

**ESTUDIO DE LOS PROCESOS DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO Y  
TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN LA ESTACIÓN PF2 DEL  
CAMPO CAÑO LIMÓN**

**YULY CRISTINA GALVIS PORTILLA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO - QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2007**

**ESTUDIO DE LOS PROCESOS DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO Y  
TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN LA ESTACIÓN PF2 DEL  
CAMPO CAÑO LIMÓN**

**YULY CRISTINA GALVIS PORTILLA**

Trabajo de Grado Modalidad Práctica Empresarial presentado como requisito  
para optar el título de Ingeniera de Petróleos

**TUTORES:**

**Ing. JUAN RAMON DUARTE ARIAS**

Occidental de Colombia, Inc

**Ing. FREDY ABELARDO NARIÑO**

Escuela de Ingeniería de Petróleos - UIS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO - QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2007**

## **DEDICATORIA**

A DIOS por darme vida y salud, para lograr culminar con éxito una etapa más  
de mi vida

A mis padres y hermanos, por su apoyo y confianza en todo momento

## **AGRADECIMIENTOS**

A DIOS por darme la fuerza necesaria para siempre seguir adelante

A mis Padres y Hermanos, por su apoyo incondicional

A la Universidad Industrial de Santander, por darme la valiosa oportunidad de  
formarme como profesional

A los profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por compartirme  
todos sus conocimientos

A Occidental de Colombia, por permitirme iniciarme como profesional

A Juan Ramón Duarte, por su orientación y disposición a enseñarme

A Wilson Díaz, por sus valiosos consejos durante mi estadía en Caño Limón

A todo el personal de PF2, por tan buenos momentos vividos

A Freddy Nariño, por su colaboración en la culminación exitosa de este  
proyecto

A todos aquellos que siempre confiaron en mí y me vieron como su amiga

## TABLA DE CONTENIDO

<b>LISTA DE FIGURAS</b>	<b>9</b>
<b>LISTA DE TABLAS</b>	<b>11</b>
<b>INTRODUCCION</b>	<b>14</b>
<b>1. GENERALIDADES DEL CAMPO CAÑO LIMÓN</b>	<b>15</b>
1.1 RESEÑA HISTORICA	15
1.2 DESCRIPCION DEL YACIMIENTO	16
1.3 UBICACIÓN GEOGRAFICA DEL CAMPO	17
1.4 GEOLOGIA DEL CAMPO	19
1.4.1 Ubicación Geológica	19
1.5 PROPIEDADES PETROFISICAS DEL YACIMIENTO	20
1.5.1 Porosidad y Permeabilidad	21
1.6 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO	22
<b>2. GENERALIDADES DEL PROCESO</b>	<b>24</b>
<b>3. ENTRADA DE FLUIDO A LA FACILIDAD</b>	<b>28</b>
<b>4. SEPARACION GAS-LIQUIDO</b>	<b>30</b>
4.1 BOTAS SEPARADORAS DE GAS	31
<b>5. SEPARACION CRUDO-AGUA</b>	<b>36</b>
5.1 EMULSIONES	37
5.1.1 Emulsiones Agua en Petróleo	37
5.1.2 Agentes Emulsionantes	39
5.1.3 Estabilidad y Rompimiento de la Emulsión	42
5.1.4 Formación de Emulsión	45
5.1.5 Tratamiento de las Emulsiones	46
5.2 TANQUES DE SEPARACION DE AGUA LIBRE (FWKO)	53

5.2.1	Condiciones de Diseño Hidrodinámico de un FWKO	55
5.2.2	Ventajas del Sistema de Tratamiento FWKO	61
5.2.3	Descripción de los FWKOS en PF2	62
5.2.4	Mecánica de los FWKOS en PF2	63
<b>6.</b>	<b>SISTEMA DE CRUDO PRODUCIDO</b>	<b>68</b>
6.1	TANQUES DE PRODUCCIÓN	69
6.2	BOMBAS DE TRANSFERENCIA DE CRUDO P-704 A/B/C/D	70
6.3	UNIDAD DE MEDICION ACT (S-703)	71
<b>7.</b>	<b>SISTEMA DE CONDENSADOS</b>	<b>74</b>
<b>8.</b>	<b>SISTEMA DE TEA Y DESFOGUE</b>	<b>77</b>
<b>9.</b>	<b>SISTEMA DE AGUA PRODUCIDA</b>	<b>78</b>
9.1	TANQUES CABEZA DE AGUA	81
9.2	BOMBAS DE TRANSFERENCIA	84
9.3	CELDAS DE FLOTACION	85
9.3.1	Flotación	87
9.3.2	Sistemas de Flotación	91
9.3.3	Celda WEMCO	97
9.4	PISCINAS DE ENFRIAMIENTO	102
9.4.1	Piscina de Recibo	102
9.4.2	Piscina Aceitosa	102
9.4.3	Piscina de Entrega	102
9.4.4	Lagunas de Estabilización	103
<b>10.</b>	<b>TRATAMIENTO QUIMICO DE LA FACILIDAD PF2</b>	<b>105</b>
10.1	PUNTOS DE INYECCION DE QUIMICOS EN PF2	105
10.2	DISTRIBUCION DE SKID DE QUIMICOS EN PF2	106
10.3	DISTRIBUCION DE QUIMICOS EN SKID	107

10.4	PUNTOS DE MONITOREO	107
10.5	PARAMETROS DE CALIDAD REQUERIDOS	108
10.6	PRUEBA DE CAMPO DEL TRATAMIENTO QUIMICO	109
10.6.1	Análisis de Resultados	110
10.6.2	Comparación de Resultados	121
10.6.3	Conclusiones	127
<b>11.</b>	<b>EVALUACION</b>	<b>128</b>
11.1	OBJETIVO	129
11.2	CONDICIONES ACTUALES	129
11.3	FACTORES A EVALUAR	130
11.4	BASES DE LA EVALUACION	131
11.5	RESULTADOS DE LA EVALUACION	132
11.6	RECOMENDACIONES	135
	<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>137</b>
	<b>ANEXO 1</b>	<b>138</b>
	<b>ANEXO 2</b>	<b>141</b>
	<b>ANEXO 3</b>	<b>143</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Localización del Campo Caño Limón	18
Figura 2.	Ubicación de los Campos en el bloque Cravo Norte	18
Figura 3.	Mapa Estructural del Campo Caño Limón	19
Figura 4.	Facilidades de Producción PF2	25
Figura 5.	Proceso General del Tratamiento de Fluidos en PF2	27
Figura 6.	Troncales de Entrada a PF2	29
Figura 7.	Emulsión de Agua en Petróleo Crudo	36
Figura 8.	Estabilización de una gota de agua	40
Figura 9.	Estimación del Agua Emulsionada contenida en crudo	42
Figura 10.	Factores físico-químicos relacionados con las interacciones entre dos gotas de una emulsión W/O	45
Figura 11.	Procedimiento de la Prueba de Botella	51
Figura 12.	FWKO típico en laberinto	64
Figura 13.	FWKO típico en espiral	65
Figura 14.	Dirección del Fluido de FWKOS a Tanques de Cabeza	66
Figura 15.	Sistema de Tratamiento del Crudo Producido	68
Figura 16.	Tanque de Producción	69
Figura 17.	Flujo de Crudo de FWKOS a Tanques de Producción	70
Figura 18.	Flujo de la Transferencia de Crudo a PS1	71
Figura 19.	Sistema de Calibración de la Unidad ACT	73
Figura 20.	Sistema de Tratamiento del Agua Producida	81
Figura 21.	Tanque Cabeza de Agua	82
Figura 22.	Distribución interna de liquido en los T-724 A/B/C	83
Figura 23.	Características Hidráulicas en el Proceso de Flotación	88
Figura 24.	Principio de Flotación	89
Figura 25.	Unidad de Flotación con Gas Disuelto	92
Figura 26.	Unidad de Flotación con Gas Disperso o Inducido	94
Figura 27.	Celda de Flotación y su Sección Transversal	99
Figura 28.	Puntos de Inyección de Químicos	105

Figura 29. Distribución de Skid de Químicos

**106**

## **LISTA DE TABLAS**

Tabla 1.	Características de la Roca	<b>20</b>
Tabla 2.	Distribución de Porosidades del Campo Caño Limón	<b>22</b>
Tabla 3.	Propiedades de los Fluidos del Yacimiento	<b>23</b>
Tabla 4.	Flujo Máximo por FWKO	<b>65</b>
Tabla 5.	Tanques Cabeza de Agua en PF2	<b>82</b>
Tabla 6.	Especificaciones de las Bombas de Transferencia P-724	<b>84</b>
Tabla 7.	Boquillas de Piscinas de Enfriamiento	<b>103</b>

**TITULO: ESTUDIO DE LOS PROCESO DE DESHIDRATACION DE CRUDO Y TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN LA ESTACION PF2 DEL CAMPO CAÑO LIMÓN\*.**

**AUTOR: YULY CRISTINA GALVIS PORTILLA\*\*.**

**PALABRAS CLAVES:**

Caño Limón, PF2, Separación de Fluidos, FWKOS, Tratamiento Químico.

**DESCRIPCION:**

El agua que se produce junto con el petróleo debe someterse a un riguroso tratamiento de purificación y descontaminación, antes de ser devuelta a la naturaleza o dejarla en condiciones para inyectarla al yacimiento.

La Facilidad de Producción PF2 en el campo Caño Limón trata diariamente dos millones trescientos barriles de fluido, de los cuales setenta mil son de crudo y dos millones doscientos treinta mil es agua. Para ello se emplea un gran número de tanques, bombas, tubos, válvulas de control etc., que se integran entre sí para conformar uno solo sistema cuyo único objetivo es lograr la calidad del crudo requerida dentro de los estándares ambientales exigidos.

En esta facilidad de producción la separación de fluidos se lleva a cabo mediante FWKOS que por sus siglas en ingles traducen Free Water Knockout o tanques de agua libre. El tratamiento químico que se lleva a cabo en PF2, consiste en la adición de rompedores directos e inversos de emulsión y clarificadores, con el objetivo de destruir la emulsión presente y mejorar la calidad de entrega de las aguas de producción y crudo.

Como parte fundamental, este trabajo presenta el proceso del tratamiento de fluidos en la facilidad PF2, la descripción del tratamiento químico y su comparación con una prueba de campo y la evaluación de la capacidad y parámetros operacionales de los FWKO.

---

\*Tesis de grado modalidad practica empresarial.

\*\*Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela Ingeniería de Petróleos.  
Ing. Juan Ramón Duarte, Ing. Fredy Abelardo Nariño.

**TITLE: STUDY OF THE CRUDE DEHYDRATATION PROCESSES AND PRODUCTION WATER TREATMENT IN PF2 CAÑO LIMÓN OIL FIELD\*.**

**AUTHOR: YULY CRISTINA GALVIS PORTILLA\*\*.**

**KEY WORDS:**

Cano Limon, PF2 (production facility two), Fluid separation, FWKOS, Chemical treatment.

**DESCRIPTION:**

The water that is produced altogether with the oil must be exposed to a rigorous purification and decontamination treatment before being sent back to nature or letting it in conditions to injecting it to the deposit.

PF2 in Cano Limon oil field, treats daily two millions three hundred thousand barrels of fluid, seventy thousand barrels are crude oil and two millions two hundred thirty thousand barrels are water. In order to accomplish this objective, a great number of tanks, pumps, pipes and control valves are used. These get altogether to form an only system which main objective is to reach the crude oil quality required by the environmental standards.

In this production facility, the fluids separation is made through the FWKOS that by its abbreviations means Free Water Knockout or free water tanks. The chemical treatment that is performed in PF2 consists in the addition of direct brokers and inverted of emulsions and clarifiers, with the purpose of destroying the present emulsion and improving the delivery quality of crude oil and production water.

As an integral part of this work, the fluids treatment process in PF2 is presented, the description of the chemical treatment and its comparison with a matrix test and the evaluation of the capacity and operational parameters in FWKO tanks.

---

\*Undergraduate Project Internship.

\*\*Physicochemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School.  
Eng. Juan Ramón Duarte, Eng. Fredy Abelardo Nariño.

## INTRODUCCION

Las dos Facilidades de producción en el campo Caño Limón tratan miles de barriles de crudo y millones de barriles de agua cada día, para ello emplean un gran número de tanques, bombas, redes de tubería, válvulas de control y otros equipos que se integran entre sí para conformar un solo sistema cuyo único objetivo es lograr la calidad del crudo requerida dentro de los estándares exigidos.

El proceso consiste en la separación paso a paso y en algunos casos de forma simultánea de los componentes del fluido. El diseño del mismo depende de las fases presentes en el fluido. Donde el resultado final dependerá de la eficiencia de separación de las etapas intermedias.

El agua que se produce junto con el petróleo debe someterse a un riguroso tratamiento de purificación y descontaminación, antes de ser devuelta a la naturaleza o dejarla en condiciones para inyectarla al yacimiento.

Uno de los parámetros mediante los cuales se evalúa la calidad del crudo es por su BSW, esta prueba se realiza con base a la norma ASTM D4007, la cual establece que el BSW no debe ser mayor del 0.5%, para el caso de Caño Limón se controla que esté por debajo del 0.2%.

Adicionalmente, en los últimos años se ha incrementado el interés de las empresas de la industria petrolera en mejorar sus sistemas de tratamiento de aguas de producción, para lograr las especificaciones legales de vertimiento y para alcanzar la certificación ISO-14000. Estos sistemas deben ser económicamente viables, sencillos y eficientes considerando que su costo debe ser imputado al costo de producción.

## **1. GENERALIDADES DEL CAMPO CAÑO LIMÓN**

### **1.1 RESEÑA HISTÓRICA**

OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC. Es una división de la compañía multinacional Occidental Petroleum (OXY) dedicada a la exploración, explotación y producción de recursos energéticos e hidrocarburos en varias partes del mundo, además de la industria química.

El 1 de julio de 1980 ECOPETROL Y OCCIDENTAL DE COLOMBIA firmaron el contrato de Asociación Cravo Norte para la exploración de petróleo sobre los bloques Cravo Norte, Cinaruco, Rondon, Orocue y Guarrojo de un millón de hectáreas, ubicados en el departamento de Arauca, iniciando así uno de los proyectos más ambiciosos de la industria petrolera en Colombia.

El campo Caño Limón fue descubierto el 13 de Julio de 1983 por el pozo direccional Caño Limón 1 produciendo de la formación Mirador Inferior 3425 barriles de petróleo por día (BOPD); y en julio de ese mismo año se declaró la productividad del yacimiento.

En 1984 la Compañía petrolera SHELL adquirió un 25% de la Asociación Cravo Norte. En 1998 SHELL intercambia activos con Occidental, quedando esta compañía como único socio del contrato.

La duración del contrato es de 28 años que se dividen en dos periodos: el de la exploración que tiene una duración máxima de 6 años y el segundo de 22 años. Al finalizar este periodo todas las instalaciones, equipos y producción restante pasan a ser propiedad de ECOPETROL sin ningún costo.

Las condiciones económicas del Contrato de Asociación Cravo Norte le aseguran al estado Colombiano el 82% de las utilidades netas generadas por el

proyecto petrolero. Esta participación mayoritaria la recibe el Estado a través de ECOPETROL en el proyecto.

En 1984 fue declarado campo comercial y a partir de esta fecha ECOPETROL participa en la producción y comparte la inversión en un 50%. El 8 de diciembre de 1985 se inicio la producción comercial con 19 pozos perforados con una producción promedio de 8000 barriles de fluido por día (BFPD).

## **1.2 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO**

Caño Limón es un yacimiento de aceite negro, cuya energía esta constituida por un empuje frontal de agua, el cual le da soporte y mantenimiento de presión a la estructura; el petróleo tiene una presión de burbuja aproximadamente de 50 psi y una relación Gas Petróleo entre 5 y 8 pies cúbicos de gas por barril fiscal de petróleo (SCF/STB).

Se caracteriza por ser un yacimiento con alta heterogeneidad, en donde no se encuentra una arena productora continua, sino que por el contrario, se tiene una distribución de canales que hacen más compleja su explotación; sin embargo produce principalmente de la arenisca Mirador, a una profundidad promedio de 7600 pies.

Según estudios iniciales se creía que el campo Caño Limón estaba conformado por una sola estructura, no obstante gracias a la ayuda de tecnología sísmica y con la perforación de nuevos pozos, se identifico la existencia de tres cierres estructurales que hoy en día corresponden a las áreas productiva del Campo; Caño Limón, La Yuca y Matanegra.

Con el pasar de los años, la perforación de pozos en la parte sur occidental de la estructura del Campo, llevo a la comercialidad en junio de 1987 al Campo Redondo, con los pozos Redondo-01 y Caño Verde-01; de igual forma en 1989

se inicio la producción de otro campo descubierto denominado Caño Yarumal, adyacente al Campo Matanegra al norte del Campo Caño Limón.

En los últimos años con la perforación de nuevos pozos exploratorios en estructuras cercanas al bloque Cravo Norte, se cuenta con 3 campos pequeños, La Yuca Este, Redondo Este y Jiba, el cual cuenta con 5 pozos productores y a la fecha están perforando 2 más.

Actualmente el Campo Caño Limón cuenta con 327 pozos productores, 9 inyectores, 12 secos, 3 abandonados y 7 inactivos. Del yacimiento se extraen actualmente 2.866.975 Bbls de fluido, para una producción promedio de crudo de 97500 BOPD con un corte da agua del 96%, habiéndose recuperado aproximadamente un 55% del petróleo original cuyas reservas probadas ascienden a los 172.17 MMBO.

### **1.3 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO**

El campo Caño Limón se encuentra ubicado dentro del área del contrato de Asociación Cravo Norte, el cual abarca una extensión de 260.000 hectáreas localizadas en el extremo Norte de los Llanos Orientales de Colombia, en el departamento de Arauca entre la población de Arauquita y el caserío de La Yuca.

El campo esta situado sobre la rivera del Río Arauca, a 50 kilómetros al Sur Occidente de la ciudad de Arauca, capital del departamento de Arauca (figura 1), en el límite de la republica de Venezuela.

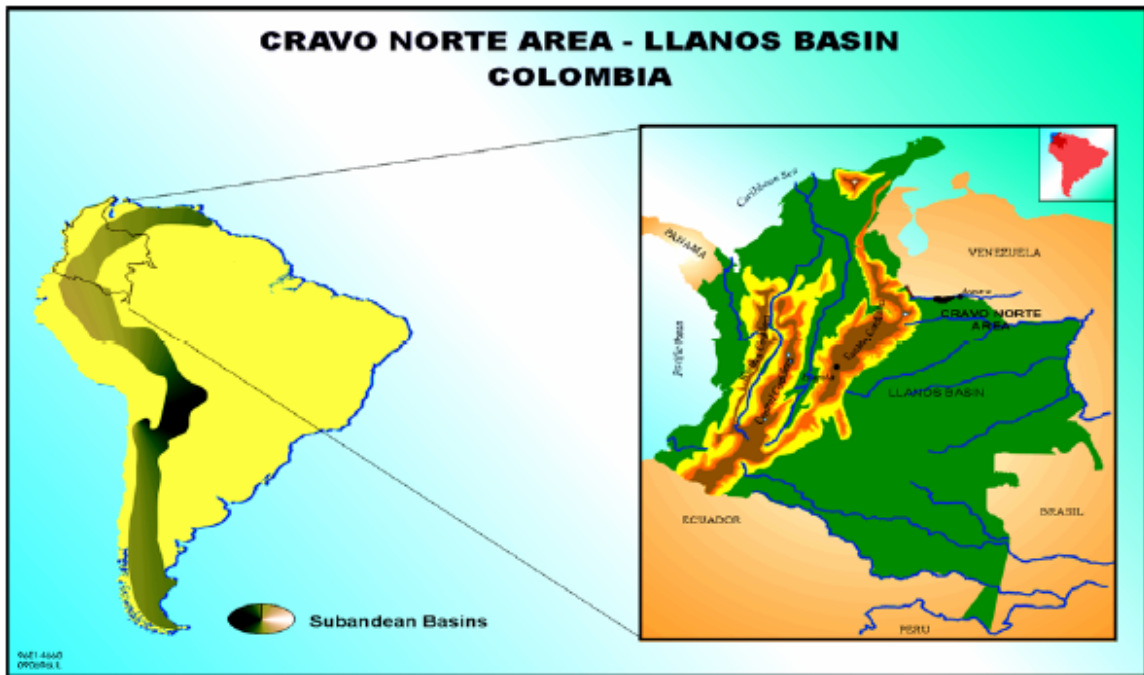


Figura 1. Localización de Campo Caño Limón

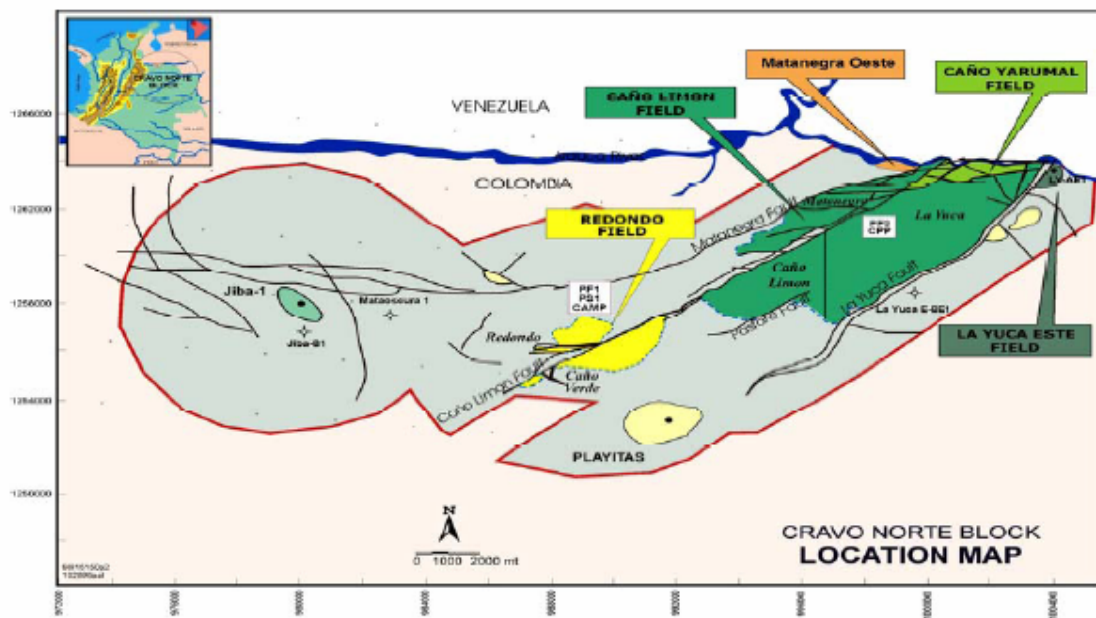


Figura 2. Ubicación de los campos en el bloque Cravo Norte

## 1.4. GEOLOGÍA DEL CAMPO

Los yacimientos comprenden formaciones rocosas de origen Cretaceo al Oligoceno, son arenas deltaicas pobremente consolidadas, con una profundidad promedio de 7600 pies (2315 m). El mecanismo de producción es un fuerte y activo empuje hidráulico natural.

### 1.4.1 Ubicación Geológica

La estructura del campo esta situada sobre el arco de Arauca que corresponde a un flanco monoclinal que cabecea en dirección Oeste con buzamiento suave, en el flanco Norte de la cuenca de los Llanos Orientales.

Al norte del arco de Arauca se encuentran las cuencas de Barinas y Apure (Venezuela). Al este de los Llanos Orientales se encuentra un escudo granítico de Guyana y al oeste la cordillera de los Andes.

La formación estructural consiste principalmente en callamiento de tipo normal con dirección noreste – sureste, de origen al parece paleozoico con reactivaciones subsiguientes que involucran sedimentos incluso del Terciario.

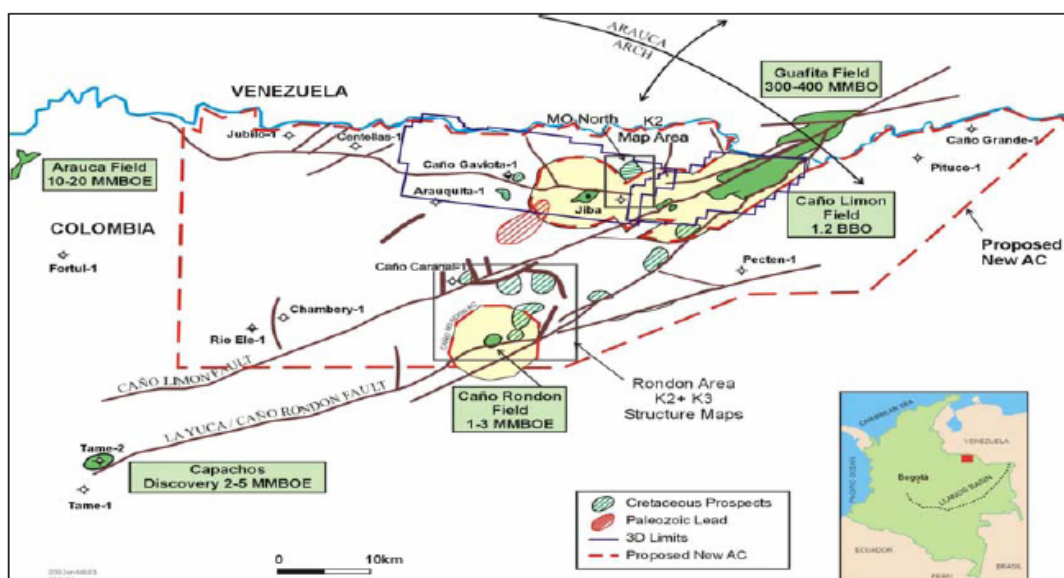


Figura 3. Mapa estructural del Campo Caño Limón

La formación de estas estructuras se debe al movimiento lateral de la Falla Caño Limón, que secciona el Campo de noreste a suroeste y al desplazamiento asociado a las fallas convergentes de Matanegra y La Yuca, que delimitan los bloques estructurales del campo (figura 3)

Adicionalmente, el campo Caño Limón esta relacionado con la falla de Arauca que es de corta extensión y corre paralela al río Arauca en la parte norte del campo y lo separa estructuralmente del Campo Caño Yarumal. A su vez el Campo Redondo se encuentra ubicado en la parte suroeste del Bloque y gracias a la falla de Caño Limón se encuentra al otro lado de esta el Campo Caño Verde.

### 1.5 PROPIEDADES PETRÓFISICAS DEL YACIMIENTO

En la siguiente tabla se muestran las principales características del yacimiento:

**Tabla 1. Características de la roca**

<b>CARACTERISTICAS DE LA ROCA</b>	
Profundidad Promedio	7600 pies
Área	8900 acres
Espesor neto Petrolífero	150 pies
Presión inicial (@ 7100 pies, BNM)	3213 psia
Temperatura (@ 7100 pies, BNM)	207° F
Saturación de agua inicial	25%

### 1.5.1 Porosidad y Permeabilidad

Las propiedades promedias del yacimiento fueron computadas por las mas prominentes unidades depositacionales, las cuales fueron identificadas en las secciones de Carbonera superior e inferior y del Cretaceo K1 y K2A. Estas arenas fueron corazonadas en el pozo Matanegra 8. Se encontraron las siguientes características:

1. Excelente calidad del reservorio aluvial y canales distribuidos en los sistemas Carbonera y Cretáceo K1 con un promedio de porosidad de un 29.6% y una permeabilidad promedio horizontal del *plug* de corazón de 2650 mD bajo 4300 psi de presión de confinamiento
2. Buena calidad de reservorio, producto de depósitos de “Frente de Playa” de las arenas del Cretáceo con una porosidad promedio de 27.1% y permeabilidad del orden de 1825 md bajo la misma presión de confinamiento.
3. De moderada a baja calidad, en canales con depositación de baja energía con una porosidad promedio de 26% y permeabilidad horizontal promedio de 775 md.
4. De pobre a baja calidad de los estratos de las arenas del Cretáceo con una porosidad de 22.6% y una permeabilidad promedio de 510 mD.

La mayoría de los corazones (77%) fueron extraídos del Sistema Cretáceo. El 16% de los corazones fueron de la formación K1 y el 61% de la formación K2A. Esto es evidenciado por la presencia de numerosas limonitas y la presencia de 20% de glaucomita (mineral que indica ambiente marino), en las arenas cretácicas bioturbadas.

Analizando las porosidades y permeabilidades obtenidas en el estudio de corazones, se puede decir que las arenas de Matanegra tienen gran potencial de daño de formación en todos los ambientes depositacionales.

**Tabla 2. Distribución de porosidades del Campo Caño Limón**

<b>AREA</b>	<b>FORMACION</b>	<b>POROSIDAD (%)</b>
CAÑO LIMON	Carbonera Superior	26
	Carbonera Inferior (Mirador)	23.8
LA YUCA	Carbonera Superior	25
	Carbonera Inferior	23.8
	K1 (Cretáceo)	19.9
MATANEGRA	Carbonera Superior	28
	Carbonera Inferior	26.8

La porosidad se considera buena, con los valores más altos en la estructura Matanegra, con porosidad promedio de 25%, al igual que la permeabilidad con un valor de 5 Darcys en promedio.

### **1.6 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO**

La determinación de las principales propiedades de los fluidos del Campo Caño Limón se ha realizado con base a muestras de fondo. Los análisis de estas muestras indican que el petróleo se encuentra a una presión superior a la presión de burbuja (50 psi), y que por tal razón no habrá gas libre en el yacimiento durante toda su vida productiva; lo cual permite clasificar al Campo como un yacimiento de aceite subsaturado.

A continuación se presenta un resumen de algunas de las principales características del crudo de Caño Limón:

**Tabla 3. Propiedades de los fluidos del yacimiento**

<b>CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS</b>	
Gravedad API del Crudo	29 °API
Densidad del Crudo	0.88 gr/cc
Factor Volumétrico @ 207°F y 3200 psi	1.05 Bbl/STB
Viscosidad del petróleo @ 207°F y 3200 psi	4 cp
Presión de burbuja	50 psi
Relación Gas-Aceite (GOR)	8 SCF/STB
Relación Agua-Aceite (WOR)	90%

## **2. GENERALIDADES DEL PROCESO**

Las dos Facilidades de producción en el campo Caño Limón tratan miles de barriles de crudo y millones de barriles de agua cada día. Para ello emplean un gran número de tanques, bombas, tubos, válvulas de control etc., que se integran entre sí para conformar uno solo sistema cuyo único objetivo es lograr la calidad del crudo requerida dentro de los estándares ambientales exigidos.

El agua que se produce junto con el petróleo debe someterse a un riguroso tratamiento de purificación y descontaminación, antes de ser devuelta a la naturaleza o dejarla en condiciones para inyectarla al yacimiento.

En la operación del Campo Caño Limón se realizan diferentes tratamientos químicos para el crudo, el agua y el gas. Estos químicos adicionados con la ayuda de ciertos efectos mecánicos permiten obtener un producto con los parámetros de calidad deseados.

El objeto de nuestro estudio es la Facilidad de Producción PF2, donde se tratan diariamente dos millones trescientos barriles de fluido, de los cuales setenta mil son de crudo y dos millones doscientos treinta mil es agua.

En esta facilidad de producción la separación se lleva a cabo mediante FWKOS que por sus siglas en inglés traducen Free Water Knockout o tanques de agua libre, de allí el crudo libre de agua y arena es llevado a los tanques de almacenamiento para luego ser bombeado a través de la estación de bombeo PS1 (Pump Station 1) por el oleoducto Caño Limón – Coveñas.

Por otra parte el agua de producción sigue su proceso de tratamiento. Una vez el agua sale de los FWKOS pasa a los tanques cabeza de agua donde se elimina por gravedad una pequeña cantidad del aceite disuelto en agua, luego inmediatamente es bombeada hacia las celdas de flotación WEMCO, donde a

la entrada se inyecta un clarificador, que ayuda obtener agua según los estándares exigidos y así finalmente poder ser vertida a los esteros La Conquista y Las Hermosas con un contenido aproximado de 5 a 10 ppm (partes por millón de crudo).



**Figura 4. Facilidades de Producción PF2**

El fluido producido en Caño Limón es una mezcla de gas, petróleo y agua. La producción de gas es aproximadamente de 3.9 MMPCND, lo cual es insignificante pudiendo considerar que no hay producción de gas.

Normalmente el agua y el aceite son dos fases inmiscibles y al estar en contacto se separan por gravedad; sin embargo el agua y el petróleo producidos por los pozos se encuentran mezclados íntimamente, haciendo muchas veces imposible la separación por gravedad, por lo que se presentan emulsiones, las cuales son un problema bastante común en los campos petroleros. El crudo producido es liviano de 29.4° API, asociado con una

mínima cantidad de gas (5PCS/Bb) y ofrece excelentes condiciones para el tratamiento de emulsiones debido a su alta temperatura.

El crudo llega a la facilidad PF2 por las líneas de recolección (Gathering System) proveniente de los pozos, pasa al múltiple de entrada donde el flujo se divide en corrientes que pasan a través de las válvulas de corte “crash valve” para dar paso a los tanques de tratamiento.

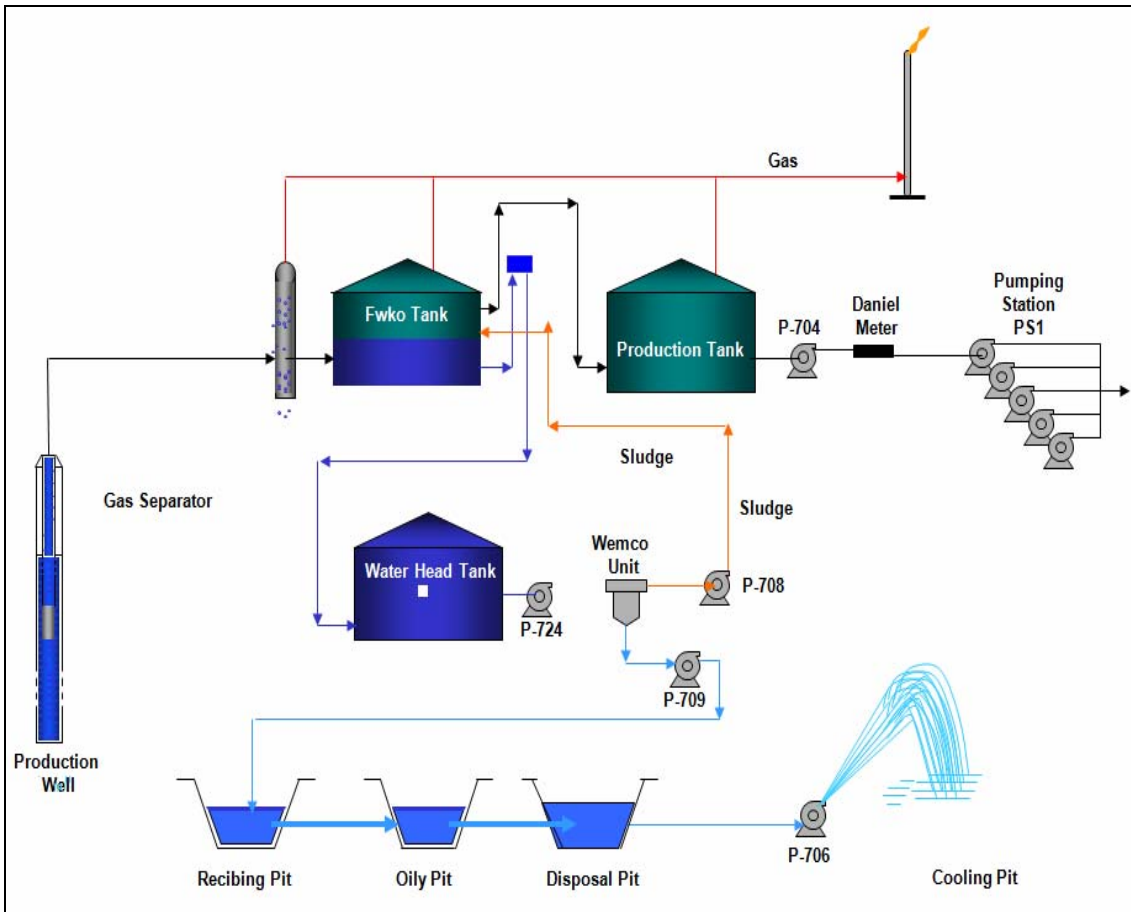
El tratamiento químico que se lleva a cabo en PF2, consiste básicamente en la adición de rompedores directos e inversos de emulsión y clarificadores, con el objetivo de destruir la emulsión presente y mejorar la calidad de entrega de las aguas de producción y crudo.

En este múltiple se inyecta químico desemulsificante para romper la emulsión, que debido a la alta temperatura del yacimiento, es débil y fácil de romper, para obtener una concentración promedio de aceite en agua de 200 ppm a la salida de FWKOS.

El fluido producido una vez llega a la estación tiene cuatro procesos diferentes que son:

1. Separación gas/liquido
2. Separación crudo/agua
3. Recorrido de la corriente de crudo
4. Tratamiento del agua producida

A continuación se describirán cada uno de estos procesos de tratamiento de los fluidos, de forma simultánea con la parte operativa.



**Figura 5. Diagrama del Proceso General de Tratamiento de Fluidos en PF2**

### 3. ENTRADA DE FLUIDO A LA FACILIDAD

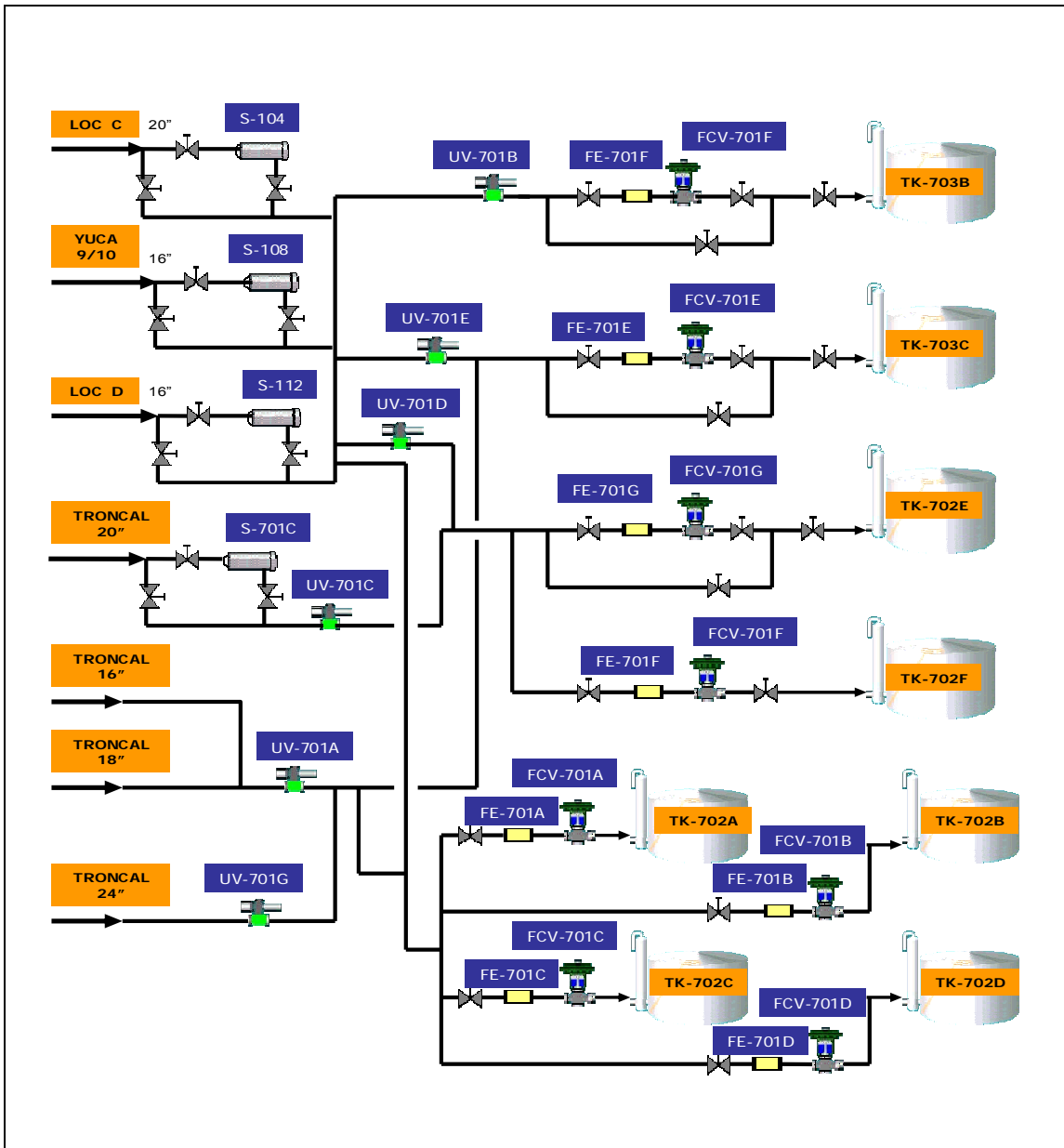
La producción de los pozos fluye a la Facilidad de Producción PF-2 a través de 8 líneas troncales de recolección provenientes de ramales del campo Caño Limón así:

- Tres troncales una de 20"Ø, una de 16"Ø y otra de 18"Ø para recoger la producción proveniente de los pozos de La Yuca y Caño Yarumal.
- Dos troncales una de 18"Ø y otra de 16"Ø desde la locación D que recogen preferencialmente pozos del área Matanegra y algunos del Caño Limón.
- Una troncal de 16"Ø que recoge toda la producción proveniente de pozos de La Yuca localizados al sur de PF2 y dos pozos de Caño Limón (CL-9 y CL-16)
- Una troncal de 20"Ø que trae preferencialmente desde la locación C localizada al norte de PF2 la producción de pozos de La Yuca.
- Una troncal de 18"Ø y 24"Ø que parte en 18"Ø del área de Caño Yarumal, zona de CY-08, y cambia a 24"Ø en zona de CY-03 para entrar a la trampa de raspadores en PF-2 en dirección a la bota de gas V-703 C.

Todas las líneas que traen fluido de La Yuca, Yarumal, Matanegra, del norte de PF2 están interconectadas entre sí y terminan en las trampas de raspadores ubicadas en las instalaciones de PF-2. Con las 7 primeras líneas la capacidad de recolección de fluido es de aproximadamente 2'200.000 BFPD.

Con la construcción de la última línea troncal de 18" Ø y 24"Ø la capacidad de La Facilidad PF2 se aumentó a 2'600.000 BFPD.

Cada una de las troncales que entra a la Facilidad de Producción 2, se pueden observar en la figura 6.



**Figura 6. Troncales de entrada en la Facultad de Producción PF2**

El fluido transportado por las troncales está compuesto de crudo, agua y gas disuelto. Con el fin de separar el gas se cuenta con Botas separadoras, y con unidades FWKOS para separar el agua, del crudo.

#### **4. SEPARACION GAS-LIQUIDO**

Antes de ingresar al sistema de separación de fases, el flujo de fluidos es regulado por una válvula de control que opera automáticamente y que está localizada antes de la bota de gas. La función de esta válvula es la de regular el flujo en caso de que este varíe para obtener el flujo deseado o establecido.

Después de pasar por la válvula de control de flujo, los fluidos entran a las botas de gas de los tanques de separación de agua libre (FWKO), donde el gas es separado de la corriente de líquido.

Para separar el gas residual, el líquido entra a las botas de gas a través de un desviador de entrada empaquetado, pasando luego por una serie de bandejas en cascada que tienden a espaciar el fluido en capas delgadas. El recorrido zigzagueante ayuda a una remoción adicional del gas en solución dentro del fluido.

El crudo y el agua fluyen por el fondo de la bota de gas y entran al separador de agua libre (FWKO) por el fondo. El nivel en la bota de gas está determinado por el nivel total del fluido del FWKO, el diferencial de densidad entre el crudo y el agua, y la caída de presión creada por el movimiento del flujo de fluidos al pasar de la bota de gas al tanque de separación de agua libre.

Los gases liberados compuestos principalmente por vapor de agua e hidrocarburos livianos salen por la parte superior de la bota de gas, hacia la tea ("flare") donde se queman.

Todo el gas liberado en la facilidad de producción a través de los diferentes equipos es recolectado ya sea por una línea de gas de alta o de baja presión.

La línea de gas de alta presión recolecta el gas que sale por la parte superior de la bota de gas, antes de la entrada a los FWKO.

Los condensados que alcanzan a ser arrastrados por la corriente de gas entran luego en trampas de condensado, y el gas que sigue el curso de la tubería

entra al sistema en trampas de condensado, y el gas que sigue el curso de la tubería entra al sistema atrapa llamas para luego ser dirigido hacia la tea de gas de alta presión.

El gas de baja presión es recolectado por una línea, desde los tanques de separación de agua libre, tanques de producción y tanques de aceite combustible (fuel oil). Este gas puede ser recolectado y llevado a un sistema idéntico al de la línea de gas de alta presión, parte de él es condensado y el restante es enviado a la tea de baja presión, sin embargo, debido a que el grueso de la separación de gas se lleva a cabo en la bota de gas, la tea de baja presión se encuentra generalmente apagada.

Como la producción anual de gas en PF2 es demasiado baja, no es posible pensar en comercializarlo o procesarlo.

#### **4.1 BOTAS SEPARADORA DE GAS**

Las botas de gas son separadores bifásicos verticales, diseñados para dejar pasar únicamente partículas menores de 100 micrones

Los separadores de petróleo y gas son recipientes cerrados utilizados para separar mecánicamente líquido y gas de una corriente combinada de estos fluidos a determinada presión y temperatura. Los fluidos provenientes del pozo están compuestos por petróleo, vapor de agua, condensado, niebla, gas libre y parte de este flujo que cambia de líquido a gas debido a la continua reducción de presión y temperatura que experimentan los fluidos desde que salen del yacimiento, ascienden por el pozo y son conducidos a través de líneas en superficie.

El proceso de separación puede variar desde la remoción de gas que contiene la fase líquida hasta la deshidratación del gas ya que el líquido lleva burbujas de gas y este lleva gotas de líquido. La separación física de estas fases es una de las operaciones básicas en producción, procesamiento y tratamiento de

crudo. Esta se hace mas fácil entre mayor sea la diferencia de gravedad específica o densidad que existe entre los fluidos. La eficiencia de la separación se mide por la eliminación de líquido presente en el fluido que interviene en el proceso y la ineficiencia por lo tanto está indicada por el líquido arrastrado en la corriente de gas o de vapor una vez realizada la separación. El proceso de separación es afectado por la temperatura, presión y densidad de los fluidos.

En este tipo de separadores, sirve para trabajar con fluidos con gran contenido líquido y un bajo volumen de gas. Estos separadores son utilizados cuando el fluido contiene grandes cantidades de lodo y arena. Su facilidad de limpieza y drenaje lo hacen útil en éstas situaciones.

La parte inferior del separador contiene los líquidos y la parte superior es para el gas. El fluido proveniente de los pozos de petróleo entra por la parte media del tanque. Los deflectores de entrada cambian la dirección y velocidad del flujo.

Cuando esto ocurre, se disminuye la marcha del mismo, y los gases tienden a moverse en dirección de la deflexión y hacia arriba. En vista de que los líquidos no cambian de dirección tan fácilmente como los gases, éstos caen al fondo del tanque debido a la fuerza de gravedad.

Al subir los gases, muchas gotas son retenidas por la malla del extractor. Estas gotas se hacen cada vez más grandes, hasta que su peso hace que ellas caigan nuevamente a la sección de acumulación. El gas sale del tanque por un orificio de escape localizado en la parte superior del mismo.

Los líquidos son acumulados en la parte inferior del tanque. La arena, el lodo y los escombros sólidos se sedimentan en el fondo, donde son periódicamente drenados. Al aumentar el nivel del líquido, en la parte inferior del tanque, se abre la válvula que lo retiene, permitiendo su drenaje por un orificio de salida.

En la facilidad existen dos diseños así:

- Los V-704A/B/C/D son separadores verticales de 10' de diámetro y 26' de altura (TT) montados sobre una estructura de 34' de altura. Están diseñados para una presión de 50 psig a 225 grados F. Internamente constan de un tubo de 24"Ø x 42"Ø tapado en un extremo que sirve de diverter, una cama de anillos de 30" de diámetro x 30" de altura sobre la cual hace impacto el chorro de líquido/gas que sale del diverter, un removedor de niebla de 6' de diámetro localizado en la salida de gas, un tubo de 4"Ø que drena el líquido del separador de niebla a la fase líquida del separador y un rompedor de vortex a la salida de líquido hacia el FWKO. El líquido separado fluye al FWKO correspondiente mediante una tubería de 24". Con el fin de poder aumentar la capacidad de los FWKOS hasta 200.000 BFPD, se instaló un separador bifásico vertical (V-704 A1/B1/C1/D1) de 24" de diámetro y 6' altura en la línea de gas que sale de cada uno de las botas de gas. Internamente estos nuevos separadores tienen un demister que les permite limpiar el gas hasta partículas menores de 10 micrones.

El líquido separado de los nuevos V-704A1/B1/C1/D1 se envía mediante un cabezal de 4"Ø hasta el tanque de Condesado V-770. Adicionalmente, pueden fluir a través de trampas de sello al tanque T-740 en caso de que el V-770 esté fuera de servicio. El gas separado fluye de los V-704 a los V-704 A1/B1/C1 y de ahí al cabezal de la tea de alta presión S-775. La presión del gas es de unos 3 psi en la parte superior del separador.

- Los V-702 E/F y V-703 B/C son separadores verticales de diámetro de 13'-6" y 42'-11-1/4" de altura. Los internos consisten de un tubo vertical de 36" de diámetro por el cual sube el fluido proveniente del sistema de recolección de pozos hasta chocar con una lámina horizontal de 96" de diámetro, colocada en la parte superior del tubo. La separación se basa

en la diferencia de gravedad entre líquido/gas y una baja velocidad en el separador. La presión de diseño de estos separadores es de 10 psig. El separador está conectado con el FWKO mediante un tubo de 36”.

El gas asociado con la producción de crudo se separa en las botas de gas V-702 E, V-703 B/C y V-704A/D de los tanques FWKOS de PF2 a una temperatura de 193 a 197°F y una presión máxima de 4.5 Psig, de allí es enviado a través del cabezal de 12”-VO1-A1 hasta la entrada del enfriador E-782. En este punto, por intercambio de calor con el medio ambiente algunos de los hidrocarburos pesados (mas de 100 lb/mol) y vapor de agua se han condensado, formando un promedio de 194 BPD de condensado de los cuales unos 14 BPD son de hidrocarburo de 60 °API en promedio y el resto es agua. La temperatura del gas a la entrada del condensador se ha reducido a unos 165°F (con máximo alrededor de 170°F).

La presión a la salida del enfriador es de 0.35 psig. El gas que sale del enfriador continua por la línea 10”-V103-A1 hacia el tanque V-770.

En el tanque V-770 se realiza la separación condensado-gas aprovechando la diferencia de densidades. El gas continúa hacia la tea y el líquido condensado se envía al tanque V-771 para que el agua se separe del hidrocarburo.

En la base de la tea se mantiene una línea de 2” (2”-D127-A1) que drena al sistema de aguas aceitosas cualquier condensado que haya sido arrastrado por el gas del V-770 o que se haya condensado en el trayecto que hay desde el V-770 hasta la tea.

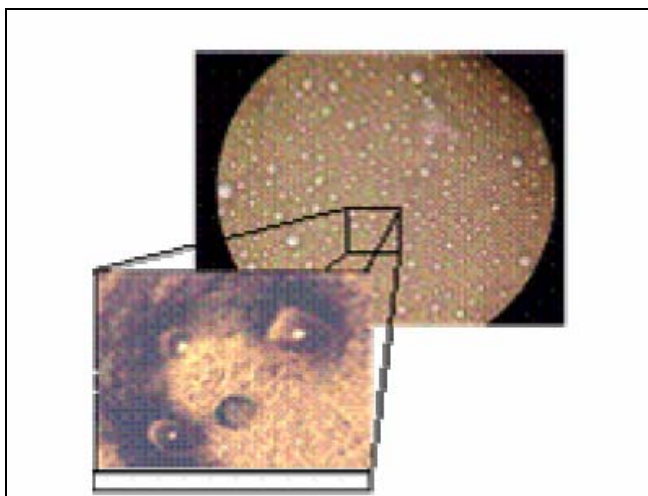
En el tanque T-740 se recoge el condensado que se produce en las líneas de gas, tanto de alta como de baja, de los tanques

T-703B y T-703C. El liquido condensado que se recupera es enviado, mediante las bombas P-740 A y B, al tanque V-771; para tal efecto se utiliza la línea 2"-P208-A1.

## 5. SEPARACION CRUDO-AGUA

La deshidratación de crudo es el proceso mediante el cual se separa el agua asociada con el crudo, ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje previamente especificado. Generalmente, este porcentaje es igual o inferior al 1 % de agua.

Una parte del agua producida por el pozo, llamada agua libre, se separa fácilmente del crudo por acción de la gravedad, tan pronto como la velocidad de los fluidos es suficientemente baja. La otra parte del agua está íntimamente combinada con el crudo en forma de una emulsión de gotas de agua dispersadas en el aceite, la cual se llama emulsión agua/aceite (W/O), como se muestra en la siguiente figura.



**Figura 7. Microfotografía de una emulsión de agua en petróleo crudo**

La separación crudo agua se lleva a cabo en los tanques de separación de agua libre o FWKOS (Free Water Knock Out), en los cuales los dos fluidos pueden ser retirados individualmente.

En la facilidad de producción PF2 se tienen dos clases de FWKOS:

Uno con un arreglo interno de pantallas (Baffles) deflectoras y laminas cohalecedoras. Las pantallas están acomodadas de tal forma que el flujo de

crudo y agua debe zigzaguear de un lado a otro durante su trayecto por el tanque, desde la entrada hasta la salida, evitando así el deslizamiento entre capas de fluido.

Y el otro del tipo VORTEX, en donde el fluido no va a zigzaguear sino a seguir una trayectoria helicoidal hasta su salida a la pierna de agua, este tipo de tanque tiene los mismos arreglos de láminas coalescentes que el otro tipo de separador de agua libre.

Independientemente del diseño y tamaño, el agua libre sale del FWKO por una línea localizada cerca del fondo del tanque denominada “pierna de agua” y entra a un sistema llamado “caja de agua” en donde el agua se eleva hasta una altura predeterminada por un anillo móvil, controlando el nivel del colchón de agua en el tanque. Esta distancia determinara la altura de la interface crudo/agua dentro del cuerpo del tanque. La altura del nivel del agua depende del tiempo que se requiera dejarla en reposo de modo que las gotas de aceiten puedan ascender y también del tiempo que se requiera dejar en reposo el aceite para que las gotas de agua puedan descender.

El crudo sale por rebose del FWKO a través de una línea localizada cerca del tope del tanque y es trasportado por el flujo gravitacional a los tanques de producción.

## **5.1 EMULSIONES**

### **5.1.1 Emulsiones Agua en Petróleo**

El agua y el aceite son esencialmente inmiscibles, por lo tanto, estos dos líquidos coexisten como dos líquidos distintos. La frase “aceite y agua no se mezclan” expresa la mutua insolubilidad de muchos hidrocarburos líquidos con el agua. Las solubilidades de hidrocarburos son bajas, pero varían desde 0,0022 ppm para el tetradecano hasta 1.760 ppm para el benceno en agua. La presencia de dobles enlace carbono-carbono (por ejemplo alquenos y aromáticos) incrementan la solubilidad del agua. El agua está lejos de ser soluble en hidrocarburos saturados (por ejemplo: parafinas o alcanos) y su

solubilidad disminuye con el incremento del peso molecular de los hidrocarburos.

Durante las operaciones de extracción del petróleo, la mezcla bifásica de petróleo crudo y agua de formación se desplazan en el medio poroso a una velocidad del orden de 1 pie/día, lo que es insuficiente para que se forme una emulsión. Sin embargo, al pasar por todo el sistema de producción durante el levantamiento y el transporte en superficie (bombas, válvulas, codos, restricciones, etc.) se produce la agitación suficiente para que el agua se disperse en el petróleo en forma de emulsión W/O estabilizada por las especies de actividad interfacial presentes en el crudo. Las emulsiones formadas son macro-emulsiones W/O con diámetro de partícula entre 0,1 a 100  $\mu\text{m}$ .

Existen tres requisitos principales para que se formen una emulsión:

- Dos líquidos inmiscibles, como el agua y el aceite.
- Suficiente agitación para dispersar uno de los líquidos en pequeñas gotas en el otro.
- Un agente emulsionante para estabilizar las gotas dispersas en la fase continua.

Las emulsiones son causadas por turbulencia o agitación ya que el golpeteo dispersa una de las fases en muchas gotas pequeñas. La tensión interfacial o superficial tiende a la coalescencia de las gotas. Muchas gotas dispersas en una fase continua tienen una gran área colectiva interfacial, sin embargo, como las partículas coalescen, el área total interfacial disminuye. La tensión superficial representa energía potencial disponible para producir un área interfacial más pequeña. Luego, la tendencia natural es que la coalescencia ocurra. Una tensión interfacial baja, disminuye la coalescencia de las gotas de la emulsión. Dos líquidos puros inmiscibles no pueden formar una emulsión estable, sin la presencia de fuerzas estabilizadoras de la emulsión, pequeñas gotas se unirán nuevamente y decrecerá el área interfacial, la energía total de superficie y la energía libre de Gibbs del sistema.

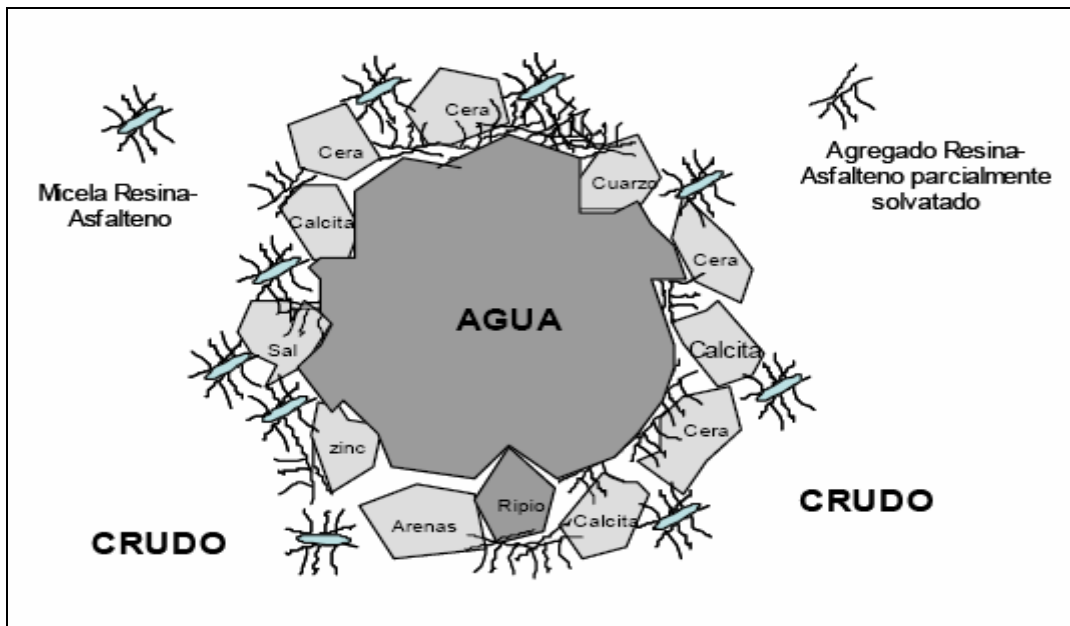
Una tercera sustancia o agente emulsionante debe estar presente para estabilizar la emulsión. El típico emulsificador es un agente activo de superficie o surfactante.

### **5.1.2 Agentes Emulsionantes**

Las moléculas del surfactante son anfipáticas, es decir, una parte de su molécula es hidrofílica o soluble en agua y la otra es lipofílica o soluble en aceite. Los surfactantes estabilizan las emulsiones por migración a la interfase aceite-agua y forman una película interfacial alrededor de las gotas. Las moléculas de surfactantes se alinean ellas mismas en la interfase polar hidrofílica en la fase acuosa y en la no polar hidrofóbica en la fase aceite. Esta película estabiliza la emulsión debido a las siguientes causas:

- Reduce las fuerzas de tensión superficial que se requiere para la coalescencia de las gotas. Este decremento en la tensión superficial puede ser dramático. Añadiendo menos de 1 % de un surfactante puede reducir la tensión superficial de las gotas de aceite en agua de 30-35 mN/m.
- Forman una barrera viscosa que inhibe la coalescencia de las gotas. Este tipo de película ha sido comparada como una envoltura plástica.
- Si el surfactante es polar, alineado en la superficie de las gotas de agua, su carga eléctrica provoca que se repelan unas gotas con otras.

Un segundo mecanismo de estabilización ocurre cuando los emulsionantes son partículas sólidas muy finas. Para ser agentes emulsionantes, las partículas sólidas deben ser más pequeñas que las gotas suspendidas y deben ser mojadas por el aceite y el agua. Luego estas finas partículas sólidas o coloides (usualmente con surfactantes adheridos a su superficie) se colectan en la superficie de la gota y forman una barrera física. Ejemplos comunes de este tipo de emulsionante son el sulfuro de hierro y la arcilla. En la figura 8 se muestra la adsorción de diferentes partículas emulsionantes en una gota de agua.



**Figura 8. Representación grafica de la estabilización de una gota de agua por agentes emulsionantes presentes en el petróleo crudo.**

En los campos petroleros las emulsiones de agua en aceite (W/O) son llamadas emulsiones directas, mientras que las emulsiones de aceite en agua (O/W) son llamadas emulsiones inversas. Esta clasificación simple no siempre es adecuada, ya que emulsiones múltiples o complejas (o/W/O ó w/O/W) pueden también ocurrir. Además, esta clasificación es muy particular de la industria petrolera, ya que en general las emulsiones O/W son denominadas emulsiones normales y las W/O son las inversas.

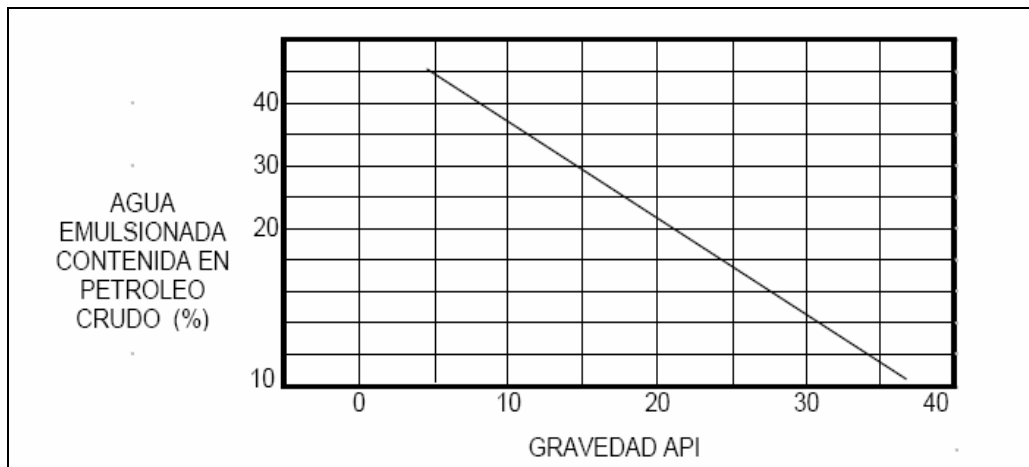
En las emulsiones directas, la fase acuosa dispersa se refiere generalmente como agua y sedimento (SW) y la fase continua es petróleo crudo. El SW es principalmente agua salina; sin embargo, sólidos tales como arena, lodos, carbonatos, productos de corrosión y sólidos precipitados o disueltos se encuentran también presentes, por lo que el SW también es llamada agua y Sedimento Básico (BSW).

Los agentes emulsionantes son numerosos y pueden ser clasificados de la siguiente manera:

- Compuestos naturales de superficie activa tales como asfáltenos y resinas conteniendo ácidos orgánicos y bases, ácidos nafténicos, ácido carboxílicos, compuestos de sulfuro, fenoles, cresoles y otros surfactante naturales de alto peso molecular.
- Sólidos finamente divididos, tales como arena, arcilla, finos de formación, esquistos, lodos de perforación, fluidos para estimulación, incrustaciones minerales, compuestos de corrosión (por ejemplo sulfuro de hierro, óxidos), parafinas, asfáltenos precipitados. Los fluidos para estimulación de pozos son notablemente efectivos para formar emulsiones muy estables.
- Químicos añadidos tales como inhibidores de corrosión, biocida, limpiadores, surfactantes y agentes humectantes.

Las emulsiones regulares producidas pueden ser clasificadas como duras y suaves. Por definición una emulsión dura es muy estable y difícil de romper, principalmente porque las gotas dispersas son muy pequeñas. Por otro lado, una emulsión suave o dispersión es inestable y fácil de romper. En otras palabras, cuando un gran número de gotas de agua de gran diámetro están presentes, ellas a menudo se separan fácilmente por la fuerza gravitacional. El agua que se separa en menos de cinco minutos es llamada agua libre.

La cantidad de agua remanente emulsificada varía de <1 a >60 % volumen. En los crudos ligeros (>20 °API) las emulsiones contienen típicamente de 5 a 20 % volumen de agua, mientras que en los crudos pesados (<20 °API) tienen a menudo de 10 a 35 % de agua, tal como puede observarse en la figura 9, la cantidad de agua libre depende de la relación agua/aceite y varía significativamente de un pozo a otro.



**Figura 9. Estimación de agua emulsionada contenida en crudo (NALCO 1981)**

### 5.1.3 Estabilidad y Rompimiento de la Emulsión

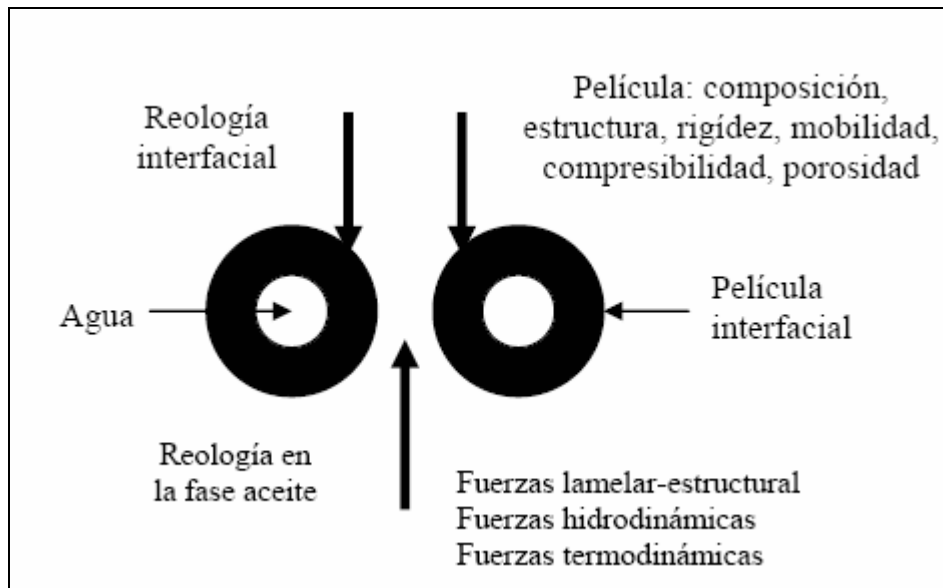
Las emulsiones poseen energía interfacial, por esto, son termodinámicamente inestables. Las emulsiones pueden ser rotas por tres mecanismos que son: sedimentación, agregación y coalescencia. La sedimentación se refiere a la caída de las gotas de agua en el aceite crudo, el agrupamiento de dos o más gotas es llamado agregación y por último la coalescencia que ocurre cuando las gotas originales pierden sus identidades y se funden en gotas más grandes reduciendo el área de interfase total. El rompimiento de la emulsión depende de los siguientes parámetros: película interfacial, viscosidad de la fase continua, tamaño de la gota, relación de volumen de fases, temperatura, pH, edad, salinidad de la salmuera y tipo de aceite.

- **Película interfacial:** Las gotas dispersas están en constante movimiento, por lo tanto frecuentemente colisionan. Una película interfacial suficientemente fuerte para evitar la coalescencia es absolutamente necesaria para mantener la estabilidad de la emulsión. Una mezcla de surfactantes forman un empaque cerrado, produciendo una película mecánicamente fuerte.

- **Viscosidad de la fase continúa:** Una viscosidad alta en la fase externa disminuye el coeficiente de difusión y la frecuencia de colisión de las gotas, por lo que se incrementa la estabilidad de la emulsión. Una alta concentración de las gotas también incrementa la viscosidad aparente de la fase continúa y estabiliza la emulsión. Las emulsiones son, en general, fluidos no newtonianos.
- **Tamaño de la gota:** Gotas muy pequeñas producen emulsiones más estables porque las gotas más grandes tienden a atraer a gotas más pequeñas. Una gran distribución de tamaños de partículas produce una emulsión menos estable que una distribución uniforme de tamaño de gota.
- **Relación de volumen de fase:** Incrementando el volumen de la fase dispersa se incrementa el número de gotas y/o tamaño de gota, el área interfacial y la tensión superficial. La distancia de separación también se reduce y esto incrementa la colisión de las gotas. Todos estos factores reducen la estabilidad de la emulsión.
- **Temperatura:** Usualmente, la temperatura tiene un efecto muy fuerte en la estabilidad de la emulsión. Incrementando la temperatura se incrementa la difusión de las gotas, decrece la viscosidad de la fase externa, disminuye la película interfacial y se modifica la tensión superficial. Todos estos cambios reducen la estabilidad de la emulsión.
- **pH:** La adición de ácidos o bases inorgánicos cambia radicalmente la formación de películas de asfaltenos y resinas que estabilizan las emulsiones agua/aceite. Ajustando el pH se puede minimizar la estabilidad de la película que estabiliza la emulsión e incrementar la tensión superficial.
- **Edad:** La edad incrementa la estabilidad de la emulsión porque el tiempo permite que los surfactantes migren a la interfase de la gota. Esta película o piel alrededor de la gota llega a ser más gruesa, más fuerte y más dura. La cantidad de agentes emulsionantes se incrementa por oxidación, fotólisis, evaporación o por la acción de bacterias.
- **Salinidad de la salmuera:** La concentración de la salmuera es un factor importante en la formación de emulsiones estables. Agua fresca o salmuera

con baja concentración de sal favorecen la estabilidad de las emulsiones. Por el contrario, altas concentraciones de sal provocan pérdida en la estabilidad de las emulsiones.

- **Tipo de aceite:** Los crudos con aceite de base parafínica usualmente no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta forman emulsiones estables. Ceras, resinas, asfáltenos y otros sólidos pueden influenciar la estabilidad de la emulsión. En otras palabras, el tipo de crudo determina la cantidad y tipos de emulsionantes naturales.
- **Diferencia de densidad:** La fuerza neta de gravedad que actúa en una gota es directamente proporcional a la diferencia en densidades entre la gota y la fase continua.
- **Presencia de cationes:** Los cationes divalentes como calcio y magnesio tienen tendencia a producir una compactación de las películas adsorbidas, probablemente por efecto de pantalla electrostática de un lado, y por otro, la precipitación de sales insolubles en la interfase.
- **Propiedades reológicas interfaciales:** Generalmente, cuando una interfase con moléculas de surfactantes adsorbidas se estira o dilata se generan gradientes de tensión. Los gradientes de tensión se oponen al estiramiento e intentan restaurar la uniformidad de la tensión interfacial. Como consecuencia, la interfase presenta una cierta elasticidad. Éste es el efecto llamado Gibbs-Marangoni. En la figura 10 se muestran los factores físico-químicos relacionados con las interacciones entre dos gotas de fase dispersa.



**Figura 10. Factores físico-químicos relacionados con las interacciones entre dos gotas de fase dispersa de una emulsión W/O**

#### 5.1.4 Formación de Emulsiones

Las emulsiones se forman en el sistema de producción del pozo y en las instalaciones de superficie debido al cizallamiento, por lo que es recomendable eliminar la turbulencia y remover el agua del aceite lo más pronto posible. Algunos recomiendan inyectar el surfactante a fondo de pozo para prevenir la formación de la emulsión. Las recomendaciones anteriores no siempre son posibles lograrlas, por lo que en muchos casos es necesario prepararse para el rompimiento de la emulsión inevitablemente formada.

La mejor forma de deshidratar es evitar que se produzca la emulsión o por lo menos reducir al máximo las condiciones que favorezcan la emulsificación, a saber la producción conjunta de varios fluidos y la agitación (Salager 1987 a).

En pozos fluyentes, una agitación considerable es generalmente causada por el gas disuelto saliendo de la solución, conforme decrece la presión. Este gas también causa turbulencia cuando fluye junto con la mezcla bifásica agua-aceite a través de accesorios y restricciones en la tubería de

producción; pasa por supuesto lo mismo cuando se utiliza levantamiento con gas. Esta turbulencia puede ser reducida, pero no eliminada, instalando un estrangulador de fondo. Este estrangulador reduce la estabilidad de la emulsión por las siguientes causas:

- a) Hay menos presión diferencial.
- b) La temperatura de fondo de pozo es considerablemente más alta que la temperatura en la superficie.
- c) Hay flujo laminar para una gran distancia corriente abajo del estrangulador de fondo y por lo tanto, menos turbulencia.

### **5.1.5 Tratamiento de las Emulsiones**

El tratamiento de emulsiones busca neutralizar de alguna manera la acción del agente emulsificante, ya sea 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.

Para el tratamiento de emulsiones se utilizan los siguientes tipos de deshidratación de crudo:

1. Tratamiento químico
2. Tratamiento gravitacional
3. Tratamiento térmico
4. Tratamiento eléctrico

Debido a las características del fluido tratado en Caño Limón, solo se usa el tratamiento gravitacional acompañado del tratamiento químico, por esta razón el tratamiento térmico y eléctrico no serán objeto de estudio.

### **Tratamiento químico:**

Consiste en agregar a la emulsión ciertas sustancias químicas, llamadas desemulsificantes, las cuales atacan la sustancia emulsificante y neutralizan su efecto para promover la neutralización de la emulsión.

Los desemulsificantes tienen tres acciones principales:

1. Fuerte atracción hacia la interfase aceite-agua; ellos deben desplazar y/o neutralizar a los emulsificadores presentes en la película de la interfase.
2. Floculación: neutralizan las cargas eléctricas repulsivas entre las gotas dispersas, permitiendo el contacto de las mismas.
3. Coalescencia: permiten que pequeñas gotas se unan a gotas más grandes que tengan suficiente peso para asentarse. Para esto se requiere que la película que rodea y estabiliza las gotas sea rota.

Las teorías de cómo actúan los desemulsificantes están incompletas. Estas teorías fallan al pretender explicar el funcionamiento de los diferentes tipos de compuestos químicos. Sin embargo, dos generalidades son válidas. Primero, los desemulsificantes efectivos tienen alto peso molecular, que son comparables a los surfactantes naturales. Segundo, usados como emulsificadores, los desemulsificantes tienden a producir emulsiones inversas (w/o).

Una teoría tradicional acerca de cómo trabajan los desemulsificantes, es que ellos “neutralizan” a los agentes emulsificadores; en otras palabras, rompen las emulsiones w/o, al tender en forma natural a formar emulsiones w/o. Otra explicación es que los desemulsificantes hacen que la película que rodea a la gota de agua se vuelva muy rígida o se contraiga para finalmente romperse.

Los productos químicos desemulsificantes pueden caracterizarse así:

- Esteres, son buenos deshidratadores, provocan un asentamiento lento de las gotas de agua, pero al sobredosificarse provocan emulsiones inversas (o/w).

- Di-epóxicos, son excelentes deshidratadores, pero provocan un asentamiento lento de las gotas de agua.
- Uretanos, buenos deshidratadores, provocan un asentamiento lento de las gotas de agua.
- Resinas, son buenos deshidratadores, provocan un asentamiento rápido de las gotas de agua, dan un agua separada limpia.
- Polialquilenos, pobres deshidratadores, lento asentamiento de las gotas de agua glicoles, requiere mezclarse con otros para aplicarse.
- Sulfonatos, buenos humectantes de sólidos y tiene capacidad para el asentamiento de las gotas de agua, sobredosificandose no causa emulsiones inversas (o/w), pero pueden causar la precipitación de partículas de sulfuro de hierro en el agua separada.
- Poliesteraminas, agentes de superficie activa violentos, deshidratan en bajas dosificaciones, al sobredosificarse producen emulsiones inversas (o/w).
- Oxialquilados, buenos agentes humectantes, son usados en mezclas.
- Poliaminas, son lentos en el asentamiento de las gotas de agua.
- Alcanolaminas, son rápidos en el asentamiento de las gotas de agua.

Un solo compuesto químico no puede proveer las tres acciones requeridas nombradas anteriormente, por lo que los desemulsificantes comerciales son una mezcla de varios desemulsificantes básicos (30-60 %) más la adición de solventes adecuados, tales como nafta aromática pesada, benceno, tolueno o alcohol isopropílico para obtener un líquido que fluya a la menor temperatura esperada.

Los desemulsificantes son insolubles en agua y muy solubles en aceite para que puedan difundirse rápidamente a través de la fase de aceite y alcancen las gotas de agua.

Por el contrario, los desemulsificantes para emulsiones inversas w/o son muy solubles en agua. Comúnmente son poliaminas cuaternarias de amonio de alto peso molecular mezcladas con aluminio, hierro o cloruro de zinc.

Los desemulsificantes deben ser dosificados en forma continua en la relación determinada por pruebas de botella y/o pruebas de campo. La dosificación en forma de choque no es muy recomendable. Los rangos de dosificación pueden variar de 2 a 200 ppm, aunque generalmente se dosifican en un rango de 10 a 60 ppm. Generalmente los crudos pesados requieren mayor dosificación que los crudos ligeros.

El exceso de dosificación de desemulsificante incrementa los costos de tratamiento, incrementa el aceite contenido en la salmuera separada, puede estabilizar aun más la emulsión regular (agua/aceite) y puede producir emulsiones inversas (agua/aceite).

Los desemulsificantes deben ser inyectados tan temprano como sea posible (en el fondo o en la cabeza del pozo). Esto permite más tiempo de contacto y puede prevenir la formación de emulsión corriente abajo.

La inyección de desemulsificante antes de una bomba, asegura un adecuado contacto con el crudo y minimiza la formación de emulsión por la acción de la bomba.

La selección y preparación del tipo de desemulsificante debe coincidir con el recipiente de tratamiento de la emulsión. Los tanques de lavado que tienen largo tiempo de retención (8-24 horas), requieren desemulsificantes de acción lenta. Por otro lado, los tratadores-calentadores y las unidades electrostáticas con corto tiempo de retención (15-60 minutos) requieren desemulsificantes de acción muy rápida.

Debido a que los agentes desemulsificantes son tan numerosos y complejos para permitir su completa identificación, seleccionar el desemulsificante más adecuado es un arte y una ciencia. La selección está basada en pruebas empíricas de laboratorio conocidas como pruebas de botella, cuyo procedimiento específico es descrito en el método API MPMS 10.4 (1988). Obviamente, para el éxito de la prueba de botella se requiere de una buena muestra de la emulsión del sistema.

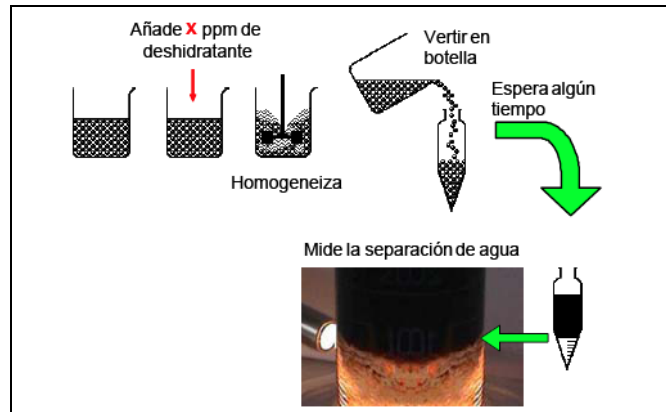
Para que una muestra sea buena, debe reunir las siguientes características:

1. Debe ser representativa de la corriente.
2. Debe ser un compósito de la producción de los pozos individuales que están alimentando al tratador.
3. Contener cantidades representativas de los químicos presentes en el sistema, tales como inhibidores de corrosión y parafinas
4. Debe ser fresca para evitar la estabilización por envejecimiento de la emulsión.
5. Simular las mismas condiciones de agitación y calentamiento tanto como sea posible.

#### PRUEBA DE BOTELLA:

En la siguiente figura, se muestra el procedimiento para la aplicación de la prueba de botella, el cual consiste básicamente en preparar una serie de botellas graduadas y añadir 100 ml de la emulsión agua en crudo fresca o preparada en laboratorio, se dosifican diferentes concentraciones del producto deshidratante a cada botella dejando una botella sin deshidratante (botella patrón), se homogeniza la mezcla y se colocan las botellas en un baño termostático a la temperatura deseada. Cada 30 minutos se lee el volumen de agua coalescida y se observa la calidad de la interface, del agua separada y de las paredes del tubo. Con esta data se construye la gráfica de Porcentaje de agua separada en función del tiempo, así como la gráfica de estabilidad, que permite conocer el tiempo necesario para

separar  $\frac{1}{2}$  ó  $\frac{2}{3}$  del volumen de fase acuosa. Tales gráficas permiten determinar la eficiencia del deshidratante.



**Figura 11. Procedimiento para la realización de la prueba de botella**

#### VENTAJAS DEL TRATAMIENTO QUIMICO

1. La formación de las emulsiones puede ser completamente prevenida dosificando los desemulsificantes desde una etapa temprana del tratamiento.
2. La emulsión puede ser rota en frío, reduciendo los costos de calentamiento de la emulsión y la pérdida de gravedad asociada con el calentamiento.

#### DESVENTAJAS DEL TRATAMIENTO QUIMICO

1. Una sobredosificación puede producir nuevas emulsiones que son a menudo más difíciles de romper que las emulsiones originales.
2. No siempre es económico romper las emulsiones sólo con el tratamiento químico, generalmente es necesario el uso de energía adicional, como calentamiento o electricidad, para reducir los costos del tratamiento químico.

#### **Tratamiento Gravitacional**

El asentamiento gravitacional se lleva a cabo en grandes recipientes llamados tanques, sedimentadores, tanques de lavado, “gun barrels” y eliminadores de agua libre o freewater knockout (FWKOS).

Los FWKOS son utilizados solamente para remover grandes cantidades de agua libre, la cual es agua producida en la corriente, pero que no está emulsionada y se asienta fácilmente en menos de 10-20 minutos.

El crudo de salida de un FWKO todavía contiene desde 1 hasta 30 % de agua emulsionada. En el interior de estos recipientes que son de simple construcción y operación, se encuentran baffles para direccionar el flujo y platos de coalescencia.

El agua es removida por la fuerza de gravedad y esta remoción provoca ahorros en el uso de combustible de los calentadores. Un calentador requiere de 350 Btu para calentar un barril de agua 1 °F, pero solamente requiere 150 Btu para calentar 1 barril de crudo a 1 °F. El calentamiento de agua, aparte de que es un desperdicio de energía provoca problemas de incrustación y requiere del uso adicional de tratamiento químico muy costoso para prevenir la incrustación.

Los FWKOS, no son lo mejor ya que ellos solo remueven el agua libre. Los compuestos químicos rompedores de emulsión pueden, ser adicionados a la alimentación del recipiente. Estos se encuentran protegidos por ánodos de sacrificio y por aditamentos para prevenir la corrosión por el efecto del agua salada.

Otro sistema que es muy importante mencionar son los tanques de lavado o comúnmente llamados "Gun Barrels"; estos recipientes usualmente operan con media parte de agua y la otra parte lo cubre el aceite, la alimentación de crudo se realiza por la parte inferior por medio de distribuidores de tal manera que el agua que viene con el aceite entre en contacto con el agua del recipiente para que la coalescencia del agua se lleve a cabo, y por la parte superior, está la salida de aceite limpio cumpliendo con especificaciones de sal y de contenido de agua, cabe hacer mención que

para una mayor eficiencia de separación agua-aceite se usan desemulsificantes químicos.

La deshidratación del crudo por tratamiento gravitacional en PF2 se lleva a cabo en separadores de agua libre o FWKOS, por esta razón, se hablara de forma más extensa y profunda de estos recipientes, así como de su parte operativa en la facilidad.

## **5.2 TANQUES DE SEPARACIÓN DE AGUA LIBRE (FWKO)**

La necesidad de disponer de un sistema cerrado de tratamiento, que permita obtener altos rendimientos operativos con un menor tiempo de retención del fluido hacia su destino final, ha dado origen a la implementación de los denominados Free Water Knockout (FWKO).

Los Free Water Knockout son generalmente separadores trifásicos que actúan mediante los principios de separación física, es decir, mediante la sola influencia de las fuerzas de gravedad debidas al diferencial de densidades entre el hidrocarburo, el agua y el gas. Su aplicación más importante tiene lugar sobre los hidrocarburos decantables en condiciones definidas de velocidad y no ejerce acción sobre los hidrocarburos aromáticos o los hidrocarburos no solubles pero finamente divididos.

Estos tanques son utilizados para remover el agua masiva de una corriente de flujo de corte alto en agua de manera que el petróleo se pueda deshidratar económicamente a especificaciones aceptables para la venta y descargar agua al Medio Ambiente con los mínimos requisitos exigidos para esto. Internamente el tanque de lavado (Free Water knockout) esta dividido por unas paredes o "baffles" (laminas de un determinado espesor) que conforman un camino tortuoso obligado al paso del fluido.

Adicionalmente dentro del tanque, se encuentran unos difusores (laminas perforadas con huecos circulares pequeños cuya función es debilitar la película que envuelve la gota de agua en la emulsión, favoreciendo la destrucción de

esta). Estas laminas perforadas van colocadas perpendicularmente a los “baffles” a partir de una determinada altura y contra la dirección de flujo del fluido.

El fluido que entra al FWKO, previamente ha pasado por la bota de gas. Por la parte inferior del cilindro entra una tubería que se centra en el cilindro; luego el fluido procedente de los pozos, asciende al tope de la tubería y rebosa en el anular entre la tubería y las paredes del cilindro, permitiendo la separación de líquido y gas.

El proceso de separación agua-aceite se lleva a cabo por el principio de gravedad diferencial, siendo el aspecto más importante para tener en cuenta a la salida del agua de producción con la mínima cantidad de aceite. Esto se realiza cuando la mezcla soporta un lavado muy efectivo a través del paso obligado que le imprimen los “baffles” al fluido. El aceite se dirige, entonces, hacia arriba atravesando los difusores y el agua permanece en el fondo del tanque.

El punto de control en el tanque de lavado es el de la interfase entre el petróleo y el agua. Desafortunadamente dentro del tanque de lavado no se van a tener capas definitivas de aceite limpio y agua libre. El tope de la capa de aceite es aceite limpio, pero a medida que se pasa ese nivel, el aceite contiene mas y mas gotas de agua que no han tenido tiempo de asentarse. En la capa de agua ocurre lo contrario; cerca del tope de esa capa, habrá algunas gotas de aceite que no han tenido tiempo de flotar. El fondo de esa capa es pura agua.

En el FWKO la localización de la interfase fija el tiempo de asentamiento de fase de agua y de aceite. Si el nivel de interfase es alto, el tiempo de asentamiento del aceite será menor, siendo mayor el tiempo de asentamiento del agua, y viceversa. Este nivel se controla con una línea igualadora (“water Leg”) que consiste en una tubería en U invertida, la cual consta de una

“caja de agua”, en donde el agua se eleva hasta una altura predeterminada por un anillo móvil.

En Caño Limón se tienen dos clases de FWKO; uno con un arreglo de “baffles” o pantallas deflectoras acomodadas para que el flujo siga una trayectoria en zig-zag desde la entrada hasta la salida y otro de tipo Vortex, en donde el fluido sigue una trayectoria helicoidal (otra forma de llamarlos es de tipo laberinto y tipo espiral).

### **5.2.1. Condiciones de diseño hidrodinámico de un FWKO**

En el proceso de separación gravitatoria de hidrocarburos, existe una gran dispersión entre los datos de repartición de tamaño entre los glóbulos oleosos a separar en el líquido acuoso, así como también variaciones operativas importantes, como sus densidades, temperatura, composición de las materias en suspensión, etc. Además, puede ocurrir que no exista correspondencia alguna entre la fineza del corte granulométrico teórico de la separación y el contenido residual de hidrocarburos en el efluente de un separador.

En consecuencia, los comportamientos de los separadores por gravedad no pueden ser predeterminados ni por supuesto garantizadas en ningún caso.

No obstante, el método de experimentación y de cálculo mas aconsejado para el diseño de un sistema de tratamiento FWKO, se ha establecido en las Normas API y está destinado a permitir teóricamente la eliminación de glóbulos de hidrocarburos mayores a  $150 \mu\text{m}$ . La inclusión de la acción coalescente mejora el rendimiento lográndose tamaños de  $60\text{-}80 \mu\text{m}$ .

Los parámetros de utilidad para la definición de la factibilidad y el diseño del proceso de separación y coalescencia, están relacionados con las características del agua de formación, de los hidrocarburos, la forma física de los hidrocarburos en agua y la característica final del agua para inyección.

Las condiciones de diseño a tener en cuenta son:

- **Separación Gas-Líquido:** La primera separación es la producida por la liberación del gas al ingresar la mezcla al free water knockout, este

acontecimiento permite conocer la máxima velocidad disponible a través de la sección de separación, y está dada por la fórmula:

$$V_g = K * \left[ \frac{(\rho_o - \rho_g)}{\rho_g} \right]^{1/2}$$

Donde:

$V_g$  : Velocidad del gas

$K$  : Constante (función del diseño de vanes y operativas)

$\rho_o$  : Densidad del petróleo

$\rho_g$  : Densidad del gas a condiciones operativas

En este tipo de separación se establecen las condiciones impuestas en la Norma API 12J (oil-gas separation).

En esta etapa de separación se produce agua de formación saturada en gas a la presión de separación, donde el metano (CH<sub>4</sub>) no es el único gas disuelto, pero si el mas soluble y cuya presión parcial resulta a mas elevada dentro de los gases naturales (hidrocarburos gaseosos).

- **Separación líquido-líquido:** La segunda separación líquido-líquido también tiene lugar mediante la diferencia de densidades entre las dos corrientes acuosas. Para este caso se siguen los lineamientos de API Púb.421 (design and operation of oil-water separators).

Los factores que influyen sobre el rendimiento de un FWKO, especialmente en la separación agua-petróleo son la temperatura del líquido, la densidad y tamaño de los glóbulos oleosos, y la cantidad y naturaleza de la materia en suspensión. No obstante, es obvio que el poco control que se tiene sobre dichos parámetros, impide poder garantizar un rendimiento de separación. En todo caso la única condición que podría ser lógicamente exigible, es el cumplimiento de la Norma API para el diseño.

En primer lugar, como en todo caso de separación, la forma de cuantificar el rendimiento es función del contenido de partículas eliminadas:

$$R_x = \frac{(\beta_x - 1)}{\beta_x}$$

$R_x$  : % separación partículas de un cierto tamaño

$\beta_x$  : N° partículas entrada / N° partículas salida

$x$  : Tamaño de partícula ( $\mu$  m)

La Norma API Púb. 421 indica que se pueden remover eficientemente glóbulos de hidrocarburos libres de  $>150 \mu$  m en separadores gravitatorios sin placas. Siguiendo la relación matemática de la Ley de Stokes:

$$V_v = \frac{(g)}{(18 * \mu)} * (\rho_w - \rho_o) * D^2$$

$V_v$  : Velocidad vertical glóbulo oleoso (cm/seg)

$g$  : Aceleración de la gravedad (981 cm/seg<sup>2</sup>)

$\mu$  : Viscosidad abs. Agua a temp. Diseño (poise)

$\rho_w$  : Densidad del agua (gr/cm<sup>3</sup>)

$\rho_o$  : Densidad del petróleo (gr/cm<sup>3</sup>)

$D$  : Diámetro del glóbulo a remover (cm)

Para glóbulos oleosos de  $150 \mu$  m (0.015cm), la anterior ecuación en unidades inglesas se puede simplificar:

$$V_v = 0.0241 * \frac{(\delta_w - \delta_o)}{\mu}$$

$V_v$  : Velocidad vertical glóbulo oleoso (ft/min)

$\delta_w$  : Gravedad específica del agua

$\delta_o$  : Gravedad específica del petróleo (°API)

$\mu$  : Viscosidad abs. Agua a temp. Diseño (poise)

La máxima velocidad admisible horizontal del glóbulo oleoso en el agua debe ser inferior a 3 ft/min, según:

$$V_h = 15 * V_v < 3\text{ft}/\text{min}$$

Es decir, que para el diseño de un Free Water Knockout el gradiente hidrodinámico debe cumplir la relación:

$$25 \text{ m}^3 / \text{h} \cdot \text{m}^2 < Q / A < 50 \text{ m}^3 / \text{h} \cdot \text{m}^2$$

$Q$ : Caudal tratado ( $\text{m}^3/\text{h}$ )

$A$ : Área transversal del equipo  $[(\pi * \phi^2) / 4]$  ( $\text{m}^2$ )

De esta forma se puede tener una óptima aproximación de las dimensiones del equipo. No obstante, otro parámetro que gobierna la velocidad máxima permitida es el tiempo de residencia, el cual puede variar según la densidad ó gravedad específica del hidrocarburo a separar, que con bastante aproximación puede considerarse:

$$\gamma > 0.87 \text{ mínimo } 18 \text{ minutos}$$

$$\gamma < 0.86 \text{ mínimo } 15 \text{ minutos}$$

También, la velocidad de entrada de la carga líquido/gas al equipo tiene significativa importancia en el rendimiento, ya que altas velocidades de ingreso originan el peligro latente de formación de espuma, por lo tanto el diámetro de la brida de ingreso al separador debe ser calculado de manera de permitir una velocidad de 0.62 m/seg. (Independientemente de que la velocidad admisible sea de 2 m/seg). Si existe demasiado caudal de gas en la carga de entrada se deberá considerar disminuir aun más esa velocidad.

Las velocidades de salida de agua y petróleo también deben ser mantenidas en valores bajos, a razón de 0.85-1 m/seg para el diseño de los diámetros de bridas de salida.

Si bien, las dimensiones (diámetro-longitud) de los separadores trifásicos tipo free water knockout se calculan para garantizar un rendimiento de 99% de partículas de petróleo libre, del tamaño de  $150 \mu\text{m}$  y superiores, el agregado de placas coalescedoras mejora aun mas el rendimiento, lográndose tamaños de  $60\text{-}80 \mu\text{m}$ .

Estas placas coalescedoras son módulos de placas onduladas que forman canales cruzados debido al armado del paquete en posición invertida entre sí. Los múltiples intersticios formados obligan al fluido circulante a continuos cambios de trayectoria que tienen por objeto permitir reagrupar el petróleo por coalescencia. En condiciones idénticas de viscosidad, temperatura y densidad, las placas coalescentes permiten una eliminación de glóbulos oleosos inferiores a  $100 \mu\text{m}$ . El rendimiento es función esencialmente de la fineza e importancia de las emulsiones.

La aplicación de productos tensoactivos como desemulsificantes, en cabeza de pozo o upstream del FWKO, permiten mejorar la decantabilidad y desestabilizan las emulsiones.

En cualquier separador gravitatorio, la cantidad de petróleo libre removido es una función de la temperatura, diámetro de las partículas de petróleo y la diferencia de peso específico. El rendimiento mejora con el aumento de temperatura (reducción de viscosidad del agua de desecho), el aumento en el diámetro de las partículas de petróleo, el aumento del peso específico del agua de desecho, la disminución del peso específico del petróleo (Ley de Stokes) y el flujo reducido.

El principio esencial de funcionamiento del sistema de tratamiento FWKO consiste en reducir la distancia en que una partícula de petróleo debe alcanzar antes de llegar a la superficie en la cual es removida. La acción de la coalescencia se refiere a la aglomeración de gotas de agua

a un tamaño suficiente como para lograr la separación por sedimentación en un razonable tiempo de retención. La coalescencia misma es un proceso de multietapas que consiste en coagulación y floculación.

Mientras la coagulación es un proceso químico en el cual las fuerzas del film estabilizador superficial de la dispersión son reducidas lo suficiente como para permitir el crecimiento de las gotas, y dar lugar a la floculación. El crecimiento de las gotas no puede continuar mientras tanto las fuerzas estabilizantes no sean lo suficientemente pequeñas para permitirlo.

La floculación puede ser promovida químicamente, por el pasaje a través de una sección estrecha ó mediante un campo eléctrico en la dispersión, de manera de vencer la resistencia a la coalescencia por los films estabilizantes sobre las gotas de agua. Debido a la naturaleza bipolar de la molécula de agua, estas moléculas tienden a alinearse entre ellas por la acción de un campo eléctrico, distorsionándose en una forma elipsoidal; y atrayéndose entre ellas. La fuerza de atracción es función directa de su tamaño.

La separación del crudo y el agua coalescida, continua por gravedad. La sedimentación se basa en el tiempo de retención dentro de una zona de flujo laminar para permitir que las gotas floculadas se asienten fuera de la fase oleosa.

Las placas coalescedoras que se encuentran menos espaciadas son sensibles a depósitos de lodos, y difíciles de limpiar. Por estas razones, el paquete de placas de algunos fabricantes están diseñadas con espacio de 1.25" a 2" y longitudes mínimas de 600 mm.

Las placas son coalescedoras y no tienen porqué ser oleofílicas; se recomienda el empleo de placas de material AISI 316 que resisten el lavado a vapor ó con agua caliente sin sufrir cambios en su estructura.

### 5.2.2 Ventajas del sistema de tratamiento FWKO

<b>ECOLÓGICAS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistema cerrado de separación trifásica</li> <li>• Eliminación de piletas API generalmente abiertas</li> <li>• Eliminación de tanque cortador generalmente con escape de gas.</li> </ul>
<b>ECONÓMICAS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tecnología moderna.</li> <li>• Niveles de proceso más estables.</li> <li>• Disminución de costos operativos.</li> <li>• Disminución de stock improductivo.</li> <li>• No necesita recinto de contención como los tanques.</li> <li>• No necesita limpieza de barros, se eliminan automáticamente.</li> </ul>
<b>EFICIENCIA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Optimización del rendimiento.</li> <li>• Equipos cerrados y empaquetizados.</li> <li>• Sistema compacto. Transportable. Resistente.</li> <li>• Diseño ASME Sec.VIII, recipiente sometido a presión.</li> <li>• Simple manejo operativo. Menor espacio físico.</li> <li>• Cumple la función de amortiguar variaciones de caudal.</li> <li>• Trabaja como separador trifásico y como skimmer.</li> <li>• La acción coalescente mejora la separación líquido-líquido.</li> <li>• Totalmente automatizado.</li> <li>• Los efluentes resultantes cumplen con las normativas.</li> <li>• Puede complementar otro sistema de tratamiento.</li> </ul>

### **5.2.3 Descripción de los FWKOS en PF2**

Son tanques de techo cónico fijo, diseñados para operar a presión atmosférica. PF2 tiene instalados 8 FWKOs de dos tamaños y tres diseños diferentes, con una capacidad total de tratamiento de 2.800.000 BFPD, así:

- Los FWKOS T-702 A/B/C/D son tanques de 100' de diámetro por 40' de altura, con una capacidad nominal de almacenamiento de 56.000 Bbls cada uno y una capacidad de diseño de flujo inicial de 150,000 BFPD el cual ha sido revaluado a 200,000 BFPD de acuerdo a cálculos teóricos de Ingeniería. Internamente estos tanques tienen un sistema de baffles en laberinto que permiten que el tiempo de residencia en ellos sea del orden de 7 hrs en agua y 16 horas en aceite. Mediante la adición de químicos, el agua tratada sale con un promedio cercano a 100 ppm de aceite a flujos normales de 150 MBFPD.
- Los FWKOS T-702 E/F y T-703 B/C son tanques de 150' de diámetro por 32' de altura, con capacidad nominal de 100.000 Bls de almacenamiento, diseñados inicialmente para flujos de 400,000 MBFPD, han sido revalidados para flujos de hasta 500.000 barriles por día. Los FWKOs T-703C y T-702E/F tienen un recorrido interno en forma de espiral. El FWKO T-703B tiene el recorrido interno similar al diseño de los T-702. El tiempo de residencia de cada fluido en el FWKO depende de la longitud del laberinto multiplicado por un factor de corto circuito y por el espesor de la capa de fluido. Típicamente en un FWKO grande este es de aproximadamente 3 horas para el agua y de 9 horas para el aceite (suponiendo un factor F de short-cut de 0.8). Mediante la adición de químicos, el agua tratada sale con un contenido de aproximadamente 180 ppm de aceite.

### **5.2.4 Mecánica de los FWKOS en PF2**

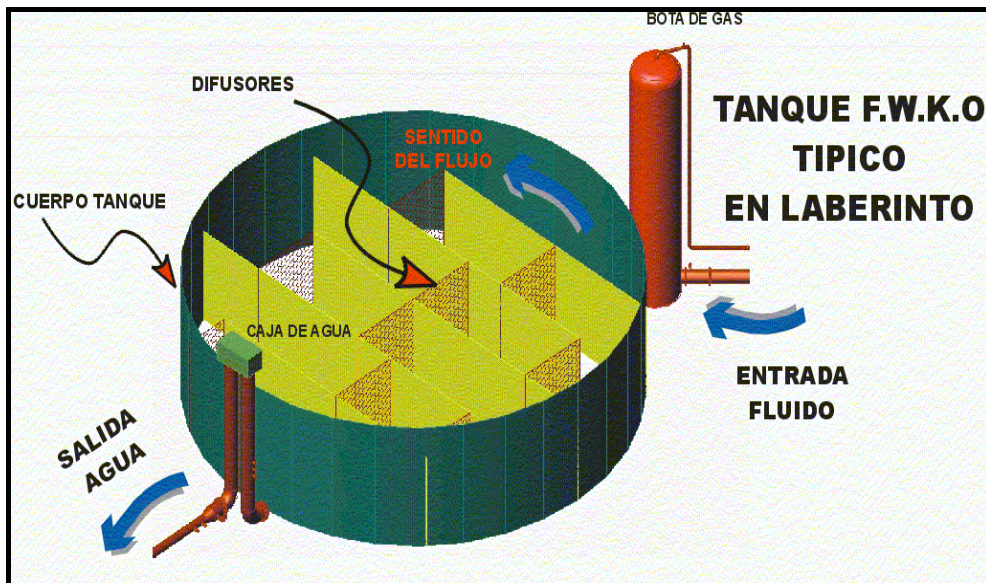
Como se menciono anteriormente los fluidos en su viaje a través del FWKO se separan de acuerdo con su gravedad específica. El remanente del gas que

pasa de la bota de gas se separa en el FWKO y mediante un tubo de ventilación sale de los tanques hacia la tea de baja presión S-773. Las figuras 12 y 13 muestran los arreglos de los FWKOs típicos en laberinto y espiral.

La salida de agua proveniente de los FWKOs es una tubería de 36" la cual se conecta a una caja de agua que está provista con salidas de 20" en los FWKOs 702A/B/C/D (hacia los tanques de cabeza) y de 30" en los FWKOs 702E/F y 703B/C. Además disponen de un mecanismo con anillos movibles que permite subir o bajar el nivel según sea necesario para realizar cambios en el espesor de la interfase de crudo dentro del FWKO. El venteo de cada caja se efectúa mediante una línea de 4" la cual se conecta al techo del FWKO.

Con el fin de poder almacenar crudo en los FWKOs, se baja la interfase de posición normal, bajando los anillos de la pierna de agua más o menos a una rata de 2 pulgadas por hora hasta que se alcanza un nivel mínimo de 12 pies. La tendencia de la interfase se verifica en el sistema supervisorio IFIX en el cuarto de control. A medida que se baja el anillo, se efectúan los ajustes necesarios en el proceso (nivel tanques de cabeza al mínimo, contenido de aceite en las piernas de agua máximo con 1000 ppm etc.), teniendo en cuenta la capacidad de las celdas de flotación Wemco (celdas para tratamiento de agua).

El FWKO T-702F cuenta con una bomba P-726 que permite bajar el nivel de agua hasta 0.525 metros con el fin de dar una mayor capacidad de almacenamiento en crudo. El agua desplazada por esta bomba se transfiere a los tanques de cabeza T-724 A/B/C.

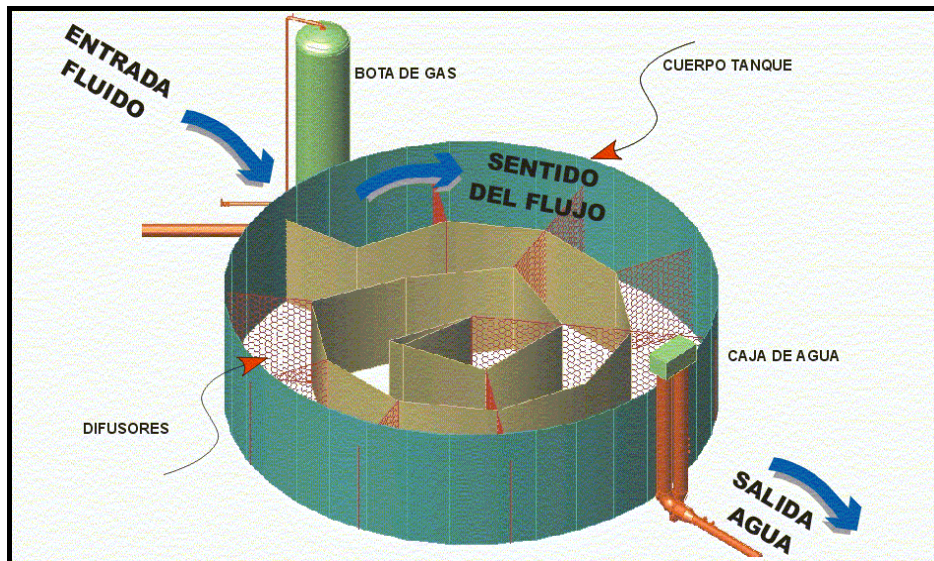


**Figura 12. FWKO típico en laberinto**

Además se cuenta con la bomba P-725 que transfiere el crudo hacia los tanques de producción T-703A/D, cuando se desee restablecer el tratamiento de crudo.

Adicional a la separación de agua, en estos tanques se separa arena la cual se acumula en el fondo del tanque. Los tanques se deben limpiar después de que se hayan tratado 365 millones de barriles por cada uno de los 702 A/B/C/D ú 821 millones por los T-702 E/F, T-703B/C ya que la acumulación de arena empieza a afectar el tiempo de residencia del FWKO.

El agua producida fluye por gravedad, mediante líneas de 20" Ø desde las piernas de agua de los T 702 A/B/C/D y líneas de 30" Ø desde las piernas de los T-702 E/F y T-703 B/C, a los nueve tanques de cabeza de agua existentes en la facilidad (TK-721 A/B, TK-722 A/B, TK-723A/B, T-724 A/B/C). La línea de entrada a los T-723 A/B está conectada con los nuevos tanques T-724 A/B/C. Adicionalmente existen líneas entre la descarga del FWKO T-703 B y la entrada a los T-721 A/B, a los T-723 A/B y los T-722 A/B. Las interconexiones indicadas dan mayor flexibilidad a la operación y facilitan el mantenimiento de los tanques de cabeza de agua o de los FWKOs.



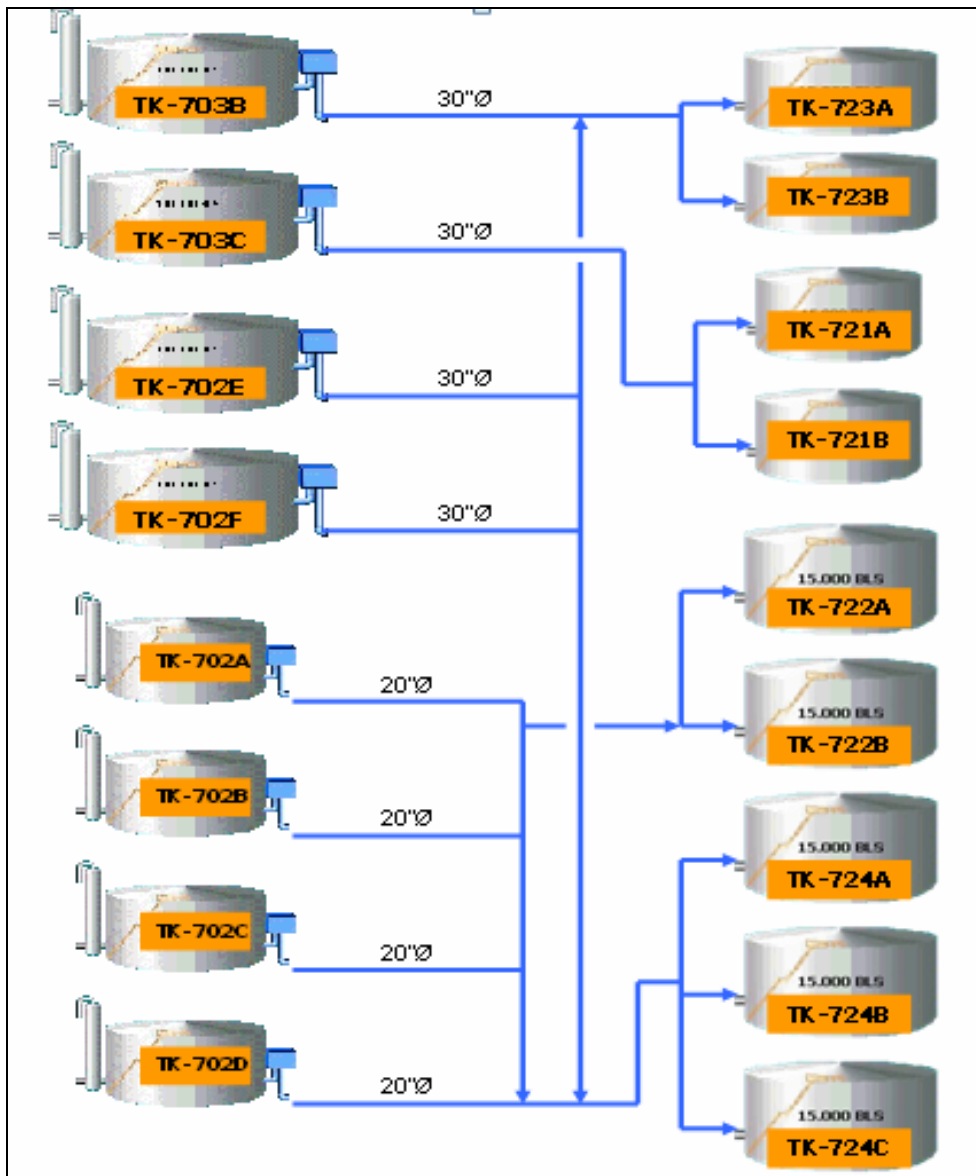
**Figura 13. FWKO típico en espiral**

En esta tabla se puede observar el flujo máximo por FWKO:

**Tabla 4. Flujo máximo por FWKO**

FWKO	FLUJO MAXIMO FWKO (BFPD)
T-702 A/B/C/D	200.000
T-703 B/C	500.000
T-702 E/F	500.000

La siguiente figura muestra el diagrama de direccionamiento de flujos de FWKO's a tanques cabeza de agua.



**Figura 14. Dirección de fluido de FWKO's a Tanques de Cabeza**

Los FWKO's están provistos de un sistema de protección de incendio que funciona sobre superficie que garantiza la aplicación de espuma con una concentración mínima de 0.1 GPM/pie<sup>2</sup> de tal manera que un incendio se pueda apagar sin que se afecte la estructura del tanque. El sistema diseñado para 55 minutos de operación cumple con todos los requerimientos de las normas NFPA y está en capacidad de proveer 2000 GPM al 3% de solución de concentrado de Fluroproteína para los FWKO's T-702E/F y T-703B/C (Se

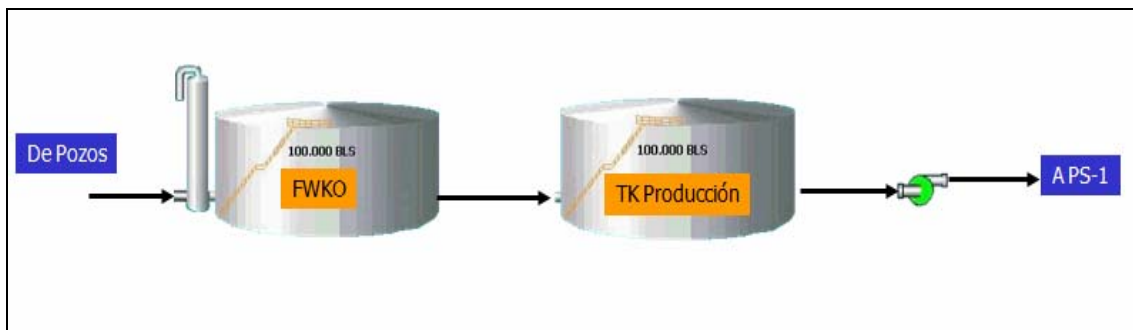
requiere un flujo mínimo de 1760 GPM) y 1000 GPM para los FWKO's pequeños (se requieren 785 GPM para cumplir la norma). Mientras que los FWKO's grandes cuentan con tubos internos que reparten la espuma en toda su superficie, los FWKO's pequeños cuentan con dos cámaras externas que proveen la entrada de espuma al tanque desde dos puntos.

## 6. SISTEMA DE CRUDO PRODUCIDO

Luego de la separación del crudo y del agua en los tanques de separación de agua, este es sometido a dos procesos adicionales que son: almacenamiento y despacho.

El almacenamiento se lleva a cabo en los tanques de producción, después de que el crudo sale de los FWKO, y es llevado a estos por flujo gravitacional ingresando por la parte inferior. Su función es suministrar un volumen de almacenamiento, además de servir como tanques de alimento para las bombas de transferencia de crudo.

De los tanques de producción el crudo es succionado por las bombas de transferencia de crudo, pasando por la unidad ACT (“Automatic Custody Transfer”), donde se determina el crudo entregado por la facilidad al pasar este a través de un medidor de turbina (“DANIEL”), el cual adicionalmente tiene instalado un monitor en línea de BS&W calibrado a un valor máximo de 1%. En caso de sobrepasarse este valor, se para automáticamente la transferencia de crudo. La unidad ACT no es fiscalizadora, sino únicamente tenida en cuenta como referencia. Luego de haber pasado por dicha unidad el crudo es transferido a la estación de bombeo (PS-1), donde es fiscalizado y bombeado a través del oleoducto Caño Limón - Coveñas.



**Figura 15. Sistema de Tratamiento del Crudo Producido**

## 6.1 TANQUES DE PRODUCCIÓN

Existen dos tanques denominados T-703A y T-703D, cada tanque posee una capacidad de 100.000 BBL. Estos son tanques de techo fijo, cónico, de 150' de diámetro y 32' de altura. Ambos tanques están diseñados para operar a presión atmosférica.

Fueron provistos en su diseño de agitadores mecánicos para poner en solución las parafinas separadas.

Para drenaje del agua separada se tienen drenajes de fondo los cuales permiten su eliminación por el drenaje periódico del tanque. Los tanques se encuentran instalados en diques capaces de contener el volumen de los tanques, con una capacidad de 110% del volumen del más grande.

El petróleo separado en los FWKO's se envía a los Tanques de Producción (TK-703 A/D) mediante líneas conectadas a un cabezal común de 30"Ø para el T-703 A y 20"Ø para el T-703 D el cual entra por el fondo a cada tanque de almacenamiento.

La salida de los tanques es una línea de 30"Ø que suministra petróleo a los tanques de almacenamiento en PS1 o a las Bombas Booster del Oleoducto a través de las bombas P-704 A/B/C/D.

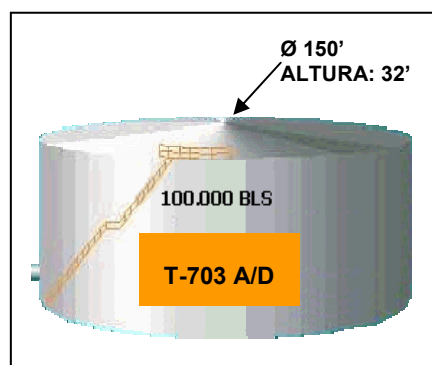
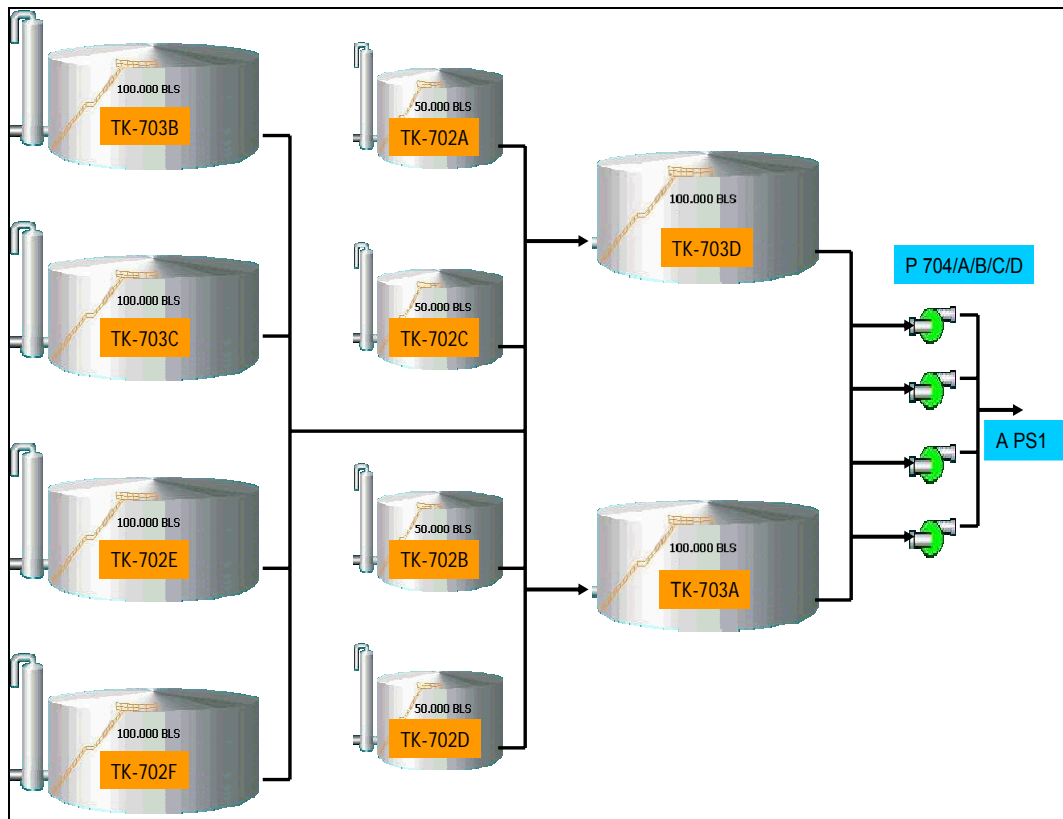


Figura 16. Tanque de producción



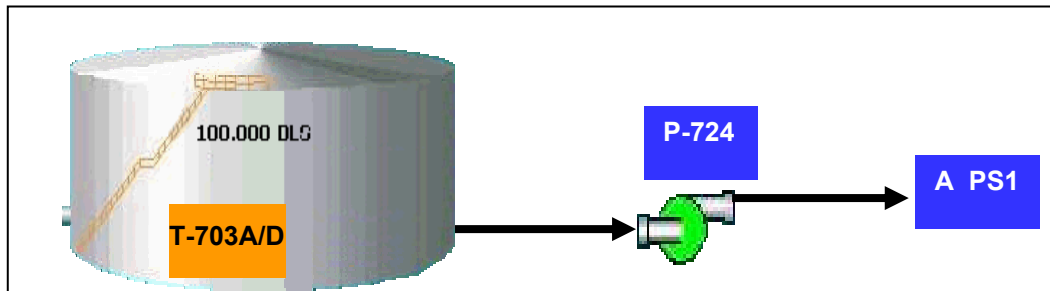
**Figura 17. Flujo de crudo de FWKO's a Tanques de producción**

## 6.2 BOMBAS DE TRASFERENCIA DE CRUDO P-704A/B/C/D

El crudo producido que sale de los tanques de Producción (T-703D/A) llega a través de una tubería de 30"Ø al cabezal de succión de las Bombas de Transferencia del Oleoducto P-704 A/B/C/D

Las Bombas de Transferencia del Oleoducto P-704 A/B/C/D son bombas GOULDS que operan con motores eléctricos de 300 HP y se utilizan para transferir el petróleo producido a la estación de bombeo PS-1 vía la unidad de medición S-703.

Las líneas de succión y de descarga de las bombas P-704 son de 10"Ø y 8"Ø respectivamente. Las tuberías de succión y descarga tienen instaladas válvulas de bloqueo que permiten el aislamiento de cada bomba en forma individual.



**Figura 18. Diagrama de flujo de la transferencia de crudo a PS1**

### **6.3 UNIDAD DE MEDICION ACT (S-703)**

Flujo de diseño: 300.000 BPD (máx.)

La unidad ACT (Automatic Custom Transfer) o Unidad automática de control y medida de entregas o Unidad Custodia, es un instrumento para medir la cantidad y calidad de crudo que se transfiere de las facilidades de PF2 hacia la estación de bombeo PS1.

PF-2 cuenta con un sistema de medición DANIEL el cual funciona de manera automática y sin necesidad de atención permanente por parte del personal. La estación de medición Custodia consta de un patín contador interconectado, un calibrador bidireccional de 20"Ø y un gabinete de control del sistema (Computador 2233). El patín contador contiene medidores de turbina de 8"Ø.

La Estación de Medición consta de un cabezal de entrada, tres corridas de medidor que conectan a un cabezal de salida, y una válvula de bloqueo de salida de la estación. El sistema de medición incluye válvulas y tubería de bloqueo que permiten enrutar el flujo de la línea medidora seleccionada a través del probador en ruta al cabezal de salida.

Cada corrida de medidor contiene un medidor turbina que produce pulsaciones eléctricas a una tasa determinada por el flujo a través del medidor. Las pulsaciones de cada medidor, junto con la temperatura y presión del sistema de medición, se utilizan para calcular la tasa de flujo y el volumen de crudo a

través de cada medidor y a través de la estación. Los cálculos se realizan automáticamente mediante un computador de flujo Daniel Modelo 2233 instalado en el gabinete de control.

El probador bi-direccional del medidor se utiliza para calcular periódicamente el “factor de medida” asociado con cada medidor de Turbina. El “factor de medida” son las pulsaciones reales por barril producidas por un medidor específico bajo las condiciones operativas del momento, la prueba se hace diversificando el flujo corriente abajo del medidor seleccionado mediante el probador y luego al cabezal de salida, en vez de hacerlo directamente al cabezal de salida. Este re-enrutamiento se puede hacer manualmente sin interrupción del flujo.

El probador del medidor es un tubo calibrador en U, con una esfera calibradora de nitrilo que sella el tubo totalmente. La esfera sale desde una plataforma de lanzamiento y hace el recorrido por todo el tubo forzada por el flujo del producto. Cuando pasa por dos sensores se activa o apaga el conteo de las pulsaciones del calibrador mediante el Computador de Flujo Modelo 2233.

La secuencia se repite usando una válvula de tres vías accionada eléctricamente para reversar automáticamente el flujo a través del calibrador. Las pulsaciones del calibrador se cuentan nuevamente durante la pasada del calibrador. Conociendo el desplazamiento exacto del tubo, y la temperatura y presión del producto, las pulsaciones totales del calibrador en ambas pasadas se utilizan para calcular el factor de medida para esa “corrida del calibrador”. En la práctica, se usan múltiples corridas del calibrador para verificar el factor de medida.

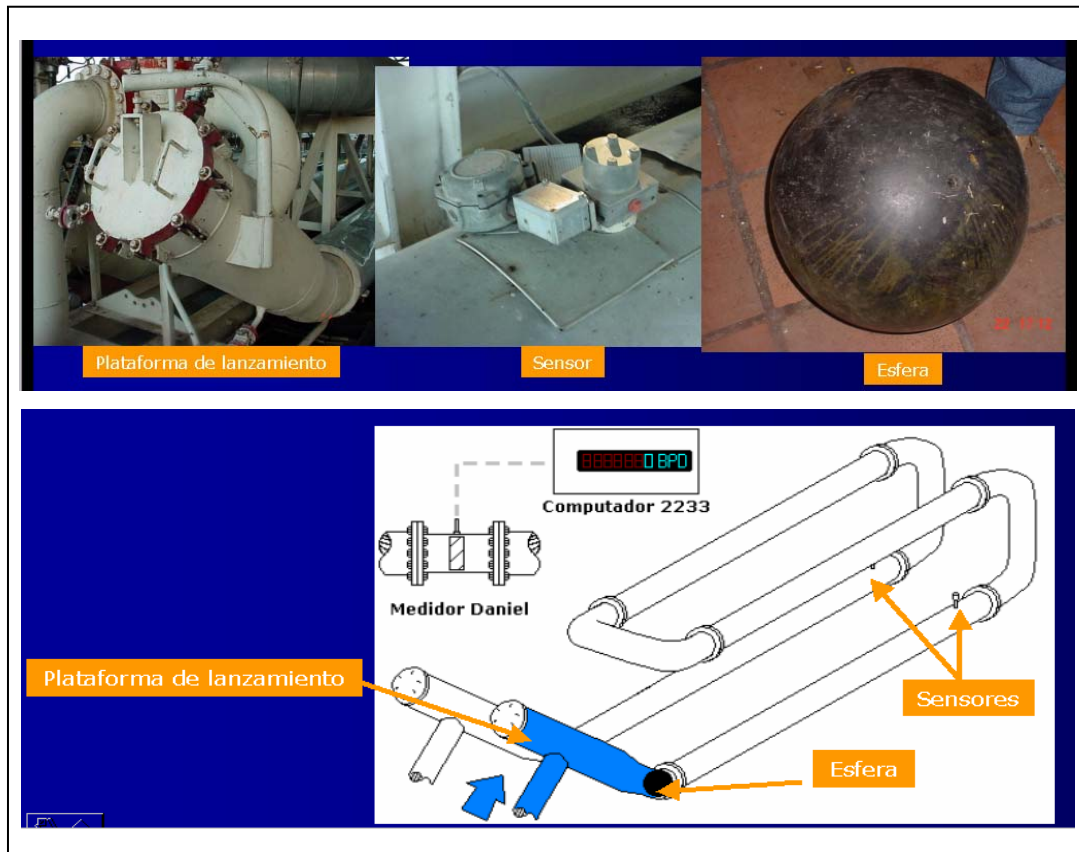


Figura 19. Sistema de calibración de la unidad ACT

## 7. SISTEMA DE CONDENSADOS

El gas separado en las botas normalmente se encuentra a una temperatura de unos 193 °F y una presión de 3 a 3.7 psig. Este gas contiene hidrocarburos saturados con vapor de agua, nitrógeno y dióxido de carbono como componentes principales. Los hidrocarburos más pesados, por encima de los pentanos, se condensan en el proceso, primero por el intercambio directo de las tuberías de gas con el medio ambiente y posteriormente en los intercambiadores de calor E-782 y E-783. La temperatura a la entrada de los intercambiadores es de 190 °F y la temperatura de salida es de 100°F.

El gas proveniente de los FWKOs pequeños separado en los V-704 A/B/C/D se envía a los separadores V-704-A1/B1/C1/D1. En estos se remueve cualquier condensado formado en la línea por intercambio con el medio ambiente arrastrado que venga de los V-704 en partículas con diámetro superior a 10 micrones. El condensado separado se colecta en el cabezal 4"-P-210-A1 del cual se envía preferencialmente al tanque V-770 ó al T-740 cuando el V-770 esté en mantenimiento o el volumen de condensado en el V-770 supere la capacidad de la bomba allí instalada.

Actualmente el volumen de condensado se envía al T-740 debido a falta de capacidad de la bomba P-770. Con el fin de mantener el sello en la línea, la entrada al T-740 se hace mediante trampas.

El gas proveniente de los V-703B/C lo recoge la línea 10"-V70-A1 la cual cuenta con un recipiente que separa el condensado (que posiblemente se llegue a formar por intercambio de calor de la tubería con el medio ambiente) y mediante trampas (CT-701B y C) lo envía al tanque enterrado T-740. El condensado separado se puede enviar desde el T-740 mediante las bombas P-740A/B hasta el Tanque V-771.

El gas que sale de las botas de gas V-702E/F lo toma la línea 10"-V120-A1 y el condensado que se forme en esta línea se remueve mediante las trampas CT-701E/F y se envía al tanque enterrado T-740A. De allí las bombas P-740 C/D lo pueden transferir a la línea de sludge 10"-P-129-A1 que recircula este fluido a la entrada al FWKO T-702E.

El gas que sale del V-702E/F se mezcla con el que sale de los V-704 A1/B1/C1 en el cabezal 12"-V01-A1 que va hacia los enfriadores E-782 y 783 para que por enfriamiento hasta 100 °F se remueva la mayoría de condensables.

El gas que sale del V-703B/C después de que se le ha removido parcialmente condensado, mediante el sistema de trampas, se envía para que se mezcle con el proveniente del V-704D y ambos pasen por el V-704-D1 para que allí se remueva cualquier condensado que se haya formado o crudo que se haya arrastrado en el separador V-704. El líquido (agua más hidrocarburo) se envía del V-704 -D1 al cabezal 4"-P-210-A1, el cual como se dijo anteriormente fluye hacia el V-770 o al T-740.

El gas remanente proveniente del V-704-D1 se envía a la entrada de los enfriadores E-782 y E-783, los cuales son intercambiadores de calor de gas a aire que tienen una capacidad de 1.516 MMBtu/hora y 2.840 MMBtu/hora respectivamente; ambos intercambiadores están diseñados bajo el Código API 661 y ASME Sec.VIII y tienen una pérdida máxima de presión de 1 Psi a flujo nominal. La temperatura de diseño para la salida del gas es de 100 °F pero puede llegar a ser menor durante los períodos nocturnos cuando la temperatura ambiente es más fría. A la entrada a cada uno de los intercambiadores la presión en condiciones normales debe ser de aproximadamente de 2 psig.

Con el fin de controlar corrosión en las líneas de gas, se ha instalado un sistema de inyección del producto químico inhibidor de corrosión CORTRON JRN 264, en la salida de la bota de gas V-704 B1, salida de la bota de gas V-702 E y en la línea 10"-V70-A1, el cual consiste de una boquilla en la tubería

de gas, un tanque de almacenamiento de químico y una bomba de inyección; Adicionalmente se instalaron cupones de corrosión en la línea 10"-V102-A1 antes del enfriador E-782 , 10"-V103-A1 después del enfriador, y 12"-V102-A1 a la entrada al enfriador E-783, para el control periódico de la corrosión y evaluación del efecto del producto químico.

Se cuenta también con cupones de corrosión para el control de corrosión en la línea de gas e inyección de inhibidor en la línea de salida de gas del separador V-704B1, en la línea de gas de alta presión (10"-V70-A1) de las botas de gas V-703B/C y en la línea de gas de alta presión (10"-V120-A1) de la bota de gas V-702E.

## 8. SISTEMA DE TEA Y DESFOGUE

El Sistema de Tea y Desfogue está diseñado para suministrar una forma segura y confiable de disponer del gas producido.

El gas producido en PF-2 se recoge en dos cabezales de teas independientes, así:

- Tea de alta presión S-775
- Tea de baja presión S-773

El Cabezal del Gas que va a la Tea de baja presión S-773 es una tubería de 20" que recoge todo el gas liberado por los tanques FWKO's T-702A/B/C/D, T-702E/F, T-703B/C, los tanques de producción T-703A/D y los tanques de combustible T-704 A/B. La cantidad de gas producida en estos tanques es mínima y no alcanza a mantener encendida la tea de baja presión S-773.

El gas húmedo separado (aproximadamente 4.2 millones de pies cúbicos diarios) en las botas de gas V-704A/B/C/D, V 702E/F, V-703C/D y en los separadores bifásicos V-704 A1/B1/C1/D1, entra al cabezal de 12"Ø, 12"-V01-A1 donde, libre de toda restricción, fluye hacia el sistema de recuperación de condensados (enfriador E-782/E-783 y separador V-770/771).

El gas enfriado que se separa en el tanque V-770 (aproximadamente 1.35 millones de pies cúbicos diarios) se envía a través de un sistema de medición (FE-775) y una trampa de antidetonación (explosión arrestor) S-782B a la tea de alta presión S-775 para ser quemado.

Para el encendido del piloto de las teas se cuenta con un cilindro de gas propano local. El paso de propano al cabezal de gas piloto se hace automático e instantáneamente.

El gas que sale a la tea se enciende con el quemador piloto y el producto de la combustión se dispersa en la atmósfera.

## 9. SISTEMA DE AGUA PRODUCIDA

El agua que sale de los tanques de separación de fluidos después de haber pasado por la pierna de agua fluye por gravedad hasta los tanques cabeza de agua.

Estos tanques cabeza de agua tienen como función principal suministrar la cabeza hidrostática de succión que requieren las bombas de transferencia de agua para su óptimo funcionamiento, y servir de amortiguador a las fluctuaciones de producción de agua para un mejor tratamiento en las celdas de flotación WEMCO. Aquí se realiza una separación inicial agua-aceite (nata) que es drenada por medio de un sistema de bombas que retornan la nata al proceso. Esta separación se debe al asentamiento por gravedad que ocurre en la vasija, pero este fenómeno no corresponde a su función principal, sino que se presenta como un efecto secundario.

El agua de los tanques de cabeza de agua es succionada por las bombas de transferencia de agua y transportada hasta las celdas de flotación.

El sistema de funcionamiento de las celdas de flotación consiste en un mecanismo de flotación de gas (aire atmosférico) inducido mecánicamente por un rotor.

Las celdas de flotación WEMCO que se encuentran en la facilidad PF2 consisten de cuatro celdas conectadas en serie que tienen un efecto en la reducción del flujo, mejorando la eficiencia en la remoción de sustancias contaminantes.

El agua contaminada de producción entra por la caja de alimentación a la primera celda, para pasar de celda a celda por flujo bajo los baffles. El aceite y los contaminantes suspendidos continuaran flotando hasta la superficie de descarga de la caja, donde el "skimmer" o desnatador provee un mecanismo para la remoción del aceite que flota.

El agua se dirige a las piscinas de tratamiento. Se tienen en la facilidad PF2 tres tipos de piscinas que son en su orden:

- Piscina de recibo
- Piscina intermedia
- Piscina de despacho o entrega

Piscina de recibo: Toda el agua producida llega a la piscina de recibo, donde se le permite una separación gravitacional adicional con el fin de separar las porciones de crudo que pudieran haber pasado de las celdas de flotación, formándose una película de aceite en la superficie, que por rebose pasa a la piscina aceitosa por medio de una tubería que las comunica. Esta nata de crudo es removida por medio de una desnatadora (skimmer) la cual lo envía a la entrada de los tanques de separación de agua libre para reprocesamiento. El agua limpia del fondo pasa por medio de una tubería a la piscina de entrega.

Piscina aceitosa: A esta piscina llega la nata de aceite de la piscina, donde por gravedad se separa aun mas aceite, aquí se hacen frecuentes limpiezas con barreras y un “skimmer”. Por el fondo de la piscina una tubería lleva el agua limpia a la piscina de entrega.

Piscina de entrega: Aquí llega el agua limpia que viene de los fondos de las piscinas de recibo y aceitosa. En esta piscina se encuentra la succión de las bombas P-706A/E que son las encargadas de llevar el agua limpia hacia el sistema de enfriamiento (aspersores), pasando luego a una piscina de enfriamiento antes de llegar a las lagunas de estabilización.

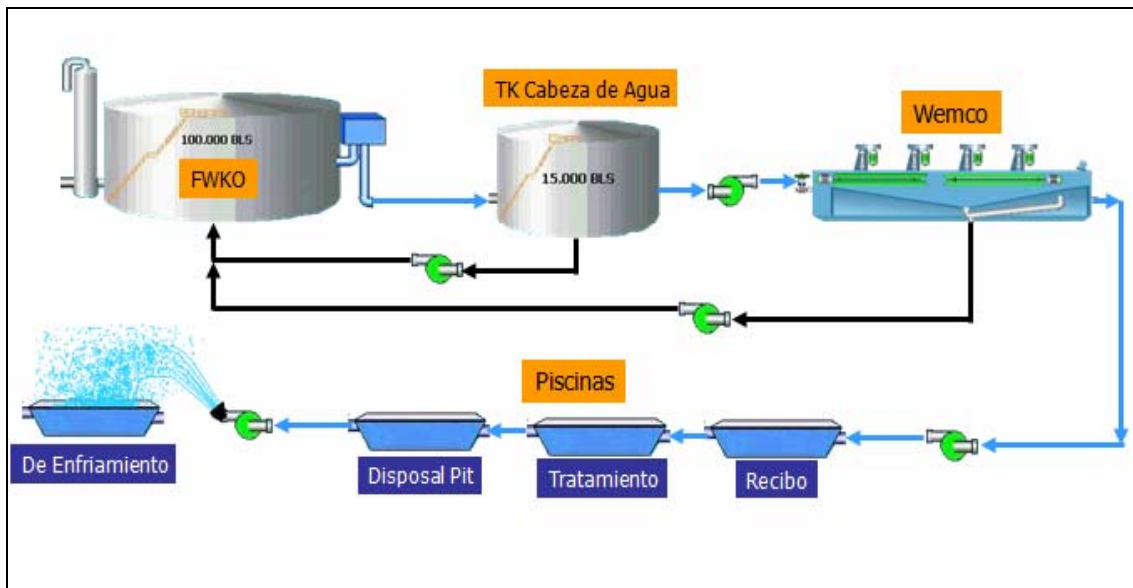
Lagunas de estabilización: El sistema de tratamiento de aguas residuales mediante lagunas de estabilización ha sido sin duda alguna alternativa de tratamiento atractiva para la industria del petróleo por los bajos costos de operación y mantenimiento, por la disponibilidad de terrenos en extensión para este sistema, por encontrarse en general en climas muy cálidos donde la temperatura es un factor favorable a la ocurrencia de los procesos naturales de autodepuración y, en general una estructura simple.

Las lagunas de estabilización pueden estar ubicadas en serie o en paralelo, pero con las lagunas en serie se ha logrado una importante mejoría en la calidad del efluente final demostrando que varias lagunas en serie son mucho

más eficientes que una sola laguna; esto se puede evidencia en PF2, donde a la salida de las lagunas de enfriamiento se tienen cuatro lagunas de estabilización en serie, sistema con el que se logra una alta calidad del efluente final. La primera y la segunda, son lagunas aeróbicas de aproximadamente 1 metro de profundidad donde la penetración de la luz solar favorece el crecimiento de algas y otros organismos por reacciones fotosintéticas. Los microorganismos pobladores de estas lagunas son exclusivamente aeróbicos, solo desarrollan su metabolismo y actividades de descomposición en presencia de oxígeno disuelto. Son lagunas de bajo olor y poca capacidad de tratamiento. La comunicación de estas dos lagunas se hace por medio de tres canales en donde se han dispuesto barrera y un “skimmer” para retener la nata de aceite que pueda haberse formado y que es recogida por un camión de vacío (chupamanchas)

A continuación sigue la laguna No. 3 que es una laguna intermedia, en su inicio es anaerobia y luego pasa a ser facultativa. En una laguna anaeróbica los organismos anaeróbicos toman el oxígeno necesario para sus actividades de compuestos como sulfatos y nitratos, produciendo CO<sub>2</sub>. Este tipo de lagunas puede aceptar altas cargas contaminantes sin contenido de oxígeno disuelto disponible y operar sin procesos de fotosíntesis. Son lagunas que presentan olores y mala apariencia. Luego el agua pasa a la laguna No. 4 que es facultativa y está rodeando la facilidad. Posee al inicio una serie de aireadores que oxigenan el agua. Por medio de un canal, el agua es llevada a la laguna la Draga, fuente natural que recibe el efluente final de óptima calidad.

Las aguas de producción pueden ser clarificadas de muchas formas, cada método posee sus propias ventajas y limitaciones. Recipientes de surgencia, lagunas separadores API, tanques de separación de agua libre (FWKO) y lagunas de skimado son algunas de las alternativas existentes, siempre y cuando el aceite no esté emulsionado, presente baja cantidad de sólidos y exista suficiente espacio y tiempo de retención.



**Figura 20. Sistema de Tratamiento del Agua Producida**

## 9.1 TANQUES CABEZA DE AGUA

El agua separada en los Tanques FWKO's se envía a tanques de cabeza que tienen el propósito de servir de amortiguador o acumulador (capacitancia) entre los FWKO's y las celdas de flotación WEMCO's, para cambios de flujo que se presenten en el sistema y además de permitir una separación adicional del aceite libre que viene del FWKO disuelto en el agua. Estos también proveen de cabeza a las bombas de transferencia P-724 para que estas puedan bombear hacia los WEMCO's.

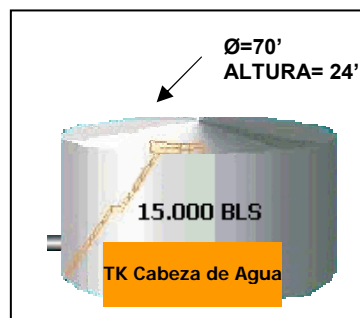
Actualmente en PF2 se tienen instalados nueve tanques de cabeza de agua (T-722 A/B, T-721 A/B, T-723 A/B y T-724 A/B/C). Con todos los tanques en servicio, incluyendo los nuevos (T-724 A/B/C), se pueden manejar aproximadamente 2'800.000 BWPD.

Los tanques de cabeza de agua (T-722, T-721 y T-723) son tanques de techo fijo y forma cónica, y no presentan internamente ninguna ayuda mecánica que permita una mejor distribución del fluido. En ellos el crudo se separa

simplemente debido a la diferencia de gravedad específica y a la baja velocidad en los tanques.

Los tanques T-724 A/B/C cuentan internamente con un cabezal de distribución de líquido y los T-724 A/B tienen además una inyección de agua-aire/gas que ayuda a separar crudo.

Adicionalmente, cuentan con un colector de crudo para que la bomba P-780 D succione crudo y recircule una menor cantidad de agua hacia los FWKO's. La inyección de gas se hace mediante un ejector que succiona los gases provenientes de la parte superior de los tanques. El vacío necesario se crea mediante un venturi que utiliza agua proveniente del T-724A, la cual es inyectada al venturi por la bomba P-719 A.



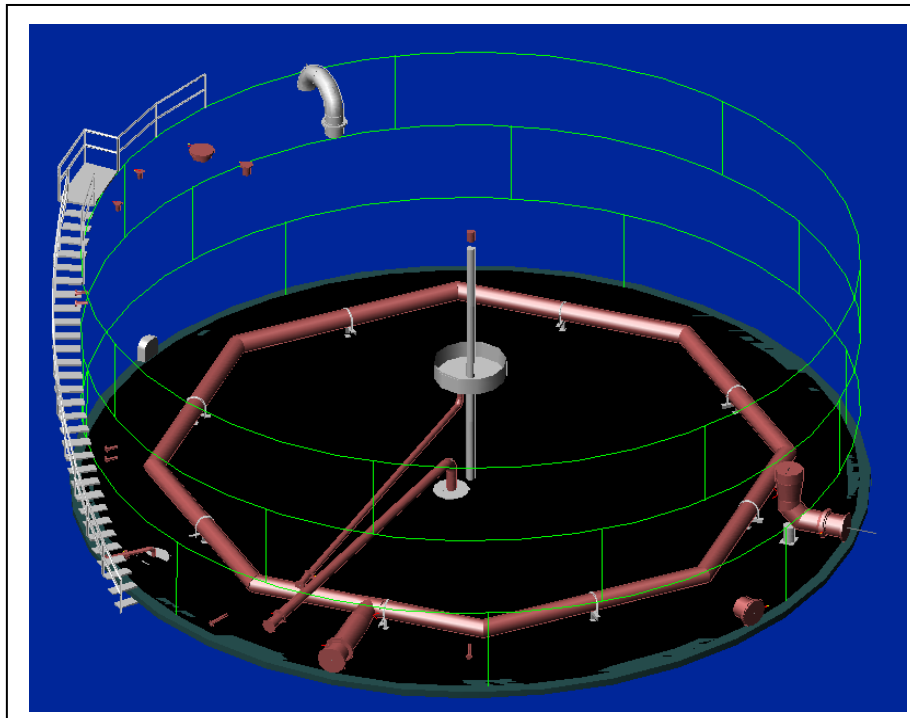
**Figura 21. Tanque cabeza de agua**

La siguiente tabla presenta un resumen de cada uno de los tanques cabeza de agua que existe en PF2.

**Tabla 5. Tanques Cabeza de Agua en PF2**

TANQUES CABEZA DE AGUA PF2		
Tanque	Capacidad Nominal	Dimensiones
T-721 A	8000 bbls Nominal	50' OD X 24' High

T-721 B	8000 bbls Nominal	50' OD X 24' High
T-722 A	15000 bbls Nominal	70' OD X 24' High
T-722 B	15000 bbls Nominal	70' OD X 24' High
T-723 A	15000 bbls Nominal	70' OD X 24' High
T-723 B	15000 bbls Nominal	70' OD X 24' High
T-724 A	16000 bbls Nominal	70' OD X 24' High
T-724 B	16000 bbls Nominal	70' OD X 24' High
T-724 C	16000 bbls Nominal	70' OD X 24' High



**Figura 22. Distribución interna de líquido en los T-724 A/B/C**

Las bombas P-780 A/B/C hacen el reciclo de los lodos aceitosos de los tanques de cabeza de agua T-721 A/B, T-722 A/B, T-723 A/B hacia los FWKO's de PF-2. Igualmente se instaló la unidad P-780D para que haga lo mismo con los lodos aceitosos provenientes de los nuevos TK-724 A/B/C.

Los tanques y las tuberías están protegidos contra la corrosión ya que el tanque está pintado interior y exteriormente y cuenta con protección catódica monitoreada. Para las tuberías se han previsto cupones de corrosión para medir la corrosividad de los fluidos en el servicio y ejecutar acciones preventivas hacia el futuro.

## 9.2 BOMBAS DE TRASFERENCIA P-724 A/B/C/D/E/F/G/H/I/J/K/L/M/N

El agua producida almacenada temporalmente en los tanques de cabeza T-721 A/B, T-722 A/B, T-723 A/B es transferida a las celdas de flotación WEMCO's usando las bombas P-724 A/B/C/D/E/F/J/G/H/I/K. El agua producida almacenada en los tanques T-724 A/B/C es transferida a las celdas de flotación por medio de las bombas P-724 L/M/N.

Las Bombas de Transferencia de Agua Producida P-724 son bombas Goulds Pumps y transportan el fluido de los tanques de cabeza a las celdas de flotación, cuyas especificaciones y parámetros de diseño como flujo y cabeza se muestran a continuación.

**Tabla 6. Especificaciones de las bombas de transferencia P-724**

BOMBA	CABEZA (ft)	FLUJO (GPM)	FLUJO (BPD)
P-724 <sup>a</sup>	69'	4670	160000
P-724B	69'	4670	160000
P-724C	69'	4670	160000

P-724D	69´	4670	160000
P-724E	58´	5840	205000
P-724F	58´	5840	205000
P-724G	66´	4380	180000
P-724H	66´	4380	180000
P-724I	66´	4380	180000
P-724J	66´	4660	185000
P-724K	66´	4660	185000
P-724L	62´	4660	230000
P724M	62´	4660	230000
P-724N	62´	4660	230000

Por medio de las bombas de transferencia P-724 A/B/C/D/L/M/N se pueden suministrar 1.240.000 BWPD a las celdas de flotación WEMCO S-701 A/B/C/K/L/D/E/H. De esta forma se puede mantener un flujo de 90,000 BWPD a cada una de las S-701 A/B/C, y 200,000 BWPD a cada una de las S-701 D/E/H/K/L.

Con las bombas de transferencia P-724 E/F/J/G/H/I/K se pueden alimentar 1.215.450 BWPD a las celdas de flotación S-701 D/E/H/F/G/J/I, las cuales tienen una capacidad máxima de tratamiento de 200,000 BWPD cada una.

Las celdas de flotación S-701 M/N/P se alimentan por gravedad de los tanques T-724 A/B/C y pueden recibir un total de 600,000 BWPD.

### **9.3 CELDAS DE FLOTACION**

De los tanques de cabeza de agua, ésta es bombeada utilizando las bombas de transferencia de agua a las quince celdas de Flotación S-701 de PF-2.

Antes de ingresar a la celda de flotación, el agua debe pasar a través de la válvula de control de flujo FCV-706 y los medidores de flujo FE-706 respectivos de cada WEMCO.

El agua producida llega a las celdas de flotación S-701 F/G/I/J a través de un cabezal de 20" y a las S-701 A/B/C/D/E//H/K/L/ a través un cabezal de 30".

El agua producida en los tanques T-724 A/B/C llega, una parte, a las celdas de flotación S-701 M/N/P por gravedad y otra parte a las celdas S-701A/B/C/K/L por medio de las bombas P-724 L/M/N. En las celdas de flotación WEMCO, el agua es saturada con gas para que el aceite y los sólidos se adhieran a las pequeñas gotas de gas que se liberan y finalmente salgan a la superficie.

El procesamiento del agua es mejorado con la ayuda de la inyección de clarificadores a la entrada de las WEMCO para controlar una concentración de aceite en agua menor de 5 ppm. Estos componentes interrumpen las emulsiones de aceite en agua, recogen los sólidos suspendidos y estabilizan las burbujas de gas para promover el flote de la espuma.

El depurador WEMCO es una unidad que utiliza flotación de gas inducida mecánicamente y esta especialmente diseñado para la recuperación de aceite y la separación de sólidos, aceites y materiales orgánicos del agua producida en campos de petróleo en grandes volúmenes con tiempos de retención mínimos, en menos espacio y a un menor costo.

Se ha venido utilizando desde 1969 en la industria petrolera; sin embargo también ha sido usada en el recobro de minerales como el cobre, níquel, plomo y zinc, desde el año de 1930.

El rango de tratamiento de aguas de producción del equipo WEMCO se encuentra entre 200 y 5000 ppm de contenido de aceite en agua.

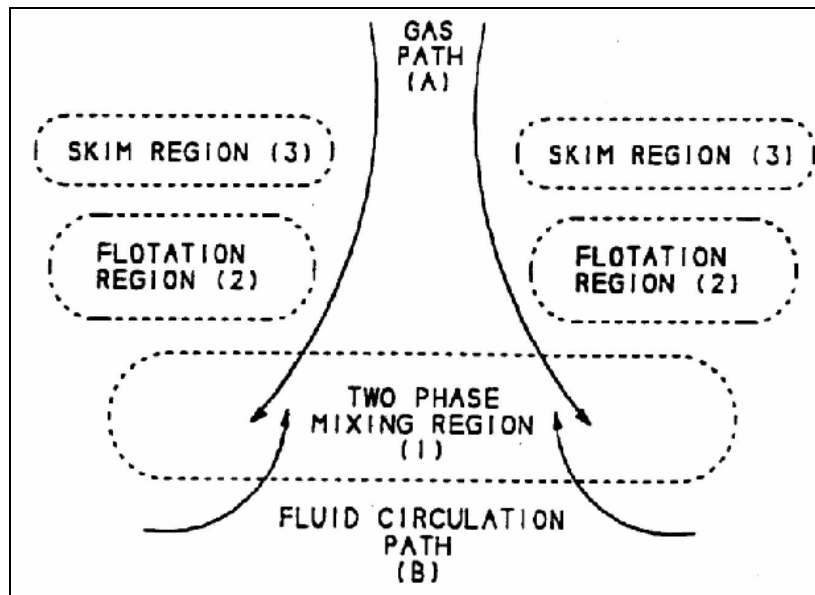
### **9.3.1 Flotación**

#### **Principio de Flotación:**

La flotación con gas es el proceso utilizado para separar sólidos dispersos y líquidos inmiscibles de una fase continua de líquido. Dicha separación se facilita por la creación de finas burbujas de gas que se ligan a las partículas suspendidas ya sean por la atracción intermolecular existente entre el gas y la partícula suspendida o como resultado de captura física.

Algunas de las características hidráulicas más importantes, para tener en cuenta son:

- Inyectar suficiente aire mientras se circula fluido. Región A y B.
- Debe existir una zona de mezcla de ambas fases y altamente agitada. Región 1.
- Facilitar un buen contacto entre las burbujas de gas y las partículas de aceite que están siendo separadas del líquido.
- Debe existir una zona de mínima turbulencia en la que ocurre separación por gravedad de la nata formada y así se puede obtener la mínima contaminación con nata en el agua ya clarificada. Región 2.
- Separar la nata formada en la superficie del líquido. Región 3.

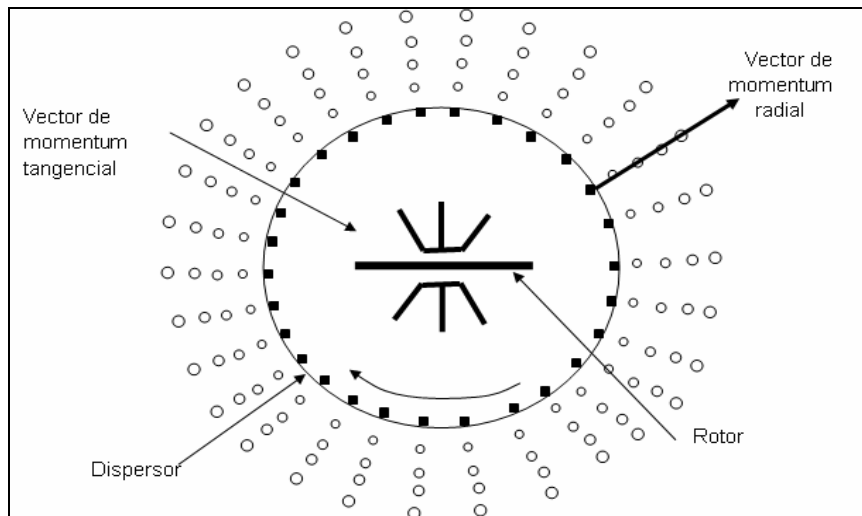


**Figura 23. Características Hidráulicas en el proceso de Flotación**

La celda de flotación utiliza un rotor tipo estrella suspendido en una columna de alimentación cilíndrica, cuya rotación genera un patrón de flujo de líquido tipo Vortex, el cual ayuda a la inducción de gas a través de los conductos de entrada de gas hacia el interior del rotor. Además causa una circulación de flujo desde el fondo de la celda de flotación hasta el rotor, en donde se mezcla con el gas. Esto produce una mezcla de dos fases relativamente homogénea la cual abandona el dispersor con un movimiento tangencial que luego se convierte en radial al pasar por los orificios que este posee (difusores o dispersores que proveen la acción de corte necesario para la formación de la burbuja).

Además, facilita la mezcla adicional de gas-líquido.

La separación ocurre por gravedad, después que el fluido abandona el dispersor, con la burbuja de aire ascendiendo a la superficie del líquido con el contaminante. La región de separación y particularmente la superficie del líquido deben mantenerse bajo relativo estado de quietud, así resulta un mínimo re-atrapamiento en el agua clarificada.



**Figura 24. Principio de Frotación**

La flotación consiste en agregar gas aire, CO<sub>2</sub>, nitrógeno o gas natural; el cual se adhiere después de suficiente agitación a las partículas de petróleo, aumentando el tamaño de la partícula y disminuyendo su densidad. El resultado neto de esto es el ascenso rápido de las partículas más ligeras que el agua, incrementándose por lo tanto la velocidad de ascenso de las partículas de petróleo en la fase agua y por consiguiente acelerándose la separación de las fases; como se puede ver en la siguiente ecuación:

$$V = 2.87 \times 10^{-8} dp^2 \frac{(\rho_p - \rho_f)}{\mu}$$

Donde:

$V$  : Máxima velocidad permisible en el fluido cuando se tiene flujo laminar y llevada a unidades practicas.

$dp$  : Diámetro de la partícula.

$\rho_p$  : Densidad de la partícula.

$\rho_f$  : Densidad del fluido.

$\mu$  : Viscosidad.

La utilización de aire en el proceso de flotación ha dado mejores resultados que el gas natural ya que oxida y remueve la mayoría de los sulfuros presentes en el agua, además incrementa el contenido de oxígeno por encima de valores establecidos por la ley para descarga de aguas de producción. Se mencionan tasas de 0.02 ft<sup>3</sup>/min a 60 psig. Sin embargo, la tasa de inyección de aire debe aumentarse cuando se incrementa la concentración de entrada de aceite en agua.

En algunas oportunidades se prefiere la utilización de gas natural para evitar la corrosión con oxígeno en la celda de flotación y/o en el equipo posterior a esta.

El patrón de flujo en la superficie del líquido generada por el mecanismo del impeller, es simétrico axialmente (visto desde el topo de la celda de flotación), por lo tanto la remoción de contaminantes por medio de los skimmers es realizada en ambos lados de la celda de flotación

#### **Variables de Flotación:**

Es importante conocer cada una de las variables de flotación para lograr un óptimo desempeño del sistema. Dentro de las variables más importantes para tener en cuenta, y las cuales fueron reportadas en estudios experimentales exhaustivos llevados a cabo por W.T Strickland, están:

- **Concentración de gas:** la alta concentración de gas (fracción de la mezcla de gas y agua que es vapor) incrementa la recuperación de petróleo. Dicha concentración no puede obtenerse en presencia de pequeñas partículas de aceite, ya que causan coalescencia de las burbujas de gas.
- **Salinidad:** se ha encontrado que al aumentar esta se incrementa la recuperación de petróleo.
- **Adición de químico:** se obtiene una gran mejoría con adiciones de dosis de químicos (aproximadamente 10 ppm).
- **Concentración de aceite en agua a la entrada:** se demostró que en las celdas de flotación de gas disperso se incrementa el número de

pequeñas gotas de aceite provenientes del corte de gotas más grandes de aceite. Además, se concluyó que aquellas fueron causantes de la coalescencia de burbujas de gas lo que condujo a la reducción de la concentración de gas y por lo tanto la disminución en la recuperación de aceite.

- **Tipo de crudo:** por medio de experimentos llevados a cabo en el laboratorio se pudo demostrar que crudos aromáticos, con compuestos no-hidrocarbonados y con menos hidrocarburos saturados obtuvieron mejor recobro de petróleo.
- **Efecto de la temperatura:** se logra una ligera mejoría en el recobro de aceite cuando se aumenta la temperatura del agua (desde valores a temperatura ambiente hasta 140°F), a valores de pH normales.

Strickland concluyó, gracias a sus estudios realizados, que el recobro de petróleo puede mejorarse por:

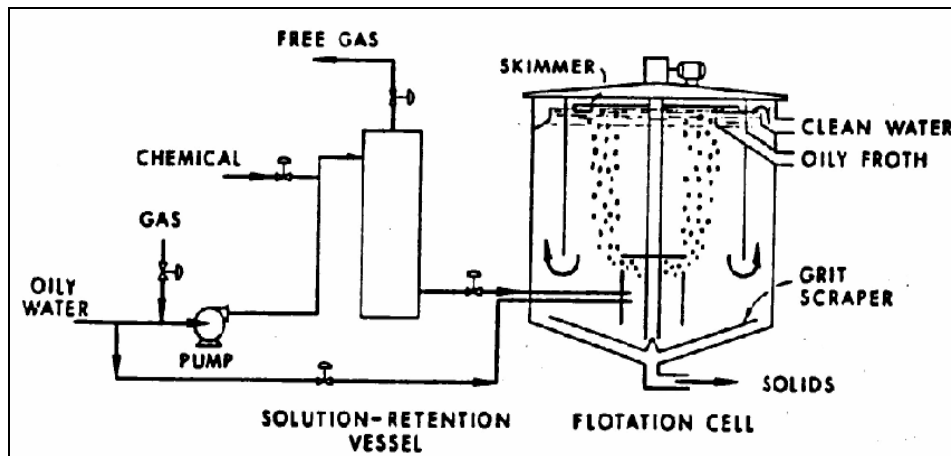
- El incremento de las partículas de aceite
- El incremento de la concentración de gas
- El incremento del tamaño de la burbuja de gas

### **9.3.2 Sistemas de Flotación**

#### **Unidad de flotación con gas disuelto:**

Su principio físico y básico aplicado es el de la solubilidad de los gases en líquidos a varias presiones, en ella el gas es previamente disuelto a elevadas presiones y se separa de la solución en la celda de flotación. La presión ejercida varía entre 30-70 psig, durante cierto tiempo.

Al transferir el fluido desde un recipiente de retención a la celda de flotación, el gas previamente disuelto se separa de la solución y se adhiere a las partículas presentes en el líquido.



**Figura 25. Unidad de Flotación con Gas Disuelto**

Se caracteriza por un alto tiempo de retención (quietud) con pequeñas cantidades de gas disuelto.

Utiliza gran dosis de alumbre (25-150 mg/lit) y una baja dosis de un polímero de alto peso molecular (0-2 ppm).

Se clasifica en:

- **Flotación al vacío:** se somete el flujo a un periodo de aireación atmosférica y luego se aplica un vacío que hace precipitar el aire contenido en el fluido.
- **Flotación con presión:** en estas unidades el gas se inyecta al flujo a una elevada presión para formar las burbujas de tamaño adecuado, las cuales se adhieren al líquido o sólidos suspendidos. Luego se pasa a un tanque (el tiempo de retención varía entre de 1 a 3), en donde se remueve el exceso de gas.

El flujo saturado pasa a través de un sistema de presión de reducción instantánea antes de entrar a la celda de flotación; es así como se crea la turbulencia necesaria para la dispersión de burbujas de gas.

Puede clasificarse así:

- Presurización total de flujo: en esta todo el flujo de entrada a la celda de flotación se presuriza.

La ventaja con la utilización de este equipo es la entrega de flujo con una mayor cantidad de gas por unidad de flujo de carga, ya que toda el agua es completamente saturada con gas.

Las principales desventajas radican en sobrecostos y el bombeo de la totalidad de flujo puede incrementar los problemas de emulsión en ciertas aguas, debido al corte y turbulencia generada en la bomba.

- Presurización parcial de flujo: en esta una fracción de flujo presurizada y otra no presurizada se combina en la celda de flotación.
- Presurización con reciclo parcial: en esta celda de flotación un flujo de salida se presuriza y combina con una fracción de flujo no presurizada y estos se mezclan en la celda de flotación.

Una de las principales ventajas obtenidas con la utilización de los dos últimos equipos de flotación mencionados son el uso de tanques de retención de menor tamaño y bombas con capacidad de bombeo de menor flujo. Esto ofrece un ahorro considerable en costos.

Existen dos tipos de diseños disponibles para las unidades de flotación con gas disuelto:

- El tipo circular es el tipo de celta mas utilizado y puede poseer un diámetro hasta de 60 ft y maneja un flujo de 200000 BWPD.
- El tipo rectangular con arreas de 15 hasta 250 ft<sup>2</sup>, puede manejar un flujo de aproximadamente 2000 BWPD.

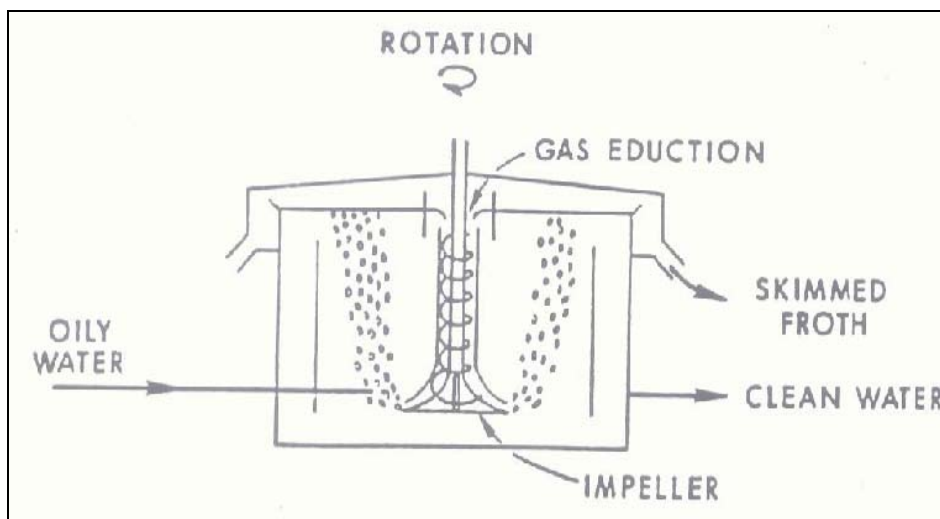
En las celdas de flotación con gas disuelto se acumulan sólidos que no son capaces de flotar y que por lo tanto caen al fondo. Estos son recogidos por un raspador de arena y eventualmente son evacuados de la celda.

**Unidad de flotación con agitación mecánica, gas disperso o inducido:**

En este tipo de celda de flotación el gas es inducido y dispersado a la presión del sistema.

Actualmente se utiliza la inducción mecánica de gas al líquido; sin embargo, la reciente introducción de inducción de gas hidráulicamente puede ser un avance promisorio en un futuro.

En este equipo todos los contaminantes flotan, por lo que no existe un “grit scraper” o raspador.



**Figura 26. Unidad de Flotación con Gas Disperso o Inducido**

Poseen bajos tiempos de retención, menos quietud y utilizan gran cantidad de gas. Las celdas de flotación con inducción de gas concentran la gran mayoría de las burbujas de gas en la mitad superior de la unidad. Además, no utilizan alambre ya que no se cuenta con raspadores para sólidos.

Generalmente en este tipo de celdas de flotación, el aceite removido (comúnmente conocido como “sludge”) se lleva de nuevo al sistema.

Se pueden clasificar en celdas con:

- **Utilización de rotores:** En este tipo de celda de flotación no se requieren que el gas se disuelva en el agua sino que haya una dispersión de sus burbujas de gas lograda por la mezcla mecánica en el agua de producción.

Esta rotación le imparte al agua una velocidad tangencial.

El tiempo de retención por celda es de un minuto.

El requerimiento de mínimo espacio es de una de las ventajas de este equipo.

- **Utilización de un eductor:** En esta el gas es introducido al agua a tratar por medio de una bomba y un eductor. La mezcla de gas y agua entra a cada celda con un ligero ángulo respecto a la vertical para impartir un movimiento que facilita la formación de espuma dirigida hacia el lado de la celda en donde actúa el skimmer.

El gas necesario para el eductor es proporcionado por líneas externas encima de cada celda. Existen además, válvulas de aguja de acero inoxidable, las cuales ajustan el flujo de gas y la generación de las burbujas en cada celda.

La unidad actualmente utilizada en Caño Limón es la de flotación con agitación mecánica, en la cual la dispersión de pequeñas burbujas de gas en el agua de producción se realiza por medio de un agitador mecánico.

El diseño más utilizado es el de cuatro celdas equipadas con un impeller rotatorio. El tiempo de residencia en cada celda varía de uno a tres minutos.

Cabe aclarar que en el sistema de flotación con gas disuelto el agua de producción y el gas se mezclan a través de una válvula de control de presión, en donde la caída de presión ocasiona la formación de pequeñas burbujas que ayudaran con el proceso de separación. Sin embargo, la relación gas-líquido en este sistema es menor que en el sistema con gas disperso.

Como los costos de operación se incrementan día a día, varios agentes químicos están siendo utilizados en sistemas de flotación para aumentar la eficiencia de la operación. Dichos químicos alteran las propiedades superficiales de la fase continua, del gas disperso o de la partícula suspendida. Con el fin de incrementar las tasas de separación alterando dichas propiedades, esta además puede verse incrementada por el agrandamiento de la partícula suspendida. Los dos coagulantes más comunes utilizados son el sulfato de amonio y el sulfato ferroso; los cuales reaccionan con la alcalinidad natural del agua y precipitan óxidos hidróxidos, luego estos se precipitan, se coagulan y forman floculos con otras partículas turbias que se unen por colisión física. Las partículas ascendentes y dispersas de gas mueven los floculos hacia la parte superior de la celda de flotación donde se remueven mecánicamente.

Algunos químicos adicionales ayudan al proceso de flotación; dentro de los más utilizados en un campo petrolero están los polímeros orgánicos y los polielectrólitos. Su mecanismo de ayuda incluye la floculación, la desémulsificación y la neutralización de cargas.

La selección del químico y de su concentración a utilizar depende del agua a tratar, ya que cada una de estas posee una combinación de agentes activos de superficie determinados.

La eficiencia del proceso de flotación es directamente proporcional al volumen de gas liberado dentro de la celda de flotación.

Los procesos de flotación con gas disuelto o disperso guardan cierta similitud ya que en ellos las burbujas de gas se introducen en el agua de producción, la cual presenta cierta concentración de aceite, y las gotas de aceite son capturadas por las burbujas de gas con lo cual ascienden rápidamente a la superficie, en donde se remueve el aceite. Sin embargo, las diferencias más

significativas entre estos dos procesos de flotación son el tamaño de la burbuja de gas y las condiciones de mezcla. Así se tiene:

<b>Gas Disuelto</b>	<b>Gas Disperso</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gas disperso en el agua</li> <li>• Burbujas de gas: 50-60 <math>\mu</math> m de diámetro</li> <li>• Flotación de impurezas en forma de floculos de sólidos y aceite</li> <li>• Operan bajo condiciones de relativa quietud y la fase líquida se aproxima al flujo tipo “sludge”</li> <li>• Tiempos mayores de retención</li> <li>• Objetivo químico centrado en fenómeno coagulación y floculación</li> <li>• Mayor densidad de los sólidos y aceite removido</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aire ascendiendo y mezclándose mecánicamente junto con el agua</li> <li>• Un orden de magnitud mayor</li> <li>• Interacción superficial entre aire e impurezas del agua</li> <li>• Los rotores sumergidos en el fluido le imparten suficiente energía al líquido obtenido una mezcla casi perfecta.</li> <li>• Tiempos de retención menores</li> <li>• Centrado en reacciones aire-agua</li> <li>• Menor densidad</li> </ul>

### 9.3.3 Celda Wemco

#### Configuración de la maquina:

WEMCO consiste de cuatro celdas conectadas en serie, en las que existe una reducción en flujo “short circuiting” y por lo tanto una mejoría en la eficiencia de contaminantes. El flujo va pasando de celda a celda y así se remueven los contaminantes en cada una de estas.

Los consumos de gas varían desde 4.2 a 27 SCFH (Standard cubic feet per hour at 60<sup>0</sup>F and 14.7 psia) para señales de 3-15 psig.

Si para la remoción de aceite y sólidos suspendidos se utilizan otros gases diferentes al aire, el oxígeno del líquido que está siendo tratado es removido.

Las Celdas de Flotación utilizan un mecanismo dispersador giratorio para crear pequeñas burbujas por debajo de la superficie del agua, y cuando estas se levantan hacia la superficie transportan el petróleo junto con ellas. Entonces hay cuatro compartimentos o celdas individuales en una unidad WEMCO; cada una equipada con un mecanismo de rotor a motor; a medida que el rotor gira, la mezcla de gas y agua pasa a través del dispensador a altas velocidades, la fuerza de la mezcla crea burbujas de gas que hace flotar las partículas de aceite que se encuentran en la celda. Entonces el petróleo sube a la superficie como una espuma, la cual debe ser constantemente retirada por medio de palas desnatadoras. Cada compartimiento de la celda de flotación tiene una eficiencia teórica de 40% sin adición de químicos y de cerca del 60% con la adición de químicos. De tal manera que la eficiencia del equipo total (los cuatro compartimentos) puede alcanzar hasta un 97%. La Figura 19 muestra un esquema de las celdas de flotación y su sección transversal

Cada una de las celdas de flotación cuenta con bombas de desnatado, P-708 (Skimming Pumps) y con excepción de las WEMCO K/L/ con bombas de transferencia de agua, P-709 (Float cell Pumps).

El fluido desnatado de la superficie, agua con contenido de crudo entre 1300 y 1800 ppm, es dirigida hacia las bombas de desnatado P-708 A/B/C/D/E/F/G/H/I/J/K/L/M /N/P (Skimming Pumps), la cuales llevan el fluido de regreso a la entrada de las botas de gas de los FWKO's. Las bombas de transferencia P-709. Llevan el agua a las piscinas de recibo o a la nueva piscina de enfriamiento.

Las celdas de flotación S-701 K/L/M descargan por gravedad a la piscina de recibo S-779; sin embargo la celda S-701M dispone de la bomba de transferencia P-709X para poder enviar el agua a las bombas P-706K/L/M/N/P/Q, que luego la envían a la piscina de enfriamiento y oxidación S-780 D. Con el fin de evitar que se tenga que ajustar la posición de las cortinas en las WEMCOS S-701D/E/F/G/H/I/J/K/L/M/N/P, se implementó un

sistema automático de control de nivel que permite ajustar el nivel de las celdas de flotación para las diferentes ratas de flujo de entrada de agua con que operan estos equipos.

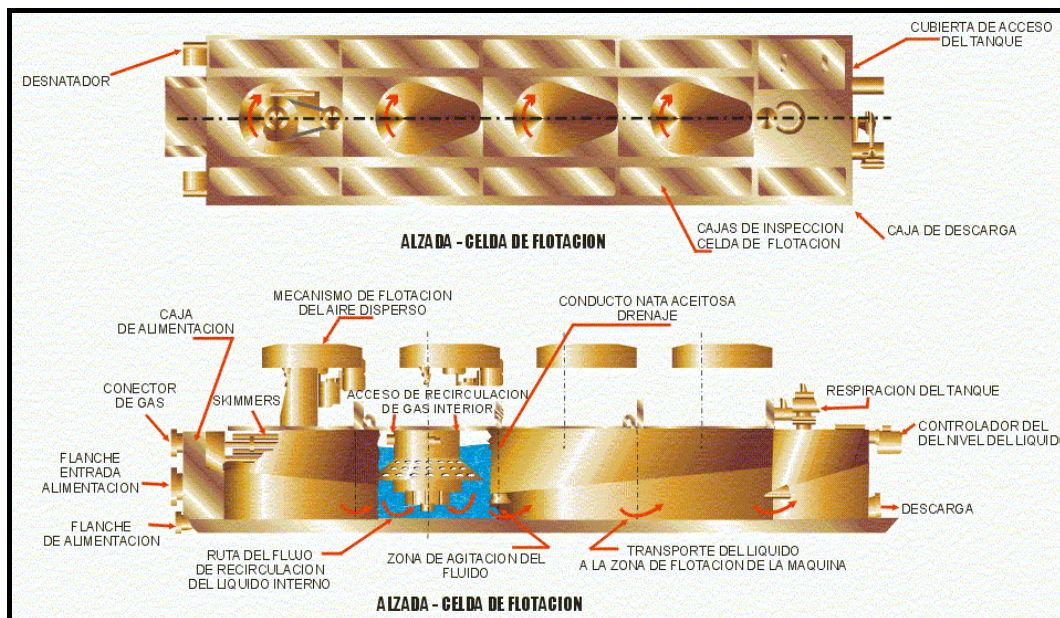
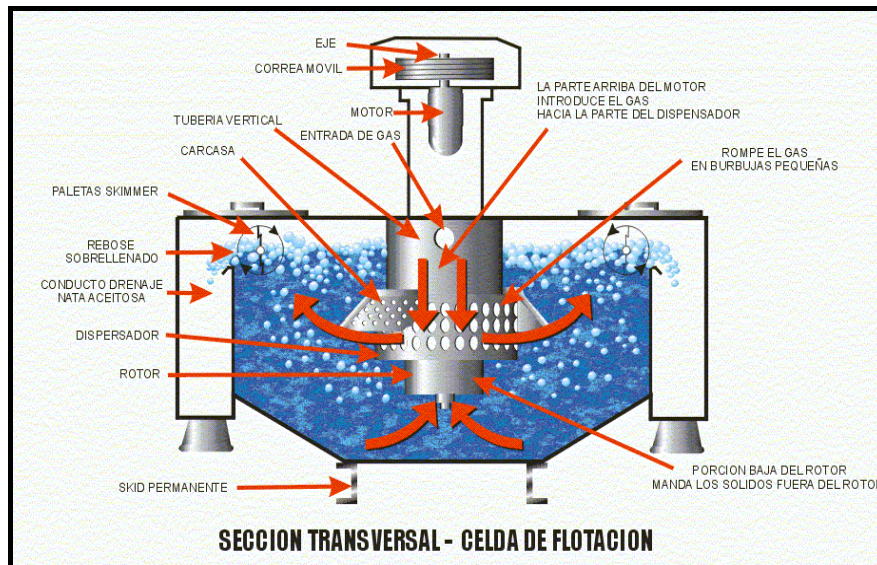


Figura 27. Esquema de una celda de flotación y su sección transversal

### **Funciones de los Elementos de la Celda de Flotación:**

- Rotor/dispersor: utilizado para dispersar las burbujas de gas en el líquido y mantener este agitado. El rotor es la única parte móvil que se encuentra sumergida en el fluido, forzando a este a pasar por el dispersor. Se crea una ligera presión de vacío de unas 4 onzas, la cual empuja el gas hacia abajo a través de la columna de alimentación. Mezcla de gas y líquido se produce a través de la dispersión de finas burbujas de gas.
- “Skimmer”: desnatar el aceite y/o sólidos de la superficie del líquido.
- “Weir bars”: (barras de vertedero): aumentar o disminuir la altura de las mismas, para obtener una mejor remoción de aceite.
- Cortinas de neopreno: prevenir la filtración de líquido a través de las barras.
- Canal colector: recoger el aceite desnatado de la superficie del líquido.

Cada una de las celdas de la unidad de flotación está diseñada para contener una ligera presión positiva de operación con un gas inerte de flotación y controlar la emisión de gas volátil.

Se habla de presión de 0.5-1 onza para mantener el colchón de gas entre el nivel del líquido y el gas “gas-tight cover”.

Los motores son a prueba de explosión de tres fases, 60 ciclos y 230/240 voltios.

### **Ventajas de la celda de flotación WEMCO:**

- En pruebas piloto WEMCO ha probado ser más eficiente en la remoción de aceite y sólidos suspendidos de aguas de producción en la industria petrolera que otras unidades existentes en el mercado. No requieren la utilización de sales de aluminio o hierro que podría llevar a problemas de depositación.
- El gas es libremente inducido por el mecanismo rotor/dispersor. El rotor, la única parte móvil sumergida en el líquido, fuerza a este al paso de flujo

a través del dispersor. Se crea entonces una presión negativa que empuja al gas hacia abajo realizando una mezcla completa de este con el líquido, en donde luego ambos pasan a través del disperso.

- El volumen de gas inducido al líquido es de aproximadamente 35 ft<sup>3</sup>/bbl de líquido. Sin embargo, estos 35 ft<sup>3</sup> de gas no representan la cantidad de gas requerida de una fuente externa, ya que el gas se mantiene bajo continua recirculación en el tanque. Usualmente la cantidad de gas varía entre 0.1-0.2 ft<sup>3</sup>/bbl.
- Cada compartimiento de la celda de flotación WEMCO posee su propio mecanismo rotor/dispersor en serie. El diseño interno de la celda permite el paso del líquido a través de los compartimientos en donde existe un baffle que sobresale por encima del nivel de líquido y previene que los sólidos y aceites flotantes abandonen sin ser skimados.
- La gran cantidad de finas burbujas de gas inducida continuamente al líquido y el método de introducción del gas al líquido en el área de rotor/dispersor, aumentan la probabilidad de contacto entre las burbujas y las partículas de aceite y sólidos. A esto se ha atribuido los excelentes resultados de la celda de flotación WEMCO.
- No se hace necesario la utilización de equipo adicional (fuelles, compresores o bombas) para la mezcla del líquido y gas. Cuando el gas utilizado es aire, este es introducido al WEMCO a presión atmosférica.
- Los costos de instalación de las unidades de flotación WEMCO son más bajos que las existentes en el mercado (de 15% al 40%).
- El espacio requerido es poco.
- Posee un diseño relativamente simple que reduce los costos de mantenimiento.
- Mantienen el colchón de aire necesario para una óptima separación.
- Puede operar efectivamente hasta con temperaturas de fluido de 200°F.

## **9.4 PISCINAS DE ENFRIAMIENTO**

Una vez el agua sale con bajo contenido de aceite de las celdas de flotación, esta pasa a unas piscinas de tratamiento, en PF2 existen tres tipos de piscinas que en su orden son:

### **9.4.1 Piscina de recibo**

Toda el agua producida llega a la piscina de recibo, donde se le permite una separación gravitacional adicional con el fin de separar las porciones de crudo que pudieran haber pasado de las celdas de flotación, formándose una película de aceite en la superficie, que por rebose pasa a la piscina aceitosa por medio de una tubería que las comunica. Esta nata de crudo es removida por medio de una desnatadora (skimmer) la cual lo envía a la entrada de los tanques de separación de agua libre para reprocesamiento. El agua limpia del fondo pasa por medio de una tubería a la piscina de entrega.

### **9.4.2. Piscina aceitosa**

A esta piscina llega la nata de aceite de la piscina de recibo, donde por gravedad se separan aun mas aceite, aquí se hacen frecuentes limpiezas con barreras y un “skimmer”. Por el fondo de la piscina una tubería lleva el agua limpia a la piscina de entrega.

### **9.4.3. Piscina de entrega**

Aquí llega el agua limpia que bien de los fondos de las piscinas de recibo y aceitosa. En esta piscina se encuentra la succión de las bombas P-706 A/B/C/D/E que son las encargadas de llevar el agua limpia hacia el sistema de enfriamiento (aspersores), pasando luego a las piscinas de enfriamiento antes de llegar a las lagunas de estabilización.

Para el enfriamiento del agua tratada en las celdas de flotación S-701 A-P se cuenta con cinco piscinas de enfriamiento S-780 A/B/C/D/E, que tienen capacidad total para 2,600,000 BWPD, donde el agua es atomizada por medio

boquillas de aspersion para su enfriamiento final desde 180°F (82°C) hasta 95°F (35°C).

En la siguiente tabla se presenta el resumen de las boquillas en las piscinas de enfriamiento.

**Tabla 7. Boquillas de piscinas de enfriamiento**

<b>PISCINA</b>	<b>No. BOQUILLAS</b>	<b>Máxima Capacidad BWPD</b>
S-780 A	15 15	700,000
S-780 B	32	400,000
S-780 C	46	760,000
S-780 D	99	500,000
S-780 E	48	240,000

Una vez el agua se encuentra en esta piscinas es vertido directamente a los esteros. Donde se debe cumplir con las especificaciones ambientales de aceite en agua y contenido de fenoles.

#### **9.4.4. Lagunas de estabilización**

El sistema de tratamiento de aguas residuales mediante lagunas de estabilización ha sido sin duda alguna alternativa de tratamiento atractiva para la industria del petróleo por los bajos costos de operación y mantenimiento, por la disponibilidad de terrenos en extensión para este sistema, por encontrarse en general en climas muy cálidos donde la temperatura es un factor favorable a la ocurrencia de los procesos naturales de autodepuración y, en general una estructura simple.

Las lagunas de estabilización pueden estar ubicadas en serie o en paralelo, pero con las lagunas en serie se ha logrado una importante mejoría en la calidad del efluente final demostrando que varias lagunas en serie son mucho más eficientes que una sola laguna; esto se puede evidencia en PF2, donde a

la salida de las lagunas de enfriamiento se tienen cuatro lagunas de estabilización en serie, sistema con el que se logra una alta calidad del efluente final. La primera y la segunda, son lagunas aeróbicas de aproximadamente 1 metro de profundidad donde la penetración de la luz solar favorece el crecimiento de algas y otros organismos por reacciones fotosintéticas. Los microorganismos pobladores de estas lagunas son exclusivamente aeróbicos, solo desarrollan su metabolismo y actividades de descomposición en presencia de oxígeno disuelto. Son lagunas de bajo olor y poca capacidad de tratamiento. La comunicación de estas dos lagunas se hace por medio de tres canales en donde se han dispuesto barrera y un "skimmer" para retener la nata de aceite que pueda haberse formado y que es recogida por un camión de vacío (chupamanchas)

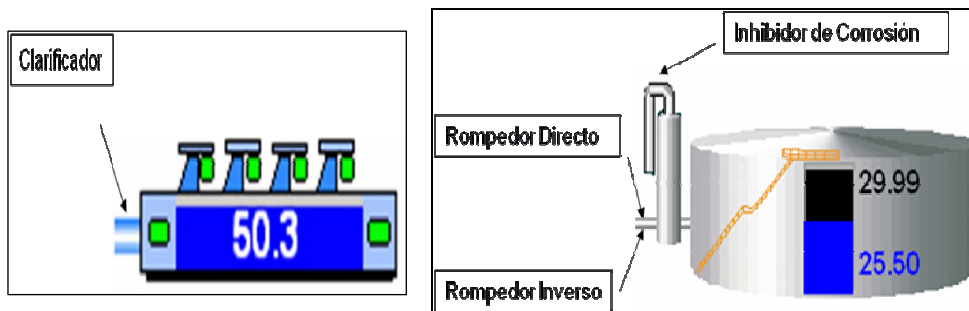
A continuación sigue la laguna No. 3 que es una laguna intermedia, en su inicio es anaerobia y luego pasa a ser facultativa. En una laguna anaeróbica los organismos anaeróbicos toman el oxígeno necesario para sus actividades de compuestos como sulfatos y nitratos, produciendo CO<sub>2</sub>. Este tipo de lagunas puede aceptar altas cargas contaminantes sin contenido de oxígeno disuelto disponible y operar sin procesos de fotosíntesis. Son lagunas que presentan olores y mala apariencia. Luego el agua pasa a la laguna No. 4 que es facultativa y está rodeando la facilidad. Posee al inicio una serie de aireadores que oxigenan el agua. Por medio de un canal, el agua es llevada a la laguna la Draga, fuente natural que recibe el efluente final de óptima calidad.

## 10. TRATAMIENTO QUIMICO DE LA FACILIDAD PF2

El tratamiento que se le debe dar a los fluidos en la facilidad requiere de la adición de ciertos químicos que permiten que la separación sea más eficiente y de una alta calidad. En PF2 se inyecta rompedor directo e inverso de emulsión (a la entrada de los tanques FWKO), así como también clarificador (en la línea de entrada de las unidades de flotación WEMCO).

### 10.1 PUNTOS DE INYECCION DE QUIMICOS EN PF2

La inyección de químicos se realiza en dos equipos, FWKO's y en las unidades de flotación WEMCOS. Así:



**Figura 28. Puntos de Inyección de Químicos**

- Rompedor Directo: Línea de entrada a cada uno de los FWKO's: 702 A/B/C/D/E/F y 703B/C.
- Rompedor Inverso: Solución a la línea de entrada a cada uno de los FWKO's: 702 A/B/C/D/E/F y 703B/C.
- Clarificador: Línea de entrada y salida de cada uno de los tanques cabeza de agua: 721 A/B, 722 A/B, 723 A/B y 724 A/B. Entrada a todas las celdas de flotación WEMCO: A/B/C/D/E/F/G/H/I/J/K/L/M/N/P.

## 10.2 DISTRIBUCION DE SKID DE QUIMICOS EN PF2

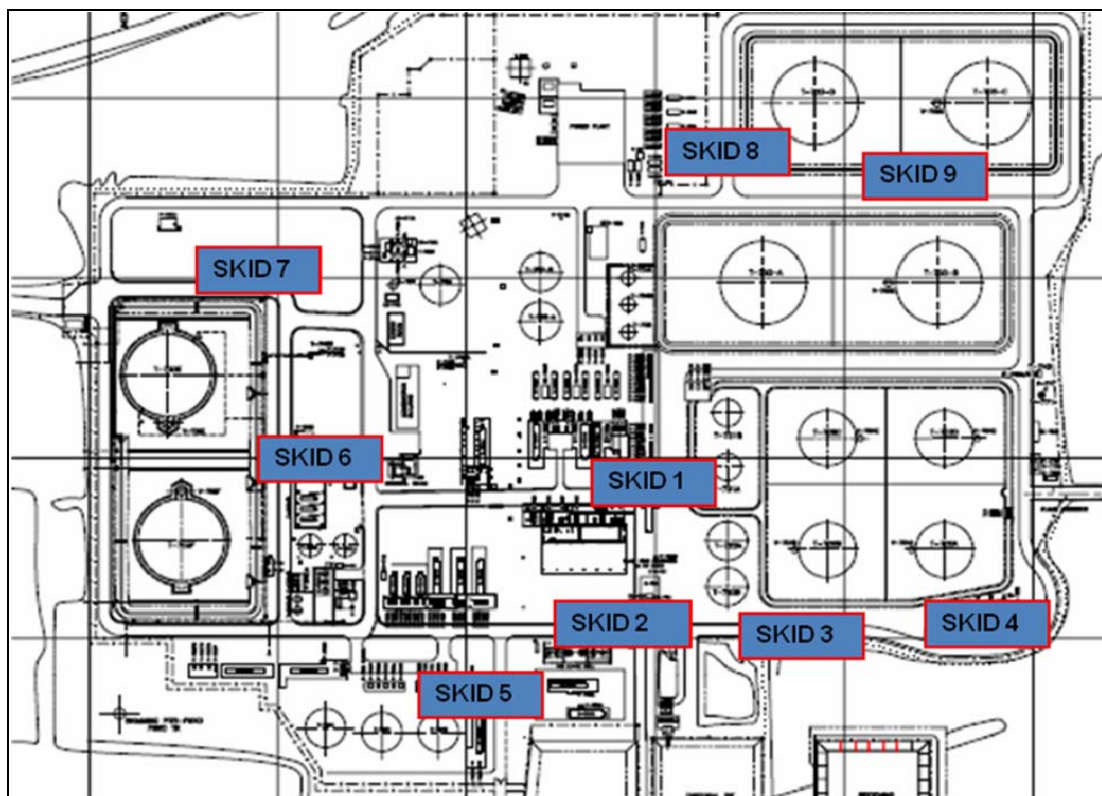


Figura 29. Distribución de Skid de Químicos

## 10.3 DISTRIBUCION DE QUIMICOS EN SKID

SKID	QUIMICOS	EQUIPOS INVOLUCRADOS
1	Clarificador	Wemcos A/B/C/D/E/F/G/H/I/J/K/L
2	Clarificador	Opcional Wemcos K/L
3	Inhibidor de Corrosión	Línea Gas de Alta
4	Rompedor Directo Rompedor Inverso	R.D: TK-702A/B/C/D y TK-703B R.I: TK-702A/B/C/D y Tk-703B
5	Clarificador	Wemcos M/N/P
6	Inhibidor de Corrosión (Agua, Gas), Secuestrador de Oxígeno	Línea Gas de Alta, Salida Planta de Inyección
7	Rompedor Directo Rompedor Inverso	R.D: TK-702E/F R.I: TK-703C
8	Rompedor Directo	TK-703C
9	Inhibidor de Corrosión	Línea Gas de Alta

## **10.4 PUNTOS DE MONITOREO**

### Rompedor Directo

1. BSW:
  - En los reboses de los FWKO's
  - En las interfaces de los FWKO's
  - Daniel PF2
  
2. Aceite en agua (O/W):
  - Salida de agua en las piernas de los FWKO's

### Rompedor Inverso

1. Aceite en agua (O/W):
  - Salida de agua en las piernas de los FWKO's
  - Salida de agua de los tanques de cabeza (entrada wemcos)
  - Salida de agua de las unidades WEMCOS
  
2. Calidad de las interfaces de los FWKO's:
  - Toma de muestra y análisis de la calidad de la interface de los FWKO's

### Clarificador

1. Aceite en agua (O/W):
  - Salida de agua de los tanques de cabeza (entrada wemcos)
  - Salida de agua de las unidades WEMCO

## **10.5 PARAMETROS DE CALIDAD REQUERIDOS**

1. La calidad del tratamiento del agua se evalúa por el contenido de aceite en agua en el efluente de:

- Salida piernas de agua de los FWKO's, el cual no debe ser mayor de 200 ppm.
- Salida Celdas de flotación "Wemcos", el cual no debe ser mayor de 10/15 ppm.

NOTA: Actualmente se está llevando a cabo una prueba, en la cual Occidental de Colombia, exige a la empresa contratista encargada del tratamiento químico, que el contenido de aceite en agua a la salida de las celdas de flotación, sea de cero (0) ppm. Sin importar la cantidad de químico que se requiera, para lograr este objetivo.

2. La calidad del tratamiento del crudo se evalúa por el BSW obtenido en el rebose de los FWKO's, el cual no debe ser mayor de 0.5% por centrifugación, así como del análisis en el Daniel de PF2, en este punto por Kart Fisher el porcentaje de agua no debe ser mayor a 0.15%. Adicional a esto se evalúa que la interface no se vea afectada, mediante termografía en cada FWKO.

<b>EQUIPO</b>	<b>DOSIS DE INYECCION</b>	<b>CALIDAD REQUERIDA</b>
T-702 A/B/C/D	Rompedor Directo: 11 ppm Rompedor Inverso: 0.25 ppm	O/W salida: 70-140 ppm BS&W: < 0.2%
T-702 E/F y T-703 B/C	Rompedor Directo: 11 ppm Rompedor Inverso: 0.25 ppm	O/W salida: 100-200 ppm BS&W: < 0.2%
Wemcos I/G/F	Clarificador: 1.8 ppm	O/W salida < 15 ppm
Wemcos A/B/C/K/L	Clarificador: 0.8 ppm	O/W salida < 15 ppm
Wemcos D/E/H/J	Clarificador: 0.8 ppm	O/W salida < 15 ppm
Wemcos M/N/P	Clarificador: 0.7 ppm	O/W salida < 15 ppm

## **10.6 PRUEBA DE CAMPO DEL TRATAMIENTO QUIMICO**

Actualmente en la estación PF2, el tratamiento químico de deshidratación de crudo y clarificación del agua de producción, está a cargo de una empresa contratista, la cual presta sus servicios a Occidental de Colombia; por cláusulas previamente establecidas en el contrato, el recaudo económico de sus servicios será en base a una tarifa del consumo de químicos, dando cumplimiento a las condiciones de transferencia de crudo y vertimiento del agua al efluente.

En meses pasados se llevo a cabo, una prueba de campo del tratamiento químico de la facilidad en la cual participaron dos empresas. Cada una de ellas tuvo un periodo de 25 días para probar sus productos (rompedor directo, rompedor inverso y clarificador), cumpliendo con condiciones previamente establecidas por Occidental de Colombia.

El propósito de la prueba es encontrar los productos (rompedor inverso, directo y clarificador); que satisfagan las necesidades de clarificación de las aguas de producción y calidad de entrega de crudo, con condiciones técnico económicas favorables para OXYCOL con respecto al tratamiento actual. Ante todo cumpliendo con las especificaciones de calidad de agua y crudo, para las condiciones actuales de producción.

Una vez se dio por terminada la prueba, OXYCOL deberá definir cual le representa una ventaja técnica con respecto al tratamiento que se está llevando a cabo.

A continuación se presentara el análisis de resultados obtenidos por cada uno de los productos (Producto Y y Producto Z) y la comparación entre ellos.

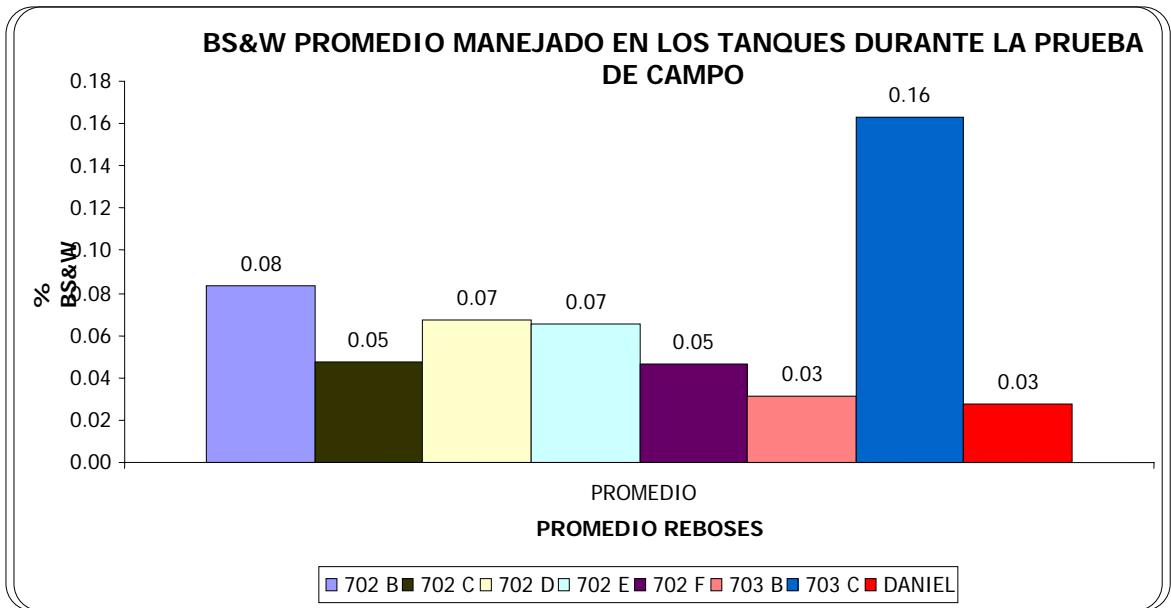
### **10.6.1 Análisis de Resultados**

Durante la prueba de campo de ambos productos, se obtuvieron datos de calidad de agua y de crudo muy importantes para la operación, demostrando con ellos, que es posible obtener altas eficiencias en el proceso con dosificaciones relativamente óptimas, con respecto a las actuales. Siempre buscando lograr impactar el Costos Total de la Operación y optimizando el proceso en general.

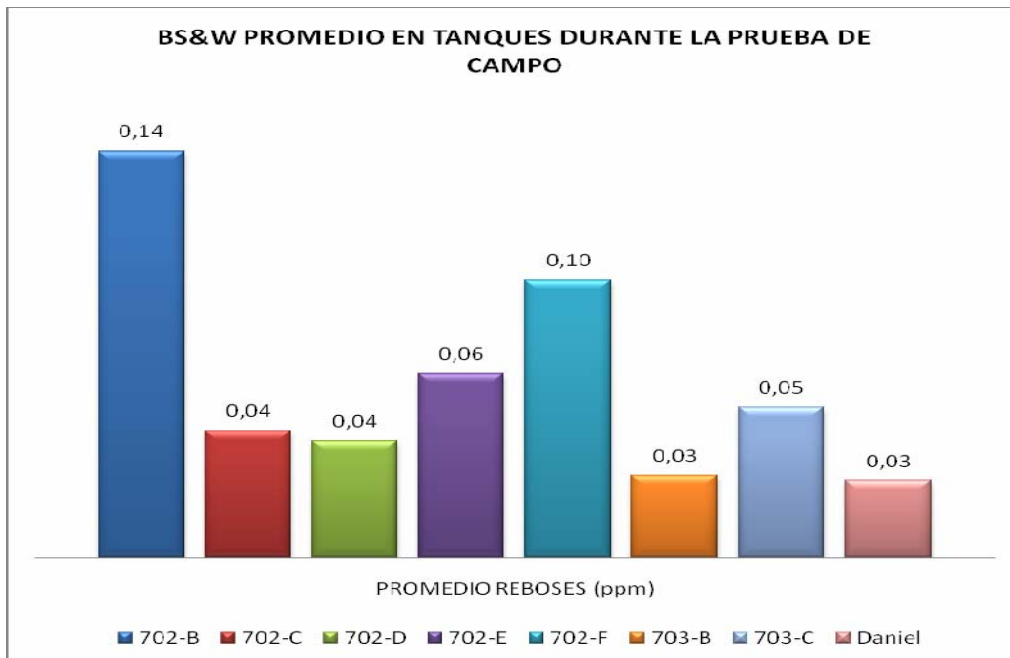
#### **Prueba en la Fase Aceite**

Los promedios de BS&W obtenidos en el rebose de cada uno de los tanques FWKO's en los cuales se llevaba a cabo la deshidratación del crudo producido en el campo son muy buenos, en ellos se puede observar la eficiencia entregada por cada uno de los productos, durante el tiempo de la prueba. Es de destacar que el Daniel (punto de monitoreo final de la calidad del crudo producido), registro un buen promedio de BS&W para los dos productos (Y y Z) durante la prueba de campo, lo cual confirma el buen tratamiento realizado en la fase aceite.

En la siguiente graficas (Grafica N°1 y N°2), se puede observar los promedios de BS&W obtenidos durante el tiempo de prueba en los rebose de cada uno de los tanques FWKO y el promedio en el Daniel (punto de despacho de la estación PF-2 a la estación de Bombeo del campo Caño Limón).

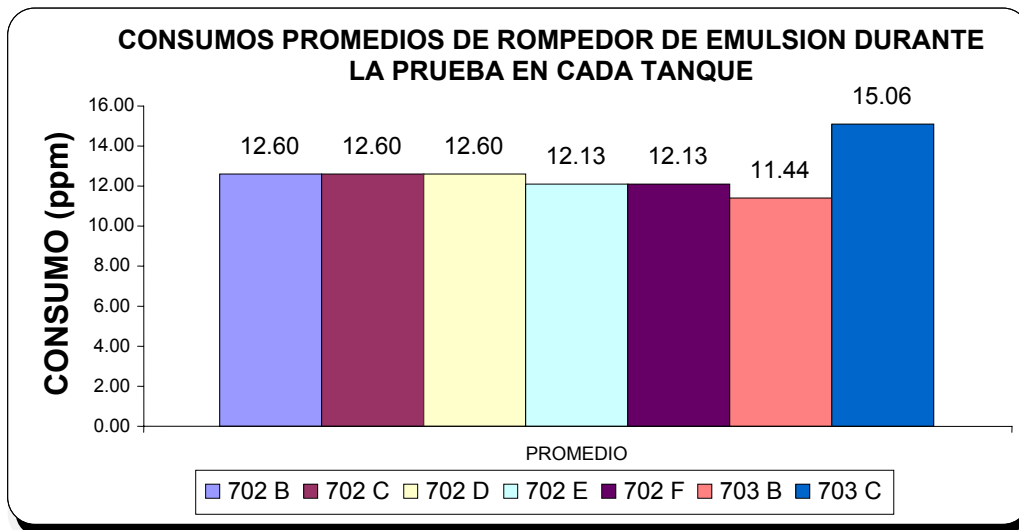


**Grafica N°1. BS&W Promedio Obtenido durante la prueba de campo del producto Y en los Rebose de los Fwko's**

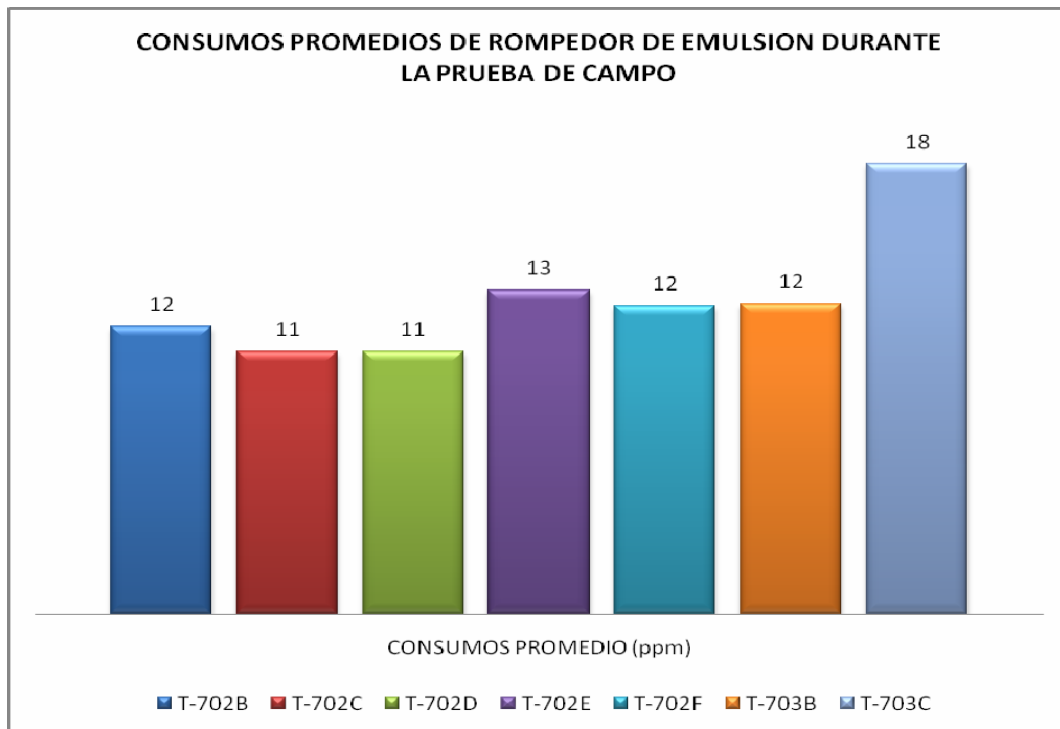


**Grafica N°2. BS&W Promedio Obtenido durante la prueba de campo del producto Z en los Rebose de los Fwko's**

En la grafica N°3 y N°4 se puede observar los consumos promedios de Rompedor de Emulsión en cada uno de los tanques de proceso (FWKO's), con las cuales se obtuvieron los resultados expuestos en la graficas N°1 y N°2, los cuales pueden ser optimizados a medida que se pueda tener un mayor conocimiento del sistema, alcanzando dosificaciones inferiores a las del tratamiento actual. Es muy importante tener en cuenta que con las dosificaciones expuestas en esta graficas se lograron interfaces muy bien definidas y en los tanques donde era posible realizar análisis de seguimiento se obtuvieron resultados muy consistentes durante el periodo de la prueba.



**Grafica N°3. Consumo promedio de Rompedor de Emulsión (producto Y) durante la prueba de campo**



**Grafica N°4. Consumo promedio de Rompedor de Emulsión (producto Z) durante la prueba de campo**

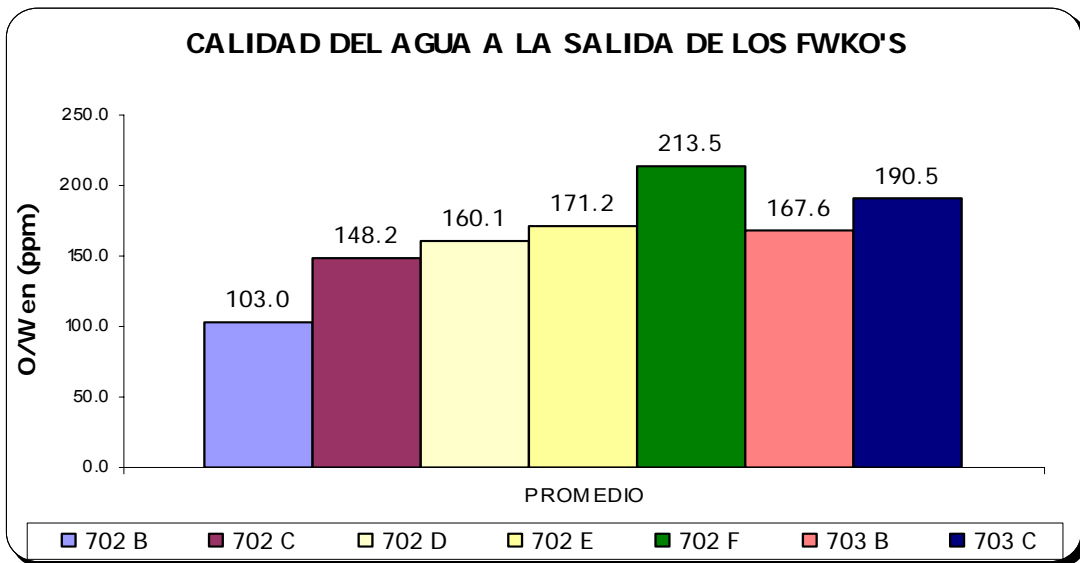
### **Prueba en la Fase Agua**

El parámetro de control de la fase agua durante la prueba, fueron las ppm de aceite en agua (O/W) que se drenaban por las piernas de agua de los FWKO's, las salidas de los tanques de cabeza en cada uno de los trenes (721, 722, 723 y 724) y las salidas de cada una de las Wemcos.

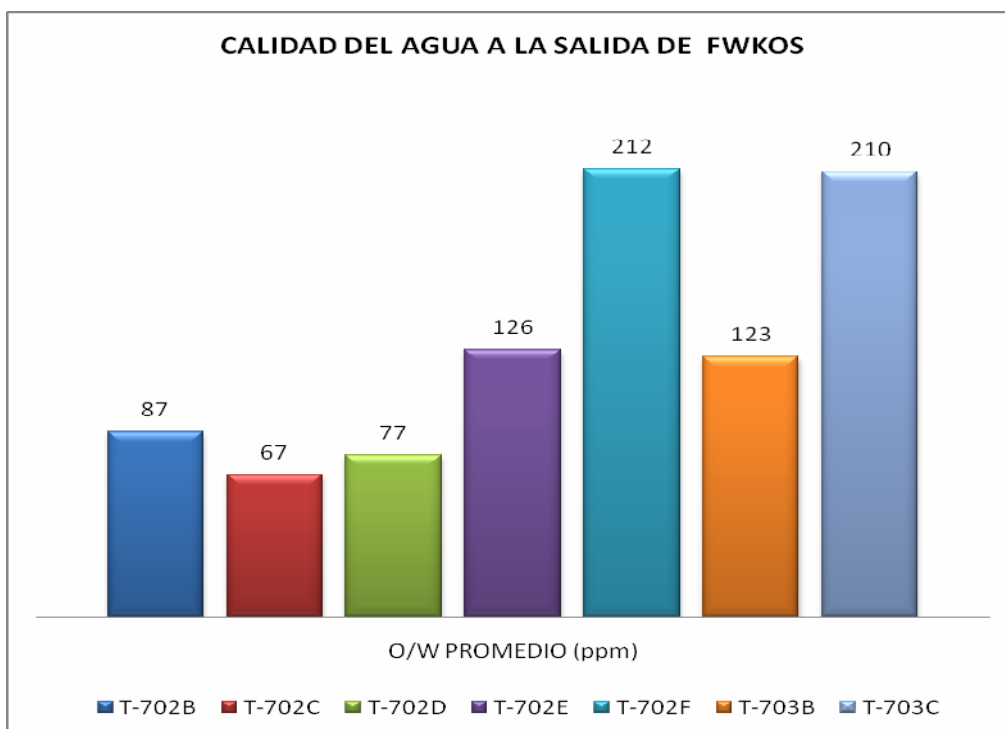
Rompedor Inverso:

A continuación se graficará la calidad de agua promedio obtenida en cada uno de los puntos de control durante la prueba de campo.

En las graficas N°5 y N°6 se observa el promedio de la calidad de agua que se obtuvo en las piernas de los FWKO's durante la prueba.



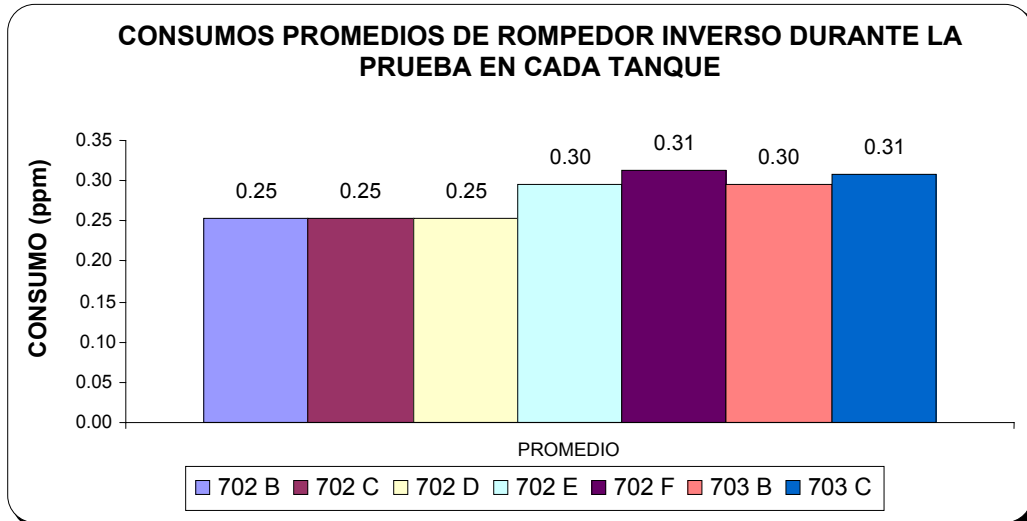
**Grafica N°5. Promedio de Calidad de Agua a la Salida de los FWKO's, durante la prueba de campo (producto Y)**



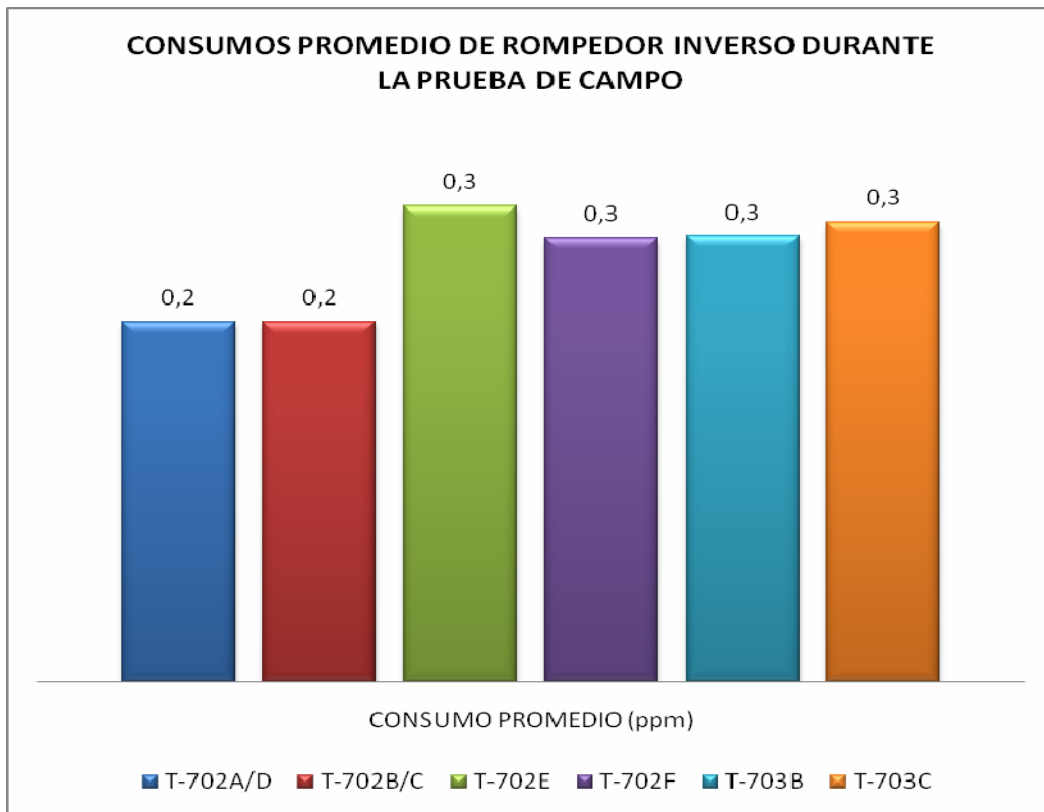
**Grafica N°6. Promedio de Calidad de Agua a la Salida de los FWKO's, durante la prueba de campo (producto Z)**

Esta Calidad de agua se obtuvo con una dosificación de rompedor inverso relativamente baja, si se tiene en cuenta los volúmenes de agua que se manejan en el campo y la emulsión inversa que se generan cuando se tienen cortes de agua (BS&W) tan altos; es de destacar que los productos son muy manejables y amigables con el medio ambiente, puntos muy importantes si se tiene en cuenta la manipulación continua que debe de realizar en campo por los operadores para la preparación de las diluciones que se inyectan en los tanques.

Los consumos de rompedor inverso durante la prueba, estuvieron en el rango de las 0.2 ppm y 0.4 ppm; para ambos productos.



**Grafica N°7. Promedio de Consumos de Rompedor Inverso aplicado durante la prueba (Producto Y)**



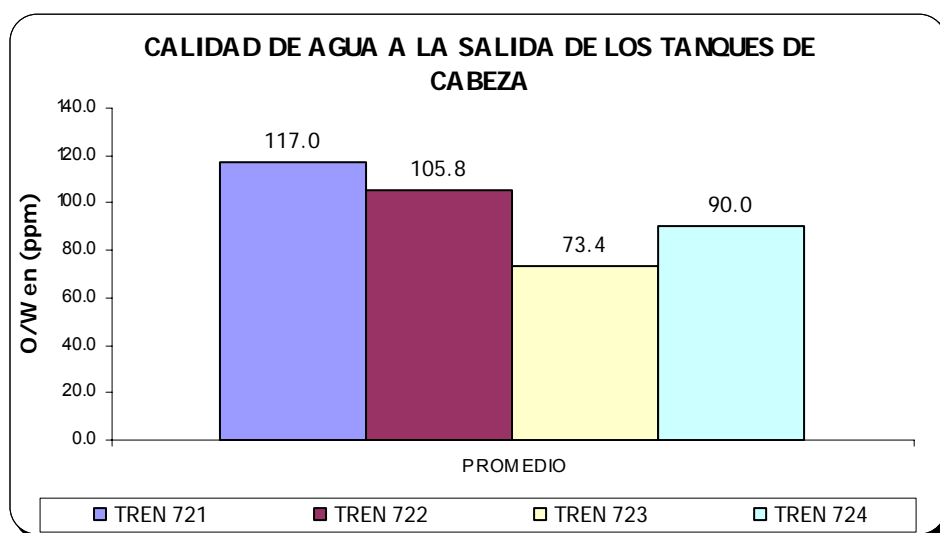
**Grafica N°8. Promedio de Consumos de Rompedor Inverso aplicado durante la prueba (Producto Z)**

La dosis optima se considera que es en los tanques pequeños (T-702 A/B/C/D) de 0.25 ppm, esto debido al colchón de agua y los tiempos de residencia de estos, además que estos tanques reciben el retorno de las Wemcos, por lo cual se debe de tener un cuidado especial en el manejo de las interfaces. En los tanques que manejan mayor colchón de agua de lavado las dosis de Rompedor Inverso son de 0.4 ppm, esto gracias a que a mayor cantidad de agua de lavado, las borras que se recuperan de las Wemcos afecta menos el tratamiento del agua.

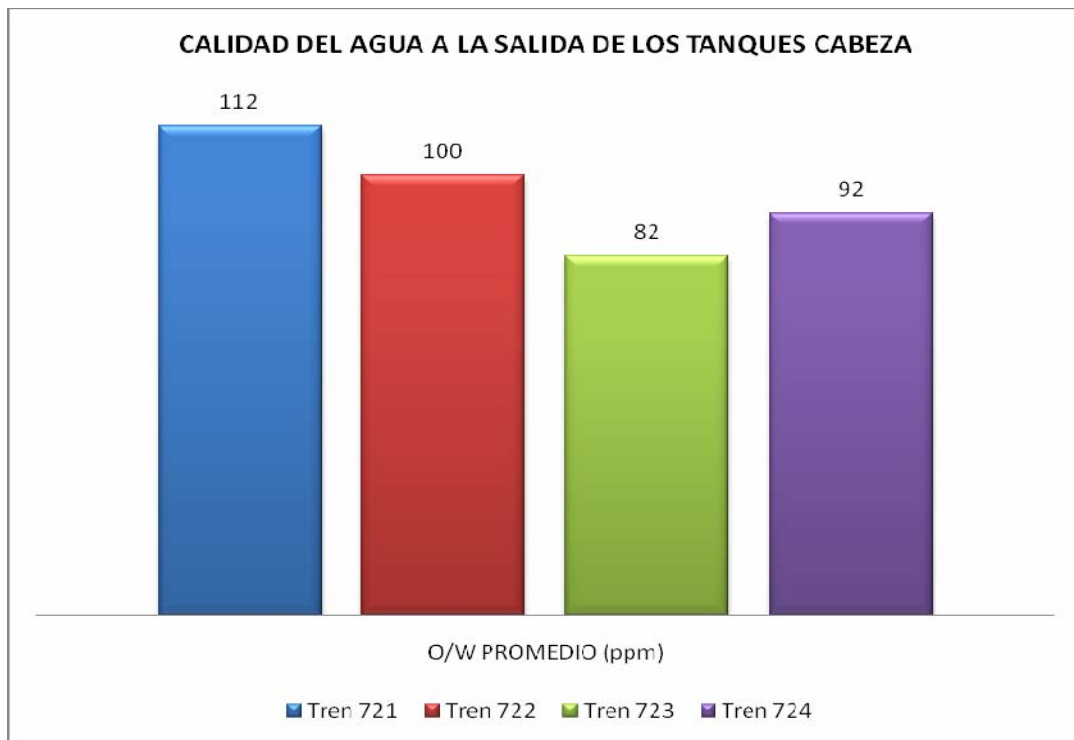
Esto nos deja evidenciar que los resultados obtenidos se encuentran dentro de los límites normales.

A la salida de cada uno de los tanques de cabeza T-721A/B, T-722A/B, T-723A/B y T-724A/B/C; se realizo un análisis de seguimiento con lo cual se pudo comprobar que ambos productos (Y y Z) manejaban un residual en el sistema, el cual continuaba separando el agua del aceite en estos tanques, y mejoraba la calidad del agua a la salida de los tanques de cabeza; el muestreo se realizo con la periodicidad que se encontraba en el protocolo de prueba y se podría considera la posibilidad de inyectar rompedor Inverso a la entrada de estos tanques, con el fin de evaluar si con los mismos tiempos de residencia se pudiese mejorar la calidad del agua, buscando con ello que las ppm de O/W a la salida de los tanques de cabeza alcanzaran valores tan bajos que se contemplara la posibilidad de apagar alguna de las Wemcos instaladas; lo que generaría un alto impacto sobre el Costo Operacional del Tratamiento ya que la Energía Ahorrada con el hecho de disminuir el número de Wemcos encendidas podría ser considerable.

En la siguientes graficas N°9 y N°10, se puede observar el promedio de la calidad de agua (ppm de O/W), obtenida durante la prueba de campo en cada uno de los trenes que alimentaban las Wemcos.



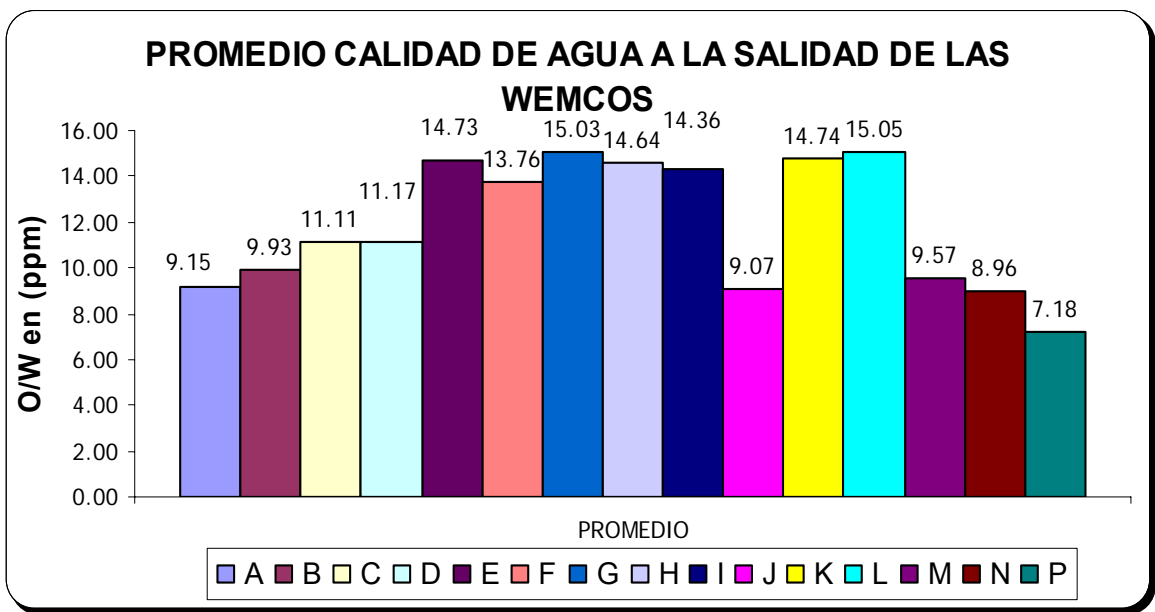
**Grafica N°9. Calidad de agua Promedio obtenida en los tanques de Cabeza (Producto Y)**



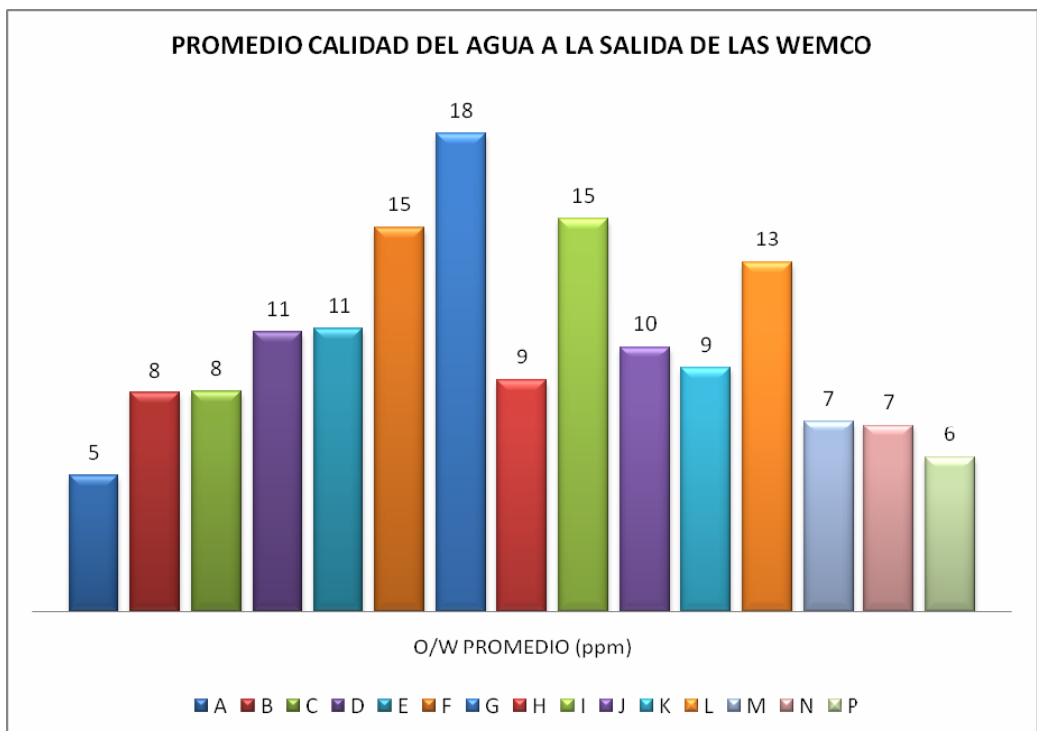
**Grafica N°10. Calidad de agua Promedio obtenida en los tanques de Cabeza (Producto Z)**

Clarificador:

Los promedios de la calidad de agua en ppm de O/W, de cada una de las Wemcos se encuentran expuestos a continuación en las grafica N°11 y N°12.



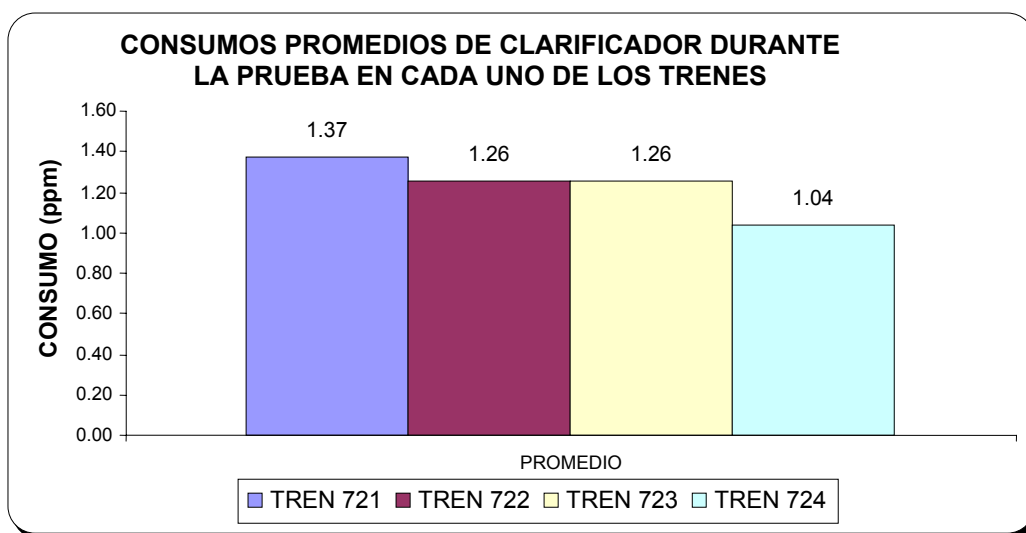
**Grafica N°11. Calidad de agua Promedio obtenida en las Wemcos (Producto Y)**



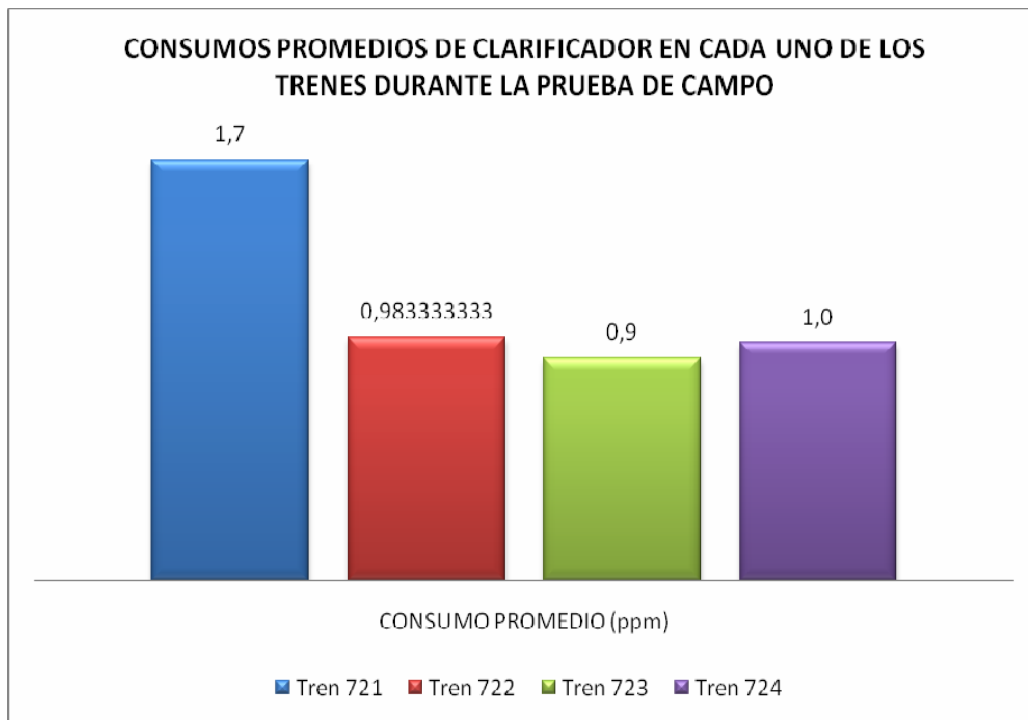
**Grafica N°12. Calidad de agua Promedio obtenida en las Wemcos (Producto Z)**

Estos datos se lograron con la dosificación de Clarificador en cada uno de los trenes que alimentan las Wemcos y las cuales se optimizaron a medida que se estabilizaba el sistema y se minimizaban algunas fallas operacionales.

Los resultados de estas dosis son importantes si se tienen en cuenta que se encuentran por debajo de las actuales y que la calidad de agua obtenida, cumple 100% con las condiciones requeridas para el vertimiento. La dosis promedio obtenidas durante las pruebas de campo se encuentran a continuación en la grafica N°13 y N°14.



**Grafica N° 13. Consumos promedios de Clarificador en cada uno de los trenes (Producto Y)**

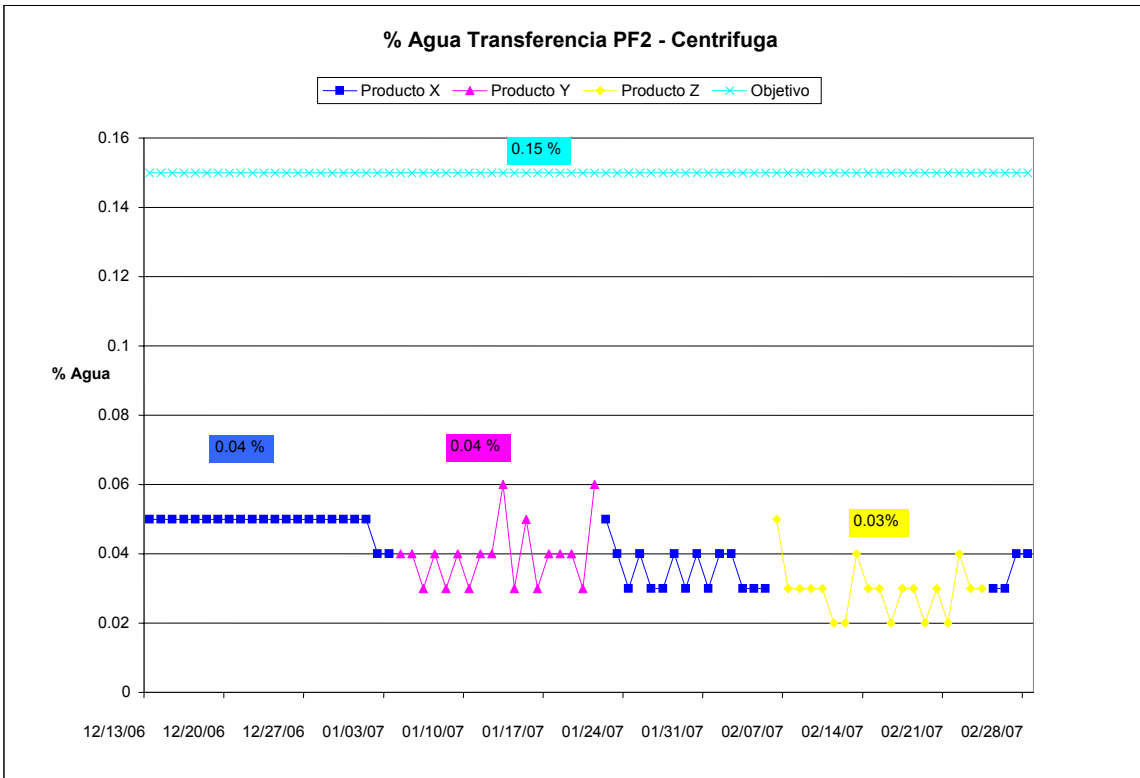


**Grafica N° 14. Consumos promedios de Clarificador en cada uno de los trenes (Producto Z)**

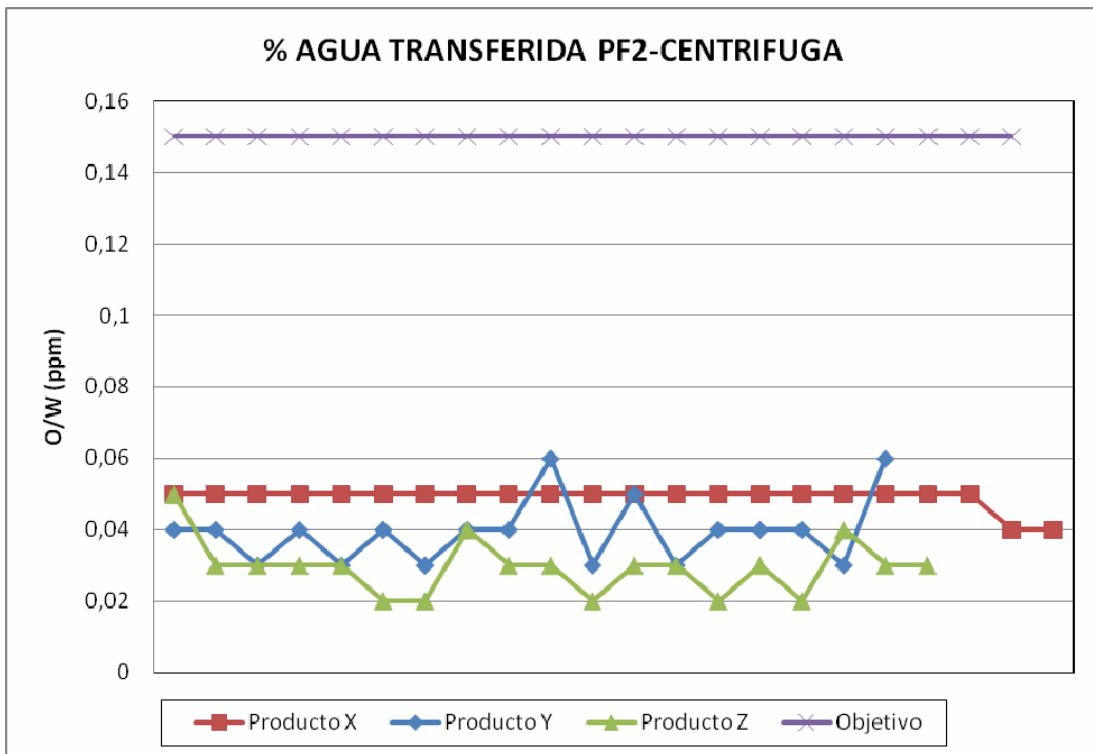
### 10.6.2 Comparación de Resultados

En las siguientes graficas se presenta el resumen de los resultados para cada uno de los productos puestos a prueba (Producto Y y Producto Z), en comparación con el tratamiento actual (Producto X) y los requerimientos de Occidental.

Los parámetros de mayor relevancia que deben considerarse en el análisis de resultados de la prueba de campo, es la cantidad de aceite en agua a la salida de las WEMCO, porcentaje de agua de transferencia a PF2 (BS&W) por prueba centrifuga y por karl fisher.



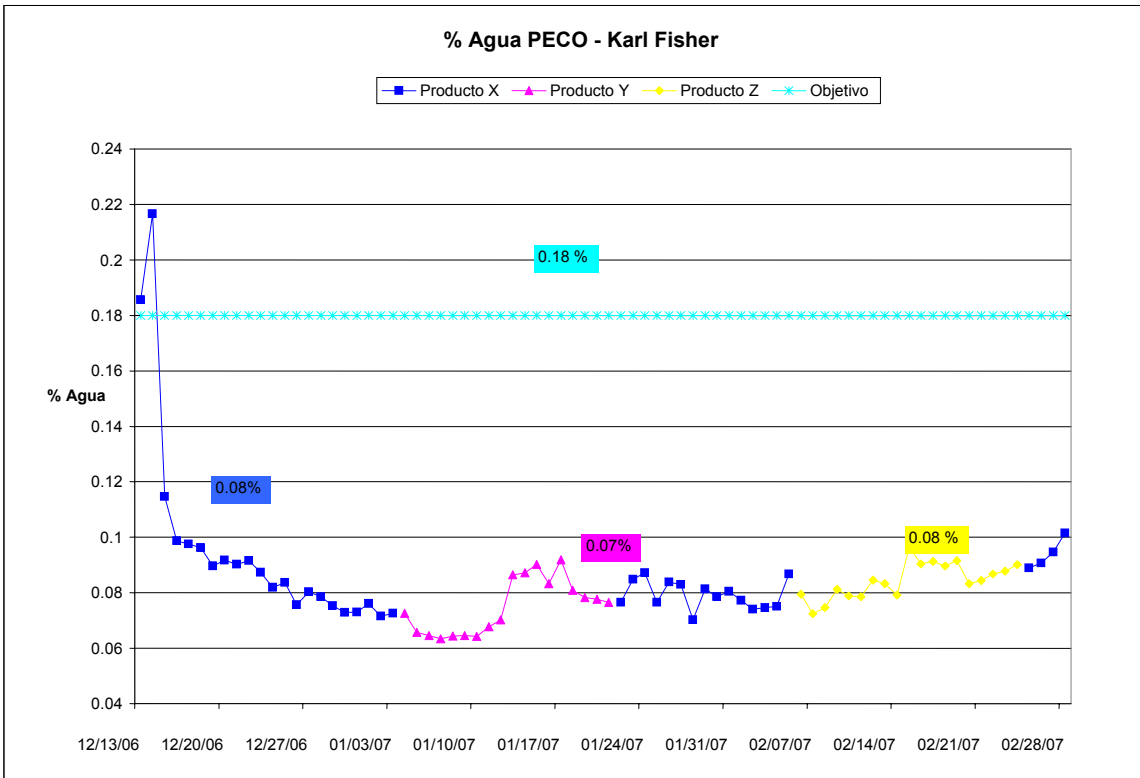
**Grafica N°15. Resultados del Porcentaje de Agua de Transferencia por el método de Centrifuga, durante la prueba de campo**



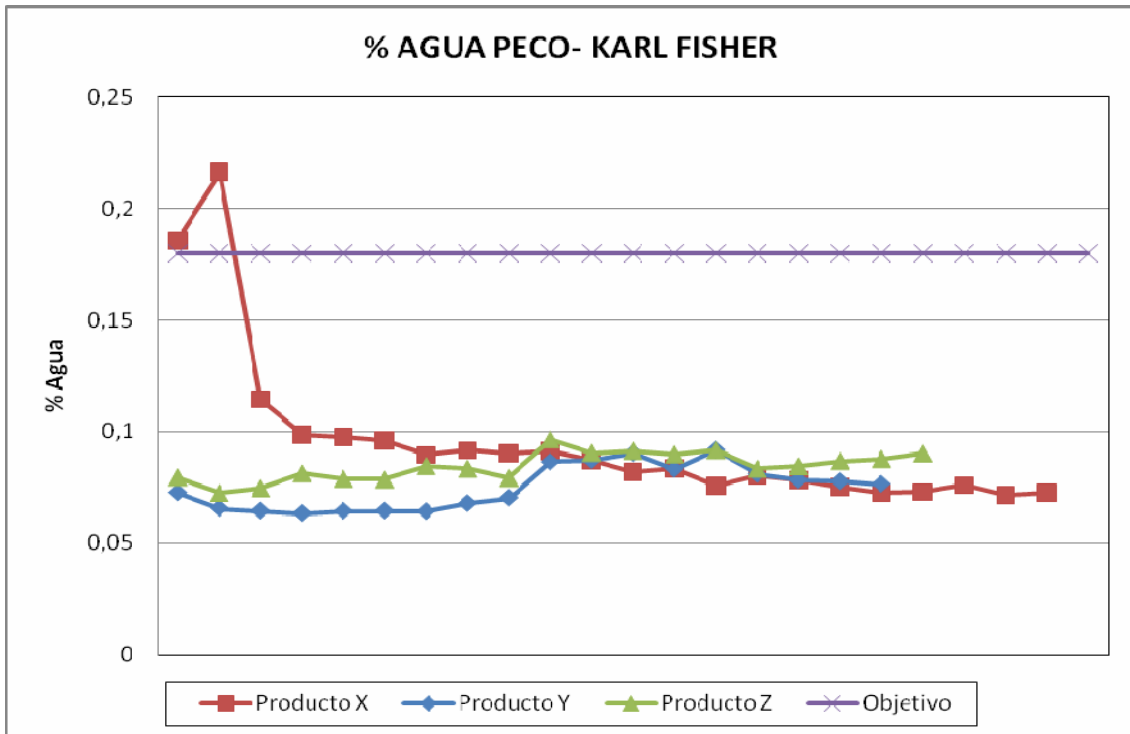
**Grafica N°16. Comparación de Resultados del Porcentaje de Agua de Transferencia por el método de Centrifuga, para cada uno de los Productos**

Los valores de BS&W reportados por la prueba de centrifuga, presentan un menor grado de valides que los de la prueba Karl fisher, esto es debido a las diferencias de exactitud entre uno y otro. Por esta razón la comparación en los resultados obtenidos por cada uno de los productos puestos a prueba debe hacerse en base al porcentaje de agua transferida según Karl fisher o PECO.

En la siguiente grafica observamos que el valor objetivo de BS&W establecido por Occidental para el método de Karl Fisher o PECO es más alto que el de la prueba centrifuga.

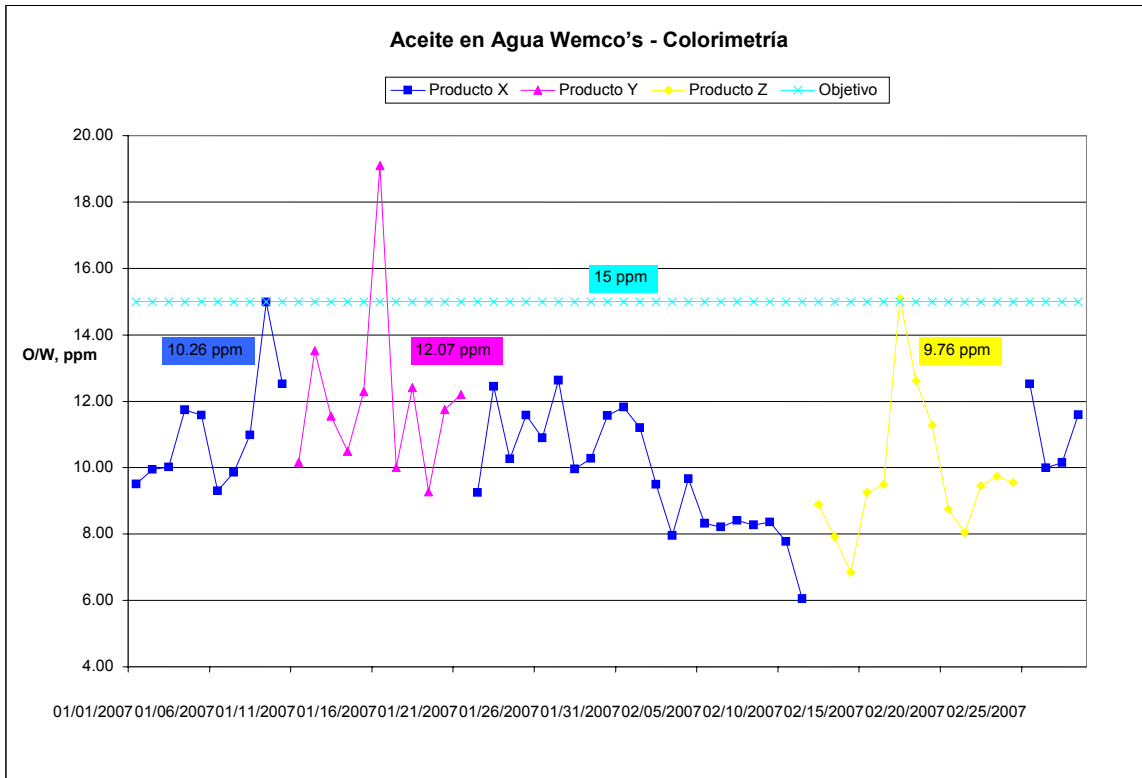


**Grafica N°17. Resultados del Porcentaje de Agua de Transferencia por el método de Karl Fisher, durante la prueba de campo**

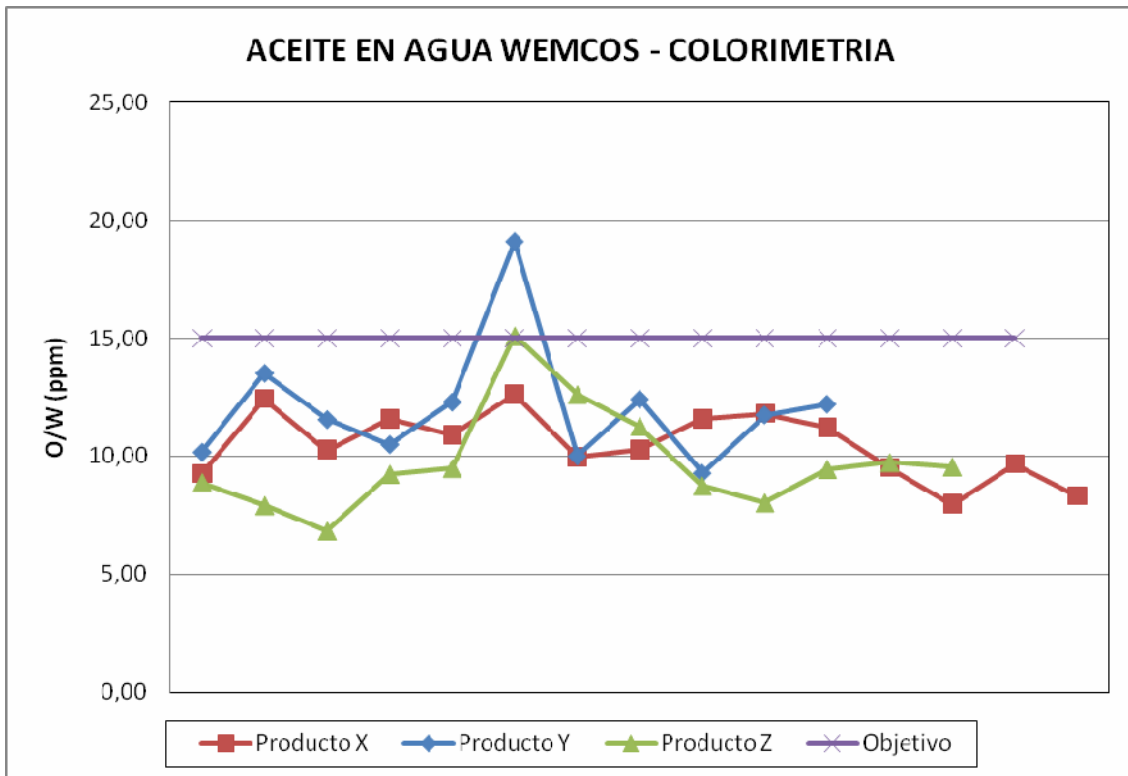


**Grafica N°18. Comparación de Resultados del Porcentaje de Agua de Transferencia por el método de Karl Fisher, para cada uno de los Productos**

A continuación se presenta el resultado del contenido de aceite en agua a la salida de las WEMCO; siendo este parámetro el de mayor importancia debido a las exigencias de vertimiento de agua a las piscinas y posteriormente a los esteros.



**Grafica N°19. Resultados del Contenido de Aceite en Agua durante la prueba de campo**



**Grafica N°20. Comparación de Resultados del Contenido de Aceite en Agua, para cada uno de los Productos**

### 10.6.3 Conclusiones

Es importante buscar la optimización de los recursos, lo cual se puede lograr mejorando la calidad de agua a la salida de los tanques de cabeza, lo que significaría optimización de energía eléctrica ya que algunas Wemcos podrían salir de servicio. La calidad de agua se mejoraría reforzando la inyección de rompedor inverso a la entrada de los tanques y adecuándolos para que se realice un buen desnate del aceite, el cual sería recuperado a los Fwko's, evitando la presencia de Borrás que es formada por la aplicación de productos que pertenezcan a la familia de los polímeros, los cuales se hinchan y generan perdidas de producción por Expansión de las interfaces.

## 11. EVALUACION

Dentro del tratamiento de fluidos en la facilidad se ha observado que el punto más representativo y de mayor importancia se encuentra en la separación crudo- agua que se lleva a cabo en los FWKO's. Es por esto que la evaluación se centrara en este sistema; considerando las actuales condiciones de operación de la facilidad.

El principal problema que se presenta en PF2 es el aumento progresivo de la cantidad de fluido proveniente de pozos que ingresa a la facilidad; es fácil evidenciar restricciones en la capacidad de recibo de fluidos. Los diseños iniciales se realizaron con base a ciertas condiciones de operación y características de fluidos.

Si a este hecho le adicionamos, que dentro de las actividades del estudio de la calidad del proceso de tratamiento de fluidos en la facilidad, se hace indispensable controles periódicos que involucran seguimiento, mantenimiento y control de cada uno de los sistemas involucrados. Esto genera modificar, reacondicionar y redireccionar ciertas unidades del proceso, para tratar de conservar y cumplir con los estándares previamente establecidos, en la calidad de entrega y disposición de fluidos.

Dentro del cumplimiento del control de la calidad del tratamiento de fluidos, en la facilidad PF2, se encuentra el mantenimiento a FWKOS; esto en muchas oportunidades se puede prolongar, pero siempre se busca que la operación de la facilidad no se vea afectada. Obligando a que todo el fluido se reparta a los FWKOS restantes, lo que ha originando problemas de alta presión en las líneas de entrada a la facilidad, por sobre carga de fluido en otros FWKOS.

## **11.1 OBJETIVO**

El propósito de este estudio es evaluar la capacidad máxima de tratamiento de los FWKOs con las diferentes condiciones operativas del proceso como lo son: mantenimiento de equipos, eventuales caídas del campo, entre otras; para ver hasta que flujo es posible llevar el equipo cuando se tiene en mantenimiento otro FWKO y cuál sería el efecto de operar a un flujo mayor de 2200000 BFPD, teniendo en cuenta los parámetros de contenido máximo de aceite en agua a la salida de la facilidad y los cambios que se pueden presentar en la separación de gas en las botas, debido a la mayor cantidad de gas separado en las botas.

## **11.2 CONDICIONES ACTUALES**

Como se menciono anteriormente, los FWKOs son esencialmente separadores horizontales que funcionan por separación de partículas debido a la diferencia de densidades entre el agua y el crudo (ley de Stokes).

Los cálculos iniciales de diseño determinaron una capacidad dada teniendo en cuenta unos parámetros supuestos de características del crudo y geométricos de longitud del canal, ancho y profundidad. Los resultados del proceso han comprobado que el diseño inicial es el adecuado para los flujos manejados y que los FWKOs cumplen satisfactoriamente el propósito del diseño.

Las características del fluido manejado en la actualidad, a mayor temperatura y mayores cortes de aguas, hace presumir que con el uso de químicos coalescentes se podrá manejar el FWKO a mayores capacidades, sin tener una caída significativa en el contenido de aceite en agua del proceso.

Los parámetros operativos actuales determinan el punto de partida para encontrar los valores operativos esperados teniendo en cuenta que los valores geométricos de los FWKOs, los tanques de cabeza y los WEMCOS son parámetros constantes (no cambian si se cambia el flujo) y los valores de densidad, viscosidad del crudo y el agua, también son constantes para

cualquier flujo (sin importar que los parámetros de los fluidos difieran de los valores de diseño).

Los tiempos de retención del crudo y el caudal de agua varían directamente con el flujo y con la profundidad de la interface con que se opere en un momento determinado. Debido a que el nivel de interface se puede mantener constante por manipulación de la pierna de agua se supone que el nivel de la interface es un parámetro operativo constante.

### **11.3 FACTORES A EVALUAR**

La capacidad del FWKO está determinada por varios parámetros que se relacionan con el proceso aguas abajo y aguas arriba de este, más que con la misma capacidad de tratamiento del equipo mismo.

Los parámetros más influyentes en la determinación de la capacidad son:

1. La capacidad de las líneas de entrada al FWKO: como el equipo trabaja en paralelo con otros FWKOs su capacidad de entrada de fluido depende de la presión de entrada a la facilidad y esta a su vez regula la capacidad de producción del campo. En términos matemáticos la presión de entrada varía directamente con el cuadrado del flujo, por lo tanto un aumento de un 10% en el flujo causará un aumento de un 21% en la presión a la entrada de la válvula de control.
2. La capacidad de la bota de gas: Al aumentar el flujo de fluido al FWKO aumenta la cantidad de gas libre que se separa en la bota y se aumenta la velocidad del gas en el cuerpo de la bota de gas, esto hace que las partículas más pequeñas de agua, que tengan una velocidad de asentamiento menor que la velocidad del gas, sean arrastradas en la corriente de gas. Se consideran límites normales operativos cuando este arrastre ocurre en partículas menores de 140 micrones. La efectividad de la bota en la separación de gases disueltos en el líquido contenido en la bota, disminuye por la disminución del tiempo de residencia del líquido en la bota.

3. La capacidad de manejo de las líneas de salida del agua de producción del FWKO para ver hasta qué punto la línea puede manejar un aumento en el flujo. El resultado de esta restricción puede originar un aumento de la cantidad de agua contenida en crudo, afectando a si los resultados de BS&W.
4. La capacidad de manejo de las líneas de crudo a la salida del FWKO: No presentan limitación en cuanto al manejo del volumen de crudo, dado el alto corte de agua existente las velocidades en estas líneas son bastante bajas.
5. El contenido de aceite en agua a la salida de la facilidad: La calidad de agua que se puede producir limita la capacidad de manejo de flujo del FWKO, ya que a mayor flujo en el FWKO, menor será el tiempo de retención de la fase de agua y mayor el contenido de aceite en agua. El límite permisible de manejo de aceite en agua depende del comportamiento de todos los sistemas aguas abajo para lograr los parámetros de calidad requerida en los puntos de toma de muestras.

#### **11.4 BASES DE LA EVALUACION**

Para poder estimar una capacidad real que no dependa de una diversidad de parámetros que pueden modificarse en cualquier momento modificando los cálculos aquí evaluados, se mantendrán fijos algunos parámetros y no se tendrán en cuenta algunas restricciones existentes que pueden ser eliminados en el futuro si se desea.

Las bases son las siguientes:

- La temperatura del crudo se mantiene constante en 200 °F y no cambiará significativamente en el futuro.
- El GOR es constante y tiene un valor máximo de 5 para PF2.
- Las características del gas no cambian y su peso específico con relación al aire es de 1.8
- El mínimo corte de agua considerado es de 97% y en el futuro este valor tendera a aumentar.

- Las características del crudo permanecerán y se estima que su densidad corresponde a un API 29.4
- Los químicos adicionados al proceso se van a mantener en las mismas proporciones. Por lo tanto la tensión superficial del aceite y sus características surfactantes son parámetros constantes.
- Las restricciones que se tienen aguas abajo de los tanques de cabeza no se tienen en cuenta en la capacidad de los FWKOs, pues en cualquier momento se pueden adquirir nuevas WEMCOs y bombas para aumentar la capacidad de tratamiento.

## **11.5 RESULTADOS DE LA EVALUACION**

Efectuados los cálculos correspondientes a cada uno de los parámetros que se consideraron en la evaluación, (factores a evaluar), ver anexos. Se llegó a las siguientes conclusiones:

- El diámetro de la línea de entrada (12") es un limitante grande para la capacidad del FWKO. La velocidad de entrada siendo bastante alta para el caudal normal que se maneja (150000 BPD), llega a su límite permisible por erosión (25 ft/seg); a flujos muy por encima de este (300000 BPD) se llegan a registrar presiones de entrada de 96 psi con válvulas completamente abiertas. Esto hace predecir que si se considera un eventual control de flujo a la entrada donde la válvula asuma una posición intermedia se podrán registrar presiones hasta de los 120 psi a la entrada de la facilidad. Los cálculos detallados se encuentra en el Anexo 1.
- Las botas de gas tienen suficiente capacidad cada una para manejar 8.9 MMSCFD de gas húmedo no dejando pasar partículas de líquido a la tea de más de 100 micras de diámetro y hasta 15.1 MMSCFD de gas húmedo si se consideran partículas hasta un máximo de 140 micras de

diámetro. El gas húmedo (70% de vapor de agua) que se espera tener con 150000 BFPD (flujo tratado normalmente en el FWKO) es de 1.2 MMSCFD por lo tanto se podría pasar hasta 7 veces más de esa cantidad sin problemas de arrastre de líquido. Ahora bien, si consideramos un tiempo mínimo de residencia del líquido en la bota de 3 minutos (tiempo estándar para diseño de separadores verticales) se llega a la conclusión que la capacidad de la bota sería de 305000 BFPD. Los cálculos detallados se encuentran en el Anexo 2. El diseño inicial consideró un tiempo de residencia del líquido de 5 minutos.

- El FWKO (fwkos pequeños) fue diseñado para producir crudo de bajo contenido de agua, por lo tanto los baffles se diseñaron para separar las partículas de agua del aceite y es por eso que los baffles separadores se encuentran en la parte superior del FWKO y no existen baffles en la parte inferior. Dadas las condiciones actuales de operación con altos cortes de agua que nunca fueron considerados en el diseño inicial, el tiempo de retención de la interface de crudo en el tanque es tres veces mayor que la interface de agua ( al aumentar el tiempo de retención del agua, la cantidad de aceite en agua disminuye ) , esto se debe a que se asumió un valor de interface de 34 ft, muy por encima del que se considero en el diseño inicial (28 ft), donde el tiempo de retención del crudo era cinco veces el de agua. El tiempo de retención para un flujo de 350000 BFPD es de 8.2 horas para el crudo y 2.5 horas para el agua. El diseño inicial considero tiempos de residencia para el agua entre 15.1 y 8.5 horas debido a que los cortes de agua que se consideraron en el momento fueron mucho menores de los que se tienen en la actualidad. Lo que nos muestra que es posible trabajar los FWKO a 200000 BFPD con este valor de interface, como se ha trabajado en otras oportunidades en que un FWKO estaba en mantenimiento.

Los FWKOS grandes tienen un recorrido interno en forma de espiral, el tiempo de residencia de cada fluido depende de la longitud del laberinto

multiplicado por un factor de corto circuito y por el espesor de la placa. Los cálculos iniciales consideraron tiempos de retención de 3 horas para el agua y 9 horas para el crudo, con una interface de 25 ft. Para las condiciones actuales del proceso y a un nivel de interface 28 ft, muestran tiempos de residencia de 3.9 horas para el agua y 5.4 para el aceite.

- Dadas las condiciones actuales operativas de temperatura, corte de agua y contenido de aceite en agua en la descarga de los FWKOS se evaluó su capacidad de tratamiento. Encontrando que los equipos pequeños son capaces de separar 350000 BFPD con diámetros de partículas inferiores a los 134 micrones (diámetro crítico para las condiciones del proceso sin aditivos químicos) sin que los contenidos de aceite en agua aumenten a más de un 50% de los actualmente registrados con flujos de 200000 BPD. Para el caso de los FWKO grandes, se encontró que es posible llevar el equipo hasta 740000 BFPD, con las mismas condiciones registradas en los pequeños y sin que el contenido de aceite en agua aumente demasiado en comparación con los 500000 BFPD que se tratan actualmente. Esto permite afirmar que se podría aumentar la capacidad de tratamiento de agua de la facilidad eliminando restricciones existentes aguas arriba y aguas debajo de los FWKO sin cambiar nada en ellos.
- Dado el diferencial de nivel entre el rebose de agua del FWKO y los tanques de cabeza es alto, no existen restricciones en la capacidad de las líneas de evacuación de agua y es posible transferir hasta 380000 BWPD simultáneamente de cada FWKO a los tanques de cabeza de agua.
- Existen restricciones aguas abajo de los tanques de cabeza de agua para manejar más de 320000 BWPD en las bombas de transferencia

P724, las unidades WEMCO y sus bombas de transferencia P709, la línea de descarga de las WEMCO a la piscina de recibo, las bombas P706 y el sistema de enfriamiento de la piscina. Para aumentar la capacidad de la facilidad habría que invertir dinero en la modificación de estos equipos.

- Existen restricciones de manejo de condensado si el flujo de gas aumenta como consecuencia de un mayor volumen de crudo tratado en los FWKOS. Si se desea subir la capacidad al doble de la actual sería necesario invertir en bombas y en un enfriador adicional de gas, así como la modificación del sistema de recuperación de condensado, para poder mantener la temperatura en 100 °F, y recuperar el volumen de condensado generado.

## **11.6 RECOMENDACIONES**

Los resultados del análisis arrojan excelentes posibilidades de utilización de los FWKOs hacia el futuro y vale la pena pensar en las siguientes posibilidades:

1. Modificar las líneas de entrada de los FWKOS, uniéndolas al final para poder utilizar dos líneas con un solo FWKO. Esto traería las siguientes ventajas al sistema:
  - a. Se podría trabajar hasta un máximo de 2.600.000 BFPD a la entrada de la estación, cuando un FWKO está en mantenimiento.
  - b. Se podría destinar un FWKO a tanque de almacenamiento en caso de requerirse para evitar parada de campo.
2. Considerar subir la interface de crudo para trabajar por encima de 32 pies (fwkos pequeños) y por encima de 25 pies (fwkos grandes). Esto mejoraría un poco el tiempo de residencia del agua, obteniendo un menor contenido de aceite en agua en la salida y permitiría un mayor volumen de almacenamiento durante las paradas por atentados.

Requeriría modificar los tubos móviles de la pierna de agua. Se debe tener en cuenta como medida preventiva que el valor máximo hasta el cual se podría subir la interface en el sistema operativo IFIX, es de 34.5 pies (fwkos pequeños) y de 28.3 pies (fwkos grandes), teniendo en cuenta los requerimientos del contenido de aceite en agua a la salida de los FWKO's así como también las medidas preventivas en caso de presentarse un evento de incendio.

## BIBLIOGRAFIA

- ARNOLD, ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations: Design of Handling System and Facilities. 2 edición. Vol 3. (1998).
- FRANCEIS, S. Manning. Oil Field Processing: Crude Oil. Vol 2. (1989).
- THEW,M.T. ENVIREX: Rex Dissolved Air Flotation Separators: Process Description
- BECERRA, Fernando. LATORRE, Leonardo. PAEZ, Ruth. PEREZ, Jhon. Seminario Facilidades de Producción en Campos Petroleros. (Febrero 2004).
- RICHARDSON. Society of Petroleum Engineers: SPE Reprint Series: No. 25 Production Facilities. (1998).
- KOKAL, Sunil. SPE paper 77497. Crude oil emulsions: A state of art review, Saudi Aranco. (2002)
- Occidental de Colombia, Inc. Manual de Operaciones PF2. (2004).
- Occidental de Colombia, Inc. Manual Software PIPE FLOW (2006).
- Occidental de Colombia, Inc. Base de Datos.

## ANEXO 1

### PRESION A LA ENTRADA DE LOS FWKOS

$$\Delta P = 0.000216 * f * L * \rho * \frac{Q^2}{d^5} + Hest * \rho * g$$

Donde:

$\Delta P$  :diferencial de presión de entrada al WEMCO (psi)

$f$  : factor de fricción (adimensional)

$L$  :longitud del tubo (ft)

$\rho$  :densidad (lb/ft<sup>3</sup>)

$d$  : diámetro interno del tubo (in)

$$Hest = 38 \text{ ft}$$

$$d = 12 \text{ in}$$

$$Q = 150000 \text{ BFPD}$$

$$Lw = 320 \text{ m} + 21 * 10 \text{ ft} \quad Lw = 384.008 \text{ m}$$

$$A = \pi * \frac{d^2}{4} \quad A = 0.785 \text{ ft}^2$$

$$V = \frac{Q}{A} \quad V = 12.411 \text{ ft/sec}$$

$$\varepsilon = 0.00015 \text{ ft}$$

$$\rho_w = 0.9577 \text{ gr/cm}^3 \quad \mu = 0.3496 \text{ cp}$$

$$Re = \frac{\rho_w * V * d}{\mu} \quad Re = 3.159 \times 10^7$$

Se supone  $f = 0.01298$

Factor de Fricción

$$G(f) = \frac{1}{f^{1/2}} + 2 * \log\left(\frac{\varepsilon}{3.7 * d} + \frac{2.51}{Re * f^{1/2}}\right) \quad G(f) = 7.931 \times 10^{-3}$$

$$f = \text{funcion}(G(f), f) \quad f = 0.013003$$

$$\Delta P = f * L_w * \rho_w * \frac{Q^2}{d^5} + Hest * \rho_w * g$$

$$\Delta P = 35.864 \text{ psi}$$

$$i = 1 \dots 19$$

$$V_i = \frac{Q_i}{A}$$

$$\Delta P_i = f * L_w * \rho_w * \frac{Q_i^2}{d^5} + Hest * \rho_w * g$$

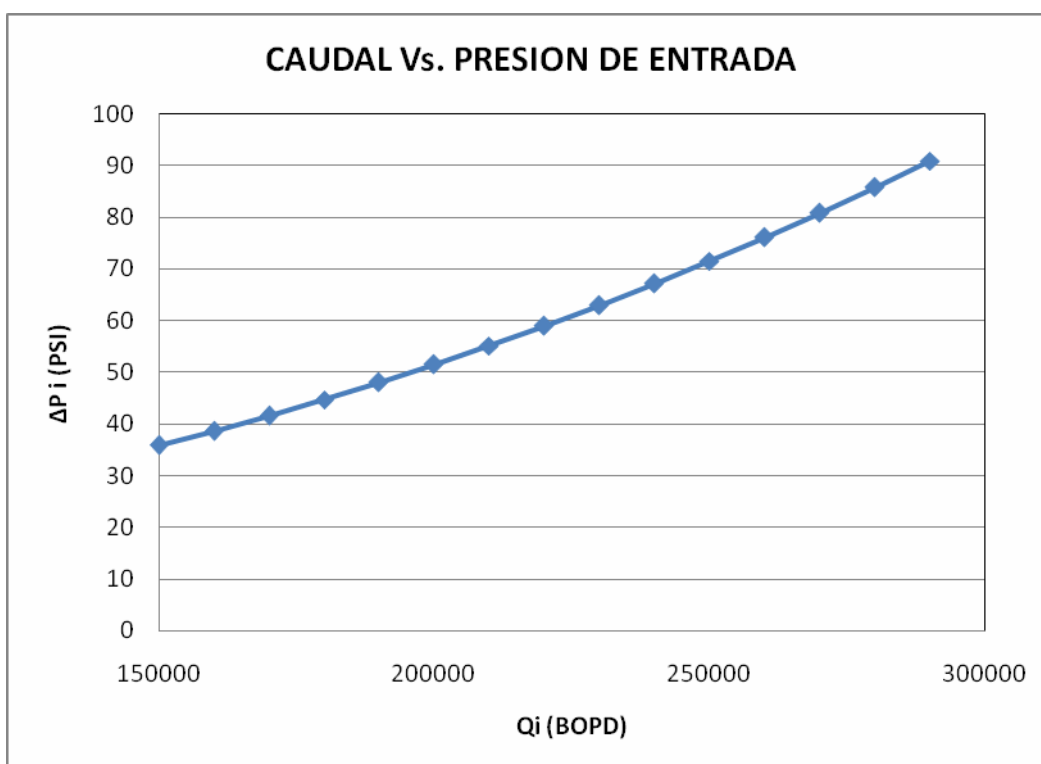
Donde:

$$Q_i = 150000 \text{ BPD} + (i - 1) 10000 \text{ BPD}$$

$$\rho_w = 0.9577 \text{ gr/cm}^3$$

$$\mu = 0.3496 \text{ cp}$$

i	Qi(BOPD)	Vi(ft/seg)	$\Delta P_i$ (PSI)
1	150000	12,4156089	35,859
2	160000	13,2433161	38,626
3	170000	14,0710234	41,571
4	180000	14,8987306	44,695
5	190000	15,7264379	47,997
6	200000	16,5541452	51,478
7	210000	17,3818524	55,137
8	220000	18,2095597	58,975
9	230000	19,0372669	62,991
10	240000	19,8649742	67,186
11	250000	20,6926814	71,56
12	260000	21,5203887	76,111
13	270000	22,348096	80,842
14	280000	23,1758032	85,751
15	290000	24,0035105	90,838



## ANEXO 2

### CALCULO DE LA BOTA DE GAS

Características del gas

$$SG=0.9831$$

$$T=195 \text{ R} + 460 \text{ R} \quad T=655 \text{ R} \quad T_b=520 \text{ R}$$

$$P=3 \text{ psi} + 14.5 \text{ psi} \quad P=17.5 \text{ psi} \quad Z=0.996$$

Diámetro de partícula

$$d_m = 100 \text{ micrones}$$

$$\rho_g = \left( \frac{SG * P * T_b * 29 \text{ lb}}{P_b * T * Z * 379 \text{ SCF}} \right) \quad \rho_g = 0.071345 \text{ lb/ft}^3$$

$$\mu = 0.0119 \text{ cp}$$

$$\rho_l = 60.353 \text{ lb/ft}^3$$

$$CD = 9.098$$

$$K1 = \left[ \frac{CD}{\left( \frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right)} \right]^{1/2} \quad K1 = 0.104$$

$$V_t = 0.119 \left( \frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} * \frac{d_m}{CD} \right)^{1/2} \quad V_t = 1.147 \text{ ft/seg}$$

Numero de Reynolds

$$Re = \frac{\rho_g * V_t * d_m}{\mu} \quad Re = 3.369$$

$$CD = \left( \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{1/2}} + 0.34 \right) \quad CD = 9.098$$

Capacidad de la Bota de Gas

$$Q_g = \left[ \frac{d^2}{5040 * T * Z} \left( \frac{P}{\sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} * \frac{CD}{dm}}} \right) \right] \quad Q_g = 8.86 \text{ MMSCFD}$$

Diámetro de la Bota de Gas

$$d = \left[ \frac{5040 * Q_g * T * Z}{P} * \left( \frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right)^{1/2} \right]^{1/2} \quad d = 131.463732 \text{ in}$$

## ANEXO 3

### CAPACIDAD DE LOS FWKOS A TEMPERATURA DE OPERACIÓN

#### 1. Calculo de Propiedades a Temperatura de Operación

$$T = 200^{\circ}\text{F} \quad F = R \text{ (constante de los gases)}$$

##### Gravedad Especifica del Crudo

$$SG_o = -\left(5,56425 \times 10^{-10} \frac{T^3}{F^3}\right) + \left(1,94691 \times 10^{-7} \frac{T^2}{F^2}\right) - \left(0,000391931 \frac{T}{F}\right) + 0,90213737$$

$$SG_o = 0.8271$$

##### Gravedad Especifica del Agua

$$SG_w = \left(4,10972 \times 10^{-12} \frac{T^3}{F^3}\right) - \left(1,03363 \times 10^{-6} \frac{T^2}{F^2}\right) + \left(2,61097 \times 10^{-5} \frac{T}{F}\right) + 1,001427187$$

$$SG_w = 0.9653$$

##### Densidad del agua y del crudo

$$\rho_w = SG_w * 62.4 \quad \rho_o = SG_o * 62.4$$

$$\rho_w = 60.237 \text{ lb/ft}^3 \quad \rho_o = 51.61 \text{ lb/ft}^3$$

##### Viscosidad del agua y el crudo

$$\mu_w = 0.3145 \text{ cp} \quad \mu_o = 2.428 \text{ cp}$$

#### 2. Diámetro Crítico para aplicar la Ley de Stokes

$$K_{crit} = 3.3$$

$$Dp_{crit}^2 = K_{crit} \left( \frac{\mu_w^2}{g * \rho_w * (\rho_w - \rho_o)} \right)^{1/3} \quad Dp_{crit} = 134.87 \text{ micrones}$$

#### 3. Diámetro de Partícula de Diseño

Para garantizar 100 ppm a la salida del FWKO el diámetro de partícula requerido es  $0.03 * Dp$ , para una viscosidad de 100 SSU (segundos saybolt

universal), cuando la viscosidad es menor el diámetro se corrige de la siguiente forma:

$$Dp_{ds} = (0,03)^\alpha * Dp_{crit} \quad \alpha = \frac{(SSU_{ds} * SG_{ds})}{(100 * SG_x)}$$

- Viscosidad Saybolt Universal a Temperatura de diseño

$$SSU_{ds} = 18.77$$

- Gravedad específica del crudo a la temperatura de diseño

$$SG_{ds} = SG_o = 0.827$$

- Gravedad específica del crudo cuando la viscosidad es de 100 SSU (70°F)

$$SG_x = 0.8755$$

- Diámetro de Partícula de Diseño corregido

$$Dp_{ds} = 65,74 \text{ micrones}$$

#### 4. Calculo de la velocidad de asentamiento

$$Vt = \frac{1.8 * 10^{-6} * (SG_w - SG_o) * Dp_{crit}^2}{\mu_w} \quad Vt = 0.205 \text{ ft/min}$$

#### 5. Calculo del número de Reynolds, para verificar Ley de Stockes

Ley de Stockes:  $0.0001 < Re < 2.0$

$$Re = \frac{Dp_{crit} * \rho_w * Vt}{\mu_w} \quad Re = 0.285$$

#### **FWKOS Pequeños: 702 A/B/C/D**

Capacidad Nominal de Almacenamiento: 56000 bbls

Altura nominal (H): 38 ft

Diámetro del FWKO: 100 ft

Capacidad de tratamiento (diseño inicial): 150000 BFPD

Espacio entre baffles (W):  $100/6 = 16.667$  ft

6. Determinar flujo para obtener 100 ppm de aceite en agua a la salida del FWKO

$$A = H_w * W \quad H_w (\text{supuesto}) = 34 \text{ ft} \quad A = 566.7 \text{ ft}^2$$

$$D = \left( \frac{4 * A}{\pi} \right)^{1/2} \quad D = 26.86 \text{ ft}$$

$$L_w = 366 \text{ ft} \quad F = 0.5 \text{ (factor de corrección)}$$

$$Q_w = \left( \frac{1}{438} * \frac{(SG_w - SG_o) * dm^2 * D * L_w}{F * \mu_w} \right) \quad Q_w = 21312.667 \text{ BWPD}$$

7. Determinar un diámetro partícula para un caudal máximo

$$Q_{total} = 20000 \text{ BFPD}$$

$$BS \ \& \ W = 97\%$$

$$Q_w = 194000 \text{ BWPD}$$

$$dm = \sqrt{\frac{438 * Q_w * F * \mu_w}{D * (SG_w - SG_o) * L_w}} \quad dm = 99.169 \text{ micrones}$$

8. Determinar contenido final de aceite en agua

Como se sabe el diámetro de partícula es proporcional al contenido final de aceite en agua, por lo tanto se tienen:

$$O/W_i = 100 \text{ ppm} \quad d_{mi} = 65.74 \text{ micrones} \quad d_{mf} = 99.169 \text{ micrones}$$

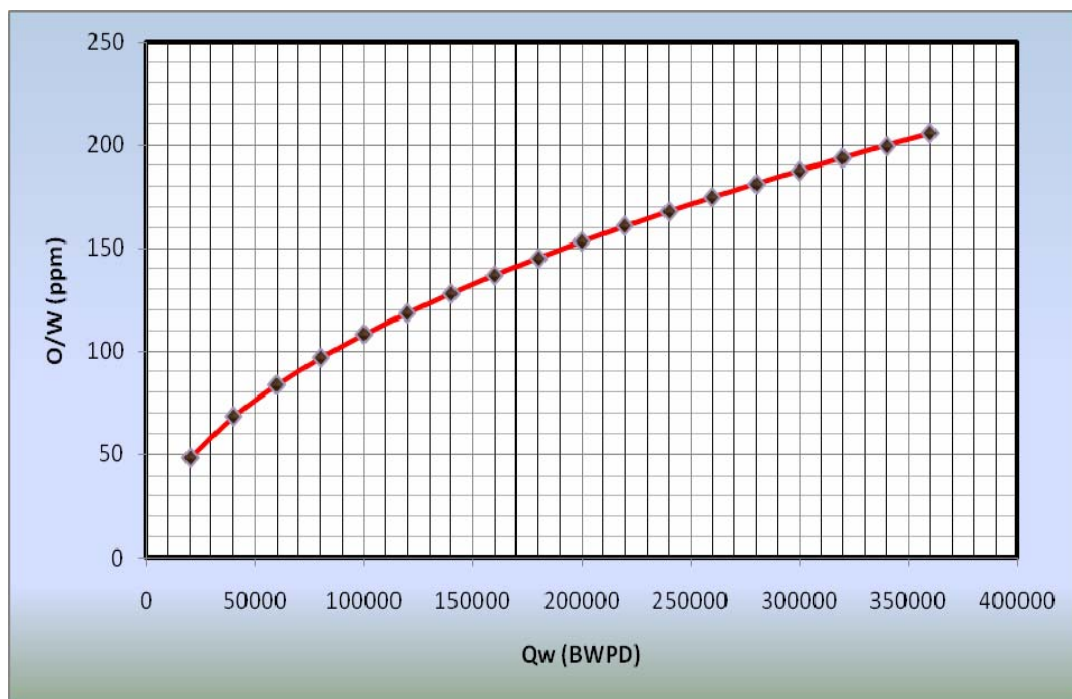
$$O/W_f = O/W_i * \frac{dm}{d_{mi}} \quad O/W_f = 150.85 \text{ ppm}$$

9. Determinar tendencia del contenido de aceite en agua con el caudal total

$$Q_{wj} = 20000 \text{ BWPD} + (j - 1) 20000 \text{ BWPD} \quad dm_j = \sqrt{\frac{438 * Q_{wj} * F * \mu_w}{D * (SG_w - SG_o) * L_w}}$$

$$O/W_f = O/W_i * \frac{dm}{d_{mi}}$$

j	Qw (BWPD)	dmj (micrones)	O/Wj (ppm)	Qtotal (BFPD)
1	20000	31,8415077	48,435758	20618,5567
2	40000	45,03069204	68,49850586	41237,1134
3	60000	55,15110913	83,89319375	61855,6701
4	80000	63,68301541	96,87151599	82474,2268
5	100000	71,19977573	108,3056474	103092,7835
6	120000	77,99544651	118,6428924	123711,3402
7	140000	84,24471075	128,1489702	144329,8969
8	160000	90,06138408	136,9970117	164948,4536
9	180000	95,52452311	145,307274	185567,0103
10	200000	100,6916885	153,1673155	206185,567
11	220000	105,6063338	160,6432357	226804,1237
12	240000	110,3022183	167,7863875	247422,6804
13	260000	114,8061887	174,637609	268041,2371
14	280000	119,1400125	181,2300117	288659,7938
15	300000	123,3216291	187,5908841	309278,3505
16	320000	127,3660308	193,743032	329896,9072
17	340000	131,2858995	199,7057463	350515,4639
18	360000	135,0920761	205,4955176	371134,0206



10. Calcular tiempos de retención para 206185.57 BFPD

$$H(\text{referencia}) = 38 \text{ ft} \quad H_w = 34 \text{ ft} \quad H_o = 4 \text{ ft} \quad L_w = 366 \text{ ft}$$

$$SG_w = 0.9653 \quad SG_o = 0.8271$$

$$dm = 100.69 \text{ micrones}$$

$$O/W = 153.167 \text{ ppm}$$

$$Q_{total} = 206185.57 \text{ BFPD} = 803.81467 \text{ ft}^3/\text{min}$$

$$Q_w = 200000 \text{ BFPD} = 779.70023 \text{ ft}^3/\text{min}$$

$$Q_o = 6185.567 \text{ BOPD} = 24.114 \text{ ft}^3/\text{min}$$

Fase Crudo

$$A_o = H_o * W \quad V_o = \frac{Q_o}{A_o * SG_o} \quad Tr_o = \frac{L_w}{V_o}$$

$$A_o = 66.67 \text{ ft}^2 \quad V_o = 0.44 \text{ ft}/\text{min} \quad Tr_o = 14 \text{ horas}$$

Fase Agua

$$A_w = H_w * W \quad V_w = \frac{Q_w}{A_w * SG_w} \quad Tr_w = \frac{L_w}{V_w}$$

$$A_w = 566.67 \text{ ft}^2 \quad V_w = 1.43 \text{ ft}/\text{min} \quad Tr_w = 4.3 \text{ horas}$$

**FWKOS Grandes: 702 E/F y 703 B/C**

Capacidad Nominal de Almacenamiento: 100000 bbls

Altura nominal (H): 32 ft

Diámetro del FWKO: 150 ft

Capacidad de tratamiento (diseño inicial): 400000 BFPD

Espacio entre bafles (W):  $150/6 = 25 \text{ ft}$

11. Determinar flujo para obtener 100 ppm de aceite en agua a la salida del FWKO

$$A = H_w * W \quad H_w (\text{supuesto}) = 28 \text{ ft} \quad A = 700 \text{ ft}^2$$

$$D = \left( \frac{4 * A}{\pi} \right)^{1/2} \quad D = 29.85 \text{ ft}$$

$$L_w = 670 \text{ ft} \quad F = 0.5 \text{ (factor de corrección)}$$

$$Q_w = \left( \frac{1}{438} * \frac{(SG_w - SG_o) * dm^2}{F * \mu_w} * D * L_w \right) \quad Q_w = 43362 \text{ BWPD}$$

12. Determinar un diámetro partícula para un caudal máximo

$$Q_{total} = 50000 \text{ BFPD}$$

$$BS \ \& \ W = 97\%$$

$$Q_w = 485000 \text{ BWPD}$$

$$dm = \sqrt{\frac{438 * Q_w * F * \mu_w}{D * (SG_w - SG_o) * L_w}} \quad dm = 109.93 \text{ micrones}$$

13. Determinar contenido final de aceite en agua

Como se sabe el diámetro de partícula es proporcional al contenido final de aceite en agua, por lo tanto se tienen:

$$O/W_i = 100 \text{ ppm} \quad d_{mi} = 65.74 \text{ micrones} \quad d_{mf} = 109.93 \text{ micrones}$$

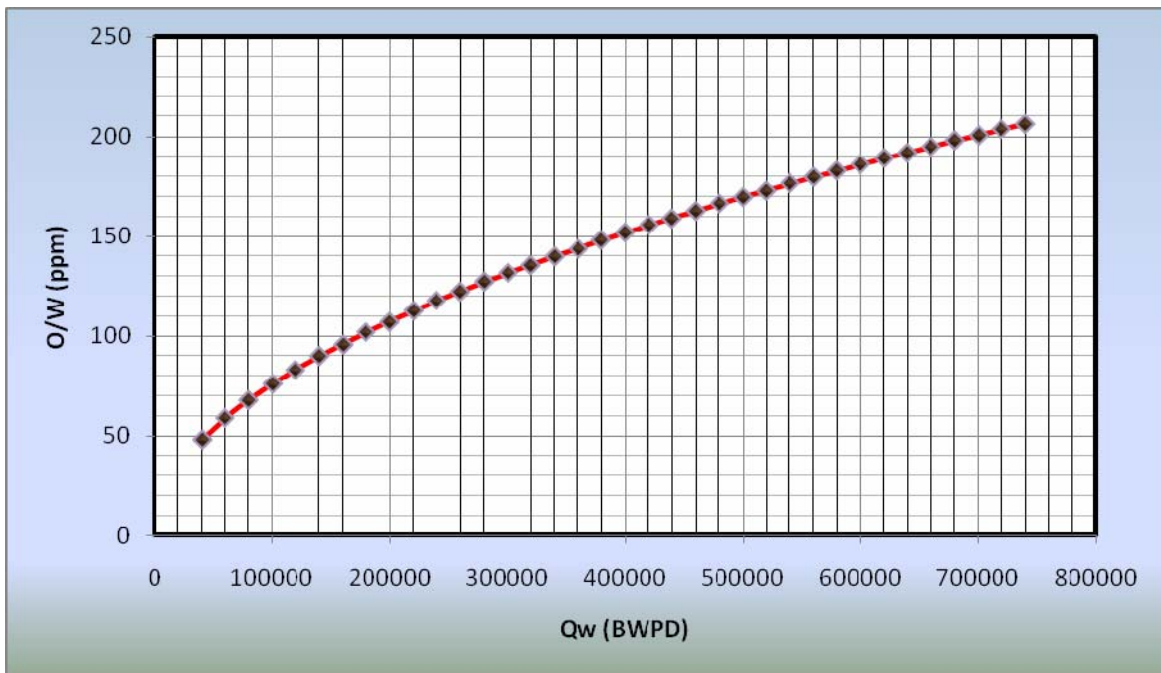
$$O/W_f = O/W_i * \frac{dm}{d_{mi}} \quad O/W_f = 167.22 \text{ ppm}$$

14. Determinar tendencia del contenido de aceite en agua con el caudal total

$$Q_{wj} = 40000 \text{ BWPD} + (j-1)20000 \text{ BWPD} \quad dm_j = \sqrt{\frac{438 * Q_{wj} * F * \mu_w}{D * (SG_w - SG_o) * L_w}}$$

$$O/W_f = O/W_i * \frac{dm}{d_{mi}}$$

<b>j</b>	<b>Qw (BWPD)</b>	<b>dmj (micrones)</b>	<b>O/Wj (ppm)</b>	<b>Qtotal (BFPD)</b>
1	40000	31,56960655	48,02215514	41237,1134
2	60000	38,66471371	58,81488822	61855,6701
3	80000	44,64616574	67,9135831	82474,2268
4	100000	49,91593077	75,9296942	103092,7835
5	120000	54,68016252	83,17681259	123711,3402
6	140000	59,06132577	89,84122576	144329,8969
7	160000	63,1392131	96,04431028	164948,4536
8	180000	66,96924861	101,8703746	185567,0103
9	200000	70,59178627	107,3808033	206185,567
10	220000	74,03729005	112,6219366	226804,1237
11	240000	77,32942743	117,6297764	247422,6804
12	260000	80,48701992	122,4329531	268041,2371
13	280000	83,52532792	127,0546799	288659,7938
14	300000	86,45692819	131,5140882	309278,3505
15	320000	89,29233148	135,8271662	329896,9072
16	340000	92,04042856	140,0074383	350515,4639
17	360000	94,70881965	144,0664654	371134,0206
18	380000	97,30406234	148,0142228	391752,5773
19	400000	99,83186153	151,8593884	412371,134
20	420000	102,297217	155,6095676	432989,6907
21	440000	104,7045397	159,2714702	453608,2474
22	460000	107,0577445	162,8510513	474226,8041
23	480000	109,360325	166,3536252	494845,3608
24	500000	111,6154144	169,7839577	515463,9175
25	520000	113,8258352	173,1463427	536082,4742
26	540000	115,9941411	176,4446647	556701,0309
27	560000	118,1226515	179,6824515	577319,5876
28	580000	120,2134803	182,8629188	597938,1443
29	600000	122,2685604	185,9890071	618556,701
30	620000	124,2896653	189,0634139	639175,2577
31	640000	126,2784262	192,0886206	659793,8144
32	660000	128,236348	195,0669163	680412,3711
33	680000	130,1648224	198,000418	701030,9278
34	700000	132,0651393	200,891088	721649,4845
35	720000	133,9384972	203,7407493	742268,0412
36	740000	135,786012	206,5510993	762886,5979



15. Calcular tiempos de retención para 515463.92 BFPD

$$H(\text{referencia}) = 32 \text{ ft} \quad H_w = 28 \text{ ft} \quad H_o = 4 \text{ ft} \quad L_w = 670 \text{ ft}$$

$$F_{\text{holes}} = 0.3543$$

$$SG_w = 0.9653 \quad SG_o = 0.8271$$

$$dm = 111.6154 \text{ micrones}$$

$$O/W = 169.78396 \text{ ppm}$$

$$Q_{\text{total}} = 515463.92 \text{ BFPD} = 2009.53669 \text{ ft}^3/\text{min}$$

$$Q_w = 500000 \text{ BWPD} = 1949.25 \text{ ft}^3/\text{min}$$

$$Q_o = 15463.912 \text{ BOPD} = 60.2861 \text{ ft}^3/\text{min}$$

Fase Crudo

$$A_o = F_{\text{holes}} * H_o * W \quad V_o = \frac{Q_o}{A_o * SG_o} \quad Tr_o = \frac{L_w}{V_o}$$

$$A_o = 35.43 \text{ ft}^2 \quad V_o = 2.057 \text{ ft}/\text{min} \quad Tr_o = 5.43 \text{ horas}$$

Fase Agua

$$A_w = H_w * W$$

$$V_w = \frac{Q_w}{A_w * SG_w}$$

$$Trw = \frac{L_w}{V_w}$$

$$A_w = 700 \text{ ft}^2$$

$$V_w = 2.88 \text{ ft/min}$$

$$Trw = 3.9 \text{ horas}$$