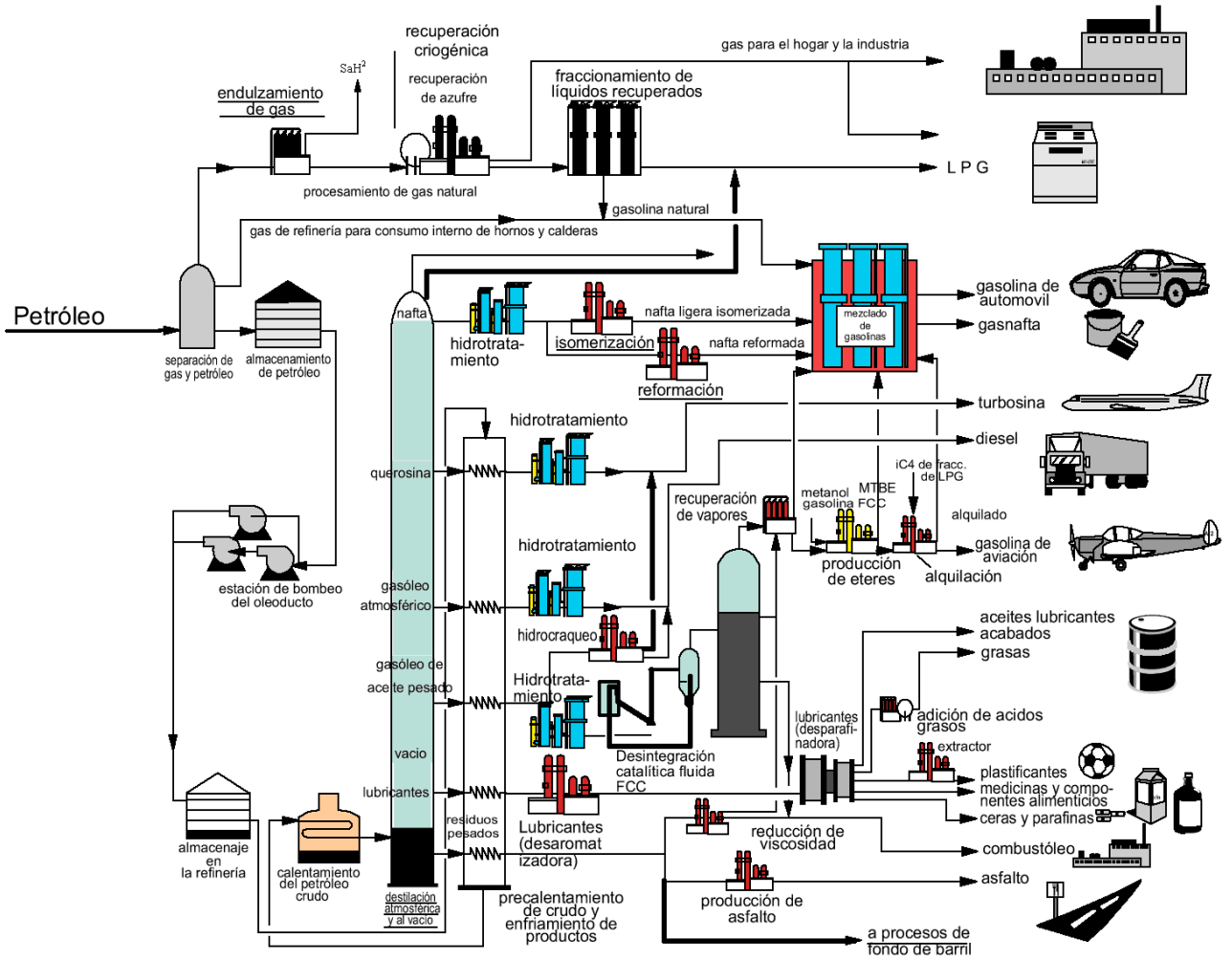


Figura 2.3 Diagrama de proceso de refinación de petróleo crudo.
(WEB Instituto Mexicano del Petróleo, 1998)

A continuación se describen las operaciones involucradas.

II.4 Principales procesos de refinación del crudo

Destilación Atmosférica.-Consiste en la separación de la mezcla de hidrocarburos líquidos en componentes más específicos, mediante la aplicación de calor hasta lograr vaporizar cada componente, aprovechando que cada uno de ellos posee diferente punto de ebullición.

Destilación al Vacío.-Proceso intermedio para extraer, del residuo atmosférico, el gasóleo usado como carga a las plantas de desintegración catalítica FCC, así como las fracciones para elaboración de aceites lubricantes.

Desintegración Catalítica.-Proceso que consiste en descomponer las moléculas de hidrocarburos más grandes, pesadas o complejas, en moléculas más ligeras y simples. Se lleva a cabo mediante la aplicación de calor y presión y, mediante el uso de catalizadores (térmica).La utilización de este proceso permite incrementar el rendimiento de gasolina y de otros productos importantes que tienen aplicaciones diversas en la industria del petróleo.

Hidrotratamiento.-Proceso cuyo objetivo es estabilizar catalíticamente los petrolíferos, además de eliminar los componentes contaminantes que contienen, haciéndolos reaccionar con hidrógeno a temperaturas comprendidas entre 315°C y 430°C a presiones que varían de 7 a 210 Kg/cm² , en presencia de catalizadores diversos.

Reducción de viscosidad.- Proceso empleado en la refinación de petróleo para obtener hidrocarburos de bajo peso molecular tales como gases, gasolina, gasóleos y residuo de baja viscosidad, a partir de residuos de vacío de alta viscosidad.

Coquización.-Equipo instalado en una línea de conducción de gas para incrementar la presión y garantizar el flujo de fluido a través de la tubería.

Alquilación.-Los procesos de alquilación comprenden la combinación de una olefina con un hidrocarburo parafínico o aromático, en presencia de un catalizador. El proceso involucra la unión de propileno o butilenos con isobutano, en presencia de ácido fluorhídrico o sulfúrico como catalizador, para formar una isoparafina denominada alquilado ligero.

Reformación.-Proceso que mejora la calidad antidetonante de fracciones de la gasolina modificando la estructura molecular. Cuando se lleva a efecto mediante calor, se le conoce como reformación térmica y como reformación catalítica, cuando se le asiste mediante un catalizador.

Isomerización.-Proceso mediante el cual se altera el arreglo fundamental de los átomos de una molécula sin adherir o sustraer nada de la molécula original.

TAME (Éter metil ter-amílico) y MTBE (Éter metil ter-butílico).- Productos oxigenantes que se utilizan como aditivo para incrementar el octanaje en la gasolina, y su utilización depende de la legislación (ambiental) con relación a la composición y calidad de las gasolinas.

Fuente: SENER. Prospectiva de petrolíferos 2002-2011

II.5 Uso del agua en los procesos de refinación

La industria de refinación requiere prevenir y controlar la contaminación del ambiente, preservar los recursos naturales, y racionalizar cada vez más el uso del agua, ordenando su integración al entorno de sus centros de trabajo.

El agua utilizada en los diversos procesos en la industria del petróleo debe cumplir con ciertos requisitos de calidad, de lo contrario puede originar problemas o fallas en las instalaciones de una refinería así como en las diferentes etapas de refinación del crudo.

Los contaminantes orgánicos, contribuyen al crecimiento de material biológico en las torres de enfriamiento y por lo tanto no solo incrementan los problemas por fallas, sino también deterioran el material de las torres. Los contaminantes inorgánicos, usualmente en estado disuelto como los cloruros, contribuyen a la corrosión de los metales. Sales de calcio, magnesio y fósforo causan formación de escamas en las calderas e intercambiadores de calor; los carbonatos aceleran la deslignificación de la madera en las torres de enfriamiento, y los nitratos y fosfatos contribuyen a la formación de algas en las torres de enfriamiento.

La industria del petróleo requiere agua de calidad tal que permita buen intercambio de calor con las superficies metálicas y que cause mínima corrosión. Para el control de escamas, el calcio y el fósforo deben ser reducidos a valores bajos y evitar precipitados de carbonatos de calcio y fosfatos de calcio.

Es importante mencionar que en cada refinería se cuenta con una Unidad de Servicios Auxiliares, esta unidad da soporte técnico a las diferentes secciones o procesos de refinación del petróleo suministrándoles vapor de agua de alta, media y baja presión, electricidad, aire comprimido y agua de enfriamiento. En algunas refinerías se utiliza parte del vapor para producir electricidad y en otras la electricidad se compra y se utiliza totalmente el vapor generado en una caldera para los procesos. El calor necesario para la producción del vapor proviene del quemado de combustibles y derivados del petróleo de bajo valor comercial provenientes de los diferentes procesos.

Los usos del agua en la industria petrolera se clasifican en: agua de proceso y agua de servicios.

Agua de Proceso: El agua de proceso es el agua utilizada como transporte, enfriamiento o generación de vapor. El agua de enfriamiento se

clasifica como agua de enfriamiento en contacto directo con el material a enfriar y en agua sin contacto directo. Para la industria de refinación, el caudal de agua de enfriamiento representa el 62% del agua que demanda el proceso. El agua para generación de vapor es el caudal que se alimenta a las calderas, este valor representa el 25% del agua que demanda el proceso.

Agua de servicios. Incluye el agua para usos generales de los empleados, trabajos mecánicos, limpieza de equipo y riego de jardines, representa el 13% del agua que demanda el proceso

II.6 Abastecimiento de agua

De acuerdo con información de la Comisión Nacional del Agua la industria de refinación tiene tres fuentes principales de agua de abastecimiento, a través de extracción subterránea, superficial y aguas residuales municipales.

II.7 Principales contaminantes en la industria de refinación

El impacto ambiental de la refinación de petróleo es el resultado, principalmente, de las emisiones gaseosas, descargas de efluentes, desechos sólidos, ruido y olor además de efectos visuales o estéticos.

Las emisiones atmosféricas constituyen las causas más significativas de los impactos ambientales negativos de las refinerías. Las más importantes son las partículas, hidrocarburos, monóxido de carbono, óxidos de azufre y de nitrógeno, éstos emanan de diferentes fuentes incluyendo la unidad de desintegración catalítica, los procesos de recuperación de azufre, calentadores, desfuegos, mecheros y almacenamiento de los productos o materias primas. Los sellos de las bombas y las válvulas pueden originar las emisiones fugitivas. La combinación de estas emanaciones puede causar olores nocivos que afectarán a grandes áreas alrededor de la refinería.

El uso de grandes cantidades de agua en la refinación de petróleo para lavar los materiales indeseados de la corriente del proceso, para enfriamiento y producción de vapor, y en los procesos de reacción. Entre los contaminantes principales que se encuentran en los efluentes de las refinerías de petróleo se tiene: aceites y grasas, amoníaco, compuestos fenólicos, sulfuros, ácidos orgánicos, y cromo y otros metales. Se pueden expresar estos contaminantes en términos de su Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO₅), Demanda Química de Oxígeno(DQO) y el contenido de Carbono Orgánico Total (COT). Además, existe el potencial para contaminar el agua superficial, el suelo y el agua freática debido a las fugas o derrames de las materias primas o productos. La purga del agua de enfriamiento, el agua de lavado o de limpieza, el escurrimiento e infiltración de los patios de tanques, almacén de tubos, áreas de entrega de productos, y módulos de procesamiento, también pueden causar la degradación de las aguas superficiales y freáticas.

Las refinerías generan grandes cantidades de desechos sólidos; los principales son las partículas catalíticas de las unidades de desintegración, finos de coque, sulfuros de hierro, medios de filtración, y diferentes lodos (de la limpieza de los tanques, separadores de aceite y agua, y sistemas de tratamiento de las aguas servidas).

La operación de refinación de petróleo puede ser ruidosa. Las fuentes de ruido son los compresores de alta velocidad, las válvulas de control, los sistemas de tubería, turbinas y motores, mecheros, intercambiadores de calor con enfriamiento por aire, ventiladores, torres de enfriamiento y desfuegos. Los niveles típicos de ruido varían de 60 a 110 dB a una distancia de un metro de la fuente.

II.7.2 Actividades industriales asociadas con problemas ambientales en una refinería.

A continuación se indican algunos de los principales contaminantes generados en los diferentes procesos de refinación:

Almacenamiento y transportación. Los desechos líquidos asociados con el almacenamiento del aceite crudo y productos derivados se encuentran principalmente en forma de petróleo libre, sólidos suspendidos y petróleo emulsionado ya que durante el tiempo que permanece en los tanques destinados a este fin se separan el agua y los sólidos suspendidos que se encuentran en el petróleo en forma de lodo. Las purgas de los tanques se descargan al sistema de drenaje y se efectúan en intervalos de tiempo largos, las cuales, aunadas a los derrames y filtraciones que pueden ocurrir ocasionan una fuente importante de contaminación por el alto contenido de DQO que presentan.

El almacenaje de productos intermedios genera desechos que son la fuente principal de polisulfuros, sulfuros de hierro y sólidos suspendidos, en tanto que el almacenaje de productos terminados origina descargas con altos valores de pH y DBO₅.

Desalado del petróleo crudo. Durante el almacenamiento del petróleo crudo se remueve gran parte del agua y sólidos suspendidos que originalmente contiene, quedando residuos significativos, los cuales se extraen durante el proceso de desalado.

Las descargas continuas de agua de desecho de un desalador contienen principalmente emulsificadores, y ocasionalmente se encuentran presentes: petróleo libre, amoniaco, fenol, sulfuros y sólidos suspendidos; generándose altos valores de DBO₅ y DQO.

En las áreas donde las aguas residuales de este proceso se descargan a cuerpos receptores de agua limpia, existe también un potencial de contaminación por gradientes ya que la temperatura de este efluente excede los 95°C.

Destilación del petróleo crudo. Las aguas residuales de la destilación del petróleo crudo provienen de tres fuentes:

- 1) Agua de la cabeza de los acumuladores primarios, para la recirculación o transferencia de hidrocarburos a otros fraccionadores
- 2) Descarga de aceite de la línea de muestreo y
- 3) Emulsiones estables formadas en los condensadores barométricos, usados para crear las presiones reducidas a las unidades de destilación al vacío.

Desintegración catalítica. El proceso de desintegración (Fraccionamiento catalítico) es una de las mayores fuentes de acidez y residuos líquidos fenólicos. Los contaminantes del fraccionamiento catalítico generalmente provienen del vapor de los desorbedores y de la acumulación de agua en la cabeza del fraccionador, usados estos para separar varias fracciones de los hidrocarburos producidos en los reactores catalíticos.

Los contaminantes más comunes y derivados de este proceso son: petróleo, sulfuros, fenoles, cianuros y amoniaco; así como residuos líquidos alcalinos con altas concentraciones de DBO₅ y DQO.

Fraccionamiento acuoso (Hidrocracking). Dado que en este proceso se reduce el contenido de sulfuros en el material que entra al proceso, las descargas de agua residual pueden tener alto contenido de sulfuros. Muchos de los sulfuros están presentes en los productos gaseosos que se envían a una unidad de tratamiento para la remoción y/o recuperación de sulfuros y amoniaco. Sin embargo, en la separación del producto y en las unidades de destilación siguientes al reactor, algunos de los hidrocarburos pueden disolverse en los desechos líquidos.

Polimerización. Es un proceso, en el cual la producción de dichos desechos está en función de los barriles de crudo alimentados, pero debido a la poca capacidad de polimerización en las refinerías, la producción total de desechos es pequeña. Aunque estos procesos usan catalizadores ácidos, las descargas residuales son alcalinas, debido a que el catalizador es recirculado y cualquier remanente ácido se remueve por el lavado cáustico. Los desechos líquidos son altos en sulfuros, mercaptanos y amoníaco, son removidos de la alimentación en el efluente de operaciones de lavado cáustico.

Alquilación. La mayor cantidad descargada durante el proceso de alquilación con ácido sulfúrico corresponde a los lavados cáusticos en la neutralización de las corrientes que salen del reactor. Estos desechos contienen sólidos disueltos, sólidos suspendidos, sulfuros y petróleo, además de otros contaminantes.

En las unidades de alquilación se trabaja con ácido fluorhídrico, por lo que cualquier derrame o filtración además de involucrar pérdidas de fluoruros, constituye un serio y grave problema de contaminación, es por ello que en las refinerías se ejercen rigurosas medidas de control en este proceso. Al igual que las unidades de destilación, la mayor fuente de contaminación se encuentra en la cabeza de los acumuladores del fraccionador.

Isomerización. Los desechos líquidos del proceso de isomerización no presentan graves problemas de descargas de contaminantes. Los sulfuros y el amoníaco no se encuentran presentes en el efluente, y las aguas de desecho contienen también bajas concentraciones de desechos fenólicos y DBO_5 .

Reformación. Es un proceso relativamente limpio en el cual el flujo de las aguas residuales es pequeño y ninguna de las corrientes tiene concentraciones significativas de contaminantes. Los desechos líquidos son alcalinos y la gran mayoría de los contaminantes son sulfuros provenientes de la cabeza del acumulador de la torre desorbedora.

Hidrotratamiento. La dureza y cantidad de las aguas residuales generadas por el hidrotratamiento dependen del subproceso usado y la alimentación. Amoníaco y sulfuros son los contaminantes primarios, pero el fenol puede también estar presente si el rango de ebullición de la alimentación es suficientemente alto.

Producción de Asfalto. Las aguas residuales provenientes de la producción de asfalto contienen altas concentraciones de petróleo, además de pequeñas cantidades de fenol, por lo que presentan una alta demanda química de oxígeno.

La Tabla II.3 presenta los contaminantes detectados en las descargas de aguas residuales del sistema de refinación, los valores pueden variar con respecto al promedio diario, mensual o anual.

Tabla II.3 Contaminantes en el sistema de refinación

	Cadereyta	Madero	Minatitlán	Salamanca	Salinas Cruz	Tula
Temperatura (°C)	-	30.8	29	25.00	31.69	1.61
Grasas y aceites (mg/l)	23.5	20.0	8.58	39.00	4.99	0.00
Material flotante	0.0	0.0	0.10	0.00	0.00	0.12
Sólidos sedimentables (mg/l)	0.01	0.10	0.00	0.00	16.90	32.00
Sólidos Suspendidos Totales (mg/l)	31.0	27.63	41.53	96.00	15.63	70.00
Demanda Bioquímica de Oxígeno (mg/l)	83.0	93.45	47.87	174.00	2.57	23.00
Nitrógeno total (mg/l)	84.3	16.65	0.00	40.00	39.75	0.34
Fósforo total (mg/l)	0.81	1.46	0.00	2.00	-	0.00
Arsénico (mg/l)	0.01	0.01	0.06	0.00	-	0.00
Cadmio (mg/l)	0.04	0.05	0.05	0.00	-	0.00
Cianuros (mg/l)	0.01	0.01	0.05	0.00	-	0.00
Cobre (mg/l)	0.01	0.16	0.18	0.05	-	0.00
Cromo (mg/l)	0.05	0.50	0.00	0.05	-	0.00
Mercurio (mg/l)	0.01	0.01	0.00	0.00	-	0.00
Níquel (mg/l)	0.05	0.28	0.11	0.08	-	0.07
Plomo (mg/l)	0.04	0.20	0.00	0.06	-	0.00
Zinc (mg/l)	0.14	0.16	0.54	0.02	-	0.72
Coliformes fecales (NMP/100 ml)	4.00	1462.0	796.87	2,275	306.13	230
pH	-	5-10	-	-	-	-
Vol. de descarga (m ³ /d)	18039	17728	18887	10,901	6,261	21,005

- Información no disponible
(Investigación IMTA, 1999)

II.8 Tratamiento de aguas residuales de la industria de refinación del petróleo

En los casos en que la reutilización de las aguas utilizadas en los procesos productivos no es posible, es importante ajustar el efluente a los límites de vertido contemplados por la legislación vigente.

Las principales técnicas para la depuración de aguas residuales en diferentes sectores de actividad industrial se pueden clasificar como:

A) Tratamiento Físico-Químico:

La depuración físico-química consiste en la eliminación de los contaminantes contenidos en un agua residual por la combinación de métodos químicos (adición de productos químicos para conseguir la precipitación y el volumen y peso adecuados de los lodos) y métodos físicos (decantación y flotación).

B) Tratamiento Biológico de aguas residuales

Existen en el mercado diversos reactores biológicos a membranas. (tipo MBR, de lecho móvil MBBR y secuenciales SBR).

Los métodos más comunes aplicados para el tratamiento de las descargas acuosas de las refinerías de petróleo se clasifican en:

- a) Método físico, incluye separador por gravedad (API), flotación con aire disuelto (DAF) y evaporadores.
- b) Método químico, se incluyen diversos productos químicos tales como floculantes y coagulantes, separadores de emulsión, clarificadores, etc.
- c) Método biológico, incluye lodos activados, biodisco, lagunaje, etc.
- d) Tratamiento terciario.- El tratamiento terciario forma parte del proceso de depuración de una Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR) ó Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR). El papel de este tratamiento en todo el proceso de depuración es el de higienizar y adecuar el agua para el consumo urbano y aplicaciones industriales que requieran la máxima pureza del agua.

Los separadores por gravedad, son usados prácticamente en todas las refinerías, son diseñados principalmente para la remoción de sólidos sedimentables y extracción de aceite por flotación. Remueven del 50 al 99% del aceite flotante y del 10 al 85% de los sólidos suspendidos, también tienen una remoción de la DBO₅, DQO y fenoles. La remoción de contaminantes en tanques de evaporación es muy elevada, pero la aplicación de este método es severamente limitado por las condiciones del lugar, clima y la disponibilidad de la carga hidráulica.

Los métodos fisicoquímicos que utilizan los procesos de coagulación-floculación-sedimentación, agregando algún producto químico como sulfato de aluminio o cloruro férrico, aceleran el proceso de remoción de sólidos sedimentables y la separación de aceites mediante la aplicación de aire disuelto, este proceso es particularmente recomendable para las emulsiones de aceite.

Los métodos de tratamiento biológico incluyen: lodos activados, filtros rociadores, lagunas de aeración y zanjas de oxidación. Estos procesos de tratamiento requieren de un pretratamiento para la remoción de aceite y controlar otras condiciones (como pH y sustancias tóxicas como fenoles y cianuros), de los mencionados. El proceso de lodos activados, incluyendo las zanjas de oxidación, son los más efectivos en la remoción de la materia orgánica; las eficiencias esperadas de remoción están en los rangos de 70 - 95% de DBO₅, 30 - 70% de DQO, y 65-99% de Fenoles y Cianuros.

El tratamiento terciario puede incluir filtración, carbón activado y desinfección con ozono, a la fecha ha sido limitado por el costo que implica su uso. Estos métodos son tratamientos efectivos en la remoción de olor y sustancias orgánicas refractarias, después del tratamiento biológico de las aguas residuales. Los métodos más importantes son: la disminución de aguas ácidas, neutralización y oxidación de productos usados (alcalinos), tratamiento de agua de desecho, recuperación del petróleo derramado y control de

temperatura. Estas medidas reducen la carga contaminante del tratamiento en el efluente de una refinería general.

En la Tabla II.4 se presenta la clasificación regional administrativa y se indica el tipo de proceso de tratamiento y características de las aguas residuales utilizadas en las refinerías y unidades de distribución de PEMEX, en la mayor parte de las plantas, algún tipo de tratamiento biológico es utilizado para la remoción de material orgánico disuelto. La tabla II.5 muestra eficiencias típicas de remoción de contaminantes en procesos de tratamiento. La tabla II.6 muestra las operaciones unitarias empleadas actualmente en la refinación de petróleo en México para el tratamiento de efluentes.

Tabla II.4 Proceso de tratamiento de aguas residuales empleadas en la industria de refinación en México

Región administrativa:	Estado:	Nombre del usuario	Proceso de tratamiento	Gasto operación (lps)
Sureste	Oaxaca	PEMEX- REFINACIÓN	Trat. Sec.	200
Noroeste	Nayarit	PEMEX- REFINACIÓN	Trat. Primario	
Norte	Nuevo León	Ref. Héctor R. Lara Sosa (PEMEX)	Lodos Act.	380.00
	Tamaulipas	PEMEX Ref. Franco. I. Madero	Trat. Primario.	
Península de baja California	Baja California sur	PEMEX- REFINACIÓN	Trat. Primario	
Lerma – Balsas	Guanajuato	PEMEX- REFINACIÓN	Trat terciario	231.48
	Michoacán	PEMEX- REFINACIÓN	Trat. Sec.	5.00
Valle de México	Hidalgo	PEMEX- REFINACIÓN (ductos Pachuca)	Trat. Sec.	0.07
		PEMEX- REFINACIÓN (ductos Cuauhtepic)	Trat. Primario	0.02
		PEMEX- REFINACIÓN (ductos Tepatitlán)	Trat. Primario	0.02
Balsas	Morelos	PEMEX- REFINACIÓN (Cuautla)	Trat. Primario	.05
		PEMEX- REFINACIÓN (Cuernavaca)	Trat. Primario	0.16

(Comisión Nacional del Agua, 1997)

Tabla II.5 Eficiencias de remoción de contaminantes en los procesos de tratamiento en una refinería

Eficiencia de Remoción									
Procesos	Efluente de procesos	DBO ₅	DQO	TOC	SS	Aceite	Fenol	Amoniaco	Sulfuros
Separador API	Aguas crudas	5-40	5-30	-	10-50	60-99	0-50	-	-
Clarificador	1	30-60	20-50	-	50-80	60-95	0-50	-	-
Flotación con aire	1	20-70	10-60	-	50-85	70-85	10-75	-	-
Filtro	1	40-70	20-55	-	75-95	65-90	5-20	-	-
Lagunas de oxidación	1	40-95	30-65	60	20-70	50-90	60-99	0-15	70-100
Lagunas aereadas	2,3,4	75-95	60-85	-	40-65	-	90-99	10-45	95-100
Lodos activados	2,3,4	80-99	50-95	40-90	60-85	80-99	95-99	33-99	97-100
Filtración	1	60-85	30-70	-	60-85	50-80	70-98	15-90	70-100
Torres de enfriamiento	2,3,4	50-90	40-90	10-70	50-85	60-75	75-99	60-95	-
Carbón activado	2,3,4	70-95	70-90	50-80	60-90	75-95	90-100'	7-33	-
Filtración medio granular	5-9	-	-	50-65	75-95	65-95	5-20	-	-
Carbón activado	5-9 y 11	91-98	86-94	50-80	60-90	70-95	90-99	33-87	-

(EPA, Treatability Manual, volumen, 1980)

Tabla II.6 Operaciones unitarias de tratamiento de efluentes en refinerías

Refinería	Cárcamo regulador	Separadores API	Separador de placas corrugadas	Lagunas de igualación	Máquinas de flotación	Lagunas de oxidación	Lagunas de estabilización
Cadereyta	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Madero	✓	✓	✓				
Minatitlán	✓	✓	✓				
Salamanca	✓	✓	✓	✓		✓	✓
Salina Cruz	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Tula	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

(Petróleos Mexicanos, Uso integral del agua, 1999)

II.9 Normatividad en materia de descargas de agua residual

La prevención y control de la contaminación de las aguas es materia de la Ley de Aguas Nacionales, en ella se establecen las condiciones para promover y, en su caso, ejecutar y operar la infraestructura hidráulica, así como para preservar, conservar y mejorar la calidad del agua en las cuencas hidrológicas y acuíferos. Un conjunto de normas oficiales ha desarrollado diversas disposiciones al respecto.

Recientemente, se han efectuado modificaciones significativas al marco normativo de referencia, para simplificarlo sin detrimento de su capacidad regulatoria. Las normas anteriores vigentes que regulaban las descargas de aguas residuales han sido abrogadas y sustituidas por tan sólo tres normas oficiales aplicables a la industria petrolera de refinación, las cuales se mencionan a continuación:

- **NOM-001-SEMARNAT-1996.** Establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales vertidas en aguas y bienes nacionales (*Diario Oficial de la Federación* del 23 de abril de 2003).
- **NOM-002-SEMARNAT-1996.** Establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a los sistemas de alcantarillado urbano o municipal (*Diario Oficial de la Federación* del 23 de abril de 2003).

- **NOM-003-SEMARNAT-1997.** Establece los límites máximos permisibles de contaminantes para las aguas residuales tratadas que se reusen en servicios al público (*Diario Oficial de la Federación* del 23 de abril de 2003).

En la Tabla II.7 se muestran los límites máximos permisibles para contaminantes básicos, de acuerdo a la norma NOM-001-SEMARNAT-96.

Tabla II.7 Límite máximo permisible (promedio diario)

Parámetro	NOM-001-SEMARNAT- 96
Temperatura	40
pH (unidades de pH)	5-10
Grasas y aceites (mg/L)	15-25
Sólidos sedimentables	2
Sólidos suspendidos totales (mg/L)	60-200
Demanda bioquímica de oxígeno (mg/L)	60-200
Nitrógeno total (mg/l)	60
Fósforo total (mg/l)	30
Arsénico (mg/l)	0.2-0.4
Cadmio (mg/l)	0.2-0.4
Cianuro (mg/l)	2.0-3.0
Cobre (mg/l)	6.0
Cromo (mg/l)	1.0-1.5
Mercurio (mg/l)	0.01-0.02
Níquel (mg/l)	4
Plomo (mg/l)	0.04-1.0
Zinc (mg/l)	20

(*Diario oficial: 23/04/2003*)

II.10 Parámetros en el uso del agua

La industria petrolera de refinación, es una industria específica, la estructura económica es igual a la productiva y se considera como referencia la producción de refinados para cuantificar parámetros e índices de usos del agua correspondientes.

Parámetros de producción. La tabla muestra valores de producción de las refinerías del país, estos valores pertenecen al conjunto de parámetros de producción, como ejemplo en la Tabla II.8 se muestra la producción promedio diaria de refinación de petróleo crudo.

Tabla II.8 Producción diaria del sistema de refinación

Refinería	Refinación (miles barriles/día)
Cadereyta	251.0
Madero	175.0
Minatitlán	281.6
Salamanca	220.0
Salina Cruz	303.9
Tula	304.0
Promedio	255.9

(Fuente: IMP, con base en información de Pemex-Refinación, SENER)

Parámetros de calidad del agua residual. La tabla II.9 proporciona el caudal de descarga diario y concentración de contaminantes para cada refinería, es importante observar el caso de Minatitlán, ingresa al sistema de enfriamiento un caudal de 146,880 m³/día de agua y el mismo volumen es descargado sin considerarse contaminación alguna, por lo tanto se excluye en la estimación de parámetros e índices específicos. La tabla II.10 proporciona la carga diaria de contaminantes producida por cada refinería.

Tabla II.9 Calidad del agua residual de la industria de refinación

Refinería	Descarga (m ³ /día)	DBO ₅ (mg/L)	DQO (mg/L)	SST (mg/L)	GYA (mg/L)
Cadereyta	25,315	328	340	87	10
Madero	28,524	122	1,014	132	92
Minatitlán	35,615	191	464	167	39
Salamanca	27,833	290	650	270	50
Salina Cruz	45,290	22	168	71	6
Tula	44,064	128	202	87	10
Promedio	34,440	180	473	136	35

(CNA, Investigación IMTA, 1998)

Tabla II.10 Volumen de descarga y carga de contaminantes

Refinería	DBO ₅ (Kg/día)	DQO (Kg/día)	SST (Kg/día)	GyA (Kg/día)
Cadereyta	8,303	8,607	2,202	253
Madero	3,480	28,923	3,765	2,624
Minatitlán	6,802	16,525	5,948	1,389
Salamanca	8,072	18,091	7,515	1,392
Salina Cruz	996	7,609	3,216	272
Tula	5,640	8,901	3,834	441
Promedio	5,549	14,776	4,413	1,062

(CNA, Investigación IMTA, 1998)

Parámetros de uso del agua. Los parámetros que caracterizan a la industria petrolera de refinación en el contexto de uso del agua, se muestran en la Tabla II.11

Tabla II.11 Industria de refinación, parámetros de uso del agua

Refinería	Abastecimiento [m ³ /día]	Recirculación- reuso [m ³ /día]	Demanda [m ³ /día]	Consumo [m ³ /día]	Descarga [m ³ /día]
Cadereyta	30,378	163,434	193,812	5,063	25,315
Madero	34,229	184,151	218,380	5,705	28,524
Minatitlán	42,738	229,930	272,668	7,123	35,615
Salamanca	33,400	179,690	213,090	5,567	27,833
Salina Cruz	54,348	292,392	346,740	9,058	45,290
Tula	52,877	284,477	337,354	8,813	44,064
Promedio	41,328	222,346	263,674	6,888	34,440

(Estimación hecha por IMTA, 1998)

Agua de abastecimiento, también denominada agua de reposición, es el caudal de agua de extracción superficial o subterránea para un uso específico. Para estimar el caudal de agua de abastecimiento se utilizó como base el caudal de descarga y un factor de relación abastecimiento/descarga igual a 1.2 (Leeden F., Troise F. y Todd, 1990).

Agua de recirculación, es el caudal de agua que retorna después de haber proporcionado un servicio a la planta (generalmente para enfriamiento o generación de vapor), el agua de recirculación no se pone en contacto directo con productos o insumos, requiere un tratamiento mínimo. **Agua de reuso**, (incluyendo recirculación) es el caudal de agua que se incorpora en algunas etapas del proceso después de un tratamiento que le permite la recuperar la calidad requerida.

Agua de demanda, es el caudal total de agua que por diseño requiere el proceso, es la adición del caudal de agua de abastecimiento más el caudal de agua recirculada y reusada. En la estimación del caudal de agua de demanda se utilizó como base el caudal de descarga y un factor de relación demanda/descarga igual a 6.38 (Leeden *et all*, 1990).

Agua de descarga, es el caudal que ha estado en contacto con insumos o productos y posteriormente es retornado a un bien nacional (río, barranca, laguna, otro) o a la red municipal.

Agua de consumo, es el agua que se evapora o que se incorpora al producto, es la diferencia entre el caudal de reposición y el caudal de descarga.

II.11 Índices específicos

Estos índices son coeficientes que representan grado o intensidad de uso, se clasifican como:

Índice específico de uso del agua. Son una relación entre el volumen de agua que se extrae, recircula, consume o descarga la industria y el volumen de producto manufacturado, en el caso específico de la industria petrolera de refinación, el índice específico de uso del agua se expresa en metros cúbicos por 1000 barriles.

Industria petrolera	Abastecimiento [m ³ /1000bb]	Recirculación reuso [m ³ /1000bb]	Demanda [m ³ /1000bb]	Consumo [m ³ /1000bb]	Descarga [m ³ /1000bb]
Refinación	198	1,064	1,262	33	165

Índice de carga de contaminante. Relación entre la masa de contaminantes generados por las aguas residuales de la industria por cada tonelada de producto manufacturado.

Industria petrolera	DBO ₅ [kg/1000bb]	DQO [kg/1000bb]	SST [kg/1000bb]	GYA [kg/1000bb]
Refinación	29	82	23	6

De acuerdo con la producción de refinados registrada y estimaciones de uso del agua en ésta industria, la tabla II.12 presenta los índices específicos de uso del agua obtenidos para cada refinería.

Tabla II.12 Índices específicos de uso del agua en la industria de refinación

Refinería	Abastecimiento [m ³ /1000bb]	Recirculación/ reuso [m ³ /1000bb]	Demanda [m ³ /1000bb]	Consumo [m ³ /1000bb]	Descarga [m ³ /1000bb]
Cadereyta	182	977	1,158	30	151
Madero	232	1,248	1,480	39	193
Minatitlán	237	1,272	1,509	39	197
Salamanca	180	970	1,151	30	150
Salina Cruz	177	951	1,128	29	147
Tula	179	965	1,144	30	149
Promedio	198	1,064	1,262	33	165

(Investigación IMTA, 1998)

De acuerdo con los valores de los índices específicos obtenidos, para operación normal, la industria de petrolera de refinación requiere un abastecimiento anual por extracción superficial y/o subterránea de 93 millones de metros cúbicos, este volumen es equivalente a dotar de agua a una población que en 1998 se estimaba en 1,268,602 habitantes (200 litros diarios por persona) durante un año. Se estima que la planta industrial recircula (incluido el reuso) 498 millones de metros cúbicos, demanda para su operación 590 millones de metros cúbicos, equivalente a dotar de agua a una población de 8 millones de habitantes, consume 15 millones de metros cúbicos y descarga 77 millones de metros cúbicos.

La tabla II.13 presenta una estimación del uso del agua en la industria petrolera de refinación para los rubros: abastecimiento, recirculación-reuso, demanda, consumo y descarga.

Tabla II.13 Industria de refinación, parámetros de uso del agua

	Abastecimiento [m ³ /año]	Recirculación -reuso [m ³ /año]	Demanda [m ³ /año]	Consumo [m ³ /año]	Descarga [m ³ /año]
Industria de Refinación	92,607,913	498,230,573	590,838,486	15,434,652	77,173,261
Población equivalente (habitantes)	1,268,602	6,825,076	8,093,678	211,434	1,057,168

(Investigación IMTA, 1998)

II.12 Comparación con otros estudios

En el estudio realizado por la Secretaría de Recursos Hidráulicos “Estudio sobre usos del agua, métodos y costos para el control de la contaminación del agua residual en la industria petrolera (SRH, 1975) se reportó un índice específico de abastecimiento de 316 m³/1000bbl y un índice específico de descarga de 150 m³/1000bbl, en este estudio se tomó como referencia la refinería de Azcapotzalco, actualmente fuera de servicio.

De acuerdo con “The water encyclopedia” (Leeden, et al, 1990) los valores reportados de índices específicos de uso del agua para la industria de refinación en los Estados Unidos eran: abastecimiento 1,069 m³/1000bbl; descarga 965 m³/1000bbl; índice de consumo 100 m³/1000bbl; demanda 6848 m³/1000bbl y recirculación-reuso 5,779 m³/1000bbl. Éstos índices ya no requieren especificar el tamaño de la planta, los productos finales y la calidad del petróleo crudo procesado.

La tabla II.14 presenta un resumen de los índices específicos de uso del agua en la industria petrolera de obtenidos en estudios realizados en México y en los EUA.

**Tabla II.14 Comparación de índices específicos de uso del agua
(m³/1000bbl)**

Estudio	Abastecimiento	Recirculación reuso	Demanda	Consumo	Descarga
Presente estudio	198	1,064	1,262	33	165
Estudio sobre usos de agua, 1975		-	316	-	150
The water encyclopedia, 1990					
EUA	1,069	5,779	6,848	100	965
China	-	-	3,965	-	-
Suiza	-	-	1,300	-	-

(Investigación IMTA, 1998)

La disponibilidad de agua potable es una de las grandes preocupaciones en el ámbito mundial. Se considera que más de 80 países sufren de grave escasez. En diversas regiones de América Latina, Europa, África y Asia se

presentan casos de epidemias y enfermedades debido a la contaminación de los mantos acuíferos con los que se abastecen las comunidades.

Pero no sólo los problemas de salud son preocupantes; también se consideran otros factores como la pérdida de especies y el agotamiento de los mantos acuíferos.

Es por ello la importancia del desarrollo de productos amigables al ambiente así como la mejora u optimización de los diversos procesos que actualmente se aplican al tratamiento de aguas.

Con esta visión se requiere que la industria petrolera mejore la reinyección de agua congénita en los pozos, disminuya la generación de efluentes y que los que ya se tienen sean tratados en sitio para su reincorporación al proceso, minimizando su descarga a los mantos acuíferos y con ello también minimizar sus efectos nocivos al ambiente.

III. MARCO TEORICO DEL TRATAMIENTO

III.1 Procesos de Coagulación - Floculación

El proceso de tratamiento del agua para su potabilización comprende diversas fases fundamentales, básicamente: la precloración, coagulación, floculación, filtración y desinfección.

El comportamiento del agua ante cada una de estas fases o ante el conjunto de todas ellas difiere según las características del agua a tratar, o si el tratamiento se dirige a la producción y acondicionamiento del agua para usos industriales específicos, o bien el tratamiento se aplica sobre aguas residuales urbanas, industriales, etc., los procesos, aunque en algunas fases son bastante análogos, no pueden en cambio considerarse totalmente iguales. En la Figura 3.1 se muestra un esquema general de un tratamiento básico de agua.

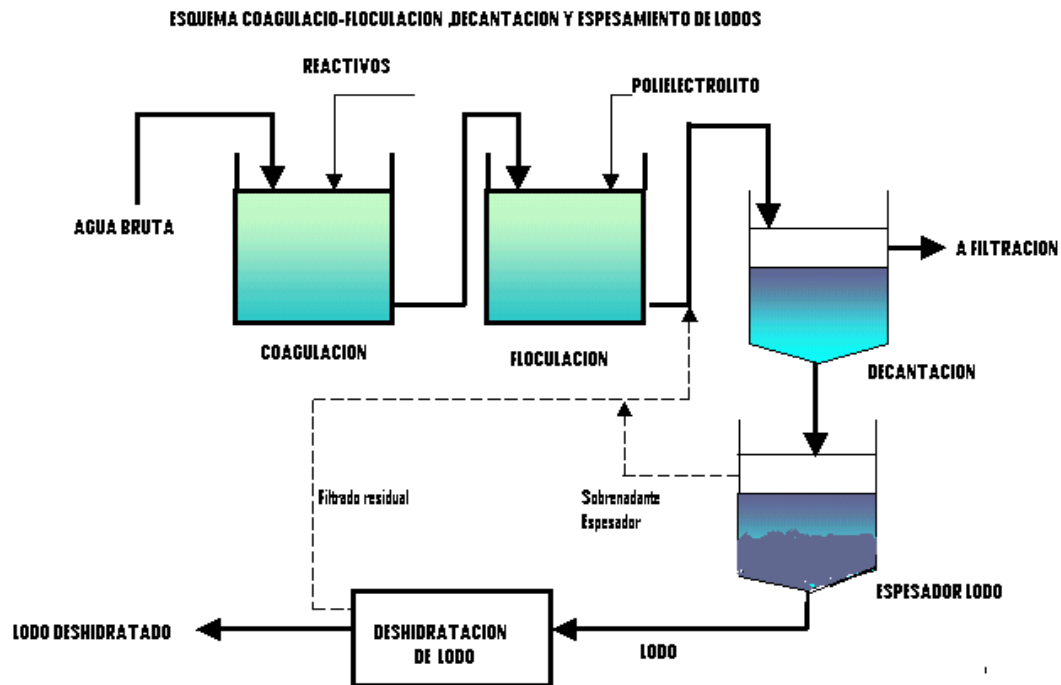


Figura 3.1 Tratamiento básico de agua.

Una de las fases principales en las instalaciones para el tratamiento del agua, es la eliminación de suspensiones coloidales y partículas de impurezas suspendidas en el agua.

Las operaciones mediante las cuales se facilita la sedimentación de estas suspensiones y partículas para su posterior eliminación se conocen con el nombre de **coagulación** y **floculación**. El control de la coagulación y floculación, en una planta de tratamiento de agua, es una de las fases más importantes y difíciles del proceso general.

Para llegar a un mejor conocimiento de las operaciones de coagulación y floculación, es conveniente recordar previamente lo que se conoce con el nombre de estado coloidal.

En primera aproximación, se pueden considerar como partículas coloidales aquéllas que tienen una dimensión comprendida entre $1\text{ m}\mu$ y $0,2\ \mu$. Dentro de los sistemas coloidales, los que más interesa conocer son los sistemas dispersos, en los cuales hay dos fases bien diferenciadas, la fase dispersa y el medio de dispersión.

Entre los tipos de dispersiones coloidales, al estudiar la coagulación, es importante definir aquel en que la fase dispersa es un sólido y el medio de dispersión un líquido.

Todas las dispersiones coloidales tienen una característica común: su gran relación área-volumen en las partículas dispersas.

En la interfase entre la fase dispersa y el medio de dispersión hay que considerar propiedades superficiales muy importantes, tales como la adsorción y los efectos de doble capa eléctrica.

Los sólidos que se encuentran en el agua, como arcilla, materias de origen vegetal, algas y otras materias orgánicas e inorgánicas presentan diferentes tamaños, que van, generalmente, desde las partículas gruesas, que se depositan fácilmente, hasta las que por su pequeño tamaño se encuentran en suspensión en estado coloidal.

Son este tipo de partículas a las que hay que someter al proceso de coagulación - floculación.

Además de las características que ya se han mencionado las partículas coloidales, ofrecen una gran superficie total, mayor que la de otras partículas no coloidales del mismo peso, otra propiedad importante, es que están provistas de carga eléctrica.

Las partículas coloidales como las partículas de arcilla y otros coloides tienen carga negativa, lo que origina una repulsión entre ellas, impidiendo así su unión y separación del líquido, de aquí la necesidad de adicionar un electrolito que neutralice la carga eléctrica del coloide para poder eliminarle por decantación.

La neutralización de las cargas eléctricas de los coloides en suspensión, es la condición primordial para una buena depuración por coagulación y floculación, aun cuando en el fenómeno de la coagulación-floculación influyen también otros factores muy importantes.

III.2 Coloides Hidrofóbicos.

Los coloides de naturaleza hidrofóbica (por ejemplo las arcillas) forman suspensiones estables por que su carga superficial es la misma y repelen cualquier otra carga. Estas cargas pueden venir de una absorción selectiva de un ion en la superficie o desde el interior de la misma superficie (defectos de la red cristalina) como se muestra en la figura 3.2 a continuación:

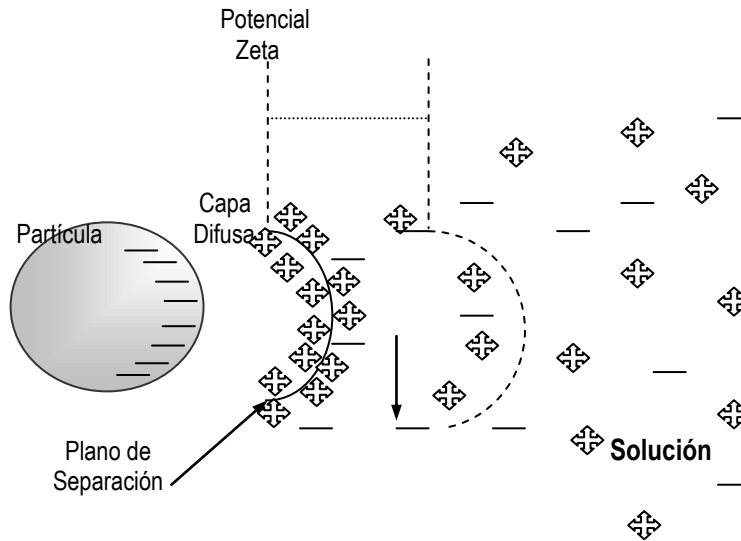


Figura 3.2 Equilibrio de capas en una partícula coloidal

III.3. Coloides hidrofílicos

Los coloides de naturaleza hidrofílica (generalmente sustancias orgánicas) debe su estabilidad a las capas de las moléculas de agua encadenadas a la superficie de la partícula. Las cadenas son de naturaleza química y las cargas electrostáticas juegan solo un papel secundario. Las capas de moléculas de agua previenen cualquier aglomeración entre las partículas. En este caso, no existe una interfase real entre la partícula y el medio solvente.

Las cargas tienen una influencia en la solubilidad de los coloides hidrofílicos. La importancia que juegan las cargas depende del grado de ionización de las partículas de los diferentes grupos funcionales. El grado de ionización por si mismo depende del pH del medio. En general, la solubilidad es mínima con relación al punto de equilibrio eléctrico, el cual corresponde a un pH de entre 4.0 y 6.5

Las suspensiones coloidales electrofílicas por eso son una especie de solución de moléculas muy grandes o una totalidad de moléculas pequeñas, con una muy alta afinidad por el solvente.

En algunos casos, los coloides hidrofílicos pueden ser absorbidos en la superficie del coloide hidrofóbico, como es el caso de las arcillas, y de esta manera imparte una naturaleza hidrofílica a la partícula hidrofóbica. Tales suspensiones coloidales son entonces muy difíciles de desestabilizar.

III.4 Medición de la concentración coloidal.

No hay medición directa de la concentración coloidal. Las partículas coloidales pueden ser directamente observadas con un microscopio. Estas son indirectamente visibles por la refracción de la luz o por el efecto Tyndall, el cual se da cuando las soluciones coloidales son turbias.

La turbidez puede ser cuantificada por nefelometría, una medición relativa expresada en Unidades de Turbidez Nefelométrica (NTU, Nephelometric Turbidity Unit por sus siglas en inglés) la cual se correlaciona a una solución de calibración de formacina en agua el cual corresponde al cero de turbidez.

III.5 Sistemas de desestabilización

Los métodos convencionales de separación sólido-líquido, como la filtración, sedimentación, centrifugación o flotación, no pueden ser usados directamente en una suspensión estabilizada. Las partículas son demasiado

finas y permanecen separadas unas de otras. **La coagulación y floculación desestabiliza estas suspensiones y permite la separación sólido-líquido.**

Los mecanismos principalmente usados, son la neutralización de la carga y la adsorción.

III.5.1 Neutralización de la Carga

En medios acuosos, las partículas coloidales hidrofóbicas están generalmente cargadas negativamente. El incremento del contenido de cationes en una solución reduce el potencial zeta y con ello el espesor de la doble capa la cual rodea la partícula coloidal.

Cuando la protección eléctrica de la partícula ha sido removida o suficientemente reducida, las partículas en movimiento pueden colisionar entre ellas debido a la inercia del movimiento Browniano, el movimiento del fluido en el cual están contenidas y al movimiento relativo de las partículas por sedimentación.

Las fuerzas de Van der Waals y el fenómeno de adsorción superficial entonces llegan a prevalecer otra vez. A partir de que las partículas pueden unirse entre ellas, la suspensión es desestabilizada.

El mecanismo de neutralización de la carga es reversible. Hay un límite en la concentración de cationes el cual permite que la desestabilización ocurra. Más allá de esta concentración crítica, si los cationes continúan siendo añadidos, ocurre un nuevo desbalance iónico entre las partículas y la solución, dirigiéndolo a la formación de una nueva doble capa y a la reestabilización de la suspensión.

La eficiencia en la neutralización de la carga de un electrolito se incrementa con su valencia (la regla de Schulze y Hardy). Esto explica el uso predominante de electrolitos divalentes y trivalentes para desestabilizar las suspensiones coloidales. (Kurita Water Industries LTD, 1999)

III.5.2. Adsorción

La **adsorción** es un mecanismo superficial el cual permite que dos partículas entren en contacto para que se unan entre ellas debido a las fuerzas de Van der Waals o por enlaces de hidrógeno.

La medición de la cantidad de polímero adsorbido por una suspensión coloidal como una función del tiempo permite una curva característica, llamada isoterma de Langmuir, en la Figura 3.3 se muestra una Isoterma de Adsorción.

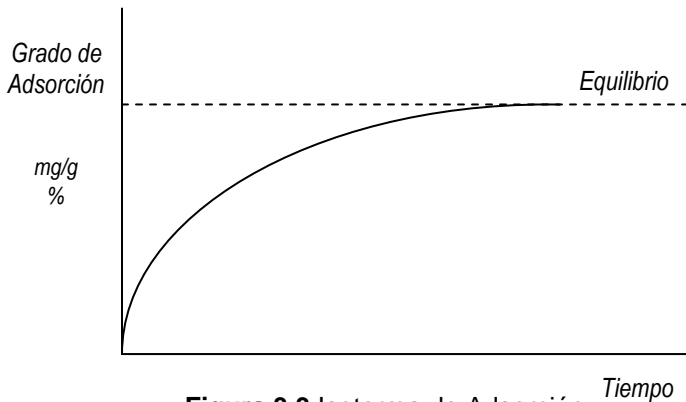


Figura 3.3 Isoterma de Adsorción

La curva característica es llamada isoterma debido a que la adsorción depende fuertemente de la temperatura y cualquier medición debe ser tomada a temperatura constante.

La adsorción es un mecanismo irreversible el cual se lleva a cabo en dos etapas. Primeramente, después de algunos segundos, la mayor parte de la reacción se realiza. Después se da una relativa larga segunda etapa, se llega a un equilibrio, el cual es limitado por el número de sitios disponibles en la superficie de la partícula (Cárdenas Y., 2000)

Cuando todos los sitios disponibles son ocupados, ninguna molécula adicional puede ser adjuntada a la superficie de la partícula.

La adsorción es un mecanismo complejo que involucra un amplio número de parámetros relacionados a:

El coagulante:

- Estructura de la cadena molecular
- Densidad de la carga iónica
- Peso molecular

Los coloides:

- Número de sitios disponibles
- Cargas superficiales
- Area superficial específica
- Concentración de la partícula

El medio acuoso:

- pH
- Conductividad
- Presencia de otras sustancias
- Turbulencia
- Rango de temperatura
- Mezcla de productos

(SNF Floerger, 2001, Betz Laboratories, 1992, Kurita Water Industries LTD,1999)

III.5.3. Desestabilización de las suspensiones por coagulación

La coagulación es la desestabilización de las suspensiones coloidales usando productos con una alta densidad de carga iónica. Dos tipos de mecanismos son los que pueden ocurrir:

1) Los cationes son adicionados a la suspensión coloidal en una cantidad justamente equivalente para neutralizar las cargas negativas. La coagulación ocurre directamente por la neutralización de la carga. Este tipo de coagulación es comúnmente usada en los tratamientos de agua potable con cationes de hierro o aluminio.

2) El segundo tipo de coagulación es llevado a cabo usando polímeros de bajo peso molecular (20,000 a un millón) con una alta carga catiónica. Cuando este tipo de polímeros esta en contacto con partículas de anilina, estas cadenas pueden ser adsorbidas enteramente en parte de la

superficie de la partícula coloidal de esta manera se forman regiones de naturaleza catiónica como se puede observar en la Figura 3.4:

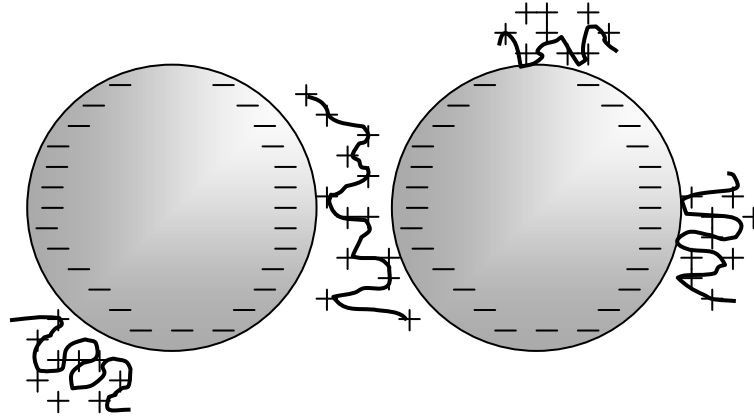


Figura 3.4 Coagulación usando polímero de bajo peso molecular

Esta adsorción de iones de carga opuesta reduce el potencial de superficie y la protección de las partículas. Tendiendo en convertirse en verdaderos dipolos. Estas partículas se atraen entre ellas y colisionan unas con otras. Las fuerzas de Van der Waals entonces entran en juego, uniendo las dos partículas y desestabilizando la suspensión.

La coagulación por este tipo de mecanismo tiene un mayor grado de agregación que los mecanismos de simple neutralización eléctrica. (Cárdenas Y., 2000, Kurita Water Industries LTD, 1999)

III.5.4. Desestabilización de suspensión por floculación.

La floculación es la desestabilización de las suspensiones coloidales hidrofóbicas por la unión entre partículas coloidales usando polímeros de cadena larga.

Esto requiere el uso de polímeros con alto peso molecular (superior al millón) y toma lugar en dos etapas principales: creación y crecimiento del flóculo.

III.6 Creación del flóculo

Para la creación del flóculo, el polímero esencialmente actúa por vía de un mecanismo de adsorción irreversible de los coloides a lo largo de su cadena molecular. El efecto de este mecanismo depende de la concentración del polímero, la concentración de las partículas y del tamaño de la partícula.

Si un exceso de polímero cubre la superficie de la partícula, la partícula puede una vez más estar separada y la suspensión se restabilizaría como se observa en la Figura 3.5.

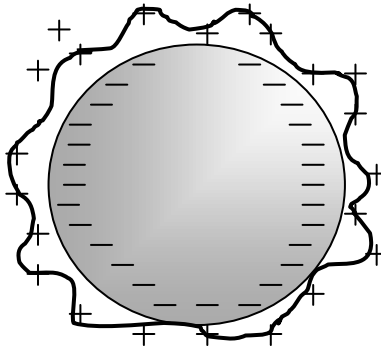


Figura 3.5 Separación de una partícula por un polímero

En el caso de las suspensiones que contienen partículas con una amplia gama de tamaños, la suspensión puede ser desestabilizada por diferentes concentraciones de polímeros correspondientes a la distribución de los diferentes tamaños de partículas.

De esta manera, los buenos resultados pueden ser obtenidos usando un polímero particular para un tamaño de partícula, pero no para otro tamaño. Como una regla general, cuando este fenómeno ocurre, relativamente una buena floculación es observada pero la solución permanece muy turbia.

Si la concentración de polímero es tal que los sitios de adsorción permanecen libres en las partículas, la misma cadena polimérica puede ser capaz de ser adsorbida en dos diferentes partículas, como se muestra en la Figura 3.6.

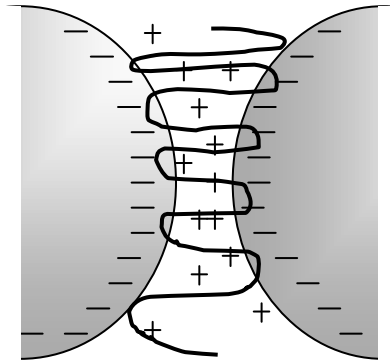


Figura 3.6 Enlace entre dos partículas

En este mecanismo, el polímero permite que parte de esta cadena molecular se desdoble en la solución más allá de la doble capa de la partícula. El final de la cadena molecular es introducido y adsorbido en la superficie de una segunda partícula, la cual de esta manera crea un enlace entre las dos partículas.

En general, es sabido que la concentración óptima de polímero debe ser tal que más de la mitad de los sitios de adsorción permanezcan disponibles en las partículas.

El largo de la cadena del polímero completamente desdoblada es de cerca de $1\mu\text{m}$, posiblemente tanto como unas cuantas decenas de μm en el caso de las más largas cadenas. Estas longitudes deben ser comparadas con las dimensiones de las partículas, las cuales son de cerca de $1\mu\text{m}$.

El enlace interpartícula puede ocurrir con polímeros no iónicos, catiónicos o aniónicos. En estos mecanismos, el fenómeno de neutralización de carga tiene una influencia secundaria. Esto explica por que las reacciones de

floculación pueden ocurrir con polímeros que contienen cargas del mismo signo que el de la suspensión coloidal.

Las cargas pueden tener una influencia que promueva un mejor desdoblamiento de la cadena del polímero debido al efecto de la repulsión electrostática. La parte de la cadena polimérica puede ser también un factor clave en este proceso.

La ionización en una solución puede también influir en el desenvolvimiento de la cadena debido a la limitación o eliminación del efecto de repulsión. Este fenómeno es conocido como el efecto de la sal.

Para un polímero dado, el enlace principalmente depende de dos parámetros: el número de sitios disponibles para adsorción en la superficie de la partícula y la velocidad de colisión de las partículas.

III.7 Cinética del crecimiento del flóculo.

Dependiendo de los mecanismos descrito anteriormente, el desarrollo de los flóculos se da en varios pasos subsecuentes:

- Dispersión del polímero en el medio.
- Difusión del polímero cerca de la interfase sólido – líquido.
- Adsorción del polímero en la superficie de la partícula. La colisión de partículas ocasiona que el floculante se adsorba con otra partícula.
- Adsorción del floculante en la segunda partícula para formar el enlace y un microflóculo.
- Crecimiento de los microflóculos por una serie de colisiones y adsorciones sucesivas.
- Separación de los flóculos formados por rompimiento.

Cada paso toma lugar de acuerdo a su propia cinética y el resultado final, en términos del flóculo, dependen de la velocidad relativa de cada uno de los

pasos. De esta manera, por ejemplo, si la fase de adsorción es mucho más rápida que la fase de crecimiento, allí habrá muchos pequeños flóculos mientras, si la velocidad de crecimiento es más alta, los flóculos serán más largos y menores en número.

En general, las reacciones de adsorción son extremadamente rápidas. La etapa limitante en el desarrollo de los flóculos es la frecuencia de colisión entre partículas y colisiones con los flóculos ya formados.

III.8 Consistencia de los flóculos

Los flóculos pueden tener dos tipos de consistencia, la llamada “suave” que es reversible, y “dura”, la cual es irreversible, además provee una buena retención de partículas por una baja velocidad de rompimiento en la zona de quietud, así como cuando se incrementa la velocidad de rompimiento la retención de las partículas finas disminuye.

De regreso a las condiciones originales de rompimiento, si el flóculo retorna a su estructura inicial, es llamado un flóculo suave, los flóculos suaves son generalmente obtenidos con polímeros de bajo peso molecular.

Un flóculo duro, es más fuerte, mantiene una buena retención de partículas finas sobre la turbulencia existente y la velocidad de rompimiento elevada. Sin embargo, cuando este es sujeto a una alta turbulencia por un excesivo periodo de tiempo, la retención de las partículas decrece. El flóculo se convierte en suave.

Las razones asumidas para este fenómeno resultan de la configuración de la cadena polimérica en la superficie de la partícula. Un flóculo duro esta compuesto de partículas conectadas por enlaces vía cadena molecular, las cuales se desdoblan en el espacio alrededor de la partícula, esto se observa en la siguiente Figura 3.7.

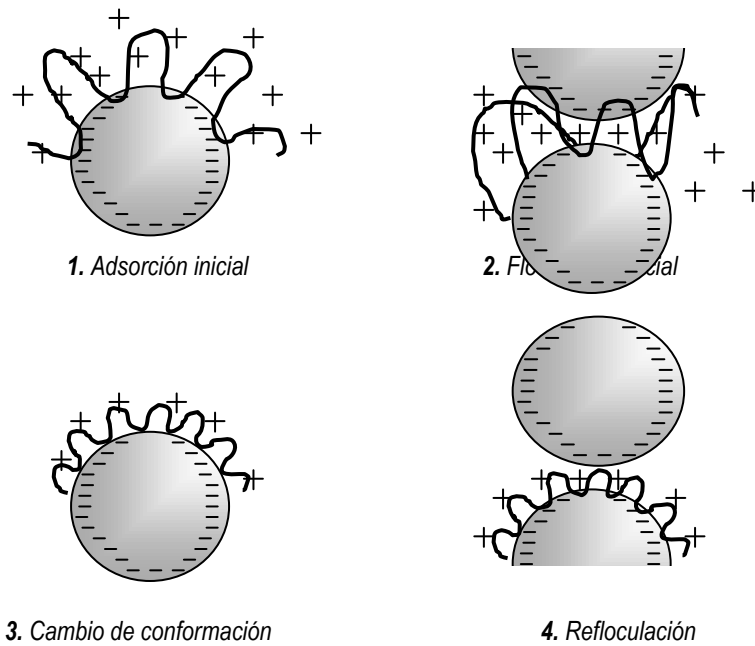


Figura 3.7 Flóculo duro por doble flocculación

Después del rompimiento, la cadena molecular, debido a la influencia de las fuerzas iónicas, tiene la tendencia de cubrir más de la superficie de la partícula, resultando por la unión un flóculo de consistencia suave (Kurita Water LTD,1999).

III.9 Otros sistemas de desestabilización de suspensiones

A continuación se mencionan tres sistemas que emplean los dos mecanismos básicos (neutralización de la carga y adsorción).

III.9.1 Sistemas de encapsulación.

El sistema de enlaces descrito anteriormente esta basada en una interacción primaria entre la cadena polimérica y la partícula a fin de iniciar la flocculación. Con respecto al mecanismo de encapsulación, este ocurre cuando

dos o más cadenas poliméricas reaccionan en principio con otra cadena debido a la influencia de interacciones electrostáticas o por puentes de hidrógeno. Esta reacción produce una red de enlaces cruzados de cadenas poliméricas, las cuales mecánicamente atrapan a la partícula. En este mecanismo, las interacciones electrostáticas entre las partículas y el polímero no juegan un rol muy importante.

III.9.2 Sistemas de coagulación compuesta de dos polímeros.

La adición secuencial de dos polímeros de carga opuesta permite que se lleve a cabo una coagulación muy buena. En la práctica, un polímero catiónico de bajo o moderado peso molecular es primero introducido en la solución, seguido de un polímero aniónico de alto peso molecular.

El polímero catiónico de bajo peso molecular es absorbido por la partícula formando regiones catiónicas en las cuales el polímero aniónico de alto peso molecular puede ser fijado. La cadena molecular aniónica tiende a desdoblarse en la solución debido al efecto de las cargas que son del mismo tipo que tiene la partícula. Eventualmente la cadena es adsorbida en otra partícula por medio de enlaces, como se muestra en la Figura 3.8.

Es importante tener un ligero exceso de polímero catiónico remanente en la solución cuando el polímero aniónico es añadido. Si no lo hay, los polímeros pueden reaccionar entre sí en la fase líquida y formar un gel.

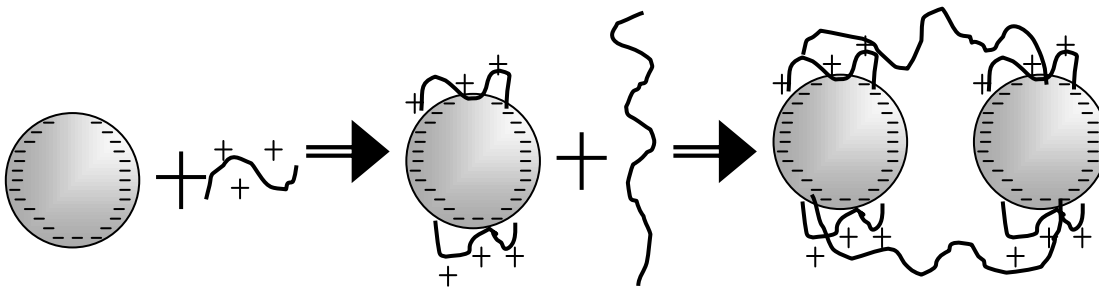


Figura 3.8 Coagulación de dos componentes

III.9.3 Sistemas de micropartículas.

Los sistemas de micropartículas generalmente involucran un polímero catiónico y finas partículas inorgánicas aniónicas (bentonita, sílica, etc.).

Ellos permiten obtener pequeños y muy fuertes flóculos que no retienen agua.

III.10 Eficiencia de la coagulación y la floculación

La eficiencia de la coagulación y la floculación es esencialmente medida por el tamaño de los flóculos y sus características, la cantidad de materia coagulante y floculante en suspensión y la turbidez del líquido sobrenadante.

Estos parámetros dependen de las características específicas de los flóculos y del sistema de separación usado. A fin de medir la eficiencia de floculación, se hace necesario correr pruebas de eficiencia de los procesos de separación empleados.

En la Tabla III.1 se indican algunas de las características de los flóculos resultantes de diversos procesos de separación:

Tabla III.1 Tipos de Flóculos resultantes de diversos procesos de separación

<i>Método de Separación</i>	<i>Características del flóculo</i>
Filtración	Poroso, fuerte y permeable
Sedimentación	Denso, fuerte, largo, de forma uniforme, mínima porosidad.
Centrifugación	Fuerte, denso y largo
Floculación	Baja densidad, fuerte, tamaño uniforme, largo

III.11 Parámetros que tienen una influencia en la eficiencia de coagulación y floculación

La eficiencia de la coagulación y la floculación depende de varios parámetros relacionados a las partículas, los polímeros usados y la solución a ser tratada. (Cárdenas Y., 2000, Lenn Tech, 2003, SNF Floerger, 2001, Kurita Water Industries LTD, 1999)

III.12 Influencia de las partículas.

Usualmente la floculación ocurre para partículas individuales más pequeñas que $50\mu\text{m}$. Las partículas más grandes (más de $100\mu\text{m}$) generalmente no floculan ya que la velocidad de colisión es muy lenta. Es difícil para el polímero anclarse a la superficie de la partícula durante la colisión y la velocidad de fractura de los flóculos a la que se van formando es muy alta.

Sin embargo, la floculación de partículas grandes puede ocurrir usando polímeros aptos con un muy alto peso molecular.

Dependiendo de su naturaleza y de su concentración, la floculación de materia suspendida es:

➤ Completamente difuso, en el cual todos los flóculos están separados y tienen diferente tamaño. Los flóculos grandes se asientan rápidamente, dejando a los flóculos finos y microflóculos en suspensión, estos son incapaces de asentarse y a menudo en lugar de asentarse en el tanque quedan como sobrenadantes.

➤ Homogéneo, en el cual los flóculos son de un tamaño similar y se asientan a la misma velocidad, dejando una agua clara.

En el caso de arcillas por ejemplo, la floculación es difusa por una concentración de menos de 2 g/L y del tipo homogéneo por una concentración de alrededor de $2\text{ a }5\text{ g/L}$.

Arriba de una cierta concentración, la mezcla de floculante en suspensión no ocurre y los flóculos dejan de aparecer, es decir existe también un límite de concentración de un floculante antes de que deje de tener un efecto en el agua tratada.

La concentración de las partículas en la suspensión tiene un efecto en la naturaleza del fenómeno de floculación. En general, es sabido que a bajas concentraciones de partículas el fenómeno dominante involucra las cargas de neutralización, mientras que, para altas concentraciones el fenómeno de adsorción y enlazamiento son los dominantes. Además, la formación de flóculos con una alta concentración de partículas es fuerte y contienen una alta concentración de materia suspendida.

III.13 Influencia de los polímeros.

La naturaleza del polímero es el principal elemento en la floculación. En este caso, tres principales características están involucradas, el peso molecular, la concentración y la carga iónica.

En general, la eficiencia del polímero es más grande si la cadena molecular es más grande a su vez, el tamaño de la cadena molecular depende del peso molecular y de la configuración espacial de la molécula. Mientras más grande es la longitud de la cadena da mayores posibilidades de crear enlaces, y mientras más pequeño sea el tamaño del polímero usado dará a su vez menores posibilidades. En adición, los polímeros con alto peso molecular pueden tener un efecto secundario: el efecto de filtro, en el cual una partícula no floculada viene a ser atrapada en la malla del flóculo, lo que se muestra en la Figura 3.9.

La estructura de la cadena (lineal, ramificada o entrecruzada) también juega un papel importante.

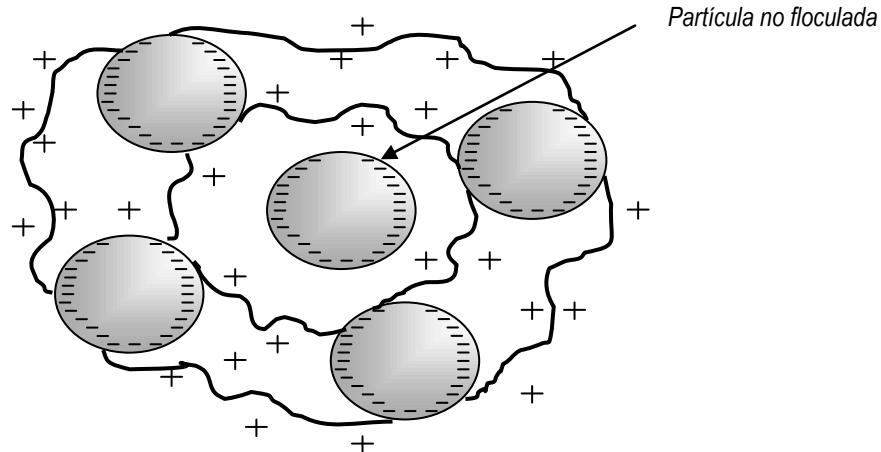


Figura 3.9 Efecto de filtro

Sin embargo, la cadena molecular no debe de ser bastante larga como para que su eficiencia se vea limitada por problemas de difusión en la solución y por estorbo estérico. Además, incrementar la longitud de la cadena tiene el efecto de incrementar la viscosidad de la solución y el tiempo requerido para disolver el polímero.

Los problemas de difusión y disolución de estos polímeros también dependen de la dosificación necesaria a ser usada (la cantidad de polímero por tonelada de materia seca). La apariencia del flóculo permite que la correcta dosificación sea determinada. Por ejemplo, en un filtro, una apariencia opaca indica una buena floculación, mientras que una apariencia brillante indica que demasiado polímero ha sido añadido.

En la práctica, para una alta o moderada dosificación (cantidades de polímero de entre 1 kg y 10 kg por tonelada de materia seca de lodo municipal), el tamaño en las partículas de flóculos está directamente relacionado al peso molecular del polímero.

Entre mayor peso molecular, más largo será el floculo. Por otra parte, para bajas dosificaciones, los polímeros de moderado peso molecular dan mejores resultados debido a la pobre mezcla de polímeros de alto peso molecular y su tendencia a retener partículas no floculadas.

La influencia de la carga del polímero en los floculos es expresada con relación a la demanda iónica del medio. Cargas débiles producen floculos flexibles, teniendo una buena fuerza en contra del rompimiento, pero sus propiedades de filtración no son muy buenas. Por otra parte, una fuerte o moderada carga da mejores propiedades de filtración, pero los floculos obtenidos son más sensibles al rompimiento.

Un caso en particular consiste en la floculación por una centrifuga de alta presión. En este caso, el polímero debe de estar presente en forma libre en la carga de lodos para permitir primeramente la floculación y posteriormente la refloculación. En este caso, cualquier exceso de polímero no produce el efecto de redispersión en los lodos.

III.14 Influencia de una mezcla de polímeros en solución.

Las condiciones bajo las cuales el polímero es mezclado en la solución son fundamentales para llevar a cabo una buena coagulación y floculación.

Dado que las reacciones de adsorción son irreversibles y muy rápidas, la calidad de la mezcla debe de ser tan alta como para permitir una rápida difusión del polímero en la suspensión. Además, dado que los polímeros son generalmente usados en forma concentrada y en pequeñas cantidades, estos deben ser distribuidos en forma uniforme a través del medio.

Por lo anterior, una actividad en campo es el establecer los puntos en los cuales el polímero va a ser inyectado, ya que si la calidad de mezclado es satisfactoria no habrá formación de floculos que tiendan a romperse.

Debido a su fuerza intrínseca de rompimiento y a la velocidad de corte del medio, los flóculos pueden quebrarse y convertirse en pequeños flóculos o incluso en partículas individuales. Tiempo después, un equilibrio es establecido entre la formación y la desaparición de los flóculos.

El estado hidrodinámico de la solución es también importante para el mezclado. La floculación da buenos resultados en flujo laminar. Mientras que en el turbulento, los flóculos pequeños son producidos debido al rompimiento, por lo tanto, el funcionamiento es impredecible.

III.15 Influencia del pH y la temperatura en la solución.

Se ha visto que el pH en la solución tiene un efecto directo en la conducta de las cadenas poliméricas. Este también puede tener otros efectos:

Ajustar el pH en una solución permite que los hidróxidos de metales se precipiten y evita que puedan interferir directamente con la floculación, por ejemplo para capturar los coloides.

La hidrólisis, y por eso la carga iónica del polímero, depende del pH.

Polímeros fuertemente aniónicos son muy eficientes en medios básicos, pero su eficiencia no es tan buena en medio ácido por que los carboxilatos y los grupos funcionales carboxílicos no se disocian en este tipo de medios. Polímeros no iónicos y moderadamente catiónicos tienen las mejores eficiencias en medios ácidos.

La temperatura en una solución directamente influye en la cinética de las reacciones involucradas y en la actividad de los coloides. De esta manera, el reducir la temperatura reduce por consecuencia la floculación.

III.16 Influencia de la naturaleza orgánica en la solución.

El último factor de importancia observado en la suspensión es su naturaleza orgánica. En general, entre mayor sea su naturaleza orgánica de la suspensión el polímero tenderá más a ser catiónico. Consecuentemente, los polímeros aniónicos son más efectivos en soluciones inorgánicas.

III.17 Ventajas de los coagulantes orgánicos

Es bien conocido que para los altos costos de las sustancias inorgánicas, el probar polímeros orgánicos en muchos casos, resulta ser más económico que el uso de sustancias inorgánicas debido a las siguientes ventajas específicas:

- Las cantidades necesarias son generalmente diez veces más bajas que usando sustancias inorgánicas;
- No se incrementan las cantidades de materia sólida para ser removida y de esta manera se ayuda a minimizar el costo de tratamiento de lodos residuales;
- Los flóculos obtenidos usando polímeros orgánicos tienen más alta resistencia al rompimiento que los formados usando sustancias inorgánicas, ya que los enlaces interpartículas son resultantes de una cadena elástica más fuerte;
- Los flóculos obtenidos usando coagulantes inorgánicos no son muy compresibles. Es por eso que ellos ocupan mayor espacio en un medio filtrante e incrementa rápidamente la pérdida de área;
- Los polímeros orgánicos son menos sensibles a las variaciones de pH y pueden por ello ser usados para tratamientos de una gran variedad de tipos de aguas;

- Los polímeros orgánicos ayudan a reducir la cantidad de sales trivalentes disueltas en el agua, las cuales que traen consigo consecuencias hacia vegetales y animales que las consumen.
- Los polímeros sintéticos pueden ser usados junto con las sustancias inorgánicas, el polímero orgánico refuerza mecánicamente la estructura formada por las sustancias inorgánicas.

III.18 Coagulantes

Las dos principales características de un coagulante son:

- Una muy alta carga catiónica, para neutralizar las cargas negativas de los coloides.
- Un peso molecular relativamente bajo, para permitir una rápida difusión en el medio y alrededor de las partículas.

Tres familias principales de productos son usadas, las llamadas poliaminas cuaternarias, poliDADMAC y resinas diciandiaminas.

III.18.1 Poliaminas cuaternarias

La reacción condensada de la epícloridrina con una amina primaria o secundaria, usualmente dimetilamina, produce un polímero de moderado peso molecular en el cual todos los átomos de nitrógeno están en forma cuaternaria como se muestra en la Figura 3.10.

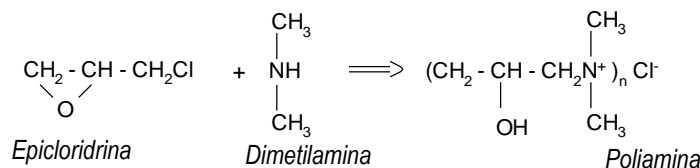


Figura 3.10 Reacción para obtener la Poliamina

Controlar la adición del monómero en la reacción permite poder variar el peso molecular. La adición de poliaminas permite la ramificación y controlar la longitud total de la cadena. Las poliaminas difieren de otros polímeros por que la carga catiónica está presente en la cadena principal.

Dichos polímeros tienen las siguientes características:

- Peso molecular entre 10,000 y 100,000.
- Forma líquida con 40 o 50% de concentración.
- Sitio catiónico en la cadena principal.
- Viscosidad al 50% entre 40 y 20,000 centipois.
- Estabilidad a los cloruros.
- Compatibilidad con los coagulantes inorgánicos.
- Buena estabilidad en el almacenaje.
- Se puede usar con o sin una predilución.

Las poliaminas son coagulantes orgánicos las cuales pueden reemplazar parcial o completamente a los coagulantes inorgánicos (sulfuro de aluminio, percloruro de aluminio, cloruro férrico, etc.). Estas sustancias son aprovechadas para agua potable en los Estados Unidos, Sur América, Gran Bretaña, Rusia y Corea.

III.18.2 PoliDADMAC

Dialildimetil cloruro de amonio (Diallyldimethyl ammonium chloride) (DADMAC) es obtenida por la reacción entre el cloruro de aril con la dimetilamina. La polimerización de la DADMAC, esta limitada por la reactividad del radicar aril, produciendo un polímero cíclico soluble en agua de bajo a mediano peso molecular, esta reacción se muestra en la Figura 3.11.

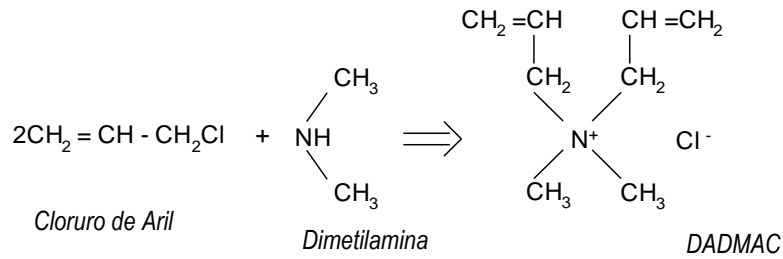


Figura 3.11 Reacción para obtener DADMAC

Por polimerización producto de un mecanismo de ciclización, se obtienen las estructuras que a continuación se muestran en la Figura 3.12.

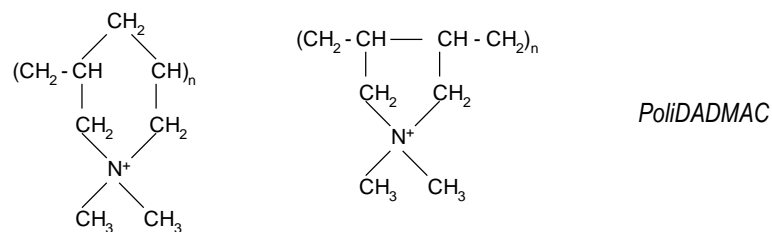


Figura 3.12 Reacción para obtener poliDADMACs

Los poliDADMACs tienen las siguientes características principales:

- Peso molecular entre 10,000 a 1'000,000.
- Líquido o en forma de gotas en concentraciones de 20 a 100%.
- Sitios catiónicas en el lado de la cadena.
- Viscosidad en forma líquida a una concentración del 40% entre 1,000 y 20,000 centipoise.
- Estabilidad a los cloruros.
- Compatibilidad en términos de mezcla con coagulantes inorgánicos.
- Buena estabilidad en almacenamiento.
- Puede ser usada con o sin una predilución.
- Estabilidad al pH.

III.18.3 Resinas diciandiaminas.

Las resinas diciandiaminas son obtenidas por la condensación de la diciandiamina con el formaldehído como se muestra en las Figuras 3.13a y 3.13b.

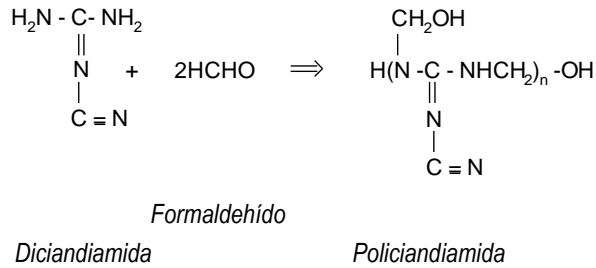


Figura 3.13a Reacción para obtener resinas diciandiaminas seguido por su cuaternización con cloruro de amonio:

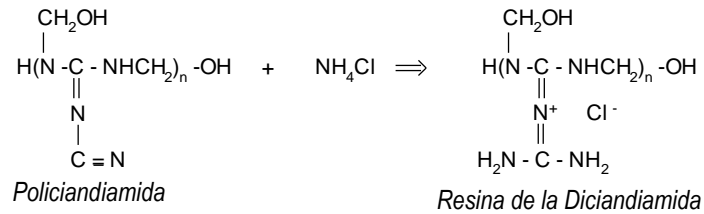


Figura 3.13b Reacción para obtener diciandiamina

Las principales características de las resinas diciandiaminas son:

- Peso molecular entre 3,000 y 150,000.
- Sitios catiónicos en el lado de la cadena.
- Líquido en concentraciones del 40 al 60%
- Viscosidad en forma líquida entre 50 a 300 centipoise
- Una muy alta carga catiónica.

III.19 Floculantes

Los floculantes son polímeros hidrofílicos con un peso molecular que varia desde 1 a 30 millones de uma, con un grado de polimerización entre 14,000 y 420,000 unidades de monómeros. Su solubilidad en agua esta dada por una solvatación lo suficientemente grande de sus grupos polares (tanto iónicos como no iónicos) que contienen, es por ello que varios segmentos de sus cadenas están disociadas.

Usualmente están basados en la acrilamida, ellos tienen, para la homopolimerización, una naturaleza no iónica y puede tener por copolimerización, una naturaleza catiónica o aniónica, con un grado de ionización variable entre 0 y 100%

III.19.1 Floculantes no iónicos

Los floculantes no iónicos son homopolímeros de la acrilamida, como se muestra en la Figura 3.14.

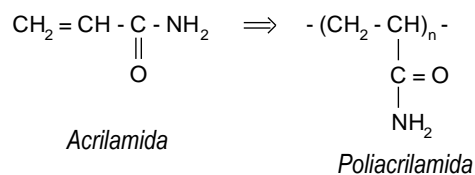


Figura 3.14 Reacción para obtener Poliactilamina

Estos polímeros son llamados no iónicos, aunque una ligera hidrólisis del grupo amida les da un carácter aniónico (con una anionicidad de menos del 1%). Los polímeros no iónicos que contienen menos del 1% de grupos aniónicos pueden ser obtenidos bajo condiciones especiales de polimerización.

Sus principales características son:

- Peso molecular entre 1.5 y 15 millones de uma
- Viscosidad en soluciones de 5 gramos por litro entre 8 y 200 cps.

III.19.2 Floculantes aniónicos

Los floculantes aniónicos son obtenidos tanto por la hidrólisis de los grupos amida en la cadena de poliacrilamida o por copolimerización de la poliacrilamida con una sal carboxílica o sulfónica ácida. Estos mecanismos se muestran en la Figura 3.15.

El más comúnmente usado es el ácido acrílico:

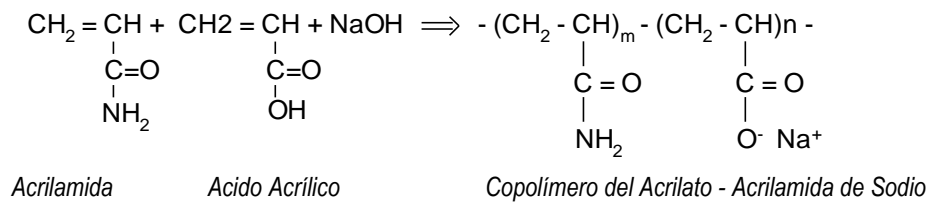


Figura 3.15 Mecanismos de Reacción

La anionicidad de estos copolímeros puede variar entre 0 y 100% dependiendo del radio de los monómeros empleados.

Las mayores características de los copolímeros son:

- Peso molecular entre 3 a 30 millones de uma.
- Viscosidad de soluciones de 5 g/L entre 200 y 2,800 cps.

III.19.3 Floculantes catiónicos

Los floculantes catiónicos son derivados principalmente de la copolimerización de la acrilamida con el acrilato de dimetilaminoetil (DMAEA) en forma cuaternaria.

La primera reacción del DMAEA con el cloruro de metil permite que sea convertido en una sal de amonio cuaternario en la forma de clorometilado DMAEA (DMAEA-MeCl), este proceso se muestra en la Figura 3.16.

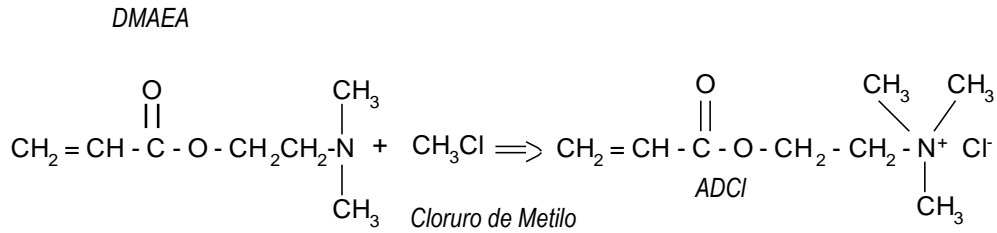


Figura 3.16 Mecanismo de Reacción

La copolimerización del DMAEA-MeCl con acrilamida produce un polímero catiónico, este proceso se muestra en la Figura 3.17.

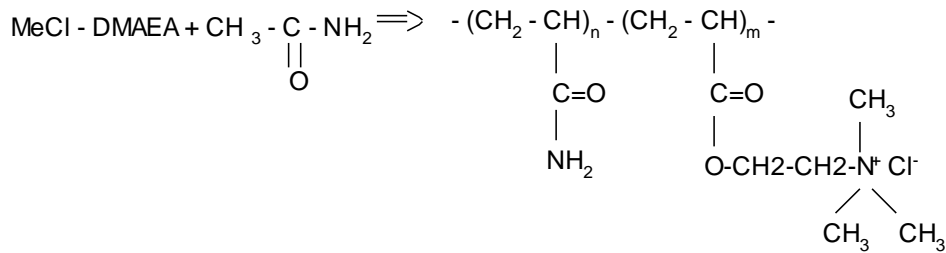


Figura 3.17 Mecanismo de Reacción

La carga catiónica del copolímero es determinada por el radio de cada monómero y puede variar entre 0 a 100%. El grupo ester del copolímero es muy sensible al pH por arriba de 6. El mecanismo de reacción se muestra en la Figura 3.18.

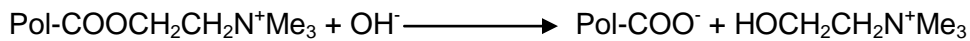


Figura 3.18 Mecanismo de Reacción

La hidrólisis del polímero reduce su eficiencia por la creación de los polímeros anfotéricos y además de polímeros aniónicos. Es por eso la preparación de este polímero a un pH aproximado a 5.5, aun cuando la floculación es llevada a cabo a pH más alto. Sin embargo, durante la

floculación, el floculo puede ser convertido por una modificación química del polímero cuando los periodos de contacto son largos, por ejemplo durante su establecimiento.

Las principales características de los productos obtenidos son:

- Peso molecular de 3 a 10 millones de uma.
- Viscosidad a los 5 g/L de entre 100 a 1700 cps.

III.20 Principales parámetros normalmente usados para caracterizar polímeros

a) Por la naturaleza de los monómeros y de los polímeros:

- Poliacrilamidas.
- Copolímeros del acrilamida - dimetilaminoetil acrilato.
- Poliaminas.
- Poliamidoaminas.
- Oxido de polietileno.

b) Por su peso molecular:

- Bajo peso molecular: 1 a 3 millones de uma.
- Peso molecular medio: 3 a 6 millones de uma.
- Peso molecular estándar: 6 a 10 millones de uma.
- Alto peso molecular: 10 a 15 millones de uma
- Muy alto peso molecular: arriba de 15 millones de uma.

c) Distribución molecular:

- Baja polidispersión.
- Alta polidispersión.

d) Por la naturaleza de sus cargas:

- No iónico.
- Aniónico.
- Catiónico.
- Anfotérico

e) Por su densidad de carga:

- Baja: de 1 a 10%.
- Medio: de 10 a 40%.
- Alta: de 40 a 80%.
- Muy alta: 80 a 100%.

f) Por su distribución de carga

- Polímeros aleatorios
- Bloques de polímeros

g) Por su viscosidad, la cual depende de la carga y del peso molecular.

h) Por su forma física:

- Emulsión.
- Solución.
- Polvo.
- Granular.

i) Por su estabilidad:

- Estabilidad al almacenamiento.
- Estabilidad a la temperatura.
- Estabilidad al pH.
- Estabilidad en gel.
- Estabilidad a la humedad.

IV. PROCESO DE SEPARACION GRASAS Y ACEITES

IV.1. Objetivo de la separación de grasas y aceites

Las grasas y los aceites son un contaminante frecuente en las aguas residuales de cualquier planta industrial, por lo que se han desarrollado técnicas y procesos específicos para su eliminación.

El proceso de separación consiste en la eliminación del agua residual de las grasas y aceites contaminantes que cumplan básicamente con las siguientes condiciones:

- Estén en fase líquida.
- Se encuentren en estado libre (no eliminándose, en consecuencia, aquellos aceites y grasas que se encuentren disueltos o emulsionados).
- Tengan una densidad menor que la del agua.
- El tamaño de la gota sea superior a un valor predeterminado en el diseño. Generalmente el punto de corte se fija en 0,15 mm.

Entre los principales objetivos que busca el proceso de separación de grasas y aceites, se encuentran:

- Eliminación de la mayor parte de este contaminante del agua residual
- Por tratarse en un número importante de casos de hidrocarburos volátiles, evitar la posible formación de atmósferas tóxicas o peligrosas
- Disminuir riesgos de incendios por acumulación de compuestos potencialmente combustibles en las superficies.
- Evitar su presencia en los procesos biológicos por la toxicidad de una gran parte de estos compuestos.

IV.2. Fundamentos teóricos de la separación de Grasas y Aceites

La separación de grasas y aceites en estos procesos se basa en la diferencia de peso específico entre el agua y el aceite.

IV.3 Equipos utilizados en separación de grasas y aceites

Para llevar a cabo el proceso de separación de las grasas y aceites presentes en un efluente, comúnmente se hace uso de los equipos que a continuación se indican en la Tabla IV.1.

Tabla IV.1 Equipos utilizados para la separación de grasas y aceite

TIPO	RENDIMIENTO	COSTO INICIAL	APLICACIONES
Trampas de aceite	Bajo	Bajo	Pequeñas instalaciones, talleres, etc.
Separadores API	Bueno	Alto	Grandes instalaciones, refinerías, petroquímicas, etc.
Separadores de placas	Muy bueno	Alto	Amplia gama de modelos, desde pequeñas instalaciones a muy grandes
Tanques gravimétricos	Muy bueno	Muy Alto	Grandes instalaciones, refinerías, petroquímicas, etc.

El rendimiento de estos equipos no suele ser suficiente para alcanzar los límites exigidos por la normativa legal en el vertido, al no eliminar las grasas y aceites que se encuentran emulsionados o disueltos, de tal forma que en las plantas depuradoras que precisan eliminar este tipo de compuestos, posteriormente a estas unidades se suele precisar tratamientos posteriores de afino. Este proceso es considerado un pretratamiento.

IV.4 Residuos generados

Las grasas y aceites separados en los diferentes equipos indicados anteriormente están clasificados como residuos tóxicos y peligrosos, lo que conlleva su retiro de la planta depuradora y su eliminación final a través de un gestor de residuos autorizado.

En el caso de las refinerías y petroquímicas, las grasas y aceites separados en estos equipos se recuperan mandándolas a las unidades de destilación mezcladas con el crudo.

IV.5 Separadores Tipo API

Los efluentes generados en una Refinería reciben un tratamiento primario en donde se les eliminan los hidrocarburos y lodos presentes, después las aguas residuales son descargadas al cuerpo de agua. Este tratamiento primario se realiza en seis separadores del tipo API.

A pesar de contar con seis separadores tipo API, éstos separadores no se encuentran en condiciones óptimas de operación, no cuentan con equipo para manejo de lodos y no tienen control de emisiones de compuestos volátiles.

Un **separador de aceite API** es un dispositivo diseñado para separar grandes cantidades de aceite suspendido y sólidos suspendidos provenientes de aguas residuales tales como efluentes de refinerías de petróleo, plantas petroquímicas, plantas químicas, plantas de procesamiento del gas natural entre otros procesos industriales.

El nombre deriva del hecho de que estos separadores fueron diseñados según los estándares de publicados por el Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute, API).

En general, este separador puede manejar flujos muy grandes. Sin embargo, su desventaja es el largo tiempo de retención requerido para la separación eficiente del aceite.

La eliminación de la mayor parte de los aceites libres de grasas y de las corrientes de la planta de aguas residuales reduce los problemas de sobrecarga y otros procesos de tratamiento de aguas abajo. Los separadores API son la elección correcta para las aguas residuales de refinería en general, tanque de lavado, residuos de desalación, así como de aguas residuales pluviales.

En las Figuras 4.1a y 4.1b se presentan esquemas generales de un Separador tipo API.

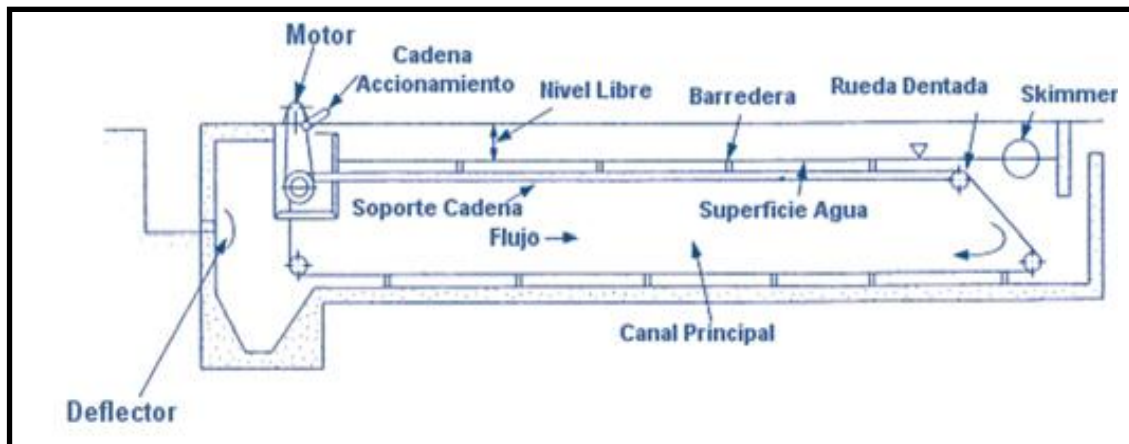
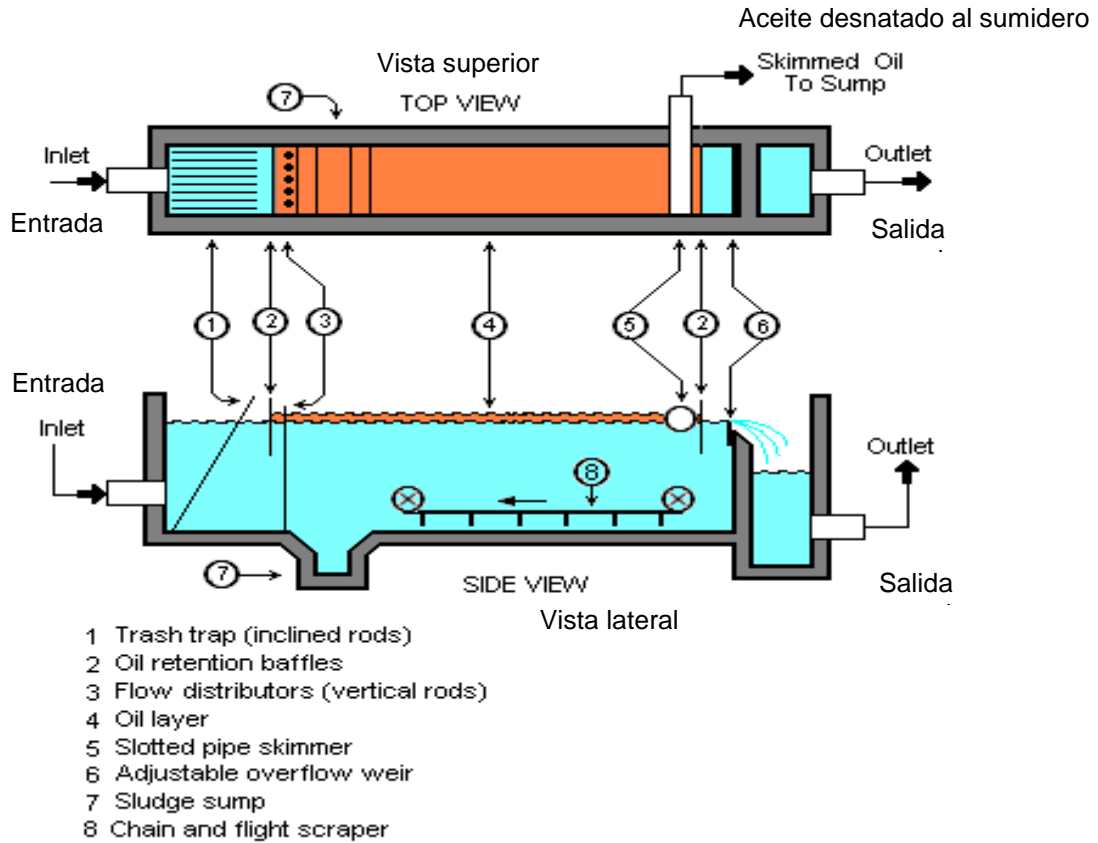


Figura 4.1a Esquema general de un separador tipo API.



- 1 Trampa de basura (barras inclinadas)
- 2 Deflectores de retención de aceite
- 3 Distribuidores de flujo (barras verticales)
- 4 Capa de aceite
- 5 Tubería ranurada desnatadora
- 6 Vertedero ajustable de flujo
- 7 Sumidero de lodo
- 8 Cadena y trayectoria de raspado

Figura 4.1b Esquema general de un separador tipo API.

IV.6 Trampas de aceite

En todos aquellos casos en que sea precisa la eliminación de grasas y aceites en cantidades y volúmenes reducidos, como puede ser el caso de garajes, talleres, restaurantes, etc., el empleo de trampas de aceite puede ser suficiente, requiriendo estos equipos una limpieza y atención frecuente, con el fin de conseguir unos rendimientos aceptables.

El parámetro más importante a definir de estos equipos es el volumen requerido. El volumen de la trampa debe calcularse para un tiempo de retención mínimo de 30 minutos a caudal máximo.

Existe una amplia gama de estos equipos prefabricados en el mercado, estando contruidos de diferentes materiales (hormigón, poliéster reforzado con fibra de vidrio, otros plásticos, etc.), así como de diferentes capacidades. Su ubicación es enterrada. En la Figura 4.2 se muestra un esquema general de una trampa de aceite.

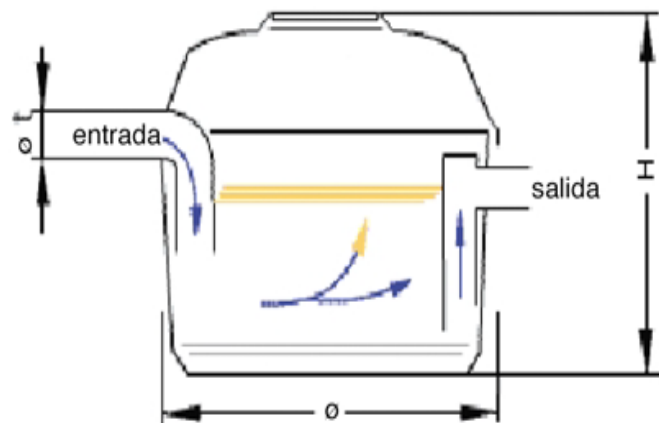


Figura 4.2 Trampa de aceite

IV.7 Separadores de placas

Una opción para aumentar la eficacia de los separadores tipo API es darles un mayor tiempo de retención.

A medida que las plantas han incrementado su capacidad de producción y, en consecuencia, su generación de aguas residuales, es preciso aumentar el tamaño o el número de los separadores tipo API.

Con el fin de aumentar el rendimiento y la capacidad de estos procesos, se desarrollaron los separadores de placas, que aumentan los rendimientos de operación. En la Figura 4.3 se presenta un esquema general de un separador de placas.

Entre las ventajas que presentan los separadores de placas, se encuentran:

- Aumenta la superficie de separación de las grasas y aceites, lo que lleva consigo una reducción importante en el ahorro del terreno preciso para su instalación.
- Se generan menos turbulencias lo que conlleva una disminución de la posibilidad de formación de cortacircuitos hidráulicos.
- Requieren menor tiempo de retención.

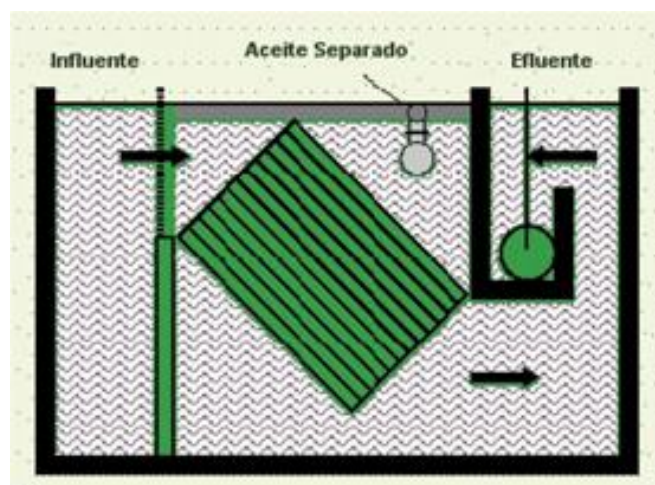


Figura 4.3 Separador de placas

IV.8 Tanques gravimétricos

Un problema que presentan los separadores de grasas y aceites tipo API, y en menor medida los de placas, es que presentan elevadas superficies cubiertas de hidrocarburos, lo que da lugar a su evaporación, sobre todo en verano, y, en consecuencia, la aparición de olores, así como atmósferas contaminadas, insalubres y peligrosas.

A mediados de los años ochenta, en EE.UU. se comenzaron a utilizar un nuevo tipo de separadores por gravedad, los denominados tanques gravimétricos, que básicamente constan de:

- Tanque de forma cilíndrica, construido en acero al carbono, cerrado por su parte superior mediante techo fijo o flotante.
- Skimmer flotante sobre boyas para separación de la capa de aceite separada en superficie, unido al exterior del tanque mediante una línea flexible o bien con tubería metálica provista de una rótula, que permita el movimiento del skimmer cuando haya variaciones en el nivel de líquido en el tanque.
- Sistema de evacuación de los gases desprendidos hasta la antorcha de la instalación.

Entre las ventajas que presentan los tanques gravimétricos frente a los otros tipos de separadores, se encuentran:

- Al disponer de un volumen elevado, además de la separación de aceites, tiene lugar una cierta capacidad de homogeneización del influente, lo que redundará en una mayor eficacia de los tratamientos posteriores.

- La posibilidad de dosificación en la línea de alimentación (zona de máxima turbulencia) de algún producto con propiedades desemulsionantes, que va a mejorar el rendimiento de separación de aceites.

Es frecuente en estos equipos llevar a cabo la dosificación de ácido sulfúrico diluido para ajustar el pH ligeramente ácido como agente desemulsionante. Debe tenerse en cuenta que habitualmente las aguas residuales del refino del petróleo son alcalinas.

- Al no tener partes mecánicas móviles, como ocurre en los separadores API, las necesidades de mantenimiento son mínimas.

- Pueden trabajar a nivel fijo o bien a nivel variable, lo que posibilita en este último caso que actúen como tanque de regulación de caudal.

- Eliminan una parte muy importante de la contaminación atmosférica generada por la evaporación de aceites en la planta de tratamiento, así como aumentan de forma notable la seguridad y salubridad de las instalaciones.

- El mayor problema que presentan estos equipos es su elevado costo de primera instalación, muy superior a cualquiera de los sistemas mencionados con anterioridad.

V RESULTADOS

Los efluentes generados en una Refinería reciben un tratamiento primario en donde se les eliminan los hidrocarburos y lodos presentes, después las aguas residuales son descargadas al cuerpo de agua. Este tratamiento primario se realiza en separadores del tipo API. Las pruebas experimentales se realizaron con el agua residual procedente de la Refinería “Francisco I. Madero”, en Ciudad Madero, Tamaulipas. En la Figura 5.1 se muestra una foto de la refinería.

La refinería cuenta con un sistema de tratamiento primario el cual recibe el agua residual procedente del drenaje aceitoso y del drenaje pluvial. Posteriormente el agua tratada se envía a una planta de tratamiento biológico operada por la empresa Grupo Empresarial de Mejoramiento Ambiental, S. de R.L. de C.V. conocida como GEMA, esta empresa devuelve el agua tratada a la refinería con la calidad necesaria para su utilización en los sistemas de enfriamiento.

Las descargas que la refinería vierte al canal deben cumplir con la normatividad vigente en materia de agua (NOM-001 SEMARNAT-1996). Además, la refinería tiene establecidos límites máximos de contaminantes en sus descargas como parte de su control interno, los cuales fueron fijados en convenio con la empresa GEMA. Los parámetros y sus valores se muestran en la Tabla V.1



Figura 5.1 Refinería “Francisco I. Madero”

Con la aplicación de un tratamiento químico al efluente y la entrada de operación de un cárcamo de regulación adicional se logra tener una mejor distribución y por consiguiente eficiencia de los productos químicos (coagulante y floculante) aplicados y por consiguiente mejorar la eficiencia de los separadores sobretodo en la temporada de precipitaciones pluviales, finalmente logrando mejores resultados en la recuperación de aceite y en la calidad del agua tratada para su reuso en la propia refinería.

V.1 Información del sitio objeto de la investigación

V.1.1 Ubicación.

El presente trabajo fue realizado tomando como base un Sistema de Efluentes primario (separadores API y fosas de retención) de una Refinería, localizada en las costas de la República y con descarga a un río que pasa a la margen izquierda de la Refinería.

Tabla V.1 Características del agua establecidas en el convenio de la refinería con la empresa GEMA y límites máximos permisibles establecidos en la NOM-001 SEMARNAT-1996 y el control interno en la refinería.

Parámetro	Condiciones de la Planta GEMA			Descarga de la Refinería	
	Influente de Refinería	Influente Laguna de Patos	Efluente tratado en GEMA	Límite máximo permisible NOM-001-SEMARNAT-1996 (P.M)	Límites máximos establecidos por la refinería
Flujo nominal, L/s	105	35	133		
Flujo mínimo, L/s	105	10	109		58
Flujo máximo, L/s	105	49	146		139
Ca (ppm CaCO ₃)	360	200-300	120		
Mg (ppm CaCO ₃)	300	80-180	60		
Na (ppm CaCO ₃)	1000	100-175	60		
HCO ₃ ⁻ (ppm CaCO ₃)	240	140-170	98		
CO ₃ ⁼ (ppm CaCO ₃)	100	20-30	15		
Cr (ppm CaCO ₃)	560	85-130	53		
SO ₄ ⁼ (ppm)	960	140-300	75		
DT (ppm CaCO ₃)	850	280-480	180		
DC (ppm CaCO ₃)	340	160-200	0		
STD (ppm)	2156	500-822	255-300		
SST (ppm)	30	19	0	40/60 (75/125)	120
SiO ₂ (ppm)	45	18	12		
Fenoles (ppm)	6	0	-		
N-NH ₃ (ppm)	21	0	0.04	15	
Coliformes Fecales (NMP/100 ml)	40000	-	0		
Conductividad (mmhos/cm)	2800	-	600-800		
SAAM (ppm)	82	-	0		
DBO total (ppm)	85	2	15		
DQO total (ppm)	470	40	45	30	
G y A (ppm)	70	0	0	15	20
pH	6 a 9	8.3	6.8	5 a 10	7 a 9
S ⁼ (ppm)	30	-	0.5		
PO ₄ ⁼ (ppm)	30		0.5	5	
Color (unidades Pt-Co)	No se incluyen				100
Temperatura °C	No se incluyen			40	

V.2 Condiciones Climatológicas.

Presión Atmosférica:	760 mm Hg
Humedad Relativa:	89% Máxima 51% Mínima
Dirección de los vientos reinantes:	SE a NO
Dirección de los vientos dominantes:	NE a SO
Velocidad de los vientos:	Media anual de 10 a 30 Km/h Máxima de 210 Km/h
Temperatura máxima extrema:	38°C
Temperatura mínima extrema:	2°C
Temperatura máxima promedio:	32°C
Temperatura mínima promedio:	16°C
Temperatura de bulbo húmedo promedio:	28°C
Precipitación pluvial máx. en 24 hrs:	210 mm
Precipitación pluvial máx. en 1 hora:	72 mm
Atmósfera:	Corrosiva, ambiente húmedo y salino, con contaminantes de gases ácidos.
Zona sísmica:	Cero (sin daños).

V.3 Descripción del Sistema de Efluentes

Los efluentes generados por una refinería, así como los resultantes de las precipitaciones pluviales son conducidos hasta las unidades de tratamiento de los drenajes, de los Sistemas 1, 2 y 3; en donde se les elimina un alto porcentaje de los hidrocarburos y lodos que arrastran, para finalmente enviar las aguas residuales al río.

La separación de agua, hidrocarburos y lodos, se efectúa en separadores tipo API y uno de placas corrugadas; aprovechando la diferencia entre las densidades de los fluidos a separar. En estos separadores se tiene un tiempo de

A continuación se describe el funcionamiento del sistema 1 mostrado en la Figura 5.2

El drenaje pluvial procedente del área de las plantas de proceso se recibe directamente en el Sistema 1, en el cárcamo regulador CR-1 lado norte y el agua separada se alimenta a los separadores API-SA-3 y API-SA-4 mediante las bombas de tornillo del cárcamo CB-1.

El drenaje aceitoso procedente del área de las plantas de proceso se recibe directamente en los separadores API-SA-1 y API-SA-2, el agua separada se envía al cárcamo de bombeo CB-1 para alimentarse mediante las bombas de tornillo a los separadores API-SA-3 y API-SA-4.

El agua separada de los API-SA-3 y API-SA-4 se envía por ducto al cárcamo de bombeo CB-2 para posteriormente alimentar mediante bombas de tornillo a las fosas de retención FR-1 y FR-2, de donde el agua separada libre de hidrocarburos se envía al cárcamo CR-3 y de aquí se bombea a una planta tratadora, el exceso va al canal de descarga No. 1 con destino final al río.

El aceite recuperado de cada uno de los separadores API en el Sistema 1 se envía a los tanques T-1, 2, 3 y 4.

En la Figura 5.3 se tiene el diagrama del sistema 2 y se indican los puntos de muestreo.

Los efluentes del Sistema 2 de tanques son enviados al separador API correspondiente. Actualmente, el agua separada se envía mediante bombeo de achique a la interconexión con la línea de drenaje pluvial de la casa de bombas 8 y finalmente al ducto de salida del drenaje pluvial de la descarga No. 2 hacia el río

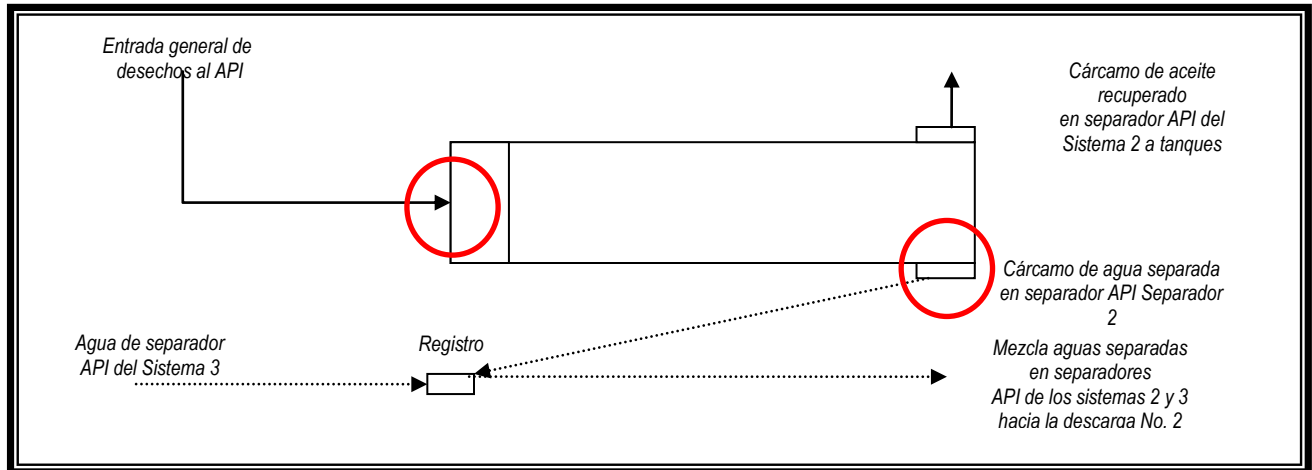


Figura 5.3 Puntos de Muestreo en el Sistema 2

En caso de contingencias por lluvia se utilizan bombas de achique de mayor capacidad para desalojar el agua de salida del separador API hacia las fosas de retención de la descarga No.2.

En la Figura 5.4 se muestran los elementos del sistema 3 y se indican los puntos de muestreo

Los efluentes del Sistema 3 provenientes de la sección de tanques de crudo se envían al tanque deshidratador Gun – Barrel el agua purgada va al separador API. El agua separada se envía a la interconexión del ducto del drenaje pluvial (colector numero 5) que, a termina en la salida de la descarga No. 2 hacia el río.

El aceite recuperado se envía mediante bombeo hacia tanques de recibo de crudo.

Periódicamente se programa la salida de operación de los separadores API para llevar a cabo la extracción de lodos y limpieza general de sus celdas o secciones.

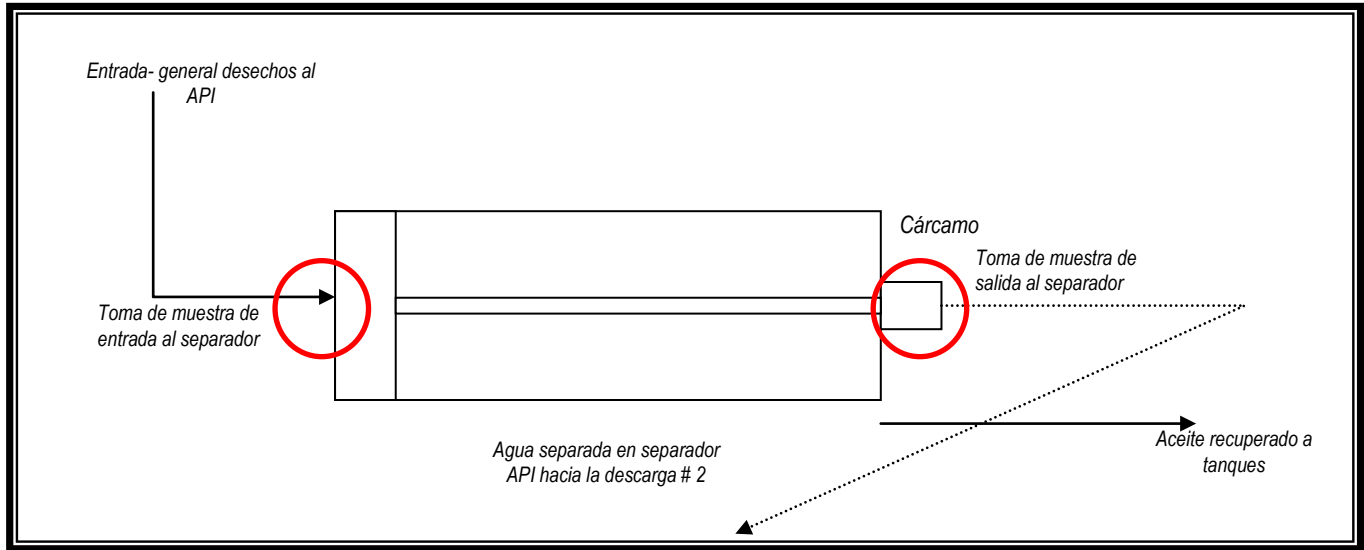


Figura 5.4 Puntos de Muestreo en el Sistema 3

V.4 Condiciones de operación de los separadores

Las condiciones de trabajo de los diferentes separadores se mencionan en la Tabla V.2, a continuación:

Tabla V.2 Capacidad de alimentación en cada Separador API

Separador	Capacidad de alimentación
API-SA-1	2250 gal/min
API-SA-2	2250 gal/min
API-SA-3	3000-4500 gal/min
API-SA-4	3000-4500 gal/min
API-SA-1 (sistema 2)	2500-3000 gal/min
API-SA-1 (sistema 3)	4755 gal/min

Condiciones comunes de operación en los separadores.

Presión:	Atmosférica.
Temperatura Normal:	32°C
Temperatura Mínima:	23°C
Temperatura Máxima:	38°C

V.5 Características típicas de los fluidos

En las tablas V.3, V. 4, V.5 se mencionan las características de cada equipo.

Tabla V.3 Corrientes de entrada

Separadores	pH	% de Hidrocarburo
API-SA-1	6 - 8	10 - 15
API-SA-2	6 - 8	10 - 15
API-SA-3	6 - 8	2 - 8
API-SA-4	6 - 8	2 - 8
API del Sistema 2	6 - 8	30 - 50
API del Sistema 1	6 - 8	10 - 15

Tabla V.4 Aceites Recuperados

Separadores	Gravedad Específica	Flujo Estimado	Viscosidad
API-SA-1	0.860 - 0.925	200 gal/min	24 - 28 cP
API-SA-2	0.860 - 0.925	200 gal/min	24 - 28 cP
API-SA-3	0.860 - 0.925	200 gal/min	24 - 28 cP
API-SA-4	0.860 - 0.925	200 gal/min	24 - 28 cP
API del Sistema 2	0.860 - 0.925	200 gal/min	24 - 28 cP
API del Sistema 3	0.860 - 0.925	200 gal/min	24 - 28 cP

Tabla V.5 Lodos

Separadores	Gravedad Especifica	Cantidad de lodos	Viscosidad de los lodos	% Sólidos
API-SA-1	1.0 - 1.3	150 gal/min	40 cP	15 - 30 % en peso
API-SA-2	1.0 - 1.3	150 gal/min	40 cP	15 - 30 % en peso
API-SA-3	1.0 - 1.3	150 gal/min	40 cP	15 - 30 % en peso
API-SA-4	1.0 - 1.3	150 gal/min	40 cP	15 - 30 % en peso
API del Sistema 2	1.0 - 1.3	150 gal/min	40 cP	15 - 30 % en peso
API del Sistema 3	1.0 - 1.3	150 gal/min	40 cP	15 - 30 % en peso

V.6 Definición de los puntos de toma de muestra

Los puntos de muestreo deben de ser representativos de todo el sistema a evaluar y los puntos de dosificación propuestos para el tratamiento del efluente influyen directamente en el efecto de cada uno de los agentes químicos aplicados a las corrientes a tratar.

Los resultados del análisis de las pruebas de jarras no proporcionarían datos confiables si el muestreo no se realiza adecuadamente, y tomando en cuenta entre otros factores los que a continuación se indican:

- Capacidad de operación de la planta
- Programas de limpieza en las fosas de retención

V.6.1 Sistema 1

El sistema 1 recibe carga del drenaje pluvial y aceitoso de plantas de proceso, tiene una capacidad de operación de:

Máximo 12,000 m³/día

Normal 8,000 m³/día

Mínimo 5,000 m³/día

En esta área se realizaron tomas de muestra en dos puntos de la planta:

- A la entrada del cárcamo de bombeo CB-1
- A la salida de la fosa de retención FR-2.

V.6.2 Sistema 2

El Sistema 2 tiene una capacidad de:

Máximo 2,000 m³/día.

Normal 1,000 m³/día.

Mínimo 200 m³/día.

En este separador API se recibe efluente de los tanques ubicados en el patio poniente de la Refinería. En el sistema 2 se efectuó una serie de tomas de muestra para la realización de pruebas similar a la del sistema 1.

V.6.3 Sistema 3

El sistema 3 recibe efluentes de la sección tanques de crudo y del agua purgada del tanque deshidratador Gun Barrel, este sistema tiene una capacidad de operación de:

Máximo 2,000 m³/día.

Normal 1,000 m³/día.

Mínimo 200 m³/día.

En el caso del Patio Norte se realizaron tomas de muestra en los siguientes puntos:

- El punto de entrada al separador API se tomó como entrada de efluente al sistema 3.
- La salida del separador API se consideró como salida del separador API del sistema 3.

A continuación se presentan nuevamente las figuras 5.2, 5.3 y 5.4 para ubicar los puntos de muestreo en cada uno de los sistemas.

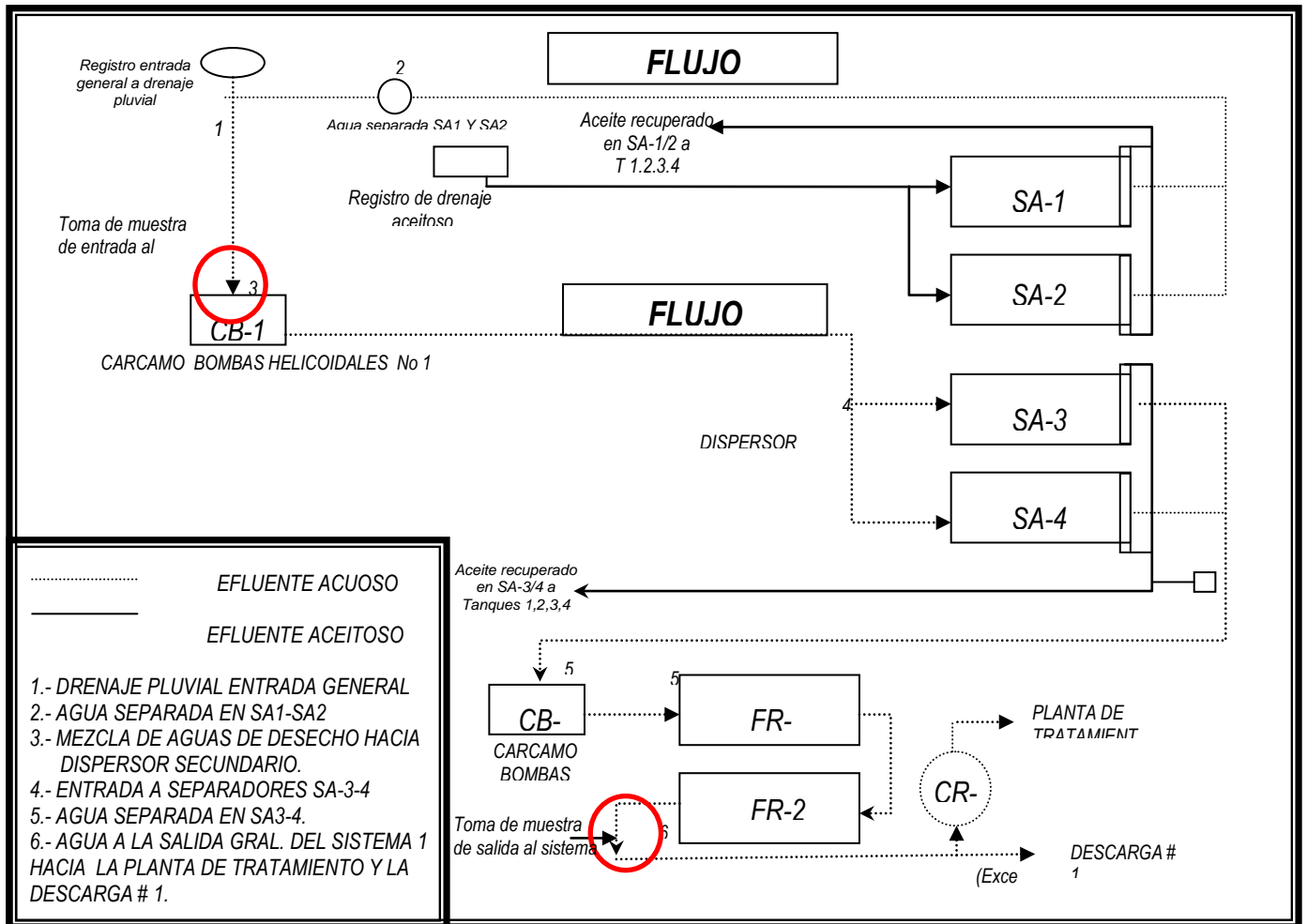


Figura 5.2 Puntos de Muestreo en el Sistema 1

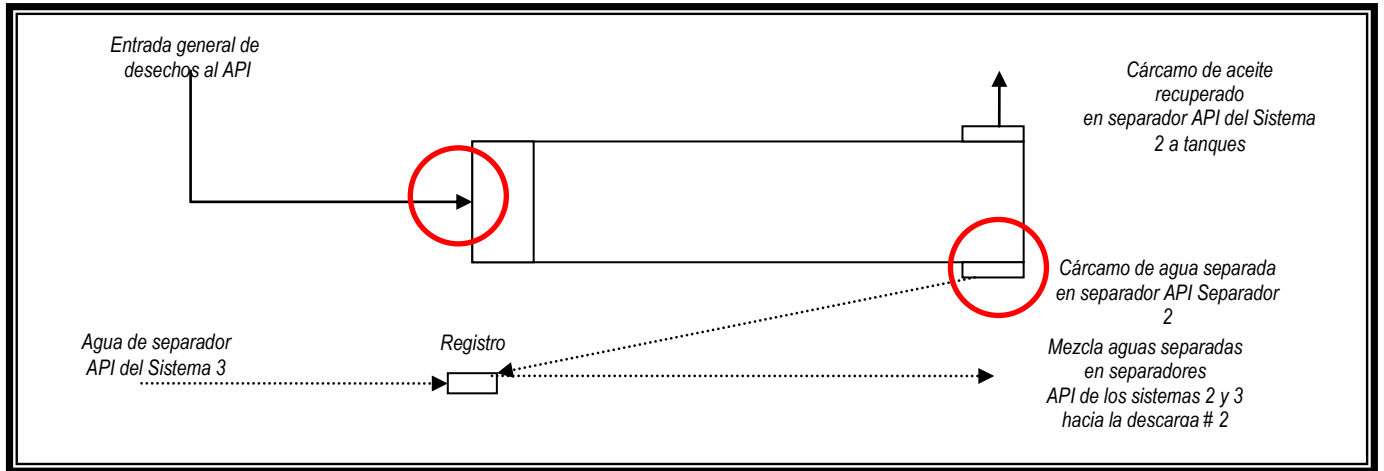


Figura 5.3 Puntos de Muestreo en el Sistema 2

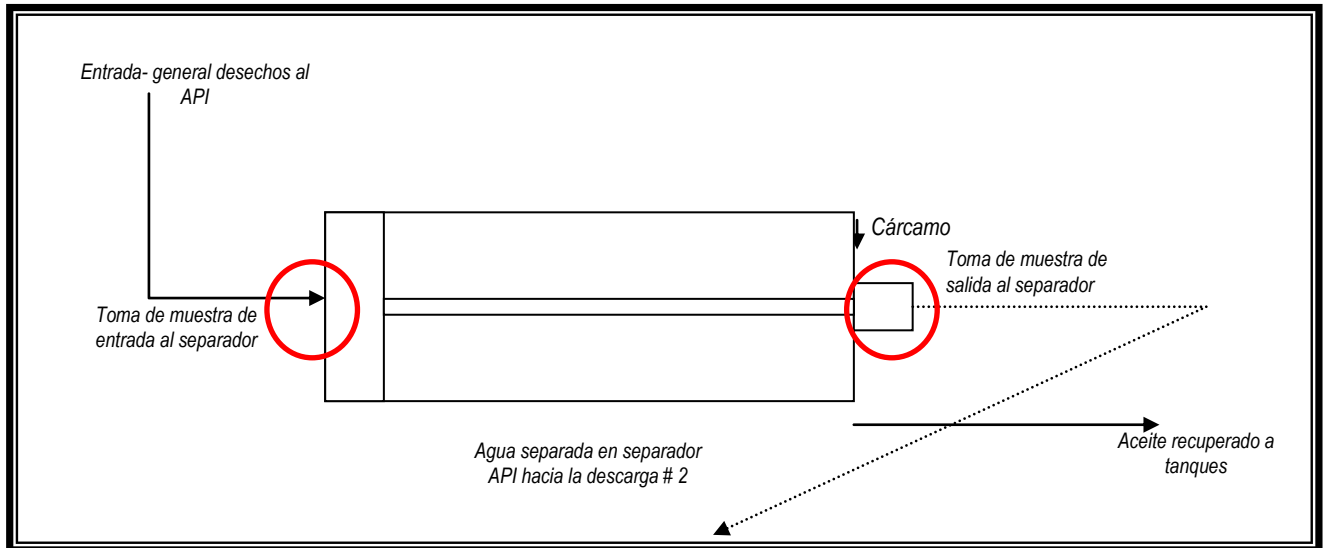


Figura 5.4 Puntos de Muestreo en el Sistema 3

V.7 Productos químicos

Al definirse los puntos de muestreo tanto a la entrada como a la salida de cada uno de los tres sistemas de efluentes de la Refinería, se realizó la dosificación de los productos coagulante y floculante para el tratamiento químico aplicado al efluente.

V.7.1 Agente Coagulante

El agente coagulante aplicado al sistema de efluentes debe cumplir con lo establecido por la Refinería para las descargas de esta corriente, las especificaciones y metodología se reportan en la tabla V.6:

Tabla V.6 Especificaciones de los efluentes de una Refinería

Parámetro	Método	Especificación
Grasas y Aceites (G y A)	Espectrofotométrico	20 ppm Máx.
Color	Espectrofotométrico	100 Pt-Co máx.
Sólidos Suspendidos Totales (SST)	Espectrofotométrico	120 ppm máx.

Además de la medición de los parámetros expuestos en la tabla anterior se tomo en cuenta otros dos criterios de selección para el agente coagulante, los cuales son ruptura de emulsión y separación de hidrocarburos, estos se describen a continuación:

RUPTURA DE EMULSION

Clasificación	Apariencia
1	Completo rompimiento de la emulsión
2	Rompimiento de la emulsión con trazas de hidrocarburo en el agua.
3	Emulsión sin rompimiento completo, separación parcial del hidrocarburo.
4	Sin rompimiento de emulsión, no existe separación de hidrocarburos.

SEPARACION DE HIDROCARBURO

Clasificación	Apariencia
1	Completa separación del hidrocarburo y el agua, definición de las dos fases.
2	Pequeñas trazas de hidrocarburo en la fase acuosa.
3	Existencia de emulsión y/o contenido de hidrocarburo en la fase acuosa ó adheridas en las paredes del vaso de precipitado.
4	Completa emulsión sin distinción de fases definidas.

El desempeño del agente coagulante se evaluó de acuerdo al Método de jarras (ANEXO B), utilizando como medio de prueba muestra de carga al Sistema de Efluentes de la Refinería, considerando que en las cargas a dicho sistema, se observan concentraciones de contaminantes muy variables, teniendo en promedio en las muestras trabajadas los siguientes valores:

Sólidos Suspendidos Totales	210.36 ppm
Grasas y Aceites	135.21 ppm
Color	71.93 unidades de Pt-Co

Esta evaluación permitió establecer la capacidad de coagulación y rompimiento de la emulsión inversa hidrocarburo – agua en las cargas a los sistemas de efluentes de la refinería.

Las condiciones de prueba son las siguientes:

Temperatura	ambiente
Tiempo	16 minutos
Agitación	120 ± 30 rpm

Finalizadas las pruebas aplicando el coagulante se seleccionó el coagulante que aportó los mejores rendimientos, los resultados se muestran en la tabla V.7:

Tabla V. 7 Resultados de la aplicación del Agente Coagulante

Compuesto Químico	Ruptura de emulsión	Separación de hidrocarburo	Dosificación ppm	G y A (20 ppm máx.)	Sólidos (120 ppm máx.)	Color 100 Pt-Co
Coagulante A	1	1	70	18	16	25

Coagulante A.- Coagulante Catiónico de un peso molecular de entre 3 y 5 millones de uma

V.7.2 Agente Floculante

En el caso del agente floculante aplicado al sistema de efluentes se toma también como base lo indicado en la Tabla V.5 Especificaciones de los efluentes de una Refinería. Además de la medición de los parámetros expuestos en la tabla antes citada, se considera otros dos criterios para la selección del agente floculante, los cuales se describen a continuación:

TAMAÑO DE FLOCULO

Clasificación	Apariencia
1	Flóculo grande, definido
2	Flóculo grande con pocos flóculos de menor tamaño.
3	Flóculo disperso sin un volumen definido.
4	No existe la formación de un flóculo estable.

CLARIFICACION DEL AGUA

Clasificación	Apariencia
1	Ausencia generalizada de partículas suspendidas en la fase acuosa.
2	Pequeñas partículas suspendidas en la fase acuosa.
3	Partículas suspendidas visiblemente notorias y de tamaño regular.
4	Fase acuosa saturada de partículas suspendidas.

Se evaluó el comportamiento del agente floculante de acuerdo al método de jarras (Anexo B), utilizando como medio de prueba muestra de carga al Sistema de Efluentes de la Refinería.

Finalizadas las pruebas aplicando el floculante, el que mejores resultados proporcionó se reportan en la tabla V. 8:

Tabla V. 8 Resultados de la aplicación del Agente Floculante

Compuesto Químico	Tamaño de flóculo	Clarificación del agua	Dosificación ppm	G y A (20 ppm máx.)	Sólidos Totales Disueltos (120 ppm máx.)	Color 100 Pt-Co máx.
Floculante A	1	1	1.9	18	55	71

Floculante A.- Acrilato-acrilamida aniónica, peso molecular de entre 15 a 25 millones de uma.

V.7.3 Desempeño del Agente Coagulante y Floculante en función del pH

Posteriormente a seleccionar el mejor coagulante y floculante se procede a evaluar su respuesta, para lo cual se manejaron diferentes valores de pH, un parámetro importante ya que los efluentes varían normalmente en este valor, obteniéndose el siguiente rango de operación óptimo de éstos, los cuales se muestran en las siguientes tablas V.9 y V.10.

Tabla V.9 Funcionalidad del Agente Coagulante a diferentes valores de pH

pH del efluente	Ruptura de Emulsión	Separación de Hidrocarburo	Dosificación ppm	Grasas y Aceites (20 ppm máx.)	Sólidos Totales Disueltos (120 ppm máx.)	Color (100 Pt-Co máx.)
6.00	1	2	40	15	87	81
7.00	1	2	40	12	58	31
8.00	1	1	40	18	46	46
9.00	1	1	40	12	55	54
10.00	1	1	40	6	38	62
11.00	2	1	40	11	51	71
12.00	1	1	40	14	67	88
13.00	2	2	40	13	104	94

Tabla V.10 Funcionalidad del Agente Floculante a diferentes valores de pH

pH del efluente	Tamaño de Flóculo	Clarificación del agua	Dosificación ppm	Grasas y Aceites (20 ppm máx.)	Sólidos Totales Disueltos (120 ppm máx.)	Color (100 Pt-Co máx.)
6.00	1	2	2	15	87	81
7.00	1	2	2	12	58	31
8.00	1	1	2	18	46	46
9.00	1	1	2	12	55	54
10.00	1	1	2	6	38	62
11.00	2	1	2	11	51	71
12.00	1	1	2	14	67	88
13.00	2	2	2	13	104	94

Como se puede observar en las tablas anteriores, ambos productos tienen una aceptable eficiencia en rangos de pH de 6 a 13, notándose que su mejor funcionalidad la alcanzan entre valores de pH que van de 7 a 11.

V.7.4 Prueba de funcionamiento in-situ para cada uno de los sistemas

En el laboratorio de campo, se determinó a cada muestra el contenido de grasas y aceites, sólidos suspendidos, color y turbidez, aplicando técnicas espectrofotométricas. Así mismo, a las muestras de entrada se les aplicó la prueba de jarra dosificando 70 ppm del agente coagulante y 5 ppm del agente floculante y se determinaron los parámetros de control al agua clarificada.

Con los datos obtenidos en las muestras de entrada, salida y los obtenidos después de dosificar los productos químicos, se calculó el por ciento de eficiencia de acuerdo a la formula:

$$\% = \frac{V_E - V_I}{V_E} (100)$$

V_E = Valor de la muestra a la entrada

V_S = Valor de la muestra a la salida

$$\% = \frac{V_E - V_S}{V_E} (100)$$

V_T = Valor en la muestra tratada con productos IMP

Los resultados obtenidos se encuentran en las tablas V.11, V.12 y V.13.

Tabla V.11 Sistema 1, parámetros de control en el agua clarificada

Punto de muestreo	Dosificación en prueba de jarra (ppm)		Vol. de aceite separado (%)	Turbiedad s/especif.		Solidos Susp. (120 ppm máx)		Grasas y aceites (20 ppm máx.)		Color (100 Pt-Co máx.)	
	Coagulante	Floculante		FTU	% Reduc.	ppm	% Reduc.	ppm	% Reduc.	Pt-Co	% Reduc.
Entrada a la Planta			6	156		263		225		74	
Salida de la Planta				59	62.2	76	71.1	35	84.4	42	43.2
Con Tratamiento	70	5	10	32	79.5	43	83.6	25	88.8	9	87.8
Entrada a la Planta			9	76		117		40		66	
Salida de la Planta				52	31.6	59	50.4	38	5	49	25.7
Con Tratamiento	70	5	12	12	84.3	16	86.3	25	37.5	6	90.9

Tabla V.12 Sistema 2, parámetros de control en el agua clarificada

Punto de muestreo	Dosificación en prueba de jarra (ppm)		Vol. de aceite separado (%)	Turbiedad s/especif.		Solidos Susp. (120 ppm máx)		Grasas y aceites (20 ppm máx.)		Color (100 Pt-Co máx.)	
	Coagulante	Floculante		FTU	% Reduc.	ppm	% Reduc.	ppm	% Reduc.	Pt-Co	% Reduc.
Entrada a la Planta			25	461		686		4700		511	
Salida de la Planta				308	33.2	355	48.2	105	97.7	260	49.1
Con Tratamiento	70	5	30	34	92.6	30	95.6	50	98.9	32	93.7
Entrada a la Planta			5	194		204		850		440	
Salida de la Planta				122	37.1	189	7.4	300	64.7	334	24.1
Con Tratamiento	70	5	5	39	79.9	38	81.4	59	93	162	63.2
Entrada a la Planta			10	766		1110		1425		1078	
Salida de la Planta				236	69	395	64.4	900	36.8	300	72.1
Con Tratamiento	70	5	15	112	85.3	132	88.1	50	96.4	326	69.7
Entrada a la Planta			10	1215		2145		900		1915	
Salida de la Planta				720	40.7	468	78.1	400	55	1845	3.6
Con Tratamiento	70	5	13	675	44	427	80	75	91.6	1650	13.8

Tabla V.13 Sistema 3, parámetros de control en el agua clarificada

Punto de muestreo	Dosificación en prueba de jarra (ppm)		Vol. de aceite separado (%)	Turbiedad s/especificación		Sólidos Susp. (120 ppm máx)		Grasas y aceites (20 ppm máx.)		Color (100 Pt-Co máx.)	
	Coagulante	Floculante		FTU	% Reduc.	ppm	% Reduc.	ppm	% Reduc.	Pt-Co	% Reduc.
Entrada a la Planta			2	66		66		420		185	
Salida de la Planta			N/O	43	34.8	58	12.1	30	92.8	33	82.2
Con Tratamiento	70	5	3	6	90.9	4	93.9	5	98.8	10	94.6
Entrada a la Planta			5	141		240		250		50	
Salida de la Planta				22	84	24	90	12	95.2	46	8
Con Tratamiento	70	5	5	15	89.3	12	95	2	99.2	17	66
Entrada a la Planta	NO FUE RERESPRESENTATIVA LA MUESTRA DE ENTRADA A LA PLANTA, DEBIDO A QUE ESTA CONTENIA EN SU TOTALIDAD ACEITE.										
Salida de la Planta											
Con Tratamiento											
Entrada a la Planta			5	73		108		150		38	
Salida de la Planta			0	41	43.8	47	56	30	80	36	5.2
Con Tratamiento	70	5	8	13	82.1	20	81.4	25	83.3	10	73.6

V.7.5 Optimización de las condiciones en Campo.

Realizadas las pruebas de jarras con corrientes frescas de la Refinería se llevó a cabo la optimización de la dosificación de los productos químicos y se comprobaron los resultados utilizando muestras frescas, se trabajó en el laboratorio de campo y en el laboratorio de Sede en la ciudad de México. La dosificación utilizada en estas pruebas fue de 40 ppm del coagulante y 4 ppm del floculante. Los resultados se muestran en la Tabla V.14

Los resultados obtenidos de acuerdo a la Tabla V.14 indican que el agua clarificada esta dentro de la especificación de los parámetros de control que requiere la Refinería, teniendo resultados similares tanto en el laboratorio de campo como en el de Sede.

Tabla V.14 Optimización de las dosificaciones

Sistema Muestreado	Punto de muestreo	Dosificación en prueba de jarra (ppm)		Vol. de aceite separado (%)	Turbiedad s/especificación.		Sólidos Susp. (120 ppm máx)		Grasas y aceites (20 ppm máx.)		Color (100 Pt-Co máx.)	
		Coagulante	Floculante		FTU	% Reduc.	ppm	% Reduc.	ppm	% Reduc.	Pt-Co	% Reduc.
Sistema 1 (Lab Campo)	Entrada a la Planta				98		121		275		82	
	Con Tratamiento	40	4	8	15	84.7	5	95.9	20	92.7	12	85.4
Sistema 1 (Lab Sede)	Entrada a la Planta				112		128		287		87	
	Con Tratamiento	40	4	8	15	86.6	4	96.9	22	92.3	14	83.9
Sistema 2 (Lab Campo)	Entrada a la Planta				125		184		312		85	
	Con Tratamiento	40	5	12	16	87.2	12	93.5	18	94.2	22	74.1
Sistema 2 (Lab Sede)	Entrada a la Planta				85		128		162		52	
	Con Tratamiento	40	5	8	13	84.7	22	82.8	16	90.1	20	61.5
Sistema 3 (Lab Campo)	Entrada a la Planta				760		1170		2350		3150	
	Con Tratamiento	40	3	12	36	95.3	40	96.6	10	99.6	112	96.4
Sistema 3 (Lab Sede)	Entrada a la Planta				930		1270		2350		5190	
	Con Tratamiento	40	3	8	40	95.7	17	98.7	10	99.6	200	96.1

CONCLUSIONES

Para el caso particular de la Industria de Refinación del Petróleo se debe tener especial atención en el funcionamiento del tratamiento primario que se aplica a los efluentes de este sector industrial a fin de disminuir el impacto ambiental que estos tengan al ser descargados a los cuerpos receptores.

La selección de los productos químicos integrantes del tratamiento químico (agente coagulante y floculante) que fueron aplicados al sistema de efluentes de la refinería, evidenció una mejora en el desempeño de los mismos.

Los resultados obtenidos mediante las pruebas de jarras realizadas con muestras de los efluentes de la refinería in situ permitieron corroborar que los productos seleccionados de coagulante y floculante efectivamente trabajan logrando elevar la eficiencia en la separación de hidrocarburos.

Un elemento importante en la valoración de productos químicos por pruebas de jarras es la selección de los puntos de muestreo los cuales deben de ser representativos de todo el sistema a evaluar.

La correcta aplicación de los productos químicos que en este caso fue inyección de los productos previa disolución, al sistema de efluentes ayudó a obtener valores para grasas y aceites, turbidez, sólidos suspendidos y color, por debajo de los que se estaban presentando en los mismos sistemas de efluentes sin contar con un tratamiento químico.

La adecuada distribución de los puntos de dosificación, considerando su distribución en el plano de la refinería, permitió que se favoreciera la eficiencia de éstos en el efluente y con ello un mejor rompimiento de las emulsiones inversas hidrocarburo – agua mejorando la calidad de separación de las fases tanto acuosa como la de hidrocarburo.

La adecuada aplicación de un tratamiento químico que fue establecido en función de las características propias del efluente a tratar, deriva en una mayor recuperación de aceite crudo y en el clarificado de las aguas, el primero pudiéndose retornar al proceso de refinación y las segundas con una mejor calidad para su reuso.

A P O R T A C I O N E S

Para la evaluación y durante el desarrollo del tratamiento químico aplicado al sistema de efluentes de la refinería, se realizaron algunas adecuaciones, las cuales comprenden los siguientes puntos:

a) Sistemas de Inyección.

Para la dosificación de los productos químicos (agentes coagulante y floculante) se optimizaron los sistemas de inyección que permitieran incrementar la eficiencia de éstos al ser incorporados a la corriente de carga de los sistemas de efluentes de la Refinería.

b) Optimización de los puntos de dosificación

Se propuso un punto adicional de dosificación en cada sistema, lo que permitió una mejor distribución de los productos químicos y con ello una mejor eficiencia de funcionalidad de los mismos.

c) Optimización de la operación de los separadores tipo API y el de placas.

De la optimización tanto de los sistemas de inyección de los productos químicos aplicados en el sistema de efluentes como de la adición de puntos de dosificación a los ya manejados, se logró mejorar el rendimiento de operación de

los separadores tipo API y el de placas con los que cuenta la refinería y con ello mejorar el proceso de recuperación de aceite y el clarificado de las aguas.

Finalmente se logra disminuir los contaminantes presentes en el efluente y con ello mejorar la calidad del agua residual para su descarga en los cuerpos receptores y/o su reuso.

REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

- Los orígenes de la industria petrolera en México 1900 – 1925. Joel Alvarez de la Borda.
- El pozo ilustrado. Luis E. Giusti.
- Prospectiva de petrolíferos 2004-2013
- Guía informativa para desarrollo de proveedores y contratistas, actuales y potenciales de Petróleos Mexicanos.
- 2012 Las reservas de hidrocarburos de México. 2012 Pemex Exploración Producción.
- Capítulo 5 Medio ambiente. Gabriela González Camacho, Gloria Yáñez Rodríguez, Mariano Bauer Ephrussi
- Ing. Yolanda Andía Cárdenas, Tratamiento de agua: Coagulación y Floculación, SEDAPAL Evaluación de Plantas y Desarrollo Tecnológico. Perú, Lima, Abril del 2000.
- Página Electrónica, LennTech (Purificación del aire y tratamiento del agua), <http://www.lennotech.com/espanol/home-esp.htm>
- SNF Floerger, Water Soluble Polymers Manual. EUA, 2001.
- Betz Laboratories, Inc., Water Chemistry (Effluent Treatment). USA 1992.
- Kurita Water Industries LTD, Kurita Handbook of Water Treatment, Second English Edition. Tokyo, Japan, 1999.
- Comisión Nacional del Agua, Inventario Nacional de Plantas de Tratamiento. México, D.F.,1996.
- Comisión Nacional del Agua, Diagnósticos de las acciones de Saneamiento a Nivel Nacional. México D.F.,1994.
- Comisión Nacional del Agua, Escenarios a largo plazo del papel del agua en la economía a través de los uso en la industria, generación de energía y otros usos. México, D.F., Abril de 1997.
- EPA, Treatability Manual, Industrial Description, Volume II, Washington D.C, USA, 1980.
- EPA, Treatability Studies for the Inorganic Chemicals Manufacturing Point Source Category, Springfield, VA,1980.
- Freeman M. Harry, Manual de prevención de la Contaminación Industrial. McGraw Hill/Interamericana, México, D.F.,1988.
- Frits Van der Leeden, Fred L. Troise, David Kerth Todd, *The Water Enciclopedia*, Lewis Publishers, Second Edition, Chelsea, Mich., USA, 1990.
- INEGI, Clasificación Mexicana de Actividades y Productos. Ags., Ags., 1994
- INEGI, La Industria Química en México, Ags, Ags.,1998.
- INEGI, Sistema de Cuentas Nacionales de México, Tomo II. Ags., Ags., 1999.
- Nalco, Manual del Agua, México, D.F.,1995.
- Pemex, Anuario estadístico, D.F.,2012

- SRH, Estudio sobre usos del agua, métodos y costos para el control de la contaminación del agua residual en la industria petrolera. México, D.F.,1975.
- Petróleos Mexicanos, Manual de Operación del sistema de Tratamiento de Aguas Residuales de la Refinería Ing. Antonio M. Amor, Salamanca, Gto.
- Petróleos Mexicanos, Bases de diseño "Rehabilitación de separadores API y Placas Corrugadas y Tratamiento y Disposición final de lodos en la Refinería Francisco I. Madero, Cd. Madero, Tamps. 1997.
- Industria Petrolera (Refinación),IMTA

GLOSARIO

Absorción. Proceso para separar mezclas en sus constituyentes, aprovechando la ventaja de que algunos componentes son más fácilmente absorbidos que otros. Un ejemplo es la extracción de los componentes más pesados del gas natural.

Aceite crudo. El aceite que proviene de un yacimiento, después de separarle cualquier gas asociado y procesado en una refinería; a menudo se le conoce como crudo.

Acuífero. Una zona subterránea de roca permeable saturada con agua bajo presión. Para aplicaciones de almacenamiento de gas un acuífero necesitará estar formado por una capa permeable de roca en la parte inferior y una capa impermeable en la parte superior, con una cavidad para almacenamiento de gas.

Aditivo. Una sustancia química agregada a un producto para mejorar sus propiedades.

Adsorción. Proceso de separación para remover impurezas basado en el hecho de que ciertos materiales altamente porosos fijan ciertos tipos de moléculas en su superficie.

Asfalto. La mezcla de bitumen y agregado que se utiliza para la pavimentación de caminos.

Alquilación. Sustitución de un átomo de hidrógeno por un grupo alquilo en una molécula orgánica.

bbf. Unidades de volumen en barriles de petróleo. Un barril equivale a 159 litros de petróleo crudo

Coque. Materia carbonosa sólida y de color gris, resultante de la destilación del carbón.

Desorbedores. Son operaciones unitarias para la eliminación de compuestos orgánicos con aeración.

Demanda bioquímica de oxígeno (DBO₅). Es un parámetro que proporciona una medida directa del oxígeno utilizado por una población microbiana heterogénea durante la oxidación de la materia orgánica contenida en una muestra. La prueba se basa en la premisa de que toda la materia orgánica contenida en las muestras de agua residuales debe oxidarse hasta CO₂, agua y amoníaco usando oxígeno molecular como electrón receptor; así, se convierte en una medida directa del requerimiento de oxígeno y en una medida indirecta de la materia orgánica biodegradable que contiene.

Demanda química de oxígeno (DQO). Determina la cantidad de oxígeno necesario para oxidar la materia orgánica de un desecho, bajo condiciones específicas de un agente oxidante ($K_2Cr_2O_7$), condiciones ácidas y temperaturas.

Emulsión. Solución coloidal en la cual dos (o más) fases presente se encuentran en estado líquido. La emulsión está constituida por una fase líquida continua y por lo menos una segunda fase líquida dispersa en la primera, en forma de finas gotas llamadas micelas. La leche es una emulsión de grasa en agua. Su color blanco proviene de la difusión de la luz debido a las micelas de grasa.

EPA. Environmental Protection Agency. Agencia de Protección Ambiental.

Estándar o norma ambiental. Una norma es un límite legal establecido por reglamentos. Las normas pueden aplicarse a las descargas o a los niveles del medio ambiente; las primeras son más comunes. Las normas de descarga o efluentes determinan el nivel de contaminantes en el flujo de desecho, y una norma ambiental de contaminantes en el ambiente de receptor.

Estándar o norma de efluente. Regulación referente a la calidad del desecho líquido o a las concentraciones de las sustancias en él contenidas. Normalmente se aplica al final de la tubería de descarga.

Fenol. (de fen- y el sufijo -ol.) Nombre genérico de los derivados hidroxilados de las arenas que se obtiene por sustitución de uno o más átomos de hidrógeno de estos últimos por el grupo hidróxilo, -OH.

Fosfatos. Sal o éster de un ácido fosfórico.

Gravedad API. La escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo para expresar la gravedad específica de los aceites.

Gravedad específica. La relación de la densidad de una sustancia a determinada temperatura con la densidad de agua a 4°C.

Hidrocarburo. (de hidro- y carburo) Compuesto constituido exclusivamente por carbono e hidrógeno, de fórmula empírica C_xH_y

Hidrodesulfuración (HDS). Proceso para remover azufre de las moléculas, utilizando hidrógeno bajo presión y un catalizador.

Hidrógeno. Gas inodoro, incoloro e insípido, poco soluble en el agua. Se emplea para la obtención de metales de alta pureza, y en la hidrogenación de aceites, que permite la obtención de grasas sólidas.

Hidrotratamiento. Usualmente se refiere al proceso de hidrodeshulfuración, pero también puede aplicarse a otros procesos de tratamiento que utilizan hidrógeno.

Índice. Coeficiente que representa grado o intensidad.

Índice específico de uso del agua. Relación entre el volumen de agua que se extrae, recircula, consume o descarga la industria y el volumen de producto manufacturado, en el caso específico de la industria petrolera de refinación, el índice específico de uso del agua se expresa en metros cúbicos por 1000 barriles.

Índice de carga de contaminante. Relación entre la masa de contaminantes generados por las aguas residuales de la industria por cada tonelada de producto manufacturado.

Isobutano. Es un metilpropano. Gas incoloro que se encuentra en el gas natural y es inflamable. Sirve como combustible.

Isómeros. Compuesto de igual fórmula empírica que otro, pero de propiedades distintas.

Lluvia ácida. Se produce cuando los óxidos de azufre (SOx) y los óxidos de nitrógeno (NOx), son liberados en la combustión de combustibles fósiles (particularmente carbón), y se combinan con la humedad de la atmósfera para formar ácidos sulfuroso, sulfúrico, nitroso y nítrico. Los SOx y los NOx son gases que dan lugar a la formación de lluvia ácida, y los daños que ocasiona esta lluvia, a menudo ocurren lejos de la fuente del problema.

Mercaptanos. Que capta el mercurio. Compuesto de la fórmula RSH.

mg/L. La unidad más común para evaluar la calidad del agua. Refiere los miligramos de la substancia en cuestión contenidos en un litro de solución, (partes por millón).

Naftas. Fracción ligera del petróleo natural, que se obtiene en la destilación de la gasolina. Un rango de destilados más ligeros que la querosina utilizada como carga para la producción de gasolina para motores y para la industria química (p. ej. : para elaboración de etileno).

Nitratos. Compuesto derivado de la combinación del ácido nítrico.

Parámetro. Unidad de medición, que al tener valor determinado se utiliza como referencia para determinar la calidad física, química y biológica de agua.

Parámetro de calidad del agua residual. Concentración de contaminantes típicos que caracteriza las descargas (mg/l). La calidad del agua residual de la industria de refinación está caracterizada por los siguientes parámetros:

Parámetros de uso de agua en la industria. Caudal de agua extraída ($m^3/día$), consumida, demandada o descargada que caracteriza a un subsector industrial.

Petróleo. Aceite mineral hidrocarbonado no refinado de color oscuro y olor característico más o menos pronunciado, cuyo peso específico varía entre 0.8 y 0.95, que se extrae de yacimientos naturales, en muchas partes del mundo. Consta principalmente de hidrocarburos alifáticos no saturados y en parte también de aromáticos. Cada yacimiento contiene miles de hidrocarburos: el petróleo bruto puede tener diferentes proporciones de parafinas, naftenos, productos bencénicos o sulfuros. Para su empleo industrial se le refina y destila, con objeto de quitarle el azufre y materias resinosas.

pH. Medida de la naturaleza ácida o alcalina del agua u otro líquido. Específicamente el pH es el logaritmo negativo de la concentración de ion hidrógeno. En términos prácticos, pH igual a 7 representa una condición neutra en la que los iones ácidos o de hidrógeno balancean a los iones alcalinos o del oxihidriilo. Un pH menor que 7 denota condiciones ácidas y mayor que 7, alcalinas. El incremento o decremento de una unidad, por ejemplo de 7 a 6, representa un incremento de 10 veces la actividad de ion hidrógeno y por lo tanto un incremento de 10 veces en acidez. El pH del agua puede tener una influencia importante en la toxicidad y el comportamiento de las sustancias químicas en los efluentes.

Polimerización. Proceso por el que los monómeros se convierten en un polímero. La reacción de polimerización en cadena que permite incorporar diversos tipos diferentes de unidades monoméricas en el seno de una misma macromolécula se llama copolimerización. Existe copolimerización pro adición y por condensación.

Polímero. Sustancia macromolecular cuyo número de moléculas constitutivas (monómeros) es bajo (generalmente uno, dos o tres).

Polisulfuros. (de poli- y sulfuro.) Sulfuro que tiene x átomos de azufre dispuestos en cadena.

Presión. La presión atmosférica normal es equivalente a 760 milímetros de mercurio (mm Hg).

Refinería. Instalación industrial donde se refinan el petróleo.

Sólidos disueltos. Son los sólidos (incluyendo coloidales y partículas pequeñas en suspensión) de tamaño menor de 1.2 μm

Sólidos sedimentables. Son aquellos que se sedimentarán en el fondo de un contenedor de forma cónica (llamado cono Imhoff), por acción de la gravedad en un período de 60 minutos.

Sólidos suspendidos (SS). Partículas de materia suspendidas en el agua, medidas en mg/l y cuyo peso es equivalente al de los sólidos retenidos en un filtro estándar de papel con un tamaño de poro de 1.2 μm después de secarlos en el horno (mufla). Menos de 25 mg/l se considera agua limpia, mientras que un río extremadamente lodoso tendría unos 200 mg/l de sólidos suspendidos. El término Sólido Suspendido Totales (SST) es el correcto en Norte América. En Suecia, el análisis de SST se realiza con filtro de malla de 70 μm , una malla con poro mucho más abierto que el estándar de la AASP utilizado en Norte América, de manera que el método sueco arroja valores de SST más pequeños

Sólidos suspendidos totales (SST). Se refieren a la suma de los sólidos sedimentables y no sedimentables del contenido orgánico e inorgánico (o mineral) de los sólidos suspendidos.

Sólidos totales (ST). Sólidos totales es el contenido total de sólidos en el agua residual. Se define como la suma de sólidos disueltos más sólidos suspendidos.

Suspensión. Estado de un sólido finamente dividido, mezclado en la masa de un líquido sin ser disuelto por éste.

uma.- Unidad de masa atómica, empleada para referirse a pesos moleculares de los polímeros.

ANEXOS FOTOGRÁFICOS

ANEXO A Sistema de Efluentes de la Refinería

- Aspecto general del sistema de efluentes
- Equipo de dosificación
- Separador tipo API
- Bombas helicoidales
- Aspecto general de una fosa de retención

ANEXO B Pruebas de Jarras

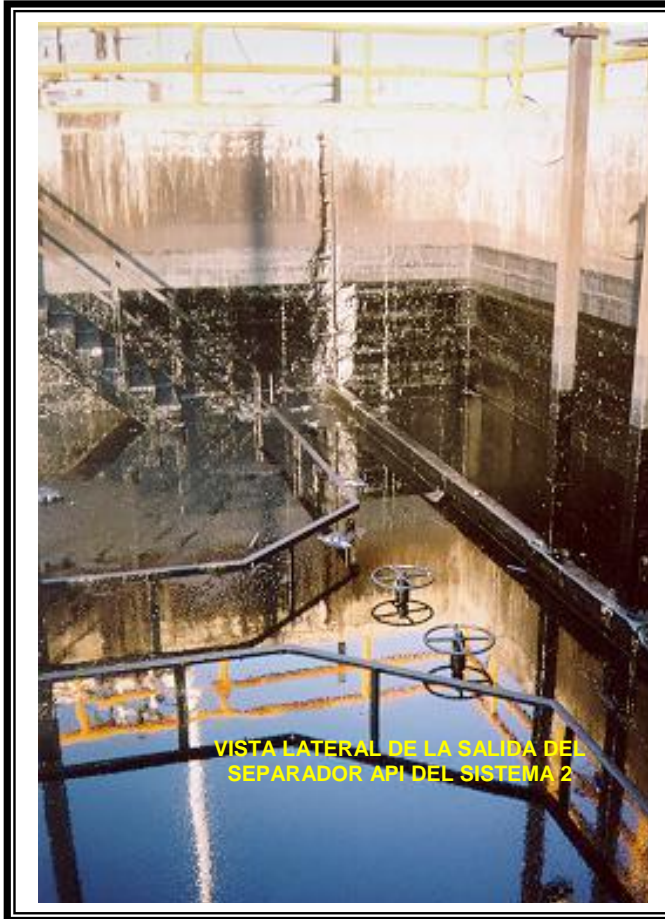
- Aspecto general de las muestras trabajadas
- Equipos utilizados

ANEXO C Aspecto del Petróleo ó Aceite Crudo

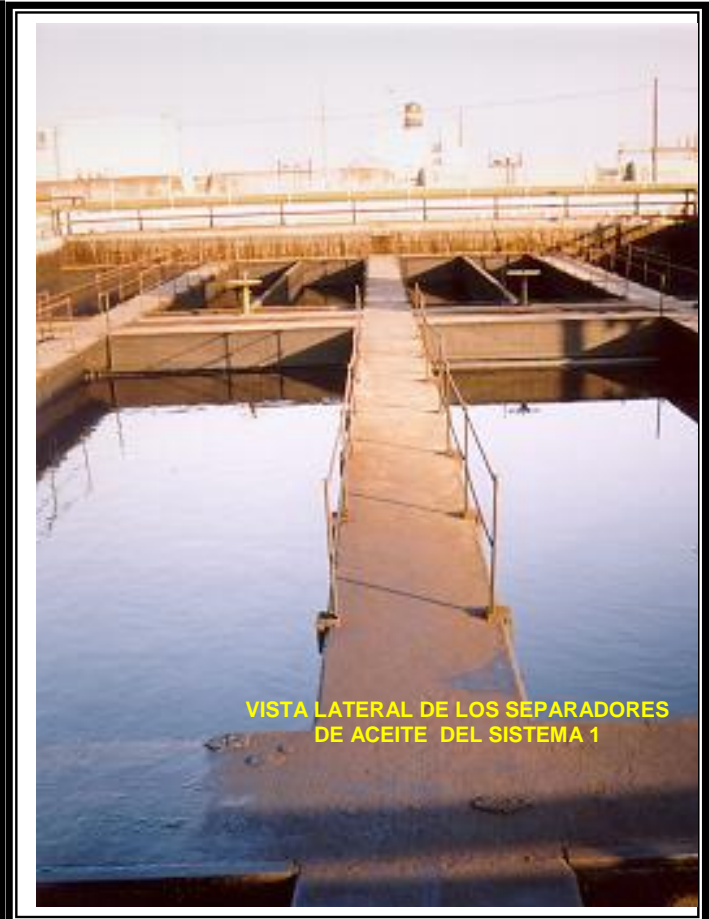
- Muestras de los diferentes tipos de crudo
- Hidrómetro para determinar la gravedad específica en API

ANEXO D Agentes Coagulante y Floculante

ANEXO A Sistema de Efluentes de la Refinería



VISTA LATERAL DE LA SALIDA DEL SEPARADOR API DEL SISTEMA 2



VISTA LATERAL DE LOS SEPARADORES DE ACEITE DEL SISTEMA 1



FOSA DE RETENCION DEL SISTEMA 1

CARCAMO DE BOMBEO CB-1 DEL SISTEMA 1



TOMA DE MUESTRAS



ASPECTO GENERAL DE UNA FOSA DE RETENCION

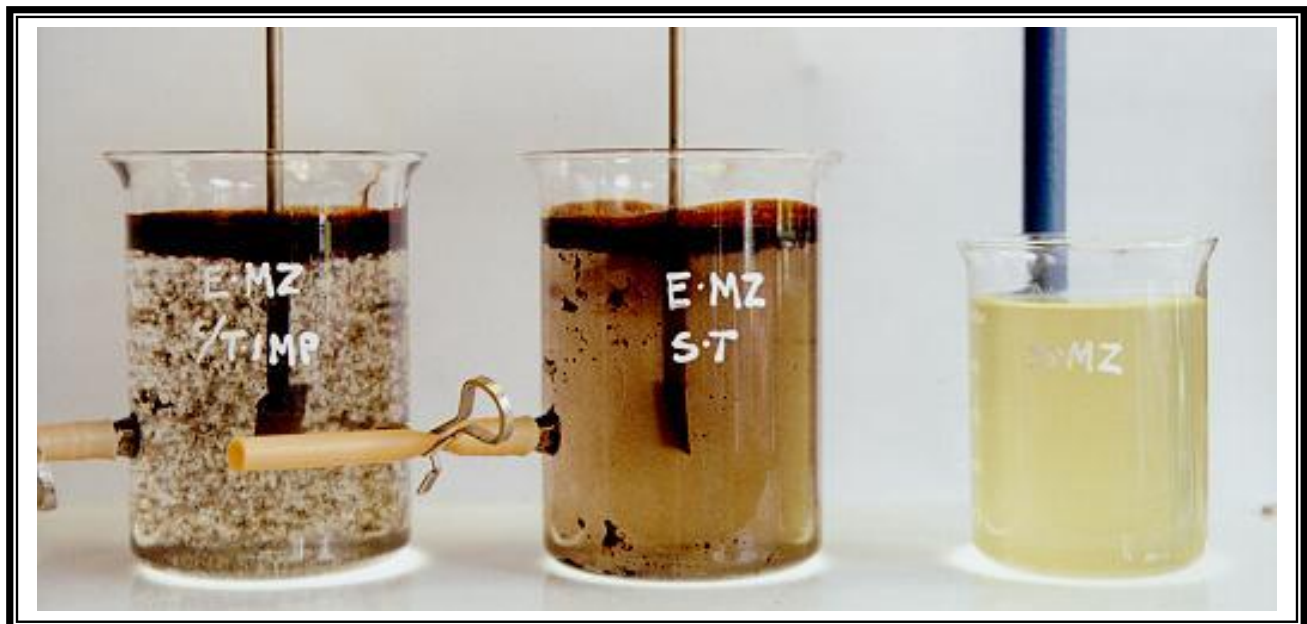


EQUIPO DE DOSIFICACION

ANEXO B Prueba de Jarras



ASPECTO GENERAL DE LAS MUESTRAS TRATADAS
SISTEMAS 1 Y 2





EQUIPO PARA PRUEBAS DE JARRAS

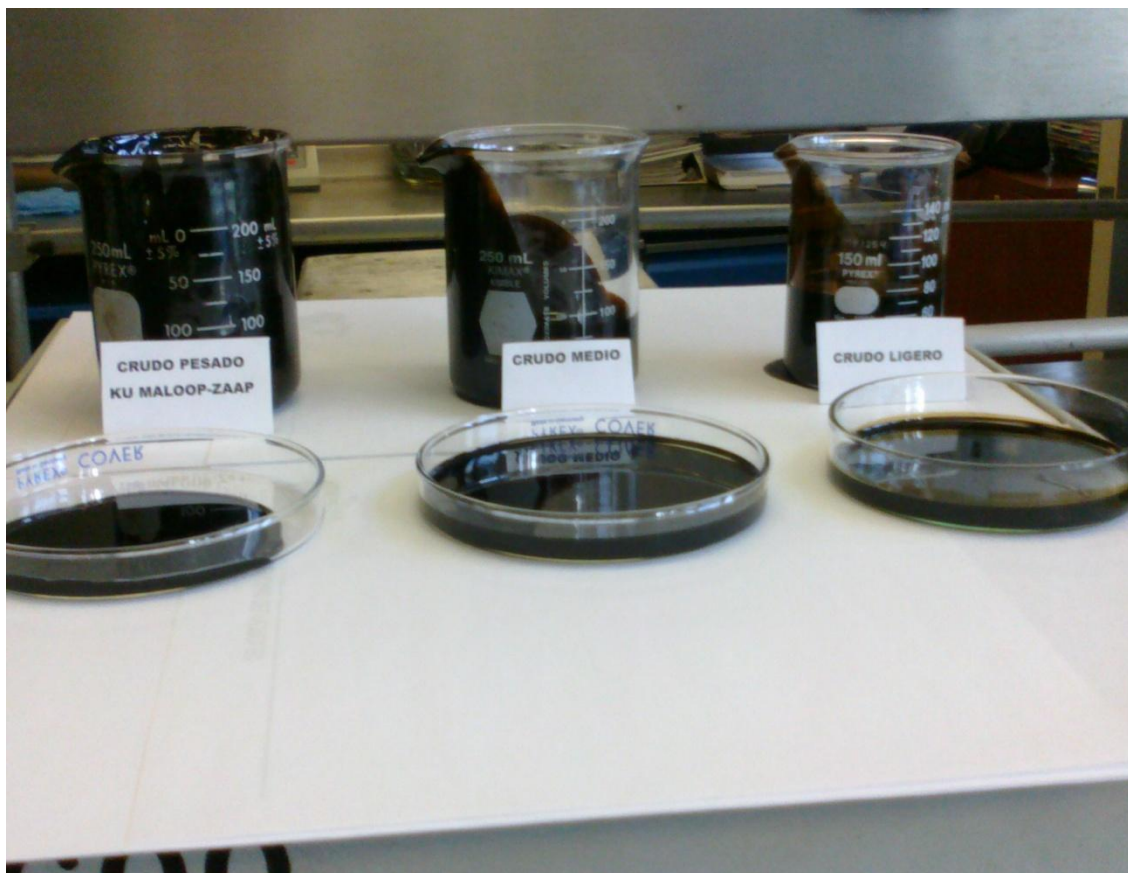


EQUIPO ESPECTROFOTOMETRO HACH DR-2000

UTILIZADO PARA EL ANALISIS DE G Y A, COLOR, SOLIDOS SUSPENDIDOS

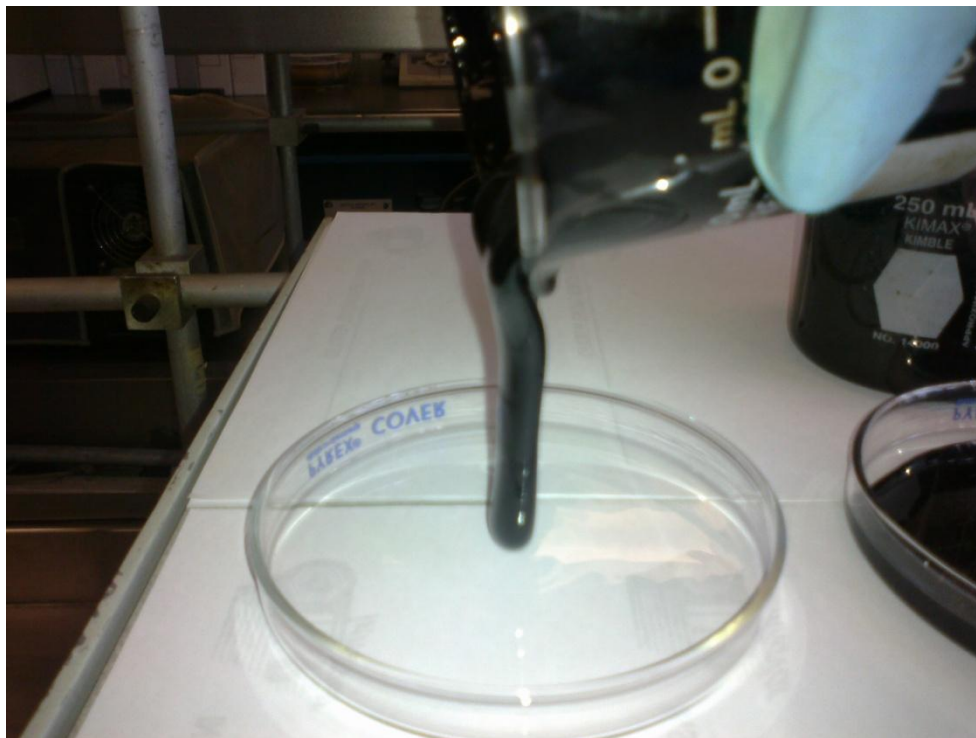
**POTENCIÓMETRO HANNA HI 3222
UTILIZADO PARA LA MEDICIÓN DEL VALOR DE pH DE LAS MUESTRAS DE AGUA**

ANEXO C Aspecto del Petróleo ó Aceite Crudo

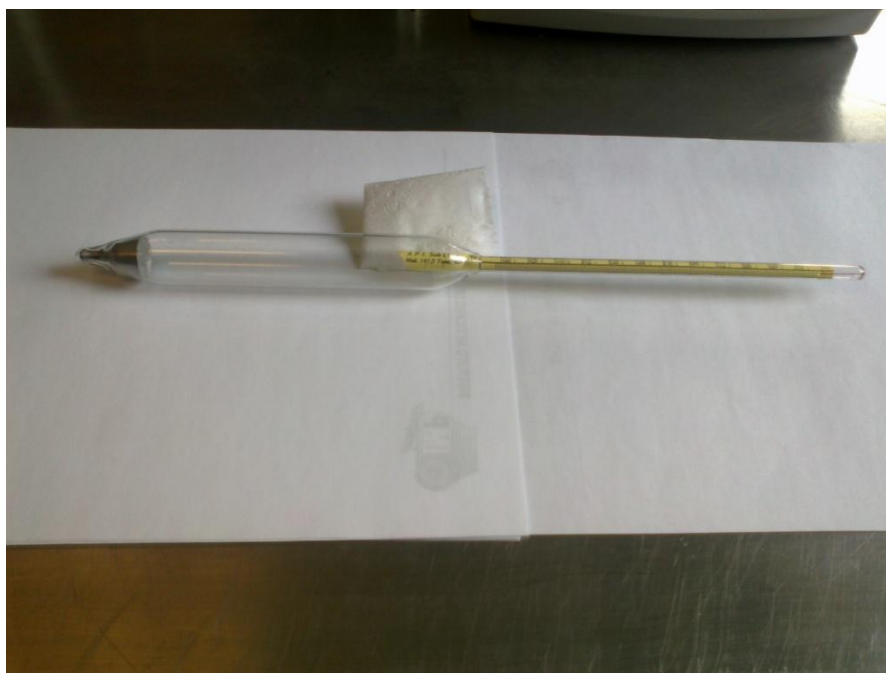


ASPECTO GENERAL DE DIFERENTES DENSIDADES DEL CRUDO

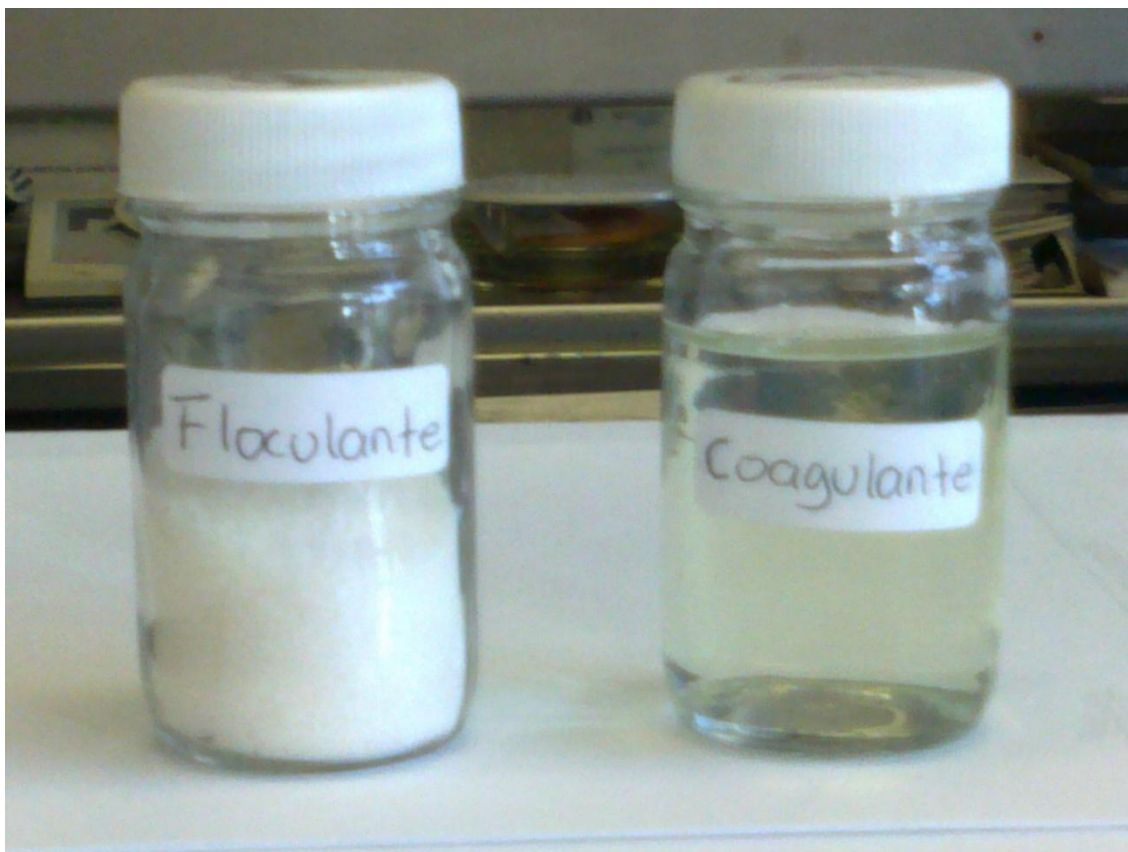
- 1) CRUDO PROVENIENTE DEL POZO KU MALOOP-ZAAP, ES UN CRUDO MUY PESADO
- 2) CRUDO DE MEDIANA DENSIDAD, PROVENIENTE DE MADERO
- 3) CRUDO LIGERO, PROVENIENTE DE TULA



- 1) CRUDO PROVENIENTE DEL POZO KU MALOOP-ZAAP
SE OBSERVA QUE ES UN CRUDO MUY PESADO



DENSIMETRO GRADUADO EN GRADOS API

AEXO D Agentes Coagulante y Floculante

Agentes Coagulante y Floculante utilizados en el Tratamiento Químico aplicado al Sistema de Efluentes de la Refinería.