

**ANALISIS Y DIAGNOSTICO DEL FUNCIONAMIENTO OPERACIONAL DE LA  
PLANTA DESHIDRATADORA EN EL CAMPO CANTAGALLO**

**ANDRES ALBERTO NOGUERA GIRALDO  
HÉCTOR JAVIER SISSA GÓMEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2008**

**ANALISIS Y DIAGNOSTICO DEL FUNCIONAMIENTO OPERACIONAL DE LA  
PLANTA DESHIDRATADORA EN EL CAMPO CANTAGALLO**

**ANDRES ALBERTO NOGUERA GIRALDO  
HÉCTOR JAVIER SISSA GÓMEZ**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Ing. FREDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA  
DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2008**

## DEDICATORIA

*A Dios Todopoderoso, por ser el dueño de mi vida y la ayuda incondicional para realizar uno  
más de mis sueños.*

*A mis padres porque gracias a su cariño, comprensión y a todo ese amor entregado, he podido  
salir adelante y ser la persona que soy.*

*A mis hermanos Diego y Alejandra.*

*A todos y cada uno de mis familiares.*

*A Fernanda.*

*A mis amigos Javier y los Jaime's.*

*ANDRES ALBERTO NOQUERA GONZALEZ*

## **DEDICATORIA**

*A Dios en primera instancia, señor y creador de todo.*

*A mis padres Jorge y Bismarck por todo su esfuerzo y dedicación para el logro de este objetivo.*

*A mis queridos hermanos Germán, Claudia, Diana, por su apoyo y oraciones que me han acompañado todo este tiempo.*

*A todos mis amigos y compañeros de carrera, especialmente Jaime Pinilla, Jaime Lizarazo y Andrés Noguera mi compañero de trabajo.*

**HÉCTOR JAVIER SISSA GÓMEZ**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios que nos acompaña y bendice en todo momento.

Agradecimiento especial al ingeniero Fredy A. Nariño Remolina,  
por su colaboración y orientación en el la consecución de este proyecto.

A nuestras familias.

A la Universidad Industrial de Santander.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	18
1. FUNDAMENTOS BASICOS	22
1.1 DESHIDRATAACION	22
1.1.1 Emulsiones	23
1.1.2 La ley de Stokes.	27
1.3 TRATAMIENTO DEL CRUDO.	30
1.3.1 Tratamiento Químico.	32
1.3.2 Tratamiento Gravitacional	35
1.3.3 Tratamiento Térmico	37
1.3.4 Tratamiento Eléctrico.	39
1.3.5 Tratamiento termo-electrostático.	41
2. DESCRIPCION GENERAL DE LA PLANTA DESHIDRATADORA	44
2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO	44
2.2 PROCESO DE TRATAMIENTO DE CRUDO EN EL CAMPO CANTAGALLO	46
2.2.1 Deshidratación.	46
2.2.2 Desalado.	48
2.3 OPERACIONES PLANTA DESHIDRATADORA	51
2.3.1 Recorrido de la planta cada dos horas.	52
2.3.2 Inventario de 24 horas.	53
3. ANÁLISIS DEL PROCESO	56
3.1 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES ACTUALES	56
3.1.1 Sistema de almacenamiento.	56
3.1.2 Sistema de calentamiento.	58
3.1.3 Sistema de Bombeo.	65
4. ANÁLISIS DEL PROCESO ACTUAL	68

4.1 ANÁLISIS DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN.	68
4.1.3 Comportamiento del proceso en el tanque 5-A.	83
4.2 PROCESO DE DESALADO	83
4.2.1 Comportamiento del proceso en los Calentadores.	83
4.2.2 Comportamiento del proceso en el tratador termo-electrostático.	92
4.2.3 Comportamiento del proceso en el tanque 5-C.	95
4.3 ANÁLISIS DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DE CRUDO TOMADO COMO BASE OTRA CONFIGURACIÓN.	96
5. EVALUACION EN EL MOMENTO DE LA INYECCION	98
5.1 CAPACIDAD DE LA PLANTA DESHIDRATADORA CON RESPECTO A LA PRODUCCION ESPERADA	98
5.1.1 Capacidad del proceso de deshidratación.	99
5.1.2 Capacidad del proceso de desalado.	101
5.2 REQUERIMIENTO DE MATERIAS PRIMAS, QUÍMICOS Y SERVICIOS AUXILIARES E INDUSTRIALES	106
5.3 BASES PARA OPERACIÓN Y SHUT DOWN DE LA PLANTA DESHIDRATADORA	107
5.4 BASES PARA EL MANTENIMIENTO Y CONFIABILIDAD DE LA PLANTA DESHIDRATADORA	107
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	110
7. BIBLIOGRAFIA	111
ANEXOS	113

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Emulsión.	23
Figura 2. Gun Barrel.	35
Figura 3. Calentadores.	37
Figura 4. Tratador Termo-Electrostático.	41
Figura 5. Localización del Campo Cantagallo	44
Figura 6. Proceso de deshidratación	46
Figura 7. Proceso de desalado.	49
Figura 8. Diagrama interno de distribución de fases en el tratador.	60
Figura 9. Diagrama de flujo interno en el tratador.	61
Figura 10. Comportamiento de la viscosidad del fluido del campo Cantagallo con la temperatura.	71
Figura 11. Comportamiento de la velocidad de sedimentación con respecto al diámetro de partícula para el Gun Barrel 10-1 con caudal promedio.	74
Figura 12. Comportamiento de la velocidad de sedimentación con respecto al diámetro de partícula para el Gun Barrel 10-2 con caudal promedio.	75
Figura 13. Comportamiento de la velocidad de sedimentación con respecto al diámetro de partícula para el Gun Barrel 10-1 con caudal máximo.	78

Figura 14. Comportamiento de la velocidad de sedimentación con respecto al diámetro de partícula para el Gun Barrel 10-2 con caudal máximo.	78
Figura 15. Comportamiento de la velocidad de sedimentación con respecto al diámetro de partícula para el tanque 5-B.	81
Figura 16. Comportamiento de la velocidad de sedimentación con respecto al diámetro de partícula para el calentador A.	86
Figura 17. Comportamiento de la velocidad de sedimentación con respecto al diámetro de partícula para el calentador B.	88
Figura 18. Comportamiento de la velocidad de sedimentación con respecto al diámetro de partícula para el calentador C.	91
Figura 19. Comportamiento de la velocidad de sedimentación con respecto al diámetro de partícula para el tratador termo-electrostático.	94
Figura 20. Diagrama simplificado de la planta deshidratadora actual de la estación isla VI	97
Figura 21. Esquema propuesto del tratamiento de crudo para la máxima producción esperada.	106

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Parámetros que afectan la estabilidad de una emulsión.	24
Tabla 2. Velocidad de sedimentación libre.	28
Tabla 3. Sistema de almacenamiento.	57
Tabla 4. Dimensiones y características físicas del tratador	64
Tabla 5. Dimensiones y características físicas de calentadores.	65
Tabla 6. Características de las bombas.	66
Tabla 7. Resultados de tratamiento en el Gun Barrel 10-1 con caudal promedio.	69
Tabla 8. Resultados de tratamiento en el Gun Barrel 10-2 con caudal promedio.	69
Tabla 9. Sensibilidad del diámetro de partícula para el Gun Barrel 10-1.	73
Tabla 10. Sensibilidad del diámetro de partícula para el Gun Barrel 10-2.	73
Tabla 11. Resultados de tratamiento en el Gun Barrel 10-1 con caudal máximo.	76
Tabla 12. Resultados de tratamiento en el Gun Barrel 10-2 con caudal máximo.	77
Tabla 13. Resultados de tratamiento en el tanque 5-B, con caudal promedio.	79
Tabla 14. Sensibilidad del diámetro de partícula para el tanque 5-B	80
Tabla 15. Resultados de tratamiento en el tanque 5-B, con caudal máximo.	82
Tabla 16. Capacidad máxima de tratamiento por equipo.	82
Tabla 18. Sensibilidad del diámetro de partícula para el calentador A.	85
Tabla 19. Resultados del tratamiento con el calentador A para un caudal promedio.	85
Tabla 20. Sensibilidad del diámetro de partícula para el calentador B.	87
Tabla 21. Resultados del tratamiento con el calentador B manejando un caudal promedio.	88
Tabla 22. Resultados del tratamiento con el calentador B manejando un caudal máximo.	89

Tabla 23. Resultados del tratamiento con el calentador C manejando un caudal promedio.	90
Tabla 24. Sensibilidad del diámetro de partícula para el calentador C.	90
Tabla 25. Resultados del tratamiento con el calentador C manejando un caudal máximo.	92
Tabla 26. Sensibilidad del diámetro de partícula para el calentador C.	92
Tabla 27. Resultados del tratamiento en el tratador termo-electrostático, con caudal promedio.	93
Tabla 28. Sensibilidad diámetro de partícula para el tratador termo-electrostático.	93
Tabla 29. Resultados del tratamiento en el tratador termo-electrostático, con caudal máximo.	94
Tabla 30. Resultados del tratamiento tanque 5-C manejando un caudal máximo.	95
Tabla 31. Sensibilidad del diámetro de partícula para el tanque 5-C.	96
Tabla 32. Contenido de sal en crudos de las estaciones del campo Yariguí-Cantagallo.	99
Tabla 33. Resultados del análisis de la máxima producción esperada en el Gun Barrel 10-1.	99
Tabla 34. Resultados del análisis de la máxima producción esperada en el Gun Barrel 10-2.	100
Tabla 35. Resultados del análisis de la máxima producción esperada en el tanque 5-B.	101
Tabla 36. Capacidad de tratamiento en el calentador A con la máxima producción esperada.	102
Tabla 37. Resultados del análisis de la máxima producción esperada en los calentadores A, B y C trabajando en paralelo.	102
Tabla 38. Resultados del análisis de la máxima producción esperada en el tanque 5-C.	103
Tabla 39. Capacidad de tratamiento en el tratador termo-electrostático con la máxima producción esperada.	104

Tabla 40. Capacidad de tratamiento de cada uno de los tratadores termo-electrostático operando en paralelo.	104
Tabla 41. Capacidad de tratamiento en el tanque 20-3 con la máxima producción esperada.	105

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO A. DESALADO EN DOS ETAPAS	114
ANEXO B. INTEGRATED RESERVOIR MANAGEMENT ENHANCES THE RECOVERY IN A MATURE FIELD.	120
ANEXO C. DATOS PARA EL ANALISIS DE LOS PARAMETROS A EVALUAR.	125

## NOMENCLATURA

AMP: Amperios.

°API: gravedad API.

Bbl: Barriles.

BES: Bombeo electro sumergible.

BOPD: Barriles de aceite por día.

BPD: Barriles por día.

BS&W: Contenido de agua y sedimentos.

BTU: Energia.

BTU/hr: Energía suministrada/consumida por hora.

BWPD: Barriles de agua por día.

cm: Centímetros.

Cp: Centipoises.

D: Diámetro.

F: Frecuencia.

F.W.K.O: Free water kockout.

°F: Grados Fahrenheit.

GOR: Relación gas aceite.

H: Altura.

HP: Caballos de fuerza.

HZ: Hertz.

Kg/m<sup>3</sup>: Kilogramo por metro cúbico.

lb: Libras.

lt: Litros.

m: Metros.

mg: Miligramos.

m<sup>2</sup>: Metro cuadrado.

MPCD: Millones de pies cúbicos día.

m<sup>3</sup>/s: Metros cúbicos por segundo.

O/W: Emulsión aceite en agua.

Pa.s: Pascal por segundo.

ppm: Partes por millón.

psi: Libras por pulgada cuadrada.

psig: Libras por pulgada cuadrada manométrica.

ptb:

PTC: Planta de tratamiento de crudo.

r: Radio de gotas de agua.

RPM: Revoluciones por minuto.

s: Segundos

SCF/BI: Pies cúbicos estándar por barril.

T: Temperatura del fluido.

Ta: Temperatura ambiente.

TTE: Tratador termo-electrostático.

V: Voltios.

Vs: Velocidad de sedimentación.

W/O: Emulsión agua en aceite.

$\mu\text{m}$ : micrones

## RESUMEN

### TITULO:

**ANALISIS Y DIAGNOSTICO DEL FUNCIONAMIENTO OPERACIONAL DE LA PLANTA DESHIDRATADORA EN EL CAMPO CANTAGALLO.\***

### AUTORES:

**ANDRES ALBERTO NOGUERA GIRALDO**

**HECTOR JAVIER SISSA GOMEZ \*\***

### PALABRAS CLAVES:

**Deshidratación, desalado, funcionamiento, operacional, proceso, tratador.**

### DESCRIPCION:

El crudo proveniente de los pozos necesita de varios sistemas de tratamiento para su posterior entrega a fiscalización, entre ellos se tienen la deshidratación y el desalado. Las diferentes refinerías exigen unas condiciones de entrega de crudo para su respectivo proceso de refinación, para ello se cuentan con diferentes equipos que cumplen con estas dos etapas fundamentales.

El agua y la sal son un problema para la refinación del crudo por lo tanto se deben retirar. La sal que posee el crudo se encuentra contenida en el agua, por lo que el proceso de deshidratación realizado en los Gun Barrel es definitivo e importante, para mitigar estos dos problemas de agua y de sal. La sal que aún queda contenida en el crudo se debe retirar por un proceso mas detallado como lo es la utilización de un campo electrostático, que lo hace el correspondiente tratador termo-electrostático.

En este trabajo se verifica que la planta actual este funcionando correctamente acorde a los parámetros de sal y sedimentos establecidos para su entrega a fiscalización, y después se hace el respectivo estudio con el aumento de producción que se espera, para que siga cumpliendo con las especificaciones de entrega.

Se sugiere hacer un rediseño en los equipos de la planta para mitigar de manera exitosa este crecimiento de caudal.

---

\* Trabajo de Grado.

\*\* Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Ing. Fredy Abelardo Nariño Remolina

## SUMMARY

**TITLE:**

**ANALYSIS AND DIAGNOSTIC OF THE FUNCTION OPERATIONAL OF THE DEHYDRATED PLANT ON CANTAGALLO FIELD'S\*.**

**AUTHORS:**

**ANDRÉS ALBERTO NOGUERA GIRALDO  
HÉCTOR JAVIER SISSA GÓMEZ\*\***

**KEY WORDS:**

**Dehydration, de-solted, function, operational, process, treatment.**

**DESCRIPTION:**

The provided crude from the wells needs various systems of treatment before handing to quality control, between them dehydration and de-solted is obtain. All the refineries demand a particular condition of the crude for their respective process of purification; this is obtained through two fundamental stages.

Water and salt are the main problems for the purification of crude, for this reason these need to removed. The salt that is found in crude is restrained in the water, the process of dehydration carried out in the Gus barrel is conclusive and important in order to eliminate these two problems of water and salt.

The salt that still remains in the crude is removed by a more complex process, like the use of electrostatic field, which it corresponds to the treatment Termo-electrostatic. With this process is verified that the actual plant Cantagallo field's is functioning correctly, according to the parameters of salt and sediments established for its handing to quality control, and after a respective study is carried, with the increase of production which expected so that it meets its required specifications of finalization.

It's suggested that a redesign is made to the stages of the process of refinery in the plant to minimize this increasing levels.

---

\* Degree Project.

\*\* Physical-Chemical Engineerings Faculty, Petroleum Engineering, Eng. Fredy Abelardo Nariño Remolina

## INTRODUCCIÓN

El proceso de obtención de fluidos en los campos petroleros, consta de la producción del yacimiento hasta la superficie; puede ser por flujo natural o por algún método de levantamiento artificial.

A medida que la corriente de un pozo fluye del yacimiento de petróleo caliente y a alta presión, experimenta reducciones de presión y temperatura, los gases se liberan de los líquidos y la corriente del pozo cambia. La velocidad de gas arrastra gotas de líquido, el líquido arrastra burbujas de gas, todas estas circunstancias logran cambios en las propiedades físicas de la corriente del fluido.

El crudo generalmente va acompañado de cantidades variables de agua de formación y de otros materiales que aparecen como resultado de las técnicas de producción empleadas, para obtener el petróleo con las especificaciones necesarias este sigue un proceso continuo de separación que consiste en deshidratarlo y desalarlo en los tratadores térmicos, el Gun Barrel y otros equipos. El petróleo fluye a los tanques para posterior decantación y una vez cumplan con las especificaciones es transferido al oleoducto, a través de una unidad de transferencia automática LACT (automatic custody transfer). En esta unidad se mide y se registra el volumen del petróleo y la temperatura y se denomina el BSW por muestreo continuo o periódico.

Este trabajo busca analizar los diferentes problemas que se presentan en la fase de tratamiento del crudo en el campo Cantagallo, en el cual se determina la capacidad de las facilidades de superficie actuales y se hace un estudio de las mismas en base a la implementación del proyecto de inyección de agua en el campo en cuestión, para así operar de manera confiable y eficiente los equipos que constituyen estas facilidades.

Esto se logrará con un seguimiento operacional detallado de la planta de tratamiento, del cuál se analizarán los datos de interés tales como: BS&W, caudales, contenido de agua y contenido de sal, con el propósito de determinar la influencia de estos en la eficiencia del tratamiento de los mismos y reportar las recomendaciones y actividades convenientes.

## **1. FUNDAMENTOS BASICOS**

### **1.1 DESHIDRATAACION**

Durante la vida productiva de un pozo, se produce inicialmente aceite seco (o gas), seguido después de un tiempo de coproducción de agua, cantidad que generalmente se incrementa a medida que continua la producción.

Consecuentemente, la mezcla aceite – agua producida requiere ser separada en fases (idealmente aceite seco y agua limpia) antes de continuarse procesando y/o transportando o almacenando. Las mezclas simples de aceite y agua generalmente pueden ser separadas solo por decantación debida a la gravedad, sin embargo, el proceso de separación del aceite / agua es complicado por la formación de emulsiones las cuales son causadas por la agitación de la mezcla durante su flujo a través del pozo y las facilidades de superficie, y por la presencia de componentes de superficie activa en la mezcla aceite – agua los cuales estabilizan las emulsiones formadas.

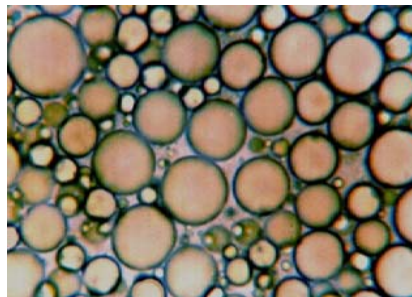
Para lograr que el crudo adquiriera las especificaciones de calidad requeridas para el transporte por los oleoductos y las exigencias de la refinería, debe someterse básicamente a dos procesos, deshidratación y desalado, con los cuales se eliminan o reducen a niveles permisibles el contenido de sedimentos, agua y sal.

El objetivo de un programa de deshidratación es remover el agua coproducida emulsionada (el agua libre se separa al ingreso de la planta de tratamiento de crudo (PTC) para evitar el manejo de grandes volúmenes de agua, mediante un F.W.K.O. o separador trifásico).

La deshidratación concierne con la reducción, remoción, ruptura o impedimento de la estabilización de las películas protectoras, unión de los glóbulos (coalescencia) y separación gravitacional del agua y del aceite en un tiempo de residencia relativamente corto.

### 1.1.1 Emulsiones

Figura 1. Emulsión.



Fuente: Tomada y modificada de Kokal, s., Al-Ghamdi, a., meeranpillai, n.s. An investigative study of potential emulsion problems before field development.

Una emulsión es un sistema heterogéneo (una fase, dos componentes) consistente por lo menos en un líquido inmiscible (agua) disperso íntimamente en otro (petróleo) bajo la forma de gotas. Al agua se la denomina fase dispersa y al petróleo fase continua, en una emulsión normal. Se simplifican como emulsiones w/o (water/oil). Existen emulsiones o/w pero no son frecuentes en la industria.

Una característica de las emulsiones w/o es, además de su fácil formación, su persistencia conocida como tenacidad. Ello se debe a la existencia de agentes naturales (arcillas, asfáltenos, parafinas) que estabilizan la emulsión (migran a la interfase de la gota dispersa). Además, la formación de la emulsión, requiere de energía, que los fluidos coproducidos (agua y petróleo) capturan "aguas abajo" del reservorio en el "wellbore", punzados, bombas de profundidad y válvulas o chokes en fondo y superficie.

En la tabla 1 pueden observarse los principales parámetros que afectan la estabilidad (tenacidad) de la emulsión w/o.

Tabla 1. Parámetros que afectan la estabilidad de una emulsión.

Específicos de la Interface W/O	Específicos de las Condiciones de la Emulsión
Moléculas que actúan como emulsionantes naturales.	Temperatura (menos estable a mayor temperatura) (1).
Sólidos que actúan como emulsionantes naturales.	Tamaño de la fase dispersa (gota de agua, menos estable a mayor tamaño) (1).
Resistencia (mecánica) del film interfacial.	Viscosidad de la fase continua (a menor viscosidad, menor estabilidad) (1).
Tención interfacial entre los líquidos.	Diferencias de densidad entre agua y petróleo (1).
Viscosidad de la película interfacial.	
Envejecimiento de la emulsión (aumenta la rigidez de la película interfacial).	

(1) Se conocen como variables operativas controlables.

**Propiedades de las emulsiones.** Entre las propiedades más comunes y de mayor ocurrencia están:

- Facilidad de dilución, con el líquido de la fase externa
- Viscosidad
- Estabilidad y facilidad de formación

Para un tipo dado de emulsión, sus propiedades pueden depender de:

- Relación de la fase interna a la fase externa
- Tamaño de las partículas de la emulsión
- Propiedades de la fase discontinua

En general, refiriéndose al petróleo, las propiedades de cualquier emulsión dependen de la fase externa o petróleo crudo, pues los grandes volúmenes de emulsiones encontrados son de agua en aceite.

El tipo de emulsión puede ser controlado por:

- Tipo de emulsificador y cantidad.
- Relación de ingredientes.
- Modos de mezcla durante su formación.

La dispersabilidad o solubilidad de una emulsión puede ser determinada por la fase continua, en este caso, una emulsión de agua en petróleo se diluye en petróleo; la facilidad con que una emulsión puede ser diluida, se traduce en la disminución de la viscosidad de la emulsión.

La viscosidad de una emulsión cuando la fase continua esta en exceso, puede ser controlada, tratando la emulsión solamente en la fase continua.

- Añadiendo espesadores, como jabones y geles.
- Aumentando la proporción de la fase discontinua.
- Reduciendo el tamaño de las partículas de la emulsión.
- Incluyendo aire como tercera fase.

El tamaño y la distribución de las partículas, es una propiedad que esta gobernada por la eficiencia del emulsificante, orden de mezcla y la agitación empleada. La conductividad de una emulsión depende de la conductividad de la fase continua, así pues, en las emulsiones agua en petróleo, la conductividad es despreciable, debido a la conductividad tan pequeña que posee el petróleo.

**La ruptura o resolución de la emulsión.** Resolver una emulsión significa separarla en sus componentes, ello se logra con la demulsificación.

Este proceso comprende dos etapas sucesivas:

- a) Floculación o choque entre las gotas de agua dispersa con crecimiento de gota.
- b) Coalescencia o crecimiento de gota de agua hasta un tamaño que hace inestable la emulsión con lo cual el agua se separa por decantación.

La *floculación* es una etapa reversible de "colisión entre gotas" que, por su carácter de reversibilidad no siempre conduce a la coalescencia. La velocidad de floculación es mayor cuando:

- Mayor es el contenido de agua de la emulsión (existen muchas gotas por unidad de volumen de emulsión).
- La temperatura de la emulsión es alta (la mayor temperatura aumenta la frecuencia de choques entre gotas).
- La viscosidad de la fase continua es baja (existe escasa resistencia del petróleo al movimiento de las gotas de agua que deben chocar).
- Se "excitan" por un medio externo los choques con campos eléctricos

La *coalescencia* es una etapa irreversible de crecimiento de gota, es mayor cuando:

- La velocidad de floculación es alta.
- El film interfacial es muy débil o poco estable (los químicos de tratamiento contrarrestan el efecto de ciertos emulsionantes naturales).
- Se inactiva térmicamente la película interfacial por disolución de parafinas y/o asfáltenos sólidos.

Cuando la emulsión no se termina de resolver, se produce el cremado (creaming) que crece en las interfaces agua/petróleo deshidratado engrosándolas. Estas interfaces se conocen como colchón de emulsión (emulsión pad) de difícil resolución.

Las causas más frecuentes de la existencia de emulsión pads en equipos de superficie son:

- El químico no resuelve adecuadamente la emulsión.
- La temperatura del tratamiento es demasiado baja.
- Otros químicos están contrarrestando el efecto del químico desemulsificante.

Un colchón de estas características es muy denso y viscoso y constituye una interferencia al proceso de sedimentación libre restando altura útil al mismo en los tanques.

La resolución de una emulsión requiere entonces tiempo para que transcurran:

- La floculación.
- La coalescencia.
- La completa separación de las dos fases.

**1.1.2 La ley de Stokes.** Luego de logradas la floculación y la coalescencia, debemos dar un tiempo para la separación (decantación) del agua del petróleo.

La velocidad de la separación esta expresada, en una primera aproximación, por la ecuación de Stokes por:

$$V_s = \frac{2(\rho_2 - \rho_1) * g * r^2}{\mu}$$

Ecuación 1.

En donde:

$V_s$  = Velocidad de sedimentación.

$\rho_2$  = Densidad del agua.

$\rho_1$  = Densidad del petróleo.

$\mu$  = Viscosidad del crudo.

r = Radio de gotas de agua.

Asumiendo valores razonables para las variables, partículas de agua con tamaño de  $4.3 \times 10^{-4}$  cm tendrán una velocidad de asentamiento de  $10^{-4}$  cm/seg, o alrededor de 6 pies en 500 horas (0.3 pies/día).

El tiempo necesario para que glóbulos dispersos se separen depende de variables como la viscosidad, densidad del aceite y del agua, cantidad de turbulencia en el tanque de reposo, velocidad del fluido moviéndose hacia arriba y del tamaño de los glóbulos.

En la siguiente tabla se puede observar como varia la velocidad de sedimentación para gotas de diferente tamaño en función de la temperatura de operación.

Tabla 2. Velocidad de sedimentación libre.

Temperatura operativa		Velocidad de sedimentación libre (cm/seg) crudo de 12° API (0,986) y agua de 10.000 mg/lit de salinidad			
°F	°C	5 $\mu$	20 $\mu$	500 $\mu$	1000 $\mu$
150	65	$1.5 \times 10^{-7}$	$2.4 \times 10^{-6}$	$1.5 \times 10^{-5}$	$5.9 \times 10^{-3}$
200	93	$6.3 \times 10^{-7}$	$1.0 \times 10^{-5}$	$6.3 \times 10^{-3}$	$2.5 \times 10^{-2}$
250	121	$1.6 \times 10^{-6}$	$2.6 \times 10^{-5}$	$1.6 \times 10^{-2}$	$6.5 \times 10^{-2}$
300	148	$3.6 \times 10^{-6}$	$5.8 \times 10^{-5}$	$3.6 \times 10^{-2}$	$1.4 \times 10^{-1}$

Observando la tabla se deduce que para poder sedimentar a velocidades operativas deberemos lograr gotas con diámetro no menor a 500 micrones si operamos los tanques separadores con fluido a 250 °F.

De los parámetros que intervienen en la ecuación 1, la densidad del petróleo es el parámetro de mayor influencia debido a su gran sensibilidad con la temperatura.

## **1.2 DESALADO**

El proceso de desalación consiste en la remoción de las pequeñas partículas de sales inorgánicas, que generalmente quedan disueltas en el agua remanente, mediante la adición de una corriente de agua fresca (con bajo contenido de sales) a la corriente de crudo deshidratado. Posteriormente se efectúa la separación de las fases agua y crudo, hasta alcanzar las especificaciones requeridas de contenido de agua y sales en el crudo.

Básicamente existen dos procesos para desalar los crudos en el campo, un proceso de deshidratación, para reducir el agua remanente en el crudo a niveles de 0.2 a 1% (tratamiento de la emulsión) y otro de desalación que incluye los medios para incorporar agua dulce como diluyente de las sales emulsionadas y posteriormente deshidratar. Ambos procesos pueden usar tratadores convencionales, equipos de precipitación y eléctricos, o una combinación de ambos, dependiendo de la cantidad de sal en el crudo y de las características de la emulsión. Generalmente cuando los contenidos de sal son menores de 1000 ptb se usa un proceso simple de una etapa; cuando el contenido de sal está por encima de 1000 ptb o muy cerca, se usa un proceso de dos etapas. La decisión de usar un tratador convencional o tratador eléctrico es basada en un análisis económico y en lo fuerte que sea la emulsión. Un tratador convencional muchas veces es usado en la primera etapa de un tratamiento de dos etapas y por experiencia se ha obtenido un valor de 1% o menos en el contenido de BS&W.

La cantidad de agua de desalado requerida para alcanzar el nivel de sal admisible es función de:

- La salinidad del agua remanente.
- La cantidad de agua remanente después de la primera etapa de deshidratación (variable de mayor efecto).
- La disolución del agua en solución.
- La eficiencia del agua dulce mezclada.
- El límite de sal admitido en el crudo para la venta.

La eficiencia de mezclado es el % entre la cantidad de agua de dilución inyectada y la que realmente coalesce con las pequeñas gotas de agua salina remanente. Los dispositivos comerciales de mezclado tienen eficiencias del 70 al 85%. Esta variable es la única sobre la que tiene control el operador.

La sal contenida en el aceite crudo crea un gran número de problemas en los campos productores y en los subsecuentes procesos de refinería; tales como corrosión, salida de ácidos hidroclicóricos durante el calentamiento y la precipitación de costras durante el proceso.

Las especificaciones de calidad de entrega varían de una región a otra, donde el contenido de sal es medido en libras por cada 1000 barriles.

### **1.3 TRATAMIENTO DEL CRUDO**

Una instalación de tratamiento comienza con la separación de los fluidos provenientes del pozo en tres componentes, típicamente llamadas "fases" (petróleo, gas y agua) y sigue con el procesamiento de las tres fases para ponerlas "en especificación" de venta (gas y petróleo) o de reuso (agua). La primer instalación es el separador donde el gas es "flasheado" de los líquidos (crudo y agua) y separado de los líquidos dependiendo de la presión de los fluidos puede ser conveniente emplear "separación en cascada" para lograr un petróleo estabilizado óptimo (velocidad o presión de vapor en especificación).

Los separadores pueden ser verticales u horizontales y bifásicos o trifásico (en producción usualmente son verticales y bifásicos). El gas separado sigue desde el separador a proceso (estabilización con ajuste de punto de rocío, deshidratación y/o remoción de gases ácidos).

El petróleo y su emulsión (junto al agua libre - no emulsionada) pasa a una etapa de separación de agua libre, para ello se emplea un separador bifásico (FWKO) donde el fluido llega con poco gas asociado o un tanque cortador (para cortar el agua libre). A partir de allí, la función de la PTC es poner el crudo en especificación de sales, agua y en algunos casos presión de vapor. Son valores contractuales usuales:

- Agua y sedimentos (basic sediment and water, BSW): 0,5 - 3 %.
- Sales: 10 - 20 lbs/1.000 bbl (20 - 60 mg/l).
- Presión de vapor Reid: 15 psig.

Existen diversos métodos para deshidratar crudos, los más empleados son los dinámicos entre los que se encuentran:

- Tanques cortadores (gun barrel).
- Tanques lavadores (wash tanks).
- Calentadores - tratadores (heaters - treaters).
- Separadores de agua libre (free water knockout).
- Separadores electrostáticos (electric traters).

Una parte del agua producida por el pozo petrolero, 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, con el fin de lograr que el petróleo reúna las condiciones mínimas de calidad, es necesario tratar las

emulsiones para romperlas, es decir, permitir la fácil separación del aceite y el agua.

De acuerdo con la teoría mas aceptada en la formación de emulsiones, la del agente emulsificante, se ve claro que para romper una emulsión se debe debilitar, neutralizar o destruir el agente emulsificante, con el fin de permitir que las gotas de agua coalescan o se unan y se precipiten por gravedad.

Para el tratamiento de emulsiones, se emplean los siguientes métodos típicos de deshidratación de crudo:

- Tratamiento químico.
- Tratamiento gravitacional.
- Tratamiento térmico
- Tratamiento eléctrico.
- Tratamiento termo electrostático.

**1.3.1 Tratamiento Químico.** Consiste en agregar a la emulsión ciertas sustancias químicas, conocidas como agentes desemulsificantes, los cuales se concentran en la interface para atacar la sustancia emulsificante y romper la emulsión.

Varias teorías tratan de explicar la acción del agente desemulsificante. La primera afirma que el desemulsificante neutraliza el emulsificante, lo cual se obtiene al agregar a una emulsión de agua en aceite un emulsificante que tienda a formar una emulsión de aceite en agua o emulsión inversa. Al formar la emulsión se tiene una condición intermedia en la cual se efectúa una completa separación. El mismo efecto neutralizante se logra cuando el agente agregado altera las relaciones de tensión interfacial o relaciones de mojabilidad entre el emulsificante y las fases de emulsión. La segunda se refiere a un debilitamiento o contracción de la película emulsificante que ocasiona su rompimiento. La tercera afirma que las cargas

eléctricas de las gotas de agua pueden ser neutralizadas si se agrega un reactivo que ionice positivamente.

El éxito del tratamiento químico consiste en seleccionar el desemulsiante apropiado y usarlo en la proporción adecuada. La mayoría de los desemulsiantes son insolubles en agua y muy solubles en petróleo y sus derivados, esto para que puedan difundirse rápidamente a través de la fase de aceite y alcancen las gotas de agua.

Un solo compuesto químico no provee todos los requerimientos para el rompimiento de las emulsiones, por lo que los desemulsiantes comerciales son una mezcla de varios desemulsiantes básicos (30 – 60%), mas la adición de solventes adecuados tales como nafta aromática pesada, benceno, tolueno o alcohol isopropílico para obtener un liquido que fluya a la menor temperatura esperada.

Por el contrario, los desemulsiantes para emulsiones inversas son muy solubles en agua, comúnmente son poliamidas cuaternarias de amonio de alto peso molecular mezcladas con aluminio, hierro o cloruro de zinc.

El método más sencillo para la selección del desemulsiante más efectivo y económico para un tipo específico de emulsión es la prueba de botella o piloto, esta puede efectuarse en un laboratorio de campo o en la misma localización del pozo, teniéndose en cuenta el lugar de aplicación del desemulsiante.

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:

- Debe ser representativa de la corriente de producción de la emulsión.

- Contener cantidades representativas de los químicos presentes en el sistema, tales como inhibidores de corrosión y parafinas.
- Debe ser fresca para evitar la estabilización por envejecimiento de la emulsión.
- Simular las mismas condiciones de agitación y calentamiento tanto como sea posible.

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, puede estabilizar aun más la emulsión regular y puede producir emulsiones inversas.

El sitio de aplicación del desemulsificante es muy importante de determinar al diseñar la planta de tratamiento, se debe tener suficiente agitación después de inyectar el desemulsificante con el fin de que se mezclen con la emulsión y establezca contacto con todas y cada una de las gotas suspendidas de agua. Sin embargo se debe evitar la agitación demasiado violenta después que la emulsión se ha roto por el peligro de que se presente una reemulsificación, especialmente si el desemulsificante se ha gastado y no se ha provisto un exceso para esta contingencia.

En general se recomienda agregar el desemulsificante tan pronto como sea posible en fondo o en la cabeza del pozo, esto permite mayor tiempo de tratamiento, mejor mezcla de los fluidos con el componente químico al pasar a través de restricciones y accesorios, mayor temperatura y menor viscosidad del aceite, lo cual facilita el tratamiento y la separación del agua. La inyección de desemulsificante antes de una bomba, asegura un adecuado contacto con el

crudo y minimiza la formación de emulsiones por la acción de la bomba, los tanques de lavado que tienen largos tiempos de retención (8 a 24 horas), requieren desemulsificantes de acción lenta. Por otro lado los tratadores-calentadores y las unidades electrostáticas con corto tiempo de retención (15 a 60 minutos), requieren de desemulsificantes de acción muy rápida. Problemas como precipitación de parafinas en climas fríos, incrementos de sólidos, adición de compuestos químicos para estimulación de pozos, pueden requerir el cambio de desemulsificante de línea. 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.

Dentro de las ventajas que se tienen con la aplicación del tratamiento químico para provocar el rompimiento de las emulsiones se presentan las siguientes:

- Bajo coste de instalación y operación.
- Proceso y equipos sencillos.
- Separación rápida, sencilla y efectiva.
- Se puede aplicar a proyectos de gran y pequeña escala.
- La calidad del crudo no se altera.
- Facilidad de adaptación a cualquier operación.

### **1.3.2 Tratamiento Gravitacional**

Figura 2. Gun Barrel.



Fuente: Autores del proyecto

El asentamiento gravitacional se lleva a cabo en grandes recipientes llamados tanques, sedimentadores, tanques de lavado, Gun Barrels y eliminadores de agua libre FWKO.

Los FWKO son utilizados solamente para remover grandes cantidades de agua libre, la cual es producida en la corriente, pero que no esta emulsionada y se asienta fácilmente entre unos 10 – 20 minutos.

Este tratamiento se basa en el principio de la diferencia de densidades entre dos fluidos, en este caso el agua y el aceite. Debido a la mayor densidad o gravedad específica del agua esta ira al fondo del tanque o recipiente de asentamiento, mientras que el aceite, de menor densidad estará en la parte superior. Para que se de este tipo de tratamiento es necesario dejar el crudo en reposo durante un determinado tiempo, drenándose posteriormente el agua que se deposita en el fondo del tanque, la cual se denomina agua libre.

El crudo de salida de un FWKO todavía contiene de 1 a 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 que aumentan su eficiencia.

El agua es removida por la fuerza de la gravedad y esta remoción provoca ahorros en el uso de combustibles para los calentadores. El calentamiento del agua, aparte de ser un desperdicio de energía, provoca problemas de incrustaciones, y requiere del uso de tratamiento químico para prevenir la incrustación, el cual es sumamente costoso.

### 1.3.3 Tratamiento Térmico

Figura 3. Calentadores.



Fuente: Autores del proyecto

Es un medio efectivo de deshidratación y en muchos casos se utiliza para ayudar en otros procesos, se deben separar el gas y el agua libre antes del calentamiento para reducir la cantidad de calor requerida y evitar la reemulsificación.

El proceso requiere que las gotas de agua tengan suficiente tiempo de contacto una con otra, también se supone que la fuerzas de boyanza que actúan sobre las gotas que están coalesciendo, permitan el asentamiento en el fondo del tratador, por esta razón en el diseño de estos equipos, se debe tener en cuenta la temperatura, el tiempo, las propiedades viscosas del aceite, el diámetro físico del recipiente, propiedades que determinan la velocidad a la cual puede ocurrir el asentamiento.

Los tratadores térmicos pueden ser de tipo directo e indirecto en función de la forma en que se aplica el calor.

Los calentadores directos pueden ser verticales u horizontales. La emulsión entra en contacto directo con el elemento de calentamiento, son rápidos, eficientes y de costo inicial bajo, pueden manejar mayores volúmenes de fluidos con menor gasto

de combustible que los calentadores indirectos, pero tienen la desventaja de pérdida de compuestos livianos, presentan problemas de sedimentos y corrosión, son peligrosos y requieren de supervisión constante. Se usan para calentar emulsiones no corrosivas que estén a baja presión.

En los calentadores indirectos, la emulsión fluye a través de tubos sumergidos en agua caliente, el calor lo recibe el agua del elemento de calentamiento o quemador. El calor del quemador se transmite indirectamente a la emulsión a través del agua, la temperatura es más constante por un tiempo más largo y no ofrece peligro. Tiene el inconveniente que requiere de varias horas para calentar el agua después de un periodo de inactividad, haciendo imposible tratar la emulsión de inmediato. Es importante que el nivel de fluido sea chequeado continuamente en el calentador, porque siempre debe estar por encima del tubo de combustión, pues este se podría fundir.

La temperatura del fluido requiere de un chequeo constante, por que si esta muy baja no se alcanza a romper la emulsión y si es muy alta, se podría afectar las propiedades físicas del crudo. El aire que entra al calentador debe ser controlado para no desperdiciar combustible. Las tasas y presiones a las que entra el combustible y el aire son también importantes, por que la presión puede afectar la posición de la llama, y esta debe estar lo mas centrada posible, evitándose que se acerque a las paredes del tubo de combustión porque podría llegar a fundirlo.

Dentro de las ventajas que se tienen con la aplicación del tratamiento térmico para provocar el rompimiento de las emulsiones se presentan las siguientes:

- Dilata la película emulsificante que rodea las gotas de agua.
- Aumenta el movimiento de las moléculas de agua produciendo colisiones cada vez más violentas.

- Reduce la viscosidad del aceite, facilitando la caída de las gotas de agua, o sea que aumenta la velocidad de asentamiento.
- Aumenta la diferencia de densidad entre el aceite y el agua, facilitando el asentamiento del agua.
- Reduce la tensión superficial del agua, facilitando la unión de las gotas de agua.
- Promueve una mejor distribución del desemulsificante.
- Disuelve las parafinas cristalizadas que le dan estabilidad a la emulsiones, manteniendo la temperatura del crudo por arriba de su punto de nube.

Desventajas del tratamiento térmico:

- Provoca migración de los compuestos más volátiles del crudo hacia la fase gas.
- Incrementa los costos por el combustible.
- Incrementa los riesgos en las instalaciones.
- Requieren mayor instrumentación y control.
- Causa depósitos de coke.

**1.3.4 Tratamiento Eléctrico.** El método de deshidratación eléctrica es bastante usado en la actualidad. El principio básico consiste en colocar la emulsión bajo la influencia de un campo eléctrico de corriente alterna o continua de alto potencial, después de un calentamiento previo moderado. La corriente alterna es la más barata y la más empleada.

En las emulsiones la sustancia emulsificantes forman una película alrededor de las gotas de agua. Se ha comprobado que dicha película esta compuesta de moléculas polares, es decir, moléculas que llevan una carga extra de electricidad, fácilmente alterada y que tiene atracción por el agua. Estas moléculas se ordenan alrededor de las gotas de agua formando una película, al aplicar el campo eléctrico de alto potencial, esa película se altera y las partículas de agua

emulsionada se cargan por inducción, produciendo fuerzas electrostáticas de atracción entre ellas. Puesto que la película emulsificante ya no es estable, las gotas de agua pueden unirse libremente, crecer y asentarse por gravedad. Experimentalmente se ha encontrado que la acción del campo eléctrico es casi nula cuando la distancia entre las gotas de agua es aproximadamente ocho veces el diámetro promedio de ellas, esto corresponde a un porcentaje de agua remanente por debajo de 0.2%.

El potencial requerido varía con las características dieléctricas del aceite, el espaciamiento de los electrodos y la naturaleza de la película emulsificante, para aumentar la velocidad de unión y precipitación de las gotas de agua, se debe disminuir la viscosidad del crudo por medio de calentamiento moderado y para reducir las pérdidas por evaporación ocasionadas por el calentamiento, se pueden trabajar los deshidratadores a presión.

De acuerdo con la tasa de flujo a través del campo eléctrico, los deshidratadores eléctricos pueden ser de baja velocidad o de alta velocidad.

Los deshidratadores eléctricos de baja velocidad utilizan electrodos horizontales y paralelos formados por anillos concéntricos y colocados en la parte superior del tratador. La distribución de la emulsión se hace en la parte intermedia del tratador y desde ahí sube hasta situarse entre los electrodos. La sección de acumulación de agua está ubicada en la parte inferior y tiene drenaje permanente. Este tipo de deshidratadores se usa particularmente para tratar emulsiones que tienen una conductividad eléctrica relativamente baja, también para aceites pesados, los cuales debido a su alta viscosidad requieren condiciones lentas de flujo para facilitar el asentamiento del agua.

Los deshidratadores eléctricos de alta velocidad utilizan electrodos horizontales y paralelos formados por anillos concéntricos (tienen menos que el anterior)

colocados en la parte superior del tratador. Este tipo de deshidratadores se usa para tratar emulsiones de alta conductividad y crudos livianos de baja viscosidad.

### 1.3.5 Tratamiento termo-electrostático.

Figura 4. Tratador Termo-Electrostático.



Fuente: Autores del proyecto

Un tratador termo electrostático es un tanque a presión que combina todo el equipo necesario para tratar la emulsión, se conoce también con el nombre de tratador químico eléctrico. Su objetivo principal es separar la emulsión y permitir al agua sedimentarse, para obtener el crudo limpio.

Los tratadores termo electrostáticos son recipientes cilíndricos provistos internamente de dos secciones limitadas claramente, la primera corresponde a la zona de calentadores tubulares, cuyos quemadores consumen gas o aceite; la segunda se encuentran dispuestas dos rejillas para crear un campo electrostático, una de las rejillas es móvil con el fin de graduar el potencial eléctrico.

El tratador termo electrostático, como cualquier otro tratamiento de emulsiones, usa calor y químicos para separar la emulsión, sin embargo el tratador termo

electrostático también hace uso de las cargas eléctricas para ayudar a las gotas de agua a combinarse entre si para poder sedimentarse.

El hecho que hace posible este fenómeno es la composición molecular del agua, de tal forma que al presentar esta naturaleza polar, es decir que en la misma molécula existen dos polos, uno positivo y otro negativo, cuando estas moléculas son ubicadas en un campo electrostático, se orientan de acuerdo a la dirección de este.

Los tratadores termo-electrostáticos reciben la emulsión cuando esta ya ha sido tratada químicamente; la emulsión entra por la parte superior y fluye horizontalmente a través de varias secciones de tratamiento.

Los tratadores termo-electrostáticos son utilizados generalmente cuando existen algunas circunstancias como:

- Cuando el gas combustible para calentar la emulsión no esta disponible o es muy costoso.
- Cuando la perdida de la gravedad API es económicamente importante.
- Cuando grandes volúmenes de crudo deben ser tratados en una planta a través de un numero mínimo de recipientes.

Dentro de las ventajas que se tienen con la aplicación del tratador termo electrostático para provocar el rompimiento de las emulsiones se presentan las siguientes:

- La emulsión puede ser rota a temperaturas más bajas que la que requieren los calentadores.
- Debido a que sus recipientes son mucho más pequeños que los tratadores térmicos, son ideales para ser usados en plataformas petroleras costa afuera.

- Las menores temperaturas de tratamiento provocan escasos problemas de corrosión e incrustaciones.

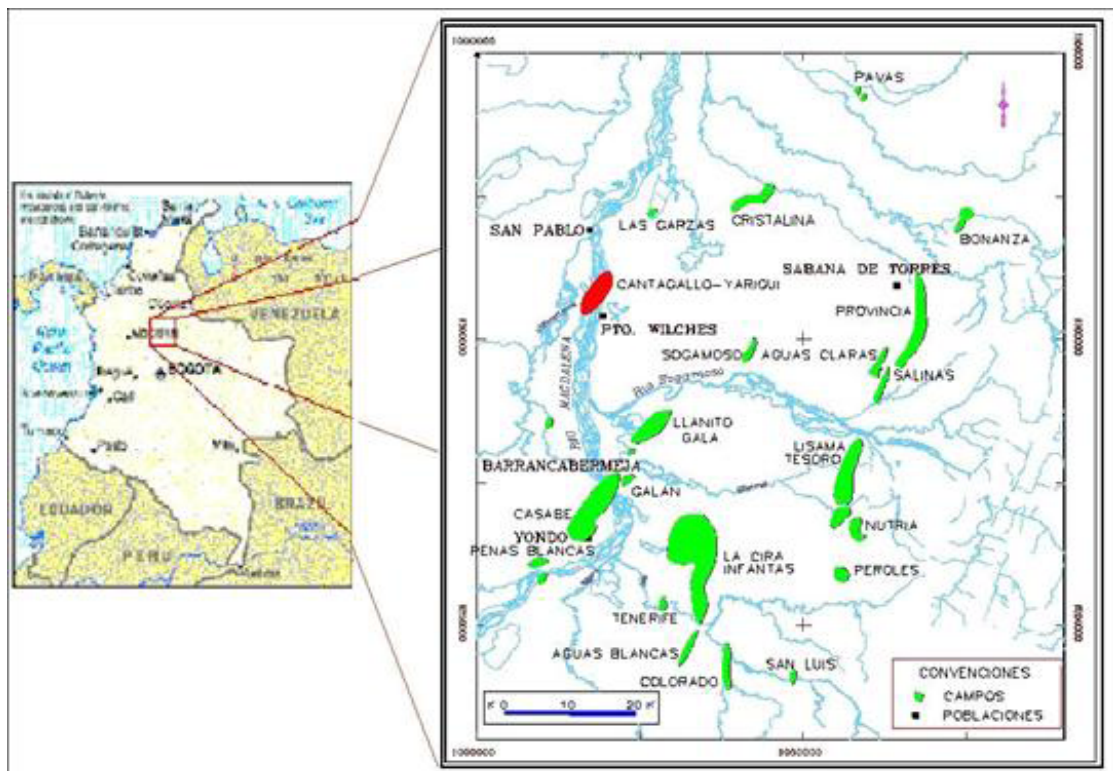
La mayor desventaja del tratador termo electrostático es el gasto adicional del sistema eléctrico requerido, sistemas de control y de mantenimiento.

En general se puede decir que el uso de un tratador termo electrostático de determinadas dimensiones procesara el doble que un tratador de otro tipo que tenga las mismas dimensiones, asimismo el uso de la electricidad permite la deshidratación a bajas temperaturas.

## 2. DESCRIPCION GENERAL DE LA PLANTA DESHIDRATADORA

### 2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO

Figura 5. Localización del Campo Cantagallo



Fuente: Tomado de ECOPETROL S.A.

El campo Yariguí – Cantagallo, localizado en la sección noroccidental de la cuenca del valle medio del Magdalena, en territorio de los departamentos de Santander y Bolívar, entre las márgenes oriental y occidental del Río Magdalena, fue descubierto en 1943 con la perforación y terminación del pozo Cimitarra-2 (Cantagallo-2) en las arenas Cantagallo, B y C.

Desde que se inició su desarrollo en septiembre de 1943 hasta Diciembre de 2005, el Campo ha producido bajo desarrollo primario, en él se han realizado tres

campañas de perforación y se han perforado 105 pozos (25 en Cantagallo y 80 en Yariguí), de los cuales 86 pozos fueron productores comerciales y 19 se abandonaron, cinco (5) de ellos por problemas mecánicos durante la perforación (CG-5, YR- 1, 2, 6 y 50), seis (6) porque fueron perforados en el bloque levantado de la falla de Cantagallo (CG- 1, 3, 9, 16, 20 y YR- 40) y ocho (8) porque fueron declarados productores no comerciales (CG- 7, 8, 11 y YR- 7, 8, 12, 32, 33). De los 105 pozos perforados, 17 (CG-8, 4, 14, 66, 3, 2, 58, 19, 5, 18, 4, 15, 17, 23, 3, 13 y 1) alcanzaron la discordancia del Eoceno Medio y 7 (CG-4, 8, 14, 15 y YR-1, 3 y 66) penetraron la Formación La Luna de la secuencia cretácea, siendo el CG-14 el que más espesor perforó, 1500 pies, de los cuales se logró una producción de 150 BOPD en las pruebas iniciales de el Miembro Salada.

Los pozos en su mayoría son direccionales y fueron perforados desde islas naturales o construidas artificialmente, debido a que los yacimientos se encuentran debajo del río Magdalena. Inicialmente, produjeron por flujo natural por un periodo de tiempo relativamente corto, debido principalmente a su baja relación gas – aceite inicial y en general al escaso empuje hidráulico (excepto el bloque IV), por lo tanto fue necesario producir los yacimientos con sistemas de levantamiento artificial, en su orden se utilizaron: gas – lift, bombeo mecánico, bombeo hidráulico y recientemente bombeo electro sumergible. Actualmente (Diciembre de 2005), el 87% de los pozos (54 pozos) producen por bombeo mecánico y el 13% (8 pozos) por bombeo electro sumergible (BES).

El Campo alcanzó su máximo desarrollo en agosto de 1962, con una producción de 20340 BOPD, un BSW del 2% y con 43 pozos activos. La producción actual (Diciembre de 2005) de petróleo del Campo es de 9762 BOPD, de los cuales las arenas Cantagallo aportan el 61% de la producción con 5968 BOPD. La producción de agua y gas es 3150 BWPD y 3.54 MPCD respectivamente, el corte de agua promedio (BSW) de 24% y la relación gas aceite (GOR) de 363 SCF/BL.

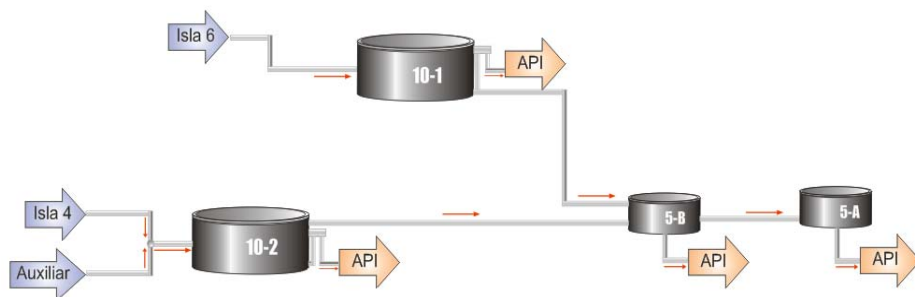
## 2.2 PROCESO DE TRATAMIENTO DE CRUDO EN EL CAMPO CANTAGALLO

Este proceso consiste en realizar los ajustes pertinentes al crudo con el fin de alcanzar las especificaciones de calidad requeridas para el transporte por oleoductos y exigencias de refinería. En esta etapa se realizan básicamente dos procesos, deshidratación y desalado, que permiten eliminar sedimentos, agua, impurezas y sal al crudo para su posterior envío a refinación. Además, se realiza el seguimiento al proceso mediante las condiciones de operación para asegurar la calidad del producto, de acuerdo a la capacidad de producción y a los equipos disponibles en esta planta de tratamiento.

A continuación se describe en forma detallada cada una de las etapas que conforman el proceso actual de tratamiento de crudo de la isla VI y las principales características que lo conforman.

**2.2.1 Deshidratación.** En la planta deshidratadora isla VI se realiza el tratamiento a los líquidos (crudo y agua) libres de gas obtenidos en los separadores bifásicos (varios y de prueba) de cada una de las estaciones de recolección. El proceso de deshidratación inicia con la recepción de los fluidos que se lleva a cabo en los tanques de 10.000 barriles denominados Gun Barrel, así:

Figura 6. Proceso de deshidratación



Fuente: Autores del proyecto

**Tanque 10-1:** Este tanque recibe la producción de isla VI, tiene una altura de 9.50 metros. El rebose (a 8.05 metros de altura) de este tanque fluye por una línea de 10" hacia el tanque 5-B.

**Tanque 10-2:** Este tanque recibe la producción proveniente de las estaciones auxiliar e isla IV, tiene una altura de 9.51 metros. El rebose (a 8.05 metros de altura) de este tanque fluye por una línea de 10" hacia el tanque 5-B.

El proceso inicia con el rebose de aceite con menor contenido de agua proveniente de los Gun Barrel, hacia cada uno de los tanques encargados de su rebose como se mencionó anteriormente, logrando el objetivo, que es reducir el contenido de agua, por segregación gravitacional.

Los Gun Barrel y el tanque 5-B cuentan con distribuidores internos que permiten repartir el flujo de entrada, utilizando la mayor parte del área transversal, con el objeto de reducir al máximo las zonas muertas e incrementar el tiempo de residencia de los fluidos para obtener la mayor separación de agua. La eficiencia de deshidratación de estos tanques debe ser superior al 80% teniendo en cuenta las condiciones de flujo promedio diario y flujos puntuales máximos esperados, para garantizar la calidad de las corrientes efluentes.

Cada uno de los Gun Barrel cuenta con dos salidas principales, la primera corresponde al rebose de crudo conformado por un sistema de cuatro colectores ubicados a una altura de aproximadamente 8.05 metros desde el fondo del tanque e instalados en los cuatro extremos (0°, 90°, 180° y 270°) para permitir movimiento ascendente del fluido por toda el área del tanque; a través de estos colectores fluye el aceite con menor contenido de agua hacia una línea de 10" que recibe el caudal de crudo de los dos Gun Barrel y lo conduce hasta los tanques 5-B y 5-A, respectivamente. La segunda salida corresponde al drenaje de agua realizado en

forma automática por medio de una pierna barométrica que garantiza un nivel de interfase agua / crudo muy estable dentro del tanque.

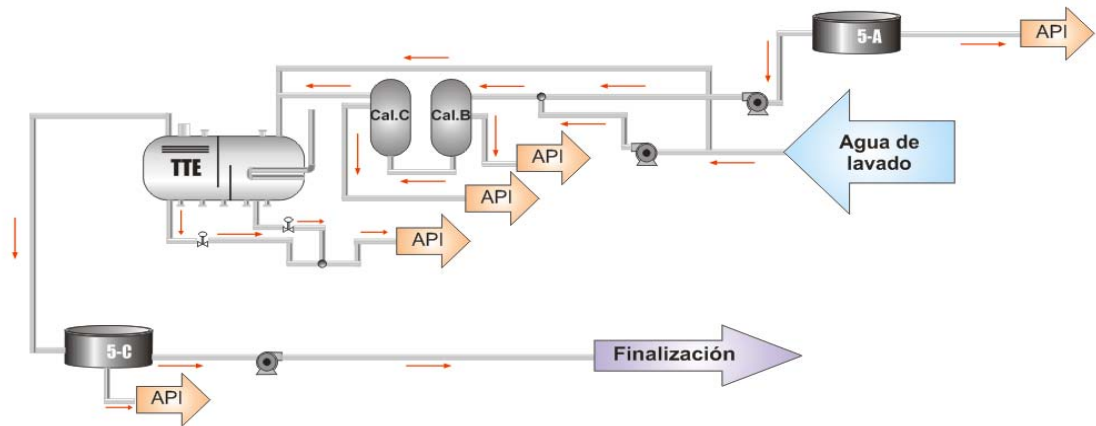
Adicionalmente, los Gun Barrel cuentan con salidas laterales en líneas externas de  $\frac{1}{2}$  pulgada de diámetro, ubicadas a diferentes alturas y denominadas tomamuestras, las cuales permiten monitorear el nivel de interfase y evaluar detalladamente el proceso de deshidratación llevado a cabo en cada tanque. El desempeño adecuado de estos equipos en el proceso debe garantizar que el agua drenada por la pierna barométrica presente un contenido de grasas y aceites inferior a 1.000 ppm y el BS&W del crudo en la línea de 10" que conduce el fluido hacia los tanques 5-A y 5-B no supere el 3.0%, obviamente estos valores se alcanzan siempre y cuando se realice una dosificación adecuada del producto desemulsificante en las estaciones de recolección.

Al igual que los Gun Barrel, el tanque 5-B cuenta con un colector de las mismas características para el rebose del crudo hacia el tanque 5-A, sin embargo, el drenaje del agua se realiza manualmente y no en forma automática por pierna barométrica.

Por otra parte, el tanque 5-A no posee sistema de distribución, ni colector, porque es utilizado como tanque de succión para la bomba que envía el crudo al sistema de desalado. El BS&W del crudo en la línea de succión de esta bomba no debe superar el 2.0%.

**2.2.2 Desalado.** En esta etapa ingresa el crudo con bajo porcentaje de agua, pero con gran porcentaje de sal, para lo cual se realiza un proceso que consiste en realizar un lavado del crudo con agua fresca para reducir el contenido de sal remanente después de la deshidratación realizada en los tanques y con ello alcanzar las condiciones mínimas de calidad exigidas para transporte y refinación.

Figura 7. Proceso de desalado.



Fuente: Autores del proyecto

El fluido es succionado del tanque 5-A e impulsado hacia el sistema de calentadores por la bomba P4/P5. El control de flujo a la descarga de estas bombas se realiza manualmente por estrangulamiento de la válvula de compuerta ubicada en la línea de descarga, con el objeto de evitar altas velocidades de flujo a través de los calentadores haciendo menos eficiente el proceso e incrementando el contenido de sal y el BS&W en el crudo a la salida de tratamiento.

El agua de lavado proviene de un pozo ubicado dentro de las instalaciones de la planta de tratamiento y es almacenada en un tanque elevado del cual succiona la bomba P1/P1A que inyecta el agua al proceso en el múltiple de entrada a los calentadores.

Actualmente, se cuenta con un tratador termo-electrostático (TTE) como equipo principal para realizar este proceso y también se cuenta con tres calentadores (A, B, C). A la entrada de cada equipo (TTE y calentadores) fue instalado un sistema de homogeneización, con el fin de mejorar la eficiencia de desalado, reducir la formación de emulsiones por alto esfuerzo de corte, reducir el arrastre de crudo en

el agua de descarte y disminuir el contenido de agua en el crudo a la salida del sistema.

El proceso de tratamiento en los tratadores termo-electrostáticos comprende dos componentes principales, la velocidad de sedimentación como efecto de la diferencia de densidades y la coalescencia de las gotas de agua generada por el campo electrostático creado entre las placas de las pantallas energizadas.

La naturaleza polar del agua con los dos átomos de hidrogeno (polo positivo) formando un ángulo de  $105^\circ$  que tiene como vértice el átomo de oxígeno (polo negativo) permite a la molécula orientarse dentro de un campo electrostático, haciendo posible el fenómeno de coalescencia.

El tratador está dividido en dos partes, la primera corresponde a la sección térmica provista de calentadores tubulares ó tubos de fuego, esta sección se subdivide en dos cámaras separadas por baffles y comunicadas por la parte inferior. En la segunda sección se encuentran las rejillas encargadas de crear el campo electrostático.

La corriente ingresa al tratador por la parte superior de la primera cámara de la sección térmica y es distribuida por una platina deflectora. El flujo a través de la primera cámara es descendente y en la segunda es ascendente, facilitando la separación del agua. Posteriormente, la emulsión caliente fluye a través de un distribuidor instalado en el fondo de la sección electrostática y luego asciende por las rejillas electrificadas.

El incremento de temperatura y el campo electrostático dentro del tratador favorecen la separación para obtener un crudo con bajo contenido de agua. El crudo que sale del sistema de desalado pasa al tanque 5-C de 5.000 barriles, donde tiene un tiempo de residencia que le permite alcanzar las condiciones

exigidas en cuanto a BS&W para finalmente ser enviados a fiscalización con la bomba P6.

Los calentadores B y C cuentan con distribuidor y colector, con el objeto de evitar cortos circuitos de flujo, permitiendo incrementar el tiempo de residencia y mejorar el rendimiento; sin embargo, su capacidad de tratamiento es inferior al volumen de flujo manejado en la planta deshidratadora, debido al incremento de producción alcanzado durante los últimos años.

El tratador termo-electrostático y los calentadores cuentan con válvulas proporcionales que controlan el drenaje de agua utilizando el diferencial de presión de la columna hidrostática como sistema controlador.

Con el fin de reducir el contenido de agua y sedimentos (BS&W) y la concentración de sal para alcanzar los parámetros exigidos, el fluido tiene un tiempo de residencia adicional en el tanque 5-C, favorecido por el incremento en temperatura logrado en el TTE. Finalmente, el crudo tratado es succionado del tanque 5-C por la bomba P6 y enviado a fiscalización.

### **2.3 OPERACIONES PLANTA DESHIDRATADORA**

En la planta deshidratadora se realizan operaciones que corresponden al seguimiento y mejoramiento preventivo y correctivo de los equipos y facilidades que intervienen en el proceso de tratamiento de crudo (deshidratación y desalado). Estas operaciones se listan a continuación:

- Tomar muestras de aceite de las bombas de succión P4 y P6, tanques Gun barrel 10-1 y 10-2, a la entrada del calentador B y a la salida del tratador termo-electrostático (En total 6 muestras), enviarlas a laboratorio para pruebas (Agua y sedimentos, sal y gravedad API).

- Realizar operación de apagado/encendido de la bomba P6, en cambio de tanque de almacenamiento de crudo para fiscalizar y liquidar (asegurar válvula P6, cerrar válvula de tanque lleno y abrir válvula de tanque que recibe).
- Realizar a media noche fiscalización y liquidación de los 3 tanques (20-3, 40-1 y 40-2), determinando la cantidad de crudo neto por tanque y la producción de barriles de crudo por día.

### **2.3.1 Recorrido de la planta cada dos horas.**

- Abrir testigos y toma-muestras para observar nivel de agua en tanques 5-A, 5-B y 5-C.
- Realizar medición a los tanques 5-A y 5-C.
- Tomar registros de contadores de crudo.
- Revisar registro de caudal en las bombas de succión.
- Revisar estado de quemadores e instrumentación (indicador de nivel simulado en *Delta-V*, realizar medición manual).
- Apertura de línea de desfogue para evacuar el agua de alguno de los tanques por alto nivel de agua en el interior.
- Realizar medición de niveles de interfaz de tanques 10-1 y 10-2.
- Leer visor de calentadores A, B, C y TTE en lo referente al indicador del porcentaje de agua.

Con base en las anteriores operaciones se realiza:

- Ajuste de cambios o toma de decisiones que competen al mejor funcionamiento de las variables del proceso.
- Cuando el nivel en los tanques 10-1 y 10-2 y en los calentadores esta por debajo de los parámetros de operación normales, se cierran las válvulas en las piscinas API, en los calentadores y se realiza el cierre manual en el tanque 10-2. El drenaje en el tanque 10-1 es realizado por pierna barométrica.

- Si aumenta el nivel del tanque 5-A, se aumenta la presión de descarga y si baja ocurre lo contrario.

Operaciones de Facilidades:

- Succionar aguas aceitosas y enviarlas al separador API.
- Acondicionamiento de bombas.
- Instalar facilidades en líneas de agua.
- Desplazamiento de líneas.
- Descargar camión de vacío a tanques.
- Achicar contrapozos - piscinas con chupamanchas.

**2.3.2 Inventario de 24 horas.** Esta operación se lleva a cabo a media noche, consistiendo en la medición y seguimiento de crudo almacenado por día en los tanques de fiscalización. Para realizar este inventario diario se tienen cierto tipo de formulas que permiten conocer el volumen total de crudo de acuerdo a los parámetros y propiedades del fluido almacenado en los tanques de fiscalización.

Los parámetros medidos y calculados son:

- Nivel del producto (cm.)
- Nivel de agua (cm.)
- T °F = Temperatura del crudo en °F
- Ta °F = Temperatura ambiente en °F
- TOV (bls) = Volumen total observado en barriles, buscado de acuerdo a tablas de aforo (cm.)
- FW (bls) = Agua en barriles, buscado de acuerdo a tablas de aforo (cm.)
- CTSh = Factor de corrección de la lámina.
- GOV (bls) = Volumen de bruto observado en barriles
- Gravedad API@60 °F= Realizado en laboratorio.

- VCF (6A) = Conversión de temperatura API.
- GSV (bls) = GOV (bls) \* VCF(6A)
- %BSW = Realizado en laboratorio
- NSV (Volumen neto de crudo) = GSV (bls) \* Datos

$$GVS(bls) = GOV(bls) * VCF$$

$$NSV(bls) = GSV(bls) * Datos$$

$$Datos = 1 - \left( \frac{\%BSW}{100} \right)$$

$$TSH = \frac{7 * Temperatura Fluido + Temperatura Ambiente}{8}$$

$$CTSh = 1 + 12.4e^{-6}(TSH - Temp. Base) + 4e^{-9}(TSH - Temp. Base)^2$$

*Temp. Base = Tablas → aforo*

Para proporcionar los pasos necesarios para la ejecución de una operación específica se debe tener en cuenta los instructivos elaborados para procesos específicos. Por esta razón a continuación se presentan los instructivos pertenecientes a la planta deshidratadora.

Existen instructivos de medición de tanques, arranque y puesta en marcha de quemadores, puesta en marcha de calentadores, instructivos o procedimientos de correcciones en Delta-V.

Procedimientos de trasego de tanques, procedimientos para colocar prueba de producción en pozos, procedimiento operaciones del sistema contraincendios.

Los principales procedimientos de laboratorio para realizar un adecuado seguimiento y revisión del proceso de tratamiento son:

- Análisis de BS&W – Agua y sedimentos por centrifugación.
- Análisis de sal en crudos.
- Medida de tanques.

### 3. ANÁLISIS DEL PROCESO

#### 3.1 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES ACTUALES

Para el desarrollo de las operaciones de producción referentes a la planta deshidratadora es necesario emplear recursos humanos y de equipos para cumplir con los requerimientos de estándares de producción de crudo.

Por tal razón, es indispensable contar con un seguimiento de los sistemas y facilidades existentes en la planta para regular y controlar las variables del proceso de acuerdo con la operación específica a realizar en las Sub-divisiones de la planta como tal. Por consiguiente, en la isla VI, existen facilidades encargadas de proporcionar los medios necesarios para el correcto funcionamiento del proceso de tratamiento de crudo. Estas facilidades se encuentran agrupadas en sistemas operativos que son:

- Almacenamiento.
- Calentamiento.
- Bombeo.
- Tratamiento de aguas residuales.
- Contra-incendio: necesario para atender eventualidades que involucren conflagraciones.

**3.1.1 Sistema de almacenamiento.** Este sistema cuenta con una capacidad nominal total de 135.000 barriles distribuidos en ocho (8) tanques soldados, cilíndricos de techo cónico fijo, como se describe en cuadro 3. Algunos de ellos son utilizados como etapas intermedias del proceso de tratamiento y otros para la fiscalización del crudo.

Tabla 3. Sistema de almacenamiento.

Tanque	Capacidad Nominal (bls)	Diámetro (m)	Altura (m)	Altura Maxima de Llenado (bls)	Servicio
5 – A	5.000	12.20	7.70	¾ o 85%	Tratamiento
5 – B	5.000	12.56	7.80	¾ o 85%	Tratamiento
5 – C	5.000	12.80	7.75	¾ o 85%	Tratamiento
10 – 1	10.000	15.48	9.45	¾ o 85%	Tratamiento
10 – 2	10.000	15.40	9.51	¾ o 85%	Tratamiento
20 – 3	20.000	21.24	9.37	20.466,85	Tratamiento/Fiscalización
40 - 1	40.000	25.20	15.18	43.268,68	Fiscalización
40 – 2	40.000	24.50	15.31	43.225,26	Fiscalización

A continuación, se presenta un breve resumen de los tanques de almacenamiento Gun Barrel, los cuales son llenados por medio de bombas de desplazamiento positivo (P4 y P5):

**Tanque 10-1:** Este tanque recibe la producción de isla VI, tiene una altura de 9.50 metros. El rebose (a 8.05 metros de altura) de este tanque fluye por una línea de 10” hacia el tanque 5-B.

**Tanque 10-2:** Este tanque recibe la producción proveniente de las estaciones auxiliar e isla IV, tiene una altura de 9.51 metros. El rebose (a 8.05 metros de altura) de este tanque fluye por una línea de 10” hacia el tanque 5-B.

Los tres (3) tanques de 5.000 barriles son etapas intermedias del proceso de tratamiento:

**Tanque 5-A:** Este tanque tiene capacidad de almacenamiento de 5000 barriles de crudo, altura de 7.70 metros y el tubo de succión se encuentra ubicado a 1.20 metros de altura. En este tanque se realiza el proceso de deshidratación térmica. Este es succionado por la bomba P4 ó P5.

**Tanque 5-B:** Este tanque tiene capacidad de almacenamiento de 5000 barriles de crudo, altura de 7.80 metros y rebosa al tanque 5-A en una altura de rebose de 6.0 metros.

**Tanque 5-C:** Este tanque tiene capacidad de almacenamiento de 5000 barriles de crudo, altura de 7,75 metros. Este tanque es succionado por la bomba P6 y presenta dos posibles alturas de succión: a 4,50 metros y a 60 centímetros.

Los dos (2) tanques de 40.000 barriles se utilizan para fiscalizar la totalidad del crudo producido en el campo. El tanque 20-3 tiene doble funcionalidad, es decir, puede ser utilizado como última etapa de tratamiento cuando el contenido de agua y sedimentos (BS&W) es mayor a 0,5% a la salida del tanque 5-C ó para fiscalización en los demás casos.

**3.1.2 Sistema de calentamiento.** Este sistema está compuesto por cuatro equipos, un tratador termo-electrostático como herramienta principal del proceso de tratamiento y tres (3) calentadores o tratadores térmicos A, B y C, mediante los cuales se lleva a cabo el desalado del crudo.

El tratador termo-electrostático (TTE) es el equipo principal del sistema, es decir, en condiciones de operación normal, este equipo debería cumplir con la totalidad del proceso de desalado. En la actualidad la eficiencia del proceso cuando se emplea solo el TTE no es suficiente para alcanzar los parámetros de calidad exigidos por la refinería. Por tal razón, actualmente se emplea los tres calentadores junto con el TTE debido a la magnitud y características de la producción de crudo.

**3.1.2.1 Tratador termo-electrostático.** El propósito fundamental de los tratadores térmicos electrostáticos utilizados en el procesamiento de crudo es proporcionar separación de gas, realizar la remoción de agua libre, y favorecer la coalescencia

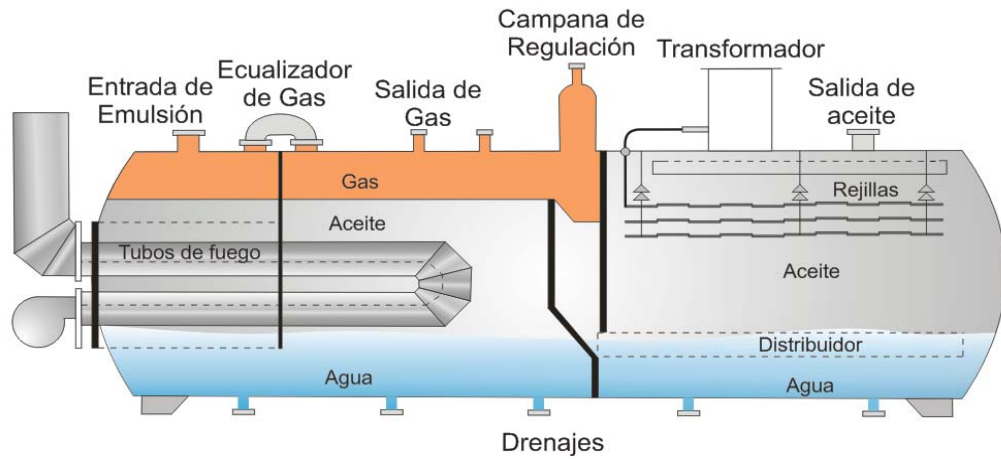
de partículas de agua atrapadas para cumplir especificaciones en el crudo de entrega a refinería. Para alcanzar el desempeño óptimo se requiere que los volúmenes y las especificaciones de los fluidos que manejan estén dentro de los parámetros de diseño originales del equipo.

Los tratadores térmicos-electrostáticos constan principalmente de dos etapas, la etapa de Calentamiento y la etapa de Coalescencia.

En la etapa de Calentamiento los fluidos de producción son sometidos a la acción del calor mediante un sistema de combustión a una temperatura establecida. En esta zona se busca la inestabilización y posterior rompimiento de la emulsión mediante el calentamiento de las fases, de tal manera que los fluidos producidos son llevados hasta una temperatura cercana a los 160° F, lo cual produce un aumento en las densidades y una reducción de las viscosidades, haciendo que las gotas dispersas de agua puedan precipitarse por gravedad. De igual manera en esta zona se presenta una etapa de lavado de crudo debido a que el flujo de entrada al recipiente es descargado directamente en el agua, de manera que la afinidad existente entre las gotas dispersas y el agua en el tratador faciliten la separación en esta primera etapa. Un factor muy importante a tener en cuenta es que esta etapa es la encargada de remover el gas que se produce durante el calentamiento del crudo el cual sirve para estabilizar la presión del recipiente, por consiguiente en la etapa de calentamiento del tratador se presentan las tres fases crudo, gas y agua distribuidas en capas desde el fondo hacia la parte superior del recipiente de la siguiente manera:

Zona o colchón de agua, zona de calentamiento de crudo y zona de gas (cobijamiento).

Figura 8. Diagrama interno de distribución de fases en el tratador.



Fuente: Autores del proyecto

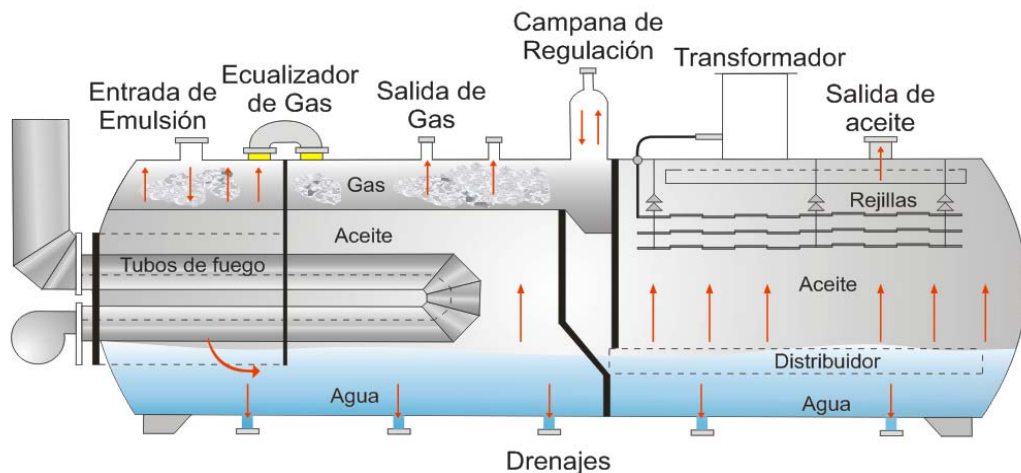
En etapa de Coalescencia, el crudo lleva menor cantidad de agua y en tamaños de partículas menores. El crudo es pasado a través de un campo eléctrico el cual hace que las gotas de agua choquen entre si aumentando de tamaño (fenómeno de coalescencia) para finalmente precipitarse por gravedad al fondo del recipiente. Esta acumulación de agua en el fondo del recipiente es retirada utilizando para esto líneas de drenaje en el fondo del recipiente. En esta zona se debe evitar la presencia de gas para prevenir problemas de chispa y posterior explosión del tratador. Se debe establecer el límite operativo de presión del tratador por encima de la presión de burbuja del crudo a la temperatura de operación para evitar la formación de gas en la sección de coalescencia.

Para la generación del Campo eléctrico el tratador termo electrostático (TTE) tiene un transformador amplificador de voltaje el cual eleva el suministro de 440 VAC, proveniente de la subestación eléctrica hasta un voltaje de 16000-23000VAC. A la salida del transformador un rectificador de onda convierte la señal de corriente alterna en corriente continua, para alimentar las parrillas electrostáticas.

En la planta deshidratadora de Isla VI, la corriente de entrada al tratador, proveniente de los tanques Gun barrel, TK-10-1 y TK-10-2 tiene un BS&W promedio del 2%, antes de entrar al Tratador, se adiciona entre un 8% y 10% de agua fresca con el fin de efectuar el lavado del crudo y la remoción de sal. En condiciones normales de operación el BS&W del crudo a la salida del tratador debe ser menor al 1% con valores que oscilan entre 0.2% hasta el 1%.

A continuación se observa un diagrama del tratador térmico-electrostático en el cual se especifica la distribución de las fases de la corriente de entrada, en las secciones internas.

Figura 9. Diagrama de flujo interno en el tratador.



Fuente: Autores del proyecto

#### – Flujo del proceso en el tratador

En esta sección se explica en detalle el proceso normal del flujo a través del tratador, en la figura 9 se muestra el diagrama interno del tratador y la dirección del flujo de crudo.

#### – **Separación inicial del gas**

El fluido producido ingresa a la unidad de proceso por encima de los tubos de fuego en la entrada de la sección de desgasificación. El gas libre es liberado desde la corriente y es igualado a través de una entrada en las áreas de calentamiento y desgasificación del tratador (Ver figura 9).

La sección de desgasificación esta separada de la sección de calentamiento mediante baffles o pantallas fijas. El fluido se precipita por el área de desgasificación e ingresa a la sección de calentamiento debajo de los tubos de fuego donde el agua libre es liberada para descarga.

#### – **Remoción de agua libre**

El nivel de agua en la sección de calentamiento es mantenido por un control de interfase el cual opera una válvula de descarga de agua en las líneas de drenaje.

#### – **Calentamiento y desgasificación final**

El aceite y el agua remanente entran por arriba alrededor de los tubos de fuego, donde la temperatura requerida es alcanzada. El incremento en la temperatura de aceite liberará gas que luego será unido al gas libre de la sección de entrada y es descargado desde el tratador a través de una válvula de control auto-regulada. El nivel del fluido es mantenido en esta sección por la altura de un baffle ó pantalla fija. El aceite y el agua remanente deben pasar por encima de esta pantalla hacia la cámara de control de aceite diferencial.

#### – **Sección de control de aceite diferencial**

Esta sección esta localizada entre las secciones de calentamiento y coalescencia del tratador. Los fluidos entran a la cámara pasando sobre la pantalla (baffle) de la

sección de calentamiento. Esta cámara tiene un control de nivel de aceite el cual es activado por el incremento en el fluido que entra.

El control opera la válvula de descarga de aceite del tratador. El fluido luego viaja hacia abajo cerca del fondo de la cámara de aceite de control diferencial donde están localizadas las aperturas a los distribuidores de la sección de coalescencia.

#### – **Sección de coalescencia**

El aceite y el agua remanente entran a la sección de coalescencia desde la cámara de control de aceite diferencial a través de unos distribuidores de orificios medidos. Los distribuidores al forzar el fluido a pasar por los orificios medidos permiten que el agua libre ó los sólidos caigan y se unan con el agua en esta sección del tratador. El nivel de agua es mantenido por un control de interfase el cual opera una válvula de descarga de agua en las líneas de drenaje. El aceite y el agua remanente fluyen hacia arriba y son uniformemente distribuidos para utilizar totalmente el área de la sección de coalescencia. Cuando el aceite y el agua entran en contacto con el campo eléctrico en el área de las rejillas electrostáticas se produce el fenómeno de coalescencia. El agua liberada se precipita dentro del recipiente por acción de la gravedad y el aceite limpio continua subiendo hasta el tope de la vasija donde es descargado a través de la válvula de control de salida del tratador.

#### – **Especificaciones del tratador**

En esta sección se especifican algunos parámetros físicos y dimensiones de diseño del tratador, así como los componentes de los sistemas de control y la instrumentación instalada, explicando su funcionamiento dentro de los procesos que se llevan a cabo en el tratamiento del crudo.

Tabla 4. Dimensiones y características físicas del tratador

<b>CARACTERISTICAS O DIMENSION</b>	<b>VALOR</b>
Tipo	Termo-electrostatico
Material de construcción	Acero S A – 516 – 70V
Peso vacio	71000 libras
Espesor	3/8 Pulgadas
Diámetro interno	10 Pies
Volumen	540 Barriles
Longitud total	40 Pies
Longitud del casco (sin tapas)	35 Pies
Longitud de las cabezas elípticas	2 Pies, 10 Pulgadas
Diámetro de los tubos de fuego	24 Pulgadas
Longitud de los tubos de fuego	15 Pies
Espesor de los tubos de fuego	1/8 Pulgadas
Altura de las chimeneas	35 Pies (8.85m)
Diámetro de la línea de entrada de aceite	6 Pulgadas
Diámetro de la línea de salida de aceite	6 Pulgadas
Diámetro de la línea de salida de gas	2 Pulgadas
Diámetro de la línea de drenaje de agua de calentamiento	3 Pulgadas
Diámetro de la línea de drenaje de agua de coalescencia	3 Pulgadas
Presión de operación	20 Psig. @ 160 °F
Presión de diseño	75 Psig. @ 225 °F
Temperatura de operación	160 °F
Temperatura de diseño	250 °F
Tiempo de retención promedio	= 1,3 horas
Diámetro interno	10'
Longitud total	45'
Flujo de aceite	20.000 BPD
Flujo de agua	4.500 BPD
Gravedad del aceite	28 a 30 °API

### 3.1.2.2 Especificaciones de calentadores

Tabla 5. Dimensiones y características físicas de calentadores.

CARACTERÍSTICAS O DIMENSIÓN	VALOR
Fabricante	National Tank Co, Tuesa Okla U.S.A
Medidas	10' * 22. 6'
W.P	75 PSI
T.P	113 PSI
SER	H10 – 133
Capacidad	6.000.000 BTU/HP

**3.1.3 Sistema de Bombeo.** Para realizar el respectivo bombeo a cada una de las etapas del proceso se cuenta con (5) cinco bombas que se encargan de transferir los fluidos entre tanques que conforman en conjunto el sistema de deshidratación, desalado y fiscalización.

Estas bombas permiten inyectar agua al proceso de desalado, llevar el crudo de la etapa de deshidratación a desalado, llevar el crudo a los tanques de fiscalización y realizar proceso de trasiego de crudo entre tanques, entre otras operaciones.

A continuación se presentan las características de las bombas antes mencionadas con la respectiva indicación del servicio que prestan:

Tabla 6. Características de las bombas.

EQUIPO	BOMBA	MOTOR	SERVICIO
P – 1	BYRON – JACKSON SIZE: 2*33131/4L SERIAL No. 861-V 0216 ROT: CCW GPM: 50 HD FT: 600 RPM: 3600	GENERAL ELECTRIC MODEL: 5K365CN308P HP: 50 RPM: 1180 VOLT: 460 V AMP: 4.5 A SERVICE FACTOR: 1.6 PHASE: 3 F: 60 HZ	AGUA FRESCA A DESALADO
P – 1A	BYRON – JACKSON SIZE: 2*33131/4L SERIAL No. 861-V 0216 ROT: CCW GPM: 50 HD FT: 600 RPM: 3600	WESTINGHOUSE PHASE: 3 CYCLES: 60 SERIAL: 8008 HP: 75 RPM: 3560 VOLT: 460 V AMP: 85 A	AGUA FRESCA A DESALADO
P - 4	MISSION 1-7/8 SIZE: 5*6C FIG No. C5800-56 SERIE: N1461	GENERAL ELECTRIC MODEL: 5K4405A21 HP: 75 RPM: 1770 VOLT: 440V CYCLES: 60 SERVICE FACTOR: 1.5 PHASE 3	CRUDO A DESALADO
P - 5	WORTHINTONG SERIAL: 448299 SYMBOL: 6GR MODEL: M3114 SER: 2	GENERAL ELECTRIC MODEL: 5K365CN308P HP: 50 RPM: 1180 VOLT: 460 V AMP: 63.5 A SERVICE FACTOR: 1.6 PHASE: 3	CRUDO A DESALADO
P - 6	WORTHINTONG SERIAL: 448299 SYMBOL: 6GR MODEL: M3114 SER: 2	GENERAL ELECTRIC MODEL: 5K365CN308P HP: 50 RPM: 1180 VOLT: 460 V AMP: 63.5 A SERVICE FACTOR: 1.6 PHASE: 3	CRUDO A FISCALIZAC ION

Actualmente, se encuentra en funcionamiento para inyección de agua en lo referente al proceso de desalado la bomba P1, la cual cuenta con su respectiva bomba de relevo (P-1A). Para el proceso de succión de crudo se encuentra en funcionamiento la bomba P4 como bomba de succión de tanques, la cual posee

bomba de relevo (P5). Esta bomba de desplazamiento positivo succiona del tanque 5-A para enviar el fluido al proceso de desalado, tiene la capacidad de aumentar la descarga al abrirse o disminuirla al cerrarse.

Para el caso de Bypass, las válvulas son de desplazamiento positivo, las cuales pueden abrirse para disminuir la descarga y cerrarse para aumentarla.

La bomba P6 se encarga de succionar del tanque 5-C y enviar el crudo a los tanques de fiscalización.

## **4. ANÁLISIS DEL PROCESO ACTUAL**

### **4.1 ANÁLISIS DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN.**

El primer análisis hecho para la planta figura 6, se hace a manera de sensibilidad para tener en cuenta las diferentes configuraciones a que es sometida la planta.

**4.1.1 Comportamiento del proceso en los Gun Barrel 10-1 y 10-2.** En este capítulo se presentan algunos detalles considerados primordiales para el estudio del proceso, incluyendo datos operacionales, variaciones generadas por disturbios u otras condiciones diferentes a la operación normal. La información posterior permitirá definir adecuadamente las tolerancias y asegurar un proceso de tratamiento flexible.

Con base en el proceso descrito en el capítulo 2 y la información recopilada, se determinó el caudal máximo de tratamiento, utilizando el esquema de tratamiento actual y las facilidades existentes. En la tabla 7 se presentan los resultados de los cálculos realizados para el Gun Barrel 10-1.

Tomando primero como base el caudal promedio de aceite tratado en la planta durante los cinco primeros meses del año 2008 de 13512 BOPD, junto con un BSW de 30.9%, correspondiente a el BSW presentado a la entrada de estos equipos, para un total de 17687 BPD a tratar en los Gun Barrel.

Tabla 7. Resultados de tratamiento en el Gun Barrel 10-1 con caudal promedio.

Porcentaje de caudal (%)	Velocidad de Sedimentación (mm/s)	Caudal (BPD)	Residencia Mínima (Horas)	Diámetro de partícula (µm)
100	0.181	17687	4.72	659.22
75	0.136	13265	6.30	570.90
70	0.127	12381	6.75	551.54
60	0.109	10612	7.87	510.63
50	0.091	8844	9.45	466.14
40	0.073	7075	11.81	416.93
30	0.054	5306	15.75	361.07
25	0.045	4422	18.90	329.61

Para el Gun Barrel 10-2 se realizó el mismo análisis anterior con el caudal de fluido y los resultados se muestran en la tabla 8.

Tabla 8. Resultados de tratamiento en el Gun Barrel 10-2 con caudal promedio.

Porcentaje de caudal (%)	Velocidad de Sedimentación (mm/s)	Caudal (BPD)	Residencia Mínima (Horas)	Diámetro de partícula (µm)
100	0.183	17687	4.68	662.63
75	0.138	13265	6.23	573.86
70	0.128	12381	6.68	554.40
60	0.110	10612	7.79	513.27
50	0.092	8844	9.35	468.55
40	0.073	7075	11.69	419.09
30	0.055	5306	15.59	362.94
25	0.046	4422	18.70	331.32

Los cálculos anteriores se realizaron tomando una variación con el caudal de entrada de acuerdo a los diferentes porcentajes de caudales que van ingresando a los equipos, que son algunos de los caudales que puede manejar la planta, para tener una flexibilidad operacional adecuada.

Para calcular el diámetro mínimo de partícula de las gotas de agua a separar en los Gun Barrel, se utilizó la ecuación 2.

$$d = 81.8 \left[ \frac{FQ\mu}{(\Delta S.G.)d_m^2} \right]$$

Ecuación 2.

Donde:

d = Diámetro del Gun Barrel [in]

F = Factor de corto circuito.

Q = Caudal de Fluido [BPD]

$\mu$  = Viscosidad del crudo [cp]

$\Delta S.G.$  = Diferencia de gravedad específica (agua-aceite).

$d_m$  = Diámetro de partícula [micrones]

El factor de corto circuito esta definido por la ecuación 3.

$$F = \frac{1}{\varepsilon}$$

Ecuación 3.

Donde:

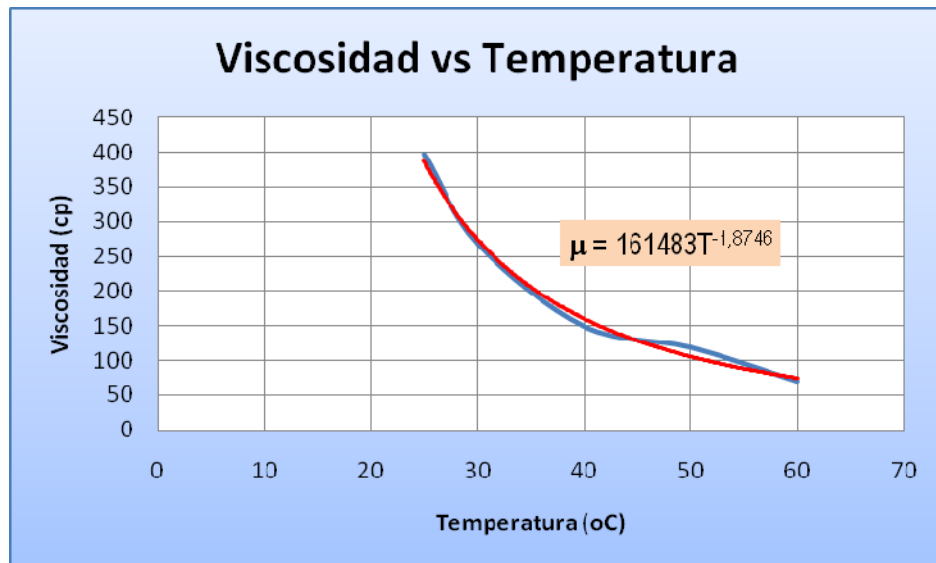
F = Factor de corto-circuito

$\varepsilon$  = Eficiencia areal de distribución (Gun Barrel 10-1 y 10-2 es de 95%)

Para el cálculo de la viscosidad del crudo se utilizo la figura 10, correspondiente al comportamiento de la viscosidad con respecto a la temperatura del fluido en el campo Cantagallo, con los datos de temperatura tomados en la planta. Se procede a hallar la viscosidad con la línea roja que representa la línea de ajuste de estos puntos.

Ambos Gun Barrel trabajan a una temperatura de 100 °F(37.78°C), con lo cual se obtiene una viscosidad de 178 cp.

Figura 10. Comportamiento de la viscosidad del fluido del campo Cantagallo con la temperatura.



Fuente: Tomada y modificada de ECOPETROL S.A.

Teniendo en cuenta los valores utilizados en la ecuación 2 se procede a calcular el tiempo mínimo de residencia necesario para que las gotas de agua sedimenten utilizando la ecuación 4.

$$d^2 h = \frac{F(t_r) \rho Q}{0.12}$$

Ecuación 4.

Donde:

d = Diámetro del Gun Barrel [in]

F = Factor de corto circuito.

Q = Caudal de Fluido [BPD]

( $t_r$ )<sub>o</sub> = Tiempo de residencia del crudo [minutos]

h = Altura de la sección de coalescencia [in]

Para el caso de los Gun Barrel la altura de la sección de coalescencia esta establecida por el colchón de agua que se encuentra a 3 mts de la base del tanque y por encima de esta medida se encuentra la sección del aceite.

Asumiendo que el tamaño requerido de partícula que debe ser asentado está en función solo de la viscosidad del aceite y el contenido de agua, por práctica se puede recurrir a la siguiente ecuación, para obtener un valor cualitativo del mismo:

$$d_{m1\%} = 170\mu^{0.4} \quad \text{si } 3 < \mu_0 < 80\text{cp}$$

Ecuación 5.

Donde:

$d_{m1\%}$  = Diámetro de la partícula de agua a ser asentada de el aceite al alcanzar un corte de agua de 1%. El  $d = 2r$  esta dado en micrones.

$\mu$  = viscosidad de la fase de aceite, cp.

$$\frac{d_m}{d_{m1\%}} = BS\&W^{0.33}$$

Ecuación 6.

Donde:

$d_m$  = Diámetro de la partícula de agua a ser asentada del aceite al alcanzar un corte de agua dado (BS&W), micrones.

$BS \& W$  = Corte de agua, en fracción.

Esta ecuación permite determinar el diámetro de partícula para un crudo dado a cualquier valor de  $BS\&W$ .

Para establecer un rango operacional del proceso se supone un diámetro de partícula entre 500 y 1000 micrones establecido por la ecuación 6 lo cual nos permite obtener una flexibilidad operacional que es acorde a los parámetros funcionales de los Gun Barrel 10-1 y 10-2, los resultados se muestran en la tabla 9 y 10 respectivamente.

Tabla 9.Sensibilidad del diámetro de partícula para el Gun Barrel 10-1.

<b>dm (<math>\mu\text{m}</math>)</b>	<b>Q (BPD)</b>
500	10175
600	14652
700	19943
1000	40700

Tabla 10.Sensibilidad del diámetro de partícula para el Gun Barrel 10-2.

<b>dm (<math>\mu\text{m}</math>)</b>	<b>Q (BPD)</b>
500	10070
600	14501
700	19738
1000	40282

Estos valores se definieron tomando como base los mejores resultados obtenidos para el contenido de agua y sedimentos ( $BS\&W$ ) durante los seguimientos

realizados y las condiciones óptimas de operación. Con estos diámetros de gota y utilizando la correlación de Stokes se calcula la menor velocidad de sedimentación que a su vez se define como la máxima velocidad lineal de ascenso (ecuación 7) para lograr la separación de las gotas de agua con mayor diámetro al definido para cada uno de los equipos.

$$V_o = \frac{1.78^{-6}(\Delta SG)_{w/o} * (d_m)_w^2}{\mu}$$

Ecuación 7.

Donde:

$V_o$  = velocidad final de ascenso, [ft/s]

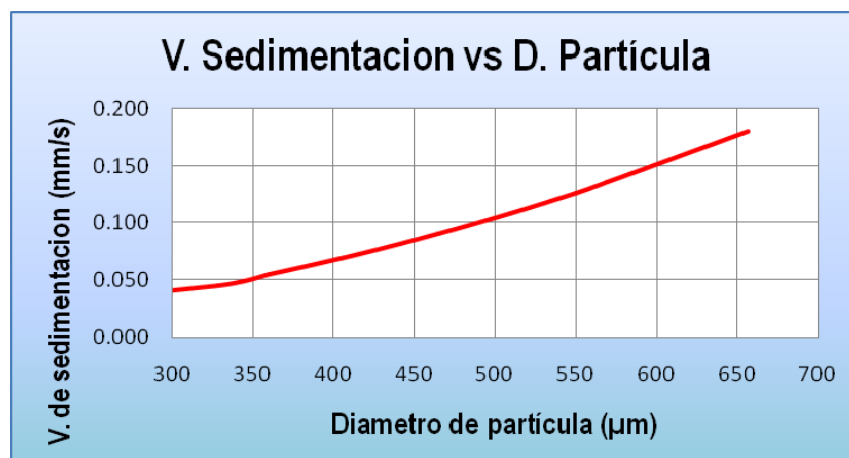
$(d_m)_w$  = diámetro de la gota de agua, [ $\mu\text{m}$ ]

$\mu$  = viscosidad de la fase continua, [cp]

$(\Delta SG)_{w/o}$  = diferencia de gravedades específicas.

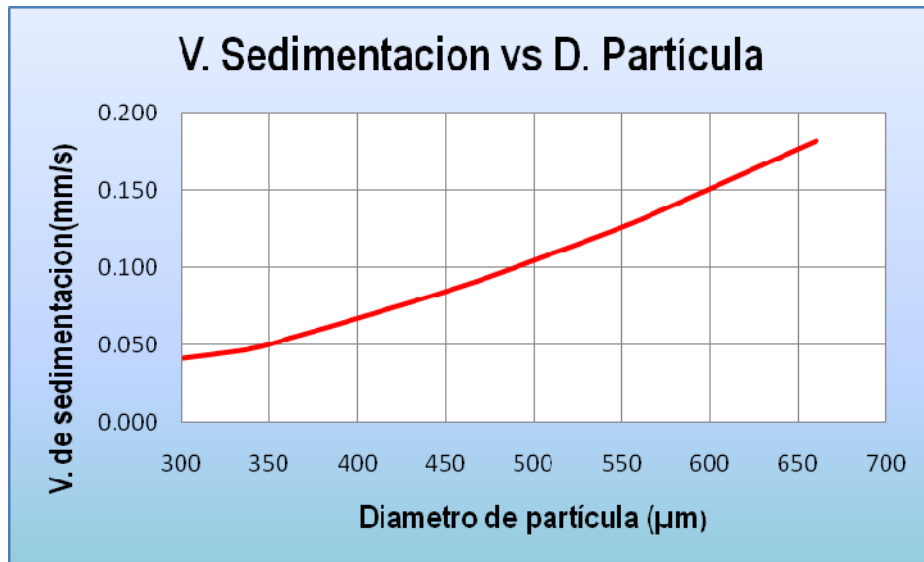
En la figura 11 se puede observar la curva de velocidad de sedimentación del agua con relación al diámetro de partícula para el Gun Barrel 10-1.

Figura 11. Comportamiento de la velocidad de sedimentación con respecto al diámetro de partícula para el Gun Barrel 10-1 con caudal promedio.



Fuente: Autores del proyecto

Figura 12. Comportamiento de la velocidad de sedimentación con respecto al diámetro de partícula para el Gun Barrel 10-2 con caudal promedio.



Fuente: Autores del proyecto

La capacidad máxima de tratamiento en cada uno de los equipos se calculó teniendo en cuenta la máxima velocidad lineal de ascenso y la eficiencia areal de flujo definida por la configuración interna de los recipientes, teniendo en cuenta que un recipiente dotado con elementos que reparten y acopian el fluido en diferentes puntos distribuidos adecuadamente en toda el área de flujo, utilizan mayor proporción volumétrica del equipo haciendo más eficiente su desempeño.

Los Gun Barrel 10-1 y 10-2 cuenta cada uno de ellos con su respectivo distribuidor y colector. La eficiencia estimada de cada uno de estos equipos es del 95%.

De acuerdo a los resultados anteriores se dice que los Gun Barrel están funcionando normalmente con el caudal promedio trabajado durante los primeros cinco meses del 2008, realizando un proceso acorde a lo esperado por estos equipos durante el recorrido del fluido dentro de la planta.

➤ **Comportamiento operacional con el caudal máximo obtenido.**

Para tener una visión mas amplia sobre el manejo de un caudal mayor al caudal promedio trabajado anteriormente y teniendo en cuenta que en el campo Cantagallo se espera manejar en el proyecto que contempla el aumento de la producción un caudal mucho mas grande, se procede a hacer un análisis del máximo caudal obtenido en el transcurso del año, durante el proceso realizado en los primeros cinco meses de 2008, se encuentra que en el mes de Abril sucedió un caudal máximo debido a trabajos realizados en la planta que forzaron a restringir el flujo de fluidos el día anterior al que se obtuvo el máximo caudal.

Los siguientes análisis se realizaron para este máximo caudal de 21451 BPD y teniendo en cuenta que el BSW manejado es de 30.9% para un total de 28079 BPD de fluido de entrada a los Gun Barrel.

Tabla 11. Resultados de tratamiento en el Gun Barrel 10-1 con caudal máximo.

Porcentaje de caudal (%)	Velocidad de Sedimentación (mm/s)	Caudal (BPD)	Residencia Mínima (Horas)	Diámetro de partícula (µm)
100	0.288	28079	2.98	830.60
75	0.216	21059	3.97	719.32
70	0.202	19655	4.25	694.93
60	0.173	16847	4.96	643.38
50	0.144	14040	5.95	587.33
40	0.115	11232	7.44	525.32
30	0.086	8424	9.92	454.94
25	0.072	7020	11.90	415.30

De acuerdo a la tabla anterior, el diámetro de partícula para este caudal máximo esta dentro del rango establecido para el manejo de los Gun Barrels menor a 1000 micrones.

Tabla 12. Resultados de tratamiento en el Gun Barrel 10-2 con caudal máximo.

Porcentaje de caudal (%)	Velocidad de Sedimentación (mm/s)	Caudal (BPD)	Residencia Mínima (Horas)	Diámetro de partícula (µm)
100	0.291	28079	2.95	834.91
75	0.218	21059	3.93	723.05
70	0.204	19655	4.21	698.53
60	0.175	16847	4.91	646.71
50	0.146	14040	5.89	590.37
40	0.116	11232	7.36	528.04
30	0.087	8424	9.82	457.30
25	0.073	7020	11.78	417.45

Igualmente el Gun Barrel 10-2 esta dentro del rango establecido para operar menor a 1000 micrones.

Esto quiere decir que por parte de estos dos Gun Barrel ellos funcionaron bien y se espera que con un aumento de caudal posterior funcionen normalmente.

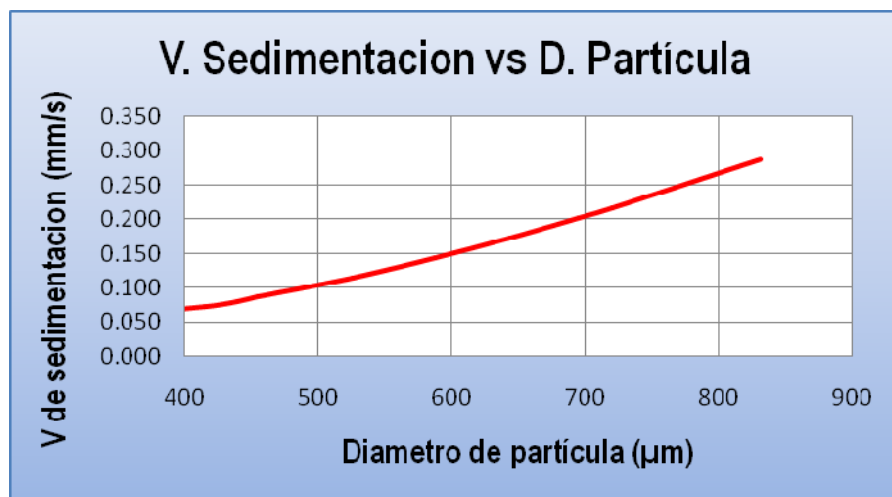
Los diámetros de partícula se hallaron por medio de la ecuación 2, solamente teniendo en cuenta el aumento respectivo del caudal.

Para el calculo de los tiempos de residencia se utilizó la ecuación 3 que para este caudal máximo disminuyeron sustancialmente debido a que el proceso lo amerita ya que por ser un caudal mas amplio debe continuar sin tener que parar, por tanto el tiempo en que esta en los Gun Barrel es menor.

Se establece el mismo rango operacional de un diámetro de partícula entre 500 y 1000 micrones, como se estableció en la tablas 9 y 10. En estas tablas se ve que para un diámetro de partícula de 1000 micrones a retirar, los Gun Barrel me soportarían como máximo un caudal de 40700 para el 10-1 y de 40282 para el 10-2 y este caudal máximo que se esta manejando es menor a estos dos lo que nos lleva a decir que los Gun Barrel pueden soportar este aumento en el caudal diario.

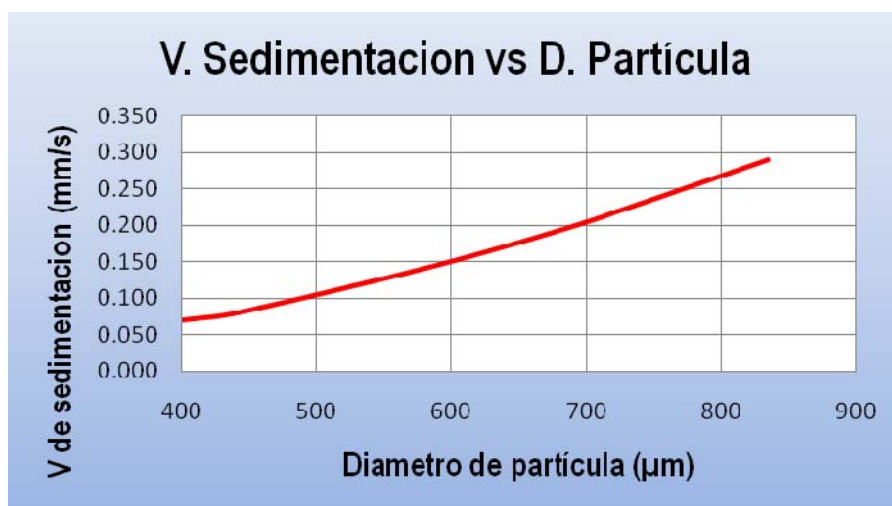
Con los diámetros de partícula y utilizando la ley de Stokes se grafica la velocidad de sedimentación y estos diámetros.

Figura 13. Comportamiento de la velocidad de sedimentación con respecto al diámetro de partícula para el Gun Barrel 10-1 con caudal máximo.



Fuente: Autores del proyecto

Figura 14. Comportamiento de la velocidad de sedimentación con respecto al diámetro de partícula para el Gun Barrel 10-2 con caudal máximo.



Fuente: Autores del proyecto

Se observa que ambas graficas presentan un comportamiento lineal donde la velocidad de sedimentación es mayor que la manejada en el caudal promedio debido a que van a existir gotas de agua de mayor tamaño por sedimentar y estas tiene un diámetro de partícula mayor.

Se dice entonces que con el aumento de caudal, para estos dos Gun Barrel no va a existir ninguna restricción en el proceso ya que por parte operacional fueron aptos para ese aumento que se dio porque el día anterior la planta presentó un problema operacional.

#### 4.1.2 Comportamiento del proceso en el tanque 5-B

Continuando con el análisis a los equipos que intervienen en el normal funcionamiento de la planta, a continuación se presentan en la tabla 13 los resultados de los cálculos realizados para el tanque 5-B, en el cual se trabaja con un caudal promedio de 13512 BOPD y se le suma un 6.56% de BS&W promedio a la salida de los Gun Barrel, para un total de fluido a tratar de 14398 BPD.

Tabla 13. Resultados de tratamiento en el tanque 5-B, con caudal promedio.

<b>Velocidad de Sedimentación (mm/s)</b>	<b>Caudal (BPD)</b>	<b>Residencia Mínima (Horas)</b>	<b>Diámetro de partícula (µm)</b>
0.224	14398	7.64	733.04

Al igual que para los Gun Barrel el valor del diámetro mínimo de partícula se determino utilizando la ecuación 2, en la cual el valor del factor de corto circuito F, es hallado teniendo en cuenta una eficiencia de distribución areal del tanque 5-B de 95%.

Para el cálculo de la viscosidad del crudo se utilizó la figura 10. El tanque 5-B trabaja a una temperatura de 100 °F, (37.78 °C) y le corresponde una viscosidad de 178 cp.

Teniendo en cuenta los valores correspondientes al tanque 5-B utilizados en la ecuación 2 se procede a calcular el tiempo mínimo de residencia necesario para que las gotas de agua sedimenten utilizando la ecuación 3, en este caso la altura de coalescencia es a 6 m.

Para establecer un rango operacional del proceso se supone un diámetro de partícula entre 500 y 700 micrones dado por la ecuación 6, lo cual nos permite obtener una flexibilidad operacional acorde a los parámetros funcionales del tanque 5-B, los resultados se muestran en la tabla 14.

Tabla 14. Sensibilidad del diámetro de partícula para el tanque 5-B

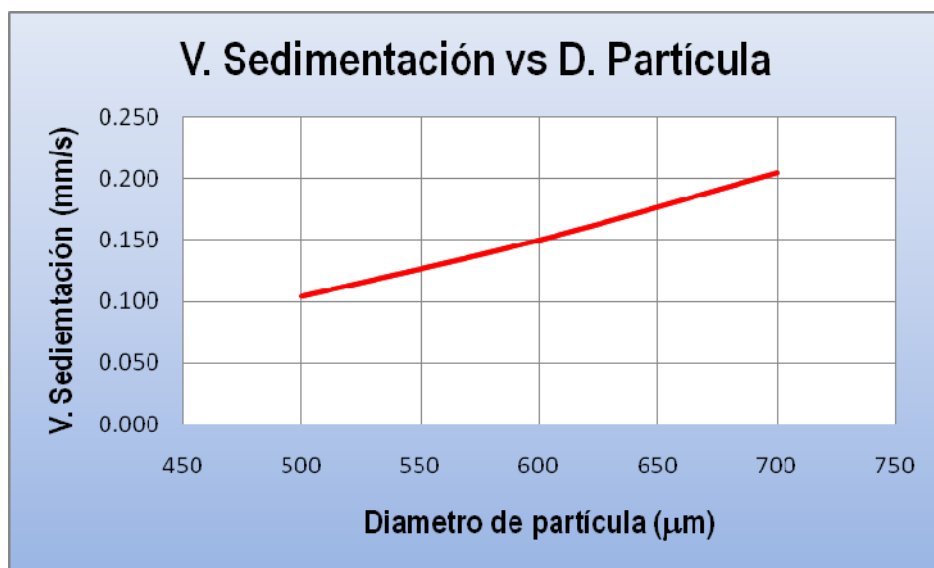
dm (μm)	Q(BPD)
500	6695
600	9640
700	13121

Estos valores de diámetro de partícula se han definido tomando como base los mejores resultados obtenidos para el contenido de agua y sedimentos (BS&W) durante los seguimientos realizados y las condiciones óptimas de operación utilizando la ecuación 6. Con estos diámetros de gota y utilizando la correlación de Stokes ecuación 7 se calcula la menor velocidad de sedimentación.

Según la tabla anterior el tanque 5-B trabaja con el caudal promedio fuera de los parámetros establecidos de diámetro de partícula de 500 – 700 micrones, esto se debe a que el tanque 5-B recibe el caudal de los dos Gun Barrel. El tanque 5-B es pequeño para lo que se requiere y no aporta mucho al proceso, esto tiene

incidencias en el tiempo de residencia que es menor y la velocidad de sedimentación aumenta, el diámetro de partícula aumenta por que el tanque tiene menor capacidad y va ha retener partículas mas grandes. No se van a retener partículas menores a 733.04 micrones.

Figura 15. Comportamiento de la velocidad de sedimentación con respecto al diámetro de partícula para el tanque 5-B.



Fuente: Autores del proyecto

Como era de esperarse el comportamiento de la velocidad de sedimentación con respecto al diámetro de partícula es lógico, ya que un mayor diámetro de partícula se traduce en un incremento de la velocidad de sedimentación.

➤ **Comportamiento operacional del tanque 5-B con el caudal máximo obtenido.**

Para tener un indicio de cómo se comportaría el tanque 5-B ante un incremento de caudal se procede ha evaluarlo con el caudal máximo obtenido en el periodo de estudio de este trabajo, que es de 21451 BOPD al cual se le adiciona el valor

promedio de 6.56% de BS&W obtenido a la salida de los Gun Barrel para un total de 22858 BPD.

Tabla 15. Resultados de tratamiento en el tanque 5-B, con caudal máximo.

<b>Velocidad de Sedimentación (mm/s)</b>	<b>Caudal (BPD)</b>	<b>Residencia Mínima (Horas)</b>	<b>Diámetro de partícula (µm)</b>
0.356	22858	4.81	923.90

Al igual que para el caudal promedio con el caudal máximo en el tanque 5-B no se esta dentro de los parámetros establecidos, debido a los factores que ya se mencionaron como que recibe el caudal de los dos Gun Barrel, que el diámetro del tanque es mas pequeño, no aporta mucho al proceso, el diámetro de partícula aumenta por que tiene menor capacidad y va ha retener partículas mas grandes. No se van a retener partículas menores a 923.90 micrones.

Aunque el tanque 5-B no cumple con los parámetros establecidos se mantiene en el proceso, ya que la eficiencia de los Gun Barrel es muy buena y suple totalmente la deficiencia que presenta este tanque.

La capacidad máxima de operación de los anteriores equipos Gun Barrel y tanque 5-B se muestran en la tabla 16. Esta capacidad máxima se hallo teniendo en cuenta el menor diámetro de partícula a separa por cada equipo. En los Gun Barrel se tiene en cuenta que el proceso de operación normal de estos dos equipos es que cada uno de ellos maneje un 50% del caudal total.

Tabla 16. Capacidad máxima de tratamiento por equipo.

<b>EQUIPO</b>	<b>CAPACIDA MAXIMA (BPD)</b>
Tanque 10-1	8844
Tanque 10-2	8844
Tanque 5-B	6695

**4.1.3 Comportamiento del proceso en el tanque 5-A.** Con el fin de reducir el contenido de agua y sedimentos (BS&W) para alcanzar los parámetros exigidos, el fluido tiene un tiempo de residencia adicional en el tanques 5-A, favorecidos por el paso del fluido por el tanque 5-B; sin embargo, la capacidad máxima de tratamiento de este tanque también ha sido superada y su aporte al proceso no es muy significativo. Si se tiene en cuenta además que ese tiempo de residencia es mínimo ya que este tanque es succionado constantemente por la bomba P4, para enviar el fluido a los calentadores.

## **4.2 PROCESO DE DESALADO**

**4.2.1 Comportamiento del proceso en los Calentadores.** Un primer análisis del proceso de tratamiento actual figura 7 permitió detectar un cuello de botella en el sistema de desalado, ocasionado por la reducida capacidad de los calentadores instalados (ver tabla 17), que ha sido superada como resultado del incremento en la producción generada por las perforaciones y cañoneos realizados durante el último año. Con el objeto de incrementar esa capacidad y suplir la deficiencia actual del sistema; además, poder soportar el incremento adicional esperado en los próximos meses como consecuencia de los trabajos que se realizarán en el campo como la inyección de agua.

La cantidad de sal que ingresa a el calentador A es de 1263.3 lb de sal /1000 BIs, esta sal tiene que disminuir para la entrega a fiscalización que es de 20 lb de sal /1000 BIs, para esta reducción entran en juego los equipos encargados del desalado que son los tres calentadores y el tratador termo-electrostático, que cuentan con la ayuda del tanque 5-C.

Los calentadores trabajan en serie empezando por el calentador A seguidos de los calentadores B y C respectivamente, esto tiene su parte significativa en que se presente este problema de cuello de botella.

La capacidad máxima para cada uno de los calentadores, representado por el diámetro de partícula menor a separar en cada uno de ellos se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 17. Capacidad máxima de los calentadores y el tratador.

EQUIPO	CAPACIDAD MAXIMA (BPD)
Calentador A	5144
Calentador B	8341
Calentador C	12243
TTE	23216

➤ **Calentador A.**

Este calentador presenta un problema denominado cuello de botella ya que tiene una capacidad máxima muy pequeña que no cumple a cabalidad con el caudal que lo precede. Los cálculos realizados para obtener el diámetro de partícula para este calentador se realizaron con la ecuación 8.

$$dL_{eff} = 438 \frac{Q\mu}{(\Delta S.G.)d_m^2}$$

Ecuación 8.

Donde:

d = Diámetro [in]

dL<sub>eff</sub> = Longitud efectiva entre costuras [in]

μ = Viscosidad [cp]

(ΔS:G:) = Diferencia de gravedades específicas

d<sub>m</sub> = Diámetro de partícula [micrones]

Q = Caudal [BPD]

Tomando como base que el menor diámetro de partícula que separan los calentadores por la ecuación 6 es de 300 micrones y el máximo es de 500 se verifica el caudal que podría manejar en cada uno.

Tabla 18. Sensibilidad del diámetro de partícula para el calentador A.

dm ( $\mu\text{m}$ )	Q (BPD)
300	5144
400	9145
500	14290

El fluido ingresa a el calentador A con un BSW de 33.62 % donde va incluido una cantidad de agua fresca inyectada a la entrada de calentadores para su proceso de desalado de 2120.29 BWPD, correspondiente para cumplir muy bien esta etapa. El calentador A opera a una temperatura de 100 °F (37.78°C) que corresponde a una viscosidad de 178,40 cp dada por la figura 10. Los valores usados en la ecuación 8 se presentan en la tabla 5.

Para este caudal de 18055 BPD de fluido a tratar, el diámetro de partícula que esta separando el calentador es de 562.03 micrones, lo que quiere decir que no esta realizando bien el proceso dentro de los rangos establecidos operacionalmente para este equipo. Los resultados de este procedimiento se presentan en la tabla 19.

Tabla 19. Resultados del tratamiento con el calentador A para un caudal promedio.

Velocidad de sedimentación (mm/s)	Caudal (BPD)	Residencia mínima (minutos)	Diámetro de partícula ( $\mu\text{m}$ )
0,132	18055	23.87	562.03

El tiempo de residencia mínimo para los calentadores y tratadores es calculado por la ecuación 9.

$$(t_r)_o = \frac{V}{Q}$$

Ecuación 9.

Donde:

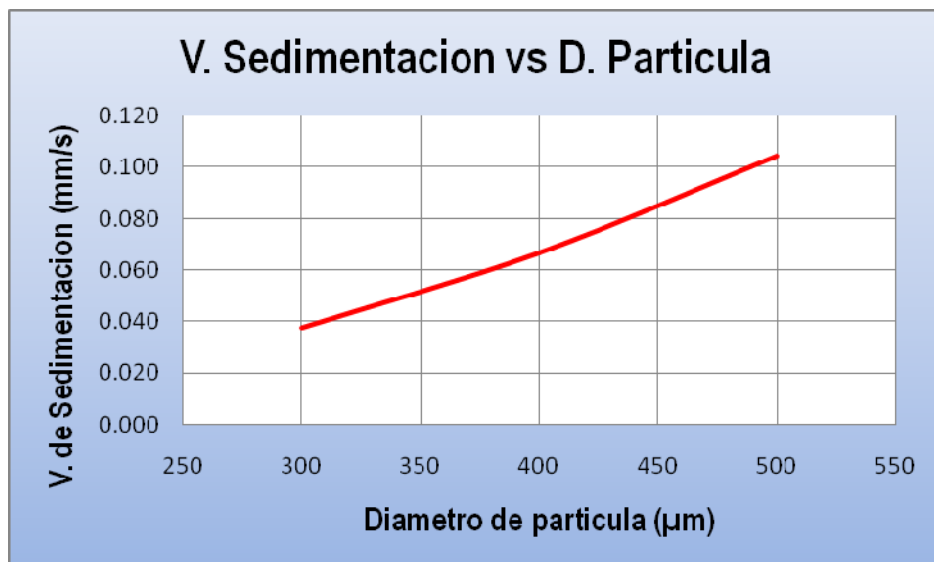
V = Volumen neto [ft<sup>3</sup>]

(t<sub>r</sub>)<sub>o</sub> = Residencia mínima [minutos]

Q = Caudal [ft<sup>3</sup>/minuto]

La velocidad de sedimentación dada por la ecuación 7, respecto al diámetro de partícula se presenta en la siguiente grafica.

Figura 16. Comportamiento de la velocidad de sedimentación con respecto al diámetro de partícula para el calentador A.



Fuente: Autores del proyecto

Se observa un comportamiento lineal de la velocidad de sedimentación con el diámetro de partícula, igual que lo sucedido en el tanque 5-B, debido a que la velocidad de sedimentación aumenta cuando la viscosidad va disminuyendo y esta viscosidad disminuye por el aumento de temperatura que se registra a medida que se aumenta el paso por los calentadores.

Con esto se puede decir que el fluido que se está tratando en la planta es muy grande para el calentador A, lo que lleva a recomendar que es necesario cambiar el tipo de proceso al entrar a dicho calentador.

### ➤ **Calentador B**

Igualmente este calentador presenta una capacidad máxima de tratamiento muy pequeña respecto a la cantidad de fluido que entra al calentador A. La sensibilidad del diámetro de partícula se da por la ecuación 6 y se presenta en la tabla 20.

Tabla 20. Sensibilidad del diámetro de partícula para el calentador B.

<b>dm(<math>\mu</math>m)</b>	<b>Q(BPD)</b>
300	8341
400	14828
500	23169

El fluido que entra al calentador B proveniente del calentador A, que ya ha cumplido una etapa de calentamiento y que ha disminuido la viscosidad en 68.4 cp, ya que el calentador B opera a 120 °F, 20°F más que el calentador A. Por medio de la figura 10 a estos 120 °F (48.89°C) corresponde una viscosidad de 110.03 cp.

Con esta viscosidad, además de saber que el BSW que se maneja a la entrada del calentador B es 25.75% y teniendo en cuenta que los tres calentadores tienen las mismas dimensiones se procede a verificar el diámetro de partícula que está separando por medio de la ecuación 8.

La velocidad de sedimentación se verifica por medio de la ley de Stokes ecuación 7 y los resultados se presentan en la tabla 21.

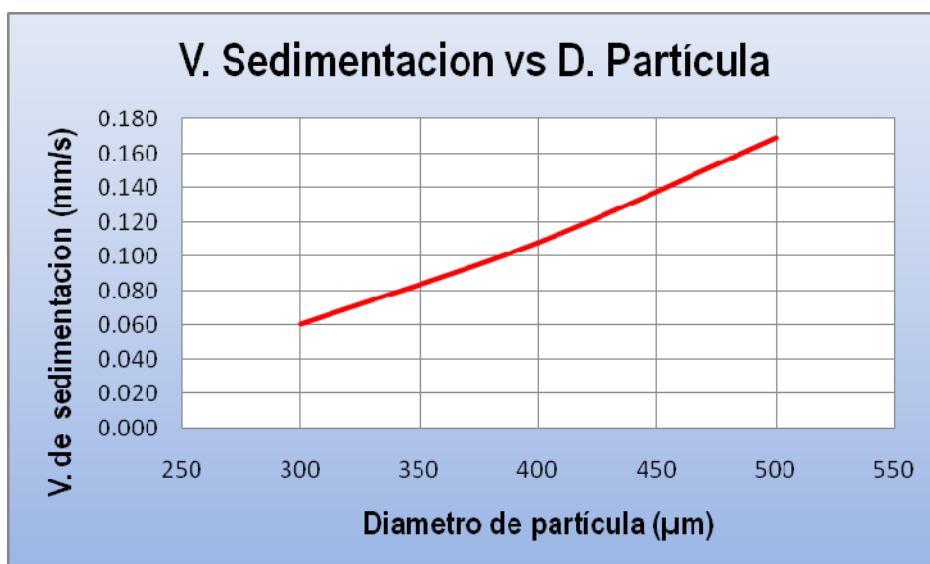
Tabla 21. Resultados del tratamiento con el calentador B manejando un caudal promedio.

Velocidad de sedimentación (mm/s)	Caudal (BPD)	Residencia mínima (minutos)	Diámetro de partícula (µm)
0,124	16991	25,36	428,18

Se observa que para este calentador el diámetro de partícula que esta separando esta dentro de los rangos establecidos para los calentadores (300-500) micrones. Por lo que se dice que el calentador esta haciendo un trabajo acorde a sus parámetros operativos.

El tiempo de residencia es calculado por medio de la ecuación 9.

Figura 17. Comportamiento de la velocidad de sedimentación con respecto al diámetro de partícula para el calentador B.



Fuente: Autores del proyecto

➤ **Comportamiento operacional del calentador B con el caudal máximo obtenido.**

Como se concluyo anteriormente el valor obtenido de diámetro de partícula se encuentra dentro de rango que maneja los calentadores. Se procede ahora a hacer el mismo análisis pero manejando el caudal máximo que se trabajo durante el primer semestre de 2008

Este caudal máximo sumado con el BSW me va a dar un caudal de 26975 BPD de fluido a tratar en el calentador B.

Haciendo el respectivo análisis para este caudal se presentan los resultados en la tabla 22.

Tabla 22. Resultados del tratamiento con el calentador B manejando un caudal máximo.

<b>Velocidad de sedimentación (mm/s)</b>	<b>Caudal (BPD)</b>	<b>Residencia mínima (minutos)</b>	<b>Diámetro de partícula (µm)</b>
0,190	26975	15,97	539,51

Se ve que manejando un caudal máximo este diámetro de partícula excede el rango establecido, por lo que se dice que el calentador B no funciona a cabalidad para esta etapa. El diámetro de partícula mínima retirada era muy grande.

➤ **Calentador C.**

El calentador C maneja un BSW promedio de 17.88% después de pasar el fluido por los calentadores A y B, que se han encargado de calentar el fluido para entrar

a este calentador C que trabaja a una temperatura de 140 °F, como también de haberle retirado una buena cantidad de BSW.

Para esta temperatura de 140°F, basándonos en la figura 10, le corresponde una viscosidad de 74.96 cp.

Con la ecuación 8 de diámetro de partícula se quiere verificar, que valor esta separando el calentador C. Los resultados de estas operaciones se muestran en la tabla 23.

Tabla 23. Resultados del tratamiento con el calentador C manejando un caudal promedio.

Velocidad de sedimentación (mm/s)	Caudal (BPD)	Residencia mínima (minutos)	Diámetro de partícula (µm)
0.116	15928	27.05	342.18

La velocidad de sedimentación fue calculada por la ecuación 7. Este calentador C cuenta con un distribuidor de flujo y colector por lo que la eficiencia de operación de este equipo es mayor que los dos anteriores.

El rango de operación de diámetro de partícula es el mismo que para los otros dos calentadores por lo que se dice que este calentador esta dentro de este rango, esto nos asegura que cumple normalmente con el proceso. A pesar de ello la capacidad máxima es menor que la cantidad de fluido que esta tratando.

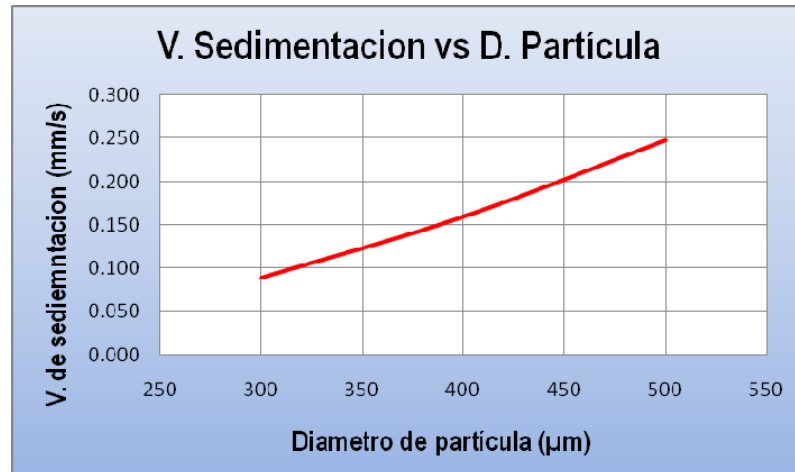
Los caudales que maneja este calentador se muestran en la tabla 24.

Tabla 24. Sensibilidad del diámetro de partícula para el calentador C.

dm (µm)	Q (BPD)
300	12243
400	21765
500	34009

Estos diámetros de partícula fueron supuestos de acuerdo a la ecuación 6.  
El comportamiento de la velocidad de sedimentación se presenta en la figura 18.

Figura 18. Comportamiento de la velocidad de sedimentación con respecto al diámetro de partícula para el calentador C.



Fuente: Autores del proyecto

➤ **Comportamiento operacional del calentador C con el caudal máximo obtenido.**

Se quiere ahora saber el comportamiento del calentador C con el caudal máximo trabajado durante este primer semestre del año.

Este caudal máximo de aceite junto con su respectivo BS&W, daría un total de 25286 BPD de fluido a tratar, cerca de 9358 BPD más que trató este calentador cuando la operación en la planta soportó este esperado aumento.

Los datos calculados con este nuevo caudal se presentan en la tabla 25.

Tabla 25. Resultados del tratamiento con el calentador C manejando un caudal máximo.

Velocidad de sedimentación (mm/s)	Caudal (BPD)	Residencia mínima (minutos)	Diámetro de partícula ( $\mu\text{m}$ )
0.185	25286	17.04	431.14

Lo que lleva a decir que este calentador con el caudal máximo trabajo acorde a los parámetros establecidos de operación.

También se puede decir que es una gran ayuda para el proceso que los calentadores dispongan de colector y distribuidor para que la eficiencia operacional del equipo mejore notoriamente.

Tabla 26. Sensibilidad del diámetro de partícula para el calentador C.

dm ( $\mu\text{m}$ )	Q (BPD)
300	12243
400	21765
500	34009

**4.2.2 Comportamiento del proceso en el tratador termo-electrostático.** Dentro del proceso de desalado se cuenta con un tratador termo-electrostático como equipo principal para realizar esta labor. Para el análisis del proceso en este equipo también se utilizaran los caudales promedio y máximo obtenidos.

Tomando como base el caudal promedio de aceite tratado en la planta y sumándole el 10% de BS&W que se obtuvo a la salida de los calentadores se tiene un caudal de fluido a tratar de 14863 BPD. Los cálculos de los diferentes parámetros a evaluar en el tratador termo-electrostático se presentan en la tabla 27.

Tabla 27. Resultados del tratamiento en el tratador termo-electrostático, con caudal promedio.

<b>Velocidad de Sedimentación (mm/s)</b>	<b>Caudal (BPD)</b>	<b>Residencia Mínima (minutos)</b>	<b>Diámetro de partícula (µm)</b>
0.07	14863	44.18	226.81

Según los datos registrados en la tabla 27 el tratador termo-electrostático esta funcionando dentro de los parámetros establecidos con el caudal promedio producido por día, estos parámetros fueron determinados con las ecuaciones 4,7,8 y los mejores datos registrados de BS&W.

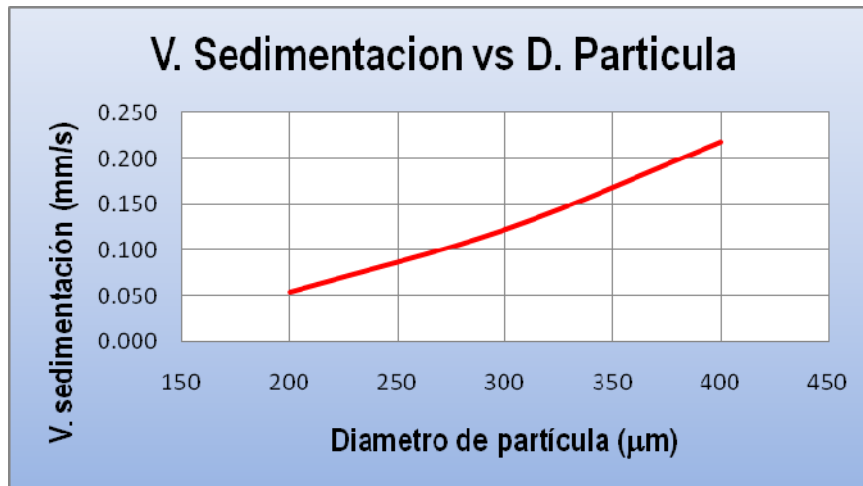
La capacidad máxima de operación del tratador termo-electrostático se muestra en la tabla 27. Esta capacidad máxima se determino con el menor diámetro de partícula a separar por el equipo el cual fue determinado por medio de la ecuación 6, para establecer un rango operacional de tratamiento.

Tabla 28. Sensibilidad diámetro de partícula para el tratador termo-electrostático.

<b>dm (µm)</b>	<b>Q (BLD)</b>
250	23216
300	33431
350	45504

Para determinar el valor de la viscosidad del crudo en el tratador termo-electrostático se uso la figura 10. Como la temperatura de operación promedio del tratador es de 159.82 °F (71.01 °C), le corresponde un valor de viscosidad de 54.66 cp.

Figura 19. Comportamiento de la velocidad de sedimentación con respecto al diámetro de partícula para el tratador termo-electrostático.



Fuente: Autores del proyecto

➤ **Comportamiento operacional del tratador termo-electrostático con el caudal máximo obtenido.**

Para tener un estimativo del comportamiento del tratador termo-electrostático con un aumento en la producción diaria se procede a calcular los diferentes parámetros de operación con el caudal máximo producido que fue de 23596 BPD, hallado teniendo en cuenta los valores obtenidos de 10% de BS&W promedio a la salida de los calentadores.

Tabla 29. Resultados del tratamiento en el tratador termo-electrostático, con caudal máximo.

Velocidad de Sedimentación (mm/s)	Caudal (BPD)	Residencia Mínima (minutos)	Diámetro de partícula (µm)
0.11	23596	27.83	285.78

Como se puede observar en la tabla 29, el tratador termo-electrostático con el caudal máximo producido esta trabajando dentro de los parámetros establecidos de diámetro de partícula de 250 a 350 micrones que se muestran en la tabla 28. Los valores obtenidos en la tabla 29 fueron determinados con las ecuaciones 4, 7, 8 y los mejores datos registrados de BS&W.

El tratador termo-electrostático es el equipo más importante en el proceso de desalado y por medio de los análisis anteriormente hechos se puede concluir que esta cumpliendo con los requerimientos del proceso al crudo para poder obtenerlo en condiciones de entrega a fiscalización.

**4.2.3 Comportamiento del proceso en el tanque 5-C.** Para este caso, este tanque representa la ultima parte del proceso, es el ultimo tanque encargado de retirar la mayor cantidad de BS&W para poder entregar el crudo con las especificaciones requeridas para fiscalización, que es un BS&W de 0.5%.

A este tanque entra el fluido tratado por el tratador termo-electrostático que sale con un BS&W de 1.35%. Lo que me daría una cantidad de fluido a tratar 13694 BPD.

El diámetro de partícula para este tanque calculado por la ecuación 2 y los valores de tiempo de residencia calculados por la ecuación 4 se presentan en la tabla 30.

Tabla 30. Resultados del tratamiento tanque 5-C manejando un caudal máximo.

Velocidad de sedimentación (mm/s)	Caudal (BPD)	Residencia mínima (horas)	Diámetro de partícula (µm)
0.206	13694	6.26	412.63

Por medio de la ecuación 6 establezco el rango de diámetro de partícula que debería separarme el tanque 5-C, este rango se presenta en la tabla 31.

Tabla 31. Sensibilidad del diámetro de partícula para el tanque 5-C.

dm ( $\mu\text{m}$ )	Q (BPD)
200	3217
300	7239
400	12869

De acuerdo a esos diámetros supuestos el tanque 5-C no se encuentra dentro de estos límites de partícula a separar, por lo que se dice que el tanque no está haciendo adecuadamente el proceso de retirar las partículas que se esperaban, pero como ya es la última etapa del proceso, lo que está haciendo es lo requerido para poder entrar el crudo a los tanques de fiscalización.

#### **4.3 ANÁLISIS DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DE CRUDO TOMADO COMO BASE OTRA CONFIGURACIÓN.**

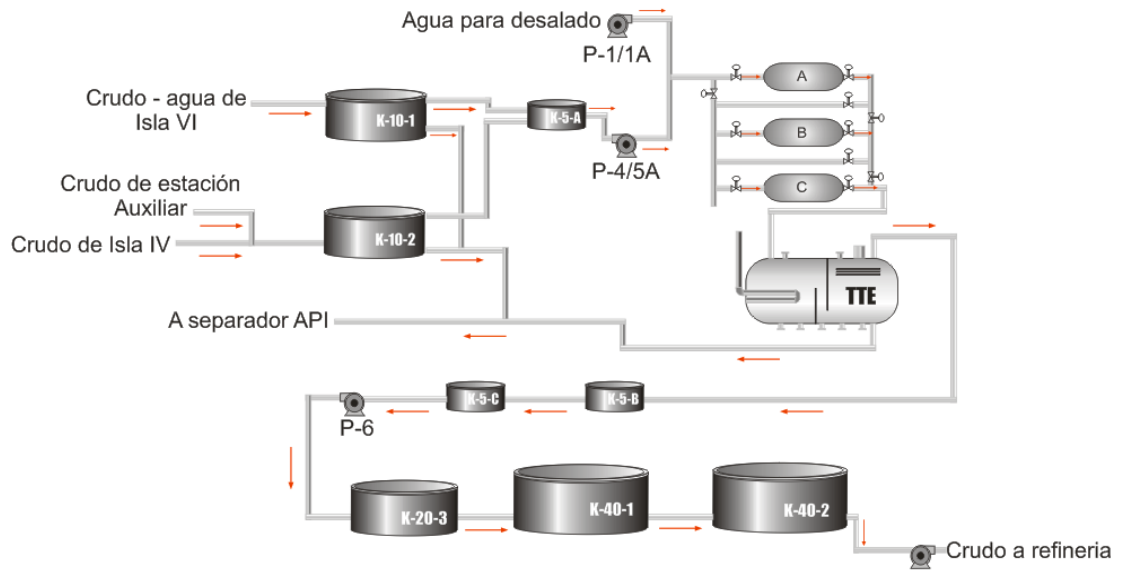
La reubicación de algunos equipos permite obtener una configuración diferente a la trabajada anteriormente en el proceso de deshidratación y desalado, esta configuración se presenta en la figura 20.

Las operaciones en la planta permiten hacer variaciones de los equipos para poder obtener el crudo bajo las especificaciones para entrega a fiscalización, de manera que el tanque 5-B se puede colocar como otra etapa del proceso después del tratador termo-electrostático y pasa luego por rebose al tanque 5-C.

En concordancia con los datos obtenidos y registrados en las tablas anteriores se puede deducir que el funcionamiento del proceso de deshidratación es bueno, mientras que en el proceso de desalado se presenta un cuello de botella, sin olvidar que a pesar de este problema se cumple con el proceso para poder entregar el crudo a fiscalización. Por esta razón y debido a que el tanque 5-B no aporta mucho en el proceso de deshidratación se coloca después del tratador termo-electrostático, donde su aporte al proceso es un poco más significativo ya

que en el, se le da al fluido un tiempo de residencia favoreciendo la separación y segregación de las partículas.

Figura 20. Diagrama simplificado de la planta deshidratadora actual de la estación isla VI



Fuente: Autores del proyecto

## **5. EVALUACION EN EL MOMENTO DE LA INYECCION**

### **5.1 CAPACIDAD DE LA PLANTA DESHIDRATADORA CON RESPECTO A LA PRODUCCION ESPERADA**

La ejecución del proyecto de inyección de agua contempla que el fluido que se maneja, tendrá un aumento muy significativo con respecto al fluido tratado actualmente.

La máxima producción total de crudo del campo Yariguí – Cantagallo a tratar se tendrá en el período abril de 2011 y agosto de 2012, con un flujo promedio de 20291 BPD, para un máximo de 20453 BPD en octubre de 2011.

El contenido de sal en el crudo, de acuerdo con evaluaciones realizadas por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) a muestras tomadas en las Estaciones Auxiliar, Isla IV e Isla VI el 9 de Julio de 2004 se muestran en la Tabla 32.

Actualmente la Planta Deshidratadora desala el crudo en una etapa y a futuro lo hará en dos.

De acuerdo con los datos de contenido de sal en los crudos de las Estaciones del Campo Yariguí – Cantagallo, indicado en la Tabla 31, y la máxima producción de crudo esperada a tratar entre abril de 2011 y agosto de 2012 (20453 barriles conformados por 6109 barriles de la Estación auxiliar, 6244 de la Isla IV y 8100 de Isla VI), el crudo a desalar tendría en promedio alrededor de 1768.6 lb. de sal por cada 1000 barriles.

Tabla 32. Contenido de sal en crudos de las estaciones del campo Yariguí-Cantagallo.

ESTACIÓN	CONTENIDO DE SAL, lb./1000 Bl <sup>2</sup>
Auxiliar	1556.5
Isla IV	1162.7
Isla VI	3268.9

### 5.1.1 Capacidad del proceso de deshidratación.

**5.1.1.1 Capacidad de los Gun Barrel 10-1 y 10-2.** Para determinar si la capacidad de los Gun Barrel asignados al recibo de los líquidos continua siendo adecuada para las condiciones máximas de proceso, 30680 BPD de líquidos (crudo – agua) en octubre de 2011, que contempla una flexibilidad operacional correspondiente al 50% de aumento de fluido debido a posibles trabajos y/o problemas que se presenten en el transcurso normal del proceso.

Se procedió a evaluar como seria el comportamiento en el proceso de ambos Gun Barrel, los resultados se muestran en la tabla 33.

Tabla 33. Resultados del análisis de la máxima producción esperada en el Gun Barrel 10-1.

Porcentaje de caudal (%)	Velocidad de Sedimentación (mm/s)	Caudal (BPD)	Residencia Mínima (Horas)	Diámetro de partícula (µm)
100	0.412	40159	2.08	993.33
75	0.309	30119	2.77	860.25
70	0.288	28111	2.97	831.08
60	0.247	24095	3.47	769.43
50	0.206	20080	4.16	702.39
40	0.165	16064	5.20	628.24
30	0.124	12048	6.94	544.07
25	0.103	10040	8.32	496.67

El mismo procedimiento se realizo para el Gun Barrel 10-2 y los resultados se muestran en la tabla 34.

Tabla 34. Resultados del análisis de la máxima producción esperada en el Gun Barrel 10-2.

Porcentaje de caudal (%)	Velocidad de Sedimentación (mm/s)	Caudal (BPD)	Residencia Mínima (Horas)	Diámetro de partícula (µm)
100	0.416	40159	2.06	998.48
75	0.312	30119	2.75	864.71
70	0.291	28111	2.94	835.39
60	0.250	24095	3.43	773.42
50	0.208	20080	4.12	706.03
40	0.167	16064	5.15	631.49
30	0.125	12048	6.86	546.89
25	0.104	10040	8.24	499.24

Como se mencionó anteriormente el proceso de deshidratación sigue cumpliendo con las especificaciones de diámetro de partícula a separar que esta entre 500-1000 micrones, lo que indica que los Gun Barrel con este aumento de caudal siguen teniendo una alta eficiencia en el proceso.

El fluido recibido en los Gun Barrel se distribuye de manera uniforme en un 50% cada uno, para que el proceso funcione aun mejor, sin embargo cabe notar que con un solo Gun Barrel puede tratar el fluido que ingresa a la planta.

**5.1.1.2 Capacidad del tanque 5-B.** Para el nuevo caudal, este tanque no estaría dentro de los parámetros establecidos para separación de diámetros de partícula. Esto no limita el proceso ya que por el análisis hecho a los Gun Barrel se determino que trabajan muy bien, inclusive por debajo de este rango operacional. Por esta razón se dice que los Gun Barrel garantizan que el proceso de deshidratación sea el óptimo para ingresar a la etapa de desalado.

El nuevo caudal que maneja este tanque es de 30679 BOPD mas un 6.56% de BS&W que es el que sale de los Gun Barrel, para un total de 32692 BPD de fluido.

Los resultados del análisis para este tanque se muestran en la tabla 35.

Tabla 35. Resultados del análisis de la máxima producción esperada en el tanque 5-B.

Velocidad de Sedimentación (mm/s)	Caudal (BPD)	Residencia Mínima (horas)	Diámetro de partícula (µm)
0.510	32692	3.37	1104.58

**5.1.1.3 Capacidad del tanque 5-A.** Como se menciona en el capítulo anterior este tanque no aporta significativamente al proceso, debido a que esta constantemente succionado por la bomba P-4.

**5.1.2 Capacidad del proceso de desalado.** Según el estudio realizado, se determino que por el aumento de la producción, el proceso de desalado se realice en dos etapas. Estas dos etapas constan de trabajar los calentadores en paralelo, seguido de un tiempo de residencia en el tanque 5-C, posterior a ello se inyecta agua de lavado que corresponde al 7% del caudal a tratar antes de ingresar el fluido a dos tratadores termo-electrostáticos que operaran también en paralelo, esto se lograra mediante la instalación de una nueva bomba. De los tratadores pasara luego al tanque 20-3, que se incluirá dentro de este proceso para finalmente entrar el fluido a fiscalización. Dentro del proceso de fiscalización se añadirá un tanque más que seria el tanque 40-3 para abarcar este aumento en la producción.

La capacidad del tratador existente se ha visto disminuida y no podría tratar la producción esperada, que tendrá características muy similares a las del crudo actual.

**5.1.2.1 Capacidad de los calentadores.** Cada uno de los calentadores tiene por diseño capacidad para generar y transferir 6 millones de BTU/hr. Los 30679 barriles de crudo, más el agua remanente con que sale del tanque 5-A, más el agua de desalado, 3067.9 BWPD, requieren para ser llevados de 100°F a 140°F (temperatura normal de desalado), 11.9 MBTU/hr.

Tabla 36. Capacidad de tratamiento en el calentador A con la máxima producción esperada.

Velocidad de Sedimentación (mm/s)	Caudal (BPD)	Residencia Mínima (minutos)	Diámetro de partícula (µm)
0.246	33747	12.77	768.14

De acuerdo a los resultados de la tabla 36 se ve que el diámetro de partícula a separar por el calentador A no está dentro del rango operacional establecido de 300-500 micrones, además de que su capacidad máxima no soporta esta cantidad de fluido esperada, presentándose un cuello de botella a la entrada del calentador. Por esta razón se recomienda que los tres calentadores operen en paralelo y no en serie como lo hacen actualmente, para que así el fluido a entrar en cada calentador, sea alrededor de 11249 BPD con lo cual se garantiza que el proceso sea eficiente. Los resultados de los calentadores operando en paralelo se presentan en la tabla 37.

Tabla 37. Resultados del análisis de la máxima producción esperada en los calentadores A, B y C trabajando en paralelo.

Velocidad de Sedimentación (mm/s)	Caudal (BPD)	Residencia Mínima (minutos)	Diámetro de partícula (µm)
0.082	11249	38.31	287.56

Como se puede ver en la tabla anterior el diámetro de partícula que separa cada uno de los calentadores esta por debajo del rango establecido, por lo que el proceso mejora notablemente al trabajarse los calentadores con esta nueva configuración en paralelo.

Lo anterior indica que no habrá limitaciones de proceso para llevar la mezcla crudo – agua a las condiciones de temperatura requeridas en los tratadores termo-electrostáticos (159.82°F) pues hay disponibles en los tres (3) calentadores 18 MBTU/hr más los 4.5 MBTU/hr en el TTE existente.

**5.1.2.2 Capacidad del tanque 5-C.** El fluido que ingresa a este tanque es de 30679 BOPD mas un 5% de BS&W correspondiente a la salida de los calentadores. La temperatura a la que ingresa el fluido a este tanque es de 132 °F (56 °C), para un total de fluido a manejar de 32213 BPD, la viscosidad que manejaría este tanque por medio de la figura 10 es de 85.30 cp.

Los resultados de estos análisis se presentan en la tabla 38.

Tabla 38. Resultados del análisis de la máxima producción esperada en el tanque 5-C.

Velocidad de Sedimentación (mm/s)	Caudal (BPD)	Residencia Mínima (horas)	Diámetro de partícula (µm)
0.483	32213	2.6	744.18

En este tanque el fluido tiene un tiempo de residencia que permite la coalescencia y sedimentación de las partículas antes de continuar con el proceso en los tratadores, este tiempo es de vital importancia si se quiere tener el crudo bajo especificaciones.

**5.1.2.3 Capacidad del tratador termo-electrostático.** El caudal que entra a los tratadores termo-electrostáticos proveniente del tanque 5-C que reduce el BS&W al 1% mas un agua de lavado, correspondiente a la segunda etapa de inyección de agua para desalado del 7% para un total de fluido a tratar de 33155 BPD.

Tabla 39. Capacidad de tratamiento en el tratador termo-electrostático con la máxima producción esperada.

<b>Velocidad de Sedimentación (mm/s)</b>	<b>Caudal (BPD)</b>	<b>Residencia Mínima (minutos)</b>	<b>Diámetro de partícula (µm)</b>
0.122	33155	19.80	298.76

Según la tabla anterior el diámetro de partícula se encuentra dentro del rango operacional establecido, pero presenta una falencia debido a la cantidad de fluido a tratar por lo que se aconseja que se instale un nuevo tratador termo-electrostático con las misma especificaciones del existente y ambos deben operarse en paralelo.

El caudal operado por cada uno de los tratadores termo-electrostático con la configuración en paralelo es de 16578 BPD de fluido, lo que mejora sustancialmente el proceso disminuyendo el tiempo de residencia y aumentando la capacidad de operación de fluido a tratar. Los resultados de este análisis se presentan en la tabla 40.

Tabla 40. Capacidad de tratamiento de cada uno de los tratadores termo-electrostático operando en paralelo.

<b>Velocidad de Sedimentación (mm/s)</b>	<b>Caudal (BPD)</b>	<b>Residencia Mínima (minutos)</b>	<b>Diámetro de partícula (µm)</b>
0.061	16578	39.6	211.26

**5.1.2.4 Capacidad del tanque 20-3.** Este tanque recibe el fluido de los tratadores termo-electrostáticos con un BS&W del 0.9% y se encarga de reducir el BS&W y el contenido de sal a las condiciones exigidas por la refinería (0.5% de BS&W y 20 lb de sal por cada 1000 barriles).

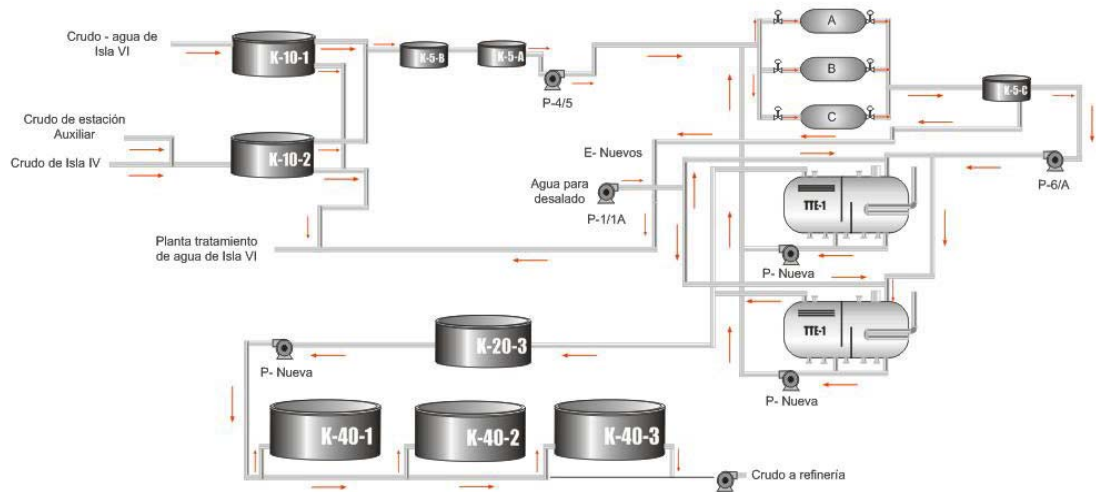
Tabla 41. Capacidad de tratamiento en el tanque 20-3 con la máxima producción esperada.

<b>Velocidad de Sedimentación (mm/s)</b>	<b>Caudal (BPD)</b>	<b>Residencia Mínima (horas)</b>	<b>Diámetro de partícula (µm)</b>
0.190	30955	9.98	397.05

Por medio de la tabla anterior se concluye que el tanque 20-3 esta haciendo correctamente el procedimiento de dejar el crudo con las especificaciones correspondientes para su entrega a fiscalización.

A continuación se presenta en la figura 21 el esquema del proceso de deshidratación y desalado que se tendría con las modificaciones anteriormente hechas de configuración de los equipos para que funcionen en paralelo como los calentadores y tratadores.

Figura 21. Esquema propuesto del tratamiento de crudo para la máxima producción esperada.



Fuente: Autores del proyecto

## 5.2 REQUERIMIENTO DE MATERIAS PRIMAS, QUÍMICOS Y SERVICIOS AUXILIARES E INDUSTRIALES

Entre las materias primas, productos químicos y requerimiento de servicios auxiliares e industriales para la operación normal de la planta deshidratadora están los siguientes:

- Agua para desalado: debe disponerse de mínimo 152 GPM
- Desemulsificante: deben probarse y seleccionarse aquellos cuyos tiempos de rompimiento de la emulsión sean lo más bajos posibles, que estén por debajo de los actualmente utilizados.
- Sistema contraincendios.
- Sistema de tea.
- Sistema de inyección de químicos.
- Sistema de aire para instrumentos.
- Agua potable.
- Energía eléctrica.

- Gas combustible para calentadores y tratadores termo-electrostático.

### **5.3 BASES PARA OPERACIÓN Y SHUT DOWN DE LA PLANTA DESHIDRATADORA**

La operación de la planta deshidratadora debe ser continua, salvo que deba sacarse de servicio, según programa preestablecido, para mantenimiento, dado que su parada afectaría los programas de entrega de crudo a la refinería, y dependiendo del tiempo de parada, podría generar la reducción en la producción de algunos pozos; por lo tanto, deben existir programas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo para equipos estáticos y rotativos, instrumentación, etc, de manera que se asegure confiabilidad y continuidad operativa de todos sus sistemas.

El sistema de control de la planta deshidratadora debe estar configurado de tal forma que los riesgos sean mínimos y que cuando se requiere una parada de emergencia, esta se dé de manera segura y confiable, que no implique riesgo ni para las personas, ni para los equipos, ni para los procesos que tienen alguna dependencia con esta planta.

La parada de emergencia de la planta deshidratadora podría darse en caso de que se sobrepasen valores máximos permitidos para variables como presión y temperatura en equipos críticos o claves de la planta deshidratadora como lo son los calentadores A, B, C y los tratadores termo – electrostáticos, o en caso que ocurra un incendio de una magnitud tal que fuera incontrolable y que comprometiera la integridad de algunos de los equipos principales de su proceso.

#### **5.4 BASES PARA EL MANTENIMIENTO Y CONFIABILIDAD DE LA PLANTA DESHIDRATADORA**

Para garantizar que el crudo producido en el campo Yariguí-Cantagallo cumpla con las especificaciones de calidad exigidas por la refinería (BSW y contenido de sal), se requiere que la planta deshidratadora realice de manera confiable, eficiente y óptima sus procesos de desalado y deshidratación. En esta planta la mayoría del equipo principal es equipo estático y la frecuencia de las actividades de mantenimiento son mas espaciadas en comparación con los equipos rotativos, sin embargo se le debe dar especial atención al mantenimiento de su instrumentación y sistemas de control para asegurar que opere confiablemente.

Teniendo en cuenta que el equipo rotativo requiere de mantenimiento más frecuente que el equipo estático, y que su salida de servicio puede generar parada de la planta, las bombas deben disponer de equipo auxiliar y siempre estar en buen estado. El equipo rotativo de la planta debe tener un programa de rotación de sus unidades que debe cumplirse estrictamente.

Adicionalmente, como toda unidad de proceso, la planta deshidratadora debe tener un programa de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo que se cumpla a cabalidad y que cubra lo siguiente:

- Toda la instrumentación de los Gun Barrel, calentadores y tratadores termo-electrostáticos (válvulas de control de nivel, indicadores de nivel y de presión, alarmas por alto y bajo nivel y presión, transmisores de nivel y presión).
- Equipo rotatorio de agua para desalado, de agua de salida de los tratadores termo-electrostáticos, de crudo a tanques de fiscalización, bombas de transferencia de crudo a la refinería y a la estación Ayacucho.

- Equipo estático; condición mecánica de los Gun Barrel, tanques de almacenamiento, Calentadores, tratadores electrostáticos.
  
- Sistema de control de la planta deshidratadora.

Las frecuencias de monitoreo y ejecución de las actividades correspondientes a las diferentes tipos de mantenimiento se debe establecer con base en el historial de fallas de los instrumentos y equipos y de las recomendaciones de los fabricantes.

Lo anterior se debe complementar con un buen programa de seguimiento y análisis de las variables de operación de la planta deshidratadora.

## **6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

El primer proceso que ocurre en la planta corresponde al sistema de deshidratación que es eficiente de manera conjunta, tanto para las condiciones actuales como para las condiciones futuras, a pesar de las dificultades o limitaciones que presenta el tanque 5-B, que son suplidas por la alta eficiencia que presentan los Gun Barrel en esta etapa.

Al ingresar el fluido al correspondiente sistema de desalado, se presenta un embotellamiento causado por el encuentro de las corrientes de los Gun Barrel. Disponiéndose de tres calentadores se recomienda que estos operen en paralelo, de manera que sea más eficiente y con ello más ágil el proceso. Este aumento de caudal vendrá acompañado de un aumento en el contenido de sal por cada barril, por lo que se recomienda que el respectivo proceso de desalado se maneje en dos etapas, como se muestra en la figura 21.

La planta deshidratadora tiene la suficiente flexibilidad operacional, para manejar un caudal de fluido mayor en caso que alguno de los equipos entre en mantenimiento o falle por alguna razón. Los cálculos de capacidad de tratamiento para esta posible condición, tomando la configuración actual de la planta funcionaron acorde a este cambio, haciendo que el proceso cumpliera con los requisitos finales de entrega a fiscalización.

El BS&W que se registra en el transcurso del proceso, presenta algún tipo de variación debido a trabajos realizados en el campo como operaciones de workover, completamiento, inyección de fluidos entre otros. Estas variaciones incrementan los valores de BS&W significativamente, haciendo que la eficiencia del proceso disminuya.

## 7. BIBLIOGRAFIA

1. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Standards API 650.
2. ARNOLD, Kenn y STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil -Handling Systems and Facilities. Segunda Edición. Vol.1.
3. BHARDWAJ, Anil and STANLEY Hartlan. Dynamics of Emulsification and Demulsification of wáter in Crude Oil Emulsions. Ind. Eng. Chem. Res. 33, 1994, p. 1271-1279.
4. BURRIS Donald R. How to desing an efficient crude desalting system. World Oil, June 1978. p. 150-156.
5. CHAWLA M. L. Kuwait oil co. SPE Member. Field desalting of wet crude in Kuwait. SPE 15711.
6. GUZMAN, Carlos. Criterios para el diseño conceptual de procesos de deshidratación y desalación electrostática. Visión tecnológica, Vol 3, N<sub>o</sub> 2, 1996, p. 35-43.
7. LAYRISSE. I, Eslava, M.A., Cardenas, A. Mendez, F. Deshidratación y desalación de crudos pesados y extra pesados. Intevep. S. A. Vol. Tec. Diciembre 1984, p. 261-273.
8. LOGINOV V. B. Deshidratacion y desalación de los crudos. Editorial Mir. Moscú, 1994, p. 215.

9. LUCAS, Roy N. Performance of Heavy Oil Dehydrators. *Journal of Petroleum Technology*. October, 1969, p. 1285-1292.

10. VELANDIA GALEANO, Daniel. *Facilidades de Producción en Campos Petroleros*. 1 ed. Bogotá. Cargraphics S.A. 2002.

11. VU Ngo, T. E. Carleson. Electric Field Effects on Drop Size and Terminal Velocity in Liquid-Liquid Systems. *AIChE JOURNAL*. Vol. 32, No. 10. October 1986, p. 1739-1742.

## **ANEXOS**

## ANEXO A. DESALADO EN DOS ETAPAS



# ONSHORE/OFFSHORE UPSTREAM OIL PROCESSING



With ProSep's quality oil processing equipment, the unwanted components found in raw crude production don't stand a chance.



ProSep's onshore and offshore oil process solutions offer the multiple advantages of half a century of deep, trustworthy global project management and execution experience. Whether you decide on individual treating units or fully integrated process trains, any solution we provide will exceed your needs. Our seasoned know-how enables us to give you best-fit technology from our design repertoire and as necessary, to originate new concepts to customize our established applications for your requirements.

Our solutions allow for full automation, reduced losses in production, and fewer operational problems. ProSep's flexible approach equips clients to meet codes with everything necessary for a single process unit, an entire process train, or anything in between. Our packages can include everything you need, such as instrumentation, piping, machinery skids, and panel fabrication.

The benefits of partnering with ProSep abound, from horizontal flow separation technology, to the ease

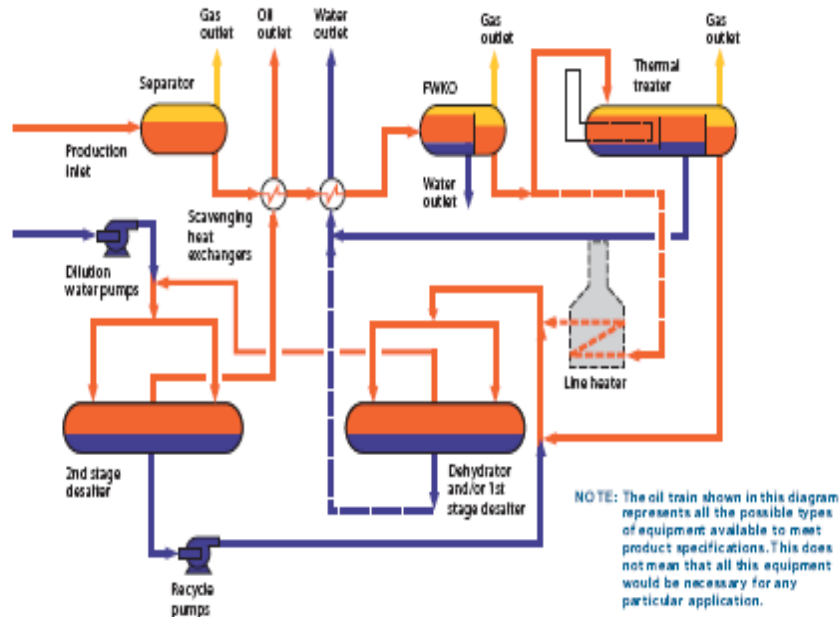
with which we can incorporate mechanical coalescers in combination with electrostatic grids, to thermal treaters that combine both heating and coalescing capabilities in one efficient process unit. We strengthen our offering through ProPure, our sister company, through whom ProSep can offer ProSalt, an injector / mixer system that allows for improved efficiency in dilution water consumption and downstream dehydration for desalting systems.

### FEATURES

- Individual Treating Units to Fully Integrated Process Trains
- Mechanical and Electrostatic Coalescing Internals
- Single-Stage and Multi-Stage Desalting Systems
- Onshore and Offshore Designs
- Global Project Management and Execution



## TYPICAL CRUDE OIL PRODUCTION TRAIN



### SEPARATOR: Oil Stabilization

ProSep can provide two-phase (gas / liquid) or three-phase (gas / oil / water) separators depending on the client's particular needs (based on API 12J Standards). A typical oil train may consist of several stages of separators to stabilize the liquid, depending on the reservoir's depth (which would determine the level to which there is a need for depressurizing the production from the well) and the amount of gas associated with the inlet production to the treating facility.

Generally, separator sizing is based on gas quality performance, neither addressing oil nor water quality. Therefore, the amount of oil / water separation in a three-phase design can vary greatly with oil API gravity and GOR.

### FREE WATER KNOCKOUT (FWKO): Bulk Water Removal

ProSep's FWKO designs are based on empirical data developed over 30 years of practical experience. Two-phase (oil / water) or three-phase (gas / oil / water) designs are available. An FWKO can be



Two Phase High Pressure Separator

looked at as a separator designed to meet an oil quality requirement.

As the name implies, only free water is removed from the production inlet stream, leaving the emulsified water in the outlet oil stream. The percentage of emulsified

water in that stream depends on the oil API gravity. Meeting this requirement requires operating at a particular treating viscosity combined with a calculated retention time.

We address the treating viscosity requirements by heating the production stream as shown in the diagram (left) with scavenged heat or by adding internal firetubes to the FWKO itself.

**THERMAL TREATER:  
Meets Spec Oil Requirements**

ProSep's thermal treaters combine both heating and coalescing capabilities in one efficient process unit. ProSep designs the heating section to meet the treating viscosity requirements of the coalescing section. Two-phase (oil / water) or three-phase (gas / oil / water) designs are available with either mechanical or electrostatic coalescing elements.

Typically, thermal treater designs are employed in production fields where the number of process units required is based on the coalescing design and not the heating demands. The treating temperature for a thermal treater is considerably higher than that for an FWKO in order to meet the stricter water content specification by removing the remaining emulsified water from the process stream.



Thermal Electrostatic Treater



Electrostatic Desalter

**DEHYDRATOR:  
Meets Spec Oil Requirements**

ProSep's unique vertical grid design allows us to employ a horizontal flow pattern that can be operated either as a two-phase (oil / water) or three-phase (gas / oil / water) unit. In addition, we can combine our mechanical coalescer elements with our vertical grid system to ensure product specification adherence.

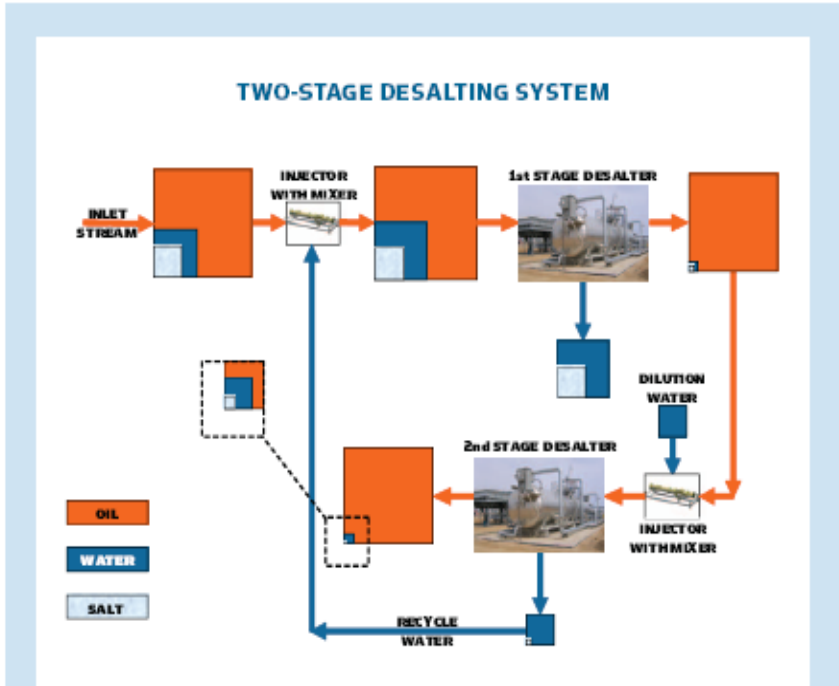
Normally, dehydrator designs are employed in production fields where external heat sources are available or the number of process units is dictated by the heat load requirements. In the latter case, a line heater may be utilized to meet the heat load requirements.

To meet high throughput requirements, we offer double-ended designs with multiple electrostatic zones with variable field densities.

**DESALTER:  
Reduce Salt Content in the Oil**

ProSep can provide desalting systems to meet your requirements. Depending on the salt content at the beginning of production and the outlet oil specification, crude desalting can be accomplished by various processes. We go from simple dehydration up to multiple stages of dehydration combined with dilution water injections to reduce the overall salt concentration.

Dehydration units (thermal treaters, dehydrators) used to desalt are called desalters.



**DESALTING TECHNOLOGY**

A system can desalt by two methods: (1) dehydration and (2) dilution, or changing the produced water solution concentration. Most of the salt (99.99%) is in solution in the water, so removing the water associated with the oil also removes the salt at the same time. If the salt concentration is very high, however, then even removing 98% or more of the associated water may not meet the oil salt content specification. The next step is to reduce the salt concentration in the associated water by mixing it with dilution water with no salt (freshwater) or a smaller concentration of salt (brackish water).

Again, several stages of dehydration and dilution may be required to meet specification. This is dependent on the inlet production cut and salt concentration.

The ability to introduce the dilution water into the process stream without creating an emulsion and at the same time developing a homogeneous mixture between the dilution water and the brackish produced water is essential to this design. Through ProPure, our sister company, ProSep can offer ProSalt an injector / mixer system that improves efficiency in water consumption and downstream dehydration.

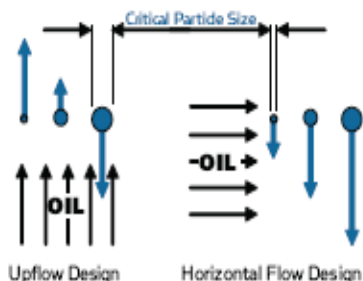


---

## TECHNOLOGY

ProSep's separation technology is based on a horizontal flow regime. From FWKOs to desalters, the horizontal flow pattern allows us to provide two-phase and three-phase designs that maximize vessel utilization for each component.

As the process progresses through the vessel and the water droplets suspended in the oil phase coalesce into larger droplets, they finally reach the critical particle diameter where Stokes Law begins to apply. Stokes Law defines the terminal settling velocity of a particle of a particular size as it falls through a fluid. The terminal settling velocity is perpendicular to the horizontal process flow velocity. This can be particularly critical in equipment designed to produce 0.5% BS&W or less where the droplet population is reduced and smaller coalesced droplets may be formed. As you can see from the vector analysis below, a unit utilizing an upflow design creates a velocity vector directly opposite to the vector created by Stokes Law. The conclusion is that if all parameters in Stokes Law are fixed, a horizontal flow regime can remove a smaller droplet size, which translates into a more efficient system.



A big advantage with a horizontal flow regime comes with the design of a vertical electrostatic grid system. As the oil phase progresses downstream through the vessel it can be exposed to multiple stages of electrostatic fields of varying potentials. Built-in adjustability allows these fields to match the water content remaining in the oil phase, thus ensuring complete and efficient dehydration.

One additional advantage is the facility to incorporate mechanical coalescers in combination with the electrostatic grids. These coalescers can be placed in the process stream to provide either bulk or polished coalescence.

## MODULAR CONCEPT

In order to provide the flexibility demanded by today's business model, ProSep utilizes a modular design system to develop equipment that can provide solutions to more than one problem. This can be illustrated by designs that allow the following:

- Operation with a gas phase, thus eliminating the need for a degassing vessel before an electrostatic dehydrator.
- Installation of mechanical coalescers in the inlet section to reduce the water cut to acceptable levels before entering the electrostatic field, thus increasing the inlet water cut that a dehydrator can process.
- Placement of firetubes in various locations in process systems to improve efficiency and streamline necessary equipment.

## INTERNALS

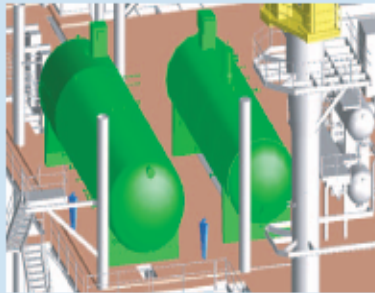
- Inlet Momentum Management (Momentum Breakers, Vane Diffusers, Cyclonic Distributors)
- Gas Demisting (Mesh and Vane Mist Extractors, Axial Flow Cyclonic Demisters)
- Viscosity Enhancement (Firetubes, Heating Coils)
- Plug Flow Distribution (Perforated Plates)
- Oil Phase Coalescence (Mechanical Elements, Vertical Electrostatic Grids)
- Outlet Phase Management (Vortex Breakers, Weirs)
- Solids Removal (Sand Wash and Extraction Systems)
- Firetube Protection (Detection and Wash Systems)

## APPLICATIONS

- Liquid stabilization through the removal of gas
- Removal of free water from the oil phase
- Removal of emulsified water from the oil phase to a specified level, or in the case of desalting, to allow the salt to meet a specified maximum
- Reduction of salt concentration, which may be required to meet specified maximum (via dilution water)

### A CUSTOMER'S EXPERIENCE

ProSep personnel were involved in the supply of an advanced design horizontal coalescer installed in the Gulf of Mexico platform in 1998, where the coalescer's design enabled it to signif-



The 50,000 BOPD horizontal electrostatic treater (left) consistently exceeds design capacity, while the conventional treater (right) is unable to meet its 35,000 BOPD design capacity. This is accomplished with a treater that is only slightly larger than the conventional treater.

**APPLICATION:** Crude Oil Dehydration

icantly exceed design capacity while simplifying operations. Design features that aid in enhancing performance include: horizontal flow to minimize water carry-over with the bulk oil phase, cyclonic inlet device to smooth the pipe-to-vessel transition and degas the oil at inlet conditions, baffles to distribute oil flow evenly across the vessel cross section, multiple externally adjustable electrostatic grids to vary field density and allow improved coalescence, and enhanced coalescence packing to optimize removal of water droplets coalesced by the electrostatic field.

The existing upflow coalescer was frequently unable to achieve 1.0% B56W in oil effluent at less than 50% of its design flow rate, while the horizontal flow electrostatic treater consistently provides <0.4% B56W at 120% of design capacity.

The equipment has become the standard design approach for this client.

### REFERENCES

Available upon request.

### FOR MORE INFORMATION

Contact the ProSep sales office at  
5353 W. Sam Houston  
Parkway North, Suite 150  
Houston, Texas 77041  
Phone: (281) 504-2040  
E-mail: [sales@prosep.com](mailto:sales@prosep.com)  
[www.prosep.com](http://www.prosep.com)



## ANEXO B. INTEGRATED RESERVOIR MANAGEMENT ENHANCES THE RECOVERY IN A MATURE FIELD.



SPE 107885

### Integrated Reservoir Management Enhances the Recovery in a Mature Field

Pérez, L.E., SPE, Gonzalez, J.G., Gómez, V., Lozano, M.E., Samiento, L.E., and Vargas, J.A., Ecopetrol S.A.

Copyright 2007, Society of Petroleum Engineers

This paper was prepared for presentation at the 2007 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, Argentina, 15–18 April 2007.

This paper was selected for presentation by an SPE Program Committee following review of information contained in an abstract submitted by the author(s). Contents of the paper, as presented, have not been reviewed by the Society of Petroleum Engineers and are subject to correction by the author(s). The material, as presented, does not necessarily reflect any position of the Society of Petroleum Engineers, its officers, or members. Papers presented at SPE meetings are subject to publication review by Editorial Committees of the Society of Petroleum Engineers. Electronic reproduction, distribution, or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Society of Petroleum Engineers is prohibited. Permission to reproduce in print is restricted to an abstract of not more than 300 words. Illustrations may not be copied. The abstract must contain conspicuous acknowledgment of SPE and by whom the paper was presented. Write Librarian, SPE, P.O. Box 833636, Richardson, Texas 75083-3636 U.S.A., fax 01-972-952-9435.

#### Abstract

In the current and future scenario of an increasing demand for hydrocarbons, many companies have oriented their efforts to maximize the recovery in mature fields. This paper presents the implementation and results of an integrated reservoir management strategy that allowed revitalizing a field, which was previously considered as a marginal and currently is one of the main assets of the company.

Yariguí-Cantagallo Field, Colombia, is a compartmentalized, varying-dip monocline, with three main tertiary reservoirs. The field was discovered in the 1940's and reached its production peak of 20,400 STB/day in 1962 after two aggressive drilling programs. A third drilling campaign in the 1980's had poor results and no additional wells were drilled. At 1999 production declined to 5,000 STB/day. In order to mitigate production decline, and maximize final recovery, integrated reservoir characterization including structural, stratigraphic, and petrophysical reinterpretation, geostatistic modeling, advanced production analysis, PVT and pressure reinterpretation, and reservoir simulation have been conducted.

An effective reservoir management has been implemented, including infill drilling, optimized well completion, hydraulic fracturing and production optimization. As a result, production levels had increased up to 13,000 STB/day and 40 MMSTB of reserves have been incorporated. Future implementation of a waterflooding project and additional infill program will incorporate 35 MMSTB of reserves.

#### Introduction

Yariguí-Cantagallo field is located in the Middle Magdalena River Basin in Colombia, 290 Km NW from Bogotá and 20 Km NE from Barrancabermeja, below the Magdalena River. (Figure 1).



Figure 1. Yariguí-Cantagallo field location map.

The structure is a faulted monocline, with dips varying from 50° to 9°, and an extension of 7 Km by 2 Km. Structural features have been identified based on pressure, fluid contacts and production performance, since the seismic information is sparse. There are five compartments or blocks, I to V, where block V accounts for 80% of OOP (Figure 2). Oil production is from tertiary, fluvial, stacked channel sands, divided in three reservoirs: B sands, C sands and Cantagallo sands. The sands are poor selected, friable, and interbedded with shales (Figure 3). Oil is 20° API, asphaltenic, and viscous (20 cp @ reservoir temperature, 140°F). The main reservoir is Cantagallo sands, with 600-1000 ft of oil column. Drive mechanism in blocks I to III is gas expansion; block IV has a strong water drive; block V has a combination of gravity drainage, partial water drive, and expansion of a secondary gas cap.



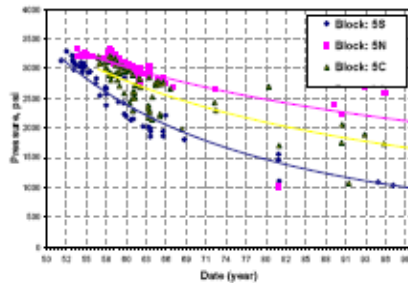


Figure 5. Pressure behavior in Block V.

The study was focused in four key aspects:

**Data collection and quality control.** As in many old fields, information was abundant but disperse and unclassified. A great effort was made in recollection, deperation, standardization and QC of the data. This process allowed identifying many useful information ignored previously, as well as the needing for new information. As an example, core information was identifying as a priority, since only 2 wells were cored in the field.

**Efficient use of the available data.** Due to the limitations to invest in the field, it was imperative to maximize the use of the available data. Application of new technologies and tools, like geostatistic modeling, was a milestone.

**Breaking paradigms.** Production and development strategies in the field came from the previous operator experience and ECOPEPETROL itself, but in many cases, they were not reevaluated considering the current field performance or new technologies available. A fresh, new vision about the way to produce the field was proposed in the study, in several aspects contradicting old practices. Early water production isolation, and avoiding commingled production of the three reservoirs are examples of the operational practices reevaluated.

**Strategies Implementation Timing.** Operational limitations and previous poor results were a negative heritage to the field. In order to recover the confidence in the project, it was necessary to show high impact results in a short term. Based on that premise, the strategies were planned to be implemented progressively.

Study recommendations involved the following strategies:

**Perforation of additional zones.** A potential of 10 MMSTB of reserves were identified to be developed perforating a total of 11,400 ft in B, C and Cantagallo sands. To control the sand production, a change in perforation density from 4 spf to 12 spf was proposed.

**Artificial lift optimization.** A change from the traditional insert rod pumps to tubing pumps and implementation of electrosumersible pumps were recommended combined with an improvement in water production management.

**Infill drilling.** A total of six infill wells were proposed, with primary objective in Cantagallo sands. Two of the six wells were located in the highest part of the structure, where the gas cap was assumed to be expanded. (Figure 6)

**Waterflooding Pilot.** Besides the pressure decline observed in Block V, the low recovery factor obtained from new COIP calculations (Table 1), triggered the need for implementation a waterflooding pilot to determine the feasibility of a field scale project. The pilot was proposed in the North Sector of Block V.

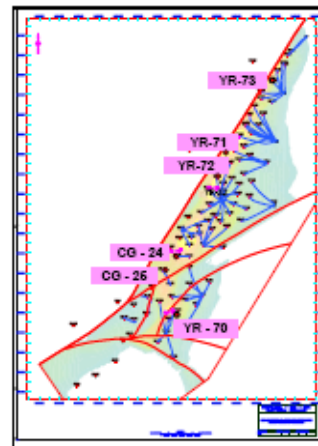


Figure 6. Location of initial 5 infill wells.

## Results

From 1998 to 2001, 4 wells were perforated in B and C sands, an incremental production of 200 BOPD and 1.1 MMSTB of oil reserves were obtained. Those works were done as part of the expenses budget of the field.

The good results obtained on those first works supported the allocation of investment budget, starting in 2002, for the remaining strategies proposed in the study.

At December 2006, the following are the main results:

**Perforation of additional zones.** After a detailed review<sup>2</sup>, only 2,975 ft were considered feasible to be perforated in 36 wells.

Table 1. Original Oil in Place estimation.

BLOCK	OCCURREN					TOTAL
	V	IV	III	II	I	
APPRAISAL	141	0	0.4	0	30.0	171.4
II	17	4	7	0	3	31
III	16	11	36	0	3	66
IV	24	11	36	0	3	74
V	24	0	0	3	4	31
YARIGUI-CANTAGALLO	201	0	0	0	0	201
TOTAL	301	16	73.4	3	37	418.4

During 2002-2003 1,630 ft were perforated in 19 wells. Incremental production was 1,400 BOPD and 5.7 MMSTB of reserves were incorporated.

**Hydraulic Fracturing.** After perforation of B and C sands, several wells showed sand production, despite the change in perforation density. Hydraulic fracturing was implemented as an alternative to minimize sand production and to increase oil production. Six wells have been fractured in C sands, two in B sands and one in Cantagallo sands. Significant production increments, range from 50 to 200 BOPD were achieved in 7 of 9 wells.

**Artificial lift optimization.** ESP's have been installed in 13 wells, mainly in Block IV and V, increasing lift capacity in more than 2,000 BFPD. Wells in ESP accounts for 50% of oil and total fluids production. Relocation of pumping units and tubing pumps also has contributed to increase production levels. Surface facilities were conditioned to manage a higher water production.

**Infill drilling.** During 2003, the six infill wells proposed were drilled, and one well was cored in C and Cantagallo sands. A total of 7.8 MMSTB of oil reserves were developed<sup>6</sup>. Wells initial productions range from 200 and 700 BOPD, with water cuts less than 5%. Based on those results, and subsequent studies updating, 17 additional infill and one appraisal wells have been drilled. Additional infill wells have incorporated 21 MMSTB, while the appraisal well has incorporated 0.7 MMSTB of non proven reserves, and have allowed identifying an additional potential in Cantagallo sands in Block I, where that reservoir was considered dry. Other significant contribution of the drilling project is data acquisition, mainly through logs (MDT, Images, dipolar sonic) and cores (additional two wells cored, one in Cantagallo sands and the other in the three reservoirs).

**Waterflooding pilot.** Several internal discussions and external consulting<sup>6, 7</sup> led to relocate the waterflooding pilot in the Central zone of Block V. Rock and fluid test have been done in order to determine quality of injection water as well as the treatment required.

**Models updating and reservoir simulation.** In 2005, static and dynamic models were updated<sup>6</sup> with new wells information, production history and several studies performed since 1999. Petrophysical model was rebuilt using the new core information. As a result, new infill drilling opportunities were identified and the waterflooding project, comprising pilot and field scale expansion, was defined. A simulation model<sup>7</sup>

was built for Cantagallo sands in Block V, in order to provide an additional tool for reservoir management and to assist production forecasting and drilling/waterflooding optimization.

### Expectations and Challenges

Today, Yarigui-Cantagallo is one of the five main assets of the company, with an important investment budget for 2007. Current production is 11,500 BOPD after reached 13,000 BOPD on April 2006 (Figure 7).

2007 activities include: 7 infill wells, 2 appraisal wells (Block I and III), acquisition of 90 Km<sup>2</sup> of 3D seismic; implementation of waterflooding pilot in Central and South sectors of Block V including drilling 4 injector wells, hydraulic fracturing, and facilities construction/optimization. Also, several studies and data acquisition will be performed, including PVT information, basic and special core analysis, static and dynamic model building for B and C sands, and model updating for Cantagallo sands.

Other technologies currently in implementation or to be applied in the near future are: stimulations to remove organic deposits and scale, and intelligent completions for commingle production of B, C and Cantagallo sands.

Results of the waterflooding pilot will address the strategy for field scale implementation, as well as the feasibility of expansion to other blocks.

3-D seismic information will allow to improve the structural and stratigraphic field model, and perhaps to identify new areas and reservoirs to be developed.

Even with the positive results, there are many challenges for the field. Sand production continues as one of the main failure causes in pumping wells. Early water production in high potential wells is also a problem, and an optimal production rate must be determined in order to minimize water coning effects. Integrity of old wells will be an issue during waterflooding implementation.

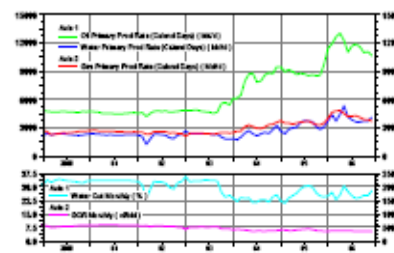


Figure 7. Field production history 2000-2006.

### Conclusions

Current oil prices scenario have opened the door for revitalizing mature fields. Yarigu-Cantagallo is an example of the incredible potential hidden in an apparently marginal field and the role of an integrated reservoir management in identifying and implementing the opportunities.

Maximizing production, recovery and economic value of a mature field is only feasible with a continuous, long term, multitask, multidisciplinary commitment.

And the task never ends. Every new strategy or technology implemented will bring new challenges. Understanding that principle and assuming all its implications will be the only way to achieve the goals, no matter how ambitious they could be.

### Acknowledgments

The authors wish to acknowledge ECOPEPETROL S.A., for allowing the publication of this paper; and all the individuals who worked in Yarigu-Cantagallo Additional Development Project since the beginning to date.

Special thanks to Fredy Garzon, who contributed during the preparation of this article with the history of the first stages of the project.

### References

1. Nieto, J.E., *et al.* "Caracterización y Plan De Desarrollo de los Yacimientos del Campo Yarigu Cantagallo - VMM - Colombia", internal report. ECOPEPETROL S.A., 2004.
2. Gomez, V. and Mandevich, A. "Evaluación Proyecto de Cañoneo Adicional Campo Yarigu - Cantagallo", internal report. ECOPEPETROL S.A., 2004.
3. "Justificación de Perforación Adicional campo Yarigu-Cantagallo", internal report. ECOPEPETROL S.A., 2006.
4. "Cantagallo Report", final report of 2-day consulting with Dr. William Cobb, 2004.
5. Annual reports 2004-2005 ECOPEPETROL-ICP agreement for Waterflooding in Yarigu-Cantagallo field.
6. Lozano, M.E., *et al.* "Actualización del Modelo Estático y Plan de Desarrollo de los Yacimientos del Campo Yarigu Cantagallo - VMM - Colombia", internal report. ECOPEPETROL, 2006.
7. Perez, L. "Simulación Numérica del Bloque V, Campo Yarigu-Cantagallo, Arenas Cantagallo, Informe Preliminar", internal report. ECOPEPETROL S.A., 2006.

## ANEXO C. DATOS PARA EL ANALISIS DE LOS PARAMETROS A EVALUAR.

➤ Gun Barrel 10-1 y 10-2.

DATOS		
Q <sub>o</sub>	40159	BOPD
ΔSG	0,137238	
μ (100°F)	178,29	Cp
F	1,05	
d10-1	609,44	in
d10-2	606,3	in
CTE	6690	
h coalescencia 10-1 y 10-2	118,11	in
CTE Tiempo Residencia	0,12	

TANQUE 10-1	Q(bl)	dm(μm)	Cap maxima (BOPD)	V sedimentacion (mm/s)	T residencia (horas)
0%	<b>0</b>	0,00	0	0,000	
25%	<b>10040</b>	496,67	10040	0,103	8,32
30%	<b>12048</b>	544,07	12048	0,124	6,94
40%	<b>16064</b>	628,24	16064	0,165	5,20
50%	<b>20080</b>	702,39	20080	0,206	4,16
60%	<b>24095</b>	769,43	24095	0,247	3,47
70%	<b>28111</b>	831,08	28111	0,288	2,97
75%	<b>30119</b>	860,25	30119	0,309	2,77
100%	<b>40159</b>	993,33	40159	0,412	2,08

<b>TANQUE 10-2</b>	<b>Q(bl)</b>	<b>dm(<math>\mu</math>m)</b>	<b>Cap maxima (BOPD)</b>	<b>V sedimentacion (mm/s)</b>	<b>T residencia (horas)</b>
0%	<b>0</b>	0,00	0	0,000	
25%	<b>10039,75</b>	499,24	10040	0,104	8,24
30%	<b>12047,7</b>	546,89	12048	0,125	6,86
40%	<b>16063,6</b>	631,49	16064	0,167	5,15
50%	<b>20079,5</b>	706,03	20080	0,208	4,12
60%	<b>24095,4</b>	773,42	24095	0,250	3,43
70%	<b>28111,3</b>	835,39	28111	0,291	2,94
75%	<b>30119,25</b>	864,71	30119	0,312	2,75
100%	<b>40159</b>	998,48	40159	0,416	2,06

➤ Datos tanque 5-B.

<b>DATOS</b>		
<b>Qo</b>	32692	BOPD
<b><math>\Delta</math>SG</b>	0,137238	
<b><math>\mu</math> (100°F)</b>	178,29	Cp
<b>F</b>	1,05	
<b>d5-B</b>	494,49	in
<b>CTE</b>	6690	
<b>h coalescencia</b>	236,22	in
<b>cte tiempo residencia</b>	0,12	

➤ Datos calentadores y tratadores.

<b>DATOS</b>		
<b>Qo</b>	16578	BOPD
<b>ΔSG</b>	0,13724	
<b>μ (159.82°F)</b>	54,66	Cp
<b>F</b>	1,05	
<b>d ttdor</b>	120	in
<b>d calentadores</b>	120	in
<b>CTE</b>	438	
<b>Q lavado</b>	2120,29	BWPD
<b>Leff calentadores</b>	271,2	in
<b>Leff tratador</b>	420	in

➤ Datos tanque 5-C.

<b>DATOS</b>		
<b>Qo</b>	32213	BOPD
<b>ΔSG</b>	0,13724	
<b>μ (132.8°F)</b>	85,30	Cp
<b>F</b>	1,05	
<b>d 5-C</b>	503,94	in
<b>h coalescencia</b>	177,17	in
<b>CTE</b>	6690	
<b>Q lavado</b>	2120,29	BWPD

➤ Datos tanque 20-3

<b>DATOS</b>		
<b>Q<sub>o</sub></b>	30955	BOPD
<b>ΔSG</b>	0,13724	
<b>μ (151.82°F)</b>	61,69	Cp
<b>F</b>	1,05	
<b>d 20-3</b>	787,4	in
<b>h coalescencia</b>	261,54	in
<b>CTE</b>	6690	
<b>Q lavado</b>	2120,29	BWPD