



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica

**OPTIMIZACIÓN DEL EQUIPO DE DESHIDRATACIÓN NATCO DE CRUDO
PESADO EN UNA EMPRESA PETROLERA**

MARLON ALEXIS AYALA MATUS

Asesorado por: Ing. José Arturo Estrada Martínez

Guatemala, noviembre de 2003

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**OPTIMIZACIÓN DEL EQUIPO DE DESHIDRATACIÓN NATCO DE CRUDO
PESADO EN UNA EMPRESA PETROLERA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

MARLON ALEXIS AYALA MATUS

ASESORADO POR: ING. JOSÉ ARTURO ESTRADA MARTÍNEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2003

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA**



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
VOCAL I	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL II	Ing. Carlos Humberto Pérez Rodríguez
VOCAL III	Ing. Jorge Benjamín Gutiérrez Quintana
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR	Ing. Esdras Feliciano Miranda Orozco
EXAMINADOR	Ing. Víctor Manuel Ruiz Hernández
EXAMINADOR	Ing. Anacleto Medina Gómez
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

OPTIMIZACIÓN DEL EQUIPO DE DESHIDRATACIÓN NATCO DE CRUDO PESADO EN UNA EMPRESA PETROLERA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica, con fecha 4 de febrero del 2003.

MARLON ALEXIS AYALA MATUS

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN	XV
OBJETIVOS	XVII
INTRODUCCIÓN	XIX
1. GENERALIDADES DE OPERACIÓN PETROLERA	1
1.1 El petróleo crudo	1
1.2 Como se formo el petróleo	2
1.3 Donde se encuentra el petróleo	4
1.4 Como se encuentra el petróleo	.7
1.5 La perforación de un pozo	9
1.6 La producción	11
1.7 El gas natural	14
1.8 Facilidad de producción	16
1.8.1 Definición y diagrama de una facilidad de producción	16
1.9 Control de proceso y sus parámetros	21
1.10 Localización y número de baterías de producción	23
1.11 Líneas de flujo de producción	24
1.12 Múltiples de producción	25
1.13 Algunas propiedades de los fluidos	25
2. EMULSIONES	31
2.1 Introducción	31

2.2	Definición	31
2.3	Clasificación	32
2.4	Teorías sobre la formación de emulsiones	34
2.4.1	Teoría coloidal	34
2.4.2	Teoría de la tensión interfacial	34
2.4.3	Teoría del agente emulsificante	35
2.5	Formación de emulsiones	36
2.6	Factores que afecta la formación de emulsiones	37
2.6.1	Porcentaje y salinidad del agua	37
2.6.2	Características del crudo	37
2.6.3	Presencia de gas o aire	37
2.6.4	Tipo y cantidad de emulsificante	38
2.6.5	Tiempo	38
2.6.6	Métodos de producción	38
2.7	Tratamiento de emulsiones	40
2.7.1	Químico	42
2.7.2	Térmico	43
2.7.3	Electroestático	44
3.	SEPARACIÓN	47
3.1	Separación bifásica gas / líquido	47
3.1.1	Aspectos teóricos de la separación bifásica	47
3.1.1.1	Asentamiento gravitacional	47
3.1.1.2	Tamaño de la gota de líquido en la sección de asentamiento gravitacional	49
3.1.1.3	Tiempo de residencia o de retención	49
3.2	Etapas de separación	50
3.2.1	Limitación en el número de etapas de separación	51
3.2.2	Determinación del número óptimo de etapas	52

3.3	Tipos de separadores	53
3.3.1	Separador bifásico horizontal	54
3.3.1.1	Secciones del separador bifásico horizontal	55
3.3.1.2	Secuencia del proceso en el separador bifásico horizontal	55
3.3.2	Dispositivos de seguridad en los separadores	56
3.4	Separador bifásico vertical	56
3.4.1	Secciones del separador bifásico vertical	57
3.4.2	Secuencia del proceso en el separador bifásico vertical	57
3.5	Selección separador horizontal vs. vertical	58
3.6	Partes internas de un separador	59
3.7	Separación trifásica	62
3.8	Separador trifásico horizontal convencional	65
3.9	Separador trifásico horizontal alterno	66
3.10	Aplicaciones de cada tipo de separador	68
3.11	Separador trifásico vertical	69
3.11.1	Características generales	70
3.11.2	Métodos de control del separador vertical trifásico	70
3.12	Separadores de prueba	72
3.12.1	Utilización	72
3.12.2	Características generales	73
3.12.3	Determinación del caudal de líquido producido	73
3.12.4	Determinación del caudal de gas producido	74
3.13	Cálculo de caudal de gas producido de un pozo de petróleo.	75
3.14	Problemas potenciales de operación en los separadores	77
3.14.1	Problemas de espuma	77
3.14.2	Problemas de parafina	78
3.14.3	Problemas de arena	79
3.14.4	Problemas de emulsiones	80

3.14.5	Arrastre de líquido en la fase gaseosa	80
3.14.6	Arrastre de gas en la fase líquida	81
4.	TRATAMIENTO DE PETRÓLEO CRUDO	
4.1	Fundamentación	83
4.2	Sistemas de tratamiento	83
4.2.1	Selección del sistema de tratamiento	84
4.2.2	Factores para seleccionar un sistema de tratamiento de crudo	84
4.3	Productos demulsificantes o rompedores de emulsión	86
4.3.1	Selección y dosificación de un demulsificante	86
4.3.2	Características de un agente emulsificante	87
4.3.3	Formas de neutralizar al agente emulsificante	87
4.3.4	Otras características del demulsificante	88
4.3.5	Puntos de inyección del demulsificante	89
4.3.6	Determinación de la viscosidad de los crudos	89
4.3.7	Viscosidad vs. tratamiento térmico de los crudos	90
4.3.8	Efectos de la temperatura en el tratamiento de crudo	90
4.4	Equipos de tratamiento de crudo	90
4.4.1	Tratador térmico vertical	91
4.4.2	Gun barrel o tanque de lavado	93
4.4.3	Tratador térmico horizontal	95
4.5	Tratador electrostático C.E. NATCO (EHT)	97
4.5.1	Características del diseño	98
4.5.2	Flujo de proceso	100
4.6	Pruebas en casos de falla del sistema de deshidratación	102
5.	OPTIMIZACIÓN DEL EQUIPO DE DESHIDRATACIÓN NATCO DE CRUDO PESADO	107

5.1	Descripción del proceso actual	107
5.1.1	Ubicación geográfica	107
5.1.2	Antecedentes de la planta	109
5.1.3	Comportamiento del porcentaje de agua en el crudo a la entrada de la planta durante el año 2002	110
5.1.4	Comportamiento del porcentaje de agua en el crudo a la salida de la planta durante el año 2002	111
5.1.5	Descripción del equipo actual	112
5.2	Propuesta para optimizar el proceso	120
5.2.1	Desarrollo del modelo teórico para predecir resultados de la propuesta de mejora	123
5.3	Resultados de campo de las pruebas preliminares de la propuesta de optimización del equipo de deshidratación NATCO	132
	CONCLUSIONES	139
	RECOMENDACIONES	141
	BIBLIOGRAFÍA	143

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Trampas de petróleo	4
2	Tipos de trampas de petróleo	5
3	Flujo de una facilidad de producción petrolera	17
4	Facilidad de producción del campo Xan	20
5	Microfotografía de una emulsión agua en petróleo O/W	32
6	Molécula polar de agua	43
7	Tratamiento electrostático de petróleo	45
8	Etapas de separación gas / líquido	50
9	Separador horizontal bifásico	54
10	Separador bifásico vertical	56
11	Desviador de flujo tipo platina	60
12	Desviador de flujo tipo ciclón	60
13	Extractores de niebla	61
14	Mezcla agua/aceite después de un mezclado	62
15	Separador horizontal trifásico	65
16	Separador horizontal trifásico alterno	66
17	Separador vertical trifásico	69
18	Control de nivel e interfase	70
19	Control de nivel e interfase con cámara de aceite	71
20	Efecto de la temperatura en la viscosidad de los crudos	89
21	Tratador térmico vertical	91
22	<i>Gun barrel</i>	93
23	Tratador térmico horizontal	95

24	Tratador electroestático NATCO	97
25	Plano general campamento y planta deshidratadora Xan	107
26	Ubicación geográfica de la planta deshidratadora Xan	108
27	Comportamiento de la producción del campo Xan	109
28	Comportamiento histórico del agua en el campo Xan	109
29	Comportamiento del porcentaje de agua en el crudo a la entrada de la planta durante el año 2002	110
30	Comportamiento del porcentaje de agua en el crudo a la salida de la planta durante el año 2002	111
31	Diagrama de flujo del proceso actual	112
32	Esquema de la planta deshidratadora del campo Xan	113
33	Tonel almacenador de químico	114
34	Bomba dosificadora de químico	114
35	Esquema del manifold de entrada de pozos productores	115
36	Separadores trifásicos de 1era. etapa	117
37	Separadores trifásicos de 2da. etapa	118
38	Campos electroestáticos del tratador NATCO	119
39	Tratadores electroestáticos NATCO	120
40	Diagrama de flujo del proceso propuesto	123
41	Decantación de gotas @ 150 ppm/120 ° F	124
42	Decantación de gotas @ 100 ppm/120 ° F	125
43	Decantación de gotas @ 200 ppm/120 ° F	125
44	Tratador Electroestático NATCO con tubos de fuego	127
45	Sección del tratador sin tubos de fuego	128
46	Tiempo de residencia del agua y crudo en el tratador	129
47	Emulsión en cabeza de pozos en porcentaje	133
48	BS&W salida flash	138

TABLAS

I	Etapas de separación sugeridas	53
II	Resultados de la prueba de botella químico CDM-28856	124
III	Tiempo de residencia del agua y crudo en el tratador	129
IV	Dosificación del rompedor de emulsión CDM-2885	134
V	Resultados de campo del BS&W a la salida de los tratadores	136
VI	Resultados consolidados de dosis, temperaturas y calidades (BS&W) a la salida de los tratadores, flash y oleoducto	137

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
ASTM	<i>American Society Testing</i> Material
PSI	<i>Pound square inch</i> (Libra sobre pulgada cuadrada)
API	<i>American Petroleum Institute</i>
Lbs.	Libras
° F	Grados Fahrenheit
cp	centipoises
FWKO	<i>Free water knock outs</i> (separadores de agua libre)
b/d	barriles por día
μm	micrones
TR	Tiempo de residencia
Ho	Altura de petróleo
WHP	<i>Well head pressure</i> (presión de cabeza de pozo)
RGP	Relación gas petróleo
PPM	Partes por millón
Pulg.	Pulgadas

GLOSARIO

Agua connata	Es el agua atrapada en los sedimentos en el momento de su depósito. Esto sucede cuando se depositan sedimentos bajo los mares, parte del agua del mar es retenida en los intersticios. Al depositarse encima sedimentos impermeables, parte del agua puede quedar aprisionada y retenida en el sedimento, hasta que sea descubierta en forma accidental o intencionada
Bitumen	Producto semi-sólido extremadamente pesado de la refinación del petróleo, compuesto de hidrocarburos pesados utilizado para construcción de caminos y para impermeabilización de techos.
BS&W	Abreviatura de <i>Bottoms settlings and water</i> (sedimentos y agua). Cualquier sólido y solución acuosa presente en el petróleo que puede separarse de este.
Coalescencia	Proceso mediante el cual las gotas de agua dentro de una volumen de petróleo chocan entre sí formando gotas de un tamaño mayor.

Crudo Mezcla de petróleo, gas, agua y sedimentos, tal como sale de las formaciones productoras a superficie.

Decantación Separación de un fluido de otro de mayor densidad mediante el trasiego de la capa superior después de que la materia más pesada ha sedimentado.

Emulsificante Sustancia química de tipo polar que baja la tensión superficial de una sustancia.

Gravedad API Escala adoptada por el *American Petroleum Institute* para expresar el peso específico del petróleo. Su relación con la gravedad específica es la siguiente

$$\text{Grado API} = \frac{141,5}{\text{Peso específico}_{15^{\circ}\text{C}/15^{\circ}\text{C}}} - 131,5$$

Inmiscible Se dice que dos líquidos son inmiscibles cuando no son solubles el uno con el otro

Pozo Denominación dada a la abertura producida por una perforación. Existen numerosos tipos de pozos, entre ellos de exploración, de avanzada y de explotación

Viscosidad Propiedad de los líquidos en virtud de la cual ofrecen resistencia al movimiento

Yacimiento

Depósito mineral cuyo grado de concentración o ley mineral hace que sea económicamente rentable su explotación.

RESUMEN

El siguiente trabajo de graduación está compuesto de 5 capítulos que explican detalladamente el proceso de tratamiento primario de petróleo, y la optimización del equipo de deshidratación NATCO de crudo pesado de 16 ° API que se extrae en el departamento de El Petén.

En el capítulo 1 se detalla información general sobre la información de hidrocarburos, elementos de una facilidad de producción, control de proceso y sus parámetros y propiedades de los fluidos. En el capítulo 2 se hace un enfoque sobre formación de emulsiones, los factores que las generan y los tratamientos de las mismas.

Se analizará la separación bifásica y trifásica de fluidos, por medio de separadores trifásicos NATCO, así como la configuración y operación de los diferentes tipos de separadores, esto en el capítulo 3.

El capítulo 4, explicará el tratamiento de petróleo crudo y los diferentes métodos del mismo, equipo de tratamiento electroestático NATCO, su operación y configuración.

En el capítulo 5 y final se realizaron los análisis y pruebas correspondientes y se presentan los resultados de la optimización del equipo de deshidratación NATCO de crudo pesado de 16 ° API, teniendo nuevos tiempos de residencia con la extracción de los tubos de fuego, para trabajar a temperatura ambiente.

OBJETIVOS

- **General**

Realizar una propuesta para la optimización del equipo de deshidratación NATCO de crudo pesado en una empresa petrolera; para disminuir el contenido de BS&W del crudo tratado, que cumpla las especificaciones de despacho al oleoducto (menos del 1 %).

- **Específicos**

1. Definir los principios de operación y funcionamiento de separadores trifásicos, tratadores electroestáticos que sumado a la descripción de la formación de emulsiones nos dará una mejor visión para resolver problemas en campos de extracción de hidrocarburos.
2. Realizar pruebas de botella y de campo con químicos demulsificantes que nos permitan convertir el proceso de deshidratación de crudo en un proceso que no requiera calor para la debilitación del agente emulsificante.
3. Evaluar por medio de un modelo teórico para predecir los resultados de la propuesta de mejora de los nuevos tiempos de retención de los tratadores electroestáticos

INTRODUCCIÓN

La producción mundial de petróleo crudo estimada en 60 millones de barriles por día es acompañada por pequeñas o grandes cantidades de agua, este último agente es indeseable y no comercial. El envío y manejo de agua contenida en el crudo implica un gasto inútil de transporte y de energía.

El agua presente en el crudo puede estar en forma libre o emulsionada con el petróleo crudo. El rompimiento de estas emulsiones puede llegar a ser un problema serio y su rompimiento es costoso. La aplicación de la coalescencia electrostática combinada con la adición de químicos para resolver el problema de las emulsiones proveen la herramienta necesaria para obtener el crudo deshidratado, adecuados para el transporte y venta.

En el presente trabajo de graduación se expone la reciente experiencia de un problema de deshidratación de crudo en la Planta Deshidratadora del campo Xan, la cual no cumplía la especificación contractual del crudo entregado para su transporte y venta. Se inicia el trabajo analizando el funcionamiento y operación de los componentes y equipos que actúan en el proceso de tratamiento primario de crudos pesados, como el petróleo de 16 ° API que se extrae en el departamento de El Petén. Posteriormente se efectúa un análisis de los problemas de la Planta Deshidratadora del campo Xan; se plantea teóricamente una propuesta de solución, se realizan las pruebas preeliminarias y se presentan los resultados obtenidos de la propuesta de la optimización del equipo de deshidratación NATCO de crudo pesado. La evaluación que se haga con este trabajo de graduación nos llevará al entendimiento y por lo tanto a la solución de los problemas que se presentan en la operación, en lo que al rompimiento de emulsiones de agua en petróleo se refiere.

1. GENERALIDADES DE OPERACIÓN PETROLERA:

1.1 El petróleo crudo

El petróleo ha sido conocido y utilizado por el hombre desde hace miles de años. Se dice que el primer pozo se taladró en Sush, en el sur de Irán, alrededor del año 500 A.C. mientras que los chinos perforaban en busca de petróleo y gas, con tubos de bambú y barrenas de bronce hacia el siglo III A.C. Originalmente, el petróleo se obtenía de filtraciones superficiales naturales y pozos de poca profundidad y por cientos de años su uso se limitó a fines medicinales, para impermeabilización ocasionalmente como lubricante básico y asimismo para iluminación. Fue usado también como asfalto en las edificaciones y calles de la antigua Babilonia.

Para la época de la primera guerra mundial, los avances en la refinación habían ampliado su aprovechamiento como combustible de motores en automóviles y aviones. El cambio en gran escala del uso del carbón al petróleo efectuado por flotas navieras y mercantes contribuyó a dar al petróleo un auge considerable.

Con este rápido avance para los años 30 el petróleo empezó a rivalizar con el “rey carbón” como principal fuente energética de las industrias del mundo. El consumo mundial de crudo se elevó, de alrededor de un millón de barriles diarios (b/d) en 1915, a más de cinco millones de b/d para 1940.

Sin embargo, en el período de reconstrucción que siguió a la Segunda Guerra Mundial y durante el subsecuente auge económico que concluyó en los años 60, fue cuando el petróleo alcanzó y pasó la posición predominante del carbón en el consumo mundial de energía, con una producción total de crudo que llegó a más de 20 millones de b/d.

Desde entonces, la producción de petróleo ha aumentado gradualmente. Para entonces los múltiples usos del petróleo se habían expandido mucho más allá de su uso directo como combustible, pasando a ser importante materia prima de la compleja industria petroquímica que origina productos diversos tales como plásticos, fibras, fertilizantes, pesticidas y medicamentos.

1.2 ¿Cómo se formó el petróleo?

Aunque en algunas partes del mundo el petróleo aflora a la superficie a través de grietas en la corteza terrestre, o bien a causa de ciertas formaciones geológicas, por lo general se le halla a grandes profundidades y sometido a considerables presiones. El petróleo es una compleja mezcla de átomos de hidrógeno y carbono llamados comúnmente hidrocarburos, este incluye petróleo crudo, condensado, gas natural y, muy raramente, componentes sólidos que se formaron hace millones de años mediante un proceso iniciado por la descomposición de organismos marinos. Estos pequeños seres, al irse corrompiendo, descendieron al fondo del mar para quedar luego atrapados en capas de lodo. En el transcurso de millones de años estas capas sedimentarias se convirtieron en roca siendo con frecuencia sepultadas, en períodos geológicos posteriores, bajo estratos de roca impermeable o no porosa.

Las formaciones rocosas que pueden potencialmente contener petróleo se encuentran en todas aquellas zonas del mundo donde hubo lechos marinos.

En condiciones favorables, el petróleo se origina en los estratos sedimentarios, gracias a una compleja reacción en la que intervienen el calor, el tiempo, la presión de los estratos circundantes, y otros factores, que incluyen la acción bacterial. El petróleo tiende a salir de roca sedimentaria original y desplazarse hacia arriba, a través de las rocas porosas, hasta quedar atrapado por una capa impermeable que le impide seguir. Aquí se acumula, dando origen a lo que se conoce como yacimiento de petróleo, estos son formaciones geológicas que permiten que el petróleo se deposite en cavidades. Así permanece atrapado dentro de estructuras de roca porosa, generalmente de caliza o arenisca. A veces, el petróleo puede escapar a la superficie, donde se evapora, dejando depósitos de un denso residuo de hidrocarburos conocido como betún.

El petróleo crudo se origina, generalmente, por los menos a 1500 metros bajo la corteza terrestre. Sin embargo, movimientos geológicos posteriores y la tendencia de crudos a subir a través de las rocas porosas determinan que la mayoría de los yacimientos se localicen entre 600 y 3000 metros de profundidad, aunque los yacimientos de gas natural tiende a hallarse a profundidades mucho mayores. Un yacimiento típico contiene petróleo junto con agua y gas atrapados dentro de los pequeños poros de la roca y bajo enormes presiones de los estratos rocosos circundantes.

El gas se localiza con frecuencia junto con el petróleo y se origina el mismo proceso. El gas natural es un hidrocarburo en forma gaseosa y es posible hallarlo en yacimientos de gas natural.

El término petróleo crudo se utiliza en forma general para describir hidrocarburos en su forma más líquida. Es por lo tanto relativamente fácil de manejar y transportar en grandes volúmenes; una de las características del petróleo que lo hacen tan atractivo como fuente de energía.

El crudo de cada yacimiento es único y puede abarcar desde líquidos o gases altamente volátiles que se licuan por condensación al alcanzar la presión atmosférica, hasta mezclas pesadas de alquitrán y mezclas parafínicas que necesitan calentarse antes de que puedan fluir. Además de variaciones en su densidad o viscosidad, los crudos tienen asimismo variaciones de textura y olor, y su color puede ir desde el verde o amarillo hasta el marrón o el negro.

1.3 ¿Dónde se encuentra el petróleo?

Tradicionalmente, la industria petrolera ha tenido la tendencia a buscar el petróleo donde existen cuencas sedimentarias que hayan sido relativamente poco afectadas por posteriores movimientos geológicos. Se trata de localizar estructuras de roca porosa sedimentaria que pudieran haber facilitado la recolección del crudo en bolsas, en combinación con capas densas superiores de roca impermeable. La meta es hallar formaciones que hubieran impedido el escape del petróleo a otros estratos o aun a la superficie. Cuando existen en ellas cantidades significativas de petróleo, estas bolsas se denominan yacimientos petrolíferos. Un campo petrolero consiste de uno a varios de estos yacimientos subterráneos o dislocaciones.

Figura 1. Trampas de petróleo



Fuente: Edgar Cifuentes. Seminario de operación y producción petrolera. Pág. 26

Las formaciones más comunes en las que se encuentran yacimientos de petróleo se llaman anticlinales. Se calcula que del 80 al 90% de las reservas probadas de crudo y gas se hallan en las formaciones geológicas conocidas como formaciones estructurales, las formaciones anticlinales y por fallas.

Una formación por falla ocurre cuando el petróleo se acumula a lo largo de una falla o fisura de las formaciones de estratos donde una capa no porosa de roca ha sido desplazada geológicamente, dejando sellada otra capa porosa petrolífera.

Otro grupo menos común de yacimientos es la formación estratigráfica. En esta categoría figuran los yacimientos asociados con lo que se conoce como domos salinos. Tales yacimientos deben su formación al ascenso desde las profundidades de la tierra de un macizo de sal, el cual penetra hasta la capa de roca petrolífera. En estas formaciones pueden localizarse yacimientos de crudo atrapados por una capa de roca no porosa, por encima y a lo largo de la superficie del macizo de sal, en posiciones semejante a las de las formaciones por falla.

Figura 2. Tipos de trampas de petróleo



Fuente: Cifuentes Edgar . **Seminario de operación y producción petrolera. Pág. 32**

Las formaciones de arrecife crean depósitos aislados de petróleo, algunos de los cuales pueden ser muy grandes. Estas formaciones se originaron cuando lo que fue un arrecife de coral quedó sellado por un estrato impermeable. La roca presente en tales arrecifes encierra a menudo grandes cavidades, así como también numerosas fracturas, las cuales ofrecían menos resistencia al desplazamiento del petróleo. Los arrecifes tienden a requerir menor número de pozos y poseen mayor índice de rendimiento que otros tipos de formaciones petrolíferas. Otras formaciones potenciales de petróleo estratigráficas abarcan los yacimientos conocidos como de discordancia, cavidades en rocas basamentarias y capas de arena.

En resumen podemos decir que desde la aparición de la primera célula hasta nosotros (vía las algas, helechos, protozoarios, trilobitas, amonitas, dinosaurios y finalmente los mamíferos) millones y millones de plantas y especies animales se han desarrollado y desaparecido: billones y billones de criaturas han vivido y muerto. Siendo su descomposición en base a carbono, hidrógeno, nitrógeno y oxígeno, muchos de los desechos orgánicos son descompuestos y digeridos por bacterias. Pero algunos fueron depositados en el fondo de los mares interiores, lagos, lagunas, deltas y otros medios acuáticos pobres en oxígeno, y así estuvieron protegidos de la acción bacteriana. Luego pasaron a la sedimentación, en este punto, la materia orgánica se mezcló con sedimentos (arena, sales, etc), que se acumularon en capas por millones de años, las capas más viejas debajo de las más recientes, luego vino su movimiento que debido al peso de su masa, estas capas de sedimentos se van hundiendo naturalmente. La acción de las placas tectónicas sobre el manto de la tierra rompe estas capas sedimentarias y las precipita aun más profundamente dentro de la corteza terrestre, después vino la maduración, a medida que las capas sedimentarias se hunden la temperatura y la presión se incrementa.

La reacción química elimina los átomos de nitrógeno y oxígeno, dejando así moléculas que consisten solamente de carbono e hidrógeno; estos son los hidrocarburos líquidos y gases que se encuentra en la roca y que conocemos como petróleo, y la roca es la roca madre o fuente. Entonces estos hidrocarburos empiezan a moverse dentro del subsuelo. Siendo más livianos que el agua, tienden a subir a la superficie del terreno. Si no hay nada que los detenga finalmente manarán en la superficie, los gases y líquidos más livianos primero, los más pesados se quedarán como asfalto que no podrán salir a superficie; pero si en su proceso de migración, los hidrocarburos encuentran una capa que sea impermeable, ellos se quedarán atrapados dentro de los intersticios microscópicos y la grieta de la roca, la cual se conoce como roca yacimiento, con el tiempo, dentro de esta roca yacimiento, los hidrocarburos gaseosos se segregan y se colocan sobre el aceite.

1.4 ¿Cómo se encuentra el petróleo?

En su inicio la industria petrolera buscaba el petróleo en regiones donde su presencia era conocida por su filtración natural a la superficie de la tierra. A medida que se desarrollo la industria a través de los años y fue sabiéndose más sobre la naturaleza del petróleo y sus yacimientos, se fue también perfeccionando la ciencia y la tecnología de determinar en que lugar del subsuelo puede haber yacimientos de crudo. Las operaciones de la industria petrolera se inician con la exploración, perforación y extracción el crudo. La exploración para localizarlo es el primer paso y uno de lo más cruciales en lo que se llama la operación primaria o *upstream* de la industria petrolera Internacional.

Hoy en día , la exploración de petróleo comienza cuando los geólogos buscan zonas de probables yacimientos y, posteriormente indican con precisión los puntos más adecuados para taladrar un pozo de exploración.

Zonas de potencial petrolero se encuentran alrededor del mundo entero, donde quiera que existan cuencas sedimentarias.

Empleando tecnología y equipos altamente refinados, que abarcan la aerofotografía, fotografías desde satélites y computadoras, así como instrumentos especializados para medir variaciones del campo magnético y de la gravedad terrestre con gravímetros y magnetómetros, los geólogos se encuentran en posición de identificar los lugares de probables yacimientos petrolíferos. Pero su principal herramienta para levantar los mapas de las formaciones rocosas que existen debajo de la tierra y seleccionar los mejores puntos para las perforaciones de exploración son los reconocimientos sísmicos. Estos se llevan a cabo generalmente una vez que la zona ha sido seleccionada con el objeto de precisar la ubicación de posibles estratos rocosos petrolíferos y probables formaciones o yacimientos. Se levanta un mapa de las estructuras subterráneas con un reconocimiento sísmico, midiendo el eco de las ondas de choque desde las distintas capas rocosas hasta la superficie.

Es sobre la base de análisis tan complejos, particularmente de los reconocimientos sísmicos, que se toma la decisión de taladrar un pozo exploratorio. En última instancia, la única manera de asegurar que el petróleo se halla presente y en que cantidad, es perforando. De la información obtenida mediante muestras de roca y la densidad de los estratos rocosos, la porosidad de la roca, las presiones de los estratos y el registro del pozo. El geofísico puede determinar si hay petróleo o gas en el sitio y hacer ciertas estimaciones, basadas en los reconocimientos de los estratos, sobre su cantidad y calidad.

El petróleo generalmente llega a la superficie cuando es forzado hacia arriba por el pozo, a través de los pequeños poros de la roca del yacimiento, por la presión de las capas rocosas circundantes, por el gas, si esta presente

por encima del crudo y por el agua que este debajo de él. Midiendo cuanto petróleo sale del pozo en un lapso dado y la condición en que llega a la superficie, y sumando estos datos a la información producida por los reconocimientos sísmicos y la perforación, puede hacerse una evaluación del tamaño del yacimientos, así como de la cantidad y calidad del crudo presente.

Como resultado, se emplean diferentes términos para describir los diversos niveles de certeza sobre las cantidades reales de crudo que pueda haber en un campo petrolero. No obstante no existen normas universales que definan dichos términos.

1.5 La perforación de un pozo

La perforación representa la última comprobación de la etapa exploratoria y es el primer paso de la producción. Es únicamente el llegar hasta las estructuras rocosas de probabilidad petrolífera cuando es posible determinar definitivamente la presencia o ausencia de crudo. Al primer pozo que se hace en una estructura de potencia crudo se conoce como pozo exploratorio. Las decisiones de continuar explorando o desarrollar el campo dependen de la información obtenida con estos pozos. Se calcula que sólo en uno de cada diez pozos exploratorios se encuentran trazas de petróleo y solo dos de cien localizan suficiente crudo como para justificar la explotación comercial.

El equipo básico de una torre de perforación consiste de una torre de taladrar, un sistema de barreno de cable o de tipo rotativo y lodo de perforación. La principal función de la torre de taladrar es servir como grúa, instalada sobre la boca del pozo para bajar, subir y acoplar el equipo de perforación.

La perforación con barreno de cable es el sistema más antiguo de taladrar, pero rara vez se utiliza hoy día salvo en pozos superficiales. Este método emplea un pesado barreno triturador guiando de un cable que lo sube y lo baja para que el golpe ayude a perforar la roca.

El sistema de taladro rotativo es empleado hoy universalmente. El barreno del taladro, o punto cortante de la broca, se hace descender en el pozo al final de un tubo que gira mediante la acción de una plataforma instalada en el piso de la torre, acción que introduce el barreno y el tubo en lo profundo del estrato rocoso. A medida que el barreno va penetrando en la roca, se va añadiendo más tubo desde la plataforma giratoria. El propio barreno consta por lo general de uno a tres conos rotativos dotado de dientes que al girar, muelen y trituran la roca.

Durante la operación de perforación, se bombea lodo al interior de pozo con objeto de lavarlo, expulsando fragmentos de roca y arcilla a la superficie. Los tipos de lodo o líquido de perforación van desde sencillas mezclas de arcilla y agua hasta complejos productos químicos. Los fluidos a base de lodo enfrían y lubrican el barreno, mantienen la presión en el pozo y evitan el derrumbe de las paredes de este o la irrupción de agua proveniente de un manto acuífero, además de conservar limpio el pozo. En un equipo de perforación rotativa, el lodo se bombea a través del centro del tubo o de la cadena y se le hace salir por boquillas y agujeros del barreno.

A medida que se profundiza el pozo, va haciéndose descender un tubo de metal grueso conocido como entubado y con el cual se recubren sus paredes. El entubado se utiliza para evitar el colapso de las paredes y la pérdida de fluidos a través de rocas porosas, así como para mantener el agua fuera del pozo.

Se bombea cemento desde el fondo del pozo, por fuera del entubado contenido dentro del entubado previo, lo cual va reduciendo gradualmente el diámetro del pozo. En un pozo profundo, que haya requerido varias operaciones de entubado, la tubería final puede llegar a ser muy estrecha.

A medida que un pozo va haciéndose más hondo su avance se vigila y registra constantemente. Este registro del pozo se fundamentan en numerosos factores, tales como el examen de las piedras trituradas, el comportamiento del barreno y el sondeo del agujero mediante técnicas diversas con objeto de determinar el espesor de los distintos estratos, la porosidad de las rocas y la cantidad de gas o petróleo presentes en el yacimiento. Al haberse concluido la perforación de un pozo y alcanzado un yacimiento económico e instalado el entubado para comenzar la producción, lo normal es emplazar sobre su cabecera un árbol de conexiones, que son un conjunto de válvulas de control y de medidores conectados al extremo de la tubería.

1.6 Producción

Una vez que la perforación ha alcanzado un yacimiento económico, el pozo esta terminado y se le prepara para entrar en la producción del petróleo. Después de bajarse el entubado y haberse cementado en su sitio, este y el manto rocoso petrolífero se perforan utilizando proyectiles especiales o cargas explosivas. Los agujeros y grietas producidos por el impacto de los proyectiles o por las explosiones proporcionan vías de salida para que el crudo del yacimiento fluya hacia el pozo. Una vez instalada las válvulas necesarias y el quipo de control, tuberías y equipos de tratamiento en la superficie, el pozo puede entrar en producción.

En la mayoría de los casos, la sola presión interna del yacimiento proporciona un impulso natural para elevar el crudo de la estructura rocosa hasta la superficie, forzando, el mineral de allí al exterior, generalmente por un proceso de desplazamiento en el que el crudo es presionado, bien por el agua desde el fondo, bien por el gas desde la zona superior del depósito. Con frecuencia, se da una combinación de estas dos fuerzas naturales. El gas también se encuentra en forma natural disuelto en el petróleo y mediante la expansión y burbujeo, puede presionar el crudo hacia la superficie. No obstante, el nivel de permeabilidad del depósito y la capacidad del petróleo para desplazarse a través de la roca del yacimiento, puede representar un serio problema cuando impide que fluya suficiente petróleo.

En todos los yacimientos es preciso controlar cuidadosamente el ritmo de extracción del crudo. Esto es esencial si la fuerza primordial del depósito, su presión natural, ha de conservarse el mayor tiempo posible. De permitirse que baje muy rápidamente la presión del yacimiento, o de extraerse el crudo a gran velocidad, puede producirse una gran pérdida de petróleo.

En los yacimiento que son más dependientes de la presión de una capa de gas que esta por encima de el crudo, es esa presión la que impulsa el petróleo a salir por el pozo. También en este caso, si la producción es muy rápida, el gas tiende a mezclarse con el petróleo, provocando lo que se conoce como bolsas de gas. De ser así el pozo comenzara a producir demasiado gas y la presión del yacimiento puede perderse muy pronto. En estos yacimientos, la posición de la boca del pozo es muy importante. La permeabilidad de la roca del yacimiento juega por consiguiente un papel importante para determinar la velocidad de flujo de petróleo de un pozo.

Existen dos métodos para aumentar la permeabilidad de la roca: hidrofracturación y acidificación.

En el caso de la primera , se fuerza agua a presión en el pozo, provocando fracturas en la roca. Dentro de estas fracturas se bombean pequeñas partículas, tales como granos de arena, inyectados para que actúen como soportes, manteniendo abiertas las grietas después que el agua haya salido. De esa manera el petróleo puede fluir más fácilmente a través de las fracturas.

La acidificación se aplica generalmente en los yacimientos de piedra caliza. Se bombea una solución ácida dentro del pozo para que ensanche o abra caminos dentro de la roca y extienda los espacios porosos, aumentando así el flujo de petróleo. Estas dos técnicas se llevan a cabo a menudo durante la etapa final de perforación del pozo, pero también pueden emplearse posteriormente a fin de aumentar su productividad y garantizar la recuperación de mayor cantidad de crudo presente.

La mayoría de los campos petrolíferos se encuentran lejos de las refinerías que convierten el crudo en productos utilizables, ya que no es posible instalar una refinería en cada campo. Por tal razón, la mayor parte del crudo tiene que transportarse empleando oleoductos y buques tanques, hasta llegar a los centros de refinación. Sin embargo, casi todo petróleo crudo requiere cierto grado de tratamiento cerca del yacimiento antes de poder ser transportado a grandes distancias. El petróleo crudo, tal como sale del pozo, contiene a menudo ciertas cantidades de gas o de agua salada. Frecuentemente ambos elementos están presentes junto con otras impurezas tales como arena, las cuales deben separarse antes de transportar el petróleo.

Si se encuentra presente una cantidad de gas considerable, y sobre todo si el crudo entra a bastante presión, se utiliza una serie de tanques receptores (separadores multifásicos). Una baja repentina de la presión hace que el gas burbujee o flashee y salga rápidamente del petróleo, lo cual puede ocasionar la pérdida de algunos de sus elementos constituyentes más valiosos junto con el gas. Si el gas sale a demasiada velocidad, el crudo puede también agitarse en exceso, como agua en ebullición, y espumar y vaporizarse convirtiéndose en una especie de neblina. En tales circunstancias se utiliza una serie de separadores, cada uno de los cuales disminuye gradualmente la presión, permitiendo únicamente el escape de volúmenes regulados de gas. Este proceso se denomina separación en etapas.

El petróleo crudo sale frecuentemente a la superficie junto con sulfuro de hidrógeno, gas ácido venenoso y extremadamente corrosivo conocido como gas ácido. Este gas tiene que extraerse lo más pronto posible, lo cual se lleva a cabo generalmente en una torre de separación. Al descender el crudo con el sulfuro de hidrógeno a lo largo de la columna se hace subir por ella un gas desulfurizado no ácido que lo extrae del crudo. Este gas desulfurizado se extrae generalmente de los gases separados del crudo anteriormente donde es tratado.

1.7 El gas natural

El gas natural es una mezcla de gases conocidos como hidrocarburos parafínicos. El constituyente más común es el metano, pero con frecuencia están también presentes el etano, propano y butano. Los yacimientos que contienen solo gas y no petróleo son conocidos como yacimientos de gas seco. En tales yacimientos, el gas es primordialmente metano, y no ser que se halle relativamente próximo un centro de refinación o un mercado potencial, el depósito se cierra una vez descubierto y no se aprovecha.

Las reservas de gas húmedo se refieren a las de gas que contiene mucho butano, gas relativamente pesado, y cierta proporción de pentano e hidrocarburos más pesados. Este componente consiste de hidrocarburos útiles más pesados y se da en forma de gases. En condiciones de alta temperatura y presión en el yacimiento, algunos tipos de crudo pueden presentarse en forma gaseosa, y llegar a la superficie, el petróleo, enfriado se condensa, formando lo que se llama gasolina natural o condensado, que incluye cierta proporción de pentano. Estos son los llamados yacimientos de condensados.

No obstante, el gas natural suele extraerse como gas asociado al petróleo crudo y sube a la superficie normalmente disuelto en el, y se separa posteriormente. Si no hay cerca un mercado natural para el gas se le dejar arder como producto de desecho, pues en las actuales condiciones económicas resulta muy costoso transportarlo y tratarlo para el consumo a lugares distantes, o bien porque su misma explotación resultaría costosa. Con frecuencia se reinyecta en el yacimiento para que ayude a mantener la presión. La mayor parte del gas natural, seco o húmedo, contiene también gases ácidos, como anhídrido carbónico y sulfúrico, los cuales hay que separar si el gas natural va a aprovecharse. Pueden obtenerse fácilmente, durante el proceso de separación, grandes cantidades de azufre puro a partir del anhídrido sulfúrico, para uso en la industria química.

Cuando es posible llevar al mercado el gas natural, el butano y el propano se separan con relativa facilidad mediante compresión y enfriamiento, formándose así el gas licuado de petróleo (GLP), el cual se vende en forma de líquido comprimido. El gas natural residual compuesto principalmente e metano, etano y algo de propano, se lleva al consumidor a través de tuberías o bien se le refrigera a considerable presión para su transporte como gas natural licuado

(GNL) en tanqueros especiales. Los ingredientes del pentano adicional se incorporan como elementos útiles al petróleo crudo.

1.8 Facilidades de producción

En esta sección se exponen los conceptos básicos que involucran cada uno de los procesos u operaciones realizadas en una facilidad de producción, hasta obtener el completo procesamiento de la producción de un campo de petróleo o de gas.

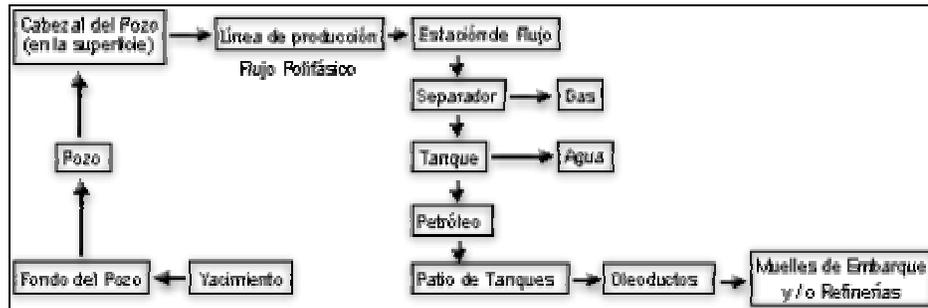
1.8.1 Definición y diagrama de una facilidad de producción

Una facilidad se define como los conjuntos de equipos o elementos a través de los cuales se realiza un proceso. Una facilidad de acuerdo al proceso se denomina facilidad de transporte, de producción de perforación, de petroquímica, etc.

Una facilidad de producción es un conjunto de equipos mediante los cuales se realiza la separación de las tres o de dos fases de un campo de petróleo o de gas, y además se implementa el tratamiento de cada una de las fases para poderlas comercializar o disponerlas sin alterar el equilibrio del medio ambiente. Se denomina también módulo de producción, batería de producción, estación de producción, central de procesamiento, planta de tratamiento primario.

DIAGRAMA DE UNA FACILIDAD DE PRODUCCIÓN

Figura 3. Flujo de una facilidad de producción petrolera



Fuente: Monzón Carlos. **Plantas Petroleras. Pág. 10**

Elementos de una facilidad de producción

Entre los elementos más comunes que tenemos para un facilidad de producción podemos mencionar los siguientes:

- Múltiple de producción
- Separador de producción general
- Separador de prueba
- Tratador térmico de producción general
- Tratador térmico de producción de prueba
- Inyector de demulsificante
- Inyector de antiespumante
- Inyector de inhibidor de corrosión
- Gun barrel (tanque de lavado)
- Tanques de almacenamiento de crudo
- Tanque de almacenamiento de producción de prueba
- Bomba de transferencia
- Sistema de platinas coalescedoras
- Unidad de flotación
- Laguna de sedimentación

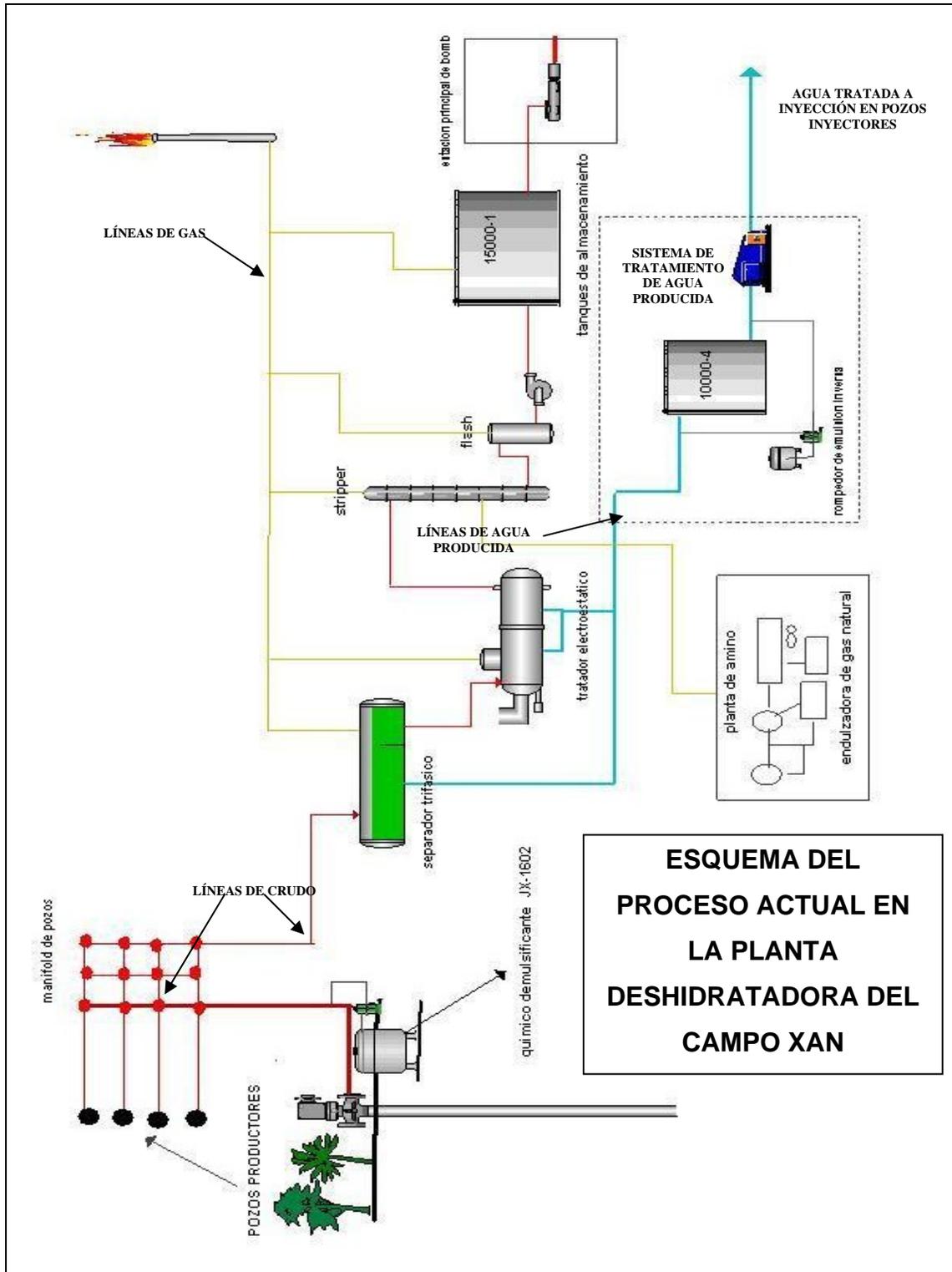
- Laguna de oxidación
- Sistema de tratamiento de agua para re-inyección
- Sistema de deshidratación del gas
- Sistema de tratamiento del gas ácido
- Compresor de gas
- Muros de contención
- Cuarto de control
- Laboratorio
- Compresor de aire
- Pozo de agua dulce
- Sistema sanitario
- Sistema contra-incendio
- Sistema de alarmas
- Sistema de iluminación
- Sistema de comunicaciones
- Estación principal del oleoducto (facilidades de transporte)

Entre las operaciones que se realizan en una facilidad de producción tenemos las siguientes:

- Centralizar la producción de pozos
- Separar gas-líquido
- Tratamiento del crudo: químico, térmico y electrostático
- Lavado del crudo
- Prueba de pozos
- Inyección del rompedor de emulsión
- Inyección del antiespumante
- Inyección del Inhibidor de corrosión
- Almacenamiento de crudo

- Fiscalización de la producción
- Transferencia de la producción al oleoducto
- Tratamiento del agua de producción: primario, secundario o para inyección
- Deshidratación del gas húmedo
- Tratamiento del gas ácido
- Compresión del gas
- Control del sistema de instrumentación
- Control de operación de todos los equipos referentes a caudales, presiones, temperaturas y niveles
- Análisis de crudos y de aguas
- Operación de sistemas de seguridad
- Control del sistema ambiental

Figura 4. Facilidad de producción del campo Xan



1.9. Control de proceso y sus parámetros

En las diferentes operaciones que se realizan en el tratamiento y deshidratación del crudo en un campo petrolero, es necesario mantener un control del proceso correspondiente en cada una de sus fases.

En todo proceso existen cantidades llamadas variables, que afectan las entradas y salidas del mismo, estas están presentes en casi todos los equipos y elementos de una facilidad de producción; las cuatro principales son:

- a) Presión
- b) Temperatura
- c) Nivel del fluido
- d) Caudal o flujo

Básicamente, el control de las distintas operaciones que se realizan en los equipos del proceso se efectúan mediante un elemento sensor, controlador, transmisor de señal y una válvula de control.

Control de presión:

Sabemos que la producción de un pozo petrolero o de gas es una mezcla de multicomponentes (C1, C2, C3...) de hidrocarburos, a medida que se sucede una caída de presión en el recipiente, el gas es liberado y separado del líquido. Este gas se va acumulando en la zona o volumen del equipo que esta destinado para la acumulación de gas. Debido a la presencia de más y más cantidad de gas, la presión dentro del recipiente se aumentaría hasta niveles muy altos si no se efectúa una descarga controlada del gas, para mantener una presión constante dentro del recipiente o vasija.

El controlador de presión percibe la presión y mediante un sensor envía una señal a la válvula de control, encargada de regular la descarga de gas y así mantener una presión constante dentro del recipiente, llamada presión de operación de un equipo determinado.

Cuando la cantidad de gas producida en un campo petrolero es muy pequeña, en el caso de pozos de muy baja RGP, es necesario adicionar gas al sistema o equipo respectivo para poder mantener la presión de operación de este equipo y así poder descargar el líquido que esta manejando.

Control de Nivel

La mayor parte de los equipos involucrados en las operaciones de separación gas-líquido, tratamiento de crudo, almacenamiento, tratamiento de aguas residuales, etc., opera a determinado nivel, el cual debe ser controlado para que permanezca constante. Este control se realiza mediante un controlador de nivel, un sensor, un transmisor de señal y una válvula de descarga.

En el momento en que el nivel empieza a sobrepasar el ajuste correspondiente (alto), el sensor envía una señal a la válvula de descarga, esta se abre un poco más y permite la salida del líquido del recipiente hasta llegar al nivel de ajuste. En la misma forma, si el nivel esta por debajo del límite inferior, el sensor envía una señal a la válvula de descarga, la cual, automáticamente activa su cierre parcial hasta alcanzar el nivel deseado. Este ciclo se repite constantemente a mediada que las variaciones de caudal de entrada al recipiente se suceden.

Control de temperatura

El control de la temperatura en los equipos es de gran importancia, especialmente en aquellos que requieren adición de calor para el respectivo tratamiento u operación, tal como sucede con los tratadores térmicos, generadores de vapor, intercambiadores de calor, reboilers, etc.. En este caso, la temperatura se controla mediante el control regulado del combustible que genera el calentamiento. Existe o se dispone de un elemento sensor de temperatura el cual envía la señal correspondiente a la válvula de suministro de combustible para su regulación, de tal forma que solamente suministre el caudal de combustible para combustión, que es requerido para mantener un determinado nivel de temperatura de tratamiento.

Control del caudal

El control del caudal producido por un determinado pozo o grupo de pozos de un campo generalmente se efectúa generalmente en cabeza de pozo, o a veces en el múltiple de producción, a la entrada de la batería. Algunas veces es necesario distribuir el caudal total producido en dos o más recipientes, para lo cual se utilizan válvulas reguladoras de caudal, las cuales se calibran y ajustan para permitir y mantener el paso de un determinado caudal de producción.

1.10 Localización y número de baterías o facilidades de producción

Localización de la batería respecto a los pozos

La batería o facilidad de producción se debe ubicar en un punto centralizado de los pozos productores, con el fin de obtener el mínimo posible de caídas de presión entre el pozo y la unidad de producción o batería. Este hecho se refleja en una significativa reducción en la pérdidas de producción causadas por contrapresión en la formación productora de crudo.

Número de baterías

El número de baterías o facilidades de producción requeridas en un campo petrolero depende de varios factores, entre los cuales están los siguientes:

- Potencial y extensión del yacimiento
- Características de los fluidos: Gravedad API del crudo, viscosidad, etc.
- Características topográficas: Montañas, lagos, ríos, etc.
- Características litológicas de la formación: Permeabilidad, porosidad, etc.
- Presión de formación
- Ganancia de producción: se debe realizar una evaluación económica, basada en la ganancia de producción obtenida por la reducción de las caídas de presión al tener líneas de flujo más cortas, comparada con el costo de una facilidad de producción adicional.

Líneas de flujo de los pozos productores

Corresponde a la tubería que transporta los fluidos del pozo hasta la facilidad de producción y se pueden construir dos tipos de estas:

Líneas individuales

Cada pozo tiene su propia línea hasta el múltiple de producción, localizado en la correspondiente batería o facilidad de producción.

Líneas comunes

Reúnen y transportan la producción de varios pozos. Inicialmente, cada uno de los pozos a través de una línea relativamente corta, lleva su producción a una línea principal o común en la cual se transporta este caudal hasta el múltiple de producción de la batería. Puede haber varias líneas comunes, dependiendo de

los diferentes sectores del campo y del número de pozos que se centralizan en la correspondiente facilidad de producción.

Cada línea común de producción general debe tener su correspondiente línea común de prueba hasta el múltiple de la batería o facilidad. De otra parte, la línea de flujo de cada pozo se conecta a dos líneas (común y de prueba) mediante un múltiple de pozo.

1.12 Múltiples de producción

Un múltiple de producción es una unidad o elemento que reúne y centraliza el caudal de todos los pozos cuya producción se va a procesar en la facilidad de producción. Estos ensamblajes están conformados por líneas de tubería o cabezales, válvulas, tees, codos, válvulas cheque, dispositivos de medición de presión y temperatura, toma muestras y otros accesorios.

1.13 Algunas propiedades de los fluidos

Los fluidos contenidos dentro de un reservorio son usualmente agua, gas e hidrocarburos líquidos. Naturalmente los sistemas de hidrocarburos están compuestos de un amplio rango de constituyentes, y tienen también un amplio rango de características. Las propiedades de los fluidos dependen altamente de la presión y temperatura del reservorio en adición a sus composiciones.

Ahora se nombrarán las propiedades más básicas que se necesitan conocer cuando se analizan el proceso de deshidratación de crudo, estas son densidad, gravedad específica, compresibilidad del crudo, viscosidad, factor del volumen de la formación de crudo.

Densidad: se dice que la densidad de una mezcla de hidrocarburos líquidos, ρ_o , esta definida como la masa por unidad de volumen; por ejemplo la densidad del agua a 60° F es 62.4 lbs/pie³

Gravedad específica, γ_o : es la masa de un líquido dividido por la masa de un volumen igual de agua; la gravedad API esta definida en término de la gravedad especifica a 60° F, como sigue:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

Viscosidad de fluidos de yacimiento: La viscosidad es aquella propiedad de los fluidos en la que estos se oponen a las fuerzas de corte, debido a su fricción interna.

Viscosidad del petróleo: Esto se refiere primordialmente, a la viscosidad de petróleos crudos. Deben distinguirse dos tipos de viscosidad en este sentido: viscosidad sin gas en solución y la viscosidad de un petróleo a determinada presión y temperatura llevando consigo la relación de gas disuelto-PETRÓLEO que puede disolverse a esas condiciones. En ambos casos, el efecto de la temperatura es disminuir la viscosidad; sin embargo la presión en el primer caso aumenta la viscosidad y en el segundo caso disminuye, ya que el efecto de disminución de viscosidad por el gas en solución, es mayor que el efecto de compresibilidad del petróleo.

Viscosidad del gas: La viscosidad del gas es en general, más baja que en los líquidos. Para gases perfectos, esta viscosidad aumenta con la temperatura; además es independiente de presión.

Sin embargo el comportamiento de viscosidad del gas puede comprenderse de la siguiente manera:

- A bajas presiones, aproximadamente de 1000 a 1200 psia, y para un gas dado, la viscosidad aumenta con la temperatura. Por encima de esta presión, la viscosidad del gas disminuye con temperatura.
- Por debajo de 1000 psia, a una temperatura constante, la viscosidad del gas disminuye con aumento de gravedad del gas. En cambio por encima de 1000 psia, a una temperatura constante, la viscosidad del gas aumenta con aumento de gravedad del gas.
- Para un gas dado a una temperatura constante, la viscosidad aumenta con la presión.

Viscosidad del agua

Este término ha sido estudiado tanto para agua pura como para agua de formación. En general puede decirse que la viscosidad del agua disminuye con la temperatura. Pero, un aumento de presión, a igual temperatura aumenta la viscosidad del agua.

¿Cómo se obtiene la información sobre la viscosidad?

- a) Del análisis de laboratorio, se obtienen las curvas a diferentes temperaturas, según el método ASTM D-341
- b) Cuando no se posee la información de laboratorio sobre viscosidad de un crudo se puede determinar a partir de la ecuación de Robinson & Beggs, en función de la gravedad $^{\circ}$ API del crudo y de la temperatura de operación.

Esta ecuación fue desarrollada de un estudio empírico hecho sobre 460 sistemas de crudos diferentes, incluyendo rangos entre 16 ° API Y 58 ° API, y temperaturas entre 70 ° y 295 ° F, como sigue:

$$\mu = 10^X - 1.0$$

donde,

$$X = Y \times T^{-1.163}$$

$$Y = 10^Z$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023 \times \text{°API}$$

μ = Centipoises (cp)

T = Farenheith (°F)

Viscosidad efectiva de una mezcla aceite/agua

La viscosidad efectiva de una mezcla agua/aceite viene dada por la siguiente ecuación obtenida de pruebas de laboratorio hechas con diferentes contenidos de agua, empezando con 10% hasta el 80%. La ecuación obtenida de los resultados es la siguiente:

$$\frac{\mu_{eff}}{\mu_c} = 1.0 + 2.5 \times \phi + \phi^2$$

μ_{eff} = Viscosidad efectiva (cp) de la mezcla, cp

μ_c = Viscosidad de la fase continua, cp

ϕ = Fracción en volumen de la fase discontinua o dispersa

2. EMULSIONES

2.1 Introducción

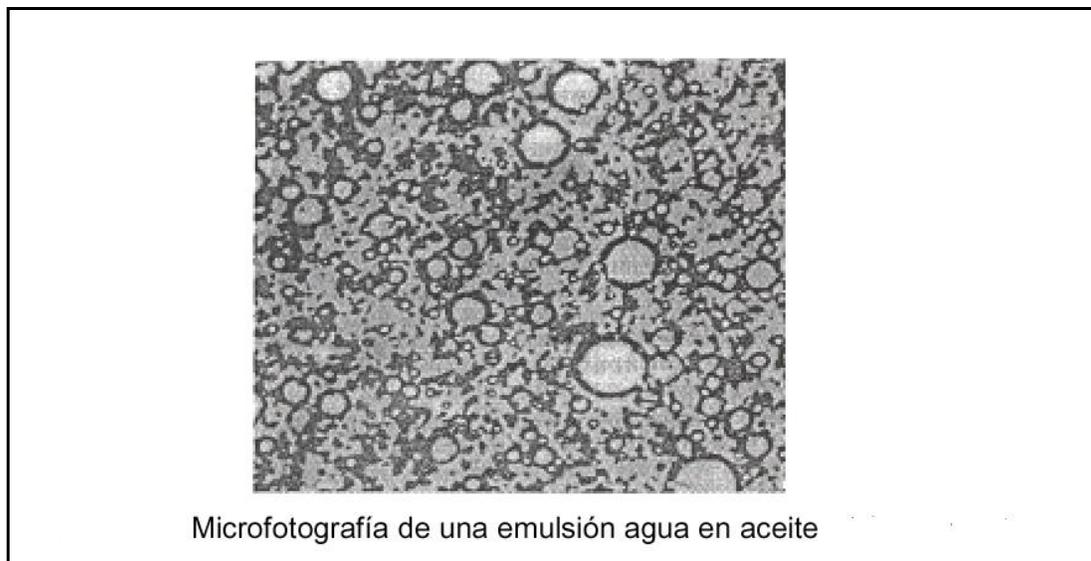
Casi siempre el fluido producido por un pozo es una mezcla de gas, petróleo y agua. Normalmente el agua y el aceite son dos fases inmiscibles y al estar en contacto se separan por gravedad. En el caso de un pozo, el agua y el aceite producidos pueden estar efectivamente como dos fases inmiscibles y en este caso, separarlas es bastante sencillo, pues se puede hacer muchas veces de una manera directa en el separador agua libre (FWKO); la fase líquida que sale de éste, se pueda llevar a un tanque donde se deja en reposo durante un tiempo relativamente corto, para permitir que se presente la segregación. Pero otras veces, el agua y el petróleo pueden estar mezclados íntimamente, haciendo muchas veces imposible la separación por gravedad; en este caso, se dice que se presentan emulsiones bien sea de agua en aceite o, lo contrario, de aceite en agua. La presencia de emulsiones es un problema bastante común en campos de petróleo y romperlas, o sea, separar las fases componentes, es a veces tan costoso que puede representar un porcentaje alto del costo de producción de un barril de crudo.

2.2 Definición

Una emulsión es una mezcla íntima de dos fases inmiscible en la cual una fase está dispersa, en forma de pequeñas gotitas, en la otra fase que permanece continua; la fase dispersa se conoce como fase interna y la continua como fase externa.

Pueden existir muchas clases de emulsiones, dependiendo del tipo de fases que las formen; pero en este caso, nos interesan las emulsiones entre aceite y agua y de ellas se seguirá hablando de aquí en adelante.

Figura 5. Microfotografía de emulsión agua en petróleo O/W



Fuente: Petrobras. **Estudios de emulsiones O/W. Pág. 87**

2.3 Clasificación

Las emulsiones se pueden clasificar de diferentes maneras, dependiendo del aspecto que se tenga en cuenta para hacerlo:

- a) De acuerdo a la estabilidad
 - Estables
 - Inestables

Una emulsión es estable cuando luego de formada, la única forma de conseguir que las fases se separen es aplicando un tratamiento especial ; una emulsión es inestable, cuando luego de formada, si se deja en reposo durante un tiempo, las fases se separan por gravedad; de todas maneras el tiempo requerido para que se presente segregación es bastante mayor, que cuando las fases no están

emulsionadas. Un ejemplo de emulsión inestable es la que se tiene cuando se toma una muestra de crudo liviano parafínico y agua pura; después de una agitación fuerte se puede observar el agua dispersa en el petróleo, pero si se deja un tiempo en reposo el agua se vuelve a segregar y se va al fondo. Cuando se toma una muestra de crudo nafténico pesado y agua salada, también se forma una emulsión luego de agitar fuertemente ambas fases en contacto; pero una vez obtenida la emulsión si ésta se deja en reposo se observa que al pasar el tiempo las fases no se separan. A pesar de que en ambos casos las fases son de la misma naturaleza, son inmiscibles y hubo agitación; en el primer caso se obtuvo una emulsión inestable y en el segundo caso una emulsión estable; posiblemente en el crudo pesado o en el agua salada haya algún elemento que ayude a que la emulsión no se rompa.

b) De acuerdo a la facilidad para romperlas

- Flojas
- Duras

Una emulsión estable es floja, cuando se puede romper con un tratamiento sencillo y dura, cuando requiere de un proceso más complicado para romperla.

c) De acuerdo a su naturaleza

- Normales
- Inversa

Una emulsión normal es aquella en la cual la fase continua es el aceite y la dispersa es el agua; la fracción de agua en la emulsión puede estar entre 10 y 35%. Se le llama emulsión normal por que es la de mayor ocurrencia; aproximadamente el 99% de las emulsiones presentes en los campos de petróleo son normales.

Una emulsión es inversa, cuando la fase dispersa es el petróleo y la continua es el agua; se le llama inversa o invertida porque son raras.

2.4 Teorías sobre la formación de emulsiones

Con varias teorías diferentes se ha tratado de explicar la formación de emulsiones estables, es decir, el hecho de que dos líquidos inmiscibles y de diferente gravedad específica se dispersen o formen una mezcla íntima estable. Sin embargo, algunas de ellas no permiten explicar por si solas la gran estabilidad de ciertas emulsiones.

2.4.1 Teoría coloidal

Explica el proceso de emulsificación relacionándolo con la química coloidal. Los coloides son sustancias que permanecen en suspensión en los líquidos, siguiendo aparentemente leyes físicas peculiares que le dan características muy diferentes a las sustancias no coloidales. Por ejemplo, ciertas arcillas, sustancias coloidales permanecen suspendidos en el agua por mucho tiempo después de un periodo de agitación que asegure suficiente dispersión de las partículas de arcilla. Se cree que las pequeñas gotas de agua suspendidas en una emulsión agua en aceite, están influenciadas por las mismas leyes físicas que controlan la suspensión de arcilla en agua.

2.4.2 Teoría de la tensión interfacial

Explica las propiedades peculiares de las emulsiones por su relación con los fenómenos de la tensión interfacial. Las relaciones de tensión interfacial permiten explicar la oclusión de un glóbulo de líquido dentro de otro, debido a que el líquido de tensión superficial mayor (agua) asume una forma convexa,

originando glóbulos esféricos o esferoidales y tiende a presentar la menor superficie al segundo líquido (aceite). Sin embargo, si la tensión interfacial es alta, por ejemplo entre aceite y agua pura, la emulsificación se dificulta porque el aceite tiende a extenderse sobre la superficie del agua formando una capa delgada. En este caso, la tensión interfacial se puede reducir lo suficiente para facilitar la formación de emulsiones agregando Al agua ciertas sales solubles (carbono de sodio, sulfato de aluminio etc.); por el contrario, si la tensión interfacial se aumenta, agregando al agua cloruros solubles, la emulsificación se dificulta mucho más.

2.4.3 Teoría del agente emulsificante

Las teorías anteriores permiten explicar la formación de emulsiones, pero no explican porque las gotas dispersas no se unen al ponerse en contacto, ni la persistencia al rompimiento de algunas emulsiones. La teoría del agente emulsificante es la más aceptada universalmente y explica la repulsión de las gotas dispersas a unirse debido a que están recubiertas por una sustancia denominada agente emulsificante, concentrado y retenido en la interfase por el proceso físico denominado absorción. (penetración superficial de un gas o un líquido en un sólido). El tipo de emulsión que se forme normal o invertida depende de las características del agente emulsificante y su relación con los dos líquidos.

- El líquido que humecta preferencialmente al agente emulsificante será la fase continua de la emulsión.
- Para agentes emulsificantes solubles, el líquido en el cual es soluble el emulsificante será la fase continua.

La teoría del agente emulsificante es la más aceptada para explicar la formación de las emulsiones.

La acción del agente emulsificante puede ser de tres maneras:

- Creando cargas repulsivas sobre la superficie de las gotas de la fase dispersa.
- Formando una película delgada que rodea las gotas de la fase dispersa y evita que las gotas se unan.
- Depositándose como polvo fino sobre las gotas de la fase dispersa.

2.5 Formación de emulsiones en campos de petróleo

De acuerdo con la teoría del agente emulsificante, la más aceptada para explicar la teoría de la formación de emulsiones, para que se presente una emulsión estable se requiere lo siguiente:

- Presencia de dos fases inmiscibles
- Agitación fuerte
- Presencia de un agente emulsificante , el cual es el principal responsable de la estabilización de la emulsión.

En el caso de un yacimiento, cuando la saturación de agua es mayor que la crítica se presenta flujo simultaneo de agua y aceite, o sea, se tiene la presencia de las dos fases inmiscibles; la agitación también se tiene debido al flujo a través de la formación, pero principalmente al salir del fondo del pozo donde se presenta una zona de alta turbulencia.

2.6 Factores que afectan la formación de emulsión

Existe una serie de factores que pueden aumentar o disminuir la posibilidad de que se forme emulsiones o afectar las características de la emulsión formada. Entre estos factores se pueden mencionar:

2.6.1 Porcentaje y salinidad del agua

El agua y el aceite pueden emulsionarse en proporciones variables, pero para cada petróleo crudo existe un porcentaje específico de agua que ocasiona emulsificarse. La salinidad afecta la tensión interfacial entre las fases y entre el emulsificante y las fases; se ha encontrado que los cloruros solubles aumentan la tensión interfacial dificultando la emulsificación.

2.6.2 Características del crudo

El tipo de crudo, la viscosidad, densidad y tensión superficial son las características del crudo que mayor influencia tienen sobre la tendencia a formar emulsiones. Los crudos nafténicos muestran mayor tendencia a formar emulsiones que los parafínicos. Al aumentar la viscosidad y la densidad de los crudos aumenta la tendencia a formar emulsiones.

2.6.3 Presencia de gas o aire

Las emulsiones se forman más fácil, más rápidamente y de una estabilidad mayor, cuando el gas natural o el aire se mezclan íntimamente con el aceite y el agua. Esto se explica por la mayor velocidad de flujo, al igual que mayor turbulencia y agitación propician una mezcla más íntima de los fluidos.

2.6.4 Tipo y cantidad de emulsificante

Hay unos emulsificantes que pueden ser más efectivos que otros y además el grado de emulsificación puede depender de la cantidad de emulsificante. El tipo de emulsificante puede definir que la emulsión sea normal o invertida.

2.6.5 Tiempo

El tiempo de contacto de las fases puede ayudar a la formación de emulsiones, específicamente si durante el tiempo de contacto hay agitación continua.

2.6.6 Método de producción

En el levantamiento artificial se presenta agitación extra que no ocurre en el flujo natural, especialmente cuando se tiene bombeo con varilla o neumático (gas Lift); el efecto es quizás mayor en el caso del bombeo neumático, pues la inyección de gas de por sí crea turbulencia y además, ya se vio que la presencia de gas favorece la formación de emulsiones.

2.7 Tratamiento de emulsiones

Tratar una emulsión significa someterla a algún proceso con el fin de separar sus fases (es decir con el fin de romperla). Las emulsiones que se someten a tratamiento son generalmente las emulsiones estables, pues ya se vio que las inestables, si se deja un determinado tiempo en reposo, la separación de fases se presenta por simple segregación; aunque algunas veces el tiempo que se deben dejar en reposo puede ser largo y para acelerar la separación se le hace a las emulsiones inestables algún tratamiento sencillo.

El tratamiento al que se debe someter una emulsión depende de las características de ésta, si es dura o floja, grado de emulsificación, tipo de emulsificante y muchas veces, de la disponibilidad de equipo y/ o materiales.

El primer paso en el tratamiento de una emulsión es un análisis de ésta en el laboratorio donde se podrá determinar:

- Tipo de emulsión (normal o invertida)
- Estabilidad
- Porcentaje de fases
- Respuesta a diferentes métodos posibles de tratamiento

En el tratamiento de emulsiones se busca neutralizar de alguna manera la acción del agente emulsificante, por ejemplo, venciendo las fuerzas repulsivas que impiden que las gotas de la fase dispersa se unan o destruyendo la película adherida a las gotas de la fase dispersa.

Aunque existen muchos métodos para tratar emulsiones, los más comunes son:

- Método térmico
- Método químico
- Método eléctrico
- Combinaciones de los anteriores

Cuando la emulsión es floja generalmente es suficiente alguno de los tres primeros, pero cuando es apretada se recurre a tratamientos combinados. Caso típico del crudo pesado del campo Xan; se hará a continuación una breve introducción a los principales tratamientos de crudo, ampliándolos en capítulos posteriores.

2.7.1 Tratamiento químico

Consiste en agregar a la emulsión ciertas sustancias químicas, llamadas demulsificantes, las cuales atacan la sustancia emulsificante y neutralizan su efecto para promover la formación de la emulsión. La acción del demulsificante se ha tratado de explicar de varias maneras. Una dice que el demulsificante es una sustancia que trata de formar una emulsión inversa a la existencia, bien sea afectando la tensión interfacial o presentando una tendencia de humectabilidad opuesta a la que muestra el emulsificante; al haber tendencia a formar emulsión de agua en aceite y a la vez de aceite en agua, ambas tendencias se neutralizan y las fases se separan. Una segunda explicación de la acción del agente demulsificante es que éste actúa sobre la película que cubre las gotas de fase dispersa debilitándola y al hacerlo, las gotas se pueden unir lo cual lleva finalmente a que las fases se separen.

El éxito en el rompimiento químico, consiste en seleccionar el demulsificante apropiado y usarlo en la proporción adecuada. Existen en el mercado gran variedad de demulsificantes, muchos de los cuales son el mismo químico pero con diferente nombre comercial, dependiendo de la casa fabricante.

La mayoría de los demulsificantes son solubles en agua y algunos en petróleo y sus derivados; para aplicarlos se pueden utilizar puros o disueltos en agua, crudo, gasolina o kerosene.

El sitio de aplicación depende principalmente de las características de la emulsión y al elegirlo se debe tener presente:

- Se necesita agitación para que el demulsificante se pueda mezclar íntimamente con la emulsión, aunque la agitación no debe ser excesiva porque puede ocurrir que se presente la separación de fases y una nueva emulsificación.
- Si hay mucho agua libre es recomendable retirarla antes de agregar el demulsificante, porque como casi siempre éste es soluble en agua, cierta parte se puede disolver en el agua libre y disminuir el porcentaje que actúa para ayudar a romper la emulsión.
- Mientras mayor sea el tiempo de agitación mayor podrá ser el grado de emulsificación y por tanto, para emulsiones muy duras una forma de acelerar la separación de fases será agregando el demulsificante tan pronto como se pueda.
- A mayor temperatura mejor será el efecto del demulsificante y la temperatura disminuye desde el fondo del pozo hacia el separador.

Teniendo en cuenta los aspectos anteriores, se puede pensar que un sitio apropiado para agregar el demulsificante será en la línea de superficie lo más cerca posible de la cabeza del pozo; si se trata de pozos con mucha agua libre se debe agregar en un punto después de que ésta haya sido retirada de la mezcla y cuando se trata de emulsiones muy duras se podrá mejorar la separación agregando el producto en el fondo del pozo.

La cantidad de químico que se debe agregar depende principalmente del tipo de emulsión y la mejor manera de determinarla es mediante ensayos piloto en laboratorio (Prueba de Botella).

El equipo de inyección es una bomba pequeña que puede ser operada por gas o presión, aire o eléctricamente; la bomba está conectada al depósito del químico de donde lo succiona y lo descarga a la presión requerida para poderlo inyectar a la línea de la emulsión. La rata de inyección se puede ajustar para inyectar la cantidad adecuada y así, evitar el desperdicio del producto, lo cual es importante ya que es bastante costoso.

Las principales ventajas del tratamiento químico son:

- Bajo costo de instalación y operación
- Proceso y equipo sencillo
- Versátil. Se puede aplicar a procesos en grande y pequeña escala.
- La cantidad del crudo no se altera
- La calidad del crudo no se altera
- Separación rápida y efectiva

2.7.2 Tratamiento térmico

Junto con el tratamiento químico, son los métodos más comunes y casi siempre se acostumbra agregar el demulsificante antes de calentar la mezcla. El aplicar temperatura a la emulsión tiene las siguientes ventajas:

- Debilitar la película de emulsificante.
- Aumentar el movimiento de las partículas de la fase dispersa, lo cual implica mayor número de choques incrementando la posibilidad de unión.
- Disminuye la viscosidad de la fase continua.

El calentamiento de la emulsión se hace en calentadores y tratadores; en la planta de proceso del campo Xan, se hace en 5 Tratadores Electroestáticos marca NATCO.

Las principales desventajas del tratamiento térmico son:

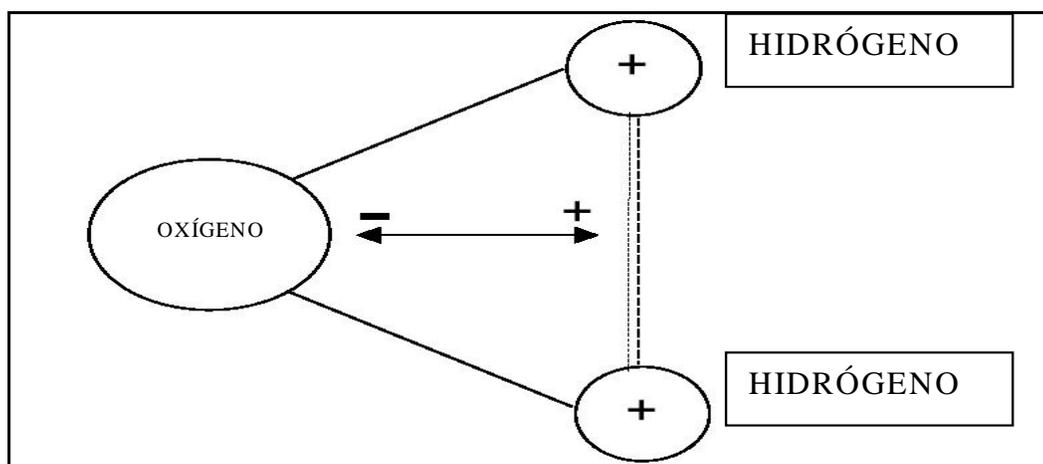
- Incremento en costos por problemas de corrosión y mantenimiento.
- No es tan versátil como el tratamiento químico en el sentido de poderse aplicar sin problemas en grande o pequeña escala.
- Aunque el funcionamiento de calentadores y tratadores es seguro, el riesgo potencial de accidentes graves puede ser mucho mayor que en el caso del tratamiento químico.

2.7.3 Tratamiento eléctrico

El principio básico de este tratamiento consiste en colocar la emulsión bajo la influencia de un campo eléctrico de corriente alterna o continua de alto potencial, después de un calentamiento previo moderado. La corriente alterna es la más barata y la más empleada.

El tratamiento eléctrico (coalescencia electrostática) a alto voltaje es utilizado en los campos petroleros o refinerías que trabajan con petróleo crudos que contienen agua y sal. El fenómeno de coalescencia electrostática se hace posible y actúa sobre la composición molecular del agua.

Figura 6. Molécula polar de agua



Fuente: Petrobras. **Estudio de Emulsiones O/W. Pag. 126**

La molécula del agua está conformada por un átomo de oxígeno (polo negativo) y dos átomos de hidrógeno (polo positivo), de tal forma que al ubicarse dentro de un campo electrostático se orientan de acuerdo con éste. (Ver figura 6).

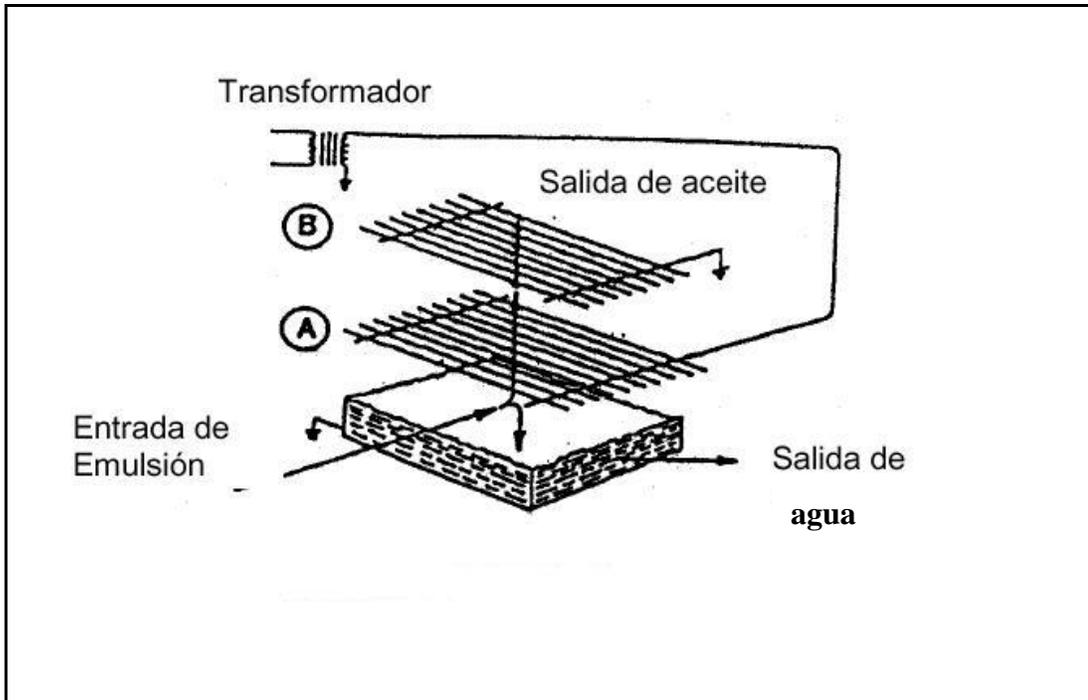
Al ser sometidas las moléculas de agua a un campo electrostático, éstas aparecen en forma elíptica; esta elongación distorsionará la película en la superficie de las gotas exponiendo más gotas a otras superficies adyacentes, facilitando la coalescencia y dando como resultado gotas más grandes las cuales se precipitan por gravedad.

Los elementos necesarios para la creación del campo electrostático, dentro del tratador utilizando voltaje AC son:

- 1) Una fuente de potencia que suministre el voltaje primario de línea (una fase AC, 220 V, 50-60 Hz) al transformador del tratador, el cual lo convierte al voltaje necesario (12000-30000, 50-60 Hz) que es alimentado al tratador a través de un buje (bushing).
- 2) Un electrodo superior, denominado electrodo cargado
- 3) Un electrodo inferior, el cual está suspendido por debajo del Electrodo cargado y conectado a tierra .

Los tratadores electrostáticos son utilizados en los campos en busca de mejorar la eficiencia de la operación, se han diseñado de tal forma que en el mismo recipiente se incorporen, tanto los elementos de calentamiento en la zona de separación de gas y remoción de agua libre.

Figura 7. Tratamiento Electroestático de Petróleo



Fuente: Natco. **Tratador electroestático de doble polaridad. Pág. 2**

Los tratadores funcionan generalmente con corriente alterna aunque recientemente han empezado a entrar en uso algunos tratadores conocidos como de doble polaridad, debido a que usan simultáneamente campos eléctricos alternos y continuos, los cuales han resultado sé más efectivos para romper emulsiones demasiado duras; su capacidad puede ser hasta un 15% mayor que la de un tratador convencional de corriente alterna del mismo tamaño.

3. SEPARACIÓN

3.1 Separación bifásica gas / líquido

Los fluidos producidos en cabeza de pozo están constituidos por una mezcla compleja de compuestos de hidrógeno y carbono, todos con diferentes densidades, presiones de vapor y otras características físicas. A medida que el caudal de pozo fluye desde el yacimiento donde se encuentra a altas presiones y temperaturas, este caudal experimenta reducciones en la presión y la temperatura, por lo que el gas que está asociado al líquido se va liberando y separando. En estas condiciones, la velocidad del gas arrastra las gotas de líquido y éste por su parte arrastra las burbujas de gas.

Cuando el caudal de producción llega al separador primario, es sometido a una caída de presión y allí es donde se completa la separación de las dos fases líquido – gas. La separación física de estas dos fases es una de las operaciones básicas en la producción, procesamiento y tratamiento de petróleo y gas.

3.1.1 Aspectos teóricos de la separación bifásica

3.1.1.1 Asentamiento gravitacional

En la sección de asentamiento gravitacional las gotas de líquido empezarán a precipitarse a una velocidad que es determinada por el equilibrio

o igualdad de la fuerza gravitacional (peso) de la gota de líquido con la fuerza de arrastre causada por un movimiento relativo a la fase continua gaseosa.

La velocidad de asentamiento de la gota de agua se determina usando la ley de Stokes:

$$V = gd^2(\rho_d - \rho_f)/18\mu_f$$

Donde:

V = velocidad de asentamiento o ascenso

g = aceleración debido a la gravedad

d = diámetro de gota

ρ_d = densidad de la gota

ρ_f = densidad del fluido

μ_f = viscosidad absoluta del fluido

Una versión alterna de la ecuación anterior, usada tradicionalmente en la industria petrolera es:

$$V = (1.072 \times 10^{-4})d^2(\rho_d - \rho_f)/\mu_f$$

Donde:

V = velocidad de asentamiento o descenso, ft/min

d = diámetro de la gota, μm

ρ_d = densidad de la gota, g/cm^3

ρ_f = densidad del fluido, g/cm^3

μ_f = viscosidad del fluido, cp

Estrictamente hablando, la Ley de Stokes es válida solamente para una sola y rígida gota moviéndose lentamente (no interactuando con otras gotas, con número de Reynolds < 1). La Ley de Stokes también puede ser usada para determinar los efectos de las propiedades del fluido producido en la estabilidad de la emulsión.

Primero, la velocidad de asentamiento es proporcional al cuadrado del diámetro de la gota, por lo tanto, una emulsión puede ser estabilizada reduciendo el diámetro de gota. Las gotas de una emulsión están generalmente en el rango de 0.5-50 μm . Los tamaños de gota arriba de 10-150 μm deben ser clasificadas como una dispersión.

3.1.1.2 Tamaño de la gota del líquido en la sección de asentamiento gravitacional

Prácticamente, el propósito de la sección de separación gravitacional es el de remover la mayor cantidad de líquido y acondicionar el gas para su tratamiento final en el extractor de niebla. La experiencia de campo demuestra que si se remueven o precipitan las gotas de 100 micrones y mayores en esta sección, el extractor de niebla no se inundará y estará en condiciones de remover las gotas de tamaño entre 10 y 100 micrones de diámetro.

La mayor parte de las ecuaciones de diseño para la capacidad de gas está basada en tamaño de la gota de 100 micrones o mayores, pero mediante la utilización de las ecuaciones generales, dadas para cada caso, se podrán realizar diseños para cualquier tamaño de gota de líquido.

3.1.1.3 Tiempo de residencia o de retención

Con el propósito de asegurar que el líquido y el gas alcancen las condiciones de equilibrio a la presión del separador, es necesario mantener almacenado el líquido durante cierto tiempo, llamado tiempo de residencia o tiempo de retención.

La fórmula para determinar el tiempo de retención en una vasija es la siguiente:

$$TR = \frac{V}{Q}$$

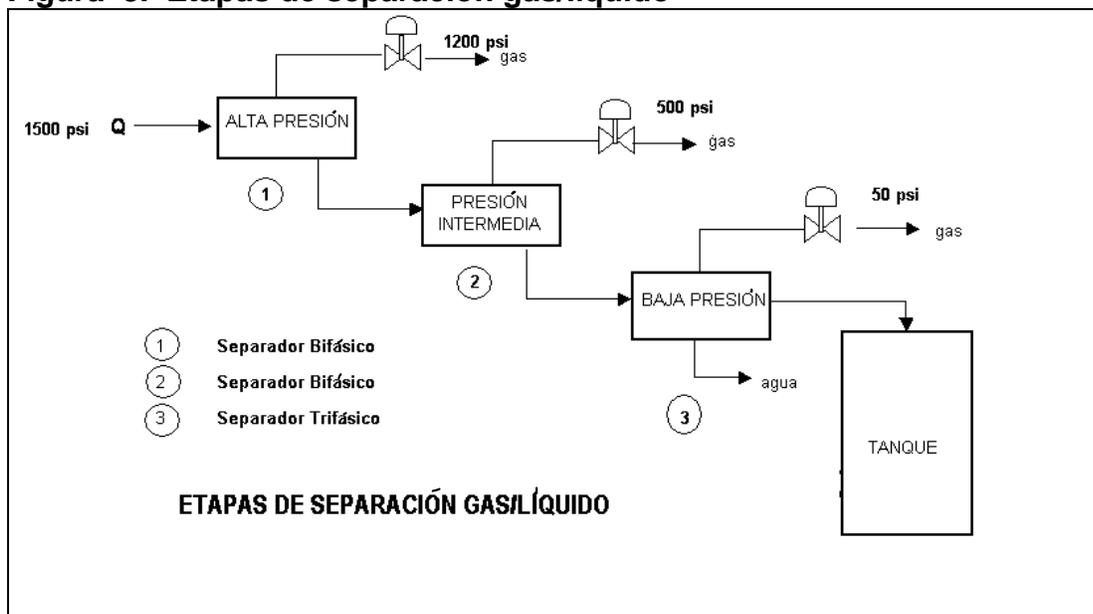
Donde: V = volumen ocupado por el líquido en el recipiente.

Q = caudal de entrada al recipiente.

El tiempo de residencia, en el caso de la separación bifásica, depende principalmente de las características de los fluidos en procesamiento, especialmente de la calidad del crudo (° API). Este tiempo puede variar entre 1 minuto y 5 minutos o más, especialmente cuando se trata de crudos pesados. Pruebas de laboratorio pueden confirmar el rango de TR a utilizar. Cuando se presentan problemas de espuma, será necesario aumentar este tiempo desde 1.5, 2.0, 2.5, hasta 4 veces, dependiendo del tipo de espuma.

3.2 Etapas de separación

Figura 8. Etapas de separación gas/líquido



Por razones de la naturaleza de los múltiples componentes del fluido producido, se puede demostrar que a mayor número de etapas de separación, mayor será la cantidad de componentes livianos que permanecen en equilibrio en la fase líquida. Cuando cambian las condiciones de presión y temperatura a la cual se produce la separación, también cambiara la cantidad de gas y/o de líquido que se separa de la corriente. La cantidad de líquido que permanece en el fondo del recipiente será tanto mayor cuando mas alta sea la presión y mas baja la temperatura.

El caudal de líquido y el caudal de gas separado en cada una de las etapas puede ser calculado, a partir de la composición de los hidrocarburos en procesamiento, a la temperatura y presión de operación determinadas para cada una de las etapas. Este cálculo puede ser realizado mediante los cálculos de separación instantánea o *Flash Calculations* ó cálculo de fases. Hasta hace algunos años estos cálculos eran sumamente fastidiosos y se requerían de varias horas para conocer la cantidad de líquido y la composición resultante mediante cálculos manuales. En la actualidad, los cálculos se efectúan por medio de software llamados simuladores de procesos.

3.2.1 Limitación en el número de etapas de separación

La selección del número de etapas requeridas en un proceso de separación gas/líquido partiendo de alta presión de llegada al separador, se obtiene teniendo en cuenta las siguientes consideraciones.

A más etapas agregadas al proceso, se obtiene menor incremento de producción en cada etapa adicional. Este factor trae como consecuencia una limitación en el número de etapas de separación, ya que entra en juego el factor económico, debido al costo del separador adicional, así como de su instalación,

operación y mantenimiento del mismo, frente a la disminución progresiva de las ganancias de producción líquida por la instalación de un separador adicional.

3.2.2 Determinación del número óptimo de etapas.

De acuerdo a lo anterior, se hace necesario determinar un número óptimo de etapas que se corresponda con los requerimientos técnicos, operacionales y económicos. A continuación se describen algunos de los parámetros que deben ser tenidos en consideración para esta determinación.

- Cálculos de separación instantánea para determinar el caudal de líquido y de gas separados en cada una de las etapas.
- Balance económico, basado en las ganancia obtenida por la adición de un nuevo separador vs. el valor del equipo a instalar; su instalación y los costos adicionales de operación y mantenimiento.
- Potencial del yacimiento
- Declinación de la presión original del yacimiento
- Análisis del efecto de contrapresión a la formación, el cual puede originar pérdidas de producción mayores a las ganancias obtenidas por la implementación de etapas de separación adicionales.

El número de etapas de separación depende principalmente de la cantidad de gas asociado al aceite, esto es el RGP (relación gas- petróleo). La tabla I hechas para un aceite dentro del rango de 14 a 45 ° API, puede ser una regla empírica para obtener rápidamente el número de etapas.

Tabla I. Etapas de separación sugeridas

RGP	Etapas de separación sugeridas	Presiones
< 50 M3/M3	2 ETAPAS	1 sep. 50 – 125 psia 1 almacenamiento 14.7 psi
50 a 150 M3/M3	3 ETAPAS	1 sep. alta 150 – 300 psia 1 sep. baja 45 – 100 psia 1 almacenamiento 14.7 psia
> 200 M3/M3	4 ETAPAS	1 sep. alta 300 – 600 psia 1 sep. media 80 – 220 psia 1 sep. baja 35 – 80 psia 1 almacenamiento 14.7 psia

Fuente: Carlos Monzón. **Plantas Petroleras.Pag. 118**

3.3 Tipos de separadores

Se hace la siguiente clasificación arbitraria referente al tipo de separadores que operan en la industria del petróleo.

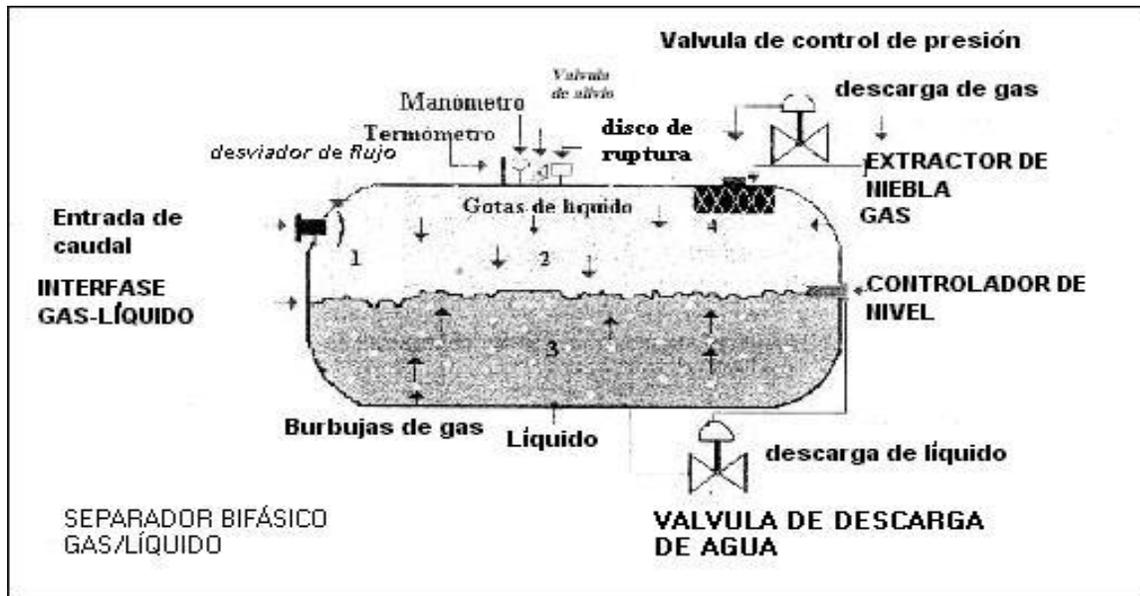
- **Por su operación**
 - Bifásicos
 - Trifásicos

- **Por su configuración**
 - Horizontales
 - Verticales
 - Esféricos
 - De doble barril
 - De filtro

- **Por el uso**
 - De producción
 - De prueba

3.3.1 Separador bifásico horizontal

Figura 9. Separador horizontal bifásico



3.3.1.1 Secciones del separador bifásico horizontal

1. Sección de separación primaria
2. Sección de separación por asentamiento gravitacional
3. Sección de acumulación de líquido
4. Sección de coalescencia

3.3.1.2 Secuencia del proceso en el separador bifásico horizontal

El caudal proveniente de los pozos entra al separador, choca contra el desviador de flujo, cambia la velocidad y la dirección del flujo, aquí se efectúa la separación primaria y casi total de las dos fases gas / líquido. Las gotas pequeñas de líquido son arrastradas por el flujo horizontal del gas que llega al extractor de niebla. Durante este recorrido, las gotas líquido que pueden vencer la velocidad del gas, se precipitan debido a su fuerza gravitacional o peso de las mismas.

El líquido separado tanto en el desviador de flujo como el separado en la sección gravitacional se almacena en la sección de acumulación de líquido. Esta sección debe tener la suficiente capacidad para suministrar un tiempo de residencia suficiente para que las burbujas de gas que han sido arrastradas por el líquido, puedan liberarse del líquido y formar parte de la fase gaseosa. La sección de acumulación de líquido también debe tener capacidad suficiente para absorber la turbulencia generada por los baches intermitentes que puedan llegar al separador.

El líquido es descargado a través de la válvula de control de nivel, la cual es regulada mediante el control de nivel. El nivel de líquido en el separador debe ser constante y comúnmente opera al 50% de la capacidad del separador.

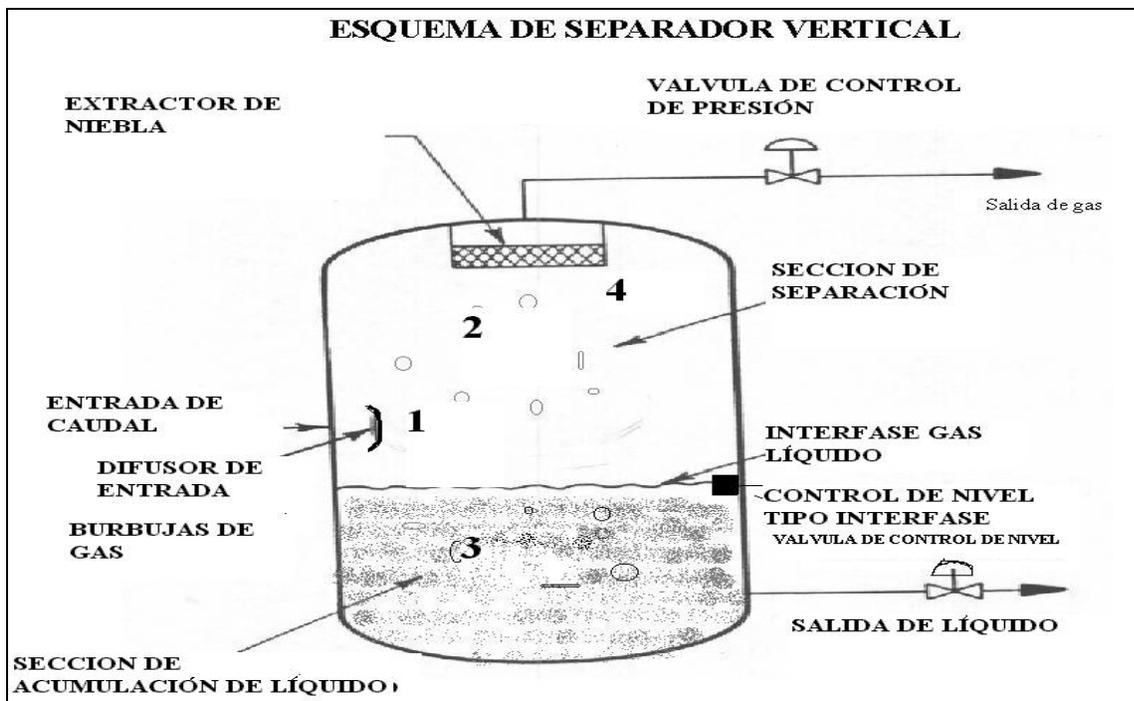
Las gotas pequeñas de líquido que no alcanzan a separarse por gravedad entran al extractor de niebla o sección de coalescencia, donde coalescen, es decir, las gotas pequeñas, mediante un mecanismo especial, se juntan para formar gotas más grandes y así poder precipitarse y realizar la etapa final de separación gas/líquido, para lograr una descarga de gas completamente seco. La presión del separador es mantenida constante mediante la válvula de control de presión.

3.3.2 Dispositivos de seguridad en los separadores

Todos los recipientes de tratamiento que involucran presión deben disponer de elementos de seguridad que permitan mantener controlado el sistema. Cuando por algún motivo la presión de operación del separador está por encima de los límites de ajuste de la válvula de control de presión, actúa la válvula de alivio, la cual descarga el gas hasta los límites permisibles. Si por alguna circunstancia tampoco opera la válvula de alivio, entonces entra a operar el disco de ruptura, el cual se rompe y permite la descarga del gas. Estas descargas se realizan a través de una línea que lleva a la torre de quema donde el caudal sobrante de gas es quemado.

3.4 Separador bifásico vertical

Figura 10. Separador bifásico vertical



3.4.1 Secciones del separador bifásico vertical

1. Sección de separación primaria
2. Sección de separación por asentamiento gravitacional
3. Sección de acumulación de líquido
4. Sección de coalescencia

Secuencia del proceso en el separador bifásico vertical

El caudal proveniente de los pozos entra al separador por la parte lateral superior. En el desviador de flujo se efectúa la separación bruta de las dos fases líquido/gas. El líquido se precipita hacia la sección de acumulación de líquido, el cual es descargado a través de la válvula de control de nivel o válvula de descarga de líquido. En el momento en que el líquido alcanza el equilibrio, las burbujas de gas que han sido arrastradas por el líquido, fluyen en dirección contraria al flujo del líquido y migran hasta la fase gaseosa.

El control de nivel y la válvula de descarga de líquido operan como en el separador horizontal. El gas separado en el desviador de flujo fluye verticalmente hacia arriba hasta alcanzar el extractor de niebla, arrastrando gotas pequeñas de líquido. En la sección de asentamiento gravitacional, la mayor parte de las gotas de líquido que han sido arrastradas por el gas, coalescen y se precipitan en dirección contraria al flujo de gas. La sección de acumulación de líquido debe tener características similares al separador horizontal.

En el separador vertical, la presión y el nivel son mantenidos constantes, tal como en el separador horizontal.

En el extractor de niebla se produce la coalescencia de las pequeñas gotas de líquido, para luego precipitarse al fondo del recipiente.

3.5 Selección separador horizontal contra vertical

La selección de un separador ya sea vertical u horizontal depende de ciertas ventajas o limitaciones operacionales que cada tipo puede ofrecer. Algunas de éstas, se enumeran a continuación:

Separador vertical

Ventajas

1. Eficientes para el manejo de sólidos
2. Eficientes para absorber turbulencia.
3. Menor tendencia a la reincorporación de líquido al caudal de gas.
4. Más efectivo en el manejo de caudales de producción con bajas relaciones gas/aceite(RGP).
5. Ocupa un menor espacio en la facilidad

Limitaciones

1. Dificulta el mantenimiento y el control de las válvulas de alivio, y otros elementos de seguridad., etc.
2. Se dificulta el transporte.

Separador horizontal

Ventajas

1. Eficiente en el manejo y procesamiento de altos volúmenes de gas y de líquido.

2. Más eficiente en el manejo de crudos espumosos
3. Más eficiencia en el manejo de emulsiones
4. Más eficientes en el manejo de producciones con altas relaciones gas/aceite
5. Mayor facilidad en el manejo y mantenimiento de instrumentos de control
6. Son de fácil transporte

En general, el separador horizontal es más eficiente que el vertical, pero también tiene limitaciones.

Limitaciones:

1. Tiene limitaciones para absorber turbulencia
2. No maneja sólidos como lo hace el vertical.
3. Requiere de mayor área de instalación.

3.6 Partes internas de un separador

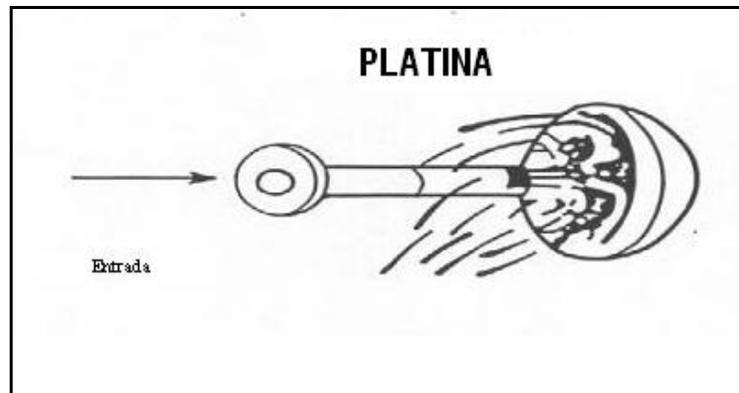
1. Desviador de flujo

Existen muchos tipos de desviador de flujo, pero los dos más comúnmente usados son los siguientes:

Tipo platina

Esta platina puede ser en forma de disco esférico, plana, de ángulo, cónica o de cualquier otro tipo que genere un cambio rápido en la velocidad y dirección de los fluidos.

Figura 11. Desviador de flujo tipo platina

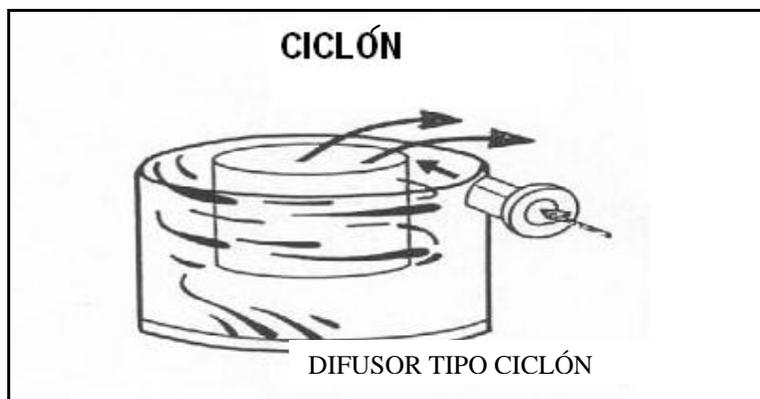


Fuente: Champion Tech. **Seminario inducción de tratamiento petróleo. Pág. 24**

El desviador de flujo de disco esférico o cónico es más ventajosa ya que crea menos turbulencia que las platinas planas o el tipo ángulo, disminuyendo las posibilidades de problemas de emulsificación o de reincorporación de agua en la fase gaseosa.

Tipo ciclón

Figura 12. Desviador de flujo tipo ciclón



Fuente: Champion Tech. **Seminario inducción de tratamiento petróleo. Pág. 25**

Utiliza el principio de la fuerza centrífuga para la separación del gas/líquido.

El diámetro de la boquilla de entrada debe ser diseñado para crear una velocidad de entrada de aproximadamente 20 pies por segundo alrededor del disco interior cuyo diámetro no debe ser mayor de $2/3$ del diámetro del recipiente.

2. Platinas antiespumantes

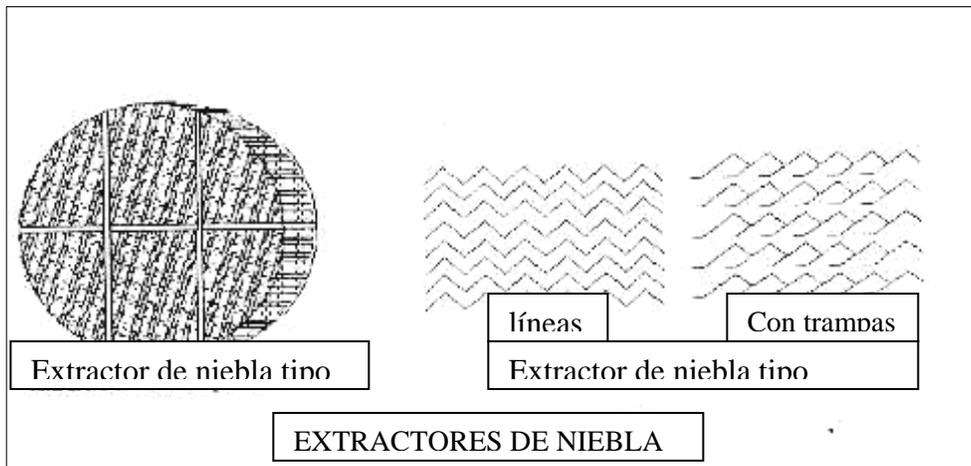
Generalmente la espuma presente en un caudal de producción de crudo es tratada mediante la adición de un producto químico. Mucha veces, una solución efectiva se logra mediante la instalación de una serie de platinas paralelas inclinadas, con las cuales se ayuda al rompimiento de las burbujas de espuma. Se instalan en la interfase gas/líquido.

3. Extractores de niebla

Los más conocidos son los siguientes:

- Paquetes de malla
- Paquetes de platinas en paralelo

Figura 13. Extractores de niebla



Fuente: Champion Tech. **Seminario inducción de tratamiento petróleo. Pág. 30**

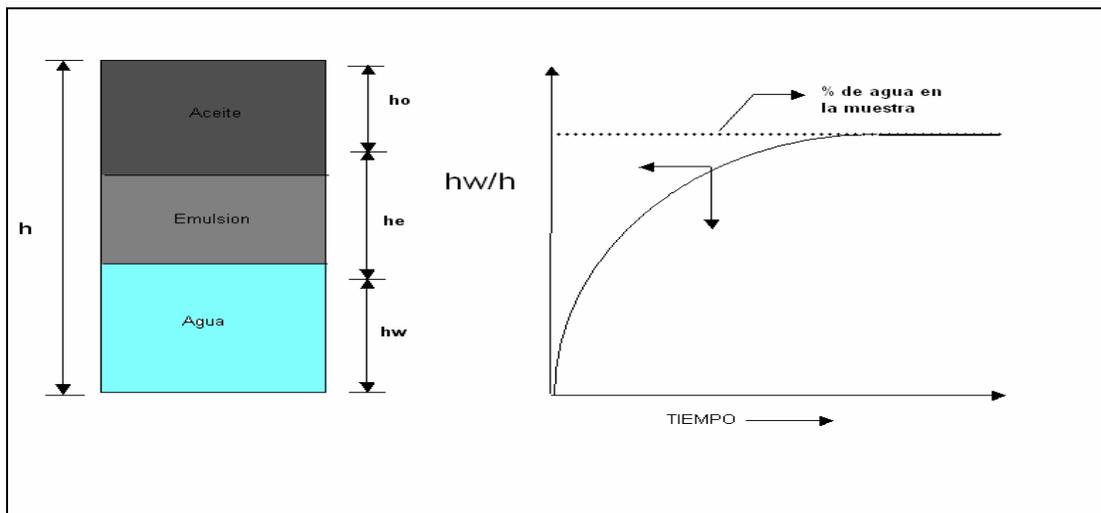
La efectividad del extractor de niebla tipo malla depende de la velocidad de la corriente de gas: Si es muy alta, se genera turbulencia y se origina reincorporación de gotas de líquido a la fase gaseosa. Si la velocidad es baja, las pequeñas gotas de líquido se agrupan en las platinas y coalescen con facilidad. La altura o espesor del extractor de niebla tipo malla está generalmente entre 3 y 7 pulgadas y su densidad entre 10 y 12 lb/pie. Una unidad tipo malla, adecuadamente diseñada logra remover el 99% de gotas de líquido con tamaño de 10 micrones y mayores. Una limitación del extractor de niebla tipo malla está en que puede llegar al taponamiento más fácilmente que otros tipos. En el extractor de niebla de platinas paralelas, el gas es forzado a través de ellas, las cuales tienen cambios direccionales para promover la coalescencia de las gotas de líquido. Estas son diseñadas para asegurar flujo laminar y una cierta caída de presión.

3.7 Separación trifásica

Aspectos teóricos

Con el siguiente ejemplo se visualiza el comportamiento de una mezcla agua-aceite cuando son mezclados con alguna intensidad.

Figura 14. Mezcla agua/aceite después de un mezclado



Una vez que la mezcla se deja en reposo, el agua libre empieza a precipitarse al fondo del recipiente; el crecimiento inicial de la columna de agua es rápido, tal como se muestra en la curva; este crecimiento disminuye ostensiblemente después de cierto tiempo hasta que se hace casi despreciable. Este periodo de tiempo puede oscilar entre 3 y 20 minutos o más, dependiendo de la calidad del crudo. A crudos más pesados, el tiempo de separación del agua libre será mucho mayor. Para crudos más livianos, el tiempo de separación será menor.

Normalmente, desde el punto de vista económico, es ventajoso separar el agua libre que pueda contener el fluido producido por los pozos, antes de proceder al tratamiento químico o térmico para romper la emulsión.

Los separadores de tres fases, comúnmente llamados FWKO (separadores de agua libre), se utilizan para remover cualquier cantidad de agua libre que este presente en la producción de uno o varios pozos petroleros.

Tamaño de la gota de agua en aceite

Esta información se obtiene del análisis y pruebas de laboratorio, donde se puede determinar el diámetro más representativo de la fase dispersa, agua, en la fase continua, aceite. Cuando no se dispone de esta información se puede asumir que un diámetro de la gota de agua presente en el colchón de aceite de 500 micrones, se precipitara al fondo. Si esto se cumple, el fluido tratado deberá salir del separador con bajas concentraciones de agua, en un rango del 5% a 10%; de emulsión que puede tratarse posteriormente con menores temperaturas de calentamiento y/o menores dosificaciones de rompedor de emulsión. Esto resulta en economía de tratamiento, o menores costos operacionales.

Contenido de aceite en el agua

La separación de las gotas de aceite de la fase agua es mas fácil que la separación de las gotas de agua de la fase aceite, debido al valor de la viscosidad de la fase continua en cada caso. Las experiencias de campo indican que el contenido de aceite en el agua, obtenido de un separador trifásico diseñado para remover agua del aceite, puede estar en el orden de 3500 ppm a la salida de agua del separador. Esta agua residual requiere de tratamiento posterior para remover el contenido de aceite todavía presente en el agua producida.

Tiempo de residencia o de retención

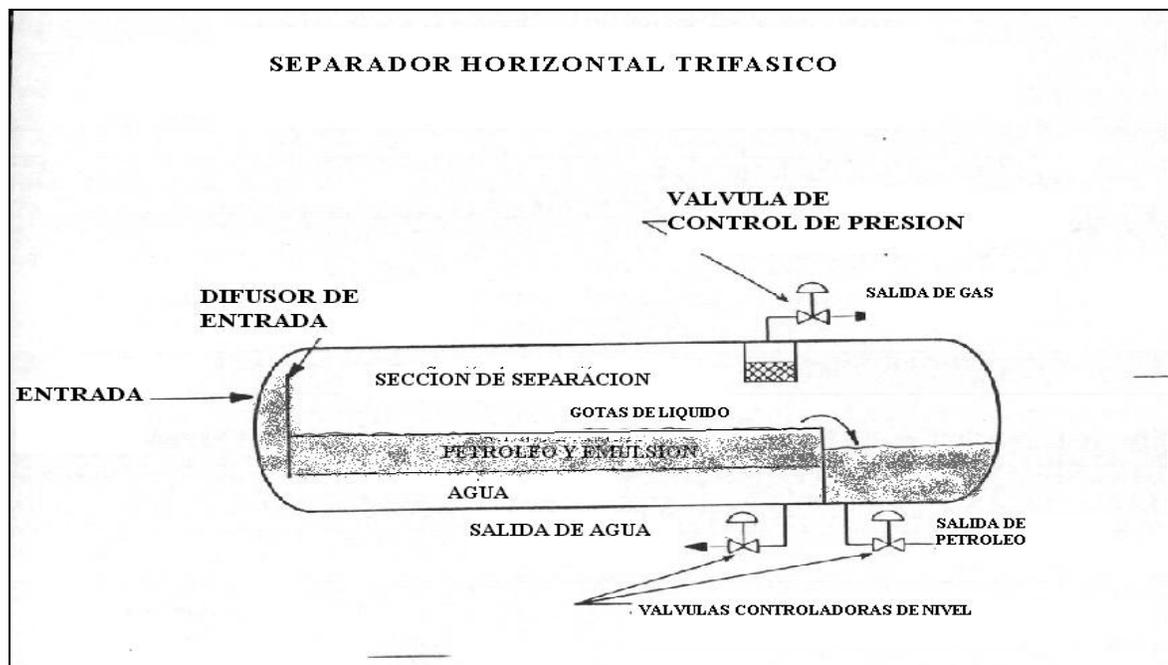
Se requiere de un cierto tiempo de almacenamiento del aceite (en la de capa de aceite h_o) en el separador para asegurar que el aceite logre el equilibrio y el gas que todavía esta asociado al aceite, pueda liberarse. Además, requiere un tiempo de reposo para que las gotas de agua que están en el aceite puedan coaleser y precipitarse de acuerdo con la ley de Stokes. Es común usar un tiempo de residencia entre 3 y 30 minutos dependiendo de la calidad o gravedad API del crudo.

Similarmente se requiere de un cierto tiempo de almacenamiento del agua removida y precipitada al fondo del recipiente para asegurar que la mayor parte de las gotas de aceite presentes en el agua residual, se unan (coalescan) y emerjan a la fase de aceite. Estos tiempos de residencia deberán ser determinados en los máximos caudales de agua y de aceite que van a ser manejados en el separador, así como también en función de las características del crudo, el parámetro mas importante.

3.8 Separador trifásico horizontal convencional

Configuración típica convencional

Figura 15. Separador horizontal trifásico



Fuente: Champion Tech. **Seminario inducción de tratamiento petróleo. Pág. 64**

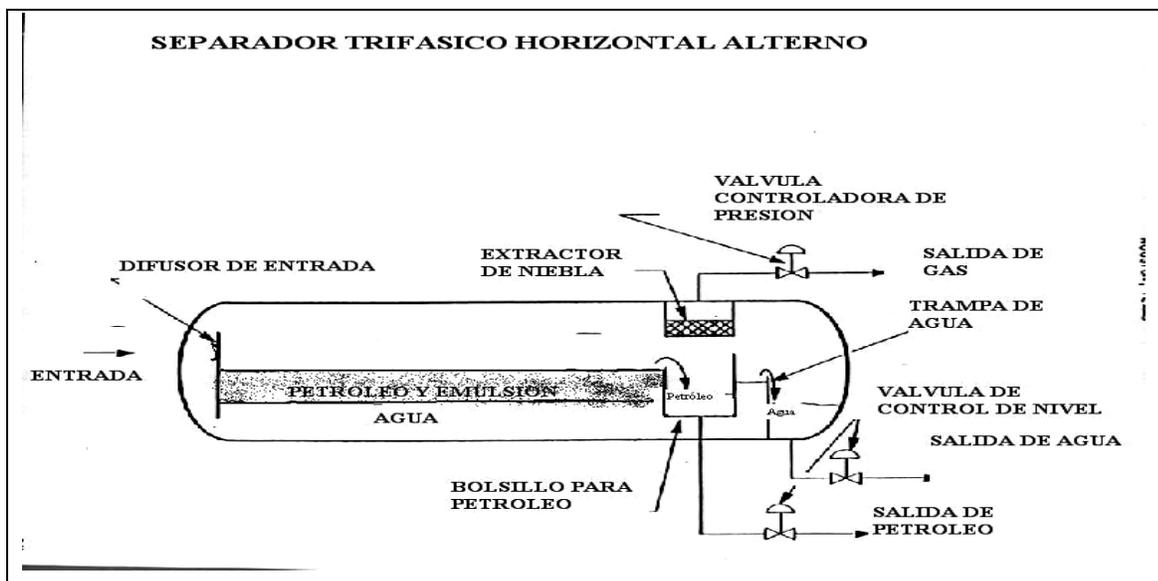
Secuencia del proceso en el separador trifásico convencional horizontal

El caudal del fluido entra al recipiente y choca con el desviador de flujo, donde se produce la separación primaria gas/ líquido. El desviador de flujo tiene un arreglo especial (bajante) para dirigir aisladamente el líquido separado hasta un poco por debajo de la interfase gas-aceite. La sección de acumulación de líquido del recipiente debe tener suficiente tiempo de residencia para que el aceite y la emulsión formen una capa o colchón de aceite. El aceite limpio se localiza en la parte superior, mientras que el agua libre se precipita al fondo del recipiente.

La compuerta mantiene el nivel de líquido en el recipiente, mientras que el nivel de agua es mantenido por el control de nivel tipo interfase, y por la válvula de descarga de agua. El aceite limpio se recolecta en la cámara de aceite, donde su nivel se controla mediante una válvula neumática de control de nivel. El control tipo interfase controla la interfase aceite/agua, así como el espesor del colchón de aceite, ho. La válvula de descarga de agua actúa de acuerdo con la señal del control de nivel tipo interfase, permitiendo la salida adecuada de agua, de tal forma que la interfase W/O o colchón de aceite ho, se mantenga a la altura de diseño. El gas fluye horizontalmente hasta el extractor de niebla y la válvula de control de presión mantiene constante la presión del separador. Las gotas de líquido que han sido arrastradas por el gas se precipitan en forma perpendicular a la dirección del caudal de gas. El nivel de la interfase gas/aceite puede variar desde la mitad del diámetro (50%), hasta el 75% del diámetro del recipiente, dependiendo de la importancia de la separación gas-líquido. La configuración mas usada es del 50%.

3.9 Separador trifásico horizontal alterno

Figura 16. Separador trifásico horizontal alterno



Fuente: Champion Tech. Seminario inducción de tratamiento petróleo. Pág. 67

La configuración alterna compuerta / cámara de aceite elimina la necesidad de usar control de nivel tipo interfase líquida, siendo este el fundamento de este tipo de separador alterno. En este caso, tanto el aceite como el agua fluyen sobre sus correspondientes compuertas y se acumulan en sus respectivas cámaras. El nivel de aceite y el del agua se controlan mediante sus respectivos niveles tipo flotador, que operan las válvulas de descarga en cada cámara. La altura de la compuerta de aceite controla el nivel del líquido del separador.

La diferencia de altura entre las compuertas de aceite y agua, delta h (Δh), controla el espesor del colchón de aceite, h_o , con base en la diferencia de gravedades específicas del agua y del aceite. Se aplica la siguiente ecuación para calcular el delta h) diferencia de altura que debe existir entre las dos compuertas), suficiente para formar un colchón de aceite, h_o , adecuado para obtener una óptima separación agua-aceite.

$$\Delta h = h_o \left[1.0 - \frac{\rho_o}{\rho_w} \right]$$

Donde

Δh = Distancia entre las dos compuertas, pulgadas

h_o = Espesor colchón de aceite, pulgadas

ρ_o = Densidad del aceite, lb/pie³

ρ_w = Densidad del agua, lb/pie³

Aspectos críticos de operación del separador trifásico horizontal alterno

- Es muy importante para la operación del separador que la compuerta del agua este lo suficientemente por debajo de la compuerta de aceite, de tal forma que el colchón de aceite suministre suficiente tiempo de residencia.
- Si la compuerta de agua esta muy baja con respecto a la del aceite, y la diferencia de gravedades especificas es pequeña, el espesor del colchón de aceite podría aumentar hasta que el aceite pase por debajo de la cámara de aceite y se mezcle con el agua nuevamente.

Normalmente una de las dos compuertas es ajustable para permitir variaciones en las gravedades especificas o en los caudales de flujo.

3.10 Aplicaciones de cada tipo de separador

Separador Trifásico convencional

Los controles de interfase instalados en separadores trifásicos convencionales tienen la ventaja de ajustarse fácilmente a las variaciones inesperadas de gravedades especificas o a las tasas de fluido.

Los controles tipo interfase se instalan en separadores trifásicos convencionales y son aplicables generalmente para crudos livianos o semilivianos, donde no se presentan problemas de parafina, o de emulsión ya que estos problemas interfieren en la definición de la interfase agua- aceite.

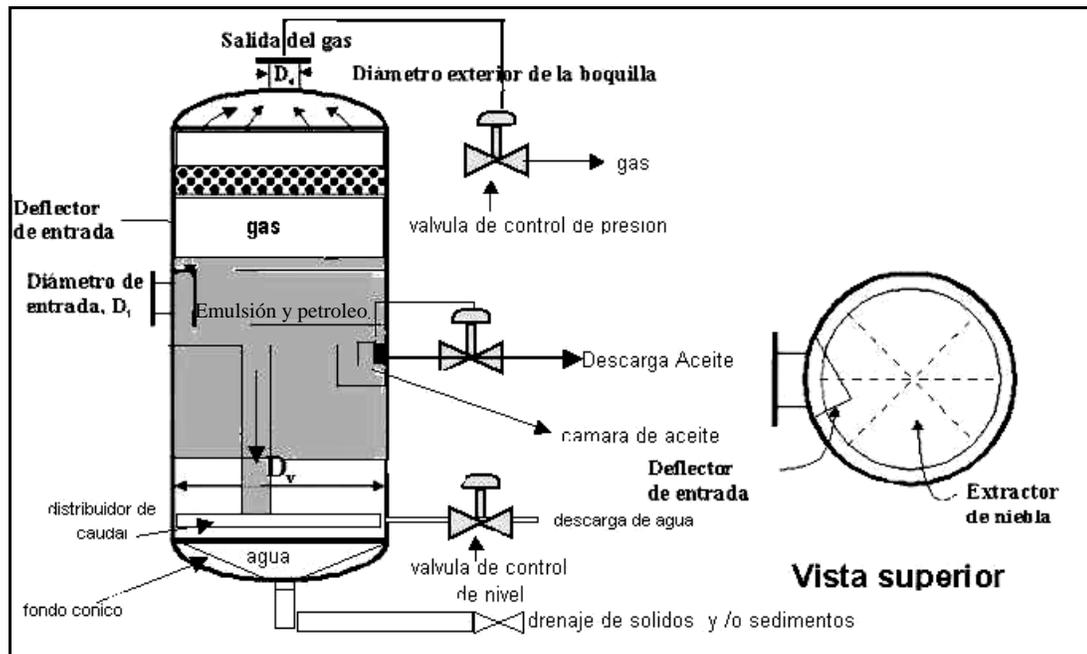
Separador trifásico de configuración alterna

Se utiliza generalmente para crudos pesados donde se dificulta la separación agua/aceite, y donde la interfase agua/aceite no se forma fácilmente. En estas condiciones no es factible utilizar el control de nivel tipo interfase, por lo que se debe acudir al separador de configuración alterna.

Se utiliza para crudos donde se presentan problemas de parafina o de emulsión, que afectan la operación del control tipo interfase debido a que la interfase agua/aceite no se forma fácilmente o es afectada por estos problemas y que en consecuencia es necesario utilizar la tecnología ofrecida por el separador de configuración alterna, ya que el control de nivel tipo interfase no opera en estas condiciones.

3.11 Separador trifásico vertical

Figura 17. Separador trifásico vertical



Fuente: Gas-training co. Diseño de separadores trifásicos. Pág. 14

3.11.1 Características generales

Como en el separador bifásico, el flujo entra al recipiente por la parte lateral superior y choca con el desviador de flujo donde se efectúa la separación primaria líquido / gas.

Como en el trifásico horizontal, también se dispone de un arreglo especial para llevar el flujo de líquido a través de la interfase aceite/agua sin perturbar la quietud requerida en el colchón de aceite para la separación agua aceite.

3.11.2 Métodos de control del separador vertical trifásico

Figura 18. Control de nivel y de interfase

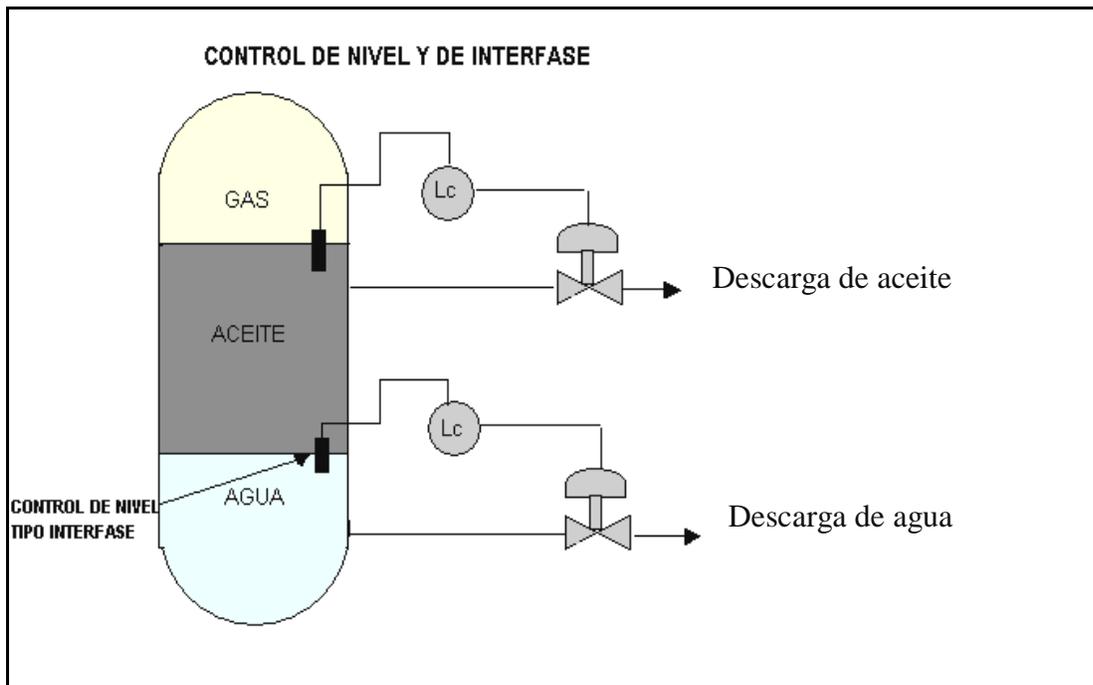
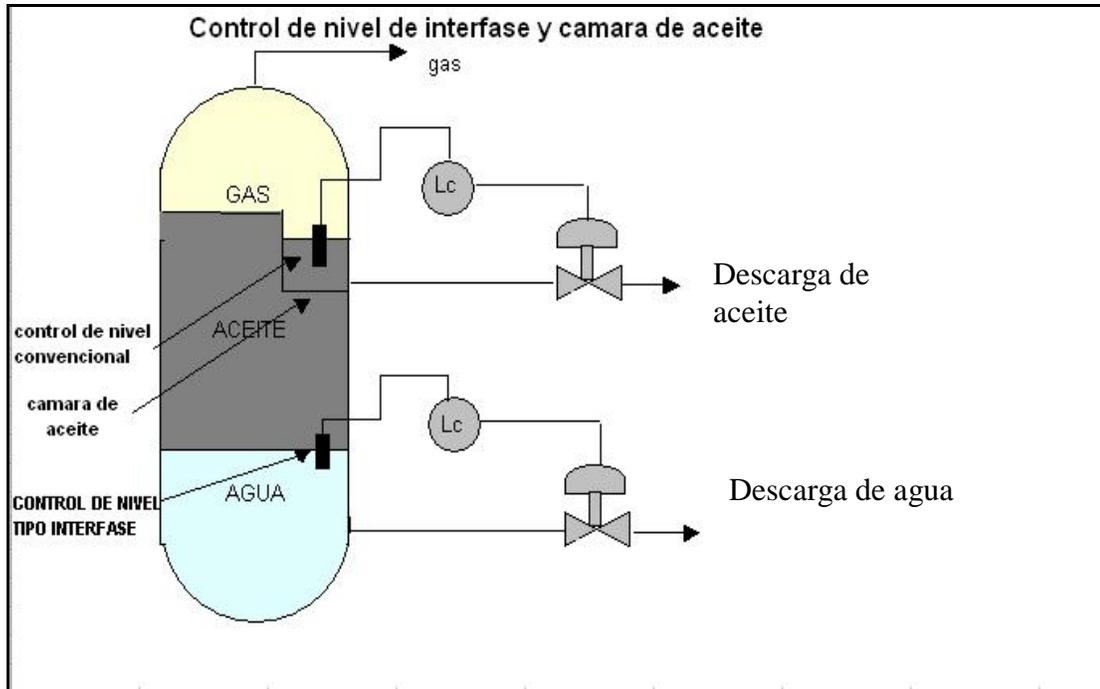


Figura 19. Control de nivel de interfase con cámara de aceite



Existen dos métodos de control más frecuentemente usadas en separadores verticales trifásicos:

Primer método: Estrictamente es un método regido por los controles de nivel. El flotador desplazante controla la interfase gas/aceite y regula la válvula de descarga de aceite. Adicionalmente utiliza un control de nivel de interfase para controlar la interfase aceite/agua y regular la válvula de descarga de agua. Debido a que no tiene baffles o compuertas internas, este sistema es fácil de construir y apto para un buen manejo de arena y sólidos producidos.

Segundo método: El segundo método usa un control de nivel de interfase y una cámara de aceite. La cámara controla la interfase gas/aceite a una posición constante de nivel y se obtiene una mejor separación de agua/aceite,

ya que permite que el aceite ascienda y se aloje en la cámara de aceite, de donde se descarga completamente libre de agua.

El control de nivel de interfase permite regular la descarga de agua y controlar el nivel de la interfase aceite/agua.

Las desventajas de este método pueden ser las siguientes:

- La cámara de aceite quita volumen al recipiente
- Puede generar problemas de acumulación de sólidos en la cámara de aceite dificultando su limpieza
- Se aumentan los costos del sistema

3.12 Separadores de prueba

3.12.1 Utilización

Son utilizados para determinar el potencial individual de producción de un pozo de petróleo o de gas. En general, se mide la producción de cada uno de los pozos productores de un campo de petróleo o de gas, en lo referente al caudal de fluido (BFPD) y caudal de gas (SCFD).

El número de separadores a instalar depende del número de pozos que están produciendo y de la frecuencia de la prueba. En Guatemala el Ministerio de Energía y Minas exige una prueba representativa por mes para cada pozo, pero para un mejor control de la producción del campo deben hacerse la mayor cantidad de prueba de producción de los pozos.

3.12.2 Características Generales

Este separador puede ser bifásico o trifásico, de acuerdo a las necesidades y características de la producción.

Debe tener una capacidad que esta relacionada con el máximo potencial individual de los pozos productores de petróleo o de gas, incluyendo un factor de seguridad, que puede estar por encima de 3.0

Las características de operación, presión y temperatura dependen de las condiciones de estos factores en el yacimiento y del sistema de transferencia de la producción desde el yacimiento hasta el separador

Puede ser de resolución o medición automática, electrónico manual de los fluidos producidos, tanto para el líquido como para el gas.

Pueden ser de tipo vertical u horizontal. Se prefiere de tipo horizontal por la facilidad de transporte, de medición y control.

3.12.3 Determinación del caudal de líquido producido

Esta medición se puede realizar mediante medidores especiales, como medidores de orificio, de turbina, electrónicos, digitales, etc.; o manualmente mediante la medida de cinta metálica del fluido producido y almacenado en los tanques de prueba, previamente aforados. Para realizar esta operación de medición manual se toman medidas de nivel del líquido antes y después de la prueba. Esta prueba se efectúa en un tiempo pre-establecido: 2, 4, 6, 8, o 12 horas y se extrapola a las 2 horas, para determinar la producción en BFPD (Barriles de Fluido Por Día).

La producción de agua se determina a partir de un análisis de BS&W realizado de una muestra tomada en cabeza de pozo. El cálculo de la producción diaria de agua se calcula multiplicando la producción del fluido total, BFPD por el porcentaje de agua obtenido de la prueba de BS&W: $BFPD \times BS\&W = BWPD$.

La producción de petróleo se calcula de la siguiente ecuación:

$$BOPD = BFPD (1.0 - BS\&W)$$

O por diferencia de fluidos líquidos:

$$BOPD = BFPD - BWPD$$

3.12.4 Determinación del caudal de gas producido

El caudal de gas producido por un pozo productor de petróleo o gas, generalmente es calculado mediante medidores tipo orificio que son instalados en la línea de gas producido, a la salida del separador. En el registrador de presión, componente del sistema, se instala una carta en la cual se registra la presión estática (psi) y la presión diferencial, en pulgadas de agua, hw. Además se instala en la línea manómetro y un termómetro, para verificar la medición de la presión estática, Ps y para registrar la temperatura a la cual está el caudal de gas que se va a calcular.

Parámetros o variables a tener en cuenta para el cálculo de gas:

1. Diámetro de la línea de gas, a la salida del separador
2. Diámetro del orificio instalado en la línea de gas
3. Temperatura de operación del gas en el sitio de medición (preferiblemente en la línea) °F

4. Gravedad específica del gas, Sg
5. Cedula de la tubería: presión alta intermedia o baja (cédula 160, 120, 80, 40, 30, 20)
6. Presión de operación en el separador, psi
7. Presión en la línea de medición de gas, psi
8. Información de la carta registradora:
 - Presión estática, Ps Esta presión debe ser aproximadamente igual a la presión registrada en el manómetro de la línea de gas o en el separador
 - Presión diferencial, hw, en pulgadas de agua. Esta presión debe ser la lectura promedio ponderado calculado de la carta para el período de prueba.
9. Si las conexiones son de tipo flange (*flange taps*), o de tipo tubería (*pipe taps*).
10. Relación diámetro del orificio/diámetro de la línea de gas

$$\beta = \frac{d}{D}$$

Donde:

d = Diámetro interno del orificio

D = Diámetro interno de la línea

3. 13 Cálculo de caudal de gas producido de un pozo de petróleo

El caudal de gas producido por un pozo de petróleo o de gas se calcula aplicando la siguiente ecuación:

$$Q_g = 24 \cdot C \sqrt{(P_s + 14.7) h_w}$$

Donde:

- Qg = Caudal de gas, SCFD. (pies cúbicos estándar por día)
C = Constante de flujo para sistema de medición tipo orificio.
Ps = presión estática, psi
hw = presión diferencial, pulgadas de agua.

$$C = F_b \times F_g \times F_{tf} \times F_{pv} \times F_{pv} \times F_r \times Y \times F_{pb} \times F_{tb} \times F_m \times F_a \times F_l$$

Para un cálculo aproximado de caudal de gas producido en un pozo productor de petróleo se pueden involucrar los cuatro primeros parámetros de la constante "C".

Descripción de los parámetros de cálculo:

- F_b = Factor básico de orificio
F_g = Factor de gravedad específica del gas

$$F_g = \sqrt{1/Sg}$$

- F_{tf} = Factor de temperatura de flujo (tf en grados Fahrenheit)
F_{pv} = Factor de supercompresibilidad

$$F_{pv} = \sqrt{\frac{60 + 460}{tf + 460}}$$

- F_r = Factor de número de Reynolds
Y = Factor de expansión
F_{pb} = Factor presión base
F_{tb} = Factor temperatura base
F_m = Factor de manómetro (solo para medidores de mercurio)
F_a = Factor de expansión térmica del orificio
F_l = Factor de medición local

3.14 Problemas potenciales de operación en los separadores (bifásicos y trifásicos)

3.14.1 Problemas de espuma

Origen

La causa principal que origina los problemas de espuma son las impurezas que están en la producción (aceite + agua) desde la formación productora. Estos problemas pueden ser enfrentados si se dispone de suficiente tiempo de residencia o se tiene suficiente superficie de coalescencia para romper la espuma, o mediante la utilización de un producto antiespumante.

Problemas

- Problemas mecánicos en el control de nivel, ya que la espuma afecta el control de la interfase gas/aceite, en la cual actúa.
- Reduce volumen del separador: La espuma ocupa espacio que corresponde al crudo o el gas. Es decir, reduce la capacidad de la sección de separación gravitacional y de la sección de acumulación del líquido.
- Reduce la eficiencia. Se convierte en un banco no controlado de espuma, en el cual se hace casi imposible separar el gas del líquido, lo cual origina que se presente arrastre de gas en la descarga del líquido del separador.
- El líquido descargado por el separador lleva alguna cantidad de gas que origina problemas posteriores.

Soluciones

- Realizar ajustes al diseño original, tal como la instalación de platinas coalescedoras
- Aumentar el tiempo de residencia
- Utilización de un producto antiespumante

3.14.2 Problemas de parafina

Origen

Propio de crudos parafínicos.

Problemas

La operación del separador puede verse seriamente afectada por la acumulación de parafina en el extractor de niebla o en las superficie de coalescencia de la sección de acumulación de líquido. La parafina puede causar problemas adicionales en los controles de nivel, tipo interfase.

Soluciones

- Utilización de extractores de niebla tipo centrífugo.
- Utilizar vapor o solventes, para la cual se debe proveer al recipiente de orificios para su correspondiente inyección.
- Utilización de un dispersante o inhibidor de parafina.
- Instalación de un dispositivo electromagnético en el fondo de la sarta tubería de producción del pozo que actúa como dispersante de parafina.

3.14.2 Problemas de arena

Origen

Producción de arena proveniente de la formación productora debido al completamiento original deficiente para el control de arena en pozos productores de crudo o de gas. Este problema puede aumentarse por altas fuerzas de arrastre que son causadas por altos caudales de producción que sobrepasan el nivel de producción crítica.

Problemas

- Abrasión de las partes internas de las válvulas de descarga, afectando los controles de nivel.
- Abrasión en las líneas de descarga del separador, lo cual debilita el material y disminuye la vida útil de la mismas.
- Acumulación de arena en el fondo del recipiente y taponamiento en las salidas o descargas del líquido.

Soluciones

- La mejor solución es la instalación de un adecuado sistema de control de arena en el completamiento original de pozo: Empaquetamiento de arena, filtros de arena, *liners* rasurados, etc., precio diseño elaborado a partir del análisis granulométrico de la arena proveniente de la formación productora.
- Uso de separadores con el mínimo de dispositivos de acumulación interna.
- Uso de válvulas resistentes a la abrasión.
- Producir el pozo a caudales que no estén por encima de la tasa crítica.
- Aumento en la densidad de cañoneo.
- Aumento del intervalo abierto en la zona productora, si es factible.

3.14.3 Problemas de emulsiones

Origen

La emulsión se forma por la presencia de contaminantes en el caudal de producción, provenientes de la misma formación productora, tal como los asfáltenos, resinas, etc.

Problemas

Como la emulsión se forma en la interfase agua/aceite, el problema será para el control de nivel de tipo interfase y en consecuencia, para el colchón de aceite, h_o . Afecta también los tiempos de residencia, con la resultante disminución en la eficiencia de separación. Aumento en los costos de tratamiento.

Soluciones

- Agregar rompedores de emulsión especiales para estos casos, precio análisis de laboratorio.
- Utilización de calor para reforzar el rompimiento de la emulsión.

3.14.4 Arrastre de líquido en la fase gaseosa

Se detecta cuando el gas descargado presenta contenido de líquido por encima del normal.

Origen

- Puede ser producido por alto nivel de líquido.
- Daño en las partes internas del separador, tal como en el control de nivel.

- Distancia insuficiente entre el desviador de flujo y el extractor de niebla.
- Diseño inadecuado del separador por tiempos de residencia muy bajos.
- Taponamiento de las descargas o salidas.
- Daño en la válvula de descarga.
- Alta turbulencia.
- Ajuste deficiente en el control de nivel.

Problemas

Deficiencia en la separación y presencia de alto contenido de agua y aceite en el gas producido.

3.14.5 Arrastre de gas en la fase líquida

Ocurre cuando gas libre escapa con el líquido que esta siendo descargado por el separador.

Origen

- Presencia espuma lo cual origina una remoción deficiente del gas
- Bajo tiempo de residencia
- Daño en el control de nivel
- Falta de Ajuste del sistema de control de nivel

Problemas

Deficiencia en la separación y presencia de alto contenido de gas en el líquido que se esta descargando del separador.

4. TRATAMIENTO DE PETRÓLEO CRUDO

4.1 Fundamentación

Frecuentemente, el proceso de separar agua del aceite requiere de un tratamiento adicional a la separación gravitacional. Este fenómeno se presenta en crudos donde hay presencia de emulsión, la cual es necesario tratarla para lograr la separación de las dos fases presentes.

Este tratamiento se hace más necesario en la producción de crudos pesados y en producciones de crudo de cualquier nivel de API, donde hay presencia de agentes emulsificantes naturales provenientes de la formación de emulsiones.

4.2 Sistemas de tratamiento

Existen tres sistemas básicos de tratamiento de crudo o de emulsiones que son frecuentemente utilizados en campos petroleros como el de XAN.

- a) Tratamiento Químico
- b) Tratamiento Térmico
- c) Tratamiento Eléctrico o Electroestático

4.2.1 Selección del sistema de tratamiento

La determinación del tratamiento a seguir se establece primeramente en pruebas de laboratorio, llamadas Pruebas de Botella, donde se selecciona el tipo de rompedor más eficiente, así como su correspondiente dosificación. Adicionalmente a estas pruebas especiales, se determina la necesidad o no del tratamiento térmico adicional al tratamiento químico

Es importante bajo el punto de vista operacional y económico, hacer todos los esfuerzos y tentativas posibles para lograr un tratamiento a temperatura ambiente, el cual involucrará solamente el uso de un rompedor de emulsión y de otros medio mecánicos de deshidratación. Si lo anterior no es posible alcanzarse, entonces si se debe apelar al tratamiento térmico adicional. El nivel de temperatura de tratamiento también se obtiene de las pruebas de botella.

Para todos los casos, las pruebas de botella deben ser confirmadas mediante pruebas de campo, con una duración mínima de 10 días, donde los resultados sean representativos y estables.

4.2.2 Factores para seleccionar un sistema de tratamiento de crudo

Adicionalmente a lo anterior expuesto para la selección de un sistema de tratamiento de crudo adecuado, los siguientes factores forman parte de la selección definitiva del tratamiento a seguir.

1. Dureza o apretado de la emulsión
2. Gravedad específica del aceite (pesado, liviano o intermedio) y del agua de producción

3. Cantidad del fluido a ser tratado
4. Porcentaje de agua presente en la producción
5. Salinidad del agua presente en la producción
6. Efecto corrosivo del aceite, agua o gas
7. Tendencia del agua a formar incrustaciones
8. Tendencia del crudo a formara parafinas
9. Potencial del yacimiento, presión de formación y su declinación.
10. Presencia de agentes emulsificantes en la formación productora.

La separación agua/aceite tiene que ver con el rompimiento de la emulsión; se debe desactivar o eliminar el efecto del producto emulsificante que esta formando la emulsión. Para esto se pueden utilizar los siguientes procedimientos:

- Utilización de un producto químico que neutralice el efecto emulsificante.
- Utilización de la energía térmica que desactiva o debilita el efecto que esta produciendo la emulsión.
- Adicionalmente, el calor agregado al sistema disminuirá la viscosidad del crudo lo cual ayudara a la separación agua/aceite, debido a la fuerza de la emulsión de algunos crudos se tratara con tratamiento electroestático donde las gotas de agua se unen y coalescen.
- En general, el sistema de tratamiento deberá tener un tiempo de reposo suficiente para que las gotas de agua coalescan.

En consecuencia, en este proceso deberá haber consideración de los siguientes parámetros:

- ✓ Temperatura
- ✓ Viscosidad
- ✓ Tiempo de reposo
- ✓ Dimensionamiento del recipiente

4.3 Productos demulsificantes o rompedores de emulsión

Son productos químicos con comportamiento de superficie activa que se utilizan para neutralizar la acción del agente emulsificante y así romper la emulsión.

4.3.1 Características de un agente demulsificante

1. Fuerte atracción a la interfase agua/aceite
2. Floculación: Si el agente emulsificante es débil, la fuerza de floculación es suficiente para romper la emulsión
3. Coalescencia: induce a la coalescencia de las gotas dispersas
4. Humectabilidad a los sólidos. Esta propiedad hace que los sólidos que forman la capa viscosa alrededor de la gota dispersa se humecten y se debilite esta hasta romperse, quedando libre el agua de la gota dispersa. Para las emulsiones directas, la gota dispersa corresponde al agua.

Un agente demulsificante puede tener 1, 2, 3 o todas estas propiedades, dependiendo de los requerimientos de la emulsión a romper.

El demulsificante debe neutralizar la acción del emulsificante y promover la ruptura de la película o capa localizada en la interfase agua/aceite de la gota.

4.3.2 Formas de neutralizar al agente emulsificante

La manera como el demulsificante neutraliza al agente emulsificante depende del tipo de emulsificador o agente emulsificante, como sigue:

- a. Sulfuros o hierro, sílices y lodos de perforación pueden ser humedecidos por agua, forzando su remoción. Este fenómeno es promovido por la propiedad de humectabilidad a los sólidos que debe tener el correspondiente rompedor de emulsión.
- b. Parafinas y asfáltenos pueden ser disueltos y alterados, haciendo la película envolvente más débil, hasta romperse y liberar el agua.

4.3.3 Otras características de selección del demulsificante

La selección del demulsificante se debe hacer de acuerdo a la tecnología o los equipos de tratamiento disponibles. Se prefiere seleccionar un producto de acción rápida.

En tratadores térmicos, la acción del rompedor de emulsión debe ser rápida, debido al corto tiempo de residencia.

Cambios con el tiempo. A medida que las condiciones de campo varían o cambian, se deben cambiar o ajustar las condiciones de tratamiento, tal como sucedería en parte o zonas donde existen las estaciones de verano e invierno, o cuando se esté obteniendo producción proveniente de pozos recientemente estimulados con fluidos diferentes a los de la formación, etc.

Normalmente se deben hacer pruebas de botella y pruebas de campo cada año, para verificar su comportamiento de la producción y hacer los correspondientes cambios o ajuste en el tratamiento.

4.3.4 Selección y dosificación de un demulsificante

La selección y dosificación de un demulsificante se determina en pruebas de laboratorio denominadas Pruebas de Botella verificadas con prueba de campo.

Una excesiva dosificación eventualmente puede invertir el proceso de tratamiento o disminuir su acción.

La selección: no es común encontrar un rompedor de emulsión que contenga todas las cuatro características mencionadas anteriormente, además, también depende de las características de la emulsión. Según esto, la selección del rompedor adecuado se debe realizar mediante las pruebas de botella, haciendo las mezclas que sean necesarias hasta que se encuentren conjuntamente las propiedades o características del rompedor, necesarias para romper la emulsión que se está tratando.

La dosificación: del rompedor se determina también en las pruebas de botella, verificada mediante una prueba de campo. Esta se expresa generalmente en partes por millón (ppm) o en unidades de campo, y va de acuerdo a las características del pozo productor como por ejemplo, presión de cabeza, cantidad de emulsión y agua libre.

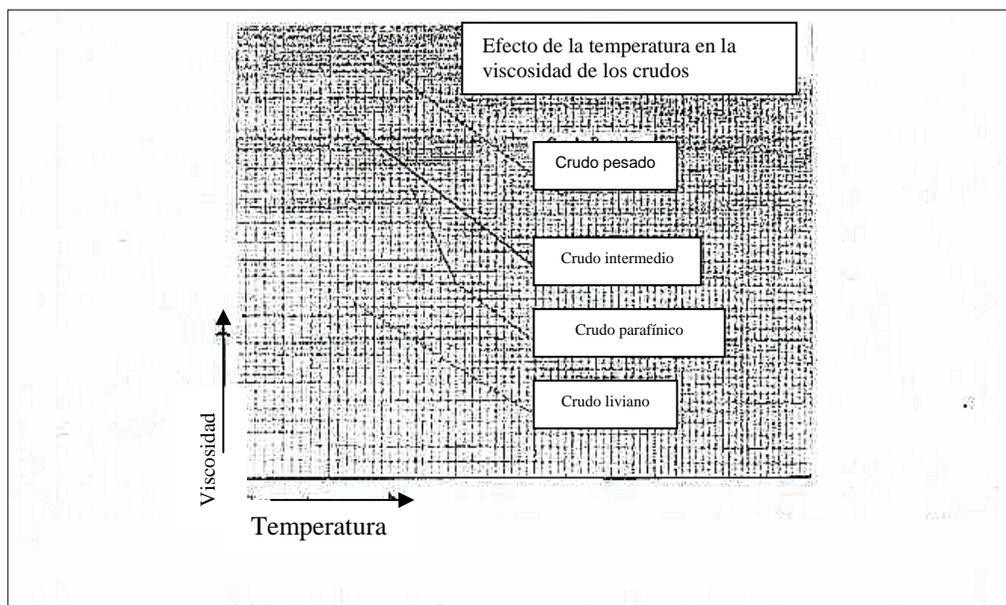
4.3.5 Puntos de inyección del demulsificante

El punto de inyección más adecuado para el demulsificante corresponde al múltiple de producción, donde a la entrada de las líneas de flujo se forman mezcladores naturales, lo que facilita el contacto del rompedor con la interfase agua / aceite de cada gota de agua. En el campo Xan se tiene la experiencia de inyección de demulsificante en cabeza de pozos productores para disminuir la presión de cabeza (WHP), se recomienda inyectar en pocas cantidades por la cantidad de agua libre que tienen algunos pozos y en donde podría mezclarse el demulsificante con esta agua de producción y provocar un desperdicio del producto.

4.3.7 Determinación de la viscosidad de los crudos

La información sobre viscosidad obtenida del análisis de laboratorio (ASTM D-341), es la más representativa. Dos pruebas hechas a temperaturas diferentes genera una gráfica de la cual se pueden obtener viscosidades a diferentes temperaturas, cuando se requiera para un caso particular.

Figura 20. Efecto de la temperatura en la viscosidad de los crudos



4.3.6 Viscosidad contra tratamiento térmico de los crudos.

Para crudos entre 30 API y 11 API, la variación de la viscosidad se hace cada vez más importante para la separación agua/aceite, hasta tal punto que en algunos casos, cuando se efectúa el tratamiento para separar las dos fases, es necesario reducir la viscosidad, ya sea mediante un diluyente (como la nafta), o mediante la adición de calor. Esta circunstancia ocurre especialmente para crudos pesados, donde se presentan altos niveles de viscosidad.

Para crudos livianos, con gravedades API mayores de 30, las variaciones de viscosidad son bajas, perdiendo importancia el factor viscosidad, en el correspondiente tratamiento.

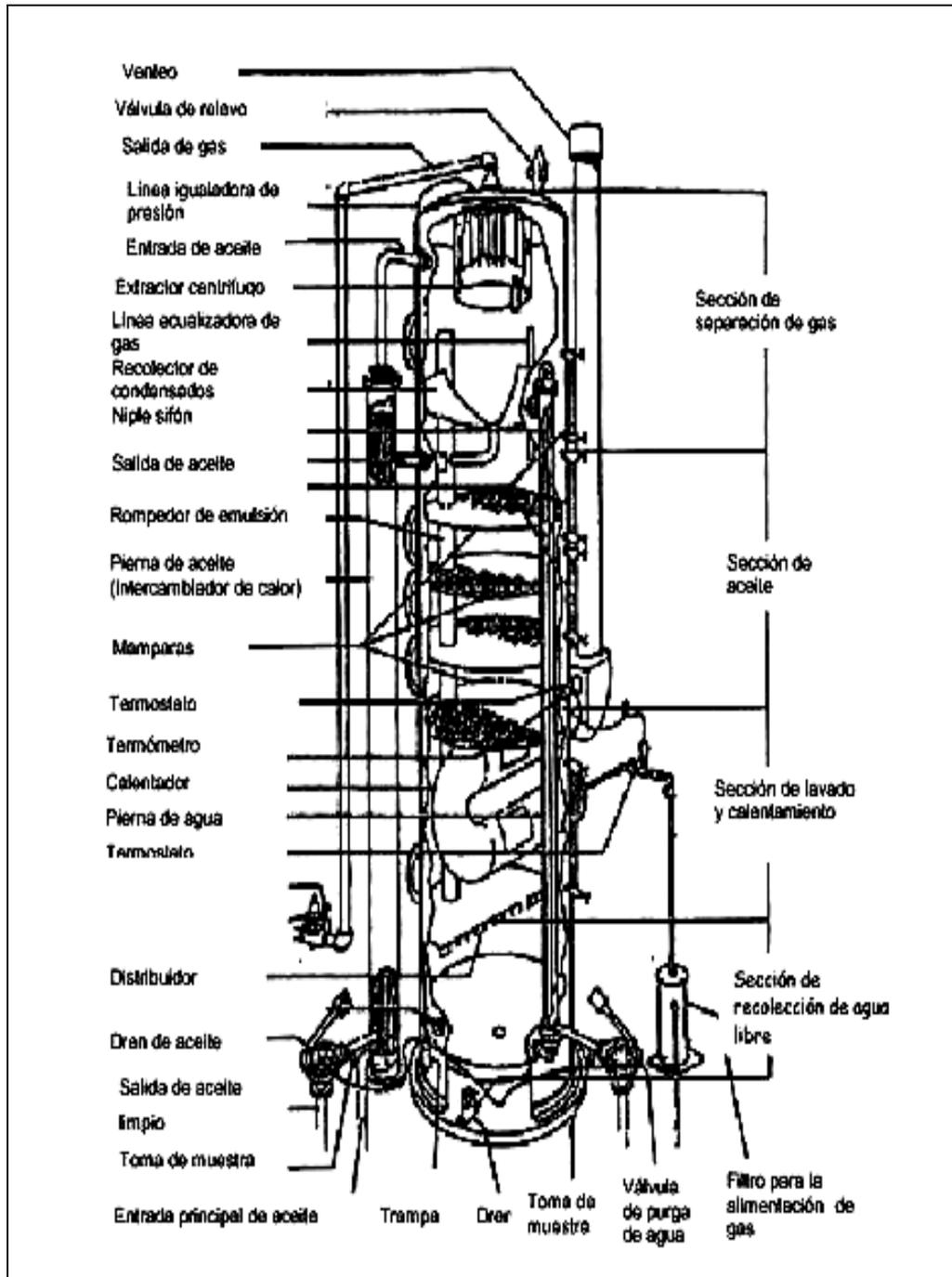
Mediante las pruebas de laboratorio se pueden establecer mínimas temperaturas de operación, ya que para crudos parafínicos se llega a una temperatura mínima donde empieza a presentarse la formación de parafina en el tratador, lo cual se manifiesta en un aumento brusco e instantáneo de la viscosidad.

4.4 Equipos de tratamiento de crudo

Los equipos más utilizados en la industria petrolera para suministrar calor o campos eléctricos de alto voltaje a través de los cuales se hace pasar el crudo a tratar son los tratadores térmicos y los tratadores térmicos electrostáticos, a continuación se da una breve descripción de estos equipos, ahondado en la descripción del tratador térmico electrostático NATCO, el cual es el equipo que se tiene para tratamiento de petróleo crudo en el campo Xan.

4.4.1 Tratador térmico vertical

Figura 21. Tratador térmico vertical



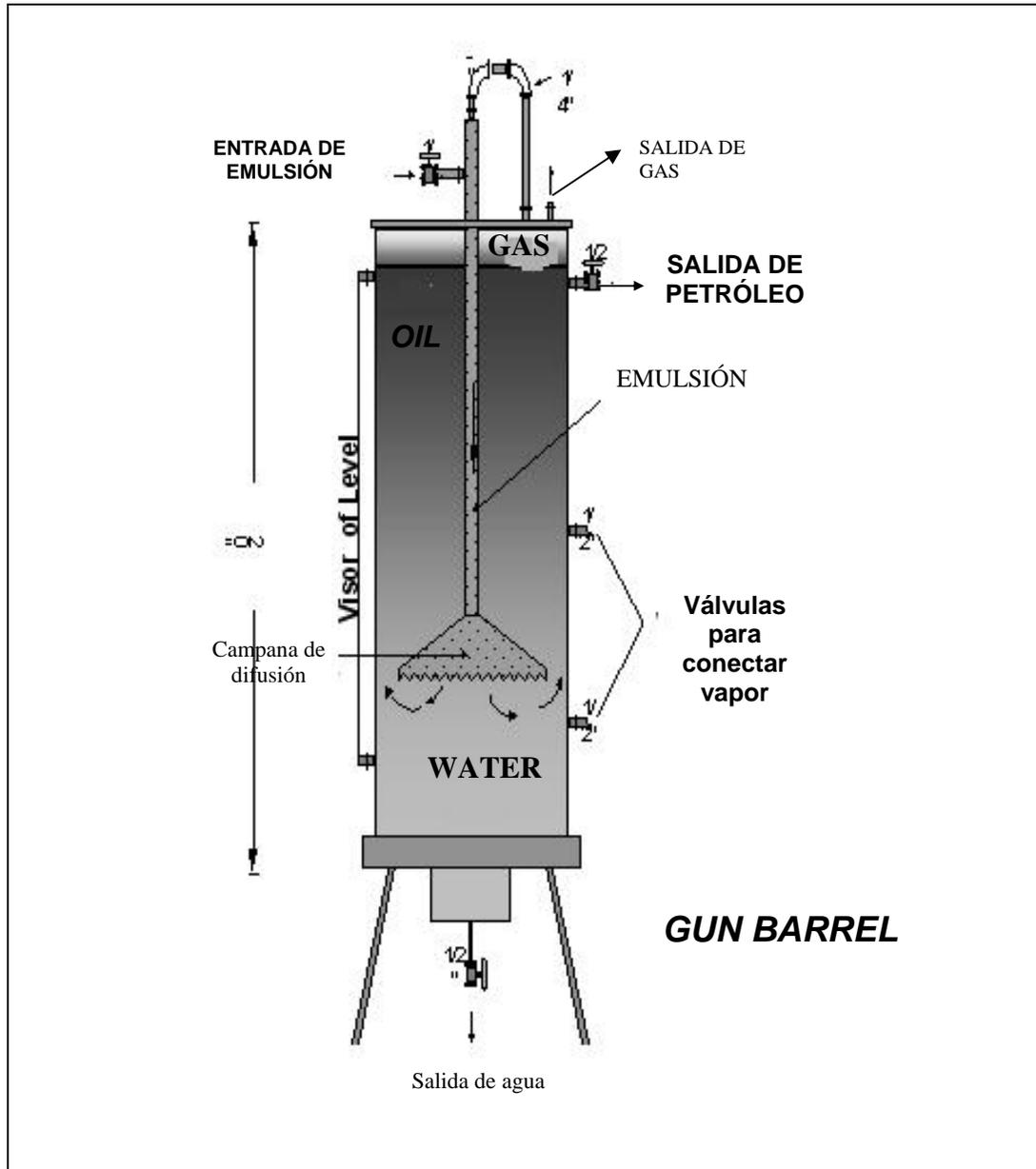
Fuente: NATCO. Tratamiento de petróleo. Pág. 25

El tratador térmico vertical es el equipo más sencillo para este tipo de tratamiento. El caudal entra por la parte superior a la sección de separación primaria o de gas, en la cual se debe tener especial cuidado de que su capacidad sea la adecuada para separar todo el gas asociado con la producción de entrada. Si la producción proviene de un separador gas/líquido, seguramente la capacidad de esta sección será relativamente pequeña, y viceversa. El diseño de esta acción debe ajustarse a estos requerimientos. El líquido fluye a través de un bajante hasta el distribuidor de flujo, localizado en el fondo del tratador, el cual está ubicado ligeramente por debajo de la interfase aceite/agua. Si el tratador recibe la producción de un separador de agua libre seguramente esta sección será pequeña; pero si por el contrario el caudal total de líquido producido a ser tratado es grande, esta sección deberá diseñarse con la capacidad o tiempo de residencia suficiente para alcanzarla recolección y asentamiento de todo el agua tanto el agua libre, como la separada de la emulsión.

El aceite y la emulsión ascienden alrededor del tubo de fuego, donde se recibe el calentamiento requerido para romper la emulsión. El caudal sigue ascendiendo y pasa por la sección de coalescencia, donde el agua proveniente de la emulsión coalesce y se precipita al fondo del recipiente. El aceite continúa su ascenso y llega hasta la cámara de aceite y luego se descarga a través de la válvula que mantiene el nivel de aceite constante. En este momento y sitio, el aceite debe reunir los requerimientos de crudo limpio para ser enviado a su exportación en lo que se refiere al crudo que se extrae de Guatemala, a través del correspondiente oleoducto, en lo referente al contenido de agua.

4.4.2 Gun barrel o tanque de lavado

Figura 22. Gun Barrel



Fuente: Champion Tec. Seminario Inducción de tratamiento de petróleo. Pág. 72

Prácticamente, un *Gun Barrel* es un tratador vertical a presión atmosférica. Tiene una cámara separadora de gas o bota, donde se separa el gas y luego es descargado a una línea de baja presión o a una línea de venteo al aire.

Posee un tubo bajante por donde circula hacia el fondo la emulsión o la producción del campo proveniente del separador general; hacia el final de este dispositivo se encuentra el distribuidor de flujo localizado en la sección de lavado, el cual contribuye a crear un flujo uniforme ascendente a través del agua y distribuido en toda el área transversal del tanque.

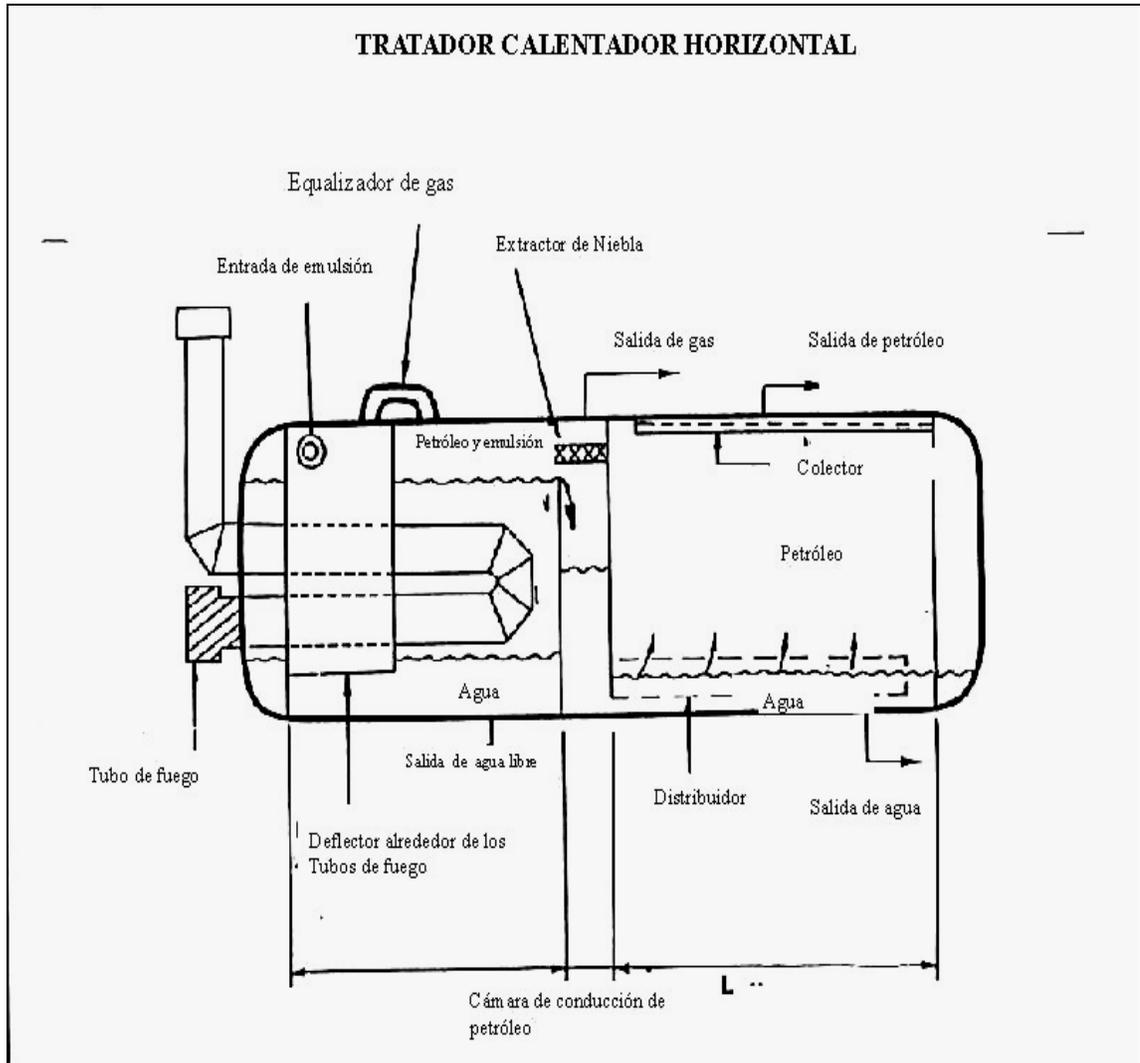
Generalmente, los *Gun Barrel* son diseñados para operar en frío. Sin embargo, se le puede acondicionar en el fondo del tanque un sistema de calentamiento, ya sea mediante vapor o eléctrico. También, mediante un intercambiador de calor localizado en la línea de entrada.

Los *Gun Barrel* se utilizan preferiblemente para crudos livianos o semi-livianos que requieren la última etapa de deshidratación de emulsiones flojas e inestables.

El tratamiento en el *Gun Barrel* o tanque de lavado se fundamenta en que la "coalescencia de las gotas de agua ocurre más rápidamente en dispersiones concentradas. En este caso la emulsión agua/aceite es puesta en contacto con el agua disponible en el fondo del tanque, lo cual favorece la coalescencia.

4.4.3 Tratador térmico horizontal

Figura 23. Tratador térmico horizontal



Fuente: Betz Deaborn. **Tratamiento de emulsiones o/w. Pág. 7**

El tratador térmico horizontal es el elemento más ampliamente utilizado para tratamiento de crudo, especialmente para caudales altos. El caudal de producción, proveniente del separador, entra por la sección frontal superior del recipiente donde se libera el gas que eventualmente puede traer.

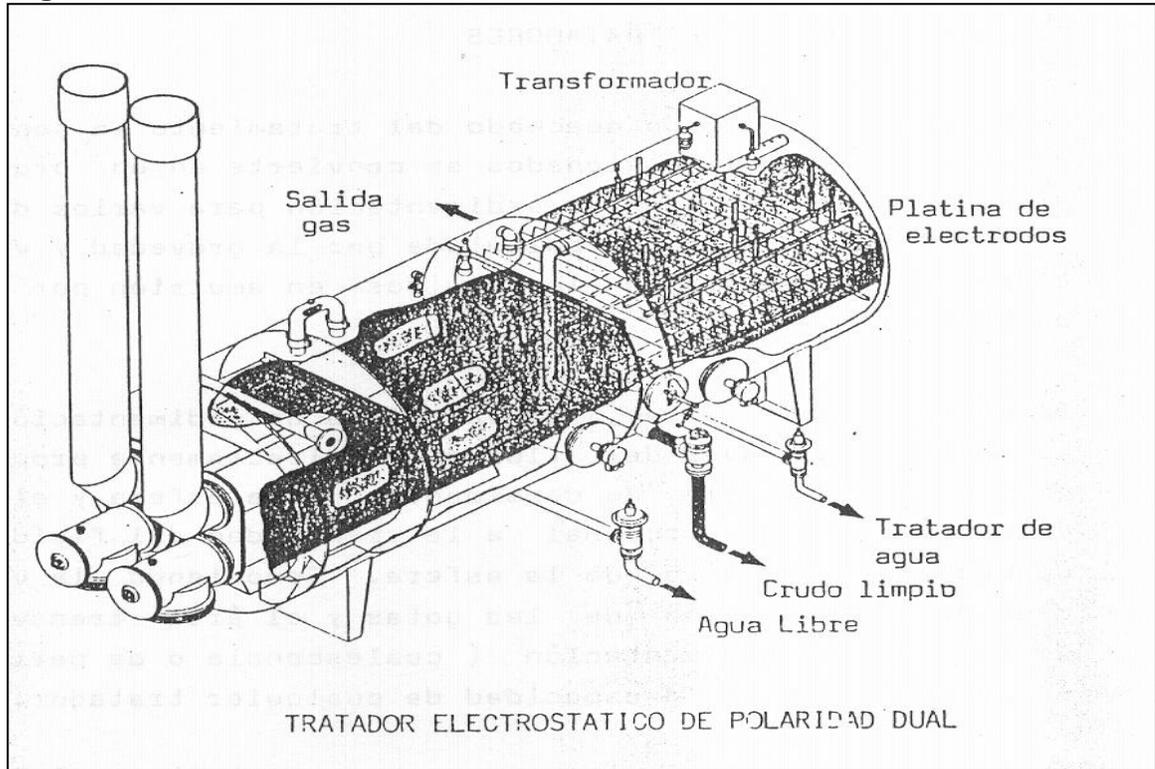
El líquido cae alrededor y por la parte externa de la lámina deflectora, hasta un nivel ubicado levemente por debajo de la interfase agua/aceite, donde el aceite es lavado y separada el agua libre. El aceite y la emulsión ascienden alrededor del tubo de fuego donde recibe la transferencia de calor, para luego caer en la cámara de reposo. El aceite y la emulsión fluyen a través del distribuidor de flujo localizado en la parte inferior de la sección de coalescencia, la cual es completamente empaquetada. En esta sección las gotas de agua presentes coalescen y se precipitan al fondo del recipiente. En este momento, el caudal de aceite debe quedar completamente limpio, libre de agua, o con mínimos porcentajes de BS&W. El aceite tratado y limpio es recolectado en la parte superior del recipiente a través de un dispositivo recolector, diseñado para mantener uniforme el flujo vertical de aceite.

Las gotas de agua coalescidas se precipitan al fondo del recipiente en dirección contraria al flujo de la fase continua de aceite. La interfase agua/aceite, tanto de la sección de calentamiento como de la coalescencia se controlan mediante un control de nivel tipo interfase y su correspondiente válvula de descarga de agua(válvula de control de nivel). Un control de nivel convencional, junto con la válvula de descarga de aceite mantienen regulado el nivel de aceite en la cámara de reposo y el flujo de salida para mantener condiciones de empaquetamiento.

La sección de entrada o primera sección del recipiente debe ser diseñada para manejar un adecuado asentamiento del agua libre, así como también para el calentamiento de la emulsión. La longitud de la sección de calentamiento se calcula en función de la longitud del tubo de fuego. En el diseño de la sección de coalescencia debe considerarse un tiempo de residencia adecuado para lograr la coalescencia de la pequeñas gotas de agua presentes y luego permitir su correspondiente asentamiento.

4.5 Tratador Electroestático C.E. NATCO (EHT)

Figura 24. Tratador Electroestático NATCO



Fuente: NATCO. Tratador electroestático de doble polaridad. Pág. 1

El propósito de esta unidad es permitir la separación del gas, la remoción del agua y la coalescencia de las partículas de agua existentes en el crudo para obtener un producto dentro de las especificaciones para la cual la unidad ha sido recomendada. Es uno de los equipos de tratamiento de crudo más importante que se tiene en la planta de proceso Xan y es el último equipo de todo el proceso de deshidratación por el que pasa el crudo a tratar.

Para lograr la máxima eficiencia de la unidad, se requiere que los volúmenes totales sean mantenidos dentro de las capacidades nominales para las condiciones especificadas y que sea operada de acuerdo a las instrucciones del fabricante.

4.5.1 Características del diseño

La unidad de procesamiento electroestático de crudo es un equipo horizontal que emplea un patrón de flujo vertical. Las funciones básicas ejecutadas desde la entrada hasta la salida del crudo son las siguientes:

- a) Desgasificación a la entrada
- b) Sistema de remoción de agua libre, junto con la válvula de descarga
- c) Control hidráulico de los fluidos de entrada para lograr un flujo uniforme a través del tubo de fuego
- d) Calentador del crudo tipo inmersión (tubo de fuego)
- e) Desgasificación del crudo caliente y eliminación de la espuma
- f) Cámara de control con su correspondiente flotador
- g) Sistema de distribución de aceite controlado hidráulicamente con distribuidor y orificios dosificadores
- h) Área de coalescencia con electrodos de plena capacidad
- i) Zona de aquietamiento
- j) Descarga controlada de crudo, agua y gas

La unidad de procesamiento de crudo está prevista de dos tubos de fuego en forma de "U" . El diseño en "U" permite la inversión del tubo sin causar alteraciones.

Los tubos de fuego están localizados en la sección de entrada del tratador. Estos tubos están diseñados para calentamiento tipo inmersión en el crudo, pero también puede usarse inmersión en agua.

El movimiento de los fluidos a través del tratador es controlado por un sistema de presiones diferenciales combinado con el uso de presiones estáticas.

La sección desgasificadora de entrada, usa una presión estática más alta para mover el fluido hacia la sección de calentamiento. La sección de calentamiento del tratador sostiene un nivel de fluido constante por medio de un vertedero.

El fluido calentado se transfiere desde la sección de calentamiento por encima del vertedero hacia la cámara de control diferencial, la cual contiene un flotador de control de nivel. El flotador está conectado mediante señal neumática a la válvula de descarga de crudo. La presión de gas en las secciones de entrada y de calentamiento del tanque, es usada para “mover” el fluido desde la cámara diferencial hacia la sección de coalescencia del tratador. A medida que el nivel del fluido sube en la cámara de control diferencial, el flotador sube y abre la válvula de descarga de crudo.

La presión diferencial entre las áreas de calentamiento y coalescencia del tratador empuja el fluido hacia la sección de coalescencia. El fluido que entra a la sección de coalescencia desplaza el crudo limpio fuera de la parte superior de ésta sección hacia la válvula de descarga.

La unidad de procesamiento electrostático emplea alto voltaje positivo (+) y negativo (-), en electrodos opuestos para efectuar la coalescencia de las gotas de agua en la fase final del proceso. Los electrodos están localizados en la sección de coalescencia y están suspendidos de la parte superior del tanque con aisladores para aislar eléctricamente los electrodos de las partes metálicas conductivas del tanque.

Un transformador de alto voltaje, aislado en aceite y montado externamente le suministra energía a los electrodos. El transformador es de diseño especial y esta equipado con un reactor que provee un 100 % de utilización de la potencia. El transformador se suministra como equipo de norma y tiene las siguientes características: Una fase, 60 hz, 480 V primarios y 15 kva. El lado secundario de alta tensión del transformador, se conecta a los electrodos a través de dos pasamuros de alta tensión especialmente diseñados y que aíslan las conexiones de alta tensión de la parte metálica circundante.

4.5.2 Flujo de proceso

Podemos dividir la secuencia del proceso en un Tratador Electroestático Natco como sigue:

Separación inicial del gas

El fluido producido entra a la unidad de procesamiento por encima de los tubos de fuego en la sección desgasificadora de entrada. El gas libre se libera de la corriente y es ecualizado a través de toda el área de desgasificación y calentamiento del tratador.

La sección desgasificadora está separada de la de calentamiento por medio de deflectores. El fluido viaja hacia abajo desde la sección desgasificadora hacia la sección de calentamiento bajo los tubos de fuego, donde el agua libre se separa y es descargada.

Remoción del agua libre

El nivel de agua en la sección de calentamiento es mantenido por medio de un control que opera una válvula de descarga de agua.

Calentamiento y desgasificación final

El crudo y las gotas de agua fluyen hacia arriba alrededor de los tubos de fuego, en donde se alcanza la temperatura requerida. El incremento de la temperatura del crudo liberará algún gas adicional. Este gas se une al gas liberado en la sección de entrada y se descarga del tanque a través de una válvula de control de presión en el tanque. El nivel del fluido se mantiene en esta sección por medio de un vertedero de altura fija. El crudo y las gotas de agua deben rebosarse sobre el vertedero a la cámara de control de aceite diferencial.

Sección de control de aceite diferencial

Esta sección está localizada entre las zonas de calentamiento y coalescencia del tratador. Los fluidos calientes entran a la cámara sobre el vertedero de la zona de calentamiento. Esta cámara contiene el control del nivel de aceite el cual es activado por el ascenso del nivel a medida que el fluido va entrando. Este control abre la válvula de descarga de acción neumática. En seguida el fluido corre hacia abajo, cerca del fondo de la cámara donde están localizadas las aberturas para los distribuidores de la sección de coalescencia.

Sección de coalescencia

El crudo y el agua en forma de niebla entran en la sección de coalescencia, después de atravesar la cámara de aceite diferencial a través de los distribuidores. Estos distribuidores son del diseño de fondo abierto y con sello de agua para forzar el crudo y el agua, en forma de niebla, a través de los orificios y al mismo tiempo permitir que el agua libre y los sólidos caigan y se unan con el agua en esta sección del tratador. El nivel del agua se mantiene mediante un control de interfase que actúa sobre una válvula de descarga de agua. El crudo y el agua en gotas fluyen hacia arriba y se distribuyen uniformemente para utilizar el área total de la zona de coalescencia.

A medida que el crudo y el agua en gotas entran en contacto con el campo eléctrico en el área donde se encuentran los electrodos, tiene lugar la coalescencia final del agua.

4.6 Pruebas en casos de falla del sistema de deshidratación

Ocasionalmente el sistema de deshidratación de crudo no funcionará adecuadamente generando petróleo fuera de especificaciones, factores tanto químicos como mecánicos tienen íntima relación en el mal funcionamiento del sistema y a la vez la solución de problemas a veces es extremadamente difícil debido a las variables involucradas en el proceso. El factor más importante para solución de problemas en el campo Xan es el conocimiento sobre el área, las características de la operación y sus equipos. Por eso con los equipos de deshidratación NATCO que se poseen en la planta de deshidratación se tienen mayores resultados. La diferencia principal está en que usa el poderoso efecto de coalescencia del campo electrostático de doble polaridad, al igual que la ayuda de la coalescencia convencional. Como en cualquier buen sistema donde químicos, calor, tiempo y electricidad se usan en combinación para lograr un buen procesamiento, cada componente está en balance con los demás. Por consiguiente, si un componente del sistema sufre algún cambio o se sale de su parámetro de funcionamiento, otro debe también sufrir alteración para recobrar el balance del sistema.

Por ejemplo, si la temperatura de tratamiento baja, es necesario incrementar los químicos, reducir la rata de flujo o ambas cosas. Es necesario compensar cuando se presenta un incremento en la viscosidad resultado de un descenso en la temperatura. Si todos los componentes del sistema se mantienen constantes y el tratamiento pierde su estado de equilibrio, se puede considerar que la emulsión que se está procesando a cambiado de alguna forma sus propiedades.

Los cambios en las características de la emulsión tienen posibilidades de producirse cuando se comienza a extraer fluidos productos de nuevos pozos, por ejemplo, tales cambios pueden ser temporales o permanentes, cualquiera que sea su causa, se requiere un cambio en el programa de procesamiento.

Si el crudo no está saliendo bajo especificaciones, el siguiente procedimiento de diagnóstico y solución de fallas puede ayudar a identificar y corregir la mayoría de los problemas que puedan ocurrir, este análisis se realizó en base a los equipos de deshidratación NATCO del campo Xan.

A) Revise el sistema para detectar las siguientes irregularidades

1) Baja temperatura de operación

- a) Ajuste del termostato el cual se encuentra demasiado bajo
- b) Disparo por bajo nivel
 - 1) Una condición normal la cual se auto corregirá con producción adicional
 - 2) Una válvula de drenaje o de agua defectuosa
- c) El piloto del quemador apagado
 - 1) Pérdida del suministro de combustible
 - 2) Regulador del piloto taponado
 - 3) Piloto taponado
- d) Falla en el encendido del quemador
 - 1) Interruptor de seguridad de bajo nivel
 - 2) Mal funcionamiento del termostato
 - 3) Problema en el regulador principal de combustibles

2) Pérdida o reducción en la rata de flujo de química

- a) Mal funcionamiento de la bomba de químicos
 - 1) Pérdida de energía o aire en la bomba de químicos
 - 2) Válvula de no retorno en la línea de químicos defectuosa o pegada

- 3) Línea de químicos rota o taponada
- 4) Ausencia de químicos en el tanque
- 5) Bloqueo del sistema de aire

3) Alto nivel de interfase en la sección de coalescencia

- a) Interferencia en el control
- b) Pérdida de aire o gas de instrumentos

4) Reciclaje de emulsiones especiales, de fondos de tanques, rebalse de tanques de almacenamiento de agua de producción etc.

- a) Se pueden requerir químicos adicionales o especiales. Nota: La succión de la bomba de reciclaje es un buen sitio para inyectar químicos al sistema
- b) Ratas de flujo de reciclaje altas

5) Incremento del flujo del crudo a través del sistema.

- a) Reciclaje a ratas excesivamente altas
- b) Un sobre flujo repentino producido en el campo
- c) Adición de pozos nuevos al sistema.
- d) *Work Over* de pozos antiguos

6) Trabajos recientes en el campo:

- a) Acidificación de pozos
- b) Pozos productores nuevos

B) Mal funcionamiento eléctrico:

1) No enciende la luz del transformador, no hay voltaje, no hay corriente y la eficiencia del tratamiento disminuye.

a) Pérdida de potencia del transformador

1) Interruptor general abierto

2) Fusible principal abierto

2) Luz de transformador disminuida o apagada, voltaje bajo o ausente y alta corriente

a) Acumulación de un bloque de emulsión

b) Alto nivel de agua

c) Sobretratamiento debido a un exceso de químico

d) Gotas demasiado grandes o crudo con demasiado BS&W

La reducción gradual del nivel es la medida más utilizada cuando la causa del corto es acumulación de BS&W alto, o la presencia de otro material conductor en la interfase.

3) No enciende la luz del transformador, el voltaje casi cero y la corriente estacionaria y cercana al máximo

a) Un nivel bajo en la sección de coalescencia permite que el flotador se ponga en contacto a tierra, corto circuitando los electrodos de alta tensión.

1) Esto puede ser el resultado de una remoción excesiva de agua de la sección de coalescencia y se auto-corregirá cuando el nivel se restablezca.

2) Otra posible causa es algún daño en la válvula de drenaje o de control de agua.

5. OPTIMIZACIÓN DEL EQUIPO DE DESHIDRATACIÓN NATCO DE CRUDO PESADO

5.1 Descripción del proceso actual

5.1.1 Ubicación Geográfica

La planta deshidratadora del campo petrolero Xan se localiza geográficamente en el municipio de San Andrés, Peten, al norte de Guatemala. La planta esta adscrita al contrato 2-85 que posee PERENCO GUATEMALA LIMITED.

En esta zona se tienen las siguientes condiciones climatológicas:

- Clima: Cálido húmedo con abundantes lluvias en invierno.
- Temperatura ambiente promedio de 80.0 ° F
- Humedad relativa promedio de 75.0 %
- Altura sobre el nivel del mar de 192 pies.

Figura 25. Plano general campamento y planta deshidratadora Xan

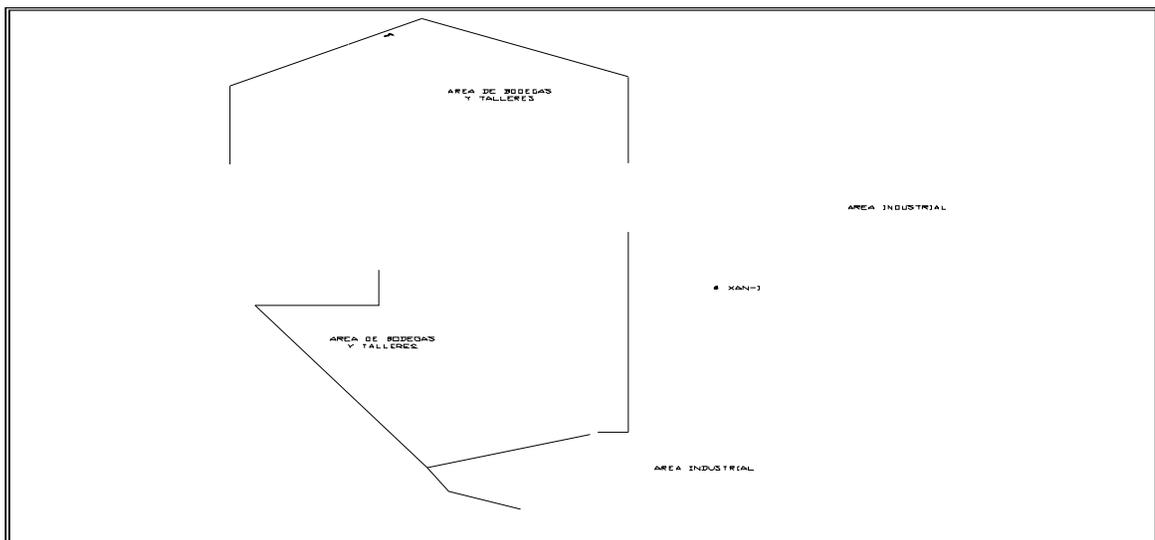
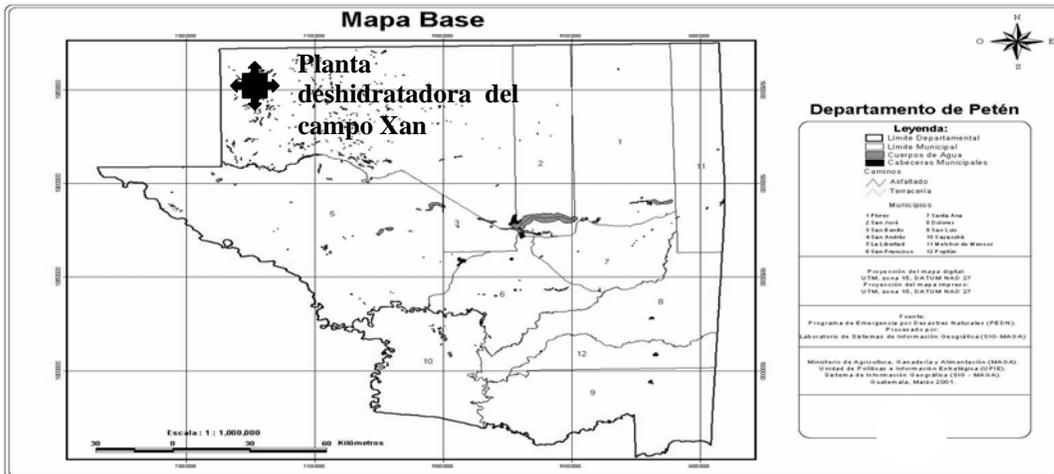


Figura 26. Ubicación geográfica de la Planta deshidratadora Xan



La producción de petróleo que se maneja en la planta deshidratadora del campo Xan, se encuentra en la cuenca Peten Norte o Paso Caballos, esta cuenca se encuentra cubierta por un alto porcentaje de sedimentos yesíferos que fueron depositados en un medio de margen de plataforma continental. Tectónicamente es una cuenca estable, comprobada por la leve deformación de las capas que la conforman en el subsuelo, los yacimientos de hidrocarburos son de origen estratigráfico, es decir parte de un estrato rocoso.

El yacimiento del Campo Xan esta acumulado en una estructura tipo arrecifal formada hace millones de años, definida geológicamente como la Unidad Cobán B-8, la compañía Texaco Exploration Inc. perforo 4 pozos exploratorios, siendo uno de ellos el pozo Xan-1, el cual fue el descubridor de petróleo en la Unidad mencionada anteriormente, los pozos productores actualmente se encuentran a profundidades entre 6000 pies a 7800 pies.

5.1.2 Antecedentes de la planta

Esta planta opera desde hace más de 12 años. En ese lapso de tiempo por la propia maduración del yacimiento, la producción de crudo ha ido variando con los años y disminuyendo considerablemente también la presión del yacimiento. La alta producción de agua en pozos de petróleo debido al empuje natural del agua o influjo de la misma debido al adedamiento o conificación, aunado a la continua perforación de nuevos pozos ha incrementado el porcentaje de agua congénita emulsionada con el petróleo.

Figura 27. Comportamiento de la producción en Campo Xan

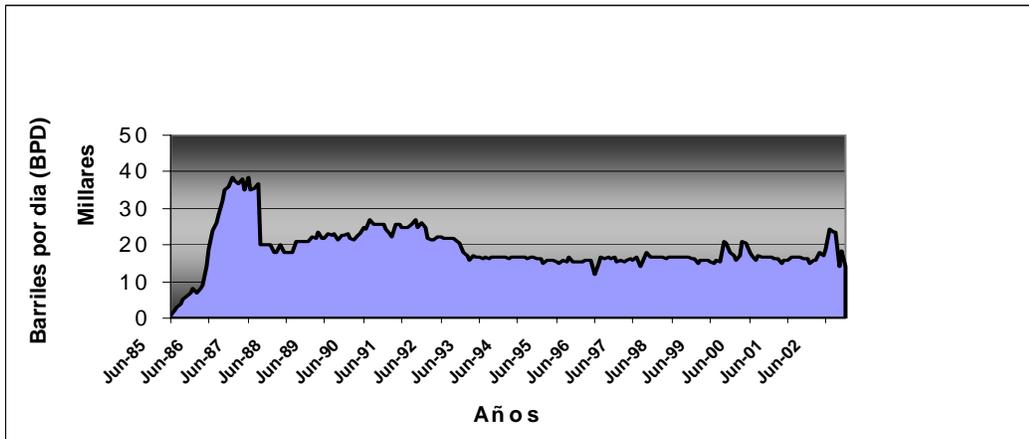


Figura 28. Comportamiento histórico del agua en el Campo Xan

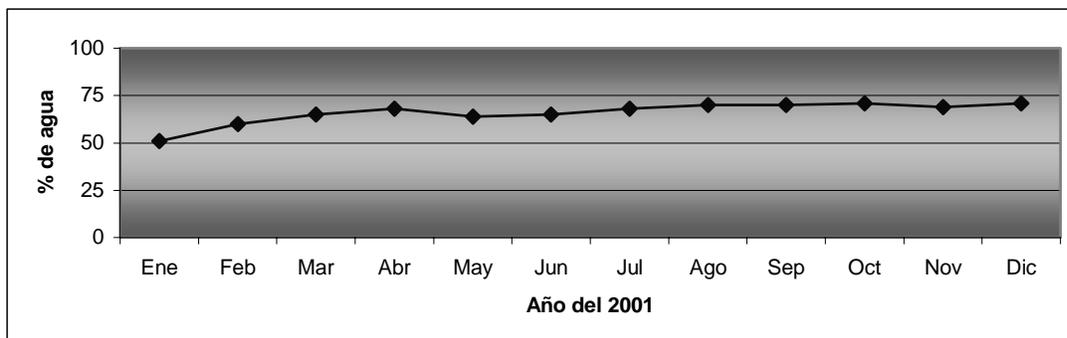


La función de la planta deshidratadora del campo Xan es eliminar el agua congénita, es decir agua libre y emulsionada en el crudo, para que cumpla con especificaciones de calidad convenidas contractualmente con refinerías nacionales e internacionales, también para su transporte por el oleoducto y no caer en gastos de energía adicional, sin embargo por las condiciones anteriormente expuestas el BS&W del crudo entregado por la planta presenta desviaciones en su cumplimiento, el porcentaje mínimo de BS&W que debe contener el crudo a la salida de la planta y para su transportación es de 1 % según los reglamentos del Ministerio de Energía y Minas de Guatemala. Los datos de campo recopilados corresponden al periodo de enero a diciembre del 2002.

5.1.3 Comportamiento del porcentaje de agua en el crudo a la entrada de la planta durante el año 2002

Es importante observar aquí (figura 29) la inestabilidad en esta variable de entrada que afecta al proceso actual de deshidratación. El análisis del proceso actual nos indica que la inestabilidad en esta variable de entrada es debido al incremento de flujo de fluidos a ser procesados en la planta. Asimismo, los rebalses de crudo de los tanques de almacenamiento de agua de producción expone al proceso de la planta a recibir golpes de agua y de carga de crudos con altos niveles de BS&W.

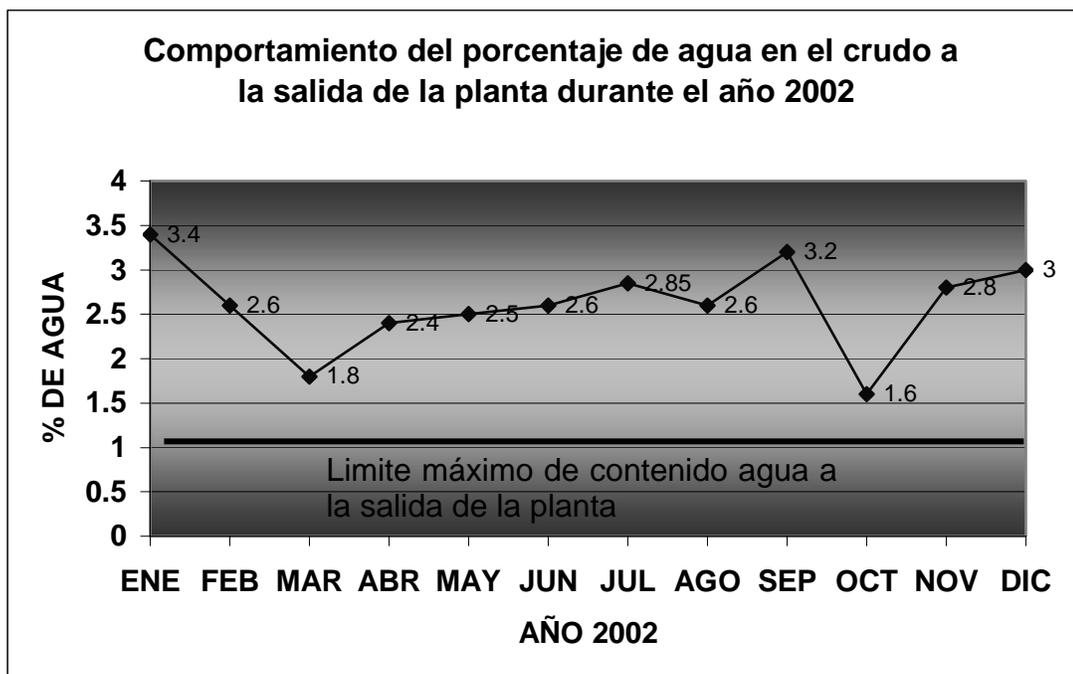
Figura 29. Comportamiento del porcentaje de agua en el crudo a la entrada de la planta durante el año 2002



5.1.4 Comportamiento del porcentaje de agua en el crudo a la salida de la planta durante el año 2002

En la figura 29 se grafica el valor del porcentaje de agua del crudo procesado en la planta. La especificación contractual es de 1% máximo por lo que se observa en general un incumplimiento en esta especificación. Sin embargo es importante mencionar que para llegar a menos de 1% de BS&W sigue el proceso en los tanques de almacenamiento de crudo donde el agente químico demulsificante continua trabajando hasta llegar a lo especificado, dando como resultado varias horas de almacenamiento innecesarias provocando una sobrecarga de almacenamiento en las instalaciones.

FIGURA 30. Comportamiento del porcentaje de agua en el crudo a la salida de la planta durante el año 2002



5.1.5 Descripción del equipo actual

La planta de deshidratación tiene como objetivo separar la producción de los pozos que integran el campo, a la cual, llegan los fluidos en forma de mezcla petróleo-agua-gas (multifásica). Para realizar la separación de la mezcla, el sistema de proceso actual esta integrado por los siguientes componentes

- Sistema de dosificación de demulsificante.
- Cabezal o Manifold de pozos
- Separación y medición de pozos
- Tratadores electroestáticos
- Tanques Almacenadores/Decantadores

Figura 31. Diagrama de flujo del proceso actual

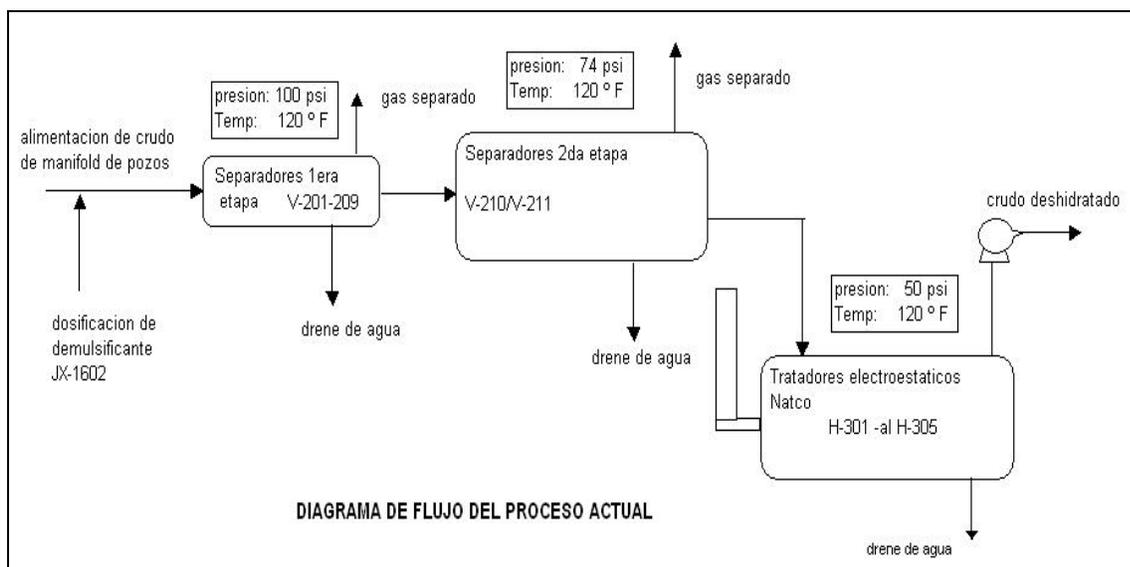
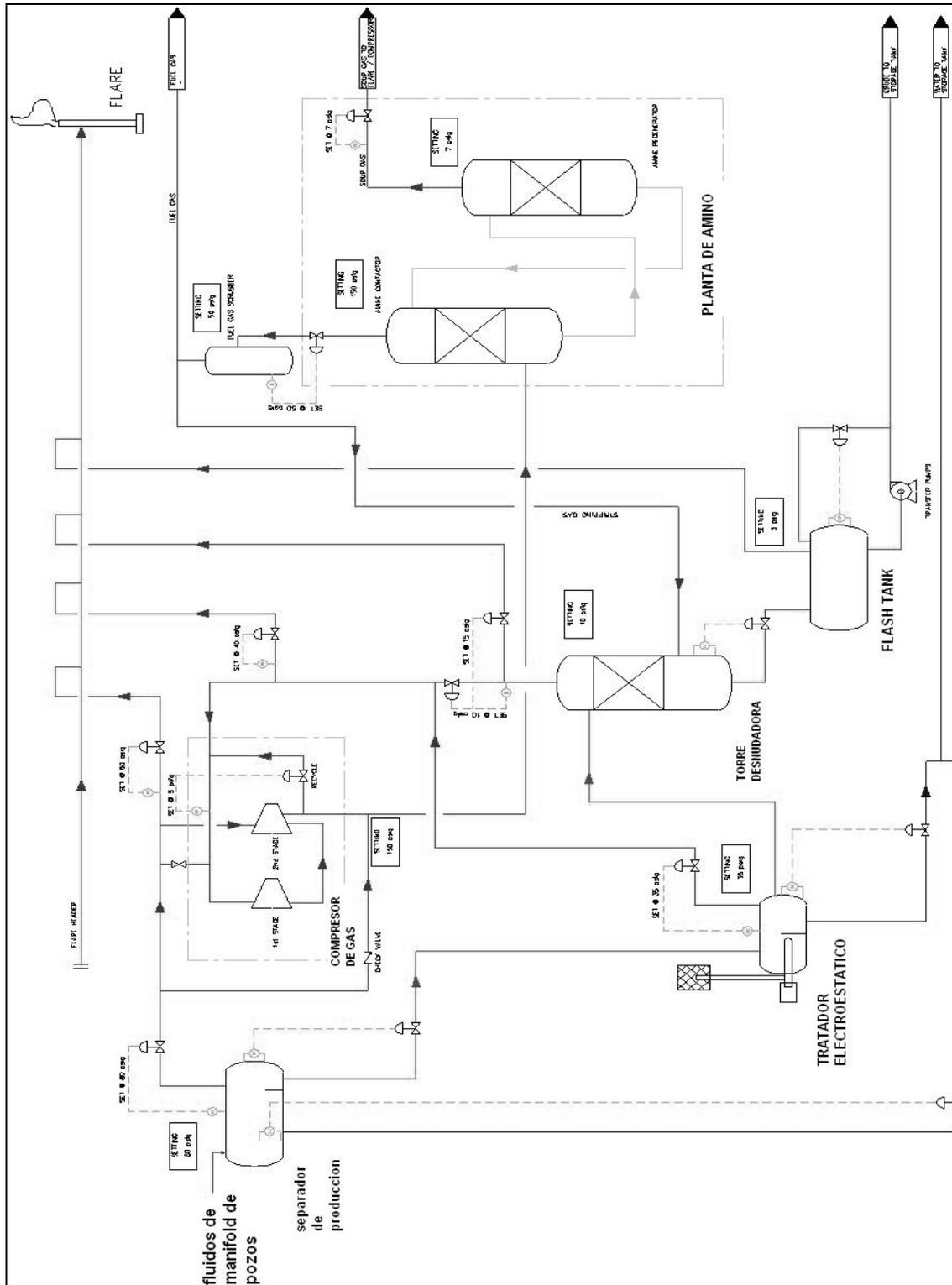


Figura 32. Esquema de la planta deshidratadora del campo Xan



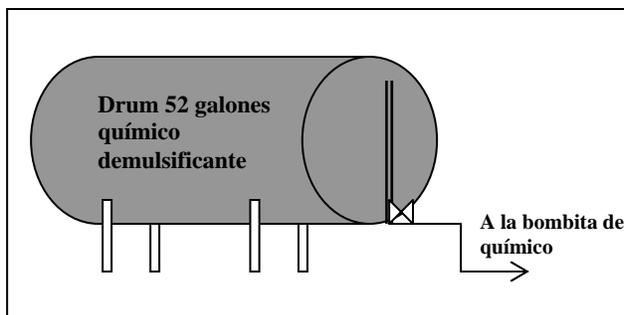
- **Sistema de dosificación de demulsificante**

El demulsificante actualmente utilizado en la planta es el *Champion JX-1602*. Es una mezcla de agentes químicos de superficie activa en un solvente aromático. Este demulsificante fue diseñado por el proveedor *Champion Technologies* en el año 2001, quien lo selecciona mediante pruebas de botella. Este demulsificante se inyecta en la cabeza de los pozos productores a una dosificación promedio de 190 galones por día que representa una dosificación de 142 ppm.

El demulsificante es almacenado en toneles de 55 galones, estos son llenados con una manguera flexible desde Tote Tanks al localizarlos arriba de los mismos para un llenado de flujo por gravedad.

El producto es alimentado a las bombas inyectoras de demulsificante, estas bombas inyectan el químico demulsificante en la línea de producción cerca de la cabeza de cada pozo. Estas bombas son accionadas por motores eléctricos; son de tipo desplazamiento positivo, de doble cabeza, de carrera ajustable de pistón para ajuste de la dosificación. Cada línea de descarga de las bombas esta equipada con una válvula cheque para prevenir sobre presiones en caso de una eventualidad el punto de inyección.

Figura 33. Tonel almacenador de químico **Figura 34. Bomba dosificadora de químico**



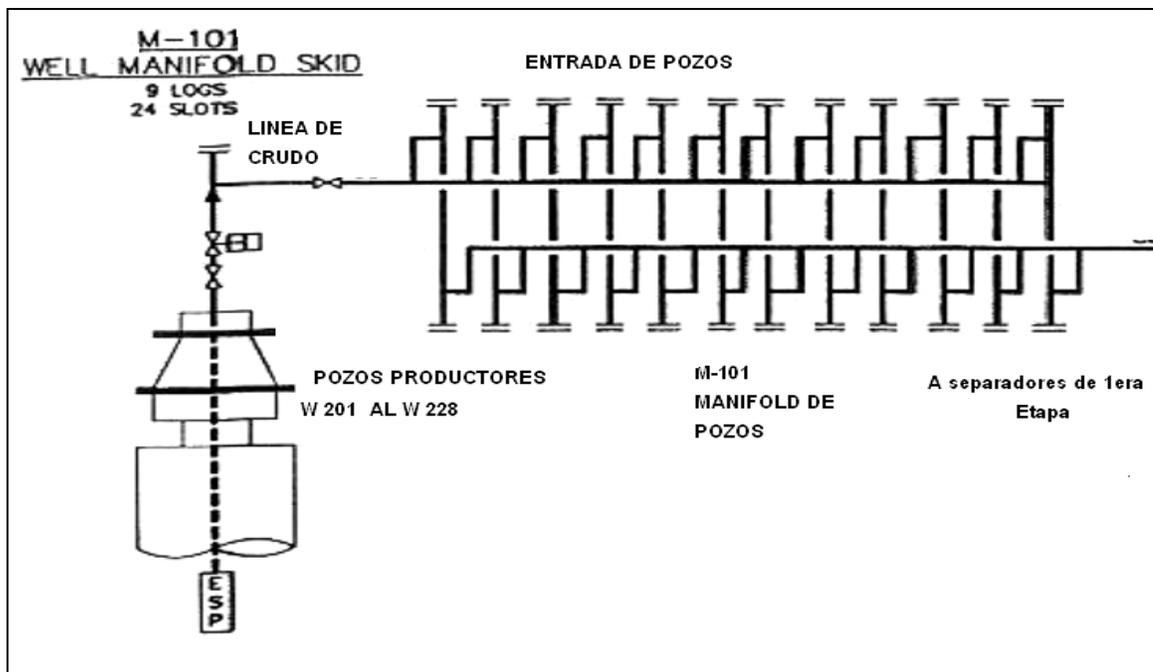
- **Cabezal de pozos**

La producción de hidrocarburos de los pozos productores es recolectada mediante un cabezal de alta presión, el cual alimenta a los 9 separadores trifásicos de primera etapa que posee la planta. Cada cabezal o entrada de líneas productoras esta equipada con dos válvulas de bloqueo y una válvula cheque para un posible aislamiento o bloqueo de cualquier pozo productor.

También cada línea esta equipada con una válvula SDV por cualquier contingencia que pudiera ocurrir en la planta o en algún pozo. El *manifold* de pozos esta compuesto por 9 ramales de 8" de diámetro que son las líneas de entradas a los separadores trifásicos NATCO de 1era etapa, cada ramal esta conectado a las 28 entradas de las líneas de producción de los pozos.

Presión de diseño	250 psi
Presión de operación	130 psi
Temperatura diseño	220 ° F
Temperatura de operación	145 ° F

Figura 35. Esquema del manifold de entrada de pozos productores



- **Separación y medición de pozos**

Separadores de 1era etapa: Después de pasar por el cabezal de pozos o manifold de pozos donde se alinean los pozos productores dependiendo el volumen total de fluido, BS&W o prueba a realizar pasa a los 9 separadores horizontales trifásicos Natco de 1era etapa (V-201 al V-209) que operan a una presión de 100 psi promedio y a una temperatura de 130 ° F. Las dimensiones de estos equipos son:

V-201 66" Ø x 20' long	150 psi presión diseño	100 psi presión operación
V-202 48" Ø x 20' long	150 psi presión diseño	100 psi presión operación
V-203 66" Ø x 20' long	150 psi presión diseño	110 psi presión operación
V-204 66" Ø x 20' long	150 psi presión diseño	100 psi presión operación
V-205 66" Ø x 20' long	170 psi presión diseño	98 psi presión operación
V-206 66" Ø x 20' long	160 psi presión diseño	100 psi presión operación
V-207 66" Ø x 20' long	170 psi presión diseño	98 psi presión operación
V-208 66" Ø x 20' long	150 psi presión diseño	100 psi presión operación
V-209 66" Ø x 35' long	150 psi presión diseño	100 psi presión operación

Estos separadores trifásicos, realizan la disociación de las tres fases de los fluidos que proviene de los pozos productores que están alineados a cada separador.

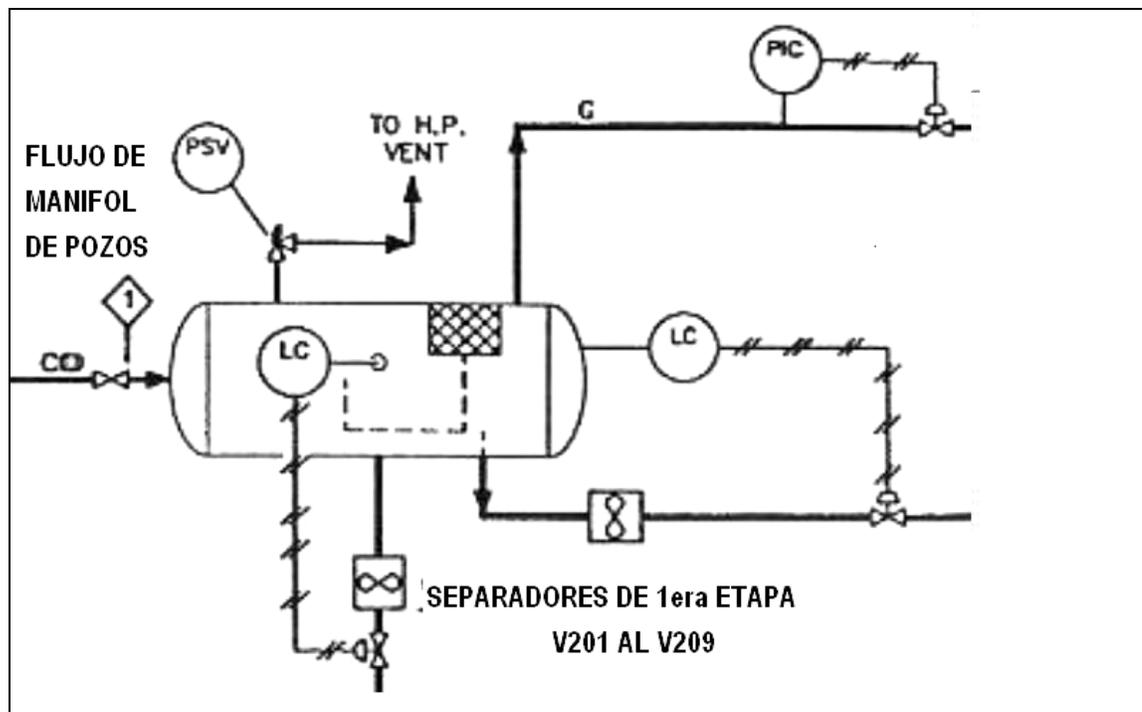
- El agua de producción separada es enviada al sistema de tratamiento de agua producida para su posterior inyección en una zona de desecho a 5000 pies de profundidad.
- El gas separado es enviado al su respectivo tratamiento, esto es en la planta de amino que se encarga de limpiar el H₂S (ácido sulfhídrico) que es el mas venenoso de los gases naturales e indeseable en la utilización y aprovechamiento del gas natural, cuando ya esta tratado el gas se

aprovecha para la generación de energía en motores de combustión interna, para la estabilización y endulzamiento del petróleo (*stripping*), y como combustible para el calentamiento de petróleo en los tratadores electrostáticos.

- El petróleo crudo sigue su recorrido en el proceso de deshidratación con un BS&W promedio de 30 % a la salida de estos separadores trifásicos, este petróleo con emulsión es conducido por una línea de 8" a los separadores trifásicos de segunda etapa.

De los separadores de 1era etapa se tiene 4 separadores trifásicos para realizar las mediciones de la producción, estos separadores de prueba están autorizados por el Ministerio de Energía y Minas para realizar esta labor.

Figura 36. Separadores trifásicos de 1era etapa



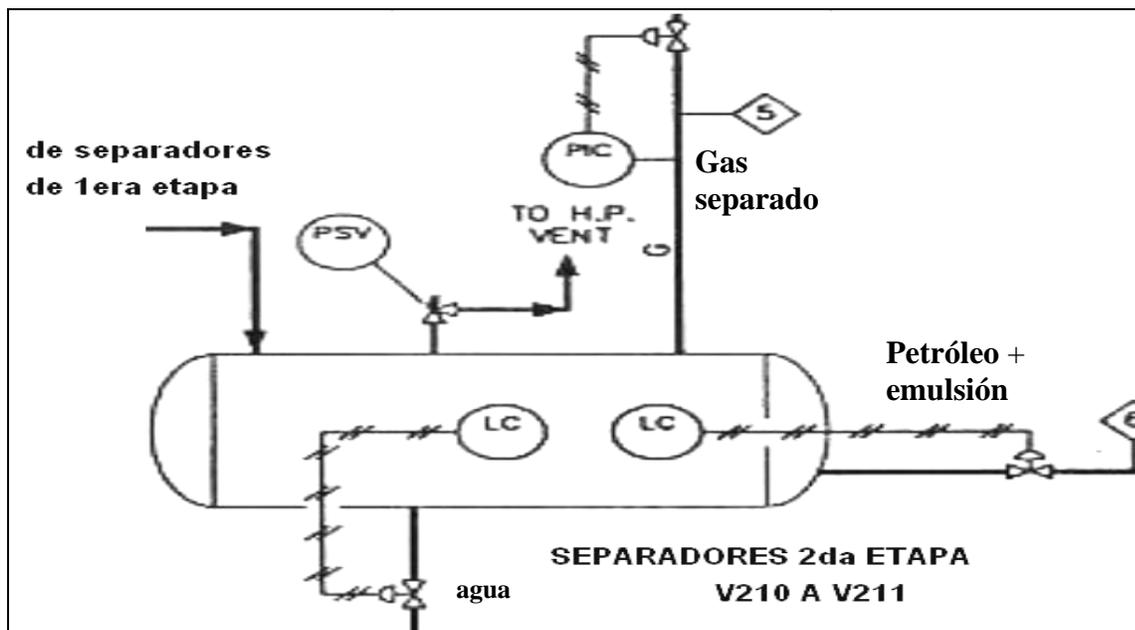
Separadores de 2da etapa: El petróleo proveniente de los separadores de 1era etapa es conducido por una línea de 8" hacia los dos separadores trifásicos NATCO de segunda etapa para continuar con su tratamiento en este caso la separación de sus tres fases, aquí es donde se termina de separar el agua libre que no pudiera ser retirada del petróleo en la primera etapa de separación, por lo general estos separadores son muy eficientes debido a las capacidades de fluido que pueden manejar, las dimensiones para estos separadores son:

V-210 120" Ø x 35' long 170 psi presión diseño 74 psi presión operación

V-211 120" Ø x 35' long 170 psi presión diseño 74 psi presión operación

Estos manejan producción elevadas con excelentes tiempos de residencia de agua y petróleo.

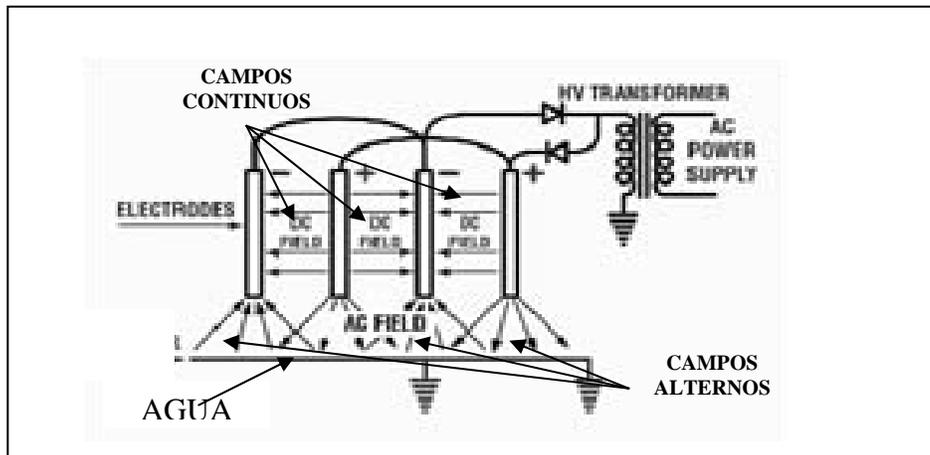
Figura 37. Separadores trifásicos de 2da etapa



- **Tratadores electroestáticos**

Para llevar a cabo el proceso actual de deshidratación se cuentan con cinco tratadores electroestáticos, instalados en paralelo que tienen una dimensión de 120 pulgadas de diámetro y 35 pies de longitud. Estos tratadores usan Estos tratadores usan el efecto de calentamiento del crudo para debilitar la película emulsificante con 4 tubos de fuego internos de 35" de diámetro con combustible de gas natural y el poderoso efectos de la doble polaridad, debido a que usan simultáneamente campos eléctricos alternos y continuos, los cuales han resultado ser más efectivos para romper emulsiones fuertes como las que tenemos en el crudo de 16 ° API que se extrae del campo XAN; su capacidad puede ser hasta 15 % mayor que la de un tratador convencional de corriente alterna del mismo tamaño.

Figura 38. Campos electroestáticos del tratador Electroestático NATCO

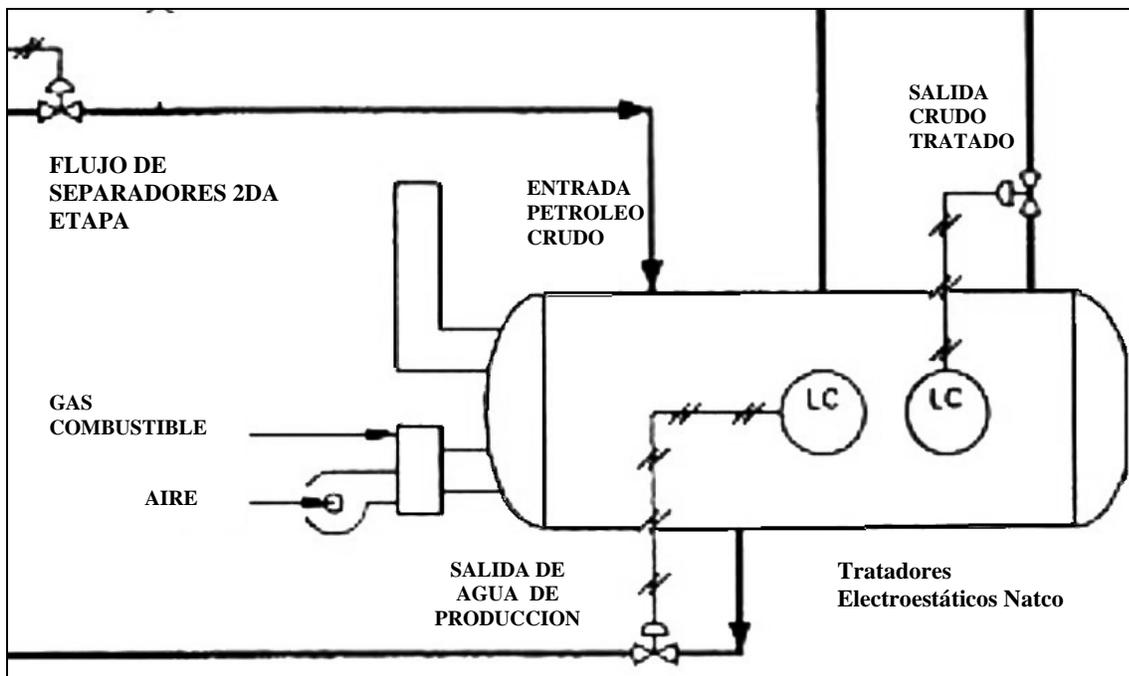


Usando la misma fuente de poder alterna que usan los tratadores convencionales, el tratador de doble polaridad separa el alto voltaje, con rectificadores en componentes positivos y negativos. Un par de placas son cargadas en oposición.

Las gotas de agua que pasan al campo electroestático continuo son alargadas y atraídas a una y a otra placa, aceptando la carga del electrodo que se están aproximando, en una emulsión donde se encuentran miles de gotas de agua, aproximadamente la mitad aceptaran cargas negativas y la otra mitad cargas positivas, ellas son electro-cinéticamente conducidas hacia la placa de la carga opuesta a ella, pequeñas gotas chocan y coalescen, cuando ellas son lo suficientemente grandes caen por la fuerza de gravedad hacia la sección de agua del tratador.

El agua de producción de la etapa de deshidratación es enviada a un sistema de tratamiento de aguas residuales donde es inyectada nuevamente a los yacimientos y evitar la contaminación al medio ambiente.

Figura 39. Tratadores Electroestáticos NATCO



5.2 Propuesta para optimizar el proceso

Tomando en consideración que con el incremento de la producción de crudo antes mencionada, la planta cuenta actualmente con equipo disponible, específicamente con tratadores electroestáticos que no son capaces de absorber el aumento de carga que se tiene actualmente, este proyecto plantea la utilización de dicho equipo para convertir el proceso de deshidratación de crudo en un proceso que no requiera de calor para la debilitación del agente emulsificante, para lograr esto este proyecto plantea la modificación de los tratadores electroestáticos NATCO, realizando previamente una Prueba de Botella con agentes químicos demulsificantes donde se seleccionó el tipo de rompedor mas eficiente, ya que bajo el punto de vista operacional y económico, es importante lograr un tratamiento a temperatura ambiente donde estarán involucrados solamente el uso del demulsificante y coalescencia electroestática para la deshidratación del crudo Xan.

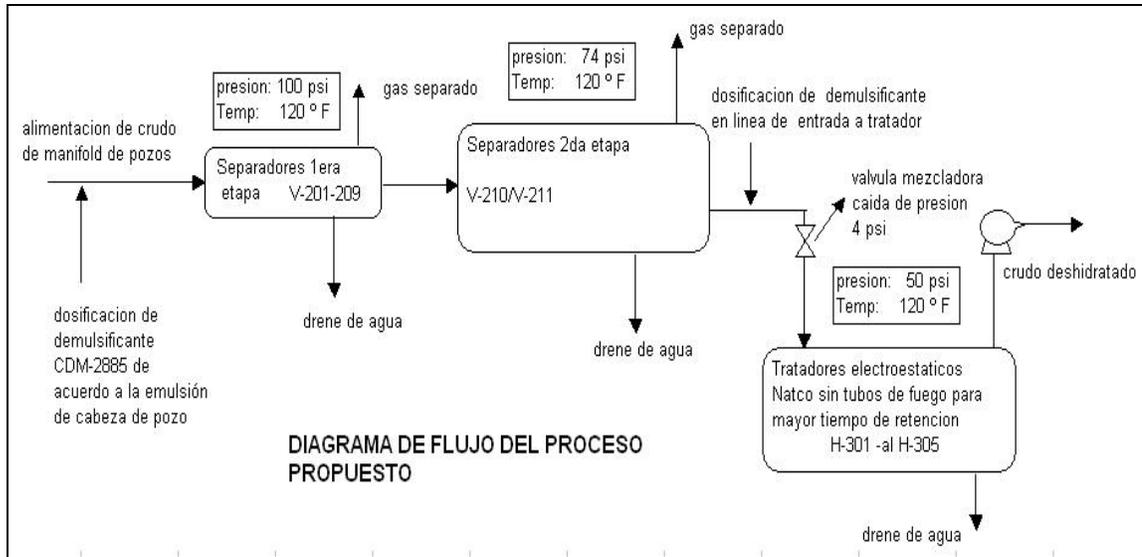
Dado que los cinco tratadores electroestáticos. (TH1, TH2, TH3, TH4, TH5) instalados en paralelo en la planta tienen una capacidad nominal total de 4,000 barriles de fluido por día c/u y que la producción saliendo de los separadores contiene niveles de BS&W del 20% entrando a las tratadores, se necesita aumentar la capacidad de volumen de estas vasijas para tener un mayor tiempo de retención y a la vez una mejora en la decantación de las gotas de agua, por ello la descripción de la propuesta de mejora es la siguiente:

- Inyectar bajas cantidades de demulsificante en la cabeza del pozo para mantener presiones de operación bajas en la línea de producción y no afectar la carga o amperaje total que manejan las bombas electrosumergibles de cada pozo productor, ya que el fluido multifásico

saliendo del pozo productor es de origen turbulento, al agregarle el químico demulsificante se realiza la separación de las tres fases y pasa a un régimen laminar teniendo menos presión en la línea de producción.

- Después de pasar por la separación gravitacional que se tiene en los 11 separadores trifásicos, poner otro punto de inyección de demulsificante antes de la entrada a los tratadores, aquí es donde se inyectará una mayor dosificación de demulsificante de alta velocidad por el motivo de que ya no contiene la misma cantidad de agua, la cual ha sido extraída previamente en la separación trifásica evitando así un desperdicio del químico debido a su solubilidad con el agua libre actuado directamente sobre los agentes emulsificantes de las gotas de agua pudiendo así disminuir el volumen total inyectado de químico demulsificante.
- Posteriormente el petróleo crudo más el demulsificante pasarán a través de una válvula de compuerta convencional que estará estrangulada para provocar una caída de presión de 4 psi y propiciar un mejor mezclado del demulsificante con el petróleo crudo.
- Se seleccionará con unas Pruebas de Botella y de campo un producto químico demulsificante que sea capaz de trabajar a temperatura ambiente, con esto tenemos de la opción de modificar las vasijas de los tratadores térmicos electrostáticos; se le extraerán los tubos de fuego para tener un mayor volumen en la vasija y así lograr un mayor tiempo de retención del petróleo a tratar teniendo con esto un mejor asentamiento de las gotas de agua.

Figura 40. Diagrama de flujo del proceso propuesto



5.2.1 Desarrollo del modelo teórico para predecir resultados de la propuesta de mejora

Para predecir la coalescencia de gotas de agua en el proceso propuesto se realizó lo siguiente:

Se realizó una Prueba de Botella para comprobar la eficiencia del químico demulsificante de la compañía BetzDearborn, una fórmula llamada comercialmente CDM 2885, para optimizar el actual tratamiento y llevar la deshidratación a temperatura ambiente, el procedimiento para la prueba fue:

1. Muestras de crudo se obtuvieron de los pozos 17, 22, 27, 28, 13 y 34, estos pozos muestran las emulsiones más fuertes.
2. Botellas de 6 onzas fueron llenadas con 100 ml con la muestra compuesta de estos pozos.

3. Las botellas fueron puestas en un baño maría a 120 ° F simulando la temperatura de entrada a tratadores por 20 minutos y dosificados con diferentes cantidades del químico demulsificante CDM 2885.
4. Las muestras fueron agitadas usando una agitadora mecánica por 3 minutos y se dejó a temperatura ambiente por una hora registrando datos de la decantación de las gotas de agua.

Los siguientes resultados fueron obtenidos durante la reconfirmación de la prueba:

Tabla II. Resultados de la prueba de botella químico CDM-2885

Campo XAN No.	API 16 Product	BS&W: 40% Temp: 120 ° F ppm	DECANTACION DE GOTAS				
			5´	10´	15´	30´	60´
1	blank	0	0	0	0	0	0
2	CDM-2885	100	0	0	20	26	28
3	CDM 2885	150	32	32	32	34	38
4	CDM2885	200	0	0	2	4	30

Figura 41. Decantación de gotas @ 150 PPM/120 ° F

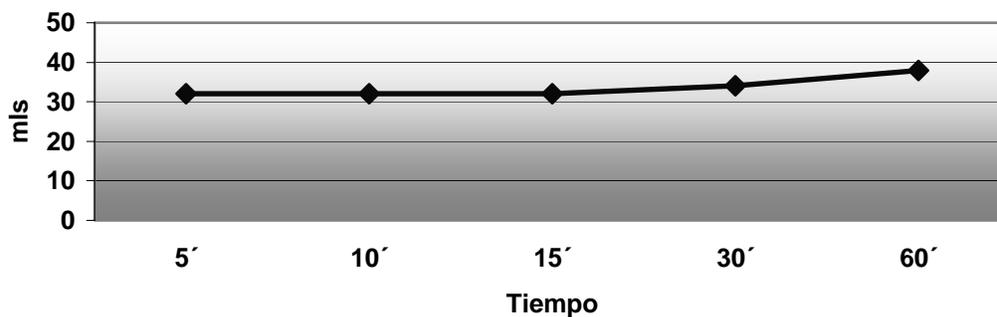


Figura 42. Decantación de gotas @ 100 PPM/120 ° F

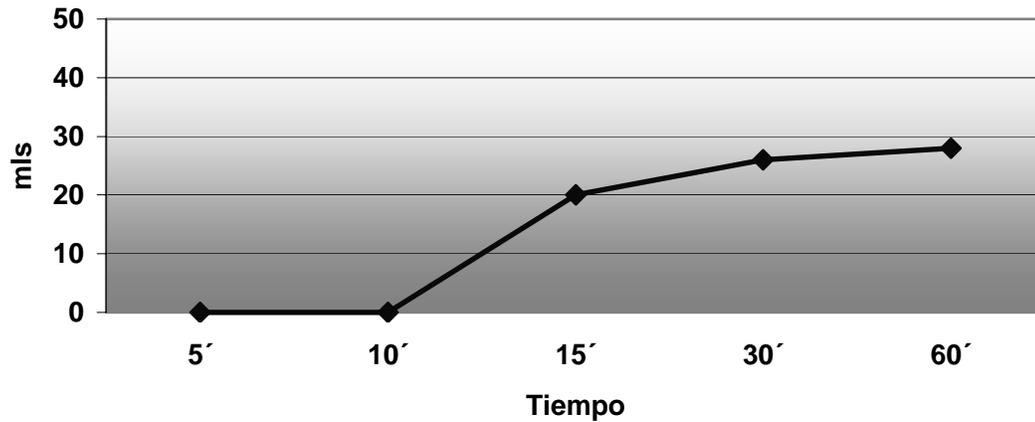
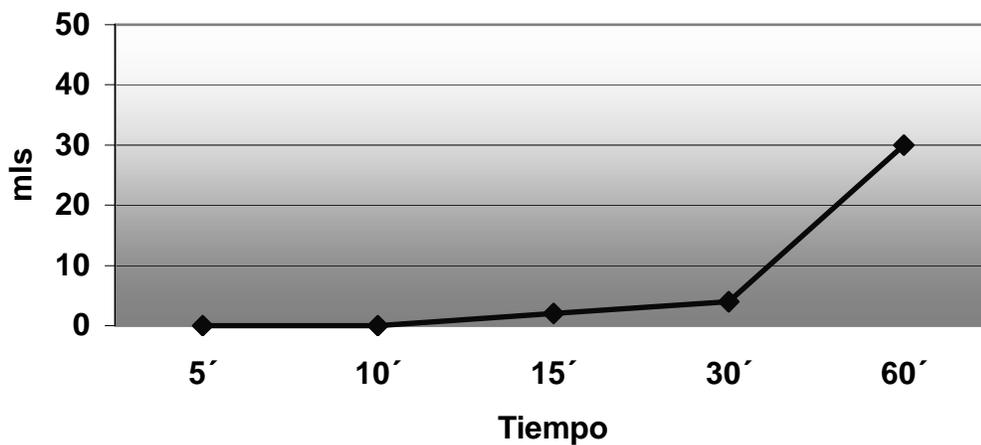


Figura 43. Decantación de gotas @ 200 PPM/120 ° F



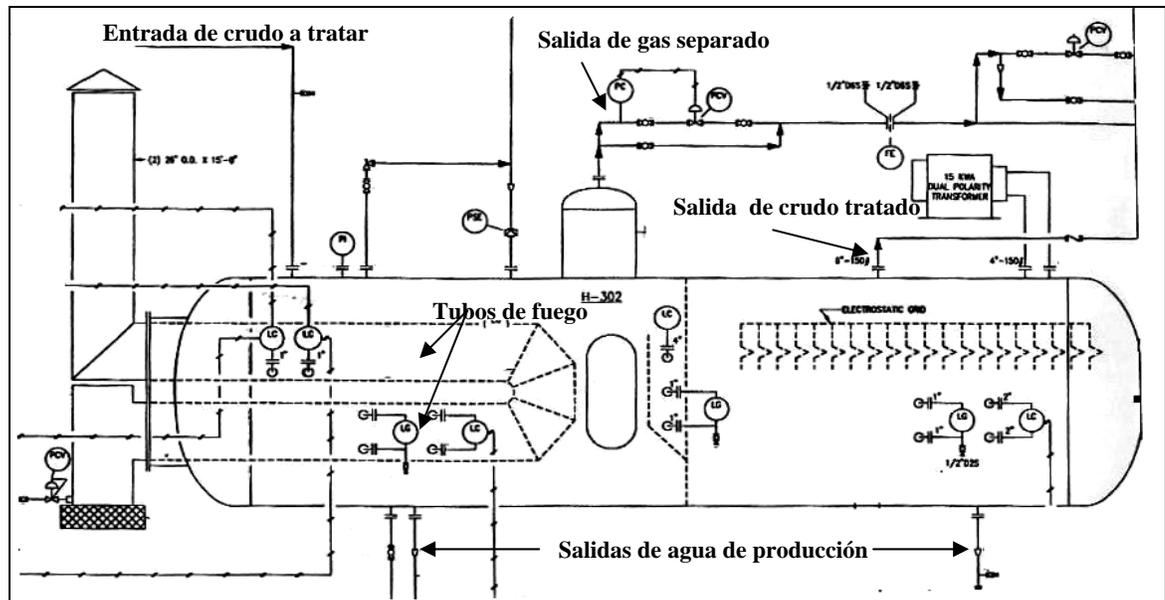
Basados en estos resultados, se observa que con la dosis de 150 ppm del rompedor de emulsiones CDM-2885 se logran buenos resultados como opción para optimizar el actual tratamiento.

Teniendo los resultados satisfactorios de la coalescencia y caída de las gotas de agua con el rompedor de emulsión CDM-2885 a la temperatura promedio que ingresa el petróleo al tratador (120 ° F), se realizan las pruebas preeliminares para trabajar sin tratamiento térmico debido a los siguientes aspectos:

- Al agregar calor se puede causar pérdida de hidrocarburos livianos, y como consecuencia , reducción en el volumen de petróleo crudo.
- Como consecuencia de lo anterior quedara un crudo más pesado por la pérdida de componentes livianos, lo cual disminuye el valor unitario del crudo.
- Se requiere de combustible en este caso el gas natural para general el correspondiente calor, lo cual incrementa los costos operacionales.
- Requiere una inversión adicional en los costos por mantenimiento del equipo.
- Debido a que la calidad del agua de producción separada en el tratamiento tiene altas concentraciones de carbonatos de calcio y anhídritas, mientras mas alta la temperatura mayor será la depositación de la anhídrita en las paredes del tratador y en los tubos de fuego, teniendo con esto una mala distribución de la transferencia de calor hacia el crudo a tratar, para inhibir la formación de incrustaciones se tiene la necesidad de utilizar el inhibidor de incrustaciones Gypton JT-158, a la entrada de los tratadores, ocasionando un gasto innecesario en la operación de la planta deshidratadora.

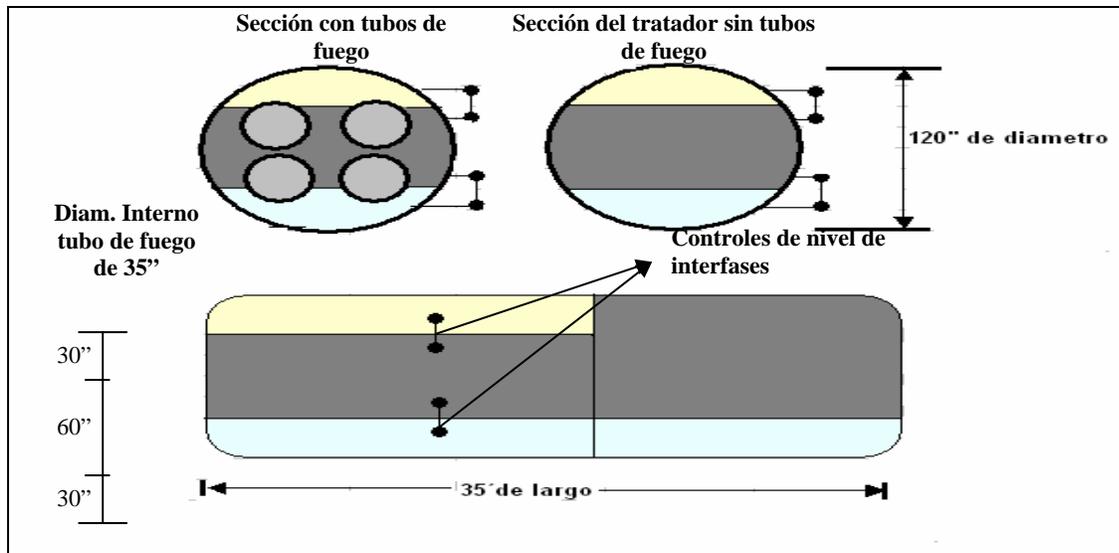
Debido a que no se tendrá tratamiento térmico la viscosidad será mayor y menor la velocidad de asentamiento de las gotas de agua , esto se puede contrarrestar teniendo tiempos de residencias más grandes, extrayendo los tubos de fuego tendremos nuevos y mejores tiempos de residencia (T_{ro}) es decir, que cualitativamente se puede esperar que el tamaño de la gota aumente con el tiempo de residencia mayor observado en la sección de coalescencia.

Figura 44. Tratador Electroestático Natco con tubos de Fuego



Como se puede observar en la figura 44 los tubos de fuego del tratador electroestático NATCO ocupan cierto volumen dentro de la vasija los cuales reducen la capacidad de retención de los fluidos a tratar cuando estos no están siendo aprovechados para calentar el crudo, en la figura siguiente, se muestra la sección frontal de la parte de quemadores donde al extraerle los tubos de fuego quedara la sección de petróleo y la de agua con mayor capacidad de retención de los fluidos manejados.

Figura 45. Sección del tratador sin tubos de fuego



$$D.I. = 120" \longrightarrow 10 \text{ pies}$$

$$\text{Largo del tratador} = 35 \text{ pies}$$

$$V = \frac{\pi (10)^2}{4} * 35 = 2,748.89 \text{ pies}^3$$

$$V = \frac{2748.89 \text{ pies}^3}{5.615} \approx 490 \text{ Barriles}$$

Estos 490 barriles son de toda la sección, petróleo agua y gas observando la figura anterior tenemos la ubicación de los controles de interfase de agua petróleo y petróleo gas. Integrando todo el volumen que corresponde a la sección de petróleo en el tratador tiene un volumen de 306.25 barriles.

El tiempo de residencia del crudo cuando se tienen las condiciones de operación normales y sin los tubos de fuego en la vasija es:

$$Tro = \frac{\text{VolumenSeccionPetroleo}}{BPND} * 1440 =$$

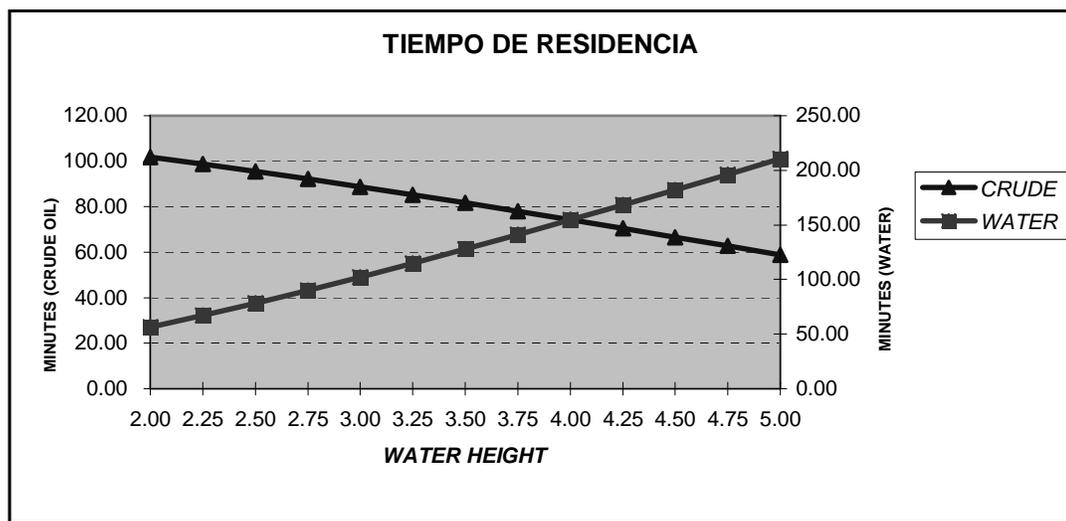
$$Tro = \frac{306.25}{5000} * 1440 = 88.2 \text{ min.}$$

A continuación se presenta los resultados del cálculo de los tiempos de residencia para el crudo y agua en minutos variando la altura de la interfase agua petróleo.

Tabla III . Tiempo de residencia del agua y crudo en el tratador.

RESIDENCIA DE LA VASIJA		
ALTURA DE AGUA (PIES)	CRUDE (MINUTES)	AGUA (MINUTES)
2.00	100.90	63.66
2.25	97.88	75.76
2.50	94.71	88.42
2.75	91.42	101.58
3.00	88.02	115.18
3.25	84.52	129.17
3.50	80.94	143.49
3.75	77.29	158.10
4.00	73.59	172.93
4.25	69.83	187.95
4.50	66.04	203.10
4.75	62.23	218.34
5.00	58.41	233.63

Figura 46. Tiempo de residencia del agua y crudo en el tratador



De los resultados se obtiene que 3 pies de altura de agua en el tratador es el valor apropiado de tiempo de retención para tener una mejor decantación y coalescencia de las gotas de agua en la fase de petróleo y una separación perfecta de la emulsión inversa en la fase de agua.

El requerimiento que las gotas de agua sean capaces de precipitarse y liberarse del colchón de petróleo h_o , establece un máximo espesor del colchón de aceite o de petróleo, dado por:

$$(h_o)_{\max} = \frac{0.00128 * (Tro) * (\Delta SG)_{w/o} * (dm_w)^2}{\mu_o}$$

donde

$(\Delta SG)_{w/o}$ = diferencia de densidades específicas de petróleo y agua

(Tro) = tiempo de residencia de petróleo en el tratador (minutos)

(dm_w) = diámetro de la gota de agua en micrones

μ_o = viscosidad de la fase continua o petróleo en centipoises

$(h_o)_{\max}$ = altura máxima del colchón de petróleo en pulgadas

$(\Delta SG)_{w/o}$ = densidad específica agua - densidad específica petróleo

$$SG_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API} = \frac{141.5}{131.5 + 16} = 0.96 \quad SG_w = 1.04$$

$$(\Delta SG)_{w/o} = 1.04 - 0.96 = 0.08$$

La viscosidad del crudo la determinamos utilizando la ecuación de Robinson & Beggs, para calcularla en función de la gravedad °API y de la temperatura de tratamiento.

$$\mu = 10^X - 1.0$$

donde,

$$X = Y \times T^{-1.163}$$

$$Y = 10^Z$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023 \times \text{°API}$$

μ = Centipoises (cp)

T = Fahrenheit (°F)

$$Z = 3.0324 - 0.02023 \times 16 = 2.70872$$

$$Y = 10^{2.70872} = 511.3520$$

$$X = 511.3520 \times 120^{-1.163} = 1.952685$$

$$\mu = 10^{(1.952685)} - 1.0 \approx 89 \text{ cp}$$

El conocimiento de la distribución del tamaño de la gota en emulsiones de petróleo es importante para el dimensionamiento de equipos empleados en el proceso primario por eso de muestras de crudo se determina la distribución del tamaño de gotas de agua en petróleo por medio de la técnica de difracción láser, empleándose el analizador de partículas Mastersizer X, de la Malvern, muestras tomadas en un toma-muestras en el tratador dando como resultado un promedio de 800 micrones del diámetro de la gota.

Teniendo los resultados de todas las variables involucradas en la ecuación del máximo colchón de petróleo en el tratador, calculamos la altura como sigue:

$$(ho)_{\max} = \frac{0.00128 * (Tro) * (\Delta SG)_{w/o} * (dm_w)^2}{\mu_o}$$

$$(ho)_{\max} = \frac{0.00128 * (88.2) * (0.08)_{w/o} * (800)^2}{89} =$$

$$(ho)_{\max} = 64.95 \approx 65 \text{ pulg.}$$

La altura actual que puede tener el colchón de petróleo en el tratador es de 60 pulgadas la cual se obtiene de las ubicaciones de los controles de nivel tipo interfase de agua-petróleo y petróleo-gas, por lo que el resultado de la ecuación de altura máxima del colchón de petróleo con el nuevo tiempo de residencia es satisfactorio.

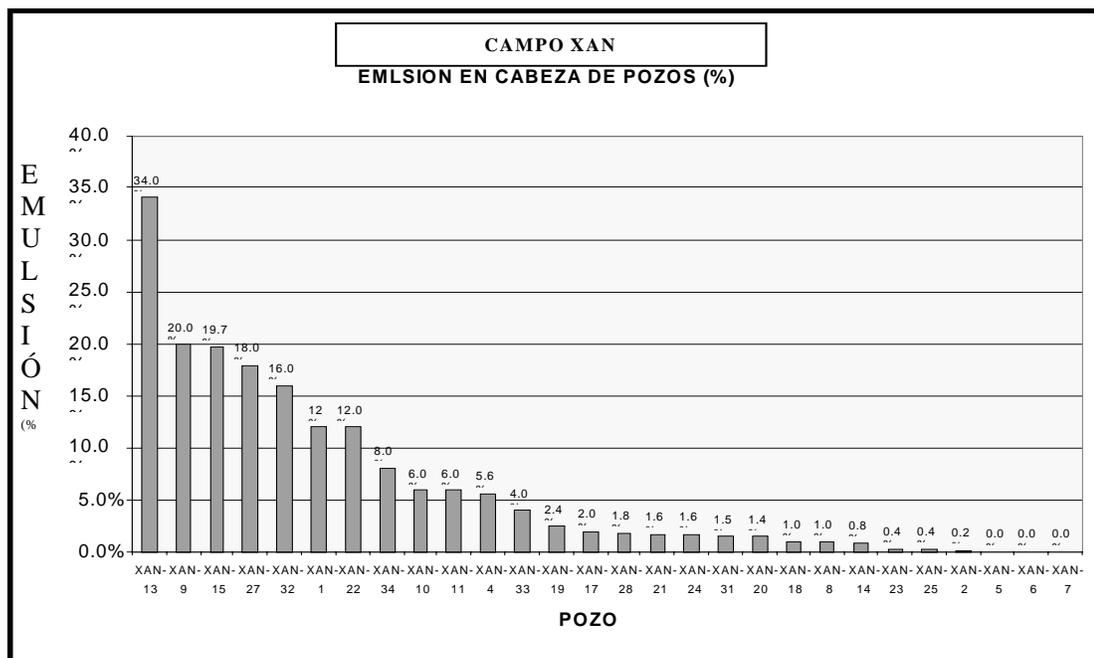
5.3 Resultados de campo de las pruebas preeliminares de la propuesta de optimización del equipo de deshidratación NATCO

Dada la factibilidad técnica de la propuesta anteriormente analizada; entre los meses de enero a abril del año 2003 se llevaron a cabo los trabajos de modificación del proceso en campo, el cual las pruebas preeliminares entraron en operación el día 4 de mayo del año en curso.

La siguiente es una síntesis de las actividades y resultados obtenidos durante la evaluación en campo de la propuesta de optimización del equipo de deshidratación, como lo son los 5 tratadores electroestáticos y el desempeño del demulsificante de alta velocidad CDM-2885 en las facilidades de producción de la planta de proceso Xan.

De acuerdo al análisis de laboratorio de emulsión contenida en cabeza de pozo se tiene la siguiente distribución de la misma en porcentaje

Figura 47. Emulsión en cabeza de pozos en porcentaje



•En su orden los pozos con alto porcentaje de emulsión son:

X-15, 13, 9, 27, 32, 1, 22.

•En su orden los pozos con medio porcentaje de emulsión son:

X-34, 10, 11,4 y 33.

•En su orden los pozos con bajo porcentaje de emulsión son:

X-19, 17, 28, 21, 24, 31, 20, 18 y 8

- En su orden los pozos con emulsión muy baja están:

X-26, 25 y 2

- Los pozos que presentan cero emulsión son:

X-5, 6 y 7.

- Los pozos que aportan mayor volumen de emulsión son:

X-27, 32, 13, 34, 9, 10, 15, 22, 11, 4 y 28

- Se observa una emulsión bastante fuerte y estable en el pozo X-13

Observando estos resultados se sugirió la siguiente dosificación del rompedor de emulsión CDM-2885 de acuerdo al contenido de emulsión y el volumen de fluido por pozo.

Tabla IV. Dosificación del rompedor de emulsión CDM-2885 por pozo

SITIO	ANTERIOR		ACTUAL		REDUCCION
	GPD	PPM(Fluido)	GPD	PPM(Fluido)	GPD
XAN-6	10	134	0	0	10
XAN-7	3	33	0	0	3
XAN-2	3	46	1	15.3	2
XAN-25	5	66	1.5	19.8	3.5
XAN-23	4	22	3	16.5	1
XAN-14	4	28	3	21	1
XAN-8	2	22	1	11	1
XAN-18	10	64	5	32	5
XAN-20	7	60	3	26	4
XAN-31	2	20	0	0	2
XAN-24	2	60	0	0	2
XAN-21	3	38	1	13	2
XAN-17	10	101	5	50	5
XAN-19	8	158	2	39.5	6
XAN-1	6	195	5	188	1

Continuación

XAN-4	6	56	5	42	1
XAN-5	6	36	3	18	3
XAN-9	8	71	6	56	2
XAN-10	5	29	5	29	0
XAN-11	8	70	6	54	2
XAN-13	12	126	8	94	4
XAN-15	8	156	4	88	4
XAN-22	6	58	4	58	2
XAN-27	10	37	8	37	2
XAN-28	11	35	8	35	3
XAN-32	10	39	6	39	4
XAN-33	8	69	5	69	3
XAN-34	13	40	8	27	5
TOTAL POZOS	190	142	106.5	102	83.5
TRAT. 1	0		7		
TRAT.2	0		6		
TRAT.3	0		6		
TRAT.4	0		6		
TRAT.5	0		6		
TOTAL PLANTA	0		31		
TOTAL CAMPO	190		137.5		52.5

Después de realizar el cambio en la nueva dosificación del demulsificante CDM – 2885 se empezó a monitorear el BS&W a la salida de los tratadores electrostáticos teniendo los siguientes resultados

Tabla V. Resultados de campo del BS&W a la salida de los tratadores electroestáticos

tratador 1	día 1		día 2		día 3		día 4		día 5		día 6		día 7		día 8		día 9		día 10	
hora	bsw	temp	bsw	temp																
06:00	2.6	114	2.4	115	1.2	113	0.8	113	0.6	112	0.6	114	1.0	112	0.8	114	0.7	114	0.6	113
12:00	2.8	122	1.8	121	1.1	121	0.7	120	0.7	119	0.6	122	0.8	123	0.9	122	0.6	122	0.4	120
18:00	2.4	120	1.6	119	1.0	119	0.8	118	0.7	117	0.8	118	0.9	116	0.8	118	0.7	121	0.5	118
00:00	2.8	116	1.5	117	1.6	115	0.9	116	0.8	115	0.8	115	1.0	114	0.9	115	0.7	115	0.8	116
promedio	2.7		1.8		1.2		0.8		0.7		0.7		0.9		0.9		0.7		0.6	
tratador 2	día 1		día 2		día 3		día 4		día 5		día 6		día 7		día 8		día 9		día 10	
hora	bsw	temp	bsw	temp																
06:00	1.7	115	1.2	113	0.9	114	0.9	115	0.7	113	0.6	114	1.2	114	0.9	114	0.8	113	0.5	113
12:00	1.9	124	1.4	120	0.8	123	0.8	124	0.6	120	0.6	121	1.3	122	0.8	122	0.8	120	0.6	120
18:00	2.0	120	1.5	118	0.9	119	0.8	120	0.6	118	0.5	118	1.0	118	0.9	121	0.9	118	0.7	118
00:00	2.2	116	1.3	116	0.8	115	0.9	116	0.5	116	0.8	116	0.9	115	0.9	115	0.8	116	0.7	116
promedio	2.0		1.4		0.9		0.9		0.6		0.6		1.1		0.9		0.8		0.6	
tratador 3	día 1		día 2		día 3		día 4		día 5		día 6		día 7		día 8		día 9		día 10	
hora	bsw	temp	bsw	temp																
06:00	2.4	114	1.6	114	1.3	112	0.9	114	0.7	112	0.6	113	0.9	114	0.7	115	0.6	114	0.7	113
12:00	2.4	120	1.2	121	1.2	119	1.0	120	0.6	119	0.5	120	0.7	122	0.6	124	0.5	121	0.6	120
18:00	2.8	118	1.5	118	1.4	117	1.0	119	0.8	117	0.6	118	0.8	121	0.7	120	0.5	118	0.5	118
00:00	2.6	116	1.2	116	1.2	115	1.2	116	0.9	115	0.8	116	0.9	115	0.8	116	0.6	116	0.6	116
promedio	2.6		1.4		1.3		1.0		0.8		0.6		0.8		0.7		0.6		0.6	
tratador 4	día 1		día 2		día 3		día 4		día 5		día 6		día 7		día 8		día 9		día 10	
hora	bsw	temp	bsw	temp																
06:00	2.5	113	1.8	114	1.0	113	1.0	114	0.9	114	0.7	112	0.8	113	0.6	114	0.5	115	0.5	113
12:00	2.7	121	1.6	122	0.9	120	0.9	122	0.7	122	0.6	122	0.9	120	0.9	121	0.4	124	0.4	120
18:00	2.9	119	1.5	118	0.7	118	0.8	118	0.7	121	0.7	119	0.5	118	0.5	118	0.5	120	0.4	118
00:00	2.6	116	1.6	115	0.8	114	0.9	115	0.8	115	0.9	115	0.4	116	0.6	116	0.7	116	0.5	116
promedio	2.7		1.6		0.9		0.9		0.8		0.7		0.7		0.7		0.5		0.5	
tratador 5	día 1		día 2		día 3		día 4		día 5		día 6		día 7		día 8		día 9		día 10	
hora	bsw	temp	bsw	temp																
06:00	2.3	114	1.3	112	0.7	114	0.7	114	0.6	112	0.7	115	1.2	114	1.0	113	0.9	112	0.8	114
12:00	2.2	122	1.2	120	0.6	122	0.8	122	0.5	119	0.5	124	1.0	122	0.9	120	0.8	121	0.4	121
18:00	2.1	121	1.0	118	0.5	118	0.7	121	0.5	117	0.4	120	0.9	118	1.0	118	0.5	119	0.5	118
00:00	2.2	115	1.0	114	0.7	115	0.8	115	0.6	115	0.7	116	0.9	115	1.0	116	0.6	115	0.8	116
promedio	2.2		1.1		0.6		0.8		0.6		0.6		1.0		1.0		0.7		0.6	

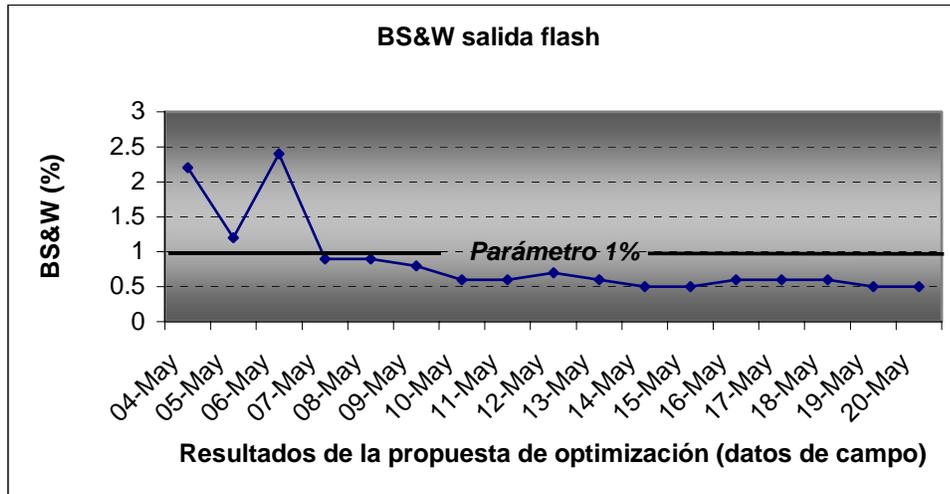
La tabla adjunta recopila la información consolidada de dosis, temperaturas y calidades a la salida de tratadores, flash y del bombeo al oleoducto día a día durante la prueba de campo.

Tabla VI. Resultados consolidados de dosis, temperaturas y calidades (BS&W) a la salida de tratadores, flash y oleoducto

FECHA	DEMULSIFICACION		trat. 1		trat. 2		trat. 3		trat. 4		trat. 5		flash		Oleod
	god	ppm	BS&W	TEMP	BS&W	TEMP	BS&W								
04May03	1375	102	27	119	20	120	26	120	24	121	26	119	22	120	03
05May03	1360	98	18	120	14	121	14	119	16	120	16	121	12	121	02
06May03	1370	112	22	120	09	119	13	119	09	119	06	120	24	120	03
07May03	1375	115	08	120	09	120	10	121	09	121	08	119	10	120	03
08May03	1375	113	07	119	06	119	08	121	07	119	06	121	10	120	02
09May03	1375	114	07	121	06	120	06	119	07	120	06	119	08	119	03
10May03	1380	113	09	120	11	119	07	120	07	119	10	120	06	119	02
11May03	1360	115	09	119	09	119	07	119	05	121	10	119	06	120	03
12May03	1380	116	07	121	08	121	06	119	07	120	10	119	07	118	02
13May03	1375	114	06	119	06	121	06	121	05	119	07	121	06	120	03
14May03	1375	116	07	120	07	119	05	121	05	121	06	120	05	121	02
15May03	1375	112	05	119	06	120	07	119	05	119	06	119	05	120	02
16May03	1380	110	06	120	05	119	05	120	06	120	07	121	06	119	02
17May03	1350	104	07	119	04	119	06	119	05	119	06	119	06	121	02
18May03	1375	106	06	119	06	120	05	119	06	120	05	120	06	119	02
19May03	1360	112	06	121	07	119	06	121	05	120	06	119	05	120	02
20May03	1375	110	06	121	04	120	06	121	05	120	05	119	05	120	02

Comparando el nivel de deshidratación alcanzado promedio en el proceso propuesto en operación que es menor a 1% con los resultados anteriores a la prueba podemos concluir que las pruebas preeliminares hechas han permitido un total control de sistema con resultados satisfactorios de cortes de agua a la salida de los tratadores electroestáticos y del flash.

Figura 48. BS&W salida flash



CONCLUSIONES

1. El proceso propuesto que, debido a su sencillez y baja inversión fue posible implantar en tiempo reducido, en la Planta Deshidratadora del campo Xan, logró el objetivo principal del presente trabajo de graduación que era disminuir el contenido de agua del crudo tratado, para cumplir la especificación de BS&W para su transporte y venta (menos de 1%).
2. Las predicciones que arrojó el modelo teórico planteado en este trabajo, nos da un tiempo de residencia en la vasija de 88.2 minutos que nos permitió tener la confianza y certeza para la puesta en marcha de las pruebas preliminares de la optimización del equipo de deshidratación NATCO.
3. El cambio de el punto de inyección del químico demulsificante CDM-2885 permitió tener un total control del sistema debido a que se inyecta la mayor dosis en la entrada de los tratadores trifásicos después que fue separada la mayor cantidad de agua libre en los separadores de 1era y 2da etapa. Esto nos permitió optimizar la dosis teniendo una reducción de el consumo de químico de 52.5 galones.
4. A falta de un accesorio o sistema de mezclado de fábrica, se verificó que la utilización de una válvula de compuerta convencional, operando en forma estrangulada, en este caso teniendo una caída de presión de 4 psi, puede dar resultados aceptables para el mezclado del demulsificante y el petróleo en procesos deshidratación de petróleo crudo.

5. Desde el punto de vista operacional fue importante lograr un tratamiento a temperatura ambiente, y así evitar algún accidente al no usar más gas natural como combustible para elevar la temperatura del crudo.

6. Las Pruebas de Botella reflejan que el químico demulsificante CDM-2885 trabaja bien a una dosis de 150 ppm y entre mas dosificado se encuentre el fluido va a crear una sobre emulsión impidiendo la ruptura del agente emulsificante.

RECOMENDACIONES

1. Tener un estricto control sobre los niveles y volúmenes manejados de todas las vasijas (separadores y tratadores electroestáticos) para no variar los tiempos de retención de crudo y de agua permitiendo una buena coalescencia de las gotas de agua y un buen trabajo del químico demulsificante.
2. Es importante mantener las dosis propuestas de químico en todos los puntos de inyección para asegurarse un total control sobre el sistema y la optimización de el consumo de químico.
3. El mantenimiento periódico de todos los instrumentos como lo son las válvulas neumáticas, controladores, flotes, manómetros, termómetros, sistema eléctrico en tratadores, etc., llevara a la disponibilidad de todo el equipo que interviene en el proceso de deshidratación evitando así la reducción de capacidad de la planta para satisfacer los requerimientos de la calidad de petróleo tratado a la salida de la planta.
4. El demulsificante CDM-2885 es inyectado en la entrada de los tratadores desde depósitos formados por toneles de 55 galones. Para evitar errores en la medición de los consumos diarios, especialmente por el llenado frecuente que se requiere en ellos, se sugiere la utilización de *bulk tanks* de 330 galones.

5. Los rebales de crudo de los tanques del sistema de tratamiento de agua de inyección deberán ingresar primero a los separadores y no al *manifold* de entrada de los tratadores para evitar sobrecargas de agua en los mismos.

6. Realizar pruebas de campo y de botella con diversos químicos demulsificantes cada año como mínimo, para mejorar el proceso de deshidratación por cualquier variación en la producción del campo.

BIBLIOGRAFÍA

1. Bansbach, Paul L. *The How and Why of Emulsions. Oil & Gas Journal.* (Texas, USA) (68): 75 1989.
2. Barragán, Víctor Hugo. Evaluación del sistema químico para la eliminación de agua en crudos de petróleo de Guatemala. Tesis Ing. Química. Guatemala, Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 1977. 49pp.
3. Hodson, William K. **Manual del ingeniero industrial.** 4ta ed. Tomo I. Mexico: Mc-Graw Hill, 1996.
4. Lucas, R. N. **Electrical Dehydration and Desalting of Crude Oil.** Jakarta, Indonesia: Proceedings Indonesian Petrol Inc, 1977: 198pp.
5. Manning F. **Oilfield Processing.** Tulsa Oklahoma, USA: Pennwell publishing Company, 1992. 302pp.
6. Schramm, Laurier L. **Petroleum Emulsions.** Washington, DC. USA: American Chemical Society, 1992. 251pp.
7. Smith, H. Vernon y Kenneth E. Arnold. **Petroleum Engineering Handbook.** Richardson Texas, USA: S.P.E., 1987. 804pp.
8. Sivals Inc. **Crude Oil Treating Systems Design Manual.** Texas, Usa: Sivals, 1995. 62pp.