

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA Y TEXTIL



**“OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE DESALADO DE
CRUDO EN LA INDUSTRIA DE PETRÓLEO”**

INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE

INGENIERO QUÍMICO

POR LA MODALIDAD DE EXPERIENCIA PROFESIONAL

PRESENTADO POR

ENRIQUE REÁTEGUI BARDALES

LIMA-PERU

2009

A Dios que me ha dado
la fortaleza

A mis seres queridos que son
la razón de mi vida

A mis profesores por todas
sus enseñanzas

RESUMEN

El presente Informe de Competencia se aboca a mostrar los aspectos tecnológicos y de ingeniería relacionados con el tratamiento de agua en los procesos de exploración y refinación del petróleo. La base para la elaboración del informe la constituye la experiencia que durante un periodo de 10 años y luego de un entrenamiento en el exterior, he tenido en GE Water & Process Technologies, empresa que es producto de la fusión de varias empresas dedicadas al tratamiento de agua y procesos químicos.

El trabajo profesional realizado se ha enmarcado en el desarrollo de programas de tratamiento químico de agua de caldera, sistemas de enfriamiento y procesos industriales para la obtención azúcar y alcohol, producción de harina de pescado, generación de gases, exploración y refinación de petróleo. Es así que actualmente están bajo mi responsabilidad varias áreas interrelacionadas con la ingeniería

En el campo de exploración y refinación de petróleo, tema del Informe, el entrenamiento en el exterior para el uso de la tecnología química de la empresa, ha permitido el desarrollo de programas químicos para la desalación de crudo en campo, cuyos resultados son los parámetros básicos de: libras de sal por cada mil barriles de petróleo crudo, PTB, y sedimentos y agua, BS&W. De otro lado, en la parte de refinación, la aplicación de programas químicos que incluyen rompedores de emulsión ha permitido lograr una reducción considerable del contenido PTB y BS&W de los crudos procesados en las unidades de destilación de las dos principales refinerías del país, lo que ha generado reducir los costos operativos de estas.

El informe muestra la aplicación de fundamentos teóricos, tecnologías químicas y un análisis técnico de los procesos. Los aspectos técnicos antes señalados y el uso de software específicos, permiten la optimización de los programas aplicados a fin de maximizar los beneficios de las aplicaciones. Los programas de simulación permiten realizar: balance de masa, tiempo de residencia en el desalador y análisis de regresión múltiple (MRA), los resultados que se obtienen permiten obtener un análisis de contingencia adecuado para cada caso.

INDICE

I)	INTRODUCCION	9
II)	ORGANO EMPRESARIAL	11
	2.1 Misión	12
	2.2 Estructura Orgánica	12
	2.3 Organigrama	13
III)	RELACIÓN PROFESIONAL	14
IV)	TRABAJO PROFESIONAL DESARROLLADO	15
V)	DESARROLLO DE LA ACTIVIDAD PROFESIONAL	18
	5.1 Emulsión. Definición	18
	5.2 Emulsiones en la Industria Petrolera	18
	5.3 Clasificación de las Emulsiones	20
	5.3.1 Según la naturaleza de la fase externa.	20
	5.3.2 Según el tamaño de las partículas dispersas	21
	5.4 Propiedades de las Emulsiones.	21
	5.4.1 Tamaño de gota.	22
	5.4.2 Conductividad eléctrica	22
	5.4.3 Inversión	23
	5.4.4 Viscosidad	23
	5.4.5 Estabilidad	24
	5.4.6 Tensión interfacial	26
	5.4.7 Tensión superficial	26
	5.5 Agentes Emulsionantes	26
	5.5.1 Surfactantes.- Definición.	27
	5.5.2 Clasificación	27
	5.5.2.1 Tensoactivos Iónicos.-	28
	5.5.2.2 Tensoactivos No Iónicos.	28
	5.5.2.3.-Anfotéricos.	28

5.5.3	Propiedades	31
	5.5.3.1 Concentración micelar crítica.	31
	5.5.3.2 BHL del surfactante.	31
5.6	Descripción del proceso	33
5.7	Diseño de desaladores	38
	5.7.1 Tamaño del desalador	38
	5.7.2 Distribuidor	41
	5.7.3 Electrodo	42
	5.7.4 Controlador del Nivel de Interfase	44
	5.7.4.1 Probeta de capacitancia	45
	5.7.4.2 Detector de onda	46
	5.7.5 Sistema de muestreo de Interfases	46
	5.7.6 Sistema de Lavado de Lodos	49
5.8	Factores de Proceso en el Desalado de Crudo	51
	5.8.1 Temperatura	51
	5.8.2 Sistema Eléctrico	52
	5.8.3 Presión	53
	5.8.4 Válvula de Mezcla. ΔP	55
	5.8.5 Inyección de Agua de Lavado	56
	5.8.5.1 Fuente de Agua de Lavado	57
	5.8.6 Nivel de Interfase.	57
	5.8.7 <i>Slop Oil</i> Inyección	58
	5.8.8 Lavado de Lodos	59
	5.8.9 Inyección de Rompedores de Emulsión.	59
5.9	Tipo de Desaladora involucrada en el proceso en estudio.-Petreco Bielectric Desalter	60
	5.9.1 Requisitos de Desempeño.	66
5.10	Optimización y Control de un Programa en un Sistema de Desalación.	67
	5.10.1 Puesta en Marcha del Programa de Tratamiento	68

5.10.1.1	Desarrollo primera etapa de Evaluación.	69
5.10.1.2	Desarrollo segunda etapa de Evaluación	72
5.10.1.3	Comparación de resultados	75
5.10.2	Control del Programa de Tratamiento.	80
5.10.2.1	Modelamiento y Simulación del Proceso.	82
5.10.2.2	Análisis Físico Químico.	84
5.10.2.3	Control del Tiempo de Residencia.	85
5.10.2.4	Balance de Materia.	89
5.10.2.4	Proceso de Mejora. Metodología Six Sigma	90
VI.	CONCLUSIONES	94
VI.1	RECOMENDACIONES.	97
VII.	BIBLIOGRAFIA	99
VIII	RELACION DE FIGURAS	
FIG. N° 5.1	Absorción del agente emulsificante en la interface Petróleo-Agua	29
FIG.N° 5.2	Clasificación de los surfactantes	30
FIG. N°5.3	Diagrama Típico de Desalado	37
FIG. N°5.4	Tiempo de Residencia	41
FIG. N°5.5.	Sistema Electrico	42
FIG. N°5.6	Campo de Tratamiento	43
FIG. N°5.7	Método de balanceo de la muestra	47
FIG. N°5.8	Método simple Tricot	48
FIG. N°5.9	Sistema de lavado de lodos	50
FIG. N°5.10	Optimización de la válvula de mezcla	55
FIG. N°5.11	Distribución de la Placa	64
FIG. N°5.12	Distribución de tuberías	65

IX. RELACION DE TABLAS

Tabla N°5.1	Escala de Balance Hidrofilico Lipotilico	32
Tabla N°5.2	Aproximación de BHL por solubilidad de agua.	33
Tabla N°5.3	Línea de Velocidad Central y Temperatura Mínima de Desalado	39
Tabla N°5.4	Tiempos de Residencia	40
Tabla N°5.5	Sistema de desaladora eléctrica	44
Tabla N°5.6	Rangos de Temperatura en el Desalador	52
Tabla N°5.7	Tabla de Vapor – Presión Absoluta	54
Tabla N°5.8	Parámetros operacionales	63
Tabla N°5.9	Requisitos de Desempeño	66
Tabla N°5.10	Resumen Variables Operativas Evaluadas	73
Tabla N° 5.11	Datos de Entrada al Software MRA	83
Tabla N°5 12	Metodos existentes	85
Tabla N°5.13	Comparacion de procesos	92

X. RELACION DE GRÁFICOS

Gráfico N° 5.1	Agua lavado vs eficiencia	70
Gráfico N° 5.2	Cáida de presión vs eficiencia	71
Gráfico N° 5.3	Incremento de la eficiencia	74
Gráfico N° 5.4	Sal en crudo, antes y después de desalado	76
Gráfico N° 5.5	Sal en crudo, desalado	76
Gráfico N° 5.6	Arraste de aceites y grasas en salmuera	78
Gráfico N° 5.7	Metodo. Determinacion de sal en crudo	79
Gráfico N° 5.8	Software de control de tiempo de residencia	87
Gráfico N° 5.9	Software de Balance de Materia	90

XI. ECUACIONES

Ec. N°1,	Ley de Stokes	32
Ec N°2,	Fuerza de Atracción en campo eléctrico	32

I) INTRODUCCIÓN

GE Water & Process Technologies es una empresa que viene desarrollando sus actividades por mas de 12 años consecutivos en el mercado peruano; durante el transcurso de este tiempo ha cambiado su razón social en base a la estrategia de marketing y a las diferentes fusiones por las que ha pasado a nivel mundial. La compañía vende programas químicos para tratamiento de agua y proceso en los distintos sectores empresariales del país, distinguiéndose por su propuesta de entrega de valor y venta de soluciones en todo el espectro referente al tratamiento de agua influente hasta efluente con aplicaciones relacionadas a procesos químicos especializados.

El informe de competencia que se presenta tiene como objetivo básico y fundamental el desarrollo de una actividad profesional referida a la ingeniería química en el que me he podido desempeñar por un periodo de 10 años desde el momento en que egrese de la Universidad Nacional de Ingeniería.

En los primeros capítulos se presenta una descripción básica y concreta de la empresa GE Water & Process Technologies así como la integración de sus diferentes áreas involucradas en el negocio. Seguidamente se muestra la relación con la empresa y la fecha de integración con los documentos probatorios en los cuales se hace mención lo señalado anteriormente.

En el capítulo IV se hace una reseña del trabajo profesional desarrollado durante todo el periodo de vínculo laboral, los planteamientos realizados, así como, los logros alcanzados en cada aplicación desarrollada.

Posteriormente en el capítulo V se hace el desarrollo de una actividad profesional en la cual se indican todos los fundamentos técnicos, el estudio

de los procesos y la aplicación de un programa para optimizar el sistema de desalado concluyendo finalmente con las conclusiones y recomendaciones.

II) ORGANO EMPRESARIAL

Nombre de la Empresa: GE Water & Process Technologies, Dirección Av. Larco 1301 Oficina 1902. Edificio Parque Mar. Miraflores.

GE Water & Process Technologies es el principal proveedor mundial de programas de tratamiento químico especializados para sistemas de agua de caldera, torre de enfriamiento, efluente y una gran variedad de aplicaciones industriales y comerciales.

La historia de liderazgo de la empresa se basa en la profundidad y amplitud de su tecnología química avanzada y servicios, su especialización en sistemas y aplicaciones, así como también en su amplia experiencia en ayudar a sus clientes a reducir sus costos operativos y alcanzar sus objetivos ambientales.

Con el fin de permanecer cerca de sus clientes y atender con eficacia sus necesidades, GE Water & Process Technologies posee la mayor y mejor línea de personal de campo existente en la industria, cuenta con los mejores conocimientos y que trabaja con los clientes en la solución de problemas, aplicación de soluciones innovadoras y monitoreo constante del desempeño a fin de garantizar resultados ideales.

Los especialistas técnicos y especialistas en productos de Water & Process Technologies garantizan apoyo adicional a través de sus centros de operaciones regionales y laboratorios de servicio analíticos en todo el mundo. Una red global de plantas productoras, sedes nacionales y oficinas acentúan la capacidad de la empresa para proveer productos y servicios de alta calidad en el lugar y en el momento que son necesarios.

2.1 Misión

Optimizar el rendimiento global del sistema

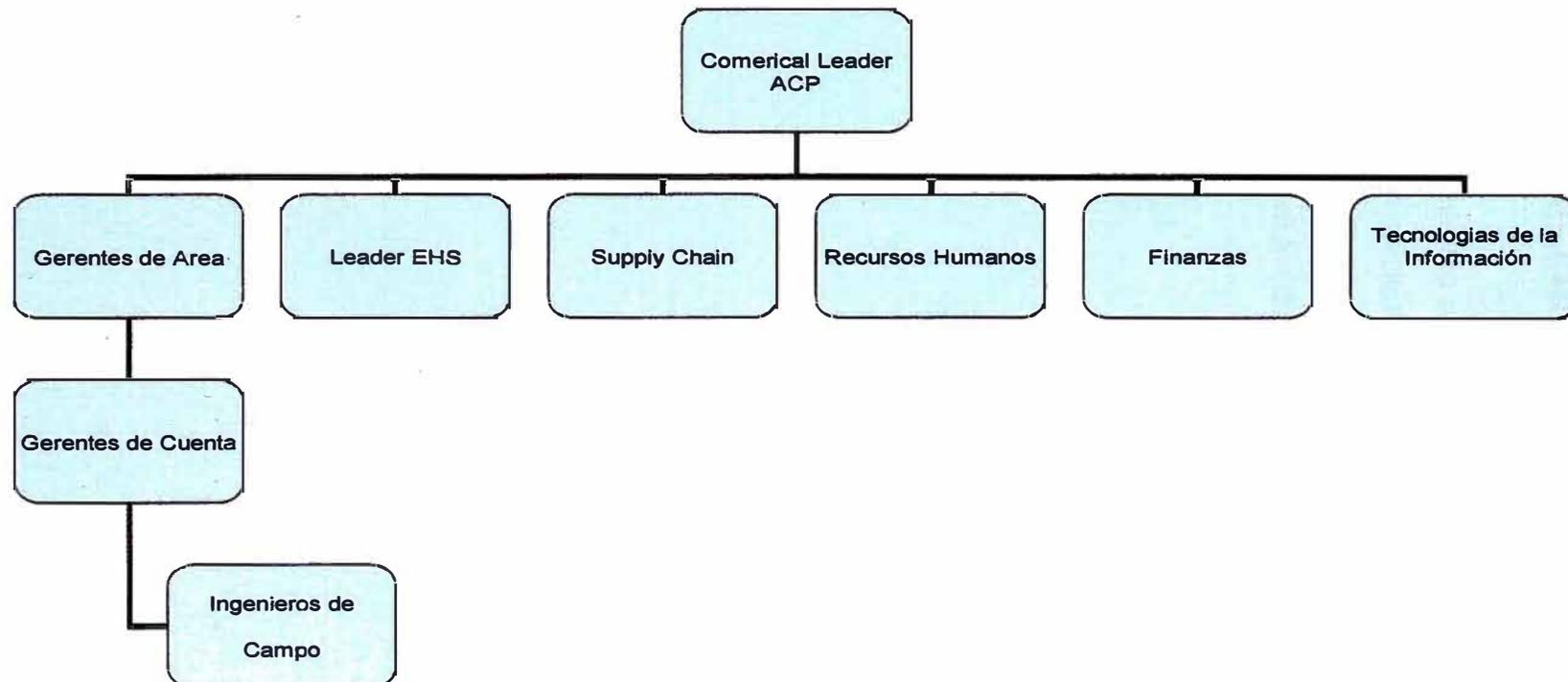
Salvaguardar sus activos de la corrosión, fouling e incrustación

Proteger el medio ambiente a través de la preservación del agua y de la energía.

2.2 Estructura Orgánica.

GE Water & Process Technologies tiene una organización matricial que es un diseño de administración en el cual se combinan las ventajas de una estructura funcional y de productos con el propósito de incrementar la capacidad de procesamiento de información de los administradores y otros empleados, así mismo, con este tipo de integración se reduce la duplicidad de actividades funcionales clave de cada línea de productos. El siguiente cuadro muestra la distribución funcional y por producto de cada área.

Organigrama GE Water Process Technologies Perú S.A.



III. RELACIÓN PROFESIONAL -EMPLEADOR

La relación con la empresa ha sido continua por un periodo de 11 años, la fecha de integración como asistente técnico el 1 de junio de 1997 y teniendo un vínculo laboral hasta la fecha, como se puede verificar en la Constancia que se encuentra en los documentos anexados

IV. TRABAJO PROFESIONAL DESARROLLADO

Durante la etapa de integración de mi carrera en GE Water & Process Technologies tuve el cargo de asistente técnico en el cual tuve las funciones de asistencia técnica de las aplicaciones referentes a tratamiento de agua de calderas y sistemas de enfriamiento, además, de las actividades relacionadas con mi carrera profesional tuve a mi cargo la planificación de estas actividades y la distribución de las mismas priorizando entre las urgentes e importantes de tal manera que se pueda cumplir con todo los requerimientos solicitados.

En el año 1997 paso a integrarme como Account Manager fecha en la cual se me encargó el desarrollo del mercado de tratamiento de agua y procesos en el norte del Perú teniendo énfasis el mercado de azúcar y alcohol, en donde, se desarrollaron y aplicaron programas químicos para el tratamiento de agua de caldera de media a alta presión, así como, programas químicos para el control de la corrosión, incrustación y bioensuciamiento en los sistemas de enfriamiento. En el lado de procesos de esta industria tuve la oportunidad de poder desarrollar aplicaciones para el control de incrustaciones en los sistemas de evaporación donde se optimizó su eficiencia de 4 a 15 días lográndose un incremento en la producción y por consiguiente en la reducción de los costos de las limpiezas alcalinas al disminuir estas significativamente.

Durante este periodo en la industria pesquera se inicio un trabajo de aplicación de antiincrustantes en los evaporadores de película descendente lográndose incrementar su eficiencia por la mejora sustancial en la concentración del agua de cola y por la disminución de la frecuencia de las limpiezas alcalinas que pasaron de 18 a 40 horas y las ácidas de 72 a 160 horas efectivas de trabajo. Esta aplicación es pionera en este sector debido a que no se había realizado anteriormente y que ha tenido ahorros

cuantificables del orden de los US\$ 250,000 lo cual significó ganar el premio PNP “Proof No Promises” que otorga GE por los trabajos más destacados.

Paralelamente al desarrollo de la actividad antes señalada se implementó un programa de optimización del sistema generador de vapor de pesqueras que incluía: instalación de una purga automática, programa interno de la caldera en base a polímeros y tratamiento del petróleo residual 500. El programa planteado permitió ahorros por el orden de los U\$ 24,000 lo cual me permitió ganar el premio “Proof No Promises”.

Así mismo, en la zona norte del Perú con el incremento de la exportación de enlatados de espárrago también se evidenció un problema creciente: la corrosión de las latas al momento del proceso de esterilización. El estudio detallado de todo el proceso de esterilización y la aplicación de programas químicos de tratamiento adecuados pudo reducir drásticamente el rechazo de latas por corrosión de un 20% a menos del 1% considerándose esta una aplicación muy exitosa.

En la industria del acero se ha podido desarrollar programas químicos en los sistemas generadores de vapor con el objetivo de mejorar su eficiencia. El problema radicaba en que los tubos de la caldera del sistema generador de vapor colapsaban constantemente y en un año habían hasta 36 paradas que significaban un alto costo de mantenimiento y una pérdida de producción importante para esta empresa, el estudio del problema y la aplicación de un programa de tratamiento químico adecuado significó la reducción de las paradas a 5 en el siguiente año de aplicación y en el subsiguiente a tan solo 1 parada, con lo cual, si consideramos que por cada día de no producción esta empresa deja de percibir US\$ 10,000 hemos generados ahorros cuantificable por mas de US\$ 350,000.00.

Por un periodo mayor a tres años luego de una capacitación exhaustiva por parte de la compañía se implementaron los programas de rompedores de emulsión para desaladores en dos de las principales refinerías del Perú lográndose la optimización de las mismas de acuerdo con la aplicación del programa químico indicado para cada caso y ajustando las variables de operación de acuerdo a la calidad o mezcla de crudo que se tiene procesando en ese determinado momento.

Entre otras actividades profesionales se puede mencionar que durante un periodo de un año, 2005, estuve a cargo del seguimiento y control del sistema de calidad ISO 9000 de la empresa generando nuevos indicadores de gestión que permitan un seguimiento y mejor control de la actividades y de los procesos internos para una mejor atención al cliente.

Durante el periodo 2006-2007 lideré al grupo de Suply Chain para determinar el mejor suministro de productos de las fábricas de la corporación, para este trabajo se tuvieron en cuenta variables como precio unitario, costo de flete, tiempo de travesía, monto de inventario en almacén e inventario de seguridad. Este trabajo viene generando ahorros de US\$ 10,000 por embarque.

V. DESARROLLO DE LA ACTIVIDAD PROFESIONAL

En el presente informe se presenta el desarrollo de la actividad profesional correspondiente al proceso de deshidratación de crudo en la industria del petróleo

5.1 Emulsión.- Definición

De las muchas definiciones sobre emulsión expuesta por diferentes autores, la siguiente se considera la más explícita:

"Una emulsión es un sistema heterogéneo formado por dos líquidos inmiscibles, uno de los cuales se encuentra disperso en otro en forma de pequeñas gotas, cuyos diámetros exceden de 0.1 μm , estabilizadas por cargas eléctricas y agentes emulsificantes como productos tensoactivos, sólidos finamente divididos, etc."

La fase dispersa, en forma de gotitas es la fase interna y la fase externa, se encuentra rodeando la fase dispersa y esta en forma continua. Una emulsión de fase interna baja (FIB), es decir, que en su fase interna pocas gotitas se encuentran dispersas, asume las características de la fase externa. Por otra parte, las emulsiones de fase interna alta (FIA), exhiben mayores viscosidades aparentes.

5.2 Emulsiones en la Industria Petrolera

Las salmueras están asociadas principalmente con crudo debido a que generalmente el agua salada se encuentra asociada al petróleo en la formación geológica de donde es extraído. Con los métodos de completación y producción es posible abrir pozos que inicialmente no producen agua salada, pero a medida que la

producción se extiende, proporciones mayores de agua salada son producidas con el crudo. El agua producida con el crudo varía en la cantidad de sales que contienen en solución, pero sus concentraciones pueden ser mayores que las del agua del mar.

Algunas tienen densidades mayores de 1.20 gr/cm^3 y contienen iones en solución, pero sus concentraciones pueden ser mayores que las del agua del mar. Algunas tienen densidades mayores de 1.25 gr/cm^3 y los iones que usualmente poseen en su composición son Na^+ , Ca^{++} , Mg^{++} , Cl^- , HCO_3^- , SO_4^{--} .

La coproducción de agua y petróleo por algún proceso de recuperación puede formar mezclas o emulsiones, las cuales son difíciles de separar. Dos requerimientos principales son necesarios para que las mezclas de crudo-agua puedan formarse con algún grado de estabilidad: Primero, la energía necesaria en el mezclado de petróleo y agua debe ser suficiente para dispersar el agua en el petróleo o viceversa en mínimas gotas de diámetros menores de $100 \mu\text{m}$. La turbulencia producida en el flujo de fluidos desde el fondo del pozo al sitio de tratamiento en los equipos mecánicos tales como bombas, obturadores, separadores de gas, tuberías, es suficiente para generar el grado de dispersión requerida para formar la emulsión. Un segundo requerimiento es la presencia de agentes emulsificantes o surfactantes para prevenir la coalescencia de las gotas dispersadas. El petróleo contiene agentes emulsificantes naturales como: asfaltenos, resinas, parafinas, compuestos nafténicos, porfirinas y sólidos finamente dispersados como arcillas, sedimentos, incrustaciones, productos de corrosión que se orientan en la interfase agua-petróleo creada por el mezclado formando una película o piel contráctil que ofrece una resistencia mecánica a la coalescencia de las gotas.

5.3 Clasificación de las Emulsiones

Las emulsiones pueden ser clasificadas en base a:

- La naturaleza de la fase externa.
- Según el tamaño de las partículas dispersadas.

5.3.1 Según la naturaleza de la fase externa.

Emulsiones de agua en petróleo (W/O), donde la fase dispersa es el agua y la fase continua el petróleo, comprenden aproximadamente el 99% de las emulsiones presentes, variando el contenido de agua entre 0 y 80%, aunque usualmente se encuentra entre 10 y 35%; representando ésto, serios problemas de transporte en los campos de producción y de tratamiento en las refinerías.

Las emulsiones W/O conducen pobremente la electricidad, pueden ser diluidas con solventes, contienen más aceite (crudo), resisten secado o pérdida de agua, aunque realmente pierden solvente volátil, son difíciles de deshidratar, son menos corrosivas, y, en general, dependen de la fase aceite, exhiben las propiedades de la fase continua crudo.

Emulsiones de petróleo en agua (O/W), donde gotitas de crudo se encuentran dispersas en la fase continua de agua. Este tipo de emulsiones ocurre en aproximadamente 1% en la industria petrolera.

Las emulsiones O/W conducen electricidad, son diluidas con agua, contienen más agua, secan (pierden agua) rápidamente, pueden ser deshidratadas, son más corrosivas y exhiben las propiedades acuosas de la fase continua.

También existen algunos casos de emulsiones múltiples, tales como emulsiones de petróleo en agua en petróleo, las cuales son muy complejas, ya que gotas de petróleo están dispersas en una fase continua de petróleo. Se encuentran generalmente en áreas donde el petróleo tiene alta viscosidad y gravedad específica o el agua es relativamente blanda y fresca.

5.3.2 Según el tamaño de las partículas dispersas

Pueden ser:

Macroemulsiones: en este tipo de emulsión, las partículas dispersas tienen un tamaño de 0.2-50 micrómetros (μm y microscópicamente visibles).

Microemulsiones: cuyo tamaño de partículas está comprendido entre 0.01-0.2 μm .

5.4 Propiedades de las Emulsiones.

Las propiedades de una emulsión dependen de las propiedades de la fase continua, de su proporción con respecto a la fase dispersa, del tipo de agente emulsificante y del diámetro de gota.

Las propiedades de la fase continua determinan dispersabilidad (en agua o aceite) y conductividad eléctrica, y en combinación con

otras propiedades básicas, viscosidad y características de mojabilidad.

Las propiedades de la fase interna son mucho menos importantes con respecto a las propiedades de la emulsión final. Ellas están relacionadas a las características de inversión y facilidad de preparación. Entre las propiedades más resaltantes, se encuentran;

5.4.1 Tamaño de gota

El tamaño de gota de una emulsión está relacionado con el método de preparación, la energía suministrada, la diferencia de viscosidad entre las fases y el tipo y cantidad de surfactante usado. El tamaño de gota generalmente disminuye con agitación vigorosa, pequeñas diferencias entre las dos fases y el uso de suficientes cantidades del surfactante adecuado.

Actualmente, el tamaño de gota es determinado por técnicas fotomicroscópicas, contadores de tamaños de gota, etc. El tamaño de gota de emulsiones de O/W puede ser estudiado por medio de un contador Coulter, un dispositivo que mide el cambio de conductividad de la fase continua cuando cada partícula pasa a través de un pequeño orificio. Todos los sistemas de medición requieren de diluciones, por lo cual las medidas no son realizadas en la emulsión original.

5.4.2 Conductividad eléctrica

Ya se dijo que la conductividad de la emulsión depende de la fase continua, y que por ser el agua buena conductora de

electricidad, las emulsiones de petróleo en agua O/W tienen mayor conductividad eléctrica. De aquí que la conductividad sea parámetro de medida para identificar el tipo de emulsión.

5.4.3 Inversión

Se refiere al cambio en el tipo de emulsión, es decir, de una emulsión de agua en aceite (W/O) a una aceite en agua (O/W) o viceversa. Este fenómeno depende fundamentalmente de la agitación, temperatura, naturaleza y concentración del agente emulsificante, relación de volúmenes de las fases en la emulsión y de la naturaleza del electrolito. Estudios de emulsiones de dos líquidos inmiscibles sin emulsificante muestran que en una cierta relación de los dos líquidos la inversión toma lugar. La relación de volúmenes de las fases en el punto de inversión se encontró es igual a la raíz cuadrada de la relación de las viscosidades de los dos componentes.

5.4.4 Viscosidad

Las emulsiones pueden ser fluidos diluidos o densos, pastas o geles y pueden exhibir comportamientos tixotrópicos o dilatantes.

La viscosidad es influenciada por:

- a) Las características de la fase externa, incluyendo aditivos.
- b) La relación de volúmenes de las dos fases.

c) Tamaño de gota en la emulsión.

La viscosidad de una emulsión es esencialmente la viscosidad de la fase externa tanto como esta represente más de la mitad del volumen total.

La viscosidad de la emulsión puede ser reducida al ser incrementada la proporción de la fase continua, usualmente agua. La adición de solventes polares, tales como alcohol o solvente que pueden reducir la viscosidad, normalmente causan una reducción marcada en la estabilidad de la emulsión.

5.4.5 Estabilidad

Los factores que afectan la estabilidad de las emulsiones están divididos en cuatro categorías: factores físicos, cargas eléctricas superficiales de repulsión, factores de energía superficial y factores estéticos.

Los factores físicos incluyen la proporción de fase dispersa, la viscosidad de las fases y la diferencia de densidad. Las cargas eléctricas superficiales de repulsión originadas por la absorción de, material activo de superficie iónica o por acción mecánica pueden impedir aglomeración y coalescencia.

La presencia de surfactantes no iónicos contribuye a los factores de energía superficial. Un método para caracterizar estos factores es el balance hidrofílico-lipofílico (BHL), escala en la cual está basada la solubilidad del surfactante

en cada fase y en la interfase. Entre los factores estéricos están la presencia de sólidos mojados por petróleo mediante la adsorción de asfaltenos y resinas del crudo y la formación de películas pseudo plásticas que encapsulan las gotas de petróleo.

La alta estabilidad de emulsiones de agua en aceite combustible ha sido atribuida a películas asfálticas muy estables. La estabilidad de las emulsiones petróleo-agua se le atribuye a los asfaltenos y resinas de silicagel dependiendo del crudo en particular.

Estudios realizados encuentran que la estabilidad de la emulsión está relacionada a las cantidades de asfalteno y vanadio. Muchos tecnólogos sugieren que los aditivos químicos pueden ser agregados solubilizando los constituyentes de la interfase responsables de la formación de películas altamente viscosas. En tales situaciones, contrario a lo que se esperaría, la adición de químicos pueden promover la coalescencia.

La estabilidad de las emulsiones (W/O) a elevadas temperaturas disminuye al disminuir la viscosidad del petróleo en la fase externa, lo que promueve la floculación de las gotas. La temperatura influye en la tasa de rompimiento de películas interfaciales al variar la tasa de absorción del emulsificante y las características de la interfase aceite/agua. También influye la compresibilidad de las películas interfaciales por cambios en la solubilidad de los surfactantes de] crudo en la fase continua. En general, aumentos de temperaturas permiten una

desestabilización de las películas interfaciales aceite/agua en el crudo, y entonces muchas películas incompresibles no-relajantes comienzan a relajarse permitiendo coalescencia de las gotas pero adicional a esto, aumenta exponencialmente la frecuencia de los choques entre las gotas.

5.4.6 Tensión interfacial

La tensión interfacial es la tensión límite que se origina cuando dos líquidos inmiscibles se ponen en contacto formando una interfase, como consecuencia de un desequilibrio de fuerzas de atracción del tipo de Van der Waals, pero de magnitudes diferentes, y cuyo valor se encuentra dentro de las tensiones individuales superficiales de los dos líquidos.

5.4.7 Tensión superficial

La tensión superficial de un líquido se define como la fuerza que actúa en forma perpendicular, a cualquier línea de longitud unitaria sobre la superficie del líquido; pero también se puede definir como la energía requerida para aumentar a temperatura constante e irreversiblemente, el área de una superficie en una unidad.

5.5 Agentes Emulsionantes

En el punto anterior se estudió el papel que juegan los agentes emulsionantes en cualquier consideración de la estabilidad de las emulsiones. De aquí que se desee ampliar la información sobre la

química de agentes emulsionantes. Para esto, se dividirán los agentes emulsionantes en tres clases principales:

- Productos tensoactivos o surfactantes.
- Materiales que se presentan en la naturaleza.
- Sólidos finamente divididos.

5.5.1 Surfactantes.- Definición.

Los surfactantes son agentes tensoactivos con capacidad para absorberse sobre la interfase del sistema a muy bajas concentraciones, en forma de una capa monomolecular orientada o monocapa modificando así las tensiones superficial e interfacial. Ver Fig. 5.1

Las moléculas de surfactantes tienen estructura polar-apolar. La porción polar se caracteriza por su alto grado de solubilidad en solventes polares, es decir, que es hidrofílica y la porción no polar es soluble en solventes orgánicos no polares, por lo que es lipofílica o hidrofóbica.

5.5.2 Clasificación

Hay tres clases de surfactantes según la naturaleza del grupo hidrofílico:

- Los que se pueden disociar en iones o tensoactivos iónicos.
- Los no-iónicos.
- Los anfotéricos.

5.5.2.1 Tensoactivos Iónicos

Los iónicos pueden ser aniónicos o catiónicos, según que el grupo químico hidrofílico sea negativo o positivo respectivamente.

5.5.2.2 Tensoactivos No Iónicos

Los no-iónicos, son surfactantes covalentes que no se ionizan en agua, no son afectados por el pH ni la dureza del medio y son insolubles en compuestos orgánicos.

5.5.2.3 Anfotéricos

Los surfactantes anfotéricos son también moléculas orgánicas cuyo grupo hidrófilo puede cargarse positiva y negativamente o estar descargado. Dependiendo del pH del sistema, los surfactantes anfotéricos pueden exhibir propiedades aniónicas, catiónicas o no-iónicas. En la Fig. 5.2 se presenta un esquema que simplifica estos conceptos.

FIG. N° 5.1

ABSORCIÓN DEL AGENTE EMULSIFICANTE EN LA INTERFASE PETRÓLEO-AGUA

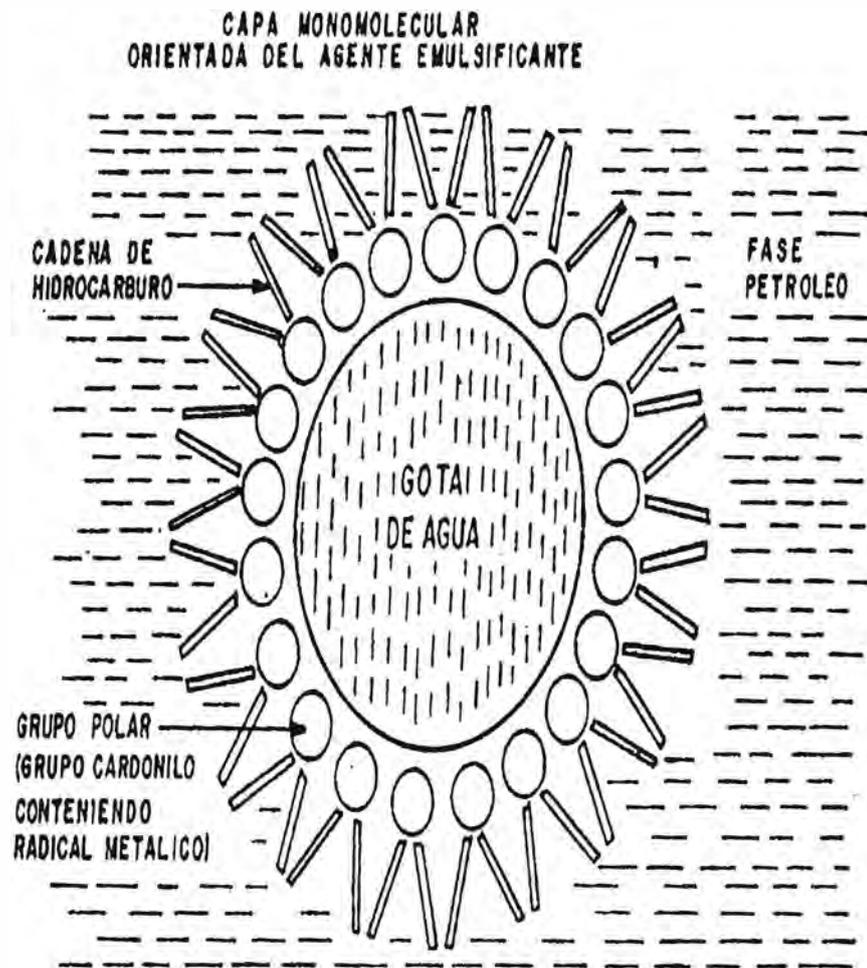
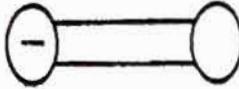
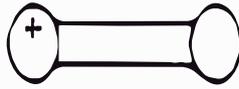


FIG. N° 5.2

CLASIFICACIÓN DE LOS SURFACTANTES

ANIONICOS	 <p>HIDROFILO LIPOFILO</p>	<p>SULFATOS $R - OSO_3^-$ SULFONATOS $R - SO_3^-$ FOSFATOS $R - OPO_3^-$ FOSFONATOS $R - PO_3^-$</p> <p>R ES UN ION POSITIVO COMO Na^+</p>
CATIONICOS	 <p>HIDROFILO LIPOFILO</p>	<p>ANINAS $R - \overset{+}{N} - R$</p> <p>R ES UN GRUPO SOLU- BLE EN ACEITE</p>
NO-IONICOS	 <p>HIDROFILO LIPOFILO</p>	<p>POLIOXIETILENO $R - O - (CH_2 - CH_2 - O)_n H$</p> <p>R ES UN GRUPO SOLUBLE EN ACEITE</p>
ANFOTERICOS	 <p>HIDROFILO LIPOFILO</p>	

5.5.3 Propiedades

Entre las propiedades más resaltantes de los surfactantes se encuentran: la concentración micelar crítica (c.m.c.) y el BHL del surfactante.

5.5.3.1 Concentración micelar crítica.

Existe una concentración específica del surfactante en la cual ocurre la formación de agregados electrolitos coloidales o micelas de iones de surfactantes en los que las cadenas hidrocarbonadas se orientan hacia el interior de la micela sin absorberse en la superficie (saturación), mientras que los grupos hidrofílicos quedan en contacto con el medio acuoso.

Otra definición corresponde a la concentración por sobre la cual se observa la agrupación de moléculas de surfactante o existencia de micelas "concentración micelar crítica". A esta concentración cambian repentinamente las propiedades físicas de las sustancias tensoactivas

5.5.3.2 BHL del surfactante.

El balance hidrofílico-lipofílico es una expresión que relaciona la atracción simultánea de un emulsionante sobre el agua y el aceite (o sobre las dos fases del sistema de emulsión considerado).

Este es determinado por la composición química y la fuerza de ionización de un emulsificante dado.

La escala BHL ideada por Griffin (1949) asigna un número entre cero, para una tendencia lipofílica y un valor de veinte para una tendencia hidrofílica. De esta forma, el BHL determina el tipo de emulsión que se tiende a formar. Así, los emulsificantes con BHL bajos forman emulsiones W/O. La Tabla N°5.1 indica el BHL requerido para varios sistemas.

Tabla N° 5.1
Escala de Balance Hidrofílico Lipofílico

RANGO BHL	APLICACION	CARACTER
3-6	Emulsionante W/O	BHL < 9:
7-9	Agente de Mojado	Lipofílico
8-18	Emulsionante O/W	BHL >11:
13-15	Detergente	Hidrofílico
15-18	Solubilizante	9 <BHL <11: Emulsionante Medio

Se puede obtener una aproximación del valor de BHL por la solubilidad del surfactante en agua, así en la Tabla N°5.2 se muestran valores de BHL dependiendo del comportamiento del surfactante al ser añadido al agua.

Tabla N° 5.2
Aproximación de BHL por solubilidad de agua.

RANGO BHL	COMPORTAMIENTO AL SER AÑADIDOS AL AGUA
1 -4	No dispersable en agua
3-6	Dispersión pobre
6-8	Dispersión lechosa después de fuerte agitación
8-10	Dispersión estable lechosa (la parte superior casi traslúcida).
10-13	Dispersión de traslúcida a clara
>13	Solución clara.

5.6 Descripción del Proceso

Además, del conocimiento de la teoría referente a las emulsiones es muy importante conocer la operación y el desempeño de los equipos desaladores y el proceso involucrado.

La coalescencia y la separación son procesos que no ocurren en un ambiente de mezcla turbulento, (tal como tuberías y otros sistemas en movimiento). Los equipos necesarios que pueden dar el tiempo de residencia y las condiciones operativas para deshidratar el crudo y como consecuencia eliminar el contenido de sal son las desaladoras. Petreco y Howe-Baker son los principales proveedores en el Mercado de refinerías y tienen la mayoría de los desaladores en el Mercado. Existen una gran variedad de desaladoras diseñadas en base a diferentes tipos parámetros operacionales relacionados con la carga de crudo que se procesará.

Los siete parámetros más importantes de diseño de una desaladora son:

- Contenido de sal y BS&W en el crudo.
- Flujo de crudo.
- Temperatura.
- Presión de Operación del Desalador.
- Flujo de agua de Lavado.
- Densidad del Crudo.
- API.
- Dosis de Desemulsificante.

La entrada del crudo a la desaladora puede ser ubicada en la fase aceite o fase agua dependiendo del diseño del equipo. Las desaladoras de baja velocidad tienen su entrada en la fase agua y dependiendo de la calidad de crudo la distribución de crudo se hace en la fase aceite.

Otro factor importante para un buen desalado es la presión de operación del sistema que depende del diseño específico de cada desaladora. Una presión operativa alta del sistema genera una emulsión íntimamente ligada la que no es fácilmente resuelta y requiere más tiempo de residencia para ser separada además es muy posible que pueda generar una interrupción del crudo de entrada.

Temperatura es otro de los parámetros más importantes que se manejan para tener éxito en una operación de desalado de crudo. El incremento de este parámetro disminuye la viscosidad y puede generar un incremento en la velocidad de procesamiento de crudo. Un bien diseñado precalentamiento y apropiadamente mantenido

ayuda a asegurar una adecuada transferencia de calor al crudo y por ende asegurar una deshidratación y reducción del contenido de sal.

El proceso de Desalación esta regido por las siguientes ecuaciones en las cuales se puede plasmar las diferentes variables que se tienen involucradas de una forma directa en la eficiencia de la deshidratación de crudo.

Ley de Stokes

$$V = \frac{g (SG \text{ water} - SG \text{ oil}) d^2}{14 \mu_{oil}} \dots\dots\dots(\text{Ec N}^\circ 5.1)$$

Fuerza de Atracción en campo eléctrico

$$F = \frac{K E^2 r^6}{a^4} \dots\dots\dots \dots(\text{Ec N}^\circ 5.2)$$

Donde V	=	Velocidad de Crudo
F	=	Fuerza de Atracción en un campo eléctrico.
E	=	Voltaje entre grids.
d	=	Diámetro de gota.
μ_{oil}	=	Viscosidad del Crudo
r	=	Radio de la gota de crudo
a	=	Distancia entre gotas de agua. (Función del Porcentaje de agua de lavado).

Como se puede observar en la ecuación N° 5.1, la única variable que puede controlar la velocidad del crudo a través de la desaladora es la viscosidad, μ , y el tamaño de la gota de agua. La viscosidad puede variar con la temperatura y calidad del crudo o la mezcla de crudos. Según lo indicado anteriormente, el aumento de la temperatura disminuye la viscosidad. La disminución de la viscosidad aumenta la velocidad de procesamiento de crudo optimizándose el proceso de desalación.

El diámetro del tamaño de la partícula de agua puede ser controlado solamente con la válvula de mezcla. En general, incrementando la caída de presión de la válvula decrece el tamaño de la gota y viceversa. Según la ecuación 5.1 y 5.2 estas reducen la velocidad y fuerza de atracción entre las gotas de agua. Sin embargo, para remover la sal contenida en el crudo es necesario tener una buena mezcla para proveer un adecuado contacto entre la sal contenida en el petróleo y el agua de lavado. Consecuentemente, la válvula de mezcla, debe ser ajustada para retirar la cantidad de sal sin sobre mezclar o estabilizar la emulsión y/o incrementar la emulsión crudo agua.

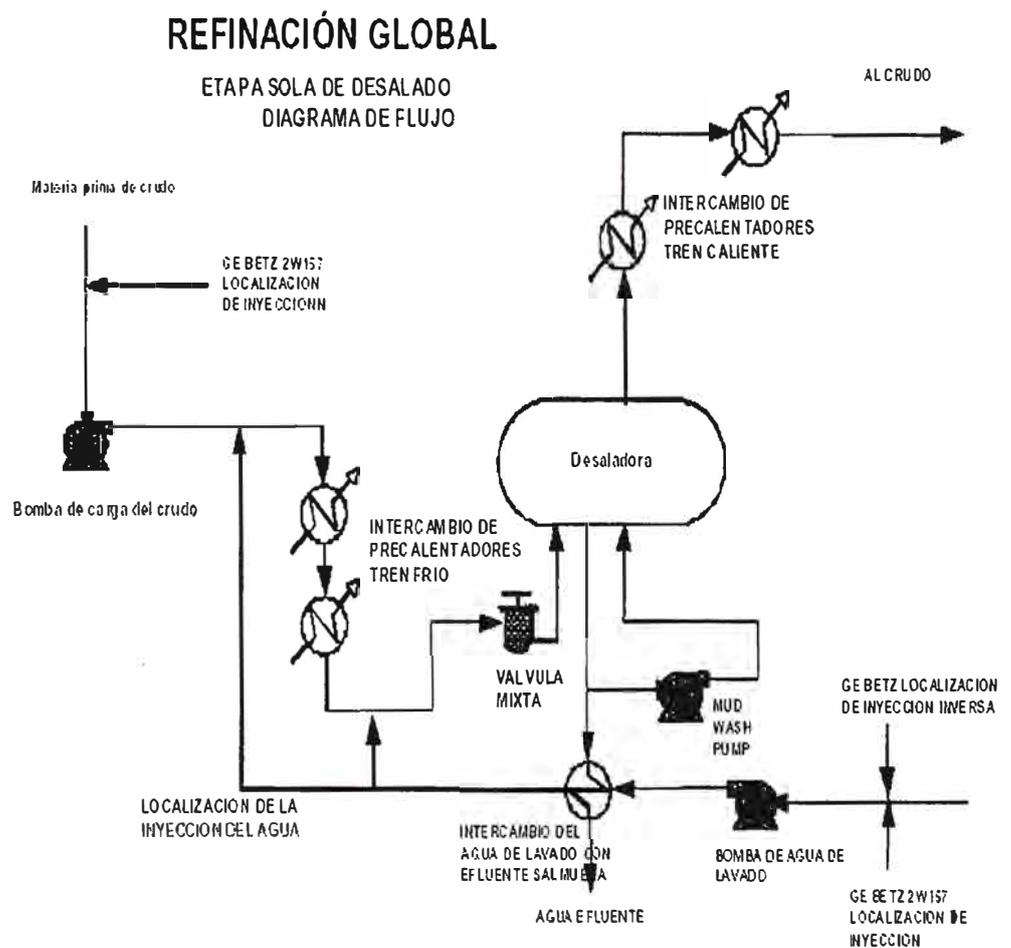
La última variable de control contenida en la ecuación No 5.2 es la distancia entre las gotas de agua, esta solo es controlada con la cantidad de agua de lavado utilizada para retirar la sal del crudo. Incrementar la cantidad del agua de lavado genera una distancia menor entre las gotas de agua. A menor distancia se incrementa la fuerza de atracción entre las gotas ayudando a la coalescencia. Sin embargo, la capacidad del equipo desalador se vería limitado si los ratios de agua son elevados. La necesidad de realizar evaluaciones de campo con la finalidad de poder determinar la cantidad o porcentaje óptimo de agua para desalar es de vital importancia para un correcto funcionamiento de la desaladora y la obtención de los resultados requeridos.

El tiempo de residencia es un factor muy importante para que se pueda generar una adecuada coalescencia dentro del equipo Desalador, así mismo, las siguientes variables operativas son cambiadas para evitar o solucionar problemas operativos con el desalador. Entre estas tenemos:

- Válvula Mix delta P
- Porcentaje de Agua de lavado
- Carga de Crudo.
- Control de la Interfase.
- Lavado de Lodos.
- Adición de Rompedor de Emulsión.
- Adición de Rompedor de Emulsión Secundario o Inverso.

FIG. N° 5.3

DIAGRAMA TÍPICO DE DESALADO



5.7 Diseño de Desaladores.

El diseño mecánico de un desalador posee limitaciones en su flexibilidad de operación. Comprendiendo la función de cada variable de diseño nos permitirá la optimización de la operación del equipo desalador. Por medio de este entendimiento del diseño y revisión es que en todos los mantenimientos del equipo se pueden realizar las mejoras de los elementos integrantes del equipo desalador. Es por eso que se debe realizar un análisis de las siguientes partes: La altura de los electrodos, distribuidores, controles de nivel, sistemas de muestreo.

5.7.1 Tamaño del Desalador.

Los fabricantes de los desaladores son los que definen el tamaño del equipo en términos de velocidad de la línea centro o parte media del equipo usando como indicador “Barriles por día por pie cuadrado de la línea centro tangente”, $B/D/Ft^2 T \text{ to } T$ o $M^2 T \text{ to } T$. El índice del valor del diseño es basado en la viscosidad del crudo que se va a procesar a una determinada temperatura del sistema. Alta viscosidad, (Bajo API) del crudo tiene una baja velocidad de desalación bajo la ley de Stokes y un equipo de dimensiones sobre normales son requeridos. La siguiente tabla muestra la velocidad de la línea de centro aceptada.

Tabla 5.3**Línea de Velocidad Central y
Temperatura Mínima de Desalado**

API	40	35	30	25	20	15	12
Temp (F)	230	240	250	260	270	290	310
Temp (C)	110	116	121	127	132	143	154
Bpd/Ft²	250	200	175	150	100	50	25

**Bpd/Ft² Barriles por día por pie cuadrado
de la línea centro tangente**

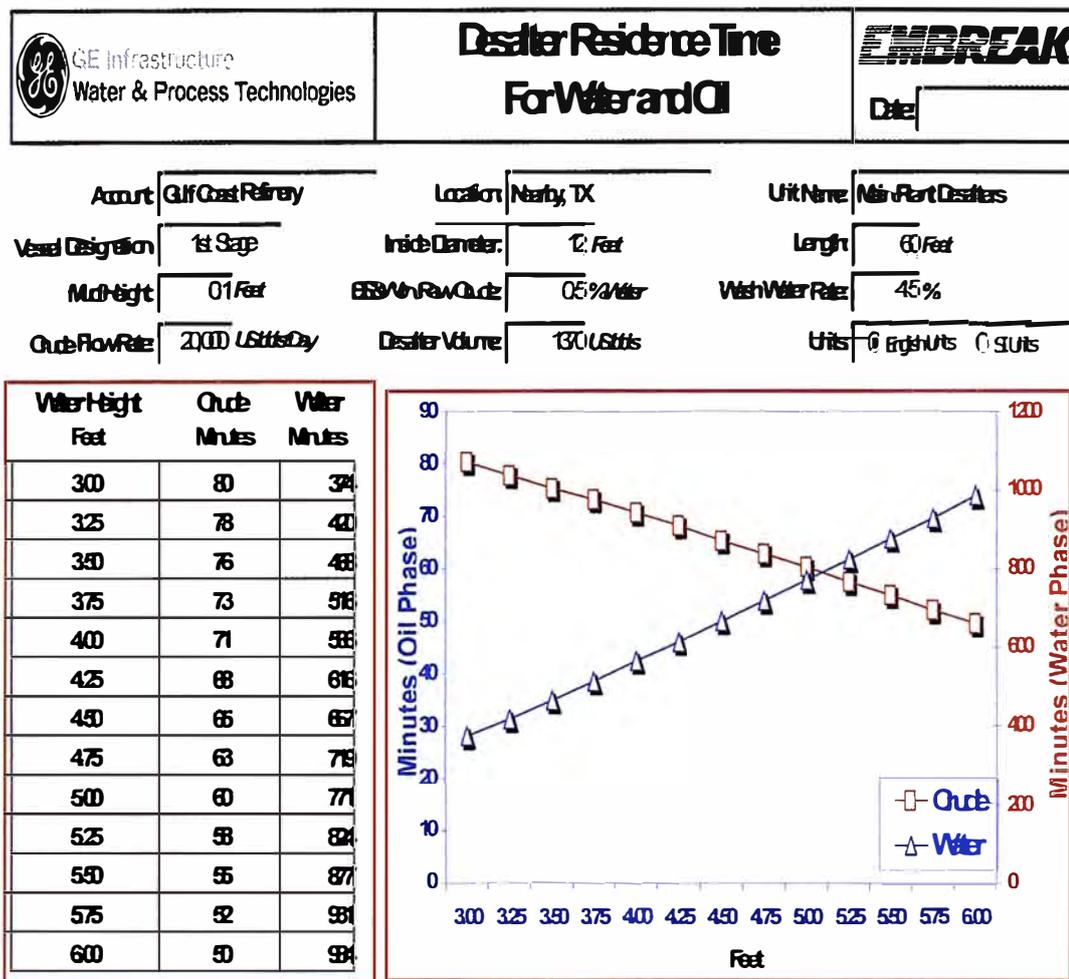
Basados en la siguiente información los diseñadores de desaladoras han establecido los rangos de los tiempos de residencia basados en la experiencia con crudos con un específico API, esto se muestra en la tabla N°5.4.

Tabla N° 5.4
TIEMPO DE RESIDENCIA

CRUDO °API	TIEMPO DE RESIDENCIA DEL CRUDO (MINUTOS)	TIEMPO DE RESIDENCIA DEL CRUDO (MINUTOS)
15-18°	30-60	120-140
18-22°	20-30	80-120
22-28°	15-20	60-80
28-34°	10-15	40-60

El siguiente software calcula el tiempo de residencia y es de gran utilidad para el cálculo en tiempo real del tiempo de residencia un crudo en un equipo desalador.

Fig. N° 5.4
TIEMPO DE RESIDENCIA



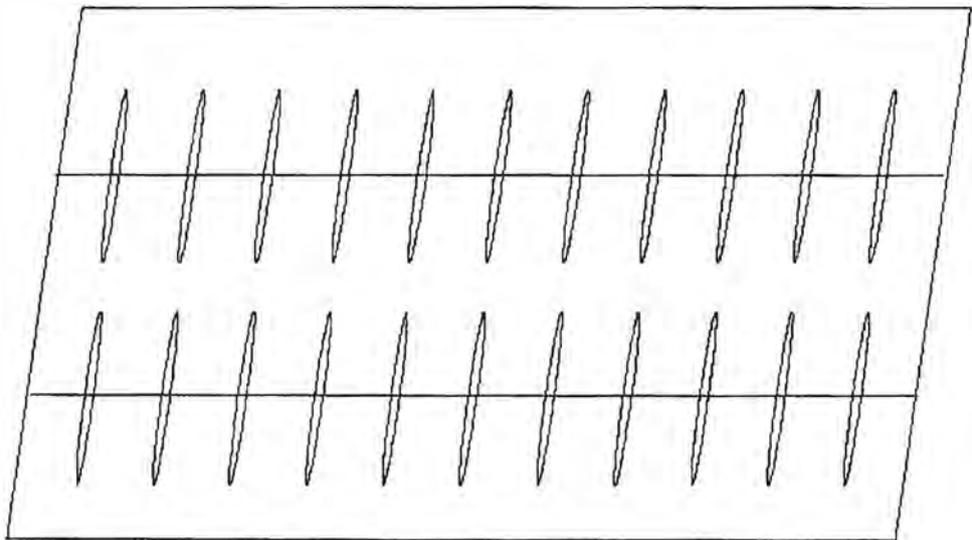
5.7.2 Distribuidor

El Distribuidor incorporado en los equipos desaladores permite una entrada uniforme del petróleo en todo lo largo del equipo. Cada desalador utilizar un tipo específico de sistema de distribución tomando como referencia los niveles mínimos y máximos tanto del crudo como del agua así como el tiempo de residencia de los mismos.

5.7.3 Electrodo.

Los electrodos de los equipos desaladores son estructuras horizontales de barras y columnas. Estas son cargadas con altos voltajes que tienen como fuente de suministro los transformadores. Los electrodos son los encargados de crear el campo eléctrico necesario para generar la coalescencia de las pequeñas gotas formadoras de la emulsión que a medida que se van juntando unas con otras generan gotas más largas o de mayor tamaño que por gravedad van juntándose con la fase acuosa.

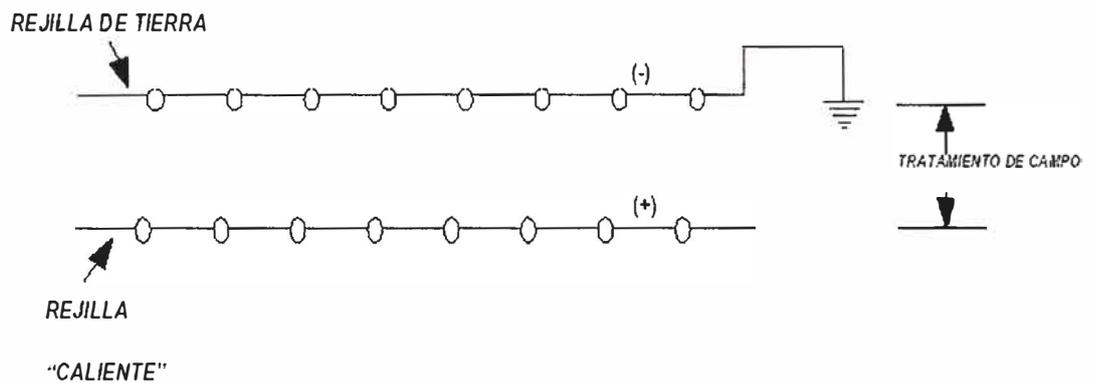
Fig. N° 5.5
CAMPO ELECTRICO



*Vista superior típica del
sistema eléctrico de la rejilla*

El área de tratamiento definida en los equipos de desalación de crudo es la que permitirá definir la capacidad de tratamiento del equipo. Tal es así que una gran área permitirá una gran capacidad de procesamiento. Cada fabricante establece en su diseño un electrodo, la localización del mismo así como las dimensiones del campo de tratamiento.

Fig. N° 5.6
CAMPO DE TRATAMIENTO



VISTA LATERAL DE EXPOSICIÓN DE REJILLA ELÉCTRICA DEL TRATAMIENTO DE CAMPO

La capacidad del campo eléctrico depende de dos aspectos muy importantes tales como: el número de los transformadores secundarios así como de la capacidad de los mismos. Las variables antes mencionadas son las que definen la fuerza de atracción en un campo eléctrico y que se define por E^2 establecida en una fórmula antes mencionada. Generalmente, los diseñadores de los equipos desaladores definen este tipo de variables en base al tipo de crudo que se irá a procesar, llámese API, y la carga total a procesar. Los problemas de las desaladoras ocurren cuando las refineries

optan por procesar crudos de baja viscosidad, crudos con bajo costo en el Mercado, o incrementan la capacidad de procesamiento de crudo saliéndose de las variables de diseño inicialmente consideradas. El indicador que se usa para este caso es la medida de “kVA/liea centro por pie²”, kVA/ft² or kVA/m².

Tabla N° 5.5

SISTEMA DE DESALADORA ELECTRICA

Crudo API°	Crudo SG	Temp °F	Temp °C	Rejillas kVA/ft ²	Rejillas kVA/m ²
>36	<0.845	220-250	105-120	0.1-0.2	1.0-2.0
36-30	0.845-0.876	235-265	110-130	0.2-0.3	2.0-3.0
30-24	0.876-0.910	250-280	120-140	0.3-0.4	3.0-4.0
24-18	0.910-0.947	265-295	130-145	0.4-0.5	4.0-5.0
18-12	0.947-0.986	280-310	140-155	0.5-0.6	5.0-6.0

imagination at work 

5.7.4 Controlador del Nivel de la Interfase.

El sistema de control de nivel de la interfase aceite agua es un sistema que se controla por medio del agua dentro de la desaladora para lo cual el sistema es provisto de una alarma que enciende y apaga una válvula que mantiene un determinado volumen de agua al interior de la desaladora con lo cual se mantiene el nivel deseado tanto del crudo y agua así como se controla el tiempo de residencia de cada elemento. A continuación se describen algunos de los controladores mas comunes que se tienen.

El sistema de flotador es el tradicional sistema de control de nivel en los equipos desaladores. Este dispositivo es un flotador con un peso respectivo que flota en la interface aceite agua. Las características físicas de este sistema pueden variar normalmente entre 4 o 5 pies (1.2-1.5 m) de largo y 4 o 6 pulgadas (10-15 cm) de diámetro. El flotador se diseña y está calibrado para funcionar dentro de una gama especificada de la gravedad del petróleo crudo. El flotador se puede ajustar externamente para controlar un rango diferente de valores de API del crudo pero debe ser modificado internamente si la gravedad del petróleo crudo está sobre o debajo de la gama del diseño.

5.7.4.1 Probeta de Capacitancia

Una probeta de la capacitancia funciona detectando la diferencia en capacitancia entre el aceite y el agua. No es afectada por el cambio de la gravedad del petróleo crudo sino puede ser afectada por la composición y los contaminantes crudos que son eléctricamente conductores. Se emplea a menudo en usos crudos pesados y se utilice como un controlador de nivel ante la insensibilidad de la boya de desplazamiento que no provee un adecuado control de nivel.

5.7.4.2 Detector de Onda

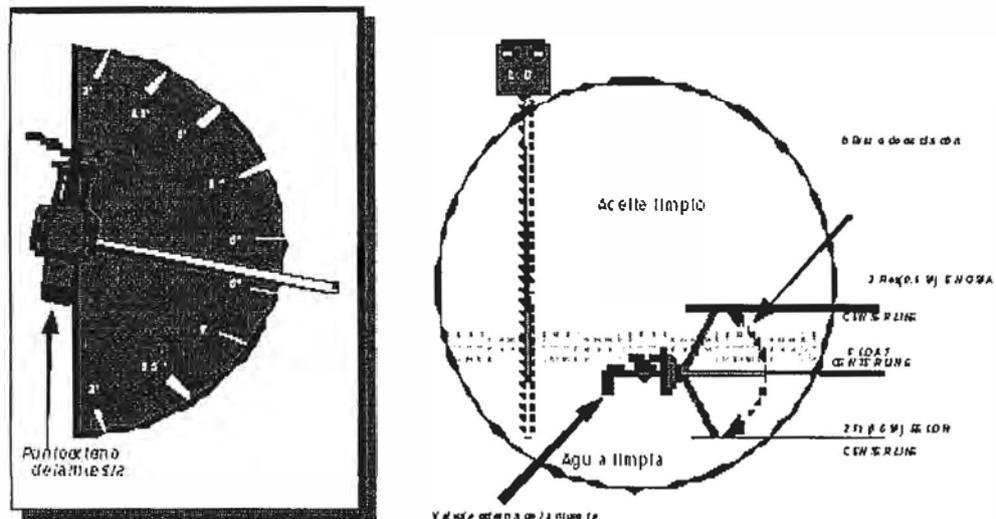
El detector de onda de radio detecta el diferencial en absorbancia de la onda de radio entre el aceite y el agua. No es sensible a los cambios de la gravedad del petróleo crudo, haciéndolo particularmente útil en usos de crudos pesados. Se restringe en el área del control a cerca de un pie en el extremo de la punta de prueba pero puede ser movido a través de una glándula de embalaje para cambiar el área del control. Al igual que el anterior es utilizado para el control de nivel del sistema cuando se desala crudos pesados.

5.7.5 Sistema de Muestreo de Interfases

El sistema del muestreo de las interfases se utiliza para determinar el nivel de interface real y para proveer de una indicación del grueso o ancho de la emulsión. El contenido del agua y de aceite del perfil del interface es la primera y mejor indicación de una mejora o de una degradación en el control de la emulsión. Saber la elevación del nivel de la interfase y la relación con el tamaño del recipiente nos ayuda a optimizar ya sea la operación o el proceso de desalación.

Un sistema de muestreo de brazo ajustable permite monitorear diferentes puntos al interior del desalador. Este tipo de desarrollo es una tubería que ingresa al interior del equipo y puede proveer distintos tipos de muestras a distintos niveles por medio de un ajuste externo. Ver fig. N° 5.7

Fig. N° 5.7
MÉTODO DEL BALANCEO DE LA MUESTRA



DETALLES DEL BALANCEO EXTERNO

El más común método de muestreo del nivel de la interfase agua y aceite en el desalador es usando un sistema de muestreadores por fijos a distintas alturas del equipo. Comparativamente con el sistema anterior antes descrito el sistema de brazo móvil tiene la ventaja de ajustarse en cada toma a un nivel correspondiente del equipo. La figura adjunta nos muestra el detalle de este tipo de configuración descrito.

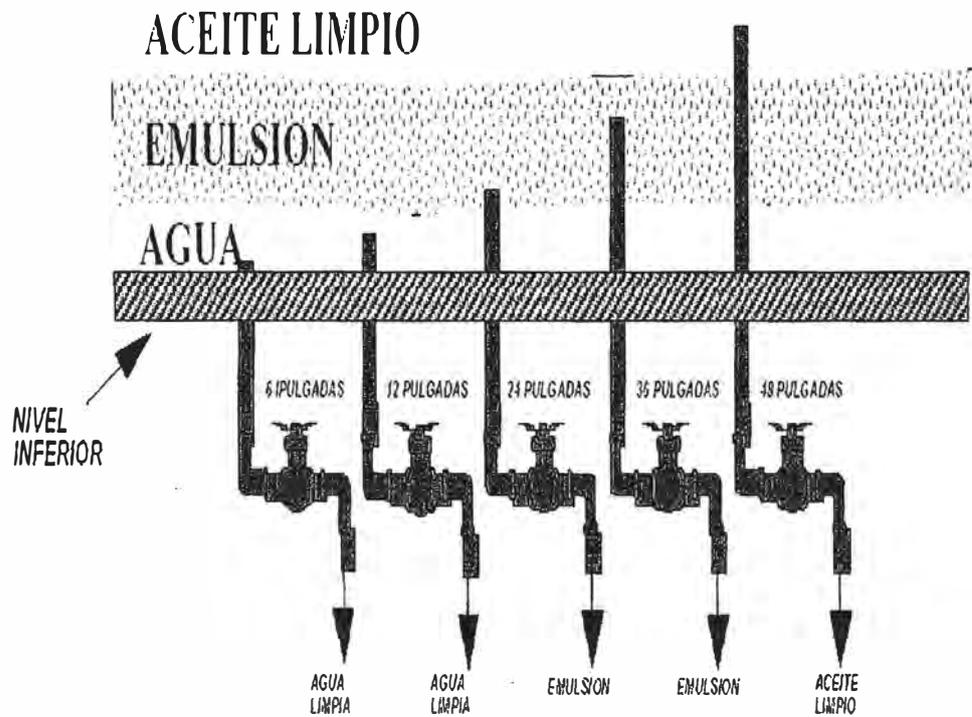
El muestreo de los fluidos por medio de sistemas de toma muestra permite a la refinería determinar con exactitud que es lo que está sucediendo en el proceso de desalado y la acción correctiva que se debe tomar para lograr un crudo con una

baja salinidad. Algunos de los factores críticos que pueden ser determinados son:

- La altura del agua libre.
- El agua, aceite y sólidos contenidos en la interface
- El ancho de banda de la interfase
- El contenido de agua y aceite a varios niveles arriba de interfase.

Fig. N° 5.8

METODO SIMPLE TRYCOCK



5.7.6 Sistema de Lavado de Lodos

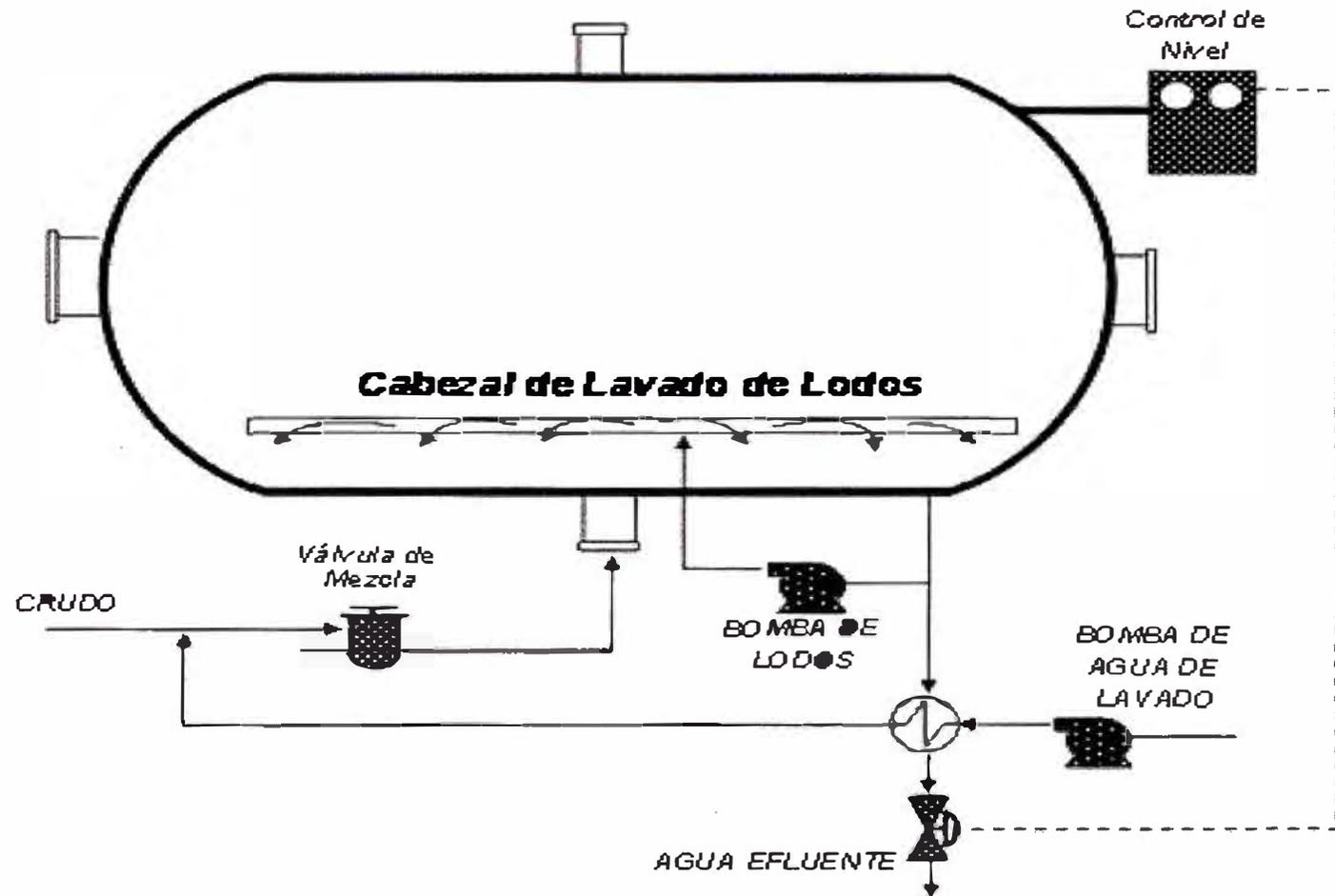
El sistema de lavado de lodos o sedimentos es un sistema desarrollado para agitar los fondos de la desaladora en la fase de agua con la finalidad de evitar la acumulación de sólidos suspendidos en el fondo de la desaladora. Los sólidos son removidos del fondo y son evacuados en el agua efluente. El sistema de lavado de sólidos consiste de una tubería con un sistema distribuidor a una altura del fondo del equipo de 30 a 45 cm. Con inyectores a una distancia de 1.8 mt cada uno a lo largo de la desaladora.

Los sistemas más comunes toman agua del afluente de la desaladora y la hacen circular por el cabezal de la tubería de lavado de lodos. En esta configuración cuando trabaja el sistema ni el nivel ni temperatura se ven alterados o modificados de drásticamente de sus valores de control. Como una regla general se puede tomar como referencia un flujo de 10 p/min en cada uno de los inyectores del lavado de lodos con la finalidad de no alterar el régimen al interior del equipo.

Algunos sistemas de lavado de lodos no poseen un sistema cerrado de lavado por lo que se usa el agua utilizada para el desalado de crudo, en este caso se cierra la válvula que va para el lavado de crudo y se abre la válvula que se usa para el sistema de evacuación de lodos. Este sistema no es especialmente recomendado ya que cuando se procesa de esta manera no se usa agua para el lavado de crudo por lo que el desalado se ve afectado.

Fig. N° 5.9

SISTEMA DE LAVADO DE LODOS



5.8 Factores de Proceso en el Desalado de Crudo

5.8.1 Temperatura

Generalmente, El desalador opera en un rango de temperatura que van desde los 240 °F hasta los 300 °F Generalmente, (115°C– 150 °C), dependiendo del API del crudo. La temperatura y calor disminuye la viscosidad del aceite haciendo que la coalescencia sea más fácil lo cual genera que las gotas de agua incrementen la velocidad de caída a través del crudo. Así mismo el calor o incremento de la temperatura aumenta la eficiencia en la disolución de los agentes orgánicos emulsionantes que son los responsables de la estabilización de la emulsión. Un beneficio adicional es el incremento de la difusión de los estabilizantes en el crudo que pueden ser eliminados por la salmuera que se va al tratamiento externo por una menor estabilidad de la interfase que rodea a todos estos elementos. Sin embargo, cuando la temperatura se incrementa, la solubilidad del agua en el aceite se ve favorecida en 0.1 a 2%. La solubilidad del agua no se ve afectada con el arrastre de la sal porque esta agua no tiene sal.

En una desaladora, operar a temperatura mayor a 150°C hace que el crudo se vuelva más conductivo, causando que el voltaje caiga y el amperaje se eleve. Esto genera un decremento en la eficiencia de la desaladora por que la coalescencia y la deshidratación dependen primariamente de la gradiente del voltaje entre los electrodos.

Temperaturas de Desalado están contenidas en la Tabla N° 5.6

Tabla N° 5.6
RANGOS DE TEMPERATURA EN
EL DESALADOR

CRUDO API^o	CRUDO DENSIDAD	TEMP ^oF	TEMP ^oC
>36	<0.845	220-250	105-120
36-30	0.845- 0.876	235-265	112-129
30-24	0.876- 0.910	250-280	121-138
24-18	0.910- 0.947	265-295	129-146
18-12	0.947- 0.986	280-300	138-150

5.8.2 Sistema Eléctrico

El sistema eléctrico es la fuente de poder para los electrodos de la desaladora. Una falla en el sistema puede resultar en la pérdida del campo eléctrico requerido para la coalescencia. Como resultado se puede obtener una pobre deshidratación del crudo así como un incremento de la sal y BS&W como resultado final. Un conocimiento del sistema es necesario con la finalidad de poder separar los problemas del proceso de los mecánicos.

El sistema eléctrico esta compuesto por los siguientes elementos:

1. Switch
2. Transformador y Reactor
3. Bushing de Entrada
4. Aislantes de los electrodos.
5. Medidores Eléctrico (Voltímetro y Amperímetro)

5.8.3 Presión

La presión del desalado debe mantenerse lo suficientemente alta para prevenir la vaporización del crudo o del agua contenida en el desalador. Si no se mantiene la presión adecuada dentro del equipo puede generar un arrastre de agua junto con el crudo. Como regla general los fabricantes recomiendan mantener una presión por 20 PSI por arriba del vapor de presión del crudo o vapor de agua. Ver Tabla en donde se muestra la presión de vapor del agua versus varias temperaturas.

TABLA N° 5.7
TABLA DE VAPOR

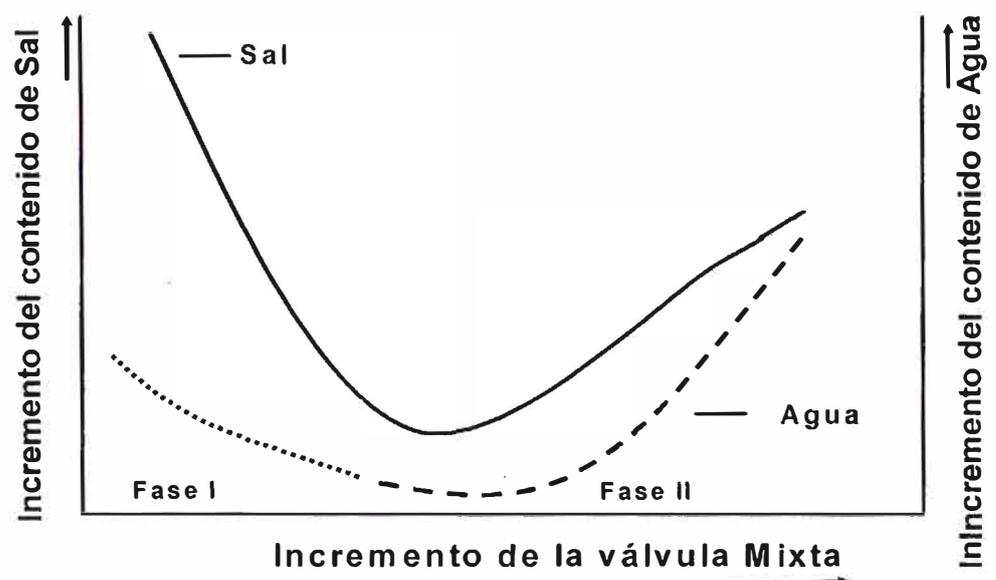
PRESIÓN ABSOLUTA	
TEMPERATURA °F/°C	PRESIÓN Lb/in. ² /BAR
200/93.3	11.525/1.7946
202/94.4	12.010/1.8281
204/95.6	12.512/1.8626
206/96.7	13.031/1.8984
208/97.8	13.568/1.9355
210/98.9	14.123/1.9737
212/100	14.696/1.0133
215/101.7	15.591/1.0750
220/104.4	17.188/1.1851
225/107.2	18.915/1.3041
230/110	20.78/1.4327
235/112.8	22.80/1.5720
240/115.6	24.97/1.7216
245/118.3	27.31/1.8830
250/121.1	29.82/2.0560
255/123.9	32.53/2.2428
260/126.7	35.43/2.4428
265/129.4	38.54/2.6572
270/132.2	41.85/2.8855
275/135	45.40/3.1302
280/137.8	49.20/3.3922
285/140.6	53.25/3.6714
290/143.3	57.55/3.9679
295/146.1	62.13/4.2837
300/148.9	67.01/4.6201
305/151.7	72.18/4.9766
310/154.4	77.68/5.3558
315/157.2	83.50/5.7571
320/160	89.65/6.1811
325/162.8	96.16/6.6300

5.8.4 Válvula de Mezcla. ΔP

El propósito de la válvula de mezcla es proveer la suficiente mezcla para obtener un íntimo contacto del agua de lavado con la sal y la salmuera presente en el crudo, pero, la mezcla debe ser solamente lo necesaria ya que una cantidad mayor de mezcla puede generar una emulsión que pase sin resolverse los campos eléctricos en la desaladora y arrastra agua y sal presente en el crudo. En otros casos cuando la mezcla no es lo suficiente se tendrá una pobre remoción de sal como resultado de una inadecuada mezcla. La válvula de mezcla opera en rangos entre 5 y 25 PSI (0.34-1.72 Bar) El valor de operación de la válvula de mezcla debe ser fijada luego de un proceso de operación de optimización.

Fig. N° 5.10

OPTIMIZACIÓN DE LA VÁLVULA DE MEZCLA



Representación típica de un aceite de crudo.

La figura anterior muestra la optimización de los valores de operación de una válvula de mezcla; la figura es una ilustración de los efectos del ajuste del Δp . En la fase I tenemos pequeñas gotas de salmuera. Cuando la presión en la válvula de mezcla es incrementada el agua de lavado hace contacto con la salmuera facilitando la desalación y remoción de agua. En la fase II la válvula de mezcla tiene un incremento drástico de caída de presión por lo que las gotas de agua de lavado las cuales contienen la sal son mucho más pequeñas. Cuando las gotas tienen un tamaño demasiado pequeño estas no pueden coalescer y removerse del crudo por lo que el contenido de sal en el crudo desalado se va incrementando.

5.8.5 Inyección de Agua de Lavado

Agua fresca es adicionada a la desaladora en un porcentaje en volumen entre 4-8% basado en el flujo de crudo. El agua es inyectada antes de la válvula de mezcla en la descarga de la bomba de crudo la cual puede dividirse en 2 ramales dependiendo de la calidad del crudo. La adición de agua en la descarga de la bomba y el precalentador frío es importante ya que ayuda a reducir el contenido de depósitos de sales solubles en los intercambiadores y trae como beneficio adicional un tiempo de contacto más amplio entre el crudo a desalar y el agua de lavado. Adicionar más agua de lavado es frecuentemente recomendado para mantener un control del grado de la emulsión entre el crudo y el agua. El agua de lavado no debe inyectarse en la succión de la bomba de carga de crudo por que puede resultar en una fuerte emulsión que no se puede resolver.

5.8.5.1 Fuente de Agua de Lavado

Muchas Fuentes de agua son usadas, incluyendo, agua potable, agua clarificada de los ríos, condensado de los procesos; vapor condensado y aguas ácidas. El mejor punto de toma de agua para el desalado son las corrientes de condensado de proceso ya que ellas están libres de oxígeno corrosivo y tienen bajo contenido o concentración de sales inorgánicas que pueden ensuciar las unidad de crudo y los sistemas de efluentes. Muchas plantas usan aguas ácidas por que tienen todas las cualidades necesarias deseadas para recuperar fenoles que pueden acarrear problemas en la planta de efluentes.

5.8.6 Nivel de Interfase.

La interfase o el plano horizontal entre la fase continua acuosa y la fase continua aceitosa en la desaladora es normalmente controlada por el nivel máximo permitido por el diseño del equipo que no causa ningún cortocircuito en el campo eléctrico. Esto maximiza el tiempo de residencia para la separación del crudo de la fase acuosa y de cualquier emulsión estable presente en la interfase del equipo. Es necesario realizar un balance de masa tanto del crudo como del agua para definir el óptimo nivel tanto de agua como de crudo de tal manera que no se genere un corto circuito en el campo eléctrico que dará como resultado un arrastre de sal e incremento del BS&W. Así mismo un bajo nivel de reduce el tiempo de retención y puede causar un arrastre de aceite en la salmuera.

5.8.7 *Slop Oil* Inyección

Slop, término genérico para todos aquellos compuestos diferentes al crudo que se adicionan en la corriente de desalado. El mejor *slop* puede ser un producto para ser redestilado. Comúnmente los orígenes de este producto es la recuperación de aceite en la unidad de separación API que al ser adicionado al proceso de desalado contribuye a la estabilización de la emulsión en el desalador o puede presentar severos problemas para su operación.

El *slop* puede generar arrastre de aceite en efluente de la desaladora o la formación de una interfase estable que no permite una buena desalación de crudo. Los problemas anteriormente descritos se presentan por el alto contenido de agentes emulsionantes y alta cantidad de sólidos.

El mejor método para determinar como se puede manejar el *slop* es realizar evaluaciones previas que nos indiquen la cantidad y el tratamiento que se debe utilizar sin que pueda causar ningún problema en el proceso de desalado, en otras palabras, la evaluación previa nos determinará el porcentaje en volumen que se debe adicionar a la corriente de crudo. Otro mecanismo para mitigar la presencia de *slop* es diluir los contaminantes con el incremento del agua de lavado y adicionalmente usar químicos tales como agentes humectantes que permitan mitigar drásticamente los efectos químicos de los elementos contenidos en el *slop*.

El objetivo primordial que toda refinería debe considerar radica en la posibilidad de separar los distintos procesos de

slop de tal manera que sean los menos perjudiciales y se pueden incluir en un mayor porcentaje que los recuperados de los sistemas API y DAF que por su alto contenido de contaminantes deben ser tratados químicamente y previamente antes de su ingreso a la desaladora.

5.8.8 Lavado de Lodos

El lavado de lodos es el proceso por el cual se reducen los contenidos de sólidos suspendidos del fondo de la desaladora, este proceso, se ejecuta con la finalidad de poder controlar el arrastre de estos elementos en la corriente de crudo desalado que posteriormente son los causantes del ensuciamiento de los procesos aguas abajo teniendo como principal perjuicio una alta pérdida de eficiencia energética. El lavado de lodos o Mud Wash normalmente toma un rango de tiempo entre 30 minutos a 2 horas dependiendo del tipo de crudo y cantidad de *slop* utilizado.

5.8.9 Inyección de Rompedores de Emulsión.-

Como se vió en la teoría previa, los rompedores de emulsión son productos surfactantes que migran a la interfase aceite-water con la finalidad de romperla y desestabilizarla, este proceso, permite desplazar los elementos emulsionantes ya sea a la fase acuosa o aceitosa.

Para el proceso de desalado hay varios tipos de rompedores de emulsión. Los rompedores primarios están diseñados para mejorar la deshidratación de crudo y la reducción del contenido de sal manteniendo un efluente libre de aceites.

Los rompedores inversos son productos solubles en agua y son diseñados para resolver emulsiones de aceite y agua.

Después de la coalescencia las grandes gotas de agua regresan a la fase aceitosa resultando en una mejor calidad de agua de la salmuera.

Los agentes humectantes pueden ser solubles tanto en aceite como en agua y son diseñados para poder mejorar la transferencia de sólidos de la fase aceitosa a la fase acuosa.

5.9 Tipo de Desaladora involucrada en el proceso en estudio.-Petreco Bielectric Desalter

El desalador Bielectric Petreco fue diseñado después de considerables investigaciones y muchos años de experiencia operacional variada. El diseño fue desarrollado para lograr la utilización eficiente del volumen interior dentro del recipiente desalador.

La unidad desaladora está equipada con dos electrodos energizados. Normalmente cada electrodo se energiza por una sola unidad de potencia y los electrodos están fijados fuera de fase. La emulsión entra por la parte central del fondo del recipiente y entra en el cabezal distribuidor interno, que reparte el crudo entre los ensamblados de cabezales y distribuidores. La cabeza del distribuidor reparte el flujo entre los pares de electrodo de arriba y de abajo. La emulsión entra horizontalmente en el campo eléctrico de tratamiento.

Lo anterior se realiza con el establecimiento de flujo laminar horizontal entre los electrodos, con coalescencia de agua ocurriendo

en el campo eléctrico de tratamiento y luego la separación vertical de agua del crudo. Como resultado, el agua que baja tiene que vencer menos resistencia que en un modelo de baja velocidad. Después de la separación, en la unidad de baja velocidad, se debe desplazar el crudo que está subiendo para lograr la separación. Esto es un factor mucho menor cuando se trata del desalador Bielectric. El tratamiento de la emulsión entre los electrodos energizados utilizado flujo de líquido horizontal, con separación de agua en sentido vertical, ha sido utilizado por muchos años en varios diseños por Petreco.

El agua separada del crudo entra en la fase de agua de manera semejante a la “lluvia”. Esto reduce al mínimo la turbulencia en la fase de agua y ayuda a mejorar la calidad del agua en el recipiente.

El crudo separado del agua entre los electrodos del centro y de abajo, debe pasar por el electrodo de arriba con un flujo convergente de contracorriente. Con el agua de separación del conjunto de electrodos de arriba. Esto produce una segunda zona de lavado para una mitad del flujo de alimentación a la unidad con un campo eléctrico fuerte. Esto ayuda a mejorar la remoción de sólidos filtrables. En un diseño de baja velocidad, una remoción del 50-60% de sólidos filtrables generalmente se considera aceptable.

Para los crudos livianos, con este diseño teóricamente es factible lograr una doble capacidad de crudo. Para los flujos de alimentación más pesados, este valor teórico disminuye ligeramente.

Las características principales de diseño de la unidad desaladora Bielectric son:

- Utilización Máxima de las dimensiones del recipiente.

- Utilización máxima de las áreas de los electrodos.
- Sistema sofisticado de distribución de crudo
- Mezcla eficiente y efectiva de Aceite / Agua
- Tiempo de residencia máximo
- Unidades de potencia debidamente diseñadas
- Facilidad de operación para el personal de operación
- Sistema de lavado de lodos
- Zona de quietud, Fase de agua de baja de turbulencia
- Sistema de control de nivel estable

Tabla N° 5.8
Parámetros Operacionales

Crudo al Desalador	Crudo No 1	Crudo No 2
Flujo BPD	90,0000	90,000
Gravedad API	34.2	23.6
BS&W, % V, (Max)	0.3 (0.5)	0.3(0.5)
Viscosidad. CSt		
@100°F	5.31	59.87
@122°F	3.97	35.06
Temperatura	220-300 °F	220-300 °F
Presión, psig	La requerida	La requerida
Desalador	Etapa Unica	
Agua de Proceso	Agua Clara, no incrustante, el ph del agua de proceso del desalador será controlado de tal manera que el ph del agua efluente del desalador se mantenga entre 6 y 8 . Se debe utilizar una tasa entre 6% min-10% max	
Temperatura	Caliente o ambiente	
Presión	La requerida	
Presión Válvula de Mezcla	Hasta 25 psig	
Desalador		
Temperatura Operativa	220-300 °F	
Presión operativa	Según se requiera. La presión máxima no debe de exceder la presión de diseño del recipiente. La presión mínima debe ser lo suficiente para mantener el contenido del desalador en estado líquido.	
Servicios Auxiliares		
Agua de enfriamiento	0-3 galones por minuto cuando se saca la muestra	
Aire de instrumentos	1 SCFM por instrumento	

Fig. 5.11

Petresco Bielétrico Tipo I

(Distribución de la Placa)

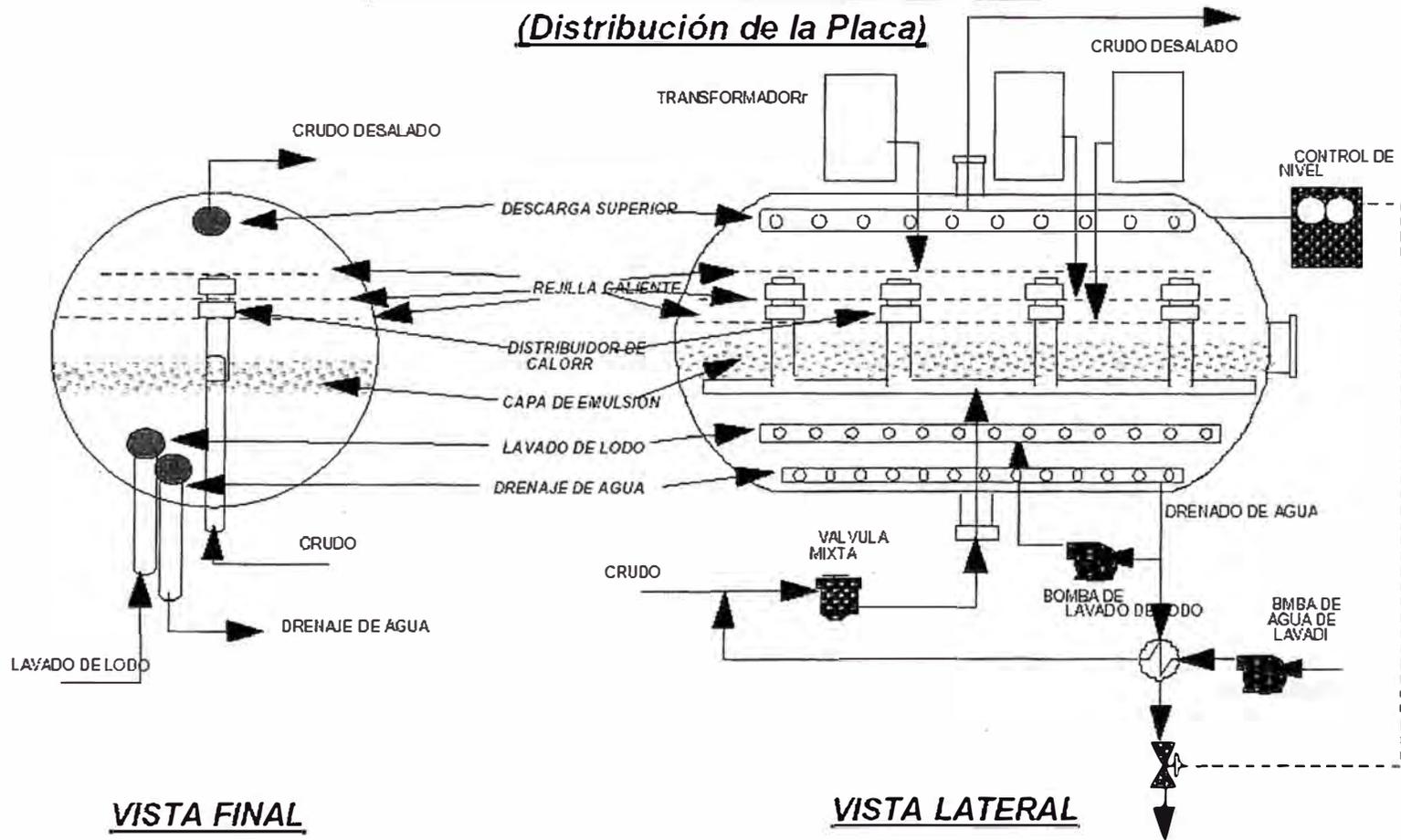
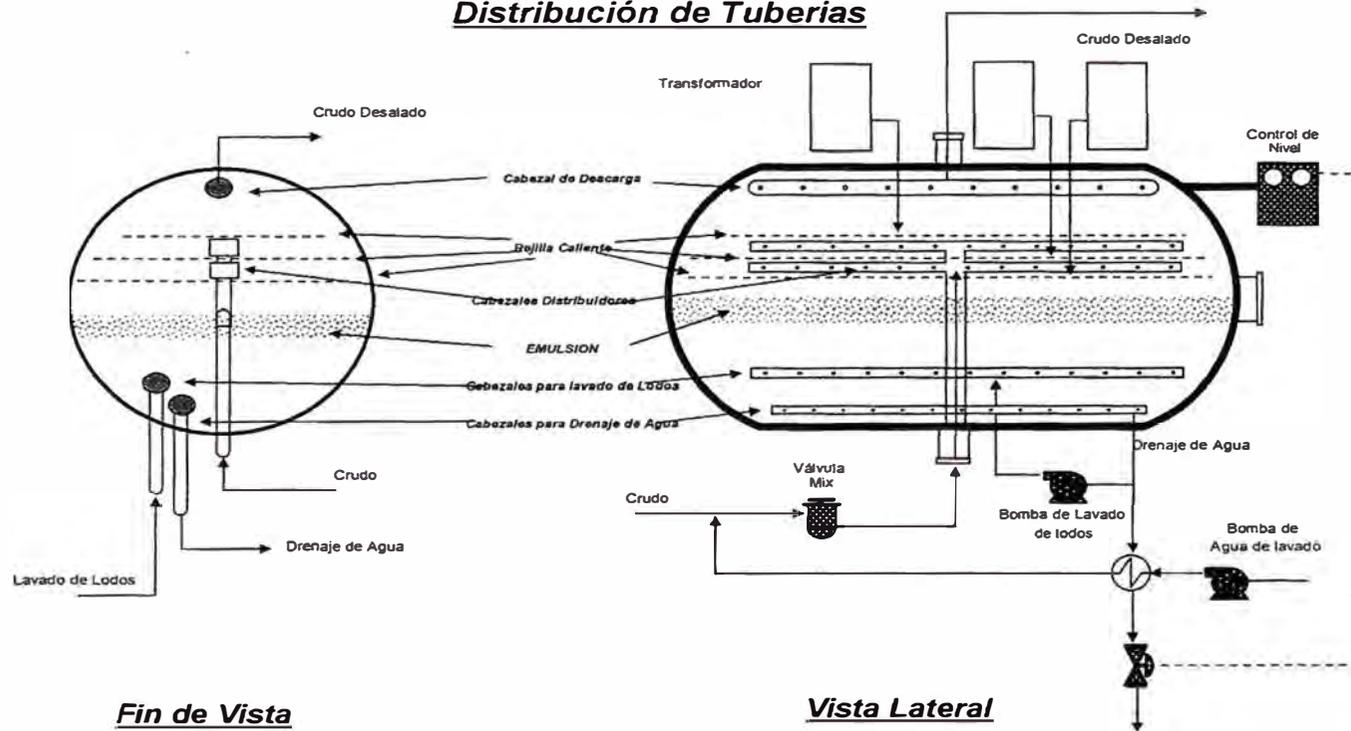


Fig. N° 5.12

Petresco Bilectric Tipo II **Distribución de Tuberías**



5.9.1 Requisitos de Desempeño.-

Las muestras tomadas cada cuatro horas durante un periodo de 24 horas son compositas para obtener el contenido promedio de sales.

El sistema electrostático de etapa único es considerado aceptable si durante la prueba de recepción de 24 horas, el desalador cumple con las siguientes especificaciones bajo las condiciones operativas mencionadas.

1. Entrega de 90,000 BPD de crudo desalado contenido no más que lo indicado en las lista que sigue, por 1,000 barriles de aceite crudo, según se determina por el método de extracción de sales.

Tabla N° 5.9
REQUISITOS DE DESEMPEÑO

SALES DE CRUDO DE ENTRADA	ESPECIFICACIÓN
1-10 ptb	1 ptb
11-25 ptb	2 ptb
26-70 ptb	3.5 ptb
> 70 ptb	Remoción de 95%
Vapor	Para limpieza del recipiente con vapor antes de la inspección
Electricidad Demandada por el desalador	Total 375 Kva, 2400 Volt, 60 Hertz, Cuicuito Trifásico
Carga Supuesta, por Desalador	75 KW

Las presiones y tasas de flujo no deben variar mas de 10% por hora y las variaciones no deben de ser instantáneas.

Las temperaturas no deben variar mas de 10 °F por hora y las variaciones no deben de ser instantáneas.

2. La fase acuosa insoluble, (BS&W), en el aceite crudo desalado, a la temperatura operativa, no excede 0.2% por volumen, según se determina por extracción de sales.
3. El agua efluente del desalador debe tener una concentración de 500 ppm de aceite a temperatura de operación.
4. La remoción mínima de 65% de los sólidos filtrables. (Filtración de 0.45 micron dilución de tolueno)

5.10 Optimización y Control de un Programa en un Sistema de Desalación.

La labor de ingeniería para el trabajo consiste en realizar y encontrar la mejor metodología para la puesta en marcha de un programa de tratamiento así como el planteamiento de un programa de control, seguimiento y predicción de variables que mas influyen o son preponderantes en los resultados operativos del sistema.

Para el caso específico de la optimización de este sistema de desalado en particular se realizó un trabajo en dos etapas las que permitieron desarrollar un programa de tratamiento óptimo en un inicio ya que no se conocian la combinación de variables que nos den la mejor eficiencia del equipo y del tratamiento global.

Con la data recolectada y utilizando metodologías como la Regresión Multivariable, MRA, que permite combinaciones de hasta 10 variables para lograr la rigurosidad estadística de una ecuación que permita predecir o estimar la influencia de alguna variable en el proceso de desalado.

5.10.1 Puesta en Marcha del Programa de Tratamiento

La evaluación se realizó en un periodo de 30 días de los cuales 11 días efectivos fueron de toma de muestras, pues se tuvo una carga irregular en el sistema. Las variables optimizadas durante la puesta en marcha del programa de tratamiento fueron:

- Presión diferencial de la válvula de mezcla.
- Cantidad de agua de lavado.
- Dosificación de Aditivo Desemulsificante Embreak 2W107.

Otros parámetros que influyen en el desalado tales como la cantidad de *slop*, temperatura y control de nivel se mantuvieron constantes con una poca variabilidad con la finalidad de poder medir la influencia de las variables que son rápidamente manipulables o que no están influenciadas por un arreglo o requerimiento de inversión.

La temperatura promedio de desalado durante la evaluación fue de 260°F. Sin embargo hubieron “picos” de 239 °F y 278 °F.

El nivel de Agua en la desaladora se mantuvo entre 55 y 60%.

La mezcla de crudo evaluada fue Crudo Talara - Crudo Oriente. La inclusión de Crudo Oriente varió entre 50 – 55%.

El agua de Lavado presentó las siguientes características:

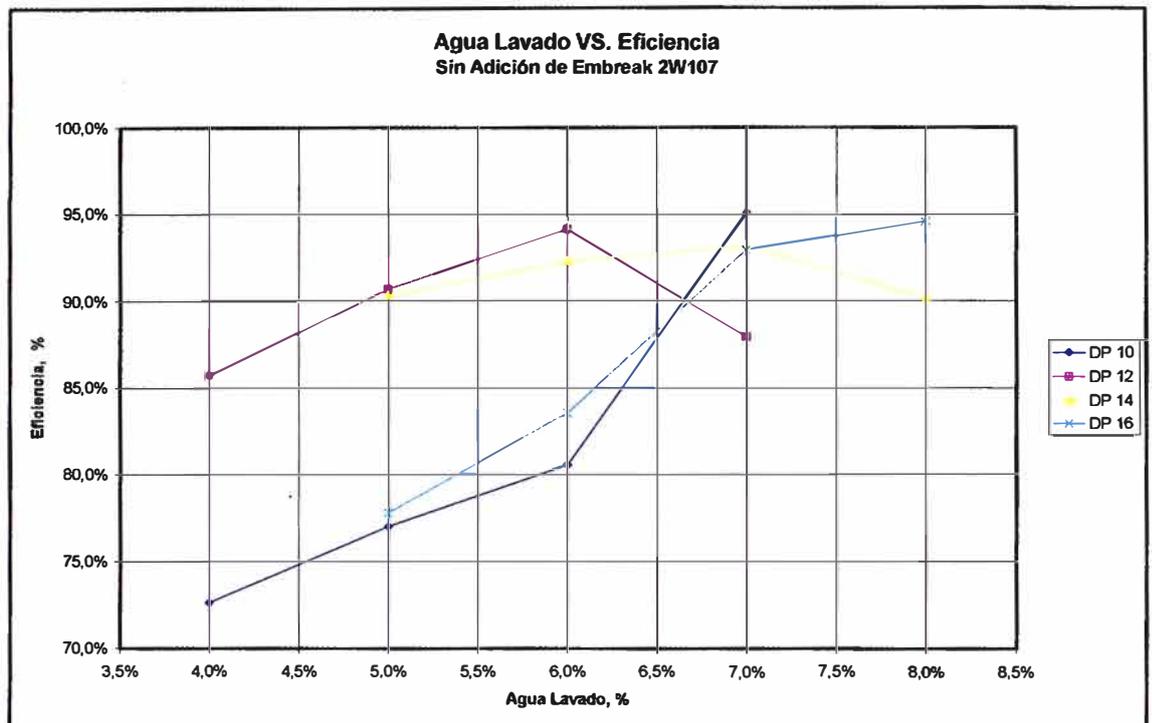
- Cloruros, ppm: 42.6 – 71
- Dureza Total: 12 – 85
- Aceites y Grasas, ppm: 20 – 43
- pH: 6.6 – 7.3

La evaluación tuvo dos etapas:

5.10.1.1 DESARROLLO PRIMERA ETAPA DE EVALUACIÓN.

Durante esta etapa no se dosificó el desemulsificante embreak 2W107. El objetivo de esta etapa fue encontrar la mejor Caída de Presión y el mejor Porcentaje de Agua de Lavado, que optimicen la eficiencia del desalado y minimicen el arrastre de aceites y grasas en la salmuera.

Gráfico N° 5.1



En el gráfico N°5. 1 observamos que para una misma caída de Presión, el incremento de porcentaje de agua aumenta la eficiencia, hasta alcanzar un porcentaje de agua en el que la eficiencia nuevamente cae.

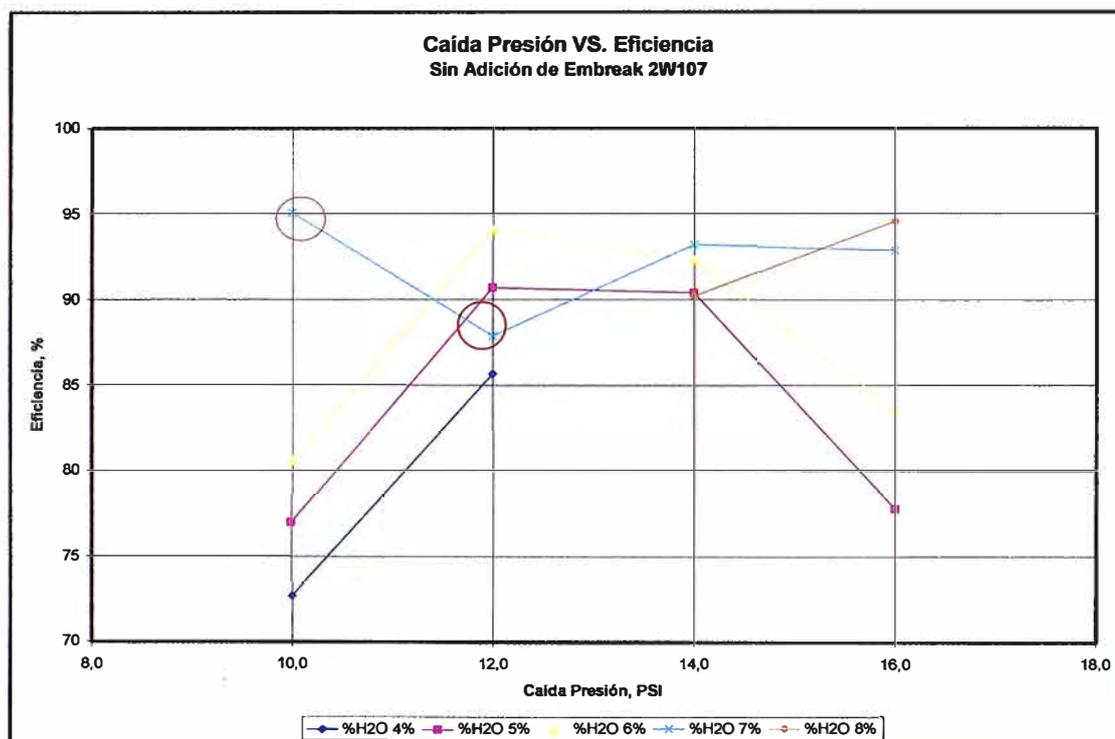
El aumento de eficiencia incrementando el porcentaje de agua obedece a lo siguiente:

- A mayor cantidad de agua existe mejor lavado ya que permite una mejor difusión de la sal contenida en el crudo al agua de lavado con baja concentración de sales.
- Existe una menor distancia entre las gotas de agua que están en el crudo, lo cual

contribuye a una mejor coalescencia, ya que existe una mayor fuerza de atracción entre ellas.

Sin embargo cuando la curva de eficiencia disminuye se debe a que demasiada agua de lavado afecta el campo eléctrico causando un cortocircuito en el sistema y generando una disminución de la coalescencia además de un alto arrastre de agua en el crudo desalado.

Gráfico N° 5.2



En el gráfico N°5.2 observamos que para un mismo porcentaje de agua de lavado, el

incremento de la caída de presión en la válvula de mezcla aumenta la eficiencia hasta llegar a un máximo, luego del cual la eficiencia decrece.

El aumento de eficiencia incrementando la caída de presión obedece a un mejor contacto, (mayor intensidad de mezcla), entre las gotas de agua y crudo que ayuda a una mejor remoción de sales del crudo. Sin embargo cuando la curva de eficiencia disminuye se debe a que demasiada caída de presión origina una emulsión muy estable (diámetro de gotas muy pequeño), difícil de resolver en el campo eléctrico ya que la distancia entre ellas es muy amplia y fuerza de atracción eléctrica es demasiado pequeña como para poder originar una atracción entre ellas.

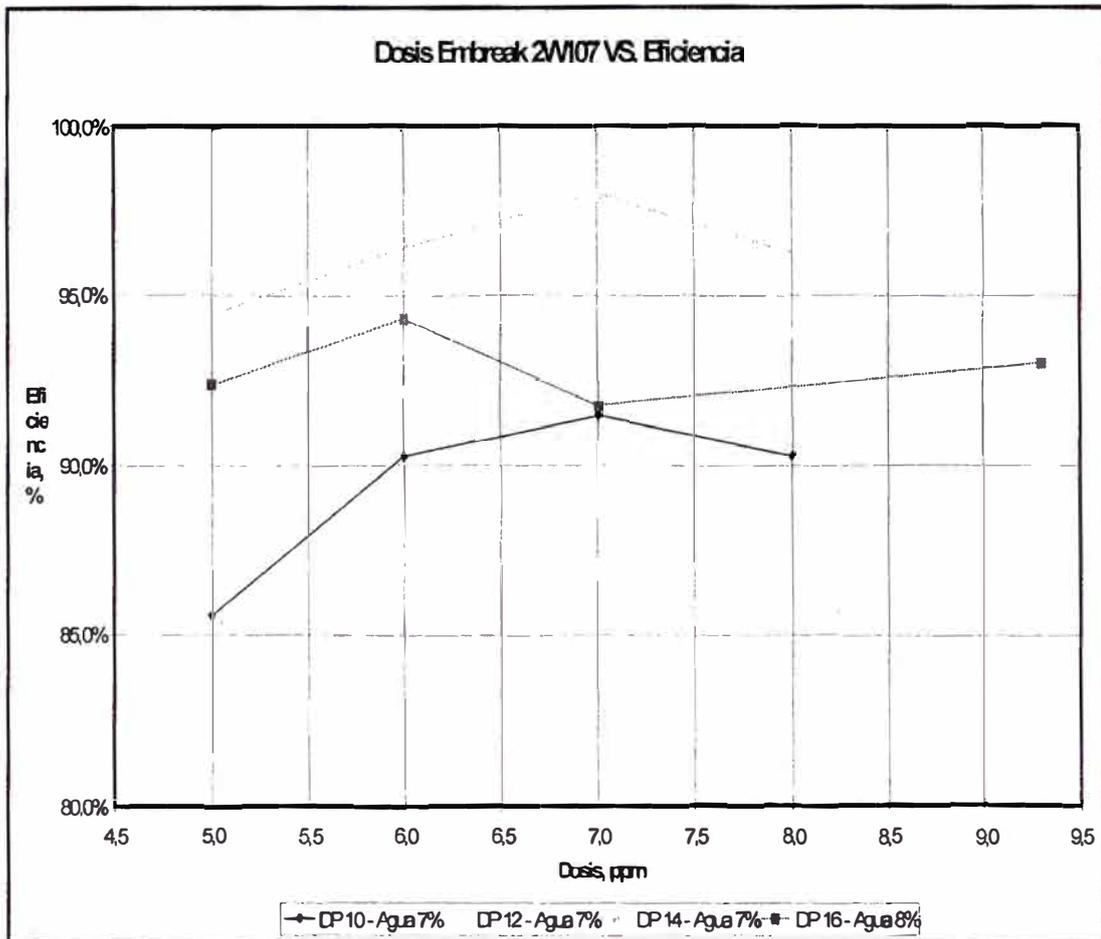
5.10.1.2 DESARROLLO SEGUNDA ETAPA DE EVALUACION

En esta etapa el objetivo fundamental era poder determinar la influencia del rompedor de emulsión considerando las variables operativas que nos dieron las mejores eficiencias encontrados durante la ejecución de la primera etapa. La variación de la dosis se determine en un rango de 5 a 8 ppm.

Tabla N° 5.10
RESUMEN VARIABLES OPERATIVAS EVALUADAS.

MEJOR PAR DE VARIABLES SELECCIONADO	DOSIS	EFICIENCIA	SAL CRUDO ENTRADA	SAL CRUDO DESALADO	TEMPERATURA
	ppm	%	PTB	PTB	°F
Caída Presión: 10 Agua de Lavado: 7%	0	95,1	30,20	1,60	263
	5	85,6	9,10	1,70	264
	6	90,2	7,70	1,00	261
	7	91,5	12,60	1,30	259
	8	90,3	13,20	1,50	253
Caída Presión: 12 Agua de Lavado: 7%	0	87,9	12,10	1,75	257
	5,5	94,3	15,70	1,01	266
	6	92,1	14,30	1,25	266
	7	97,9	12,10	0,29	259
	8	93,9	10,80	0,76	239
Caída Presión: 14 Agua de Lavado: 7%	0	93,2	22,70	1,20	251
	5	94,5	36,80	2,17	255
	6	96,4	28,10	1,10	260
	7	98,0	27,50	0,60	253
	8	96,2	24,10	1,00	244
Caída Presión: 16 Agua de Lavado: 8%	0	94,6	20,30	1,20	256
	5	92,4	15,20	1,37	258
	6	94,3	18,10	1,21	257
	7	91,8	16,70	1,60	252
	9,3	93,0	15,00	1,22	253

Gráfico N° 5.3



En el gráfico N°5.3 observamos que para el mejor par de variables seleccionado, el aumento de aditivo desmulsificante produce un incremento de la eficiencia, cuando la dosis usada es 7,0 ppm.

El aumento de eficiencia incrementando la dosis de aditivo obedece principalmente a lo siguiente:

- Una mejor resolución de la emulsión presente en el crudo, por el rompimiento de los elementos emulsionantes que se encuentran en el crudo.
- Otra de las consideraciones que podemos tener de esta evaluación es cuando la caída de presión tiene un máximo de 14 psi y el porcentaje de agua de lavado es 7%.
- En el caso en que la caída de presión se fijo en 16 psi se tiene una curva errática y de baja eficiencia de desalación básicamente por el hecho de que a esta presión se presentan gotas de emulsión muy pequeñas que con una alta estabilidad y que no pueden resolverse fácilmente. En este caso es necesario evitar esta variable por arriba de los 14 PSI.

5.10.1.3 COMPARACIÓN DE RESULTADOS.

A continuación se muestra los resultados comparativos entre ambas etapas de evaluación: sin y con aditivo desemulsificante.

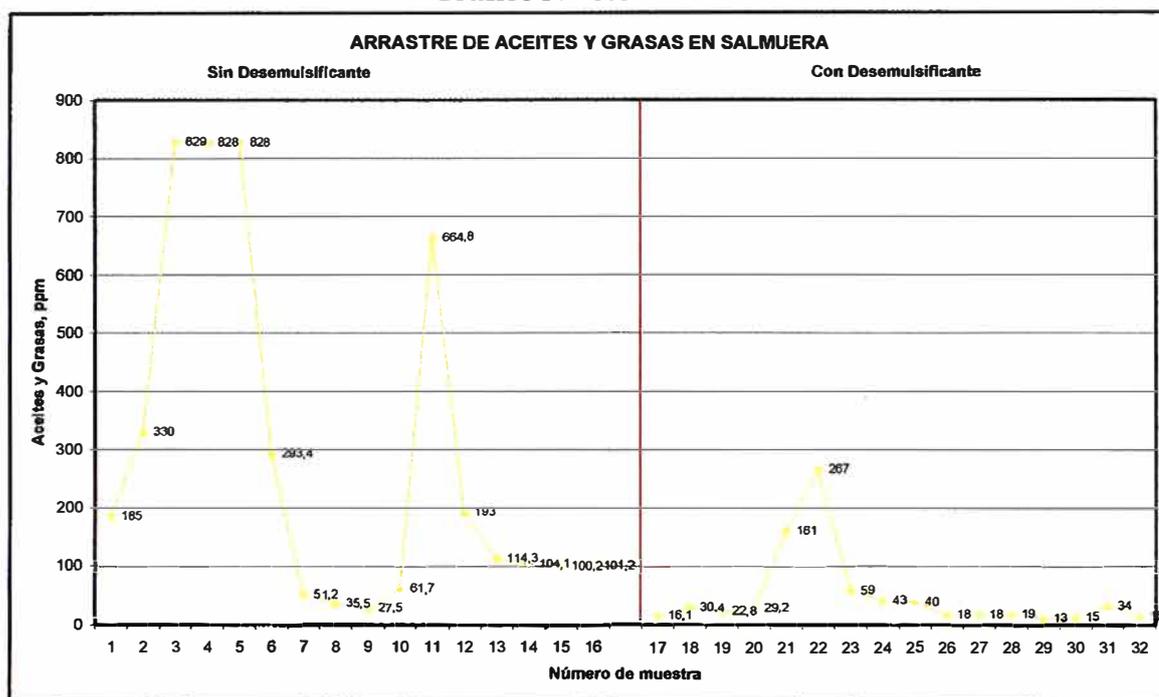
En el gráfico N°5.4 se observa que la mayoría de las muestras evaluadas de crudo en la entrada de la desaladora, tuvieron un contenido de sal entre 10 y 23 ptb. Con excepción de algunas muestras que presentaron su contenido de sal por encima de 25 ptb (llegando a contenidos de 36.8 ptb); y por debajo de 10 ptb (llegando a contenidos de 7.7 ptb).

El gráfico N°5.5 es un gráfico ampliado que muestra el contenido de sal en el crudo desalado con y sin adición del desemulsificante Embreak 2W107. En cada curva con distintos diferenciales de caída de presión de la válvula de mezcla, se puede observar una tendencia marcada a la disminución del contenido de sal en el crudo desalado luego de la adición de nuestro Aditivo Desemulsificante EMBREAK 2W107.

Para una caída de Presión de 12 psi, el mejor valor logrado sin desemulsificante fue de 1.4 ptb, y con desemulsificante fue de 0,29 ptb.

Para una caída de Presión de 14 psi, el mejor valor logrado sin desemulsificante fue de 1.1 ptb, y con desemulsificante fue de 0,60 ptb.

Gráfico N° 5.6



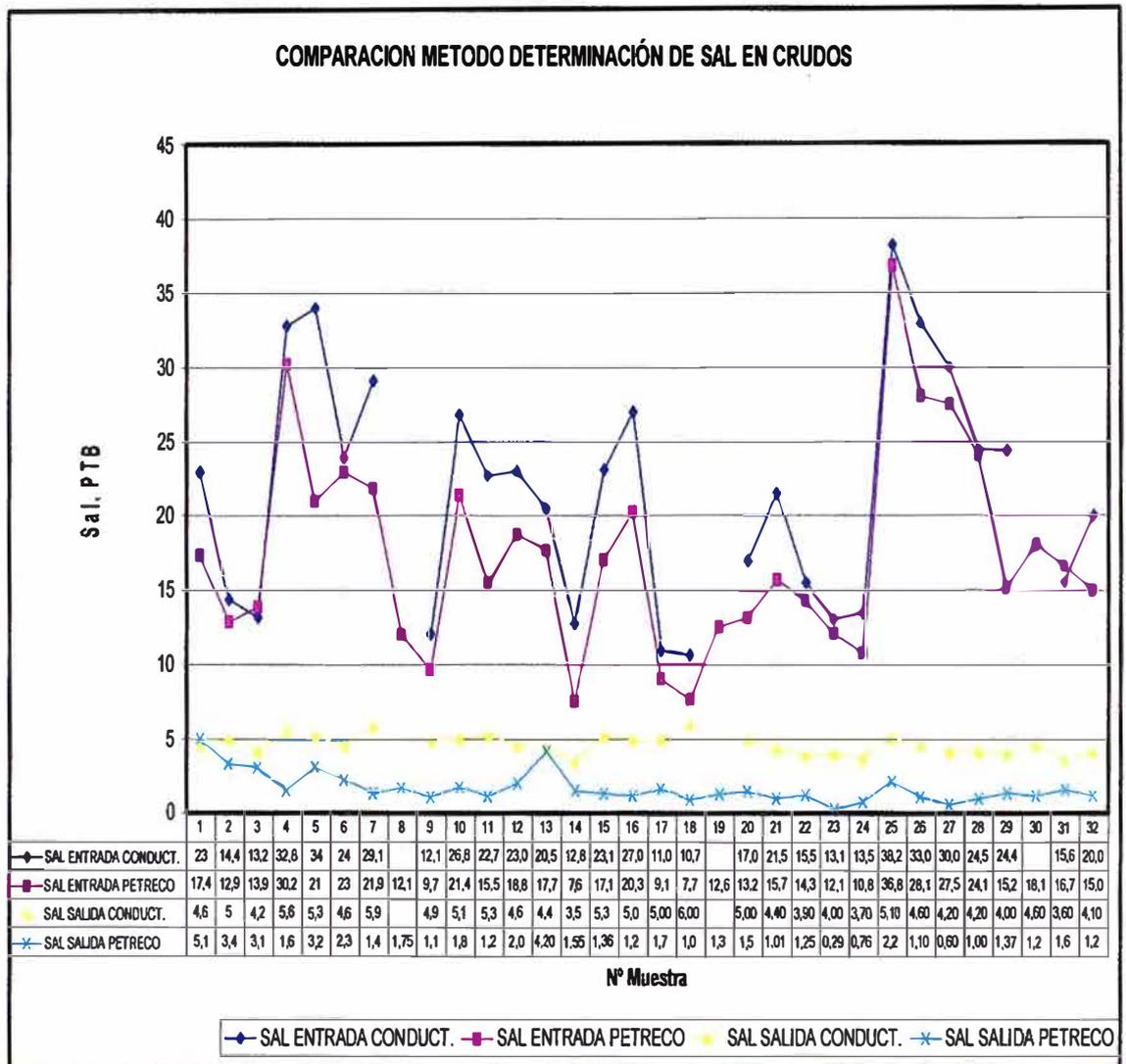
En el gráfico N°5.6 se demuestra otro beneficio relacionado con el uso del desemulsificante, Embreak 2W107, que disminuye considerablemente el arrastre de aceites y grasas en el agua efluente de la desaladora.

El promedio del contenido de aceite en la salmuera en muestras sin aditivo desemulsificante fue de 296.7ppm, mientras que le promedio obtenido con la inyección de aditivo desemulsificante fue de 50.1 ppm.

Sin adicionar desemulsificante el mayor arrastre de aceites y grasas en la salmuera fue de 829 ppm y el menor arrastre fue de 27.5 ppm.

Con la adición de desemulsificante el mayor arrastre de aceites y grasas en la salmuera fue de 267 ppm y el menor arrastre fue de 13 ppm.

Gráfico N° 5.7



El gráfico N° 5.7 muestra un comparativo entre el método para la determinación de sal en crudo basado en la conductividad y el método por extracción de sales Petreco.

En los crudos sin desalar el margen de error entre los dos métodos es muy variable.

En los crudos desalados, el margen de error entre los dos métodos es más constante. Se obtuvo un valor promedio de esta diferencia de 3.1 ptb.

5.10.2 Control del Programa de Tratamiento.

Una vez conseguidas las variables que nos permiten tener los resultados o parámetros objetivos deseados es muy importante poder mantener las variables dentro de un rango establecido de control y simulación permanente ya que el sistema no es estático y existen variaciones procesales que implican un adelanto o anticipación al proceso. Con la finalidad de poder reducir la influencia de los entes perturbadores que impedirán lograr los resultados especificados para el proceso de desalado es muy importante señalar que se requieren sistemas de la recolección de datos con los que se pueda realizar una correlación entre las variables.

Para el control predictivo de sistemas de Proceso nuestra empresa tiene implementado el sistema MRA, (Análisis de Regresión Múltiple), en este caso en particular, desalado de

crudos, es de inmensa utilidad el uso de esta herramienta estadística dado el nivel de variables involucradas en el sistema y la cantidad de datos que se pueden procesar simultáneamente..

El MRA es un sistema predictivo de comportamiento el cual considera más de 2 variables involucradas en un determinado proceso cuantificando las relaciones netas que tienen las variables independientes con la variable dependiente.

El parámetro que se mide para determinar si la ecuación obtenida de la información muestral se acepta es el coeficiente de determinación, el cual, mide el grado de correlación entre las variables independientes y la variable dependiente . Cuanto mas cercano a 1 este el coeficiente de determinación podremos indicar con mayor precisión y exactitud la influencia de la o las variables independientes en la variable dependiente. Para dar por aceptado un valor de R^2 y por ende la ecuación de la correlación, así mismo, es necesario realizar la prueba de hipótesis nula que nos indicará en base a la información muestral si aceptamos o rechazamos los valores encontrados que indican la variabilidad del sistema.

El programa de regresión múltiple diseñado por nuestra compañía tiene la ventaja de poder entregarnos en tiempo real lo siguiente:

- Simultanea generación de 4 modelos de correlación y su R^2 .

- Capacidad de manipular entre 1y 10 variables independientes con un número ilimitado de datos muestrales.
- Aplicabilidad para un sinnumero de procesos industriales.

5.10.2.1 Modelamiento y Simulación del Proceso.

El modelamiento y simulación del proceso se realizo por medio de un software MRA, Análisis de Regresión Análisis, que tiene la capacidad de correlacionar simultaneamente 4 correlaciones y el factor de correlación R^2 apartir de la manipulación estadística de hasta 10 variables independientes con un número ilimitado de datos.

La simulación del proceso comienza con la recolección de data necesaria para realizar las corridas que nos den como resultados la ecuación que implique una cuantificación de la variable independiente y como se ve afectada por la variación de cada una de las variables independientes que han intervenido en la generación de la misma.

En la **Tabla Nº 5.11** siguiente se muestra una corrida en donde se pueden apreciar los resultados obtenidos luego de realizar las corridas necesarias para hallar la ecuación correspondiente.

Tabla N° 5.11

DATOS DE ENTRADA AL SOFTWARE MRA

Eficiencia de Desalado	Dosificación de Rompedor de Emulsión ppm	API Del Crudo	Contenido de Sal PTB	Crudo a Procesar BLD	Temperatura de Desalado °F	Caida de Presión PSI	Cantidad de Agua de Lavado BLD	Nivel De Desaladora
87.09%	7	28	28	62000	267	7	2480	55%

Variable dependiente.
El programa retorna un valor al ejecutarse

Variable independiente.
Son variables que pueden tomar cualquier valor racional operativo

5.10.2.2 Análisis Físico Químicos.

Como se ha visto en las explicaciones anteriores el desalado es una técnica muy importante para eliminar cualquier contenido de sal, agua y sedimentos al crudo influente a una desaladora y por ende a una refinería. El desalado es el primer proceso cuya finalidad es de retirar todos los contaminantes presentes en el crudo que pueden generar problemas operacionales relacionados con la vida útil de los equipos, de ahí la importancia de realizar un seguimiento y control que nos permita predecir y realizar las acciones correctivas o predictivas necesarias para alcanzar los objetivos planteados inicialmente ya sea en los niveles de sales o contenido de sedimentos y agua.

Los principales análisis basan su metodología en normas que regulen y enmarquen los procedimientos ya sea para PTB o BS&W, estas normas son las normas ASTM o de cualquier otra institución que caracterice y norme los procesos de toma de muestras y su respectivo análisis con la finalidad de garantizar la calidad de los resultados que redundarán en la toma de decisiones ya sea en el ámbito correctivo, predictivo y/o preventivo.

En la **Tabla N° 5.12.** se presenta una relación de los métodos existentes para el desarrollo de las diferentes evaluaciones requeridas.

Tabla N° 5.12
METODOS EXISTENTES

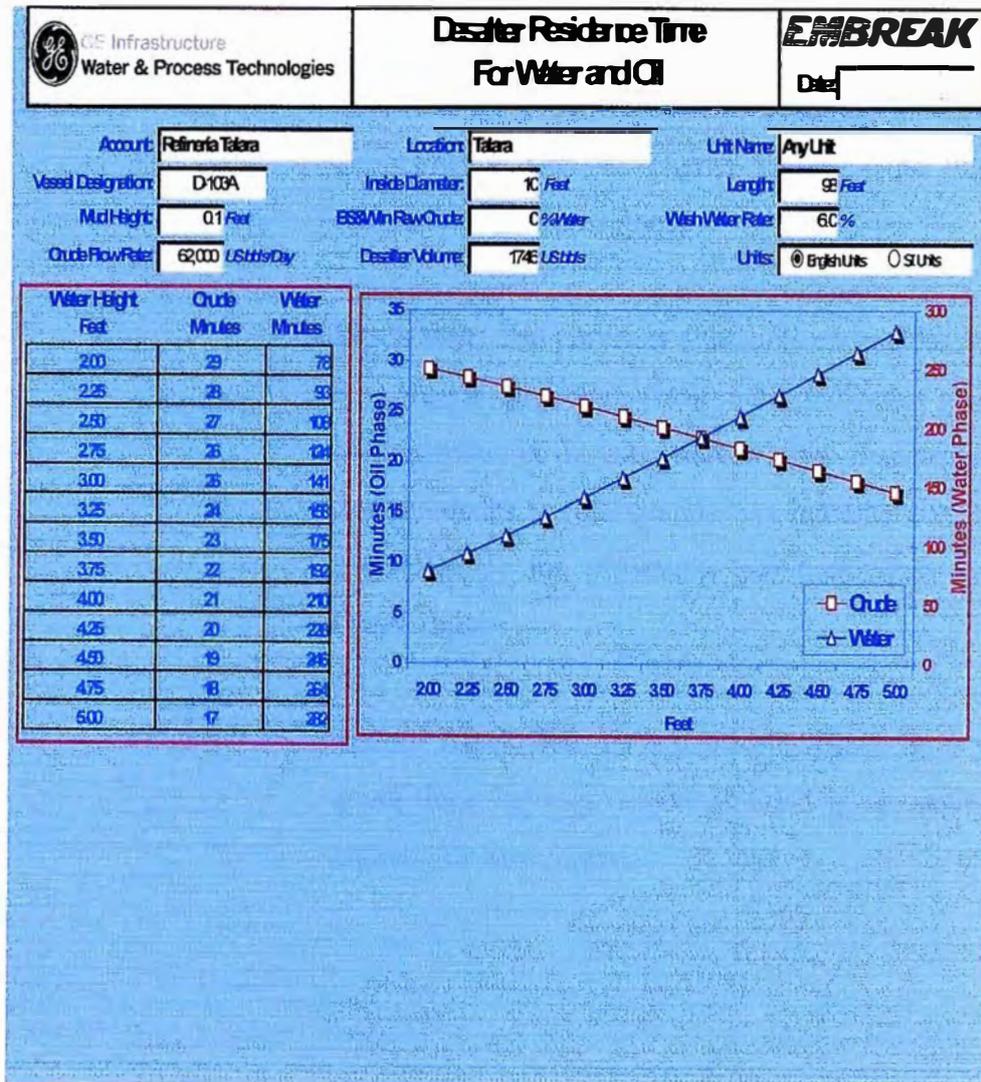
Análisis	Scope
ASTM D4006	Determinación de Agua en Petróleo Crudo por Destilación
ASTM D4007	Determinación de Agua y Sedimentos en Crudo por Centrifugación
ASTM 1976	Este método describe la determinación en laboratorio de water and sediments in combustibles en un rango de 0-30% por el método de centrifugación.
ASTM 3230	Este método es usado para determinar la cantidad aproximada del contenido de cloruros por métodos conductivimétricos. Este es un método que provee una rápida visión de la acción a tomar.

5.10.2.3 Control del Tiempo de Residencia.

El control del tiempo de residencia es muy importante ya que nos determinará por medio de un software el tiempo óptimo necesario que se requiere para tener un crudo dentro de las especificaciones requeridas dependiendo de las variables operativas que se tenga.

Este tipo de software permite de una forma rápida determinar los tiempos mínimos de residencia de un determinado crudo. Es importante mencionar que este tipo de desarrollos nos permite tomar una acción correctiva o predictiva sobre un determinado crudo o situación que se presente. Seguidamente en el Grafico N° 8 se muestra una pantalla del programa.

Gráfico N° 5.8



Green Belt: Todo el persona que ha sido entrenado en la metodología Seis Sigma para patrocinar y ejecutar proyectos Seis Sigma. Estan abocados a la ejecución de estos proyectos un 20% de su tiempo, y para el caso del personal de campo esto implica el 20% del tiempo dedicado al desarrollo de proyectos Seis Sigma relacionados directamente con el cliente (ACFC- At the customer for the customer).

Black Belt: Son personas altamente entrenadas en Seis Sigma que están totalmente dedicadas a la implementación de esta metodología, detectando oportunidades y colaborando activamente con el desarrollo de los proyectos que patrocinan los Green Belts.

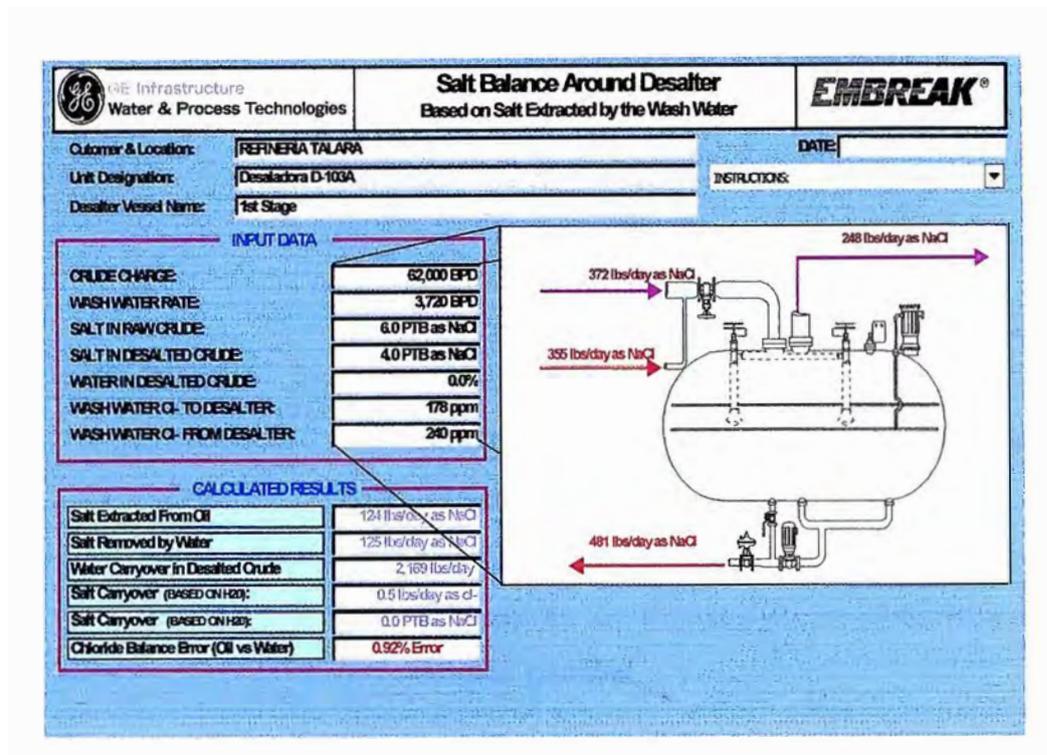
Master Black Belt: Es el mentor de Black Belts y quien tiene bajo su responsabilidad la ejecución regional de Seis Sigma.

5.10.2.4 Balance de Materia.

Este software permite realizar balances de materia, específicamente de cloruros, uno de los elementos corrosivos que contiene el crudo así como el arrastre de agua contenido de en petróleo, con la finalidad de verificar la eficiencia de desalado y Deshidratado. Los datos arrojados o resultados nos permite corroborar el estado del desalado y el arrastre de elementos corrosivos al sistema de destilación de la columna de destilación primaria, así como el contenido de agua. Es de mucha utilidad por que permite realizar auditorias tanto del trabajo del equipo como de los análisis que se realizan para la determinación de sales.

Seguidamente se muestra una pantalla del software antes indicado.

Gráfico N° 5.9 SOFTWARE DE BALANCE DE MATERIA



5.10.2.5 Proceso de Mejora. Metodología Six Sigma

Seis Sigma es un proceso que optimiza los procesos operativos basados en la rigurosidad del control estadístico el cual permite un gerenciamiento de todos los aspectos interrelacionados con el efecto que puede producir un determinado parámetro operativo en la calidad de un determinado producto es decir se focaliza en la reducción de los errores. El modelamiento de un determinado problema solo puede alcanzarse usando hechos y datos concretos que permiten alcanzar mejores soluciones

optimización de mejoras para los problemas planteados inicialmente.

Seis Sigma se tiene como lineamientos básicos tales como:

- Una medida estadística de la performance de un proceso o un producto.
- Un objetivo que se acerca a la perfección para la mejora de la performance
- Un sistema de gerenciamiento para alcanzar liderazgo en los negocios y tener performance de clase mundial.

La unidad de medida típica en Seis Sigma es DPMO, es decir Defectos Por Millón de Oportunidades. Alcanzar una operación bajo la condición Seis Sigma significa tener 3,4 DPMO, lo cual equivale a una eficiencia del orden de 99,99966%.

Si bien esta eficiencia puede parecer exagerada, la siguiente tabla compara procesos que trabajan al 99% (3.8σ) versus los que lo hacen al 99,99966% (6σ).

**Tabla N° 5.13
COMPARACIÓN DE RESULTADOS**

99% (3.8σ)		99,99966% (6σ)	
5000	Operaciones Quirúrgicas incorrectas por semana	1,7	Operaciones Quirúrgicas incorrectas por semana
20000	artículos perdidos por hora en el correo	7	artículos perdidos por hora en el correo
Un aterrizaje corto o largo en los mayores aeropuertos por semana		Un aterrizaje corto o largo en los mayores aeropuertos cada 5 años	
200,000	prescripciones médicas incorrectas por año	68	prescripciones médicas incorrectas por año
Falta de Energía 7 horas por mes		Falta de Energía 1 hora cada 34 años	
Agua fuera de especificación 15 minutos por día		Agua fuera de especificación un minuto cada 7 meses	

La mayoría de las compañía tiene sus procesos entre 3 y 4σ, esta medida se puede plasmar o explicar mas facilmente con un ejemplo: por cada millón de oportunidades para realizar una prescripción médica 200,000 estan herradas si es que se trabajarían bajo este aspecto.

Para alcanzar la mejora de un proceso y llevarlo a 6σ, se emplea una metodología conocida como DMAIC y que comprende los siguientes 5 pasos:

Definir: En el cual se determina el proceso objetivo y se establecen los críticos de calidad (CTQs)

Medir: Para determinar el valor actual de sigma del proceso objetivo.

Analizar: Para encontrar las causas de las variaciones observadas (cuándo y dónde ocurren los defectos).

Improve (Mejorar): Se establecen las acciones y cambios para obtener una mejoría en el nivel de sigma.

Control: Se desarrolla la estrategia para mantener el nuevo proceso bajo control

La implementación de esta metodología requiere de un adecuado manejo y entendimiento de distintas técnicas estadísticas como: Diagramas de Causa Efecto (Espinass de Pescado), Diagramas de Paretos, Histogramas, Test de hipótesis, Diseño de Experimentos, etc.

Para garantizar el éxito de esta herramienta, Seis Sigma, se contempla la existencia de personas altamente entrenadas en las características del proceso y de la metodología Seis Sigma con distinto nivel de involucramiento en cada uno de los proyectos:

VI. CONCLUSIONES

1. Si bien es cierto que de los gráfico 5.1 y 5.2 se puede concluir que la mayor eficiencia se obtiene con una caída de presión de 16 y un porcentaje de agua de 8%; esta apreciación queda anulada en la interpretación del gráfico N° 5.3, donde se llevó a cabo un estudio más confiable al tener más datos del comportamiento de la eficiencia con cada caída de presión estudiada. Como resultado de este tipo de experimentos llegamos a la conclusión que para un desalado con un márgenes de deshidratación y desalado del 90% cada uno respectivamente se deben experimentar en laboratorio las principales variables que influyen en este tipo de proceso, es decir, que para cada calidad de crudo debemos seleccionar previamente las variables y los parámetros que influyen y determinan una extracción de sales y deshidratado que permite un control adecuado de la corrosión en los topes de la columna de destilación.
2. Tomando en cuenta el ítem anterior, para el caso en estudio, se identificó como las variables y condiciones óptimas para la operación de la desaladora las siguientes:

Diferencial de Presión de la Válvula de Mezcla: **14 PSI**
Porcentaje de Agua de Lavado: **7%**
Dosis de Embreak 2W107: **7ppm**(basepeso /peso).

3. La adición de aditivo desemulsificante, muestra dos beneficios importantes que se han podido demostrar en esta evaluación:
 - Disminución del contenido de Sales en el crudo desalado. Llegando a valores de **1.46 PTB por debajo** de lo obtenido sin la adición de desemulsificante. (Ver en tabla 1: DP 12 - %H₂O: 7%).

- Disminución del arrastre de Aceites y Grasas en el efluente de la desaladora (Promedio de Arrastre 50 ppm).
 - Disminución en el consumo de amina neutralizante para el control de corrosión los topes de las unidades de destilación primaria y vacío por un menor contenido de cloruros hidrolizables formadores de ácido Clorhídrico.
4. El contenido de sal en el crudo desalado reportado según el análisis utilizando, método de conductividad, es aproximadamente 3.1 PTB mayor que el utilizando por el método Petreco. Con lo cual se establece que los mejores métodos de control para el análisis de sal es por el método por extracción de sales que nos permite una mejor aproximación a los resultados que se obtienen a nivel industrial.
 5. Este trabajo trata de reflejar de una forma práctica la puesta en marcha y control de un programa de tratamiento en los sistemas de desalado y su importancia en los procesos posteriores en las refinerías de crudo.
 6. La etapa de desalado es un proceso de remoción de compuestos perjudiciales a la refinación no solo por los cloruros que generan corrosión en los topes de las columnas de destilación sino también en los todos los procesos complementarios tales como FCC en donde los metales, incluido el sodio, pueden generar una desactivación del catalizador de las unidades FCC generando que los ciclos de cambio sean mas frecuentes.
 7. La importancia del buen funcionamiento de los equipos de control de los flujos es muy importante para optimizar cualquier tipo de proceso ya que esto permitirá la confiabilidad que las variables se encuentren

en un rango determinado y no se permita variaciones que puedan generar alteraciones en el proceso.

8. El proceso de desalado es la operación unitaria que por su naturaleza implica el retiro de todos los contaminantes que disminuyen la eficiencia de los procesos principales y son causa principal de la reducción de la vida útil de los equipos.
9. Las sales en el crudo son las principales causantes del proceso corrosivo en los toques de las columnas de destilación primaria o vacío. Estas por procesos de hidrólisis se convierten en ácido clorhídrico muy corrosivo en este tipo de sistemas. La etapa de desalado es la única parte del proceso en donde se puede eliminar este tipo de contaminantes, de ahí su importancia en alcanzar una máxima eficiencia en la deshidratación de crudo.
10. La Temperatura de Desalado es una de las variables importantes en el proceso de desalado que permite la reducción de la viscosidad del crudo lo que facilita la reducción del contenido de sal así como el incremento en la velocidad de procesamiento.
11. La cantidad y calidad del agua de lavado es un factor crítico ya que permite la disminución de el contenido de sal y no debe generar ningún perjuicio a la operatividad del equipo.
12. La adición de desemulsificante permite maximizar la eficiencia de las variables del proceso de desalado. La deficiencia de alguna variable estudiada no será suplida por la adición de desemulsificante.

VI.1. RECOMENDACIONES.

1. La implementación de controles estadísticos y procesos de mejora es importante ya que permitirá una reducción de la variabilidad de los sistemas y por ende de los costos operativos involucrados.
2. El costo relativo del uso de un desemulsificante puede estar en el orden del 0.1% de los costos de procesamiento de un barril de crudo en cambio los costos operativos por el no uso del producto pueden incrementarse y estar en el orden del 5% a 7% sin involucrar pérdidas producción. La recomendación principal es usar desemulsificantes en las dosis recomendadas por los fabricantes.
3. Con las condiciones óptimas encontradas para la desaladora, se debe evaluar la performance del aditivo desemulsificante en la remoción del contenido de metales (Níquel, Vanadio, Sílice, Aluminio, etc.) del petróleo crudo, dado que trae un beneficio en la menor desactivación del catalizador de FCC y disminuye el contenido de metales en los petróleos industriales que se usan para en la industria de los generadores de vapor.
4. La limpieza de los intercambiadores de calor es de vital importancia para alcanzar las temperaturas adecuadas de desalado. En este caso las condiciones óptimas encontradas es mantener la temperatura de la desaladora mayor a 270 °F, para producir mayores eficiencias.
5. Instalar el programa de Split Feed, lo que contribuirá a optimizar aún más el desalado del crudo.
6. El proceso de desalado de crudo es una operación unitaria en la cual se involucra un proceso en la cual como mínimo se puede considerar

hasta 7 variables. Es un proceso complejo y hasta que no se tenga la data necesaria para la simulación es muy importante realizar los análisis de las variables con la finalidad de obtener data confiable que nos permita iterar y posteriormente con una correlación se pueda reducir el tiempo en la toma de decisiones para lograr una buena operación.

VII. BIBLIOGRAFIA

1. M.F. Alí, M.V. Hassan, A.M. Bukhari, and M. Saleem, Hydrocarbon Processing, February, 1985.
2. E.C. Attane, D.E. Mears, and B.J. Young, API meeting, San Francisco (1971).
3. GE Water & Process Technologies, Manual de Desaladoras.
4. GE Water & Process Technologies, Refinery Manual.
5. GE Water & Process Technologies. Six Sigma Project.
6. D.C. Matarresse, Oil and Gas Journal. (1983).
7. R.A. Flinn, H. Beuther, and B.K. Schmid, Petrol. Refin, (1986).
8. GE Water & Process Technologies. Multiregression Analysis.