

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS MÉTODOS CONVENCIONALES PARA  
LA DESHIDRATACIÓN DE EMULSIONES DE CRUDOS PESADOS**

**DIEGO CAMILO ARAQUE BARRERA  
RICARDO ALONSO BARRERA MONGUI**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA  
BUCARAMANGA  
2012**

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS MÉTODOS CONVENCIONALES PARA  
LA DESHIDRATACIÓN DE EMULSIONES DE CRUDOS PESADOS**

**DIEGO CAMILO ARAQUE BARRERA  
RICARDO ALONSO BARRERA MONGUI**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero  
de Petróleos e Ingeniero Químico**

**Director**

**César Augusto Pineda Gómez  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA  
BUCARAMANGA  
2012**

*DIOS que por siete casualidades me trajo hasta aquí, y cuidó mi camino.*

*Quiero en estas cortas líneas dedicar este triunfo a aquellas personas que con sus detalles han marcado mi vida.*

*A mis padres, que me mostraron que el amor incondicional crea sueños y rompe barreras, sus palabras llenas de sabiduría han iluminado todas las decisiones de mi vida, su esfuerzo me acompaña cada día y me recuerda lo que realmente importa en la vida.*

*A mis hermanos, porque este libro nos muestra que el destino lo forjamos cada día, no hay nada absoluto, todo puede cambiarse.*

*A mis amigos que me acompañaron y enriquecieron este caminar, siempre habrá un rincón en mi corazón para todos ustedes.*

*A ti Natha, que cambiaste mi vida cuando en mí se posaron los ojos más bellos, los ojos más tiernos, los ojos de un ángel... Tus ojos.*

*A los que ya se han ido, los que están presentes y los que aún tienen que llegar...*

*DIEGO CAMILO ARAQUE BARRERA*

*A Dios por permitirme estar aquí, por bendecirme y guiarme en  
cada una de las decisiones tomadas,  
A mis padres Alvaro y Carmen, por la confianza y el apoyo en  
todo momento,  
A mis hermanas Rocío y Lilitiana, por su comprensión y ayuda,  
A mi sobrina Valentina, por sus valerosas intenciones,  
A mis amigos, compañeros y vecinos de esta hermosa ciudad,  
Al Ingeniero Cesar Augusto, por la confianza y orientación,  
Y a Diego Camilo por su gran colaboración.*

*Ricardo Barrera*

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	23
1. MARCO DE REFERENCIA	25
1.1 EMULSIONES	25
1.1.1 Componentes de una emulsión	26
1.1.2 Estabilidad de la emulsión	29
1.2 SEPARACION DE EMULSIONES (W/O)	45
1.2.1 Procesos físicos	47
1.2.2 Técnicas y equipos de deshidratación	54
1.3 CRUDOS PESADOS	70
1.3.1 Características de los crudos pesados	71
1.3.2 Reservas y producción de crudos pesados	72
1.3.3 Campos de estudio	76
2. DISEÑO EXPERIMENTAL	80
2.1 HERRAMIENTA PARA LA SIMULACIÓN	80
2.2 DEFINICIÓN Y SENSIBILIDAD DE LAS VARIABLES	81
2.2.1 Tratador de agua libre	81
2.2.2 Tanque de lavado	89
2.2.3 Tratador térmico	98
2.2.4 Tratador termo-electrostático	105
2.2.5 Tratamiento químico	108

2.3 ESCENARIOS DE ESTUDIO	110
2.3.1 Variables de restricción	111
2.3.2 Variables independientes	111
2.3.3 Variables dependientes	112
2.3.4 Configuraciones de trenes de deshidratación a estudiar	113
2.4 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS	116
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS	118
3.1 CONFIGURACIÓN UNO (SEPARADOR BIFÁSICO-FWKO- GUN BARREL)	118
3.2 CONFIGURACIÓN DOS (SEPARADOR BIFÁSICO-FWKO- TRATADOR TÉRMICO)	122
3.3 CONFIGURACIÓN TRES (SEPARADOR BIFÁSICO-FWKO- TRATADOR TERMO-ELECTROSTÁTICO)	126
3.4 CONFIGURACIÓN CUATRO (SEPARADOR BIFÁSICO-FWKO- GUN BARREL-TRATADOR TÉRMICO)	131
3.5 CONFIGURACIÓN CINCO (SEPARADOR BIFÁSICO-FWKO- GUN BARREL-TRATADOR TERMO-ELECTROSTÁTICO)	136
CONCLUSIONES	143
RECOMENDACIONES	145
BIBLIOGRAFIA	146
GLOSARIO	150
ANEXOS	151

## LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1. Microfotografía de una emulsión de agua en aceite	27
Figura 2. Molécula de estearato de sodio (Surfactante)	28
Figura 3. Efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los crudos	33
Figura 4. Pérdida de gravedad API en función de la temperatura	34
Figura 5. Efecto de la temperatura en la pérdida de volumen de un crudo	34
Figura 6. Relación de la densidad y la temperatura para crudos de alto, medio y bajo API	35
Figura 7. Relación entre el tamaño de la gota de agua y el porcentaje de agua en el crudo	37
Figura 8. Relación entre el contenido de agua y la viscosidad de la emulsión de un crudo de 11°API	40
Figura 9. Comportamiento de la velocidad de asentamiento con la gravedad API	42
Figura 10. Esquema de una estación de tratamiento de emulsiones	46
Figura 11. Esquema de la acción de las fuerzas sobre una gota de agua sumergida en crudo	50
Figura 12. Corte transversal de un separador bifásico horizontal	60
Figura 13. Corte transversal de un Free Water Know Out	61

Figura 14. Gun Barrel con bota de gas interna	63
Figura 15. Temperatura de deshidratación en un Gun Barrel	64
Figura 16. Calentador de crudo tipo indirecto	65
Figura 17. Calentador de crudo tipo directo	66
Figura 18. Vista transversal de un tratador térmico	67
Figura 19. Vista de un tratador termo electrostático horizontal	69
Figura 20. Subdivisión de los crudos pesados	72
Figura 21. Reservas mundiales de crudo, 2010	74
Figura 22. Áreas de interés exploratorio para la búsqueda de crudos pesados en Colombia	75
Figura 23. Eficiencia de separación en un FWKO con respecto al BSW	82
Figura 24. Eficiencia de separación de un FWKO con respecto al porcentaje de agua emulsionada.	84
Figura 25. Estimación de agua emulsionada contenida en un crudo	85
Figura 26. Relación entre la gravedad API y la eficiencia de separación en un FWKO	86
Figura 27. Relación entre gravedad API y la eficiencia del FWKO para valores típicos de BSW en campos de crudos pesados en Colombia	87
Figura 28. Distribución del tamaño de gota de agua emulsionada con para un crudo de 13.5 °API en un FWKO.	88
Figura 29. Efecto del tiempo de retención sobre la eficiencia del tanque de lavado en diferentes crudos pesados	91

Figura 30. Relación entre la eficiencia y el volumen del Gun Barrel	93
Figura 31. Relación entre la eficiencia de remoción de un Gun Barrel y la altura del colchón de agua	95
Figura 32. Relación entre la altura de la emulsión en el Gun Barrel y la eficiencia de separación	97
Figura 33. Distribución del tamaño de gota de agua para un crudo de 13.5 °API en un Gun Barrel	98
Figura 34. Relación entre la temperatura de tratamiento y la eficiencia de separación de un tratador térmico para diferentes gravedades API	102
Figura 35. Relación entre la longitud de la zona de calentamiento y la eficiencia de separación de un tratador térmico	104
Figura 36. Sensibilidad de la temperatura de la zona de calentamiento de un tratador termo electrostático con su eficiencia de separación	108
Figura 37. Configuración 1, separador bifásico-FWKO-Gun Barrel	113
Figura 38. Configuración 2, Separador bifásico-FWKO-tratador térmico	114
Figura 39. Configuración 3, separador bifásico-FWKO-tratador termo electrostático	114
Figura 40. Configuración 4, separador bifásico-FWKO-Gun Barrel-Tratador térmico	115
Figura 41. Configuración 5, separador bifásico-FWKO-Gun Barrel-tratador termo electrostático	115
Figura 42. Metodología de análisis para la sensibilización de los métodos de deshidratación en crudos pesados	117

Figura 43. Efecto de la °API de crudo en la eficiencia de separación de la configuración 1	119
Figura 44. Efecto del BSW de entrada y el tiempo de retención en el tanque de lavado para el crudo de 11°API en la configuración 1	120
Figura 45. Efecto del BSW de entrada y el tiempo de retención en el tanque de lavado para el crudo de 12.8°API en la configuración 1	120
Figura 46. Efecto del BSW de entrada y el tiempo de retención en el tanque de lavado para el crudo de 13.5°API en la configuración 1	121
Figura 47. Efecto del BSW de entrada y el tiempo de retención en el tanque de lavado para el crudo de 20°API en la configuración 1	121
Figura 48. Efecto del °API del crudo en la eficiencia de separación de la configuración 2	122
Figura 49. Efecto de la temperatura de tratamiento y del BSW de entrada en la eficiencia de la configuración 2, para un crudo de 11°API	124
Figura 50. Efecto de la temperatura de tratamiento y del BSW de entrada en la eficiencia de la configuración 2, para un crudo de 12.8 °API	124
Figura 51. Efecto de la temperatura de tratamiento y del BSW de entrada en la eficiencia de la configuración 2, para un crudo de 13.5 °API	125
Figura 52. Efecto de la temperatura de tratamiento y del BSW de entrada en la eficiencia de la configuración 2, para un crudo de 20 °API.	125
Figura 53. Efecto de la °API del crudo en la eficiencia de separación de la configuración 3	127
Figura 54. Efecto de la temperatura de la zona de calentamiento y del BSW de entrada en la eficiencia de la configuración 3, para un crudo de 11 °API	128

Figura 55. Efecto de la temperatura de la zona de calentamiento y del BSW de entrada en la eficiencia de la configuración 3, para un crudo de 12.8 °API.	128
Figura 56. Efecto de la temperatura de la zona de calentamiento y del BSW de entrada en la eficiencia de la configuración 3, para un crudo de 13.5 °API.	129
Figura 57. Efecto de la temperatura de la zona de calentamiento y del BSW de entrada en la eficiencia de la configuración 3, para un crudo de 20 °API.	129
Figura 58. Comparación entre la configuración 1,2 y 3	130
Figura 59. Efecto de la temperatura del tratador térmico y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 80% en la configuración 4 para un crudo de 11°API	132
Figura 60. Efecto de la temperatura del tratador térmico y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 90% en la configuración 4 para un crudo de 11°API	132
Figura 61. Efecto de la temperatura del tratador térmico y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 80% en la configuración 4 para un crudo de 12.8°API	133
Figura 62. Efecto de la temperatura del tratador térmico y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 80% en la configuración 4 para un crudo de 12.8°API	133
Figura 63. Efecto de la temperatura del tratador térmico y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 80% en la configuración 4 para un crudo de 13.5°API	134

Figura 64. Efecto de la temperatura del tratador térmico y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 90% en la configuración 4 para un crudo de 13.5°API	134
Figura 65. Efecto de la temperatura del tratador térmico y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 80% en la configuración 4 para un crudo de 20°API	135
Figura 66. Efecto de la temperatura del tratador térmico y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 90% en la configuración 4 para un crudo de 20°API	135
Figura 67. Análisis de la temperatura en el tratador termo electrostático y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 80% en la configuración 5 para un crudo de 11°API	137
Figura 68. Análisis de la temperatura en el tratador termo electrostático y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 90% en la configuración 5 para un crudo de 11°API	137
Figura 69. Análisis de la temperatura en el tratador termo electrostático y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 90% en la configuración 5 para un crudo de 12.8°API	138
Figura 70. Análisis de la temperatura en el tratador termo electrostático y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 90% en la configuración 5 para un crudo de 12.8°API	138
Figura 71. Análisis de la temperatura en el tratador termo electrostático y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 80% en la configuración 5 para un crudo de 13.5°API	139

Figura 72. Análisis de la temperatura en el tratador termo electrostático y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 90% en la configuración 5 para un crudo de 12.8°API.	139
Figura 73. Análisis de la temperatura en el tratador termo electrostático y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 80% en la configuración 5 para un crudo de 20°API	140
Figura 74. Análisis de la temperatura en el tratador termo electrostático y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 90% en la configuración 5 para un crudo de 20°API	140
Figura 75. Comparación entre la configuración 4 y la 5	142

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Ecuaciones propuestas para cuantificar el efecto de la concentración sobre la viscosidad de la emulsión	40
Tabla 2. Ecuaciones propuestas para cuantificar el efecto de la concentración del agua sobre la densidad del fluido	43
Tabla 3. Especificaciones tanques de lavado (Gun Barrel) según la norma API 12D	64
Tabla 4. Características y propiedades físicas del campo castilla	76
Tabla 5. Características y propiedades físicas del Campo Rubiales	77
Tabla 6. Propiedades del yacimiento Jazmín	78
Tabla 7. Propiedades del crudo de 20°API	79
Tabla 8. Variables de restricción para la sensibilización del BSW en un separador de agua libre (FWKO)	82
Tabla 9. Variables de restricción para la sensibilización del porcentaje de agua emulsionada en un FWKO	83
Tabla 10. Variables de restricción para la sensibilización del tiempo de residencia en un tanque de lavado (Gun Barrel)	90
Tabla 11. Variables de restricción para el análisis del tamaño de tanque de lavado (Gun Barrel)	92
Tabla 12. Relación entre el tamaño y la eficiencia de remoción de emulsión en el tanque de lavado	93

Tabla 13. Variables de bloqueo para la sensibilización de la altura del colchón de agua en un tanque de lavado	94
Tabla 14. Variables de restricción para la sensibilización del nivel de emulsión en el tanque de lavado	96
Tabla 15. Variables de restricción para la sensibilización de la temperatura de en un tratador térmico	99
Tabla 16. Relación entre el °API, la temperatura de tratamiento y la eficiencia de separación de un tratador térmico	100
Tabla 17. Variables de bloqueo para la sensibilización de la longitud de la zona de calentamiento	103
Tabla 18. Temperaturas de operación de tratadores termos electrostáticos dependiendo del tipo de emulsión	106
Tabla 19. Variables de restricción para el análisis de sensibilidad de la temperatura en el tratador termo electrostático	107
Tabla 20. Variables que afectan la eficiencia de separación de los equipos convencionales de tratamiento de emulsiones en crudos pesados	109
Tabla 21. Variables de restricción para la simulación de los escenarios de tratamiento de emulsiones en crudos pesados	111
Tabla 22. Variables independientes para la simulación de los escenarios de tratamiento de emulsiones en crudos pesados	112
Tabla 23 .Variable dependiente para la simulación de los escenarios de tratamiento de emulsiones en crudos pesados	112
Tabla 24. Comparación de las variables estudiadas en las configuraciones	142

## LISTADO DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Separadores reales en HYSYS.	152
ANEXO B. Esquemas en HYSYS de las 5 configuraciones estudiadas.	155
ANEXO C. Tablas con los resultados de las corridas de simulación para las 5 configuraciones.	158

## RESUMEN

### TITULO\*

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS MÉTODOS CONVENCIONALES PARA LA DESHIDRATACIÓN DE EMULSIONES DE CRUDOS PESADOS

### AUTORES

DIEGO CAMILO ARAQUE BARRERA

RICARDO ALONSO BARRERA MONGUI\*\*

### PALABRAS CLAVE

Crudo pesado, emulsión, deshidratación, sensibilidad, tratamientos convencionales.

### DESCRIPCION

Uno de los mayores problemas que ocurre en la producción de un campo de crudo pesado, es la presencia de agua asociada, generalmente una parte de esta agua producida se encuentra como agua libre y se puede separar por acción de la gravedad tan pronto como la velocidad de los fluidos es suficientemente baja. La otra parte del agua, se encuentra combinada con el crudo en forma de emulsión, debido a las altas viscosidades de los crudos pesados estas emulsiones se hacen muy fuertes, para prevenir este problema se han desarrollado diversos métodos de tratamiento que favorecer su separación.

A través de este proyecto se busca precisamente estudiar el nivel de eficiencia que pueden ofrecer estos métodos convencionales, para ello se planteó la realización de un análisis de sensibilidades aplicado a las características de crudos conocidos como los de los campos Castilla, Rubiales y Jazmín así como de mezclas sintéticas con gravedades API en el rango de este tipo de fluidos. A partir de este análisis se buscó valorar factores como la relación agua-aceite en la mezcla, la gravedad API, la viscosidad, la temperatura, condiciones de operación del sistema, volúmenes de carga y diversas configuraciones para cada tipo de tratamiento planteado.

---

\* Trabajo de Grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de ingeniería de petróleos y Escuela de Ingeniería Química. Director César Augusto Pineda Gómez Ing. de Petróleos.

## SUMMARY

### TITLE\*

SENSITIVITY ANALISIS OF CONVENTIONAL METHODS FOR THE DEHYDRATION OF EMULSIONS IN HEAVY CRUDE

### AUTHORS

DIEGO CAMILO ARAQUE BARRERA

RICARDO ALONSO BARRERA MONGUI\*\*

### KEY WORDS

Heavy crude, emulsions, dehydration, Sensitivity, conventional treatments.

### ABSTRACT

One of the biggest problems encountered in the production of heavy oil field, is the presence of water associated with oil, generally part of this water is produced as free water and can be separated by gravity as soon as the fluid velocity is sufficiently low. The other part of water is combined with oil in emulsion form, the measure typical of BSW (Basic and Solid and water) in the oil industry is above of 1%, due to the high viscosities of heavy oils these emulsions are very strong to prevent this problem have evolved several methods of treatment to facilitate their separation (electrical methods, gravity methods, thermal method).

Through this project we seek precisely study the level of efficiency that these conventional methods can offset, this will pose conducting a sensitivity analysis applied to the characteristics of crude as the fields of Castilla, Rubiales, Jazmin and synthetic mixtures with API gravities in the range of such fluids. From this analysis we seek value such factors as water-oil ration in the mixture, the API gravity, viscosity, temperature in the treatment, resident time in the Gun Barrel, operating conditions of the system, load volumes and different configurations for each type of treatment raised.

---

\* Trabajo de Grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos y Escuela de Ingeniería Química. Director César Augusto Pineda Gómez Ing de Petróleos.

## INTRODUCCIÓN

El petróleo crudo es sinónimo de desarrollo industrial, referente para las economías mundiales y también de gran importancia política para las naciones. Esta industria, en su mayoría, se ha caracterizado por explorar, producir y vender petróleo crudo liviano y mediano, en torno al cual se diseñó toda la infraestructura necesaria para su aprovechamiento.

Ante la disminución en los volúmenes disponibles de estos tipos de crudo, el interés durante las últimas dos décadas se ha reorientado hacia el desarrollo de los crudos pesados y extrapesados, antes no contemplados por sus altos costos de producción, en la medida en que sus reservas son mucho más representativas y las condiciones actuales del sector energético, permiten contemplarla como una alternativa obligatoria para complementar y/o sustituir el aporte de los crudos livianos.

Se debe entonces adaptar los conocimientos aprendidos a los nuevos conceptos para el desarrollo de estos tipos de crudos, realizar los cambios necesarios en cada una de las áreas de interés para que la etapa de transición no tenga efectos negativos.

En la actualidad dos terceras partes de la producción mundial de crudo se obtiene en forma de emulsión, que necesariamente debe ser tratada. Los problemas de emulsificación de crudos son cada vez más difíciles de resolver, ya que el aceite producido bajo los modernos métodos de recuperación adquiere un grado mayor de emulsificación. Los métodos de tratamiento de las emulsiones han evolucionado notablemente, desde el simple reposo en tanques convencionales hasta la aplicación de voltajes eléctricos, pasando por los diferentes métodos mecánicos, térmicos y químicos. Generalmente, el tratamiento de las emulsiones se efectúa combinando los efectos gravitacionales, mecánicos, térmicos, químicos y eléctricos. Aunque el conocimiento de la naturaleza de las emulsiones de agua y

aceite ha influido en el establecimiento de la tecnología básica para su tratamiento, los enfoques empíricos para el desarrollo de procesos y productos, en estudios de laboratorio, plantas piloto e instalaciones de campo siguen siendo factores decisivos.

Queda manifestada la importancia de la deshidratación al nivel más alto posible, mediante la selección apropiada del proceso y equipo de campo.

A través de este proyecto se busco precisamente estudiar el nivel de eficiencia que pueden ofrecer métodos convencionales como el tratamiento gravitacional, térmico y termo electrostático, respecto a mezclas denominadas como no convencionales, en términos de crudo pesado, para ello se usaron crudos conocidos como los de los campos Castilla, Rubiales y Jazmín así como mezclas sintéticas con gravedades API en el rango de los crudos pesados. A partir de estos crudos se realizo un análisis de sensibilidades de las variables que intervienen en cada equipo para el tratamiento de emulsiones buscando valorar factores como la relación agua-aceite en la mezcla, la gravedad API, la viscosidad, condiciones de operación del sistema, volúmenes de carga y diversas configuraciones para cada tipo de tratamiento planteado.

# 1. MARCO DE REFERENCIA

## 1.1 EMULSIONES

Una emulsión es una mezcla estable de dos fluidos inmiscibles (agua, petróleo) que no se separa solamente por efecto de gravedad, donde uno de estos se encuentra en forma de pequeñas gotas (fase dispersa) en el otro (fase continua o externa).

Para formar una emulsión existen 3 requisitos fundamentales:

- Deben existir dos líquidos inmiscibles (agua y aceite).
- Suficiente agitación para dispersar uno de los líquidos en pequeñas gotas en el otro.
- Un agente emulsificante para estabilizar las gotas dispersas en la fase continua.

Dependiendo del aspecto que se analice, las emulsiones se pueden clasificar así:

a) Por su estabilidad

- Estables: una emulsión es estable cuando luego de formada, la única manera de conseguir que las fases se separen es mediante la aplicación de sistemas de tratamientos.
- Inestables: una emulsión es inestable cuando al dejar en reposo durante algún tiempo, las fases se separan por gravedad.

a) Según la fase de la emulsión

- Directa: una emulsión directa es aquella en la cual el aceite se encuentra en la fase continua y el agua como la fase dispersa, según la nomenclatura anglosajona se denotan (W/O), por lo general este tipo de emulsión es la que se encuentra presente en los yacimientos petrolíferos

- Inversa: una emulsión es inversa cuando sucede lo contrario a una emulsión directa, eso quiere decir cuando la fase dispersa es el aceite y la fase continua es el agua, se denotan (O/W), este tipo de emulsión ocurre principalmente cuando los cortes de agua son muy altos en un campo o cuando se están tratando las aguas residuales.<sup>1</sup>
- Duales o triples: Son emulsiones múltiples cuando la fase dispersa es una emulsión, se usa el símbolo W/O/W para una emulsión múltiple de tipo agua en aceite en agua, y O/W/O para la emulsión de aceite en agua en aceite petróleo en agua en petróleo y agua en petróleo en agua<sup>2</sup>.

### 1.1.1 Componentes de una emulsión (W/O)

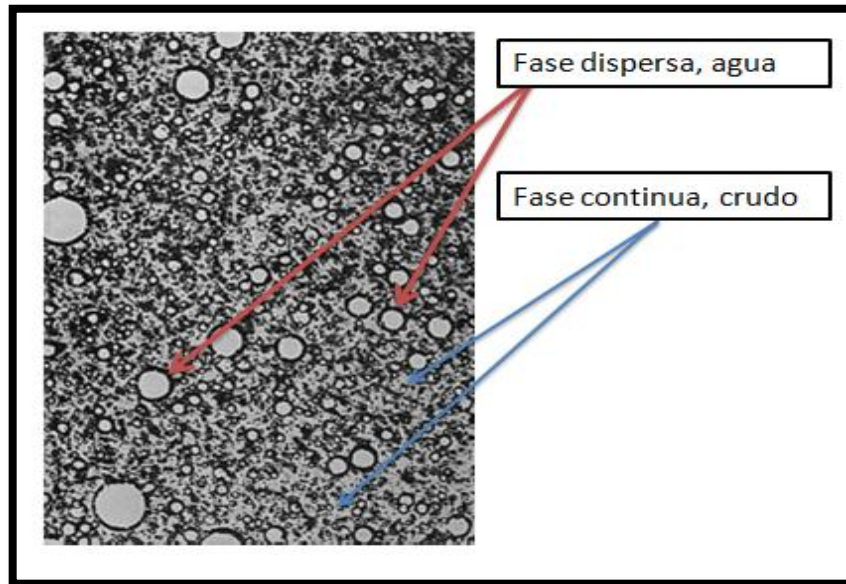
**1.1.1.1 Fases de la emulsión.** Para que se forme una emulsión es necesario tener dos fluidos inmiscibles, para el tipo de emulsiones que se forman en los campos petroleros estos fluidos son el agua y el petróleo crudo, dichos fluidos no necesariamente deben estar en las mismas proporciones, lo que se espera es que el agua este en forma de gotas dispersas en el crudo, de esta forma se definen las dos fases de una emulsión la fase continua que es el fluido que se encuentra en mayor proporción y la fase dispersa se refiere al fluido que está disperso en forma de gotas, esto se puede ver claramente en la *figura 1*.

---

<sup>1</sup> STEWART.Maurice.Emulsions and oil treating equipment. Gulf Equipment Guides.2009.

<sup>2</sup> MARFISI.Shirley.Estabilidad de emulsiones relacionada con el proceso de deshidratación de crudos. Universidad de los Andes.2005.

**Figura 1.** Microfotografía de una emulsión de agua en aceite



**Fuente.** Modificada de STEWART.M<sup>3</sup>.

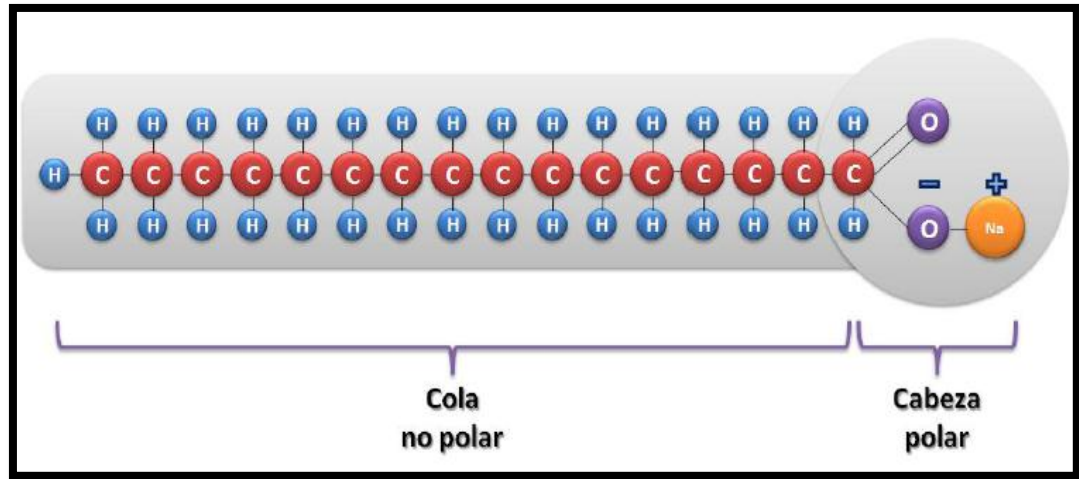
**1.1.1.2 Agente Emulsificante.** Los agentes emulsificantes también son llamados tensoactivos, surfactantes, etc. Son compuestos que disminuyen la tensión interfacial<sup>4</sup> y forman una película en la interfase por sus características anfipáticas, cabeza polar (hidrófila) y cola apolar (lipofílica).

La parte polar del surfactante es en general un grupo funcional que contiene heteroátomos como O (Oxígeno), S (Azufre), N (Nitrógeno) ó P (Fósforo); los más comunes son los grupos carboxilato, sulfonato, sulfato, amonio y fosfato. Los grupos hidroxilo y éter deben tener cierto orden de multiplicidad para producir un grupo polar apropiado (poli-ol, poli-éter). La parte no polar es una cadena de tipo alquilo ó alquil-arilo, con 2 a 20 átomos de carbonos. A continuación se puede ver una molécula de surfactante.

<sup>3</sup> STEWART.Maurice.Emulsions and oil treating equipment. Gulf Equipment Guides.2009.

<sup>4</sup> MARFISI.Shirley.Estabilidad de emulsiones relacionada con el proceso de deshidratación de crudos. Universidad de los Andes.2005.

**Figura 2.** Molécula de estearato de sodio (Surfactante)



**Fuente.** MONTES.G<sup>5</sup>.

Usualmente los surfactantes se clasifican según su ionización en fase acuosa, aquellos que se disocian en un ión surfactante cargado negativamente (anión) y un catión metálico se llaman *surfactantes aniónicos*, a esta categoría pertenecen los jabones o carboxilatos, alquil-benceno-sulfonatos, dodecil-estersulfato y los xantanos, son los surfactante más importantes desde el punto de vista de producción; representan el 50% del total.

Los *surfactante catiónicos* se disocian en agua en ión surfactante cargado positivamente y un ión del tipo haluro, como el alquil-amonio cuaternario.

Los *surfactantes no iónicos*, que también representan cerca del 50% de la producción, no forman iones cuando se encuentran en solución acuosa y sus grupos polares son del tipo poli-alcohol y/o poli-éter (poli-óxido de etileno o polióxido de propileno). A esta categoría pertenecen los alcoholes, alquil-fenoles y ésteres de sorbitan. Otros tipos de surfactantes que se producen en menor escala son los siliconados, los fluorados, los poliméricos y los anfóteros.

<sup>5</sup> MONTES, Paez.Erick,G. *Tecnologías de Tratamiento de emulsiones en campos petroleros*.UIS.2010

Entre las propiedades más importantes de los surfactantes están su carácter anfífilo (afinidad por las sustancias polares y apolares), su capacidad de ubicarse en una interface según el fenómeno de adsorción, y su capacidad de asociarse para formar micelas (estructuras de 10 a 100 Å de tamaño).

La interface puede considerarse saturada cuando las moléculas adsorbidas están tan empaquetadas que se tocan. Esta noción de “tocarse” es sin embargo relativa, ya que deben tenerse en cuenta las interacciones laterales de carácter atractivo o repulsivo, y la posible compresibilidad del empaquetamiento.

Al colocarse cada molécula adsorbida de surfactante en la interface se elimina la discontinuidad de polaridad entre el agua y el aceite, o el líquido y el gas. Como consecuencia, no sólo se reduce su propia energía libre, sino también la energía libre en la interface, es decir, la tensión interracial o superficial.

**1.1.1.3 Energía.** Para que se forme una emulsión se debe suministrar energía a la mezcla, esta energía extra se da por los esfuerzos cortantes a los que se ven expuestos los fluidos durante el fluir desde el yacimiento hasta las facilidades en superficie, estos esfuerzos de corte producen una agitación, esta agitación dispersa el líquido de menor proporción en forma de gotas finas en el fluido de mayor proporción, esta agitación se da porque el fluido pasa a través de bombas de fondo de pozo, o se genera por las turbulencias causadas por la caída de presión en el estrangulador y demás accesorios que producen restricciones de flujo.

**1.1.2 Estabilidad de la emulsión.** La facilidad con que se puede separar una emulsión depende en general de varios parámetros que están relacionados fundamentalmente a las propiedades de los fluidos involucrados en la emulsión y a diversos factores externos, a continuación se hará una descripción a detalle de estos parámetros y como estos afectan la estabilidad de una emulsión agua-petróleo.

**1.1.2.1 Viscosidad de la fase externa.** Una viscosidad alta característica de los crudos pesados en la fase continua (crudo) disminuye el coeficiente de difusión, este coeficiente se da cuando se mezclan dos líquidos, las moléculas de uno de ellos se difunde en todas las moléculas del otro líquido, como las moléculas en ambos líquidos están tan cercas, cada molécula sufre millones de choques antes de alejarse. La distancia promedio entre los choques se llama trayectoria libre media y se va haciendo más corta a medida que va aumentando la viscosidad del fluido. Debido a las constantes interrupciones en sus trayectorias moleculares, los líquidos se difunden mucho más lentamente que los gases y la frecuencia de colisión de las gotas es mucho más baja, por lo que se incrementa la estabilidad de la emulsión. Una alta concentración de las gotas también incrementa la viscosidad aparente de la fase continua y estabiliza la emulsión. Este efecto puede ser minimizado calentando la emulsión, en el caso de los crudos pesados al presentarse una alta viscosidad se va a dificultar la coalescencia y a floculación de las gotas de agua, debido principalmente a la resistencia que va a presentar el crudo para el movimiento de las gotas de agua.

La tendencia que presenta los crudos pesados con relación a la viscosidad está muy relacionada con el cambio de temperatura, un cambio relativamente bajo de la temperatura modificara considerablemente la viscosidad del crudo, esto se podrá observar claramente en la *figura 3*.

Se han desarrollado varias correlaciones empíricas para determinar la viscosidad del crudo ya sea subsaturado, saturado o aceite muerto<sup>6</sup>, el fenómeno de la formación de emulsiones se da por lo general en hidrocarburos saturados, para modelar este tipo de hidrocarburo se encuentran varias correlaciones como la correlación de Chew, la correlación de Beggs y Robinson o la correlación de Kartootmodjo, para este estudio se tomará la correlación de Beggs y Robinson debido a que presenta un menor porcentaje de error, esta correlación se desarrolló

---

<sup>6</sup> Se denomina aceite muerto al crudo que está libre de gas en solución

a partir de un total de 2073 datos de viscosidades de crudos con gas disuelto obtenidos de 600 muestras diferentes.

$$\mu_{ob} = a(\mu_{ob})^b \quad \text{Ecu 1.1}$$

$$a = 10.7015(R_S + 100)^{-0.515} \quad \text{Ecu 1.2}$$

$$b = 5.44(R_S + 150)^{-0.338} \quad \text{Ecu 1.3}$$

Donde  $\mu_{ob}$  es la viscosidad del aceite saturado y  $\mu_{ob}$  es la viscosidad del aceite muerto, que se calcula con la siguiente correlación también desarrollada por Beggs:

$$\mu_{od} = 10^x - 1 \quad \text{Ecu 1.4}$$

$$x = yT^{-1.163} \quad \text{Ecu 1.5}$$

$$y = 10^z \quad \text{Ecu 1.6}$$

$$z = 3.0324 - 0.02023\gamma_{API} \quad \text{Ecu 1.7}$$

Donde

$\gamma_{API}$ : Gravedad del petróleo, API.

T: Temperatura del fluido, °F.

Rs: Solubilidad gas-aceite, Scf/Stb.

Al detallar un poco mejor las ecuaciones podemos observar que la viscosidad de un hidrocarburo está ligada íntimamente a la gravedad del hidrocarburo y a la temperatura, al incrementar la temperatura se disminuye la viscosidad de los hidrocarburos en una relación exponencial.

En algunos casos la fase dispersa es el agua, esta no se ve afectada tan drásticamente por los cambios de temperatura como en el caso de los

hidrocarburos, para determinar la viscosidad del agua se puede usar la correlación de Van Wingen:

$$\mu_w = \exp(1.003 - 1.479 \times 10^{-2}T + 1.982 \times 10^{-5}T^2) \quad \text{Ecu 1.8}$$

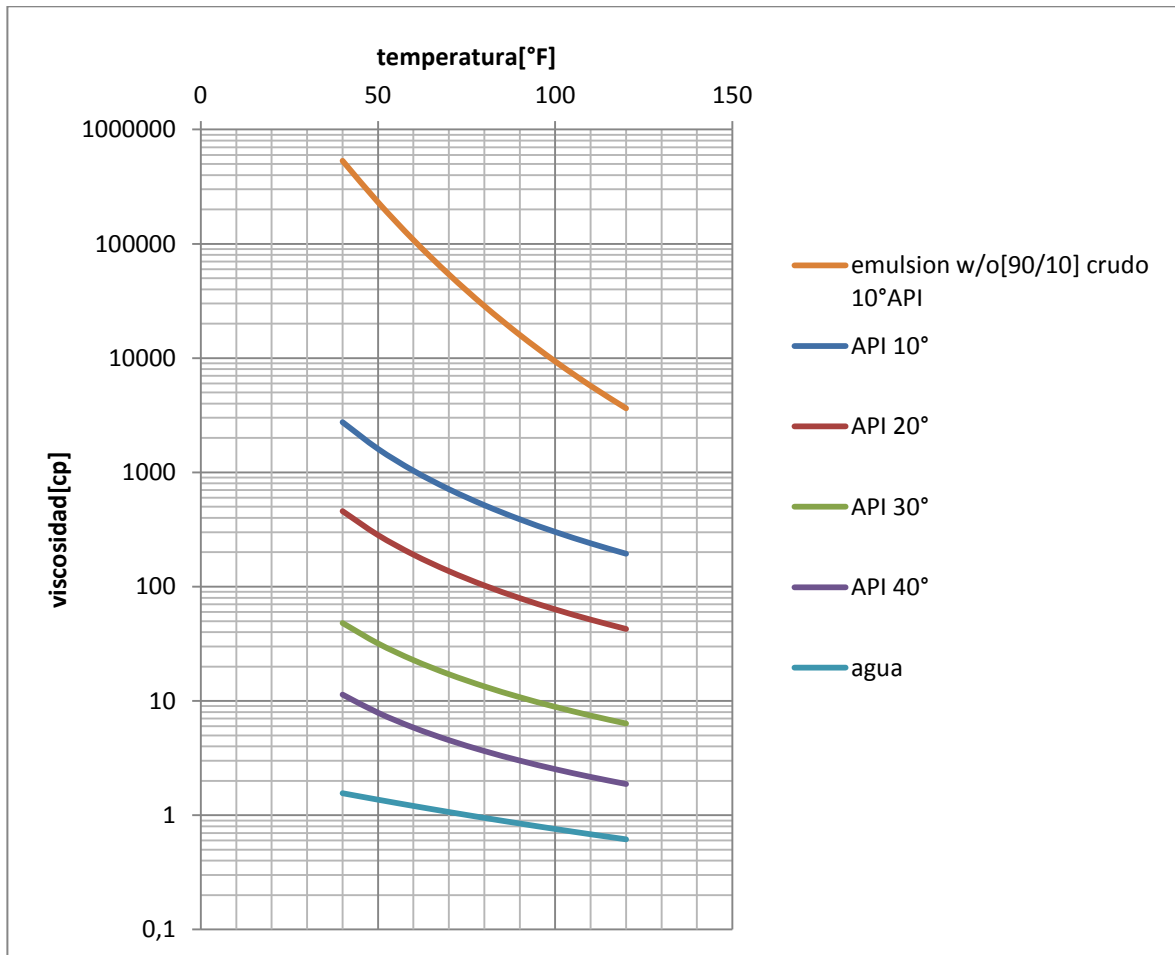
**1.1.2.2 Temperatura.** Usualmente, la temperatura tiene un efecto muy fuerte en la estabilidad de las emulsiones. Incrementando la temperatura se reduce la adsorción de surfactantes naturales y se disminuye la viscosidad de la fase externa debido a que la temperatura transfiere energía al fluido lo que va a producir un mayor movimiento de las moléculas, la rigidez de la película interfacial y la tensión superficial. Todos estos cambios reducen la estabilidad de la emulsión. En presencia de surfactantes aniónicos, un aumento de temperatura aumenta la afinidad de estos por la fase acuosa, mientras que lo inverso ocurre con surfactantes no-iónicos.

Si bien la temperatura por lo general tiene un efecto de desestabilización de las emulsiones como se menciona en el párrafo anterior, este efecto se ve mucho más acentuado en los crudos con altas viscosidades (crudos pesados), como se indica en la *figura 3*, un cambio de temperatura de 50 a 100°F en un crudo pesado trae un cambio de viscosidad según la *ecuación 1.4* de alrededor 59000cp sin embargo este mismo cambio de temperatura en un crudo liviano solo acarrearía un cambio de 10 cp., esto nos indica claramente que la temperatura es uno de los parámetros que afectan en gran medida la viscosidad y con ello la estabilidad de una emulsión crudo pesado- agua.

Aumentar la temperatura tiene un efecto sobre el petróleo ya que se vuelve más pesado (disminución de la gravedad API), lo que indudablemente reduce su valor comercial esto se debe en gran medida a que los componentes livianos con el aumento de la temperatura pasan a la fase gaseosa y se separan del hidrocarburo líquido dejando solo las fracciones más pesadas en dicho hidrocarburo líquido, la *figura 4* muestra la pérdida de gravedad API de un crudo debido al aumento de la temperatura y la *figura 5* muestra las pérdidas en volumen líquido del hidrocarburo

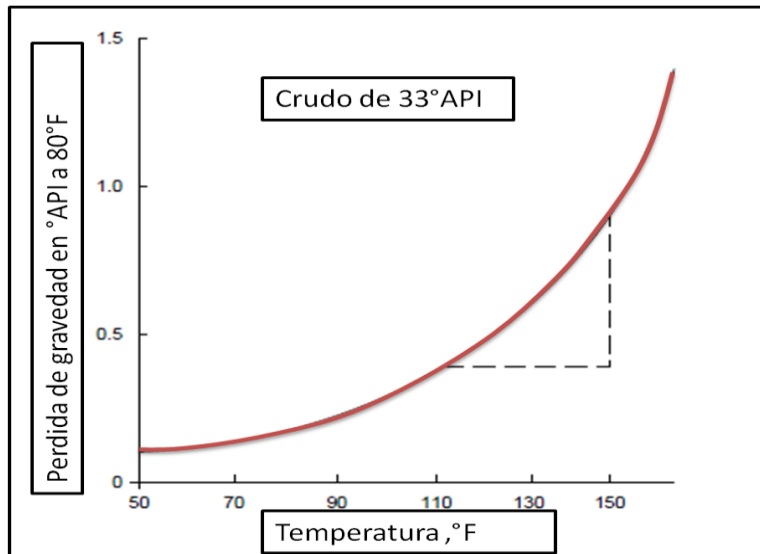
por la pérdida de los componentes livianos, estas graficas nos muestran la gran desventaja de la temperatura en los crudos, si esto lo enfocamos al tratamiento de emulsiones, el tratamiento térmico tendría ciertos inconvenientes en la perdida de grados API y a su vez en volumen, esto se verá en detalle en las secciones 1.2.2.5 y 1.2.2.6.

**Figura 3 .Efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los crudos.**



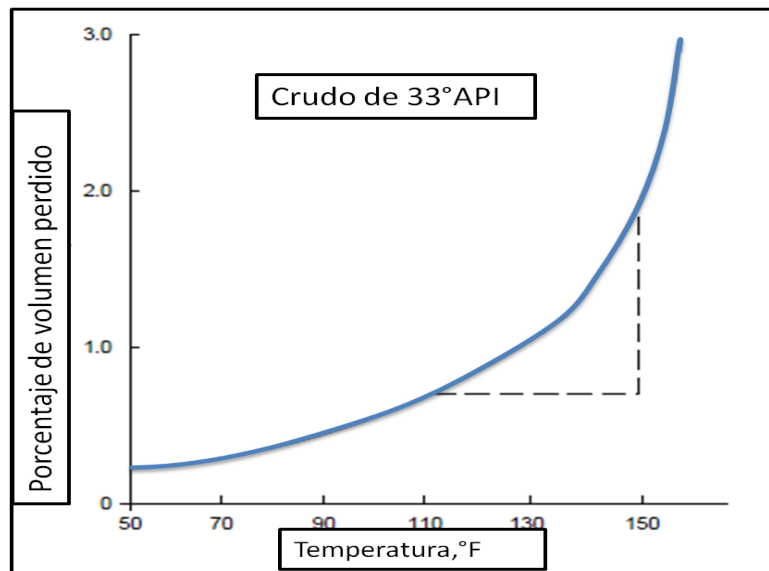
**Fuente.** Autores del proyecto.

**Figura 4 .** Pérdida de gravedad API en función de la temperatura



**Fuente.** Modificada de STEWART<sup>7</sup>.

**Figura 5.** Efecto de la temperatura en la pérdida de volumen de un crudo



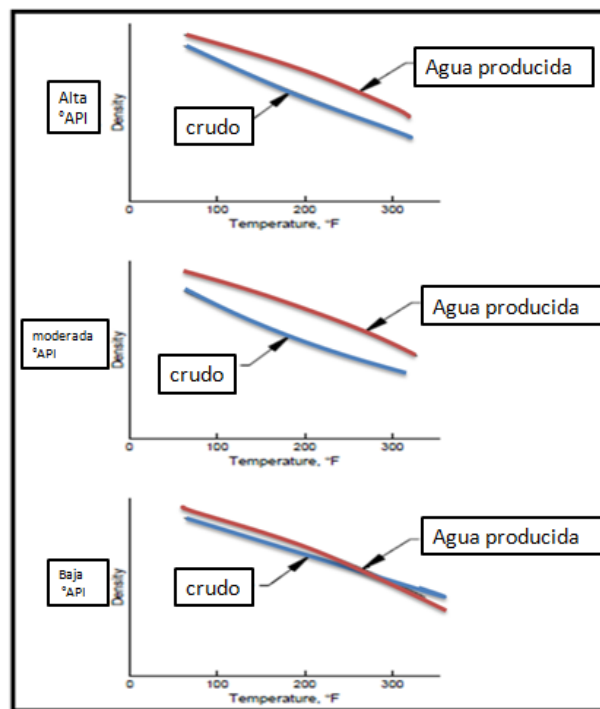
**Fuente.** Modificada de ARNOLD.K.<sup>8</sup>.

<sup>7</sup> STEWART.Maurice.Emulsions and oil treating equipment. Gulf Equipment Guides.2009.

<sup>8</sup>ARNOLD.K.Surface production operations. Volumen 1.segunda edición.

Al relacionar la *figura 3* y la pequeña diferencia de densidad que hay entre el agua y los crudos pesados se puede llegar a la conclusión que al aumentar la temperatura en ciertos crudos pesados se puede invertir el orden de sedimentación en los equipos de tratamiento, lo que presentaría un serio problema para el tratamiento de las emulsiones, este fenómeno se puede observar en la *figura 6*, esta muestra la diferencia de densidades entre el agua y crudos de diferentes gravedades API, para un rango determinado de temperaturas, en ella se observa lo antes mencionado, el aumento de la gravedad API del crudo por perdida de componentes livianos hasta que logra ser más denso que el agua.

**Figura 6.** Relación de la densidad y la temperatura para crudos de alto, medio y bajo API



**Fuente.** Modificada de ARNOLD.K<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> ARNOLD.K. *Surface production operations. volumen 1, tercera edición.*

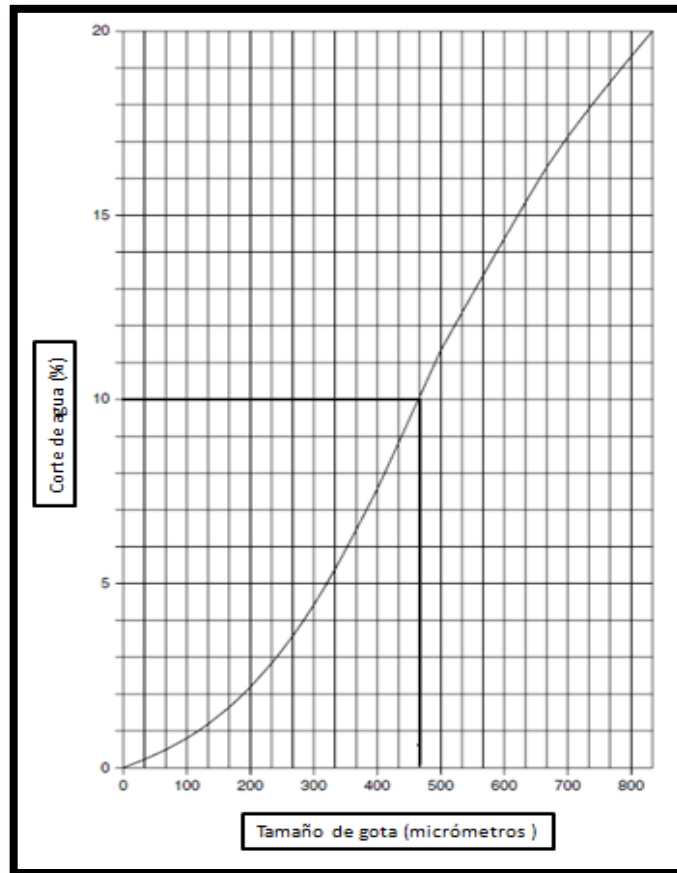
**1.1.2.3 Tamaño de gota.** El tamaño de gota de la fase dispersa tiene efectos muy significativos sobre la velocidad de sedimentación, cuanto mayor sea el tamaño de la gota mucho más rápido se separaran las gotas de agua dispersas, dicho tamaño de gota depende esencialmente del grado de agitación de la emulsión, si la emulsión se somete a un flujo a través de válvulas, bombas y otros equipos en superficie, se producirá una alta agitación y se disminuirá el tamaño de gota.

Por lo general gotas muy pequeñas menores de 10  $\mu\text{m}$  producen emulsiones más estables. Una amplia distribución de tamaños de partículas resulta en general en una emulsión menos estable.

Es difícil predecir el tamaño de gota de agua que debe estar presente en la fase de aceite para que coincida con la definición "solo aceite". A menos que los datos de laboratorio o de campo estén disponibles, pero una aproximación aceptable es un crudo con un tamaño de gota de agua de 500 micras. Como se muestra en la *figura 7*, si se cumple este criterio la emulsión puede ser tratada por equipos convencionales. En los campos de crudo pesado, a veces es necesario hacer los diseños para un tamaño de gota de 1.000 micrones debido a la alta viscosidad del crudo que imposibilita una buena difusión.

El diámetro de la gota es el parámetro más importante para el control de la sedimentación como ya se menciono anteriormente ya que este término se eleva al cuadrado en la ley de Stokes. Un pequeño aumento en el diámetro va a crear un aumento significativo en la velocidad de sedimentación. Por lo tanto, en el dimensionamiento de equipos de tratamiento, es necesario prever los diámetros de gota que deben ser separados del petróleo para satisfacer un BS&W especificado.

**Figura 7.** Relación entre el tamaño de la gota de agua y el porcentaje de agua en el crudo



**Fuente.** Modificada de STEWART<sup>10</sup>.

Se han desarrollado varias correlaciones empíricas y semiempíricas para determinar el tamaño de gota, ya que es muy raro que los datos de laboratorio den la distribución del tamaño de gota para una emulsión, cualitativamente, cabe esperar que el tamaño de gota aumente con el tiempo de retención en la sección de tratamiento, aumente con la temperatura, y aumente con la viscosidad del aceite, se ha visto que después de un periodo inicial, el tiempo de retención tiene un pequeño impacto en la tasa de crecimiento de las gotas de agua, por lo tanto el tiempo no es una variable determinante, intuitivamente, se podría esperar que la

<sup>10</sup> STEWART.Maurice.Emulsions and oil treating equipment. Gulf Equipment Guides.2009.

viscosidad tenga un efecto mucho mayor en la coalescencia que la temperatura del sistema.<sup>11</sup> Según consenso de varios autores la viscosidad de la emulsión es independiente del tamaño de la partícula, esta afirmación ha sido validada sólo para diámetros de gota por encima de 15 micras. Aunque otros investigadores indican solamente una variación aleatoria de la viscosidad con la relación de tamaño de gota.<sup>12</sup>

Kern Arnold<sup>13</sup> muestra dos correlaciones empíricas para determinar el tamaño de gota a partir de la viscosidad, para un tratador convencional, se da con la siguiente ecuación:

$$dm1\% = 200\mu^{0.25} \quad \text{Ecu 1.9}$$

Donde:

$Dm1\%$  = diámetro de la gota de agua en el aceite para un corte de agua de 1%, micrómetros.

$\mu$  = viscosidad del crudo, cp.

Usando el mismo proceso se desarrollo una correlación para el tamaño de gota en los tratadores electroestáticos.

$$dm1\% = 170\mu^{0.4} \quad \text{Ecu 1.10}$$

Los mismos autores mencionados por Kern Arnold desarrollaron una correlación que relaciona el tamaño de gota con el corte de agua.

$$\frac{dm}{dm1\%} = W_c^{0.33} \quad \text{Ecu 1.11}$$

Donde:

---

<sup>11</sup> STEWART.Maurice. *Emulsions and oil treating equipment. Gulf Equipment Guides.2009*

<sup>12</sup> GRAF, H.W. *Hydraulic Transport of Sediment by Pipelines. McGraw. Hill. New York. 1971.*

<sup>13</sup> ARNOLD K. *Surface production operation, volume 1, Tercera edición.*

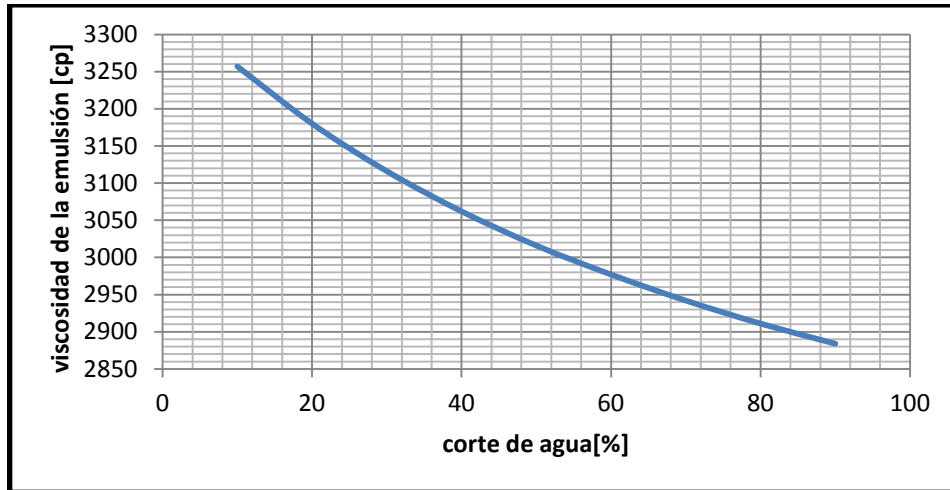
$d_m$  = tamaño de de gota de agua dispersa en la fase aceite para el corte de agua ( $W_c$ ), micrómetros.

$W_c$  = corte de agua. Fracción.

**1.1.2.4 Relaciones entre volumen de fases.** Este parámetro se refiere a la proporción existente entre los volúmenes de fase dispersa y los volúmenes de la fase continua. Incrementando el volumen de la fase dispersa se incrementa el número de gotas y/o tamaño de gota y el área interfacial. La distancia de separación se reduce y esto aumenta la probabilidad de colisión de las gotas. Todos estos factores reducen la estabilidad de la emulsión, esto se puede ver claramente en la *figura 7*, a mayor porcentaje de fase dispersa (agua) el tamaño de la gota aumenta exponencialmente y por ende disminuye su estabilidad.

Además del efecto que se da por el aumento de la fase de agua en una emulsión W/O, es claro que la inclusión de partículas dentro de un fluido, altera las propiedades físicas del mismo. La densidad de la emulsión se ve afectada por de la densidad del agua. El efecto sobre la viscosidad es más complejo, para predecir este efecto varios autores han trabajado en correlaciones empíricas, en la *tabla 1* se describen estas ecuaciones, además de esto simuladores de procesos como HYSYS también predicen el efecto de la relación de fases en la viscosidad de la emulsión, *La figura 8* se realizó con datos de un crudo de gravedad API°11 y una temperatura de 33°F en el simulador de procesos HYSYS, en esta grafica se puede observar una clara relación, a mayor contenido de agua la emulsión disminuye su viscosidad lo que favorece la coalescencia de las gotas dispersas en el crudo, la viscosidad más alta se da en la relación de la emulsión O/W [90/10].

**Figura 8.** Relación entre el contenido de agua y la viscosidad de la emulsión de un crudo de 11 °API



**Fuente.** Autores del proyecto

**Tabla 1.** Ecuaciones propuestas para cuantificar el efecto de la concentración de agua en emulsión sobre la viscosidad de la emulsión

ECUACIÓN	AUTOR	REFERENCIA	COMENTARIOS	Nº Ec.
$\nu_m = \frac{2\nu_f}{2 - 3C}$	Sha	Cheng (1997) <sup>14</sup>	Donde $\nu_m$ es la viscosidad cinemática de la emulsión. $\nu_f$ es la viscosidad cinemática del fluido de la fase continua, que generalmente es petróleo y C es el BSW del crudo. Esta Ecuación es deducida suponiendo un paquete de gotas esféricas idénticas.	1.12
$\nu_m = \frac{\nu_f e^{(-0.726C)}}{(1 - 1.61C)^2}$	Vocadlo	Duckworth (1978) <sup>15</sup>		1.13
$\frac{\nu_m}{\nu_f} = 1 + k_e C$	Einstein	Graf (1971) <sup>16</sup>	Donde $k_e$ es la constante de viscosidad de Einstein, cuyo valor ha sido deducido teóricamente, tomando un valor de 2.5.	1.14

**Fuente.** Autores del proyecto.

<sup>14</sup> CHENG, N.S. Effect of concentration on settling velocity of sediment particles". *Journal of Hydraulic Engineering*. 1997.

<sup>15</sup> DUCKWORTH, R.A. *The hydraulic transport of materials by pipeline*. 1978.

<sup>16</sup> GRAF, H.W. *Hidraulic Transport of Sediment by Pipelines*. McGraw-Hill. New York. 1971.

**1.1.2.5 Diferencia de densidades.** La diferencia de densidades entre las fases de aceite y de agua es uno de los factores que determinan la velocidad con la que las gotas de agua se asientan a través de la fase de aceite, cuanto mayor sea la diferencia de densidad más rápido las gotas de agua saldrán de la fase de aceite; crudos pesados (alta gravedad específica) tienden a mantener las gotas de agua en suspensión un tiempo mucho más prolongado que los crudos livianos, esto se debe a que los crudos pesados tiene un valor de densidad muy similar al del agua.

La fuerza neta de gravedad que actúa en una gota es directamente proporcional a la diferencia en densidades entre la gota y la fase continua. Aumentando la diferencia de densidad por incremento de la temperatura se logra incrementar la velocidad de sedimentación de las gotas y por ende, se acelera la coalescencia, esta tendencia fue estudiada por Stokes, a partir de un análisis de una partícula esférica que cae en un fluido logró determinar la velocidad con la que se desplazaba, a esta ecuación se le denota con la ley de Stokes, aunque dicha ecuación tiene muchas asunciones que impiden un modelamiento correcto de la velocidad con que cae las gotas de agua en el crudo, es la ecuación más usada en la industria de los hidrocarburos para modelar este fenómeno<sup>17</sup>.

$$v = gd^2(\rho_d - \rho_f)/18\mu_f \quad \text{Ecu 1.15}$$

Donde:

$v$  =velocidad de asentamiento.

$g$  =aceleración debido a la gravedad.

$d$  =diámetro de gota

$\rho_d$ =densidad de la gota

---

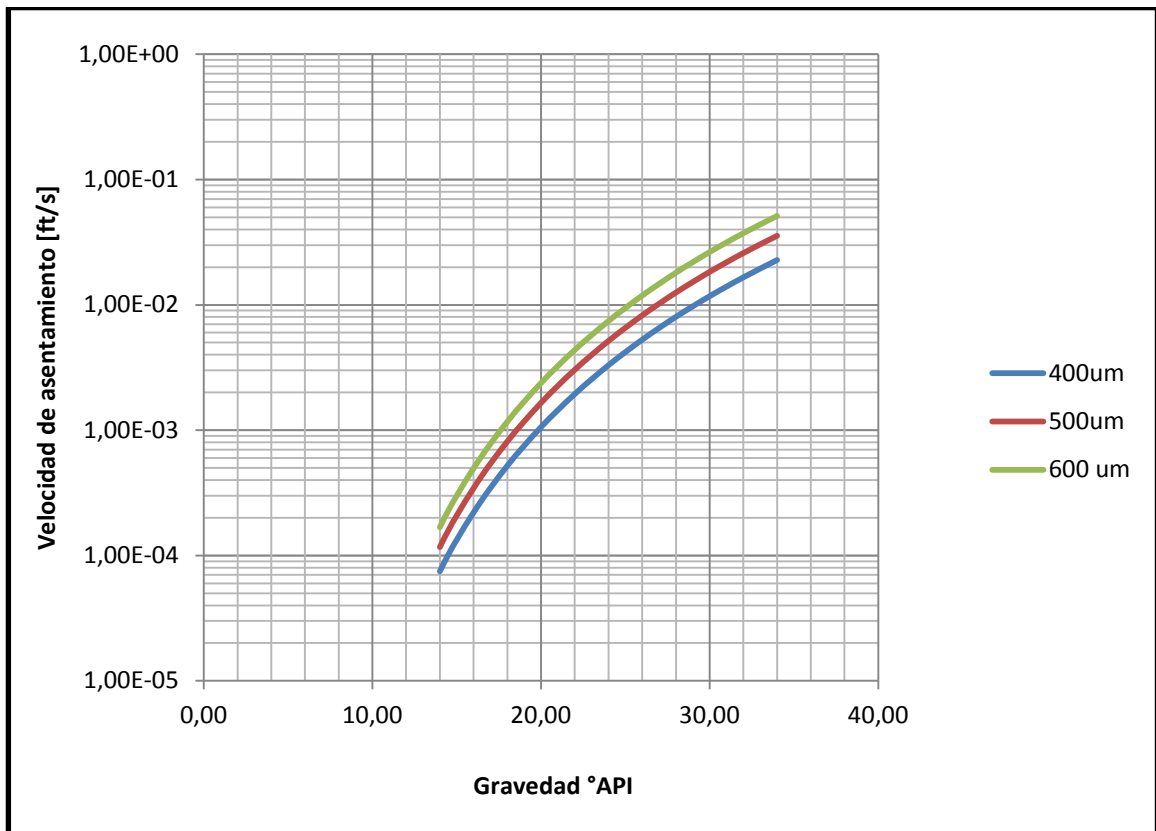
<sup>17</sup> Para más información remítase al capítulo 1.2.1.4 separación por gravedad

$\rho_f$ =densidad del fluido

$\mu_f$ =viscosidad absoluta del fluido.

Para ver claramente este fenómeno se uso la ecuación de Stokes, se hizo una sensibilización del efecto de la diferencia de densidades en la velocidad de separación de las dos fases, además del efecto del tamaño de gota, se trabajo en las ecuaciones una temperatura de 180°F, se uso la correlación de Kartoatmdjo para hallar la viscosidad del crudo para las diferentes gravedades API, en la *figura 9* se puede apreciar los resultados; esta grafica nos muestra claramente que la velocidad de asentamiento aumenta exponencialmente a medida que las diferencias de densidades entre el crudo y el agua se incrementan, esto es congruente con lo explicado anteriormente.

**Figura 9.**Comportamiento de la velocidad de asentamiento con la gravedad API



Fuente. Autores del proyecto

Además del efecto mostrado en la grafica anterior, la inclusión de partículas más densas (agua) que el crudo cambiará las características de este, de tal modo que su densidad aumentará considerablemente. Para evaluar el efecto de la concentración de las gotas en la densidad de la emulsión, se pueden usar las ecuaciones indicadas en la siguiente tabla.

**Tabla 2.** Ecuaciones propuestas para cuantificar el efecto de la concentración del agua sobre la densidad del fluido

ECUACION	AUTOR	REFERENCIA	COMENTARIOS	Nº Ec.
$\rho_m = \rho_f (C(\Delta) + 1)$	Autor Desconocido	Ducwork (1978) <sup>18</sup>	$\Delta=(Ss-1)$ , C es el porcentaje de agua que se encuentra en emulsión	1.16
$\rho_m = \frac{\rho_s}{1 + \Delta'}$	Cheng	Cheng (1997) <sup>19</sup>	$\Delta'$ es el coeficiente de densidad de gota dentro de una emulsión.	1.17
$\rho_m = C\rho_s + (1 + C)\rho_f$	Cheng	Cheng (1997)	Donde $\rho_m$ es la densidad de la emulsión, $\rho_f$ es la densidad del fluido en fase continua y $\rho_s$ es la densidad del fluido en la fase dispersa.	1.18

**Fuente.** Autores del proyecto

**1.1.2.6 Agitación.** Para que la emulsión se forme debe haber un intercambio de energía hacia el fluido, y así, esta energía en forma de agitación disperse una de las fases en muchas gotas pequeñas.

El agua y los hidrocarburos en el yacimiento no presentan ningún tipo de emulsión debido a que han permanecido estáticos por millones de años y la gravedad a

<sup>18</sup> DUCKWORTH, R.A. *The hydraulic transport of materials by pipeline.* 1978.

<sup>19</sup> CHENG, N.S. *Effect of concentration on settling velocity of sediment particles". Journal of Hydraulic Engineering.* 1997

hecho la separación, la emulsión ocurre cuando se afecta la estabilidad del yacimiento perforando pozos, en la fase de producción el fluido va a experimentar muchos esfuerzos cortantes( agitación) en ciertos puntos del sistema como la cara de la formación, bombas, las válvulas, los shokes y demás accesorios que involucren restricciones de flujo, estos esfuerzos le darán energía al fluido y permitirá la formación de las emulsiones, a mayor agitación se incrementara el porcentaje de agua emulsionada y a su vez se disminuirá el tamaño de las gotas, por ende aumentara la estabilidad de la emulsión

**1.1.2.7 Tensión interfacial.** La tensión interfacial es la fuerza que mantiene unida las superficies que se encuentran en contacto del crudo y el agua, cuando un agente emulsificante no está presente, la tensión interfacial entre el aceite y el agua es baja, cuando la tensión interfacial es baja, las gotas de agua se unen con mayor facilidad, una reducción de la tensión interfacial no es suficiente para aumentar la estabilidad de la emulsión. Se ha encontrado recientemente que los sistemas de tensión ultra-baja producen emulsiones inestables. Estudios de tensión interfacial dinámica entre crudo y agua muestran que la tensión disminuye con el tiempo y que se requieren varias horas de contacto para obtener un valor estable.

**1.1.2.8 pH.** La adición de ácidos o bases inorgánicas cambia radicalmente la formación de películas de asfaltenos y resinas que estabilizan las emulsiones agua-aceite. Ajustando el pH se puede minimizar la rigidez de la película que estabiliza la emulsión y aumentar la tensión superficial. La estabilización de la tensión interfacial depende del pH de la fase acuosa, por lo cual la adsorción en la interfase presenta una histéresis que indica que las diferentes moléculas emulsionantes (surfactantes naturales que contienen grupos ácidos y bases) poseen cinéticas de equilibrio muy diferentes.

**1.1.2.9 Envejecimiento de la interface.** A medida que la interfase envejece la adsorción de los surfactantes se completa y debido a las interacciones laterales

entre las moléculas aumenta la rigidez de la película hasta un valor estable en unas 3 a 4 horas. Esta película o piel alrededor de la gota llega a ser más gruesa, más fuerte y más dura. Además, la cantidad de agentes emulsionantes se incrementa por oxidación, fotólisis, evaporación o por la acción de bacterias.

**1.1.2.10 Concentración de la salmuera.** Este es un factor importante en la formación de emulsiones estables. Agua fresca o salmuera con baja concentración de sal favorecen la estabilidad de las emulsiones. Por el contrario, altas concentraciones de sal tienden a reducirla, además de este efecto, la concentración de la salmuera tiene un papel protagónico cuando se están usando métodos de deshidratación eléctricos, ya que una alta salinidad ayudara a que las moléculas de agua coalescan mas rápido

**1.1.2.11 Tipo de aceite.** Los crudos con aceite de base parafínica usualmente no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta forman emulsiones estables. Ceras, resinas, asfáltenos y otros sólidos pueden influenciar la estabilidad de la emulsión. En otras palabras, el tipo de crudo determina la cantidad y tipo de emulsionantes naturales.

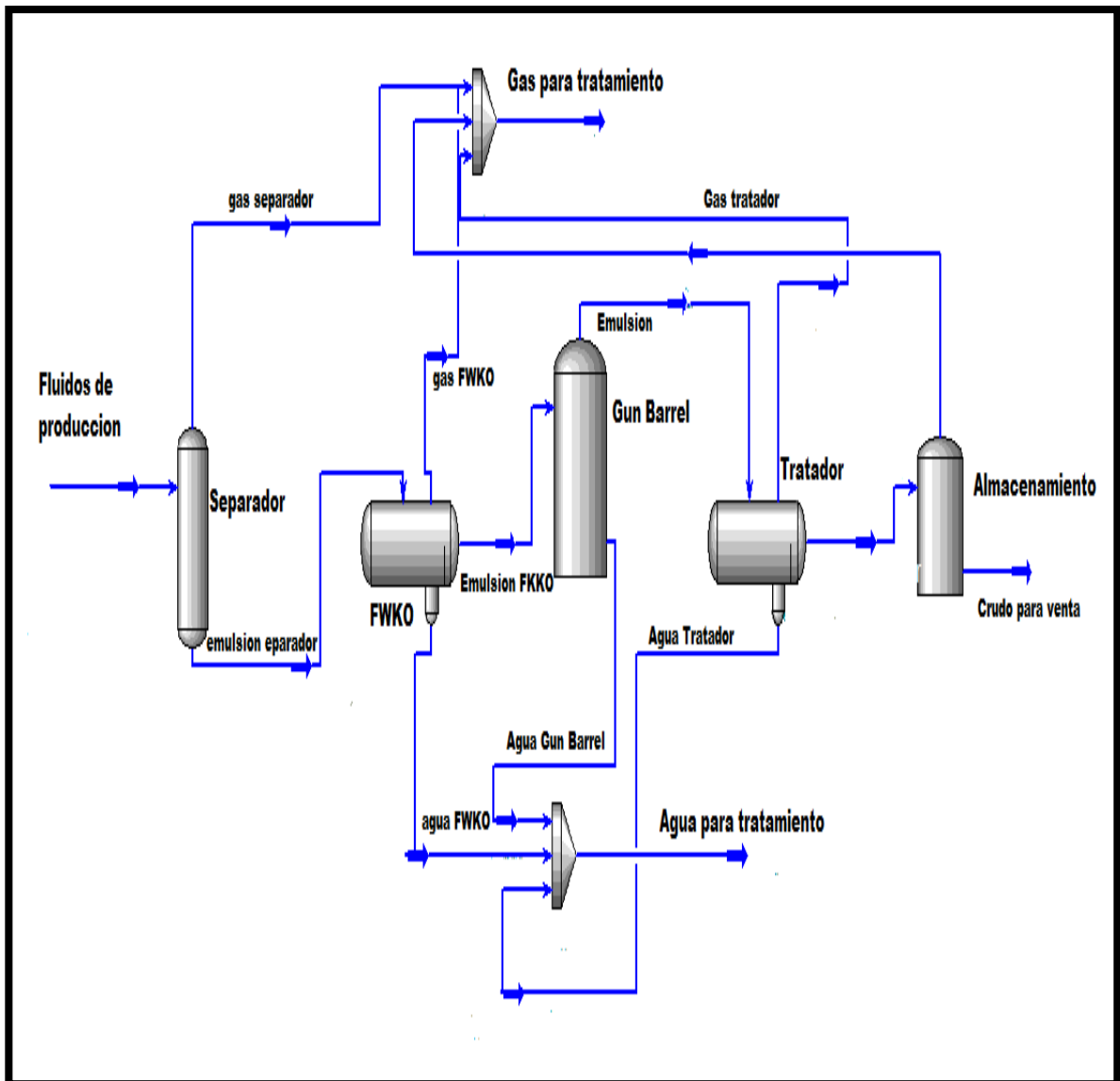
## **1.2 SEPARACION DE EMULSIONES (W/O)**

El acondicionamiento de los crudos pesados en un campo petrolero para la venta es complicado debido a las condiciones que por ley debe tener el crudo, una de ellas es el contenido de agua en el crudo, para producir la separación del agua dispersa en el crudo hay diversos métodos con diferentes grados de eficiencia, el problema radica en la eliminación del agua emulsionada ya que este problema se ha vuelto más generalizado, esto se debe a los planes de levantamiento artificial con inyección de agua al yacimiento, zonas de acuíferos o pozos estimulados con técnicas de recuperación térmica y química; para resolver este problema la Industria a diseñado varios mecanismos y equipos para el tratamiento de las

emulsiones entre crudo y agua en la *Figura 10* se observa un tren de tratamiento general para la deshidratación de crudos.

Estos equipos involucran ciertos mecanismos para que la separación se dé, estos mecanismos son, la coagulación, la floculación, la coalescencia y la gravedad

**Figura 10.** Esquema de una estación de tratamiento de emulsiones



**Fuente.** Autores del proyecto

## 1.2.1 Procesos físicos

**1.2.1.1 Coagulación.** Proceso que se da cuando inyectamos desemulsificantes a la emulsión. Estos desemulsificantes van a neutralizar los efectos que producía el emulsificante, así la carga de la interfase de las gotas será neutralizada para que las gotas de agua puedan adherirse unas a otras<sup>20</sup>.

**1.2.1.2 Floculación.** Se produce espontáneamente si hay un gran número de gotas disueltas en el crudo o si la gravedad API del crudo es alta. Si no es así es necesario adicionar productos químicos llamados floculantes que se encargan de agrupar las gotas en pequeños grupos para que luego se unan en gotas más grandes.

La floculación es la etapa en la cual se produce el aglutinamiento de las gotas de agua dispersas, 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 (veremos más adelante que este es el fundamento de los tratadores eléctricos).

**1.2.1.3 Coalescencia.** Es común pensar que el proceso en el cual se acercan las gotas dispersas y luego se unen para formar gotas de un mayor diámetro para

---

<sup>20</sup> Para más información remitirse a la sección 1.2.2.1 Tratamiento químico

luego ser separadas por la fuerza de gravedad se denomina coalescencia, si bien es una definición acertada cabe aclarar que para que este proceso de, se deben a ver dado ciertos procesos anteriores que son la coagulación, la floculación y por último la coalescencia que es la fusión de todas las gotas para formar gotas de un tamaño mucho mas grande.

El proceso de coalescencia en los sistemas de tratamiento de crudo dependen del tiempo y en la dispersión de dos fluidos inmiscibles (crudo y agua), la coalescencia rara vez ocurre cuando dos gotas colisionan, si el par de gotas están expuestas a fluctuaciones de presión y la energía cinética de las oscilaciones inducidas en las gotas es más grande que la energía de adhesión que se da entre ellas, el contacto se rompe antes que se haya dado la fusión (coalescencia).

Experimentos indican que le tiempo para que crezca una gota debido a la coalescencia puede ser estimado por la siguiente ecuación:

$$t = \frac{\pi}{6} \left( \frac{d^j - d_0^j}{\varphi K_s} \right) \quad \text{Ecu.1.19.}$$

Donde:

$d_0$  = Tamaño inicial de la gota de agua, ( $\mu m$ )

$d$  = Tamaño final de la gota de agua, ( $\mu m$ )

$\varphi$  = Fracción volumétrica de la fase dispersa.

$K_s$  = Parámetro empírico para el sistema en partículas.

$j$  = Parámetro empírico que es siempre mayor que 3 y depende de la probabilidad que tiene las gotas de rebotar antes que la coalescencia ocurra.

$T$  = Tiempo requerido para que crezca una gota al tamaño  $d$ , (min).

A partir de la ecuación planteada por Ken Arnold se pueden plantear las siguientes apreciaciones sobre la coalescencia:

- El duplicar el tiempo de residencia incrementa el máximo tamaño de gota a crecer un tratador por gravedad. Si  $j > 4$ , el crecimiento en el diámetro de la gota será muy lento, por esta razón, después de un corto periodo de coalescencia, añadiendo el tiempo de retención adicional el tiempo no es muy eficaz para romper la emulsión crudo - agua. La mayoría de las veces, los ingenieros atribuyen un mejor rendimiento en los tanques Gun Barrel a los tiempos de retención, cuando en realidad esta eficiencia se debe a la disminución de la velocidad del petróleo, esto permite que las pequeñas gotas de agua puedan ser separadas bajo la ley de Stokes.
- Cuanto más diluida este la fase dispersa mayor será el tiempo de residencia necesario para producir la coalescencia, es decir la coalescencia se produce más rápidamente en emulsiones donde la fase dispersa presenta altas concentraciones, esta es la razón por la cual el petróleo con emulsión es “lavado con agua” mediante los dispersores en los tanques Gun Barrel.

**1.2.1.4 Separación por gravedad.** La mayoría de los equipos de tratamiento de emulsiones dependen de la gravedad para separar las gotas de agua de la fase continua de aceite, esto se debe principalmente a la mayor densidad que tienen las gotas de agua con relación a la densidad del aceite, sin embargo la gravedad debe resistir las fuerzas de arrastre causadas por el movimiento de las gotas cuando están descendiendo a través del aceite. Cuando estas fuerzas son muy similares en magnitud se alcanza una velocidad constante, dicha velocidad se puede calcular con la ley de Stokes (*ecuación 1.20*). Cabe resaltar que esta ecuación fue planteada para la sedimentación de partículas sólidas de una geometría esférica para regímenes de flujo laminar ( $Re < 2100$ ), y para partículas individuales que se sedimentan en un fluido, y más importante aun no modela las interacciones químicas de los dos fluidos involucrados, sin embargo dicha ecuación es la más usada en la industria de los hidrocarburos para diseñar los equipos de deshidratación.

**Figura 11.** Esquema de la acción de las fuerzas sobre una gota de agua sumergida en un crudo



**Fuente.** Autores del proyecto

$$v = 1.78 \times 10^{-6} \frac{(\Delta SG) D^2}{\mu} \quad \text{Ecu.1.20}$$

Donde las variables están en unidades inglesas:

V= Velocidad de descenso de la gota de agua en relación con el aceite fase continua, [ft/s]

D= diámetro de la gota de agua [ $\mu m$ ]

$\Delta SG$ =diferencia entre la gravedad específica del aceite y el agua

$\mu$  =Viscosidad dinámica de la fase continua (aceite), [cp.]

A partir de la ecuación de Stokes podemos deducir que cuanto mayor sea el tamaño de una gota de agua, su diámetro será más grande y por lo consiguiente su velocidad de descenso también lo será. Es decir, cuanto mayor sea el tamaño

de la gota, menos tiempo se necesita para que la gota se deposite en el fondo del equipo y por lo tanto será más fácil tratar el aceite.

Además cuanto mayor sea la diferencia de densidad entre la gota de agua y el crudo, mayor será la velocidad de asentamiento, es decir, a menor densidad del crudo más fácil se podrá separar las gotas de agua emulsionada, por lo tanto en crudos pesados la velocidad de sedimentación es muy baja y puede llegar a cero si la densidad del crudo es de 10 °API y el agua emulsionada es dulce, ya que no hay una diferencia significativa en las gravedades de los dos fluidos<sup>21</sup>. La temperatura tiene un efecto importante, a mayor temperatura, menor será la viscosidad del aceite y, por tanto, mayor será la velocidad de descenso. Es decir, es más fácil de tratar el aceite a altas temperaturas que a bajas temperaturas, suponiendo un efecto pequeño sobre la diferencia de gravedad debido al aumento de la temperatura.

La ley de Stokes como ya se menciona tiene ciertas restricciones en las cuales no modela la velocidad de asentamiento eficientemente. Para corregir estos inconvenientes varios autores han trabajado en correlaciones empíricas y semiempíricas, uno de ellos fue Cheng, que logro llegar a una ecuación que modela la velocidad de asentamiento teniendo en cuenta el flujo turbulento y la interacción de las diferentes gotas que se están sedimentando. Las ecuaciones 1.21, 1.22, 1.23 son planteadas por Cheng para determinar la velocidad de asentamiento.

$$V_s = \frac{R_s v_f}{d} \quad \text{Ecu 1.21}$$

---

<sup>21</sup> ARNOLD.Ken.Emulsions and Oil Treating Equipment. Gulf Equipment Guides.2009.s

$$R_s = \left( \sqrt{(25 + 1.2d_*^2)} - 5 \right)^{1.5} \quad \text{Ecu 1.22}$$

$$d_* = \left( \frac{(\Delta)g}{\nu_f^2} \right)^{1/3} d \quad \text{Ecu.1.23}$$

Donde:

$V_s$ =velocidad de asentamiento de la gota de agua (cm/s)

$R_s$ = Numero de Reynolds de la partícula

$\nu_f$ = viscosidad dinámica de la fase continua (cp.)

$d$ = Diámetro de la gota de agua (cm)

$d_*$ =Número a dimensional de partícula

$g$ = Gravedad. (cm/s<sup>2</sup>)

$\Delta$ =Diferencia entre la gravedad específica del aceite y el agua.

Estas ecuaciones pueden determinar la velocidad de asentamiento de las gotas en cualquier régimen de flujo, para tener en cuenta el número de gotas dispersas Cheng desarrollo las siguientes correlaciones.

$$V_m = V_s (1 - C)^n \quad \text{Ecu.1.24}$$

$$n = \frac{\text{Ln} \left[ \frac{(2 - 2C)}{(2 - 3C)} \right] + \text{Ln} \left[ \frac{R_m}{R_s} \right]}{\text{Ln}[1 - C]} \quad \text{Ecu.1.25}$$

$$R_m = \left( \sqrt{(25 + 1.2(d'_*)^2)} - 5 \right)^{1.5} \quad \text{Ecu.1.25}$$

$$d'_* = \left( \frac{\Delta'g}{\nu_m^2} \right)^{\left(\frac{1}{3}\right)} d \quad \text{Ecu.1.26}$$

$$\Delta' = \left[ \frac{(1-C)(S_s - 1)}{1 + C(S_s - 1)} \right] \quad \text{Ecu.1.27}$$

Donde:

$V_s$ = Velocidad de asentamiento de una gota individual calculada con la ecuación 1.20. (Cm/s)

$V_m$ = Velocidad de asentamiento de las gotas teniendo en cuenta la concentración del agua emulsionada. (Cm/s)

$C$ =Porcentaje de agua en emulsionada. (%)

$n$ =Exponente de concentración.

$R_s$ =Número de Reynolds de partícula calculado con la ecuación 1.21

$R_m$ =Número de Reynolds de partícula afectado por la concentración de agua.

$d'^*$ =Número a dimensional de partícula afectado por la concentración de agua.

$\Delta'$ =Coeficiente de densidad de gota dentro de una emulsión

$\mu_m$ =viscosidad de la emulsión. (cp.)

$S_s$ =diferencia de densidades entre el agua y crudo.

Además de Cheng, Hadamard trabajo en una ecuación que incluyera los efectos producidos por las fuerzas viscosas de los dos fluidos presentes en la emulsión:

$$V_h = V_s \frac{\left(1 + \frac{\mu_c}{\mu_d}\right)}{\left(1 + \frac{2\mu_c}{3\mu_d}\right)} \quad \text{Ecu.1.28.}$$

Donde:

$V_h$ = Velocidad de asentamiento de Hadamard (cm/s)

$V_s$ =Velocidad de asentamiento de Stokes (cm/s)

$\mu_c$ =Viscosidad de la fase continúa. (cp.).

$\mu_d$ =Viscosidad de la fase dispersa (cp.)

## 1.2.2 Técnicas y equipos de deshidratación.

**1.2.2.1 Tratamiento químico.** El problema de las emulsiones puede ser resuelto químicamente, por medio de un desemulsificante o agentes químicos de actividad en la superficie. En la industria de los hidrocarburos hay varios desemulsificantes con nombres comerciales como Tretolite, Visco, Breaxit, etc<sup>22</sup>, que son altamente útiles en la resolución del problema de las emulsiones.

Los desemulsificantes actúan como neutralizadores de los agentes emulsificantes, por lo general son agentes superficiales esto quiere decir que su uso excesivo puede disminuir la tensión superficial de las gotas de agua y crear emulsiones más estables. Además, emulsificadores de emulsiones de agua en aceite tienden a promover emulsiones de aceite en agua, por lo tanto, el uso de químicos puede causar muchos problemas si no se escoge la dosis óptima y el químico idóneo para el tipo de crudo a tratar.

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

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

---

<sup>22</sup>CHANDRAW.Angle. *Chemical demulsification of stable crude oil and bitumen emulsions in petroleum. Natural resources Canada.*

Los productos químicos desemulsificantes pueden caracterizarse como siguen<sup>23</sup> :

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

Un desemulsificante debe tener estas cuatro importantes acciones:

- Una fuerte atracción a la interface aceite-agua.

---

<sup>23</sup> Smith, H. Vernon y Kenneth E. Arnold, *Crude oil emulsions*. 1987

- Floculante.
- Coalescente
- Solido mojado

Cuando las acciones típicas de un estas acciones están presentes, el desemulsificante puede promover la separación del agua y el aceite. El desemulsificante debe tener la capacidad de migrar rápidamente a través de la fase oleosa a la interfaz de gota, donde debe romper el efecto del agente emulsificante. Produciendo una atracción entre las gotas y formando grandes grupos de gotas (floculación), el aceite tendrá un aspecto brillante ya que las pequeñas gotas no estarán presentes para dispersar los rayos de la luz, en este punto la película del agente emulsionante es continua, si el agente emulsionante es débil, la floculación es suficiente para producir la coalescencia, esto no pasa en la mayoría de los casos, por lo tanto, el desemulsificante debe seguir actuando hasta neutralizar completamente al agente emulsificante.

La forma en el que el desemulsificante neutraliza el agente emulsificante depende del tipo de agente, Sulfuros de hierro, arcillas y lodos de perforación pueden ser mojados por agua, haciendo que deje la interface y se disuelva en la gota de agua, Parafinas y asfáltenos pueden ser disueltos o ser modificados para hacer sus películas menos viscosas para que se desprenda en caso de una colisión con otra gota de agua (Facilita la coalescencia).

Es inusual si solo una estructura química produce todas las cuatro acciones deseables para un emulsificante, por lo que los desemulsificantes comerciales son una mezcla de varios desemulsificantes básicos (30-60%) más la adición de solventes adecuados, tales como nafta aromática pesada, benceno, tolueno o alcohol isopropílico para obtener un líquido que fluya a la menor temperatura esperada. Los desemulsificantes son insolubles en agua y muy solubles en aceite

para que puedan difundirse rápidamente a través de la fase de aceite y alcancen las gotas de agua.

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

La selección del desemulsificante debería ser hecha con el sistema de proceso en mente. Si el proceso de tratamiento es un tanque de sedimentación, un desemulsificante de acción lenta se puede aplicar y obtener buenos resultados, por el contrario, si el sistema es un tratador electro-químico donde la floculación y la coalescencia se lleva a cabo por un campo eléctrico se necesita un compuesto de acción rápida pero que no interfiera en el proceso del tratador.

El costo de deshidratar crudo químicamente es función de varias variables. En primer lugar, la proporción de aceite y agua es importante, por lo general es más fácil y por lo tanto menos costoso deshidratar crudos con altos cortes de agua, otro factor importante es el tamaño de las gotas de la fase dispersa, emulsiones “apretadas” que son emulsiones compuestas por pequeñas gotas son mucho más difíciles de romper, ya que tiene una mayor área superficial en relación al volumen de una emulsión “suelta”, y por lo tanto el desemulsificante tiene más trabajo que hacer, seguido al tamaño de gota el tiempo de residencia disponible para la separación es otro factor importante. El exceso de dosificación de desemulsificante incrementa los costos de tratamiento, incrementa el aceite contenido en la salmuera separada, puede estabilizar aun más la emulsión regular (agua/aceite) y puede producir emulsiones inversas (agua/aceite).

Los desemulsificantes deben ser inyectados tan temprano como sea posible (en el fondo o en la cabeza del pozo). Esto permite más tiempo de contacto y puede prevenir la formación de emulsión corriente abajo. La inyección de desemulsificante antes de una bomba, asegura un adecuado contacto con el crudo y minimiza la formación de emulsión por la acción de la bomba.

La selección y preparación del tipo de desemulsificante debe coincidir con el recipiente de tratamiento de la emulsión. Los tanque de lavado que tienen largo tiempo de retención (8-24 horas), requieren desemulsificantes de acción lenta. Por otro lado, los tratadores-calentadores y las unidades electrostáticas con corto tiempo de retención (15-60 minutos) requieren desemulsificantes de acción muy rápida. Problemas como precipitación de parafinas en climas fríos, incremento de sólidos por corridas de diablo, adición de compuestos químicos para estimulación de pozos, pueden requerir el cambio del 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. La selección está basada en pruebas empíricas de laboratorio conocidas como pruebas de botella.

Obviamente, para el éxito de la prueba de botella se requiere de una buena muestra de la emulsión del sistema. Para que una muestra sea buena, debe reunir las siguientes características:

- Debe ser representativa de la corriente.
- 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.

El tratamiento químico en general ofrece las siguientes ventajas:

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

Las desventajas del tratamiento químico son:

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

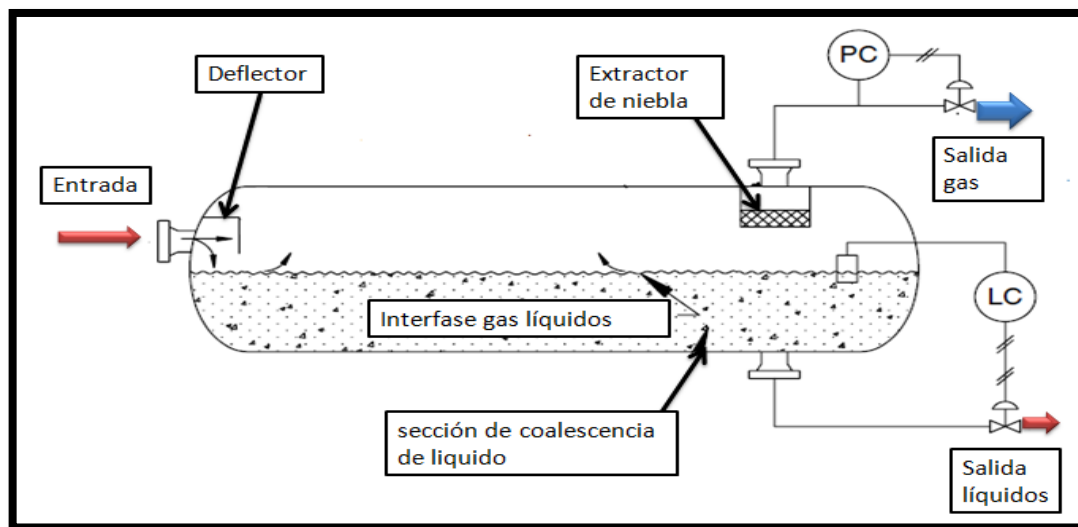
**1.2.2.2 Separadores.** Un separador es un recipiente metálico cerrado que separa un fluido en dos fases: líquido-gas si es bifásico o en tres fases: agua-petróleo-gas si es trifásico, por colisión, gravedad y retención. El fluido posee un tiempo de residencia comprendido entre 5-15 minutos en función de las características del crudo y caudal a tratar. Generalmente las partículas de líquido que se asientan son aquellas cuyo diámetro es mayor a 100 micrones.

Los separadores se clasifican: de acuerdo al número de fases que separan, en: bifásicos y trifásicos, y de acuerdo a su forma en: verticales y horizontales:

- **Bifásicos:** Son aquellos que separan el gas de la corriente de líquido (petróleo, emulsión y agua) en un tiempo de retención de 5 a 7 minutos.
- **Trifásicos:** Este equipo separa la fase líquida de la gaseosa, además de separar la corriente líquida en petróleo y agua libre, por lo que el recipiente debe proporcionar un tiempo de residencia mayor que el anterior

comprendido entre 10 y 15 min. Se diferencia del separador bifásico en sus accesorios y características entre las que se encuentra: capacidad de líquido adecuado para la separación, controlador de nivel de la interfase agua-petróleo y salidas independientes para el petróleo y el agua.

**Figura 12.** Corte transversal de un separador bifásico horizontal



**Fuente.** Modificada de ARNOLD.K<sup>24</sup>.

Los principales factores que afectan al proceso de separación del fluido en sus fases en estos equipos son: Presión, temperatura, composición, densidad del líquido y el gas, viscosidad del gas, tamaño de las partículas y tiempo de residencia.

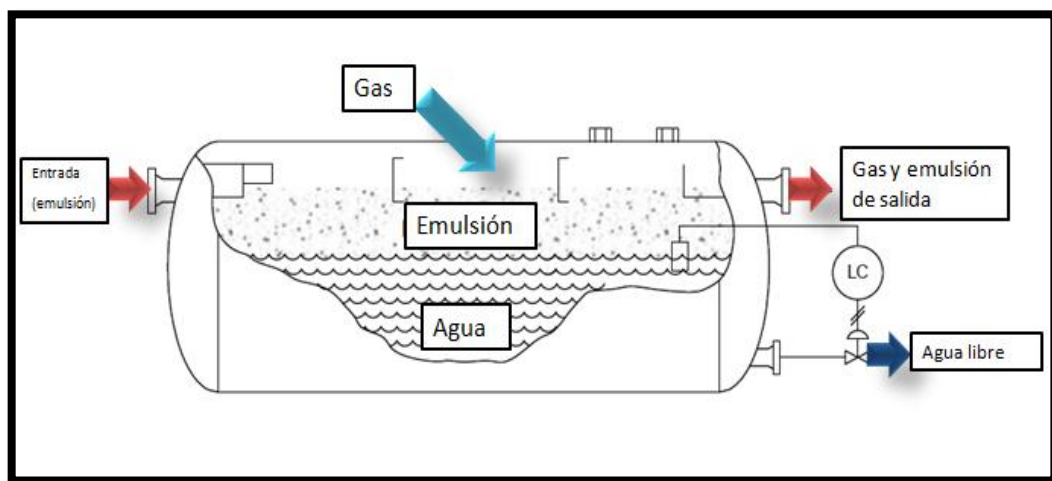
**1.2.2.3 Separador de agua libre<sup>25</sup>** La mayoría de los crudos en los campos petroleros contienen agua emulsionada, además en los crudos pesados es uno de los inconvenientes más importantes que presenta el crudo para su transporte o venta, si las gotas de agua emulsionada se separan y se depositan en un lapso de tiempo de 3 a 10 minutos esta agua es llamada “agua libre”, esta es una definición

<sup>24</sup> ARNOLD, Ken. *Emulsions and Oil Treating Equipment. Gulf Equipment Guides.2009.*

<sup>25</sup> FWKO (*Free Water Know Out*) Por sus siglas en ingles.

arbitraria, pero en general es utilizada para el diseño de el FWKO, este es un recipiente a presión utilizado para eliminar el agua libre de las corrientes de petróleo, se localizan en las partes donde el flujo de producción tiene la menor turbulencia, restricciones tales como orificios, válvulas de estrangulamiento y accesorios que crean turbulencias y agravan los problemas de emulsiones no se encuentran al lado de un FWKO.

**Figura 13.** Corte transversal de un Free Water Know Out



**Fuente.** Modificada de STEWART.M<sup>26</sup>.

En las instalaciones donde el volumen de gas varia, un separador de dos fases es usualmente instalado antes del FWKO, ya que el separador de dos fases remueve mas gas y así reduce la turbulencia en le FWKO.

El FWKO usualmente opera a 50 psig (343 kPa), interiormente el equipo debe estar recubierto con pintura anticorrosiva ya que está en contacto continuo con agua que la mayoría de las veces es salada.

<sup>26</sup> STEWART.M. *Surface production operations. Volumen 1 ,edicion 2*

Los factores que afectan el diseño de un FWKO son el tiempo de residencia, el caudal de entrada de la emulsión, la temperatura, la gravedad del crudo (éste afecta la viscosidad), el tamaño de gota de agua emulsionada y otras características de la emulsión. Volúmenes anormales de gas en la corriente de entrada puede requerir largos equipos proporcionales a estas tasas de gas, ya que dichas tasas de gas pueden afectar el rendimiento del equipo.

**1.2.2.4 Tanque de lavado.** Los Tanques de lavados o Gun Barrel como comúnmente se les conocen, es el tratamiento más antiguo usado para separar emulsiones de los campos petroleros en tierra, los Gun Barrels son los dispositivos más comunes en el tratamiento de crudos, por su eficiencia, y su bajo costo con relación a las otras tecnologías de tratamiento.

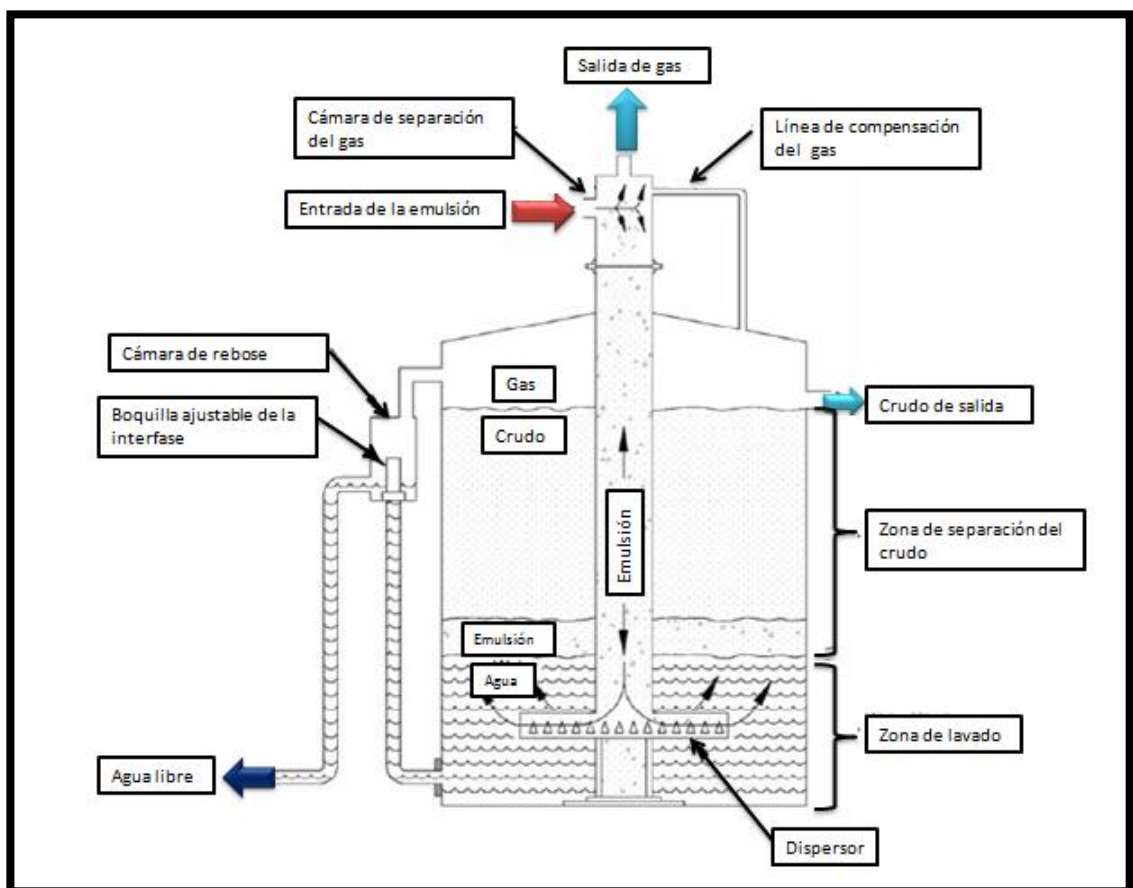
El Gun Barrel es un tratador de flujo vertical en un tanque atmosférico, la *figura 14* muestra un Gun Barrel con una bota de gas interior, comúnmente los Gun Barrel tiene una cámara de gas interna o “bota de gas” que se extiende de 6-12 ft (2-4m) por encima de la parte superior del tanque, donde el gas es separado, una variación del Gun Barrel se da cuando la bota de gas está afuera del tanque, esta configuración se usa generalmente en tanques grandes de rangos de 60000 barriles, donde colocar una bota de gas interior es estructuralmente difícil. En cualquiera de los casos el tanque Gun Barrel no es nada más que un gran tanque atmosférico de sedimentación.

Uno de los aspectos del diseño más importantes en un Gun Barrel es el dispersor, esta parte del equipo ayuda a fomentar la coalescencia debido a que las gotas de agua emulsionadas van a interactuar uniformemente con el colchón de agua, y así el colchón va a retener gran cantidad de agua emulsionada.

La emulsión que llega a un Gun Barrel entra por el tope de la sección de la bota de gas por lo general proveniente de un FWKO o de un calentador, en este punto la

acción de la gravedad y la diferencia de densidades libera el gas presente en la emulsión, luego la emulsión fluye hasta el colchón de agua del Gun Barrel y por medio de un dispersor sale a dicho colchón, el paso de la emulsión por esta columna de agua favorece la coalescencia, por último el petróleo se acumula en la parte superior y fluye hacia afuera a través de la línea de desborde del tanque, el tiempo de sedimentación en un Gun Barrel oscila entre 12 a 24 horas<sup>27</sup>.

**Figura 14.** Gun Barrel con bota de gas interna



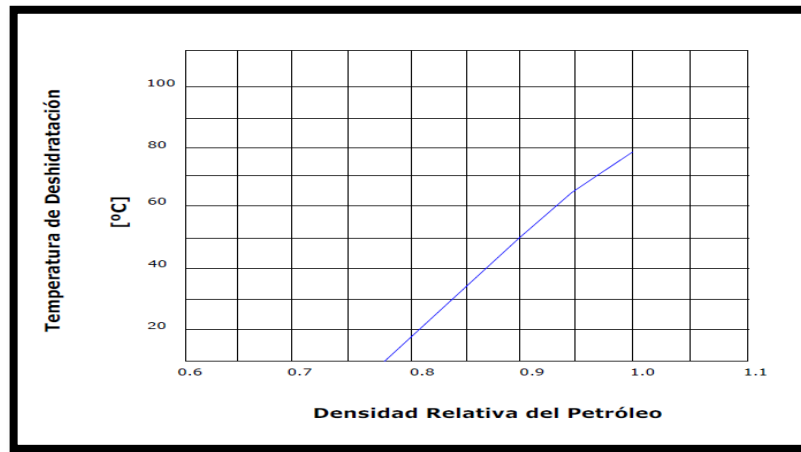
**Fuente.** Modificada de MONTES<sup>28</sup>.

<sup>27</sup> ARNOLD.Ken.Emulsions and Oil Treating Equipment. Gulf Equipment Guides.2009.

<sup>28</sup> MONTES.E. Tecnologías de tratamiento de emulsiones en campos petroleros. UIS.210

La temperatura óptima es función de la gravedad específica del petróleo, la misma que debe ser adecuada para que no existan pérdidas excesivas de componentes livianos del crudo (figura 15).

**Figura 15** Temperatura de deshidratación en un Gun Barrel



Fuente. GOMEZ<sup>29</sup>

Las dimensiones estándar para los Gun Barrel se enumeran en las especificaciones 12D de la API indicadas en la tabla 3.

**Tabla 3** Especificaciones tanques de lavado (Gun Barrel) según la norma API 12D

Capacidad nominal (Bbl)	Presión de diseño (kPa)	Capacidad máxima de trabajo (Bbl)	Diámetro nominal exterior (ft)	Altura nominal (ft)	Altura de la línea de desbordamiento (ft)
<b>H-500</b>	3.4	479	15	16	15
<b>750</b>	3.4	746	15	24	23
<b>L-500</b>	2.6	407	21	8	7
<b>H-1000</b>	2.6	923	21	16	15
<b>1500</b>	2.6	1438	21	24	23
<b>L-1000</b>	1.7	784	29	8	7
<b>2000</b>	1.7	1774	29	16	15
<b>3000</b>	1.7	2764	29	24	23
<b>5000</b>	1.3	4916	38	24	23
<b>10000</b>	1.3	9938	55	24	23

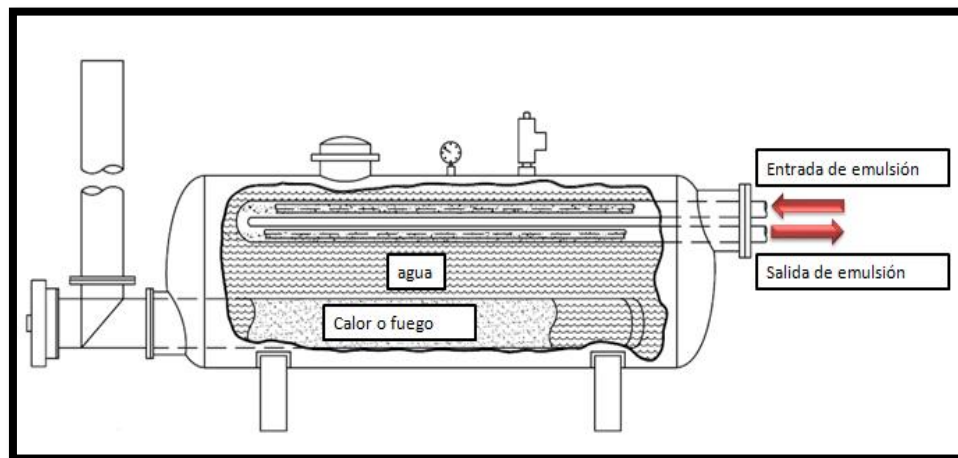
Fuente. Modificada de ARNOLD.K<sup>30</sup>.

<sup>29</sup> GÓMEZ, "Apuntes de manejo de la producción" CAPÍTULO VII

**1.2.2.5 Calentadores** Los calentadores son equipos utilizados para incrementar la temperatura de los líquidos antes de que estos entren a los equipos de separación de emulsiones como son los Gun Barrel, los tanques de lavado o los tratadores electroestáticos. Estos son usualmente utilizados para el tratamiento de emulsiones en crudos de baja gravedad API.

**Calentadores indirectos:** En los calentadores de tipo indirecto el proceso de transferencia de calor se efectúa mediante un baño de agua caliente, en el cual se encuentra sumergida la tubería que transporta la emulsión. Este tipo de calentadores disminuye el riesgo de explosión y son utilizados en instalaciones donde es posible recuperar calor, tales como gas caliente en las tuberías. El calentamiento se hace por medio de un fluido (agua) que se ha calentado por medio de un combustible en el tubo de fuego, y el fluido que se va a calentar (la emulsión) va a través de un serpentín que se encuentra rodeado por el fluido de calentamiento.

**Figura 16.** Calentador de crudo tipo indirecto



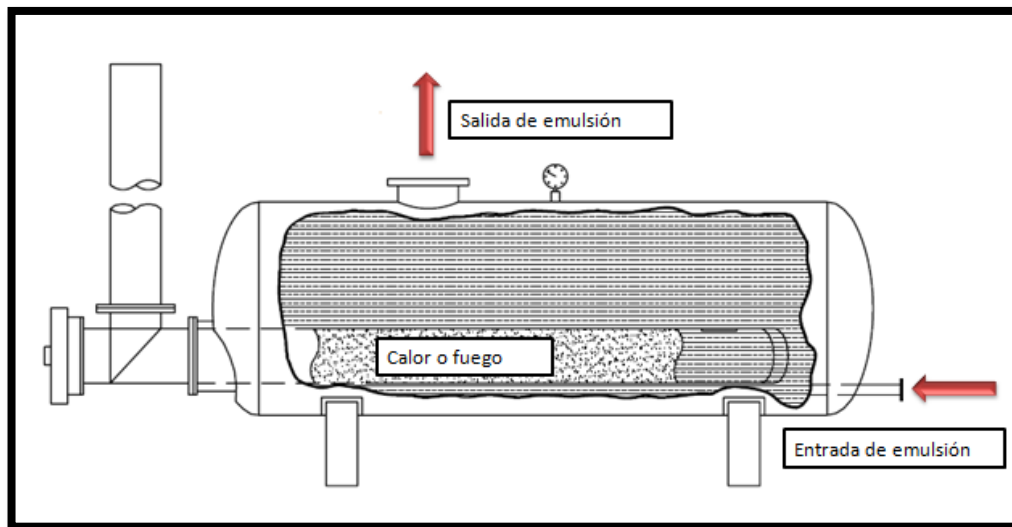
**Fuente.** Modificada de SANABRIA.J<sup>31</sup>.

<sup>30</sup> ARNOLD. Ken. *Emulsions and Oil Treating Equipment. Gulf Equipment Guides.2009.*

<sup>31</sup> SANABRIA.J.CIFUENTES.I. *Análisis y diseño de las facilidades de superficie para manejo de crudos pesados y bituminosos (campo rubiales). UIS. 2012*

**Calentadores directos:** En los calentadores de fuego directo el calor es transferido por contacto directo de la corriente alimentada con la superficie interna del calentador. Operan eficientemente en procesos de baja presión y donde los fluidos manejados no son muy corrosivos. El crudo deshidratado caliente puede ser usado para precalentar la emulsión de entrada usando un intercambiador de calor. Los mecanismo de transferencia de calor de los gases de combustión calientes en los calentadores a fuego directo, son por radiación, usualmente tienen una eficiencia entre 40% y 60 % (con base en el poder calorífico bajo del combustible) esta eficiencia puede ser incrementada aprovechando los gases calientes en la chimenea, mediante la instalación de una sección de convección. Cuando hay sección de convección, la eficiencia del calentador puede estar entre 75 y 90%. La sección de convección, la eficiencia del calentador depende de un balance económico entre la inversión inicial en el calentador, la cual incrementa con la eficiencia, y el costo del gas combustible. El calor para calentar la emulsión es generado en el mismo recipiente y se hace un calentamiento directo.

**Figura 17** Calentador de crudo tipo directo

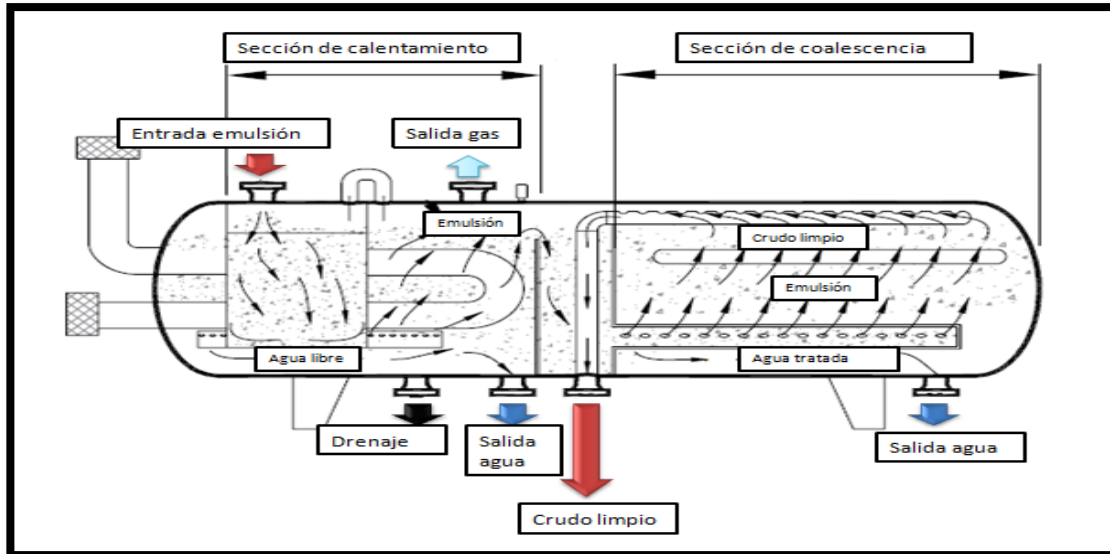


**Fuente.** Modificada de SANABRIA.J<sup>32</sup>.

<sup>32</sup> SANABRIA.J.CIFUENTES.I. *Análisis y diseño de las facilidades de superficie para manejo de crudos pesados y bituminosos (campo rubiales)*. UIS. 2012

**1.2.2.6 Tratador térmico.** El tratador térmico es una mejora del Gun Barrel, a este se le añade un tubo de fuego para calentar la emulsión y así facilitar la separación, muchos diseños se encuentran en el mercado para manejar diferentes condiciones de viscosidad, gravedad API, tasas de flujo, corrosión.

**Figura 18.** Vista transversal de un tratador térmico horizontal



**Fuente.** Modificada de CUBIDES.L<sup>33</sup>

El proceso requiere que las gotas de agua tengan suficiente tiempo de contacto una con otra. También se supone que las fuerzas de boyanza que actúan sobre las gotas que están coalesciendo permitan el asentamiento en el fondo del tratador.

En comparación con los Gun Barrel, los tratadores térmicos son menos costosos al principio ya que ofrecen menos costos de instalación, proporcionan una mayor eficiencia de separación. Por otro lado son más complicados en su funcionamiento, ofrecen menos espacio para el almacenamiento para los sedimentos y son mucho más sensibles a los productos químicos.

<sup>33</sup> CUBIDES.L.PEÑA.P. Sensibilidad de las variables operacionales en el transporte de crudo pesado. UIS. 2009

**1.2.2.7 Tratador termo electrostático.** Los tratadores electrostáticos son recipientes cilíndricos colocados horizontalmente, provistos internamente de dos secciones claramente limitadas. La primera corresponde a la zona de calentadores tubulares cuyos quemadores consumen gas o diesel. En la segunda se encuentran colocadas dos rejillas para, entre ellas, crear el campo electrostático; una de las rejillas es móvil con el fin de graduar el potencial eléctrico. La separación entre la sección de calentamiento y la sección de rejillas para el campo electrostático es mediante una platina (baffle) vertical.

Los procesos de deshidratación electrostática consisten en someter la emulsión a un campo eléctrico intenso, generado por la aplicación de un alto voltaje entre dos electrodos normalmente entre 10000 y 34000 voltios. Este dispositivo, generalmente tiene características similares a los de los equipos de separación mecánica presurizados, añadiendo a éstos el sistema de electrodos y de generación de alto voltaje. La aplicación del campo eléctrico sobre la emulsión induce a la formación de dipolos eléctricos en las gotas de agua, lo que origina una atracción entre ellas, incrementando su contacto y su posterior coalescencia. Como efecto final se obtiene un aumento del tamaño de las gotas, lo que permite la sedimentación por gravedad. Un deshidratador electrostático está dividido en 2 secciones, la primera sección ocupa aproximadamente el 60% de su longitud y es llamada “Sección de calentamiento”. La segunda sección ocupa el 40% de la longitud del deshidratador y es denominada “Sección de asentamiento” agua suspendida para producir crudo limpio. Las parrillas de electrodos de alto voltaje están localizadas en la parte superior del recipiente, arriba de la interfase agua-aceite.

Cabe resaltar que para el buen funcionamiento de un tratador electrostático se deben cumplir ciertos requisitos<sup>34</sup>:

- La viscosidad del crudo debe de ser de 50 cP.

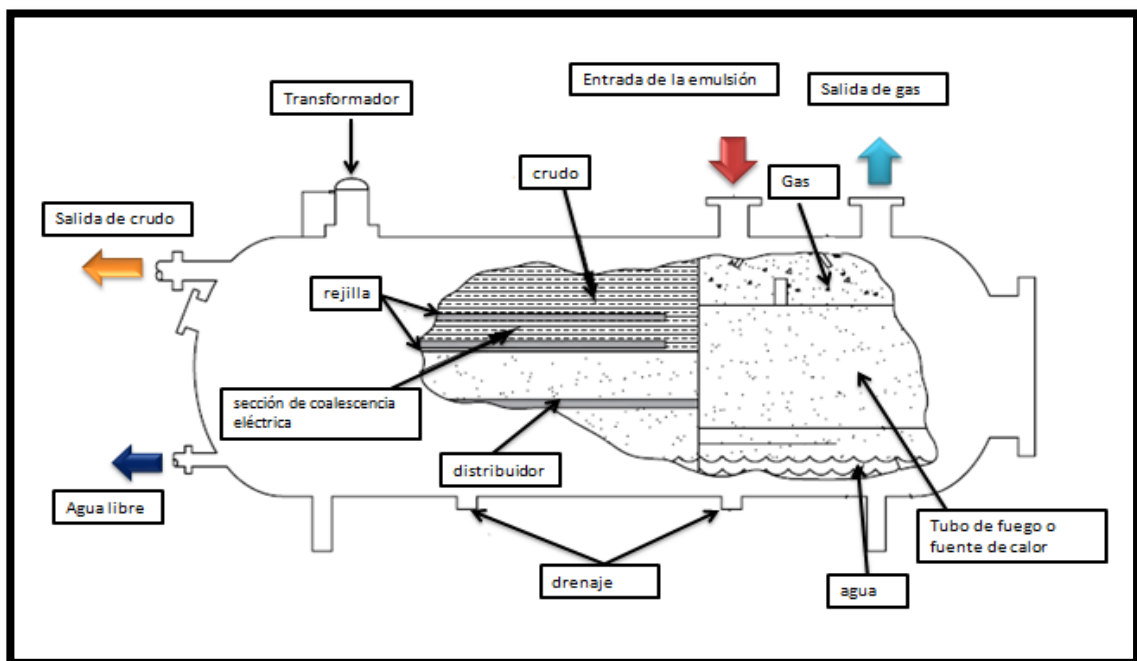
---

<sup>34</sup> MONTES.E. *Tecnologías de tratamiento de emulsiones en campos petroleros*. UIS. 2010.

- La diferencia entre las gravedades específicas del crudo y el agua debe ser mayor que 0,001.
- La salinidad del agua debe ser mayor que 10000ppm.

Entre las ventajas que posee los deshidratadores electrostáticos en comparación con los tanque de lavado es que son menos afectados en su operación por las características de los crudos (densidad, viscosidad), agua o agentes emulsionantes, ofrecen mayor flexibilidad, el tiempo de residencia asociado es relativamente corto y por otra parte, son de menor dimensión. Además, con el tratamiento electrostático se obtiene una mejor calidad del agua separada y una mayor flexibilidad en cuanto a las fluctuaciones o variaciones en los volúmenes de producción<sup>35</sup>.

**Figura 19.** Vista de un tratador termo-electrostático horizontal.



**Fuente.** Modificada de ARNOLD.K<sup>36</sup>.

<sup>35</sup> GUZMAN C., RAMOS L.R. *Criterios para el Diseño Conceptual de Procesos de Deshidratación/desalación Electrostática.* Revista Visión Tecnológica Vol. N° 3,1996.

<sup>36</sup> ARNOLD.K.STEWART, *Maurice Surface production operations.* Gulf Equipment Guides.2008.

### 1.3 CRUDOS PESADOS

El crudo pesado es un tipo de crudo muy viscoso el cual no fluye fácilmente. Para clasificar un crudo como pesado se hace en función de la gravedad API y de la viscosidad, que disminuye notablemente con un leve cambio en la temperatura.

Conviene señalar que la clasificación de los hidrocarburos pesados fue oficializada por Unitar<sup>37</sup> en 1982, en su capítulo de petróleo. Se considera crudo pesado todo aquel que tiene una gravedad entre 20 y 10 grados API (típicamente asociado a una viscosidad en el yacimiento en el rango de 100 a 10.000 centipoises). Se considera bitumen todo crudo con una gravedad API de 10 grados o menos (típicamente asociado a una viscosidad en el yacimiento de más de 10.000 centipoises). Para entender el entorno de esos crudos es importante hacer una breve retrospectiva.

Estos crudos originalmente no son pesados, son similares en origen a los crudos convencionales pero ellos son el resultado de una evolución diferente, la diferencia de estos radica en que los crudos pesados son pobres en fracciones livianas y muy ricos en asfáltenos y resinas, a su vez ricos en azufre, oxígeno y metales, y hay naturalmente un cambio en la composición química cualitativa, incluyendo marcadas disminuciones o completa desaparición de cierta familia de hidrocarburos, en estos casos cadenas lineales parafínicas.

Desde decenios de años se conoce la existencia de depósitos de crudos pesados y extrapesados que hoy atraen la atención de los petroleros del mundo. Tal es el caso de la Faja del Orinoco en Venezuela que según los indicios geológicos se extiende hasta Colombia, como también áreas de petróleos pesados y extrapesados en California, Canadá, México y otros sitios. Las razones por las que estos crudos no se produjeron anteriormente, se deben principalmente a sus

---

<sup>37</sup> Instituto de Investigación y Adiestramiento de las Naciones Unidas.

características y al hecho de que mejores tipos de crudos (medianos y livianos) se obtenían sin mayores inconvenientes y en abundancia.

Las evaluaciones de los recursos petrolíferos mundiales asomaron la conclusión de que las reservas probadas aseguradas y las probables y posibles por contabilizar en las cuencas sedimentarias conocidas no serían suficientes para abastecer el mundo a largo plazo. Posiblemente las áreas vírgenes restantes y todavía en espera de estudios y evaluaciones tampoco contribuirán suficientemente a los inmensos volúmenes de petróleo requeridos para el futuro. Por tanto, las áreas ya conocidas de petróleos pesados y extrapesados comenzaron a tener importancia mundial y a ser estudiadas y evaluadas detalladamente<sup>38</sup>.

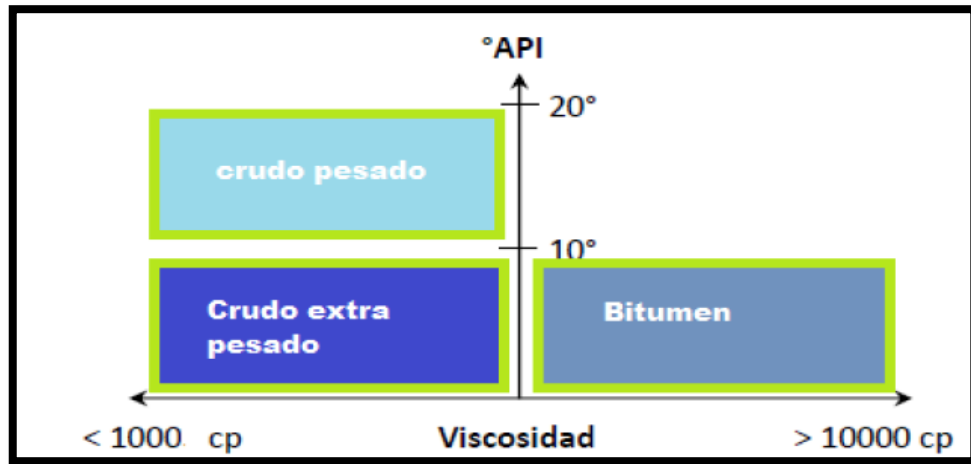
**1.3.1 Características de los crudos pesados.** La viscosidad o fluidez de los crudos pesados es bastante alta, de 500 a 1.500 SUS<sup>39</sup>. En la escala de viscosidad en centipoise, estos crudos tienen una viscosidad entre 1.200 y 95.000 centipoise. Si se considera que el agua tiene, aproximadamente, 1 centipoise de viscosidad, se apreciará la poca fluidez de estos crudos. La viscosidad es muy importante en el tratamiento y manejo del crudo, desde el yacimiento hasta el fondo del pozo, de aquí a la superficie, y luego en el transporte e instalaciones de refinación. Por tanto, para hacerlos más fluidos y manejables requieren calentamiento o diluentes.

---

<sup>38</sup> VALLADARES.S. *Estabilidad de emulsiones relacionada con el proceso de deshidratación de crudos. Universidad de los andes. 2005.*

<sup>39</sup> SUS; Viscosidad Universal Saybolt, que representa el tiempo en segundos para que un volumen de fluido de 60 centímetros cúbicos salga de un recipiente tubular por medio de un orificio, debidamente calibrado y dispuesto en el fondo del recipiente, el cual se ha mantenido a temperatura constante

**FIGURA 20.** Subdivisión de los crudos pesados



**Fuente.** Modificada de CUBIDES. L<sup>40</sup>.

Además de lo antes dicho, otras características de estos crudos, y no tanto así de los crudos medianos y livianos, es que por peso tienen un alto contenido porcentual de azufre -1 a 8 %- De igual manera pueden tener un apreciable contenido de sal y también contienen metales (níquel, vanadio y otros) en volúmenes de 100 a 500 ppm y por tanto tienen cierto poder corrosivo. A veces pueden tener también cierta cantidad de sulfuro de hidrógeno, que también es muy corrosivo y venenoso.

Todo esto hace que la refinación y el tratamiento de estos crudos requieran métodos y equipos especiales para mejorar su calidad y obtener los resultados deseados de comercialización.

**1.3.2 Reservas y producción de crudos pesados.** Durante mucho tiempo los crudos pesados se mantuvieron relegados. En Venezuela, Canadá y China se sabía de la existencia de inmensas acumulaciones de estos crudos, pero permanecían durmiendo en sus yacimientos naturales, debido a economías

<sup>40</sup> CUBIDES, Laura. PEÑA, Paula. Sensibilidad de las variables operacionales en el transporte de crudos pesados”UIS, Bucaramanga.2009.

marginales derivadas de altos costos a lo largo de toda la cadena de su desarrollo, transporte y procesamiento.

La exploración y producción de los crudos pesados y extrapesados han aumentado desde finales del siglo pasado, con el resurgimiento en la escena mundial de las grandes reservas de crudo pesado de Venezuela y Canadá, este crecimiento se vio impulsado por factores como:

- Menos disponibilidad de crudos livianos.
- Avances tecnológicos, que han reducido los costos de producción en las aéreas de exploración.

En la actualidad, se estima que el 70% de las reservas mundiales corresponden a crudos pesado y extra pesado y el 30% a crudos convencionales.<sup>41</sup>

Las reservas de crudo pesado se han convertido en recursos estratégicos, teniendo en cuenta, que las posibilidades de encontrar yacimientos gigantes de crudos livianos son cada vez más escasas.

El desarrollo efectivo de las reservas de crudo pesado y extrapesado, depende en gran medida de la eficiencia e integración de la exploración, la explotación, el transporte y la refinación.

---

<sup>41</sup> [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)

**Figura 21.** Reservas mundiales de crudo.2010.



**Fuente.** Agencia Nacional de Hidrocarburos<sup>42</sup>.

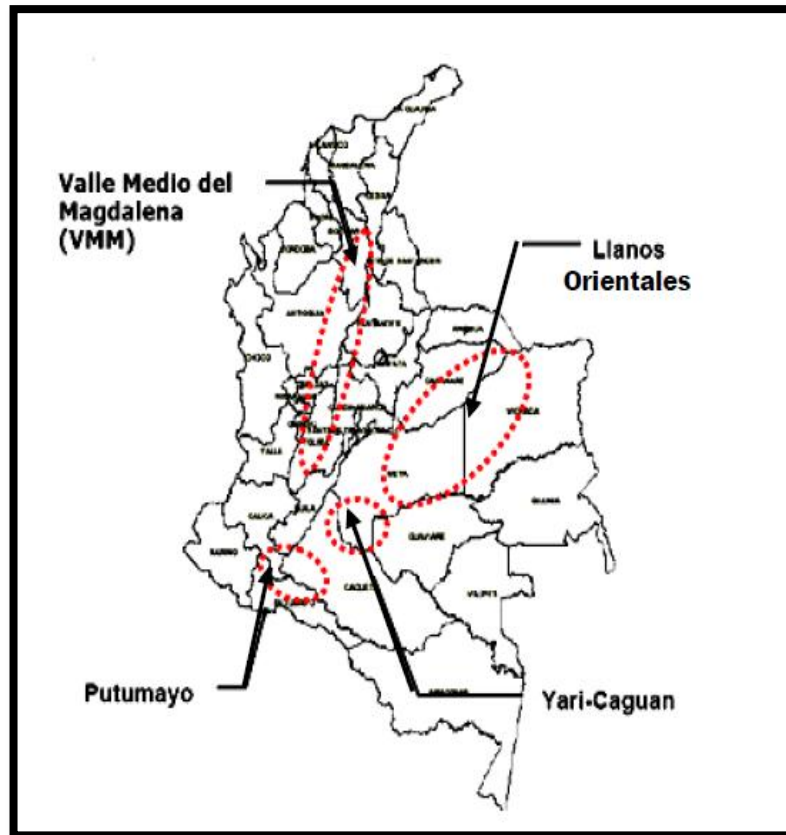
Desde hace varios años Colombia ha venido penetrando en el mundo de los crudos pesados gracias a la importante magnitud de las reservas en campos como Rubiales, Castilla, Apiay y Ombú, además de los posibles recursos aun no cuantificados, esto ha obligado a prestar especial atención a las características de esos crudos, sus limitaciones, sus costos comparativos y sus mercado.

En la medida en que aumenten las reservas y la producción de crudos pesados en Colombia, las autoridades y la industria petrolera en general tendrán que tomar importantes decisiones de inversión relativas a grandes instalaciones de procesamiento en el país, o asociaciones internacionales que aseguren su procesamiento en refinerías vinculadas a importantes mercados de productos en otros países.

---

<sup>42</sup> [www.anh.gov.co](http://www.anh.gov.co)

**Figura 22.** Áreas de interés exploratorio para la búsqueda de crudos pesados en Colombia



**Fuente.** Agencia Nacional de Hidrocarburos<sup>43</sup>

La representación más importante para el desarrollo de este tipo de crudo se encuentra en la región de los llanos Orientales con 368 MMBO en reservas probadas y 411 MMBO en reservas probables al año 2010. Los campos más representativos son Rubiales, Castilla y San Fernando. Además de las áreas conocidas, Colombia tiene expectativas de desarrollo en nuevas áreas exploratorias en la cuenca de los llanos orientales buscando la adición de nuevas reservas de crudos pesados.

<sup>43</sup> [www.anh.gov.co](http://www.anh.gov.co)

### 1.3.3 CAMPOS DE ESTUDIO

**1.3.3.1 Campo Castilla.** Ubicado en la cuenca Llanos (CLL), con un área de 10.300 hectáreas, produce crudo pesado desde la formación Guadalupe con presencia de un acuífero activo. En el año 2010 el Campo Castilla alcanzó un record produciendo más de 100.000 BOPD<sup>44</sup>.

**Tabla 4.** Características y propiedades físicas del campo Castilla.

Propiedad	Valor
Gravedad °API	13.4
Corte de Agua	85%
Gravedad Especifica @ 60°F	0.978
<b>Destilación Simulada</b>	
% Vol.	°C
<b>Pie</b>	0.7
<b>10</b>	24.8
<b>20</b>	26.1
<b>30</b>	27.7
<b>40</b>	29.1
<b>50</b>	34.9
<b>60</b>	35.9
<b>70</b>	37.0
<b>80</b>	60
<b>90</b>	69.1

Fuente. NAVARRO.L<sup>45</sup>

**1.3.3.2 Campo Rubiales.** En el Campo Rubiales actualmente existen 79 pozos, de los cuales 42 son activos, 26 se encuentran cerrados, 9 abandonados y 2 se hallan suspendidos, el campo alcanzando una producción mayor de 100.000 BOPD.

<sup>44</sup> BOPD sigla inglesa que significa varillas de petróleo por día.

<sup>45</sup> NAVARRO.L. Separación y caracterización de resinas y asfaltenos provenientes del crudo Castilla. Instituto colombiano del petróleo. 2004.

**Tabla 5** Características y propiedades físicas del Campo Rubiales.

Propiedad	Valor
Gravedad API	12.8
Corte de agua	80 – 95 %
Gravedad específica @ 60°F	0.9843
<b>Destilación Simulada</b>	
% Vol.	°F
5	487
10	549
15	593
20	631
25	669
30	705
35	741
40	778
45	813
50	849
55	890
60	935
65	981
70	1031

Fuente. SANABRIA, J.<sup>46</sup>

**1.3.3.3 Campo Jazmín.** El campo Jazmín está situado en el valle medio del Magdalena (Colombia), las propiedades más relevantes para este proyecto se encuentran en la siguiente tabla

---

<sup>46</sup> SANABRIA, Jhoana. CIFUENTES, Ivan. *Análisis y diseño de las facilidades de superficie para manejo de crudos pesados y bituminoso (campo rubiales)*. UIS. 2010

**Tabla 6** .Propiedades del yacimiento Jazmín

Propiedad	Valor
Gravedad °API	11.2
Corte de agua	80%
Gravedad especifica @ 60°F	0.991
<b>Componente</b>	<b>% molar</b>
C1	0.4169
C2	0.0004
C3-C21	0.0
C21-C29	0.0276
C30+	0.5525
CO2	0.0009

Fuente. ALVAREZ J.G.<sup>47</sup>

**1.3.3.4 Crudo sintético de 20°API.** Como el espectro de los crudos pesados abarca gravedades API desde 10 a 20 °API, era necesario tener un crudo con una gravedad cercana a los 20°API, en la literatura investigada no se encontró la caracterización de ningún crudo que tuviera una gravedad dicha gravedad API, por esta razón se uso regla de mezclas y a partir de la caracterización de crudos ya conocidos se creó un Assay con el simulador HYSYS de un crudo de 20°API, las propiedades de este crudo se muestran a continuación.

---

<sup>47</sup> ALVAREZ J .Gloria. *Mejoramiento de las condiciones de operación de los equipos de tratamiento de emulsiones aplicando Corrientes calientes mediante el empleo del simulador de procesos HYSYS .UIS.2004*

**Tabla 7 .Propiedades del de crudo 20°API**

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>
<b>Gravedad °API</b>	20°API
<b>Gravedad especifica @ 60°F</b>	0.9339
<b>Densidad, lb/ft3</b>	59.8
<b>Factor de caracterización de Watson</b>	11.40
<b>Destilación Simulada</b>	
<b>% Vol.</b>	<b>°F</b>
<b>5</b>	507
<b>10</b>	519
<b>15</b>	563
<b>20</b>	571
<b>25</b>	629
<b>30</b>	695
<b>35</b>	721
<b>40</b>	778
<b>45</b>	801
<b>50</b>	823
<b>55</b>	860
<b>60</b>	895
<b>65</b>	932
<b>70</b>	989

**Fuente.** Autores del proyecto.

## 2. DISEÑO EXPERIMENTAL

Para hacer una evaluación cuantitativa y cualitativa de los métodos convencionales de deshidratación de emulsiones (W/O) de crudos pesados, se realizaron simulaciones por medio de un software especializado para medir el impacto que tienen las variables en la eficiencia de los equipos convencionales de tratamiento bajo estudio. Para esto, lo primero que se realizó, fue un estudio individual de los equipos para observar y determinar el grado de relevancia que tenían las variables (tiempo de residencia, temperatura, gravedad API, contenido de agua de los fluidos, entre otras). Luego de determinar dichas variables, se definió los diferentes trenes de tratamientos para poder simularlos y así realizar el estudio de sensibilización de las variables en los equipos involucrados.

### 2.1 HERRAMIENTA PARA LA SIMULACIÓN

Para desarrollar el estudio de los diferentes equipos y trenes de tratamiento, se determinó que el simulador de procesos que se acopla a las condiciones de trabajo requeridas es HYSYS en su versión 7.2<sup>48</sup>. Éste software tiene ciertas ventajas de simulación respecto a los otros simuladores (ASCEND, CHEMCAD, Design II) como lo son sus excelentes unidades operativas y su paquete termodinámico que es el más completo de todo el mercado. También HYSYS tiene la opción de simular separadores reales, ya que incluye el Carryover<sup>49</sup> de manera que el modelo puede desarrollar las condiciones de formación de emulsiones, además de predecir el efecto de los aparatos de salida (extractores de niebla) en la mitigación de la emulsión. En el Anexo A se muestra los aspectos teóricos en los que se basa HYSYS para predecir el comportamiento y separación de una emulsión. Por último es de vital importancia mencionar que el simulador

---

<sup>48</sup> La licencia de este Software fue adquirida por la Universidad Industrial de Santander

<sup>49</sup> Es el porcentaje de agua, crudo o gas que se encuentra disperso en las otras fases

HYSYS no puede predecir el efecto de los desemulsificantes (tratamiento químico), además no cuenta con un equipo para simular el tratador electrostático.

## **2.2 DEFINICIÓN Y SENSIBILIDAD DE LAS VARIABLES**

Para conocer el grado de relevancia de las variables a estudiar se desarrollaron simulaciones específicas para cada equipo de tratamiento. A continuación se muestran las variables de mayor influencia en cada equipo.

### **2.2.1 Tratador de agua libre (FWKO).**

Para hacer la sensibilidad se tomaron los parámetros que según el análisis previo son los que afectan en mayor medida la eficiencia de separación de un FWKO.

- BSW de entrada al separador de agua libre.
- Porcentaje de agua emulsionada en el crudo.
- Gravedad API.
- Tamaño de gota.

**2.2.1.1 BSW de entrada al separador de agua libre.** Para hacer la sensibilidad al BSW se consideraron como parámetro de restricción<sup>50</sup>, los listados en la tabla 8; de esta forma se busca valorar el efecto del BSW en la eficiencia de separación de la emulsión.

Para la prueba se uso el crudo del campo castilla (13.5 °API) ya que es el crudo que tiene una gravedad intermedia en el rango de los crudos pesados bajo estudio.

---

<sup>50</sup> *Un parámetro de restricción es una variable que sabemos que afecta los niveles de la variable dependiente que se está estudiando, pero que decidimos eliminar su influencia mediante el control de la misma.*

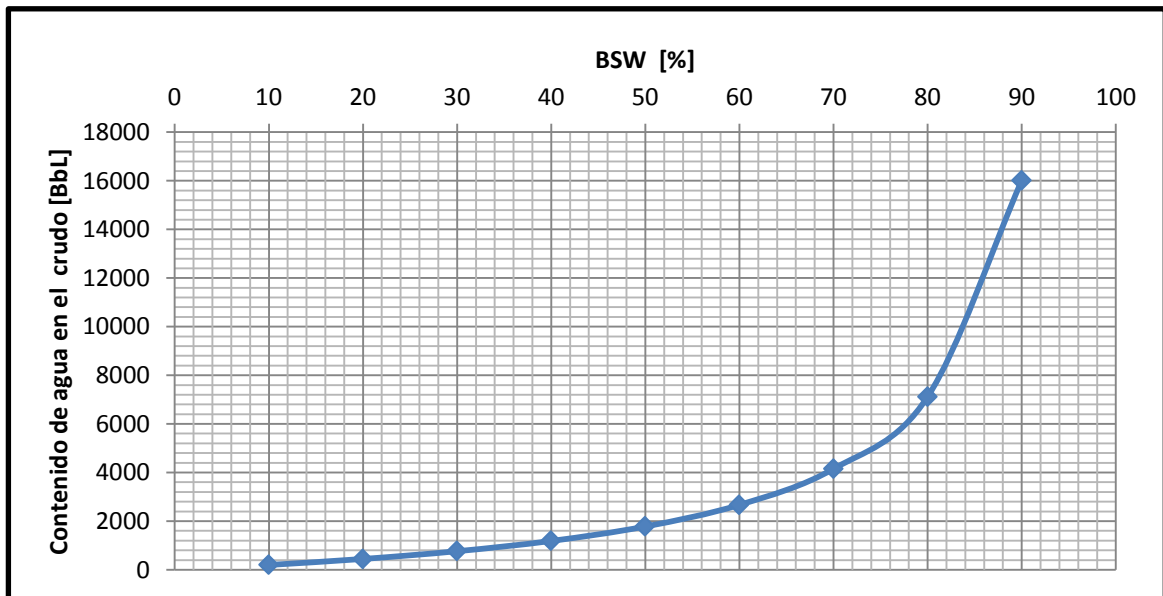
**Tabla 8.** Variables de restricción para la sensibilización del BSW en un separador de agua libre (FWKO)

Variables	
Porcentaje de agua emulsionada a la entrada	30
Temperatura de tratamiento (°F)	90
Presión de Tratamiento (Psia)	74.7
Caudal de crudo (Bbl)	5000
°API	13.5
Viscosidad del crudo (cp.)	5380
Diámetro FWKO (ft)	11.5
Longitud FWKO (ft)	40.25

**Fuente.** Autores del proyecto

En la *figura 23* se observa que al aumentar el BSW de la mezcla de entrada, la cantidad de agua que va a emulsionarse va a aumentar. Por lo tanto la emulsión se va a hacer mucho más inestable debido a que va a haber una mayor cantidad de gotas emulsionadas, que a su vez incrementarán las posibilidades de una mayor coalescencia.

**Figura 23.** Eficiencia de separación en un FWKO con respecto al BSW



**Fuente.** Autores del proyecto

**2.2.1.2 Porcentaje de agua emulsionada en el crudo.** Como en el caso anterior para observar el comportamiento del porcentaje de agua emulsionada en la eficiencia del FWKO dejamos las siguientes variables de restricción.

**Tabla 9.** Variables de restricción para la sensibilización del porcentaje de agua emulsionada en un FWKO.

Variables	
Temperatura de tratamiento (°F)	90
Presión de Tratamiento (Psia)	74.7
Producción crudo (Bbl)	5000
°API	13.5
Viscosidad del crudo (cp.)	5380
Diámetro FWKO (ft)	11.5
Longitud FWKO (ft)	40.25

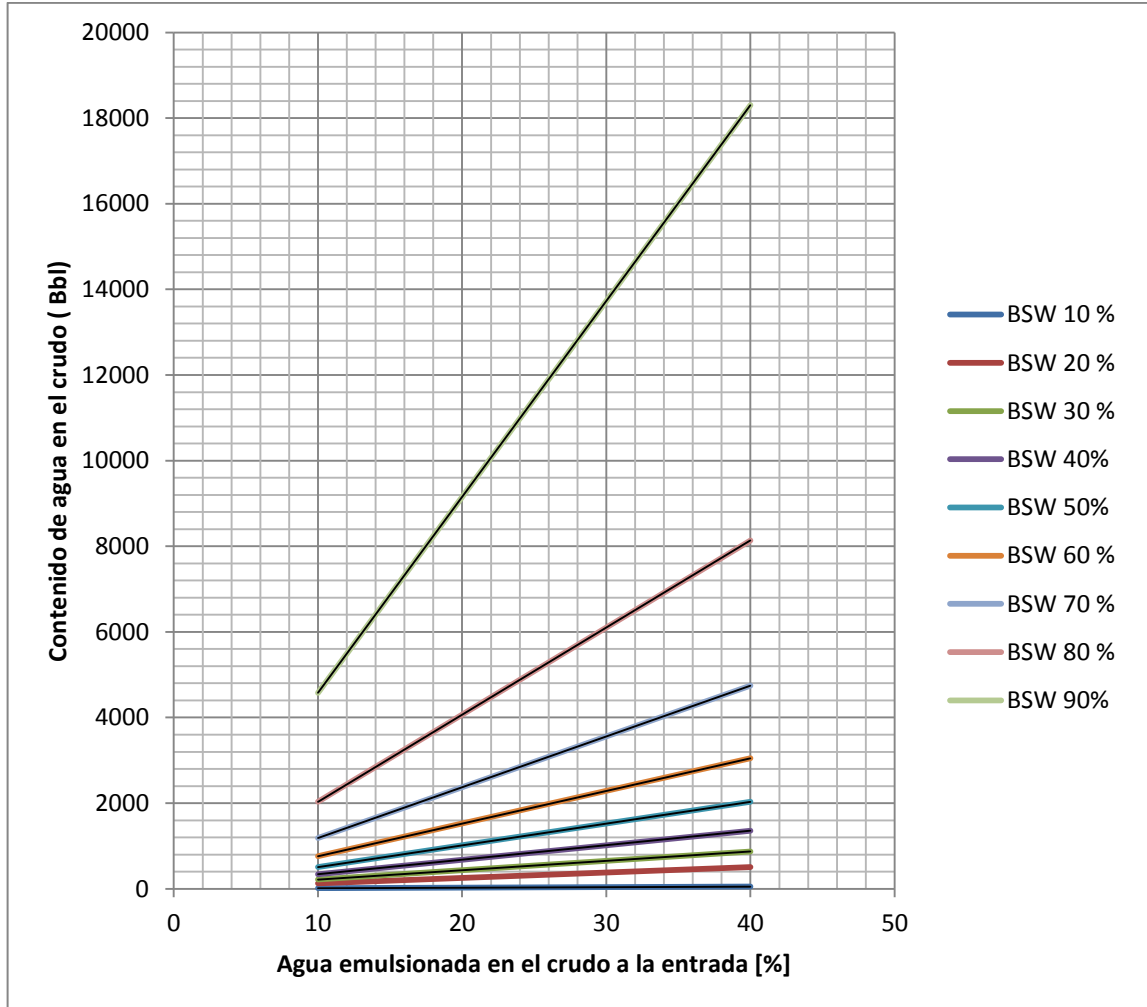
**Fuente.** Autores del proyecto.

Para realizar la simulación se calcularon los caudales de agua emulsionada a la salida del FWKO con relación a los porcentajes de agua emulsionada que entraban al equipo. Este dato se varió desde el valor mínimo de 10% hasta el valor máximo de agua que se considera es posible emulsionar en un crudo, alrededor de un 40%<sup>51</sup>. Se realizó la simulación para diferentes BSW de entrada, arrojando los siguientes resultados.

---

<sup>51</sup> SALAGER, Jean Louis. *Emulsiones, propiedades y formulación, Venezuela*, 1993.

**Figura 24.** Eficiencia de separación en un FWKO con respecto al porcentaje de agua emulsionada.

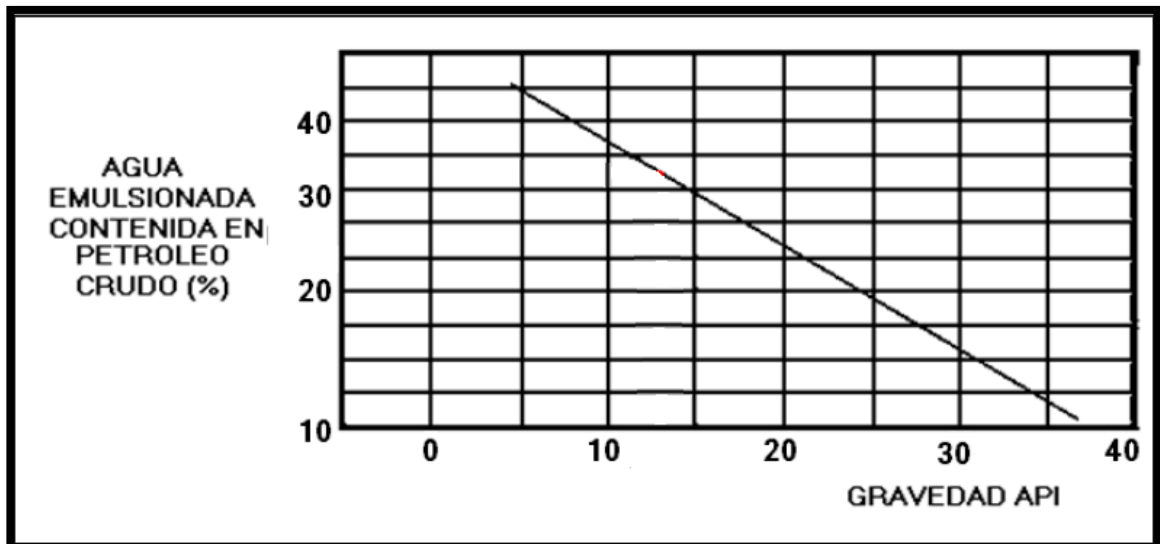


**Fuente.** Autores del proyecto

La relación entre el porcentaje de agua emulsionada y la eficiencia de separación, mostrada a partir del contenido de agua en el crudo, es más marcada en porcentajes mayores del 25% de agua emulsionada a la entrada; a su vez se ve claramente que los altos contenidos de BSW promueven la emulsión y hacen más sensible la variable de agua emulsionada. Cabe mencionar que se han realizado correlaciones para determinar el porcentaje de agua emulsionada a partir de la

gravedad API (*figura 25*), así cada tipo de crudo tiene una capacidad para producir emulsión ligada a las propiedades químicas y físicas del crudo.

**Figura 25.** Estimación de agua emulsionada contenida el petróleo crudo

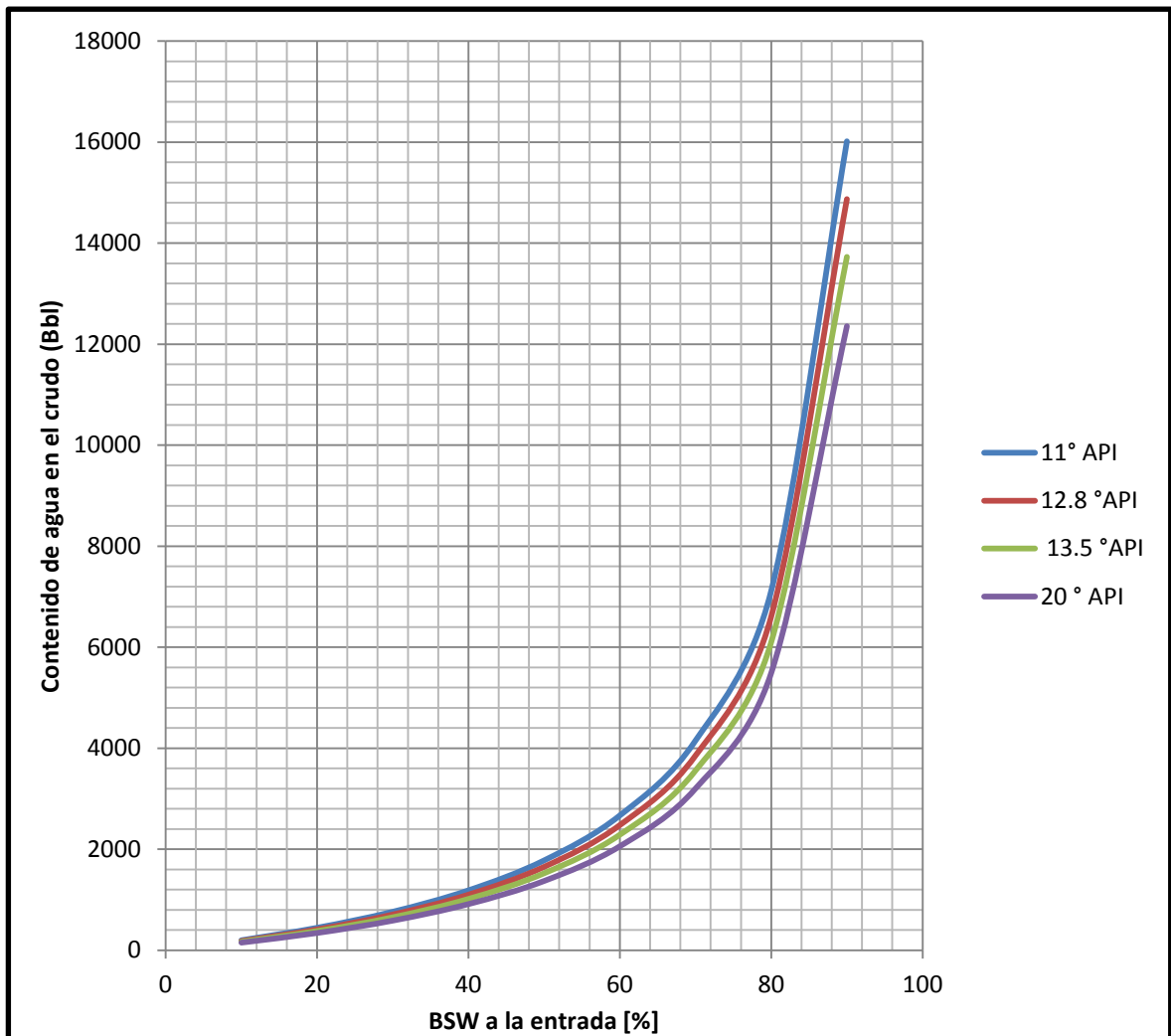


**Fuente.** SALAGER<sup>52</sup>

**2.2.1.3 Gravedad API.** Para conocer el efecto que tiene la gravedad API, que se asocia a otras variables del crudo como su viscosidad, en la eficiencia de separación del FWKO se realizó varias corridas de simulación para crudos de diferentes gravedades API (Rubiales, Castilla, Jazmín, Crudo de 20 °API), a cada tipo de crudo se determina el máximo porcentaje de agua que podría emulsionar a partir de la figura 25, además se dejaron los mismos parámetros de restricción mostrados en la *tabla 9*.

<sup>52</sup> SALAGER, Jean Louis. *Emulsiones, propiedades y formulación, Venezuela*, 1993.

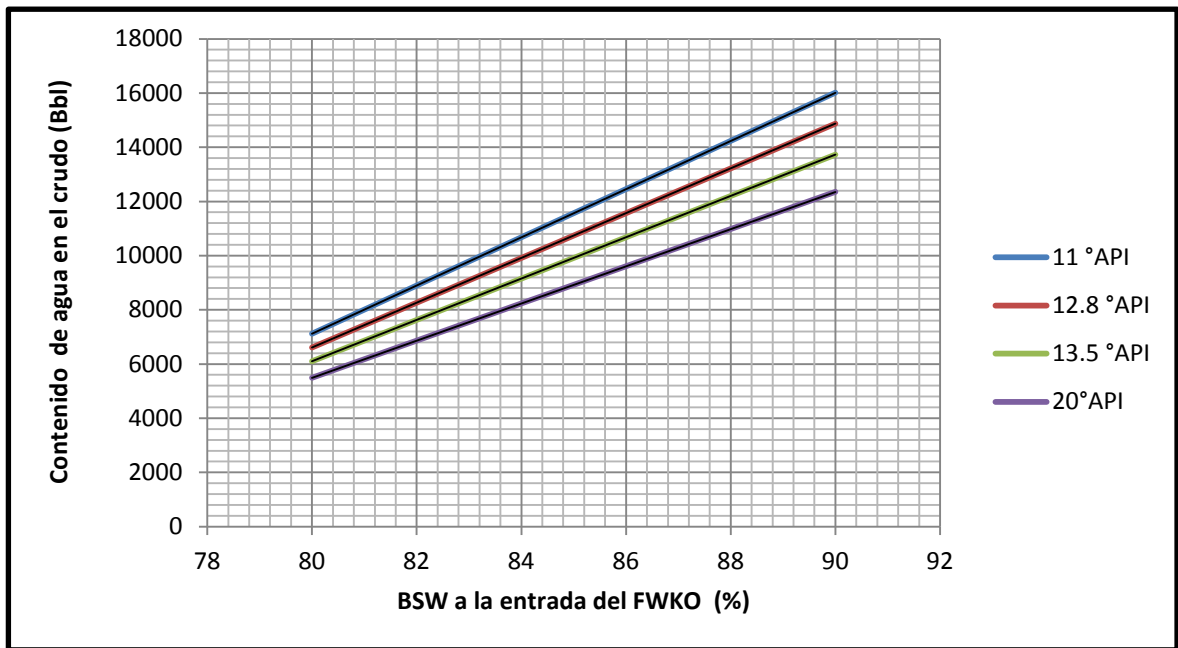
**Figura 26.** Relación entre la Gravedad API y la eficiencia de separación de un FWKO



**Fuente.** Autores del proyecto

En la figura anterior no se puede apreciar el efecto de la gravedad API debido a la escala que maneja la coordenada (Y) por esta razón se hizo un acercamiento con los valores típicos de entrada de BSW que oscilan entre 80% y 90% en los campos que se están estudiando.

**Figura 27.** Relación entre gravedad API y la eficiencia del FWKO para valores típicos de BSW en campos de crudo pesado en Colombia



**Fuente.** Autores del proyecto

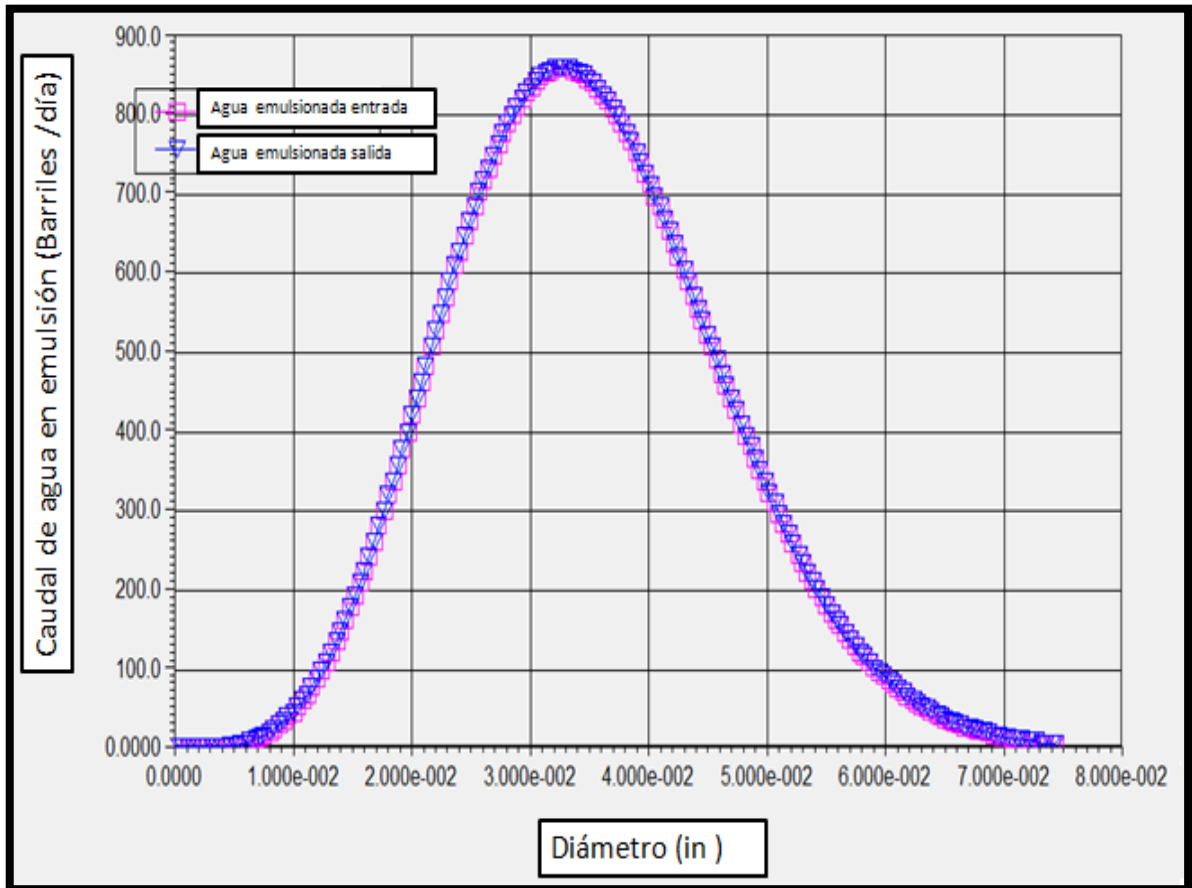
En la *Figura 27* se puede observar claramente que al aumentar la gravedad API de los crudos pesados se va a producir menos agua en emulsión. Esto es congruente con lo expuesto en la sección del efecto de la viscosidad del crudo en la estabilidad de la emulsión<sup>53</sup>; una viscosidad alta favorece la formación de emulsiones más estables y en mayor medida. Como es el caso del crudo de 11°API, este produce los mayores contenidos de agua emulsionada de los cuatro tipos de crudo pesado estudiados.

**2.2.1.4 Tamaño de gota de agua en la fase crudo.** El simulador HYSYS tiene una opción para graficar la distribución de la cantidad de agua que se encuentra emulsionada con respecto al tamaño de gota, esto lo hace con una distribución de

<sup>53</sup> Remitirse a la sección 1.2.2.1

Rossin Rammler<sup>54</sup>. A continuación se muestra la distribución para un crudo de 13,5 °API (Campo Castilla) y un BSW de 90%.

**Figura 28.** Distribución del tamaño de gota de agua emulsionada con para un crudo de 13.5 °API en un FWKO.



**Fuente.** Autores del proyecto

La *figura 28* muestra claramente que el FWKO no es un equipo para tratar emulsiones. La proporción de agua emulsionada que salió del equipo es la misma que entro, además da una idea de los tamaños de gota típico que se forman en una emulsión que oscilan entre 0,03 y 0,04 pulgadas.

<sup>54</sup>Remitirse al apéndice A

### 2.2.2 Tanque de lavado (Gun Barrel).

Ante todo debemos saber que el tanque de lavado es el equipo de tratamiento de emulsiones más usado en la industria de los hidrocarburos. Las variables que más influyen la eficiencia de este equipo son:

- Tiempo de residencia.
- Altura del colchón de agua.
- Tamaño del tanque de lavado.
- Tipo de crudo.
- Nivel del fluido en el tanque.

La temperatura es un factor que también tiene un efecto en la eficiencia del tanque de lavado, pero este parámetro está ligado a los calentadores que están antes de dicho tanque, por tanto se evaluarán los efectos en el tanque de lavado cuando se aborden las diferentes configuraciones de los trenes de tratamiento de emulsiones en crudos pesados.

Para ver el efecto que tienen cada uno de los parámetros en la eficiencia del tanque de lavado, realizaremos un análisis de sensibilidad de dichas variables.

**2.2.2.1 Tiempo de residencia.** Es el lapso en el cual las gotas de agua se separan del petróleo y descienden para asentarse en el fondo del tanque. Para medir este parámetro HYSYS facilita la opción denominada factor de tiempo de residencia de líquido, con este parámetro se puede modificar el tiempo que permanece el fluido en el Tanque de lavado, ahora bien, las variables de restricción que se necesitan para observar claramente el efecto del tiempo de residencia se muestran en la *tabla 10*.

**Tabla 10.** Variables de restricción para la sensibilización del tiempo de residencia en un tanque de lavado (Gun Barrel)

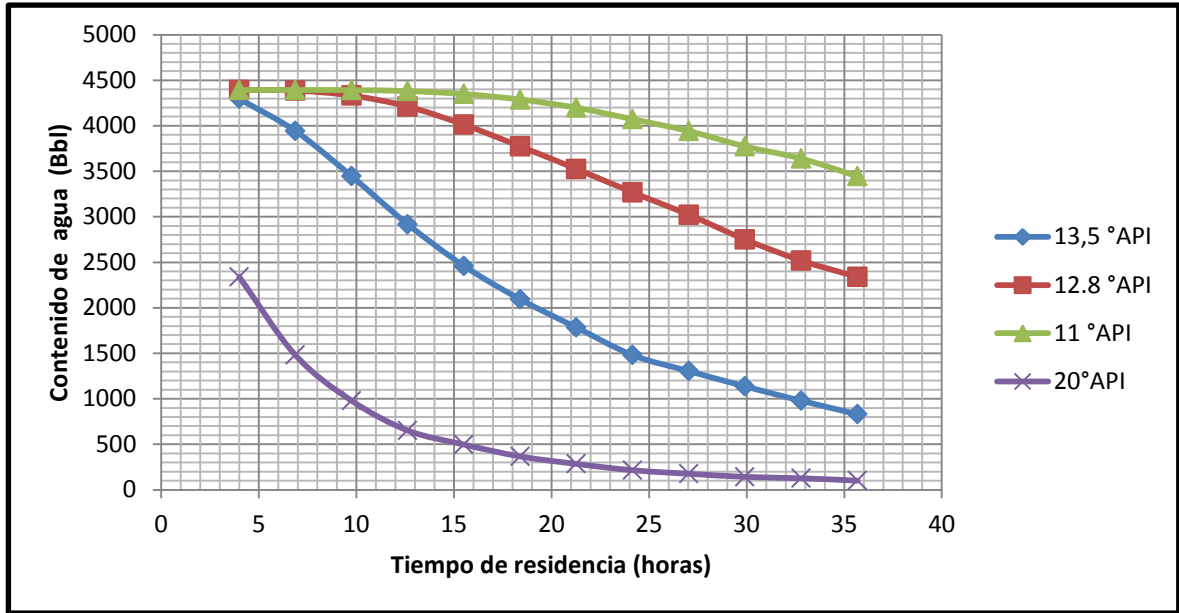
<b>Variables</b>	<b>Datos</b>
<b>Temperatura de tratamiento (°F)</b>	90
<b>Presión de Tratamiento (Psia)</b>	74.7
<b>Producción crudo (Bbl)</b>	5000
<b>Caudal de agua entrada Gun Barrel (Bbl/día)</b>	5000
<b>BSW entrada al Gun Barrel (%)</b>	50
<b>Colchón de agua (ft)</b>	14
<b>Altura emulsión (ft)</b>	8
<b>Altura tanque (ft)</b>	24
<b>Diámetro tanque (ft)</b>	55

**Fuente.** Autores del proyecto.

En la *figura 29* se puede observar el efecto que tiene el tiempo de residencia en la eficiencia de separación en un tanque de lavado, este parámetro tiene un efecto importante en la separación de la emulsión, acentuándose cuando el crudo es mucho más liviano (mayor gravedad API). Esto se debe principalmente a la viscosidad del crudo, como se menciona en la sección 1.2.1.4, a mayor gravedad API la viscosidad del crudo disminuye lo que aumenta la velocidad de asentamiento de las gotas de agua dispersas en el crudo, además el tiempo de residencia va perdiendo su preponderancia en la separación en la medida que el crudo se vuelve más viscoso. En el crudo de 11°API un tiempo de residencia de 35 horas produce una disminución del contenido de agua a un valor de 42.06%, mientras que en el crudo de 20 °API, el mismo tiempo de residencia produce una disminución a un valor de 2.038%. Además de este efecto, se puede observar que los tiempos de residencia óptimos son entre 8 y 24 horas ya que en este lapso

se experimentan los cambios más rápidos en la separación de la emulsión, esto concuerda con los datos que se tiene en la literatura<sup>55</sup>.

**Figura 29.** Efecto del tiempo de retención sobre la eficiencia del Gun Barrel en diferentes crudos pesados



**Fuente.** Autores del proyecto

**2.2.2.2 Tamaño del tanque.** El tamaño del tanque de lavado está íntimamente ligado al tiempo de residencia de las gotas de agua en el crudo, además de los caudales de emulsión que están entrando, como lo determina la siguiente ecuación para determinar el volumen de fluido que puede almacenar un tanque.

$$\frac{t_r \times Q}{24} = V \quad \text{Ecu. 2.1}$$

Donde:

<sup>55</sup> SALGUERO, Freddy. Estudio de factibilidad para la optimización de las facilidades

$t_r$ =Tiempo de residencia del petróleo, hr.

V=Volumen real del crudo en el tanque, Bbl.

Q=Caudal de emulsión que entra al tanque, BFPD<sup>56</sup>.

Para saber la preponderancia de esta variable se hizo una simulación en HYSYS de todo los tamaños de tanques de lavado especificados en la norma API 12D<sup>57</sup> para ello se tomaron los diámetros y alturas de dicha clasificación y así poder predecir cual tiene más eficiencia en la remoción de las gotas de agua a las condiciones de caudal de emulsión y demás datos de restricción que se muestran en la tabla la *tabla 11*.

**Tabla 11.** Variables de restricción para el análisis del tamaño de tanque de lavado

Variables	
Campo	Castilla
Temperatura de tratamiento (°F)	90
Presión de Tratamiento (Psia)	74.7
Producción crudo (Bbl)	5000
°API	13.5
Viscosidad del crudo (cp.)	5380
Caudal de agua entrada Gun Barrel (Bbl/día)	5000
BSW entrada (%)	50
Altura emulsión (ft)	7
Altura colchón de agua (ft)	4
Tiempo retención (horas)	21.28

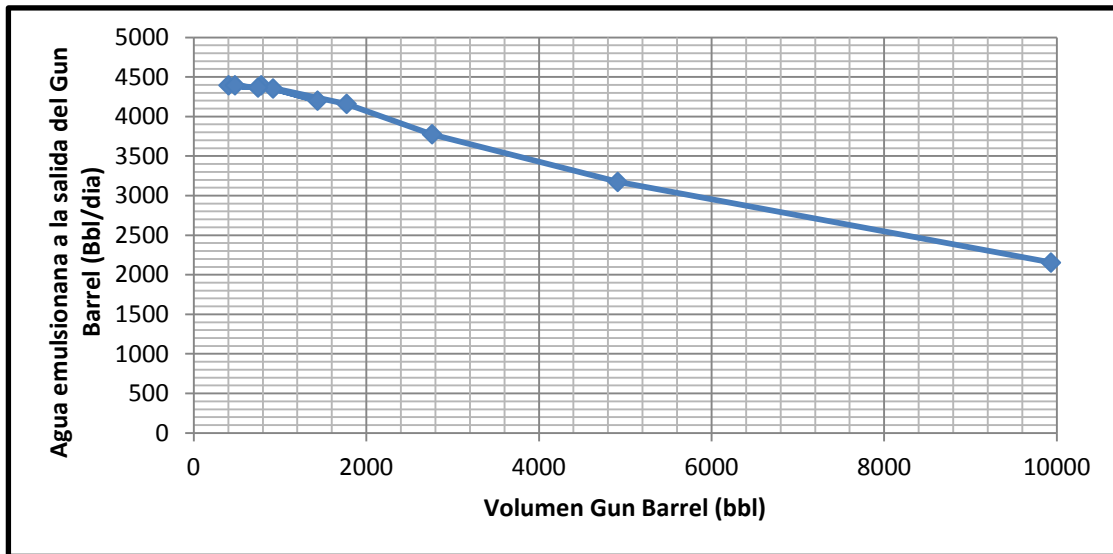
**Fuente.** Autores del proyecto

<sup>56</sup> BFPD es la sigla para definir Barriles de fluido por día.

<sup>57</sup> Remitirse a la Tabla 3

Los resultados arrojados por la simulación se pueden observar claramente en la figura 30 y la tabla 12.

**Figura 30.** Relación entre la eficiencia y el volumen del Gun Barrel



**Fuente.** Autores del proyecto.

**Tabla 12.** Relación entre el tamaño y la eficiencia de remoción de emulsión en el tanque de lavado

Referencia	Altura (ft)	Diámetro(ft)	Volumen (Bbl)	Contenido de agua (Bbl)	Contenido de agua (%)
<b>10000</b>	24	55	9938	2154.34	32
<b>5000</b>	24	38	4916	3172.412	41.39
<b>3000</b>	24	29	2764	3773.477	45.77
<b>2000</b>	16	29	1774	4156.789	48
<b>L-1000</b>	8	29	784	4392.866	49.67
<b>1500</b>	24	21	1438	4198.175	48.5
<b>H-1000</b>	16	21	923	4352.50424	49.43
<b>L-500</b>	8	21	407	4392.868	49.67
<b>750</b>	24	15	746	4364.673	49.51
<b>H-500</b>	16	15	479	4392.866	49.67

**Fuente.** Autores del proyecto.

La *tabla 12* muestra las diferentes referencias que se encuentra en el mercado para los tanques de lavado según su tamaño, se puede observar claramente que el BSW a la salida de los tanques de lavado se hacen mucho más pequeños llegando hasta 32% a medida que el volumen del tanque aumenta, esto se debe a que el crudo va a permanecer un mayor tiempo en el equipo incrementando las oportunidades de la coalescencia.

**2.2.2.3 Altura del colchón de agua.** Este es un parámetro que se determina en campo dependiendo de las condiciones del crudo y la emulsión, ahora bien para los crudo pesados se realizara el análisis de sensibilidad para determinar el efecto que tiene sobre la eficiencia del tanque de lavado, pero para ello se tuvieron las siguientes variables de restricción.

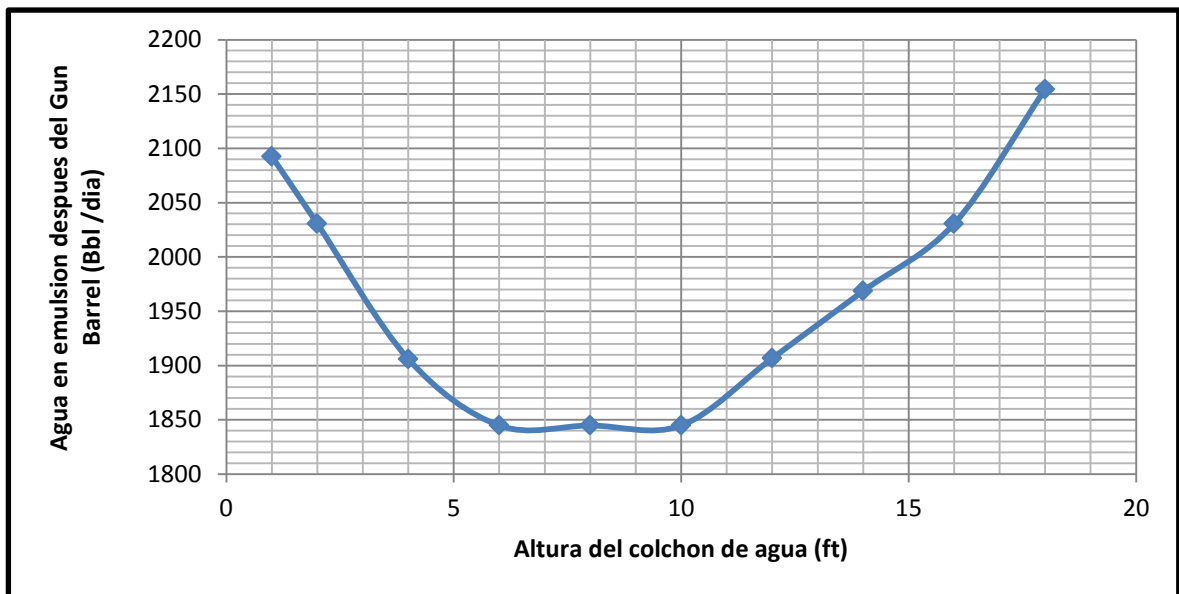
**Tabla 13.** Variables de restricción para la sensibilización de la altura del colchón de agua en el tanque de lavado

<b>Variables</b>	
<b>Campo</b>	Castilla
<b>Temperatura de tratamiento (°F)</b>	90
<b>Presión de Tratamiento (psia)</b>	74.7
<b>Producción crudo (Bbl)</b>	5000
<b>°API</b>	13.5
<b>Viscosidad del crudo (cp.)</b>	5380
<b>Caudal de agua entrada Gun Barrel (Bbl/día)</b>	5000
<b>BSW entrada</b>	50
<b>Tiempo retención (horas)</b>	21.28
<b>Altura tanque (ft)</b>	24
<b>Diámetro (ft)</b>	55
<b>Nivel de emulsión (ft)</b>	19

**Fuente.** Autores del proyecto.

El colchón de agua ayuda a promover la coalescencia de las gotas de agua dispersas en el crudo, los resultados mostrados en la *figura 31* muestra que la altura donde se presenta la mayor eficiencia de separación en el tanque de lavado está entre los 6 y 10 pies de altura que es congruente a lo mencionado en la literatura donde se muestra la altura optima del colchón de agua de 8 a 12 pies,<sup>58</sup> alturas menores no producen un tiempo de contacto entre la emulsión que entra al tanque y el colchón de agua, evidenciándose en las pocas remoción de agua de la emulsión, por otro lado alturas mucho mayores de 10 pies, producen una reducción de la eficiencia de separación del tanque esto se debe a que ,al haber una altura considerablemente elevada de agua va a producir la formación de emulsiones ya que el crudo va a atrapar agua en el transcurso de su recorrido por el colchón de agua.

**Figura 31.** Relación entre la eficiencia de remoción de un Gun Barrel y la altura del colchón de agua.



**Fuente.** Autores del proyecto

<sup>58</sup> SALGUERO, Freddy. *Estudio de factibilidad para la optimización de las facilidades de producción de la estación pichincha*, Quito, Enero 2010

#### 2.2.2.4 Altura del nivel de emulsión en el tanque de lavado

Está ligada a la altura del colchón de agua, además de las especificaciones del proveedor del tanque, para divisar si este factor afecta la eficiencia de separación de la emulsión en un tanque de lavado se desarrollo la simulación manteniendo las siguientes variables controladas.

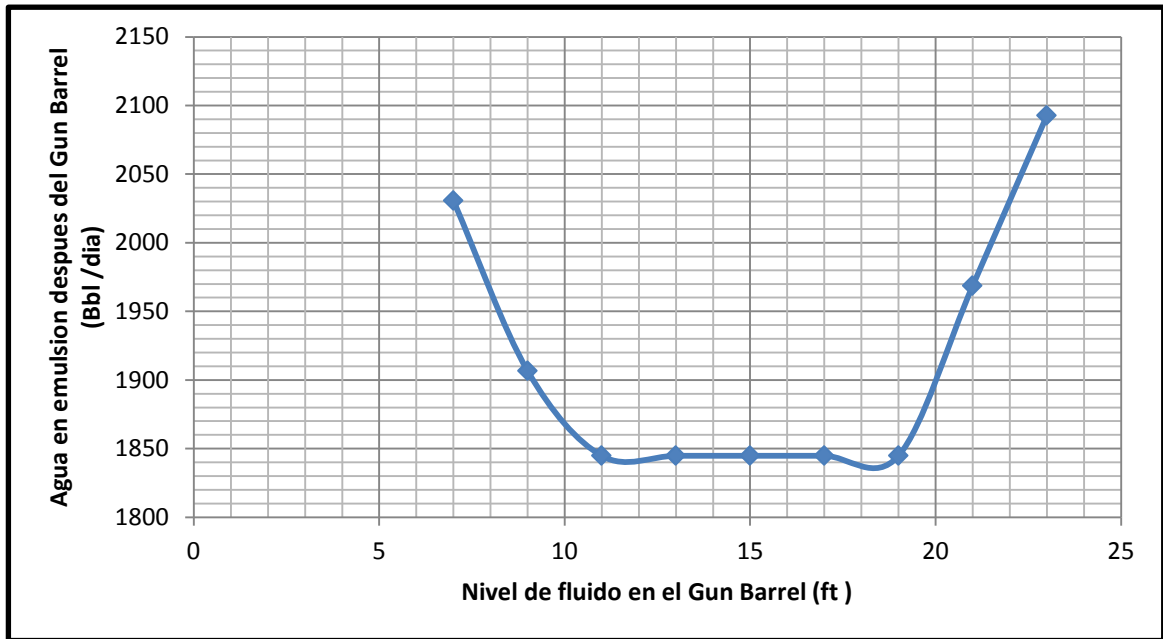
**Tabla 14.** Variables de restricción para la sensibilización del nivel de emulsión en el tanque de lavado

Variables	
<b>Campo</b>	Castilla
<b>Temperatura de tratamiento (°F)</b>	90
<b>Presión de Tratamiento (Psia)</b>	74.7
<b>Producción crudo (Bbl)</b>	5000
<b>°API</b>	13.5
<b>Viscosidad del crudo (cp.)</b>	5380
<b>Caudal de agua entrada Gun Barrel (Bbl/día)</b>	5000
<b>BSW entrada</b>	50
<b>Tiempo retención (horas)</b>	21.28
<b>Altura del tanque (ft)</b>	24
<b>Diámetro del tanque (ft)</b>	55
<b>Colchón de agua (ft)</b>	6

**Fuente.** Autores del proyecto

En la *Figura 32*, éste parámetro tiene el mismo comportamiento que el observado en el análisis de sensibilidad de la altura del colchón de agua, mostrando la mayor eficiencia de separación entre los 11 y 19 pies de altura de la emulsión cabe mencionar que este dato se mide desde la base del tanque y incluye la altura del colchón de agua.

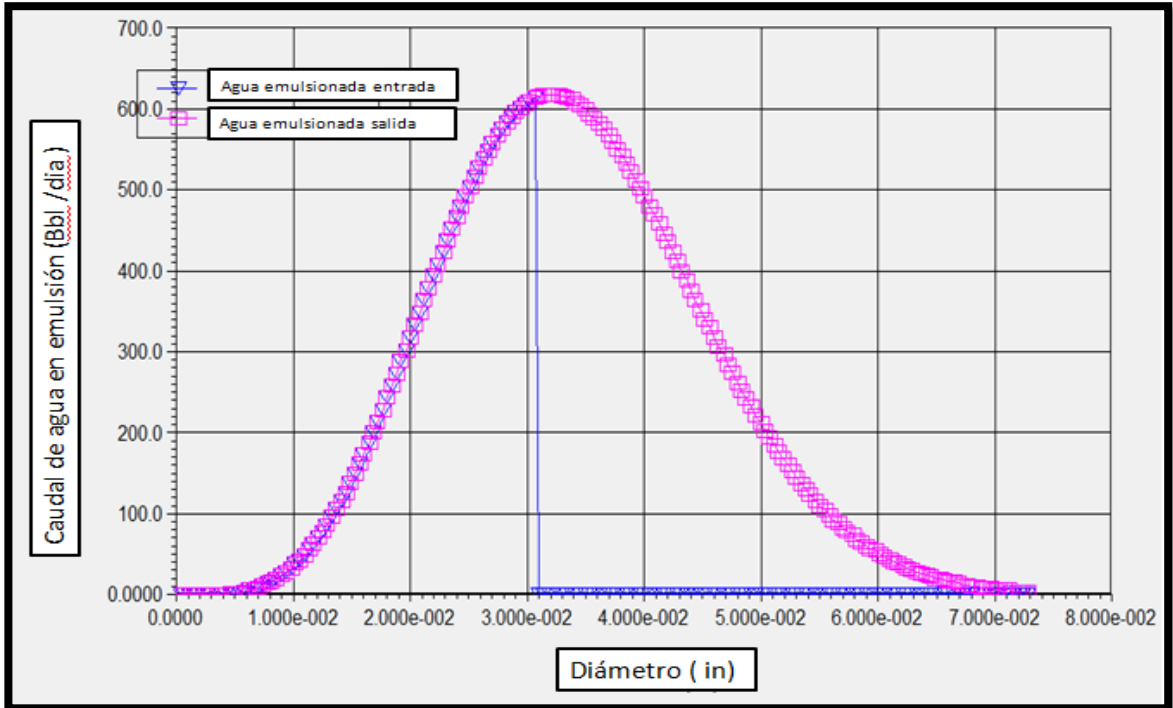
**Figura 32.** Relación entre la altura de la emulsión en el Gun Barrel y la eficiencia de separación.



**Fuente.** Autores del proyecto.

**2.2.2.5 Tamaño de gota de agua emulsionada.** Como se menciona en la sección 2.2.1.4, el simulador puede graficar la distribución de la cantidad de agua que se encuentra emulsionada con respecto al tamaño de gota. A continuación se muestra la distribución para un crudo de 13,5 °API (Campo Castilla) con un caudal de emulsión de entrada al tanque de lavado de 9932 BFPD, un volumen del tanque de 10000 Bbl, una altura del colchón de agua de 7 pies y un tiempo de residencia de 21 horas.

**Figura 33.** Distribución del tamaño de gota de agua para un crudo de 13.5 °API en un Gun Barrel.



**Fuente.** Autores del proyecto

La *figura 33* muestra claramente que el tanque de lavado produce la separación de las gotas de agua mayores a 0,03 in para las condiciones de entrada, lo que demuestra la eficiencia de separación del tanque de lavado, sin embargo también se observa la ineficacia para tratar emulsiones con tamaños de gota muy pequeños.

### 2.2.3 Tratador térmico.

El equipo comúnmente utilizado para el tratamiento de emulsiones en crudos pesados es el tratador térmico, ya que como se mencionó en los capítulos anteriores la viscosidad en los crudos pesados es una variable muy sensible a los

cambios de temperatura, esto implica una disminución significativa de la viscosidad del crudo, facilitando así la separación de las gotas de agua dispersas en el crudo. Las variables operacionales que interviene en la separación de la emulsión en los tratadores térmicos, estas son:

- Temperatura del tratador.
- Longitud de la zona de calentamiento.

Además se hizo la sensibilidad con los diferentes crudos pesados que se tienen para el proyecto, para ver el comportamiento del tratador con la gravedad API.

**2.2.3.1 Temperatura del tratador.** La temperatura es el parámetro fundamental para el diseño y funcionamiento óptimo de un tratador térmico, para ver este efecto en una forma cuantitativa se desarrollo un análisis de sensibilidad, para ello se tomaron las variables enunciadas en la *tabla 15* como parámetros de restricción.

**Tabla 15.** Variables de restricción para la sensibilización de la temperatura de en un tratador térmico.

<b>Variables</b>	
<b>Temperatura de la emulsión de entrada (°F)</b>	90
<b>Presión de Tratamiento (psia)</b>	74.7
<b>Caudal crudo a la entrada (Bbl)</b>	5000
<b>Caudal de agua entrada tratador térmico (Bbl/día)</b>	5000
<b>BSW entrada (%)</b>	50
<b>Tiempo retención (minutos )</b>	20
<b>Longitud del tratador (ft)</b>	26
<b>Diámetro del tratador (ft)</b>	8
<b>Longitud de la zona de calentamiento (ft)</b>	17.3

**Fuente.** Autores del proyecto

Como se ha discutido en los capítulos anteriores la viscosidad de la fase continua, en este caso del crudo juega un papel fundamental en la velocidad de asentamiento de las partículas dispersas en dicho fluido, por lo consiguiente la eficiencia de separación de la emulsión, además la temperatura afecta drásticamente la viscosidad del crudo, para corroborar esta teoría se llevaron los crudos de estudio a temperaturas desde los 100 °F hasta los 280 °F que son los rangos típicos de funcionamiento de los tratadores térmicos<sup>59</sup>, los resultados obtenidos para observar este efecto se pueden ver en la *tabla 16* y la *Figura 34*.

**Tabla 16.** Relación entre el °API, la temperatura de tratamiento y la eficiencia de separación de un tratador térmico.

<b>Jazmín (11°API)</b>					
Viscosidad crudo entrada (cp.)	Flujo de calor (MMBTU / hora)	Temperatura en el tratador (°F)	Viscosidad crudo salida (cp.)	Caudal agua (Bbl/día)	BSW (%)
15890	1.1	100	9292	4575.2	48.87
15890	4.4	130	2367	3711.94	43.73
15890	7.9	160	800	1183	19.86
15890	11	190	335	296	5.8
15890	15	220	164.9	82	1.7
15890	18	250	91	36.6	0.76
15890	23	280	25.32	20.99	0.438

<b>Rubiales (12.8 API)</b>					
Viscosidad crudo entrada (cp.)	Flujo de calor (MMBTU / hora)	Temperatura en el tratador (°F)	Viscosidad crudo salida (cp.)	Caudal agua (Bbl/día)	BSW (%)
6645	1.1	100	2624	4371.5	46.6
6645	4.4	130	422.8	722.78	12.61
6645	7.9	160	116.7	71.5	1.4
6645	11	190	45.55	11.78	0.23
6645	15	220	22	4.5	0.09
6645	18	250	12.9	4.4	0.008
6645	23	280	8.2	4	0.007

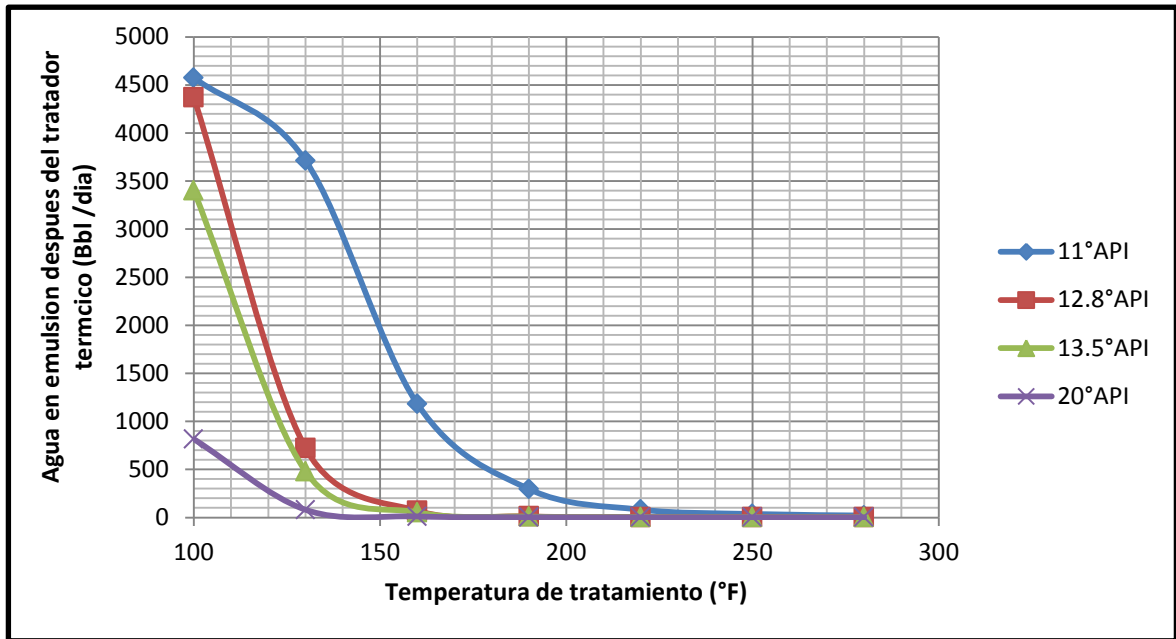
<sup>59</sup> ARNOLD.Ken.Emulsions and Oil Treating Equipment. Gulf Equipment Guides.2009.

<b>Castilla (13.5 API)</b>					
Viscosidad crudo entrada (cp.)	Flujo de calor (MMBTU / hora)	Temperatura en el tratador (°F)	Viscosidad crudo salida (cp.)	Caudal agua (Bbl/día)	BSW (%)
5380	1.1	100	2531	3402.6	40.44
5380	4.4	130	578.4	480.94	8.762
5380	7.9	160	192	54.1	1.07
5380	11	190	82	9.6	0.19
5380	15	220	42	3.8	0.076
5380	18	250	25	3	0.06
5380	23	280	16	2.8	0.009

<b>Crudo (20° API)</b>					
Viscosidad crudo entrada (cp.)	Flujo de calor (MMBTU / hora)	Temperatura en el tratador (°F)	Viscosidad crudo salida (cp.)	Caudal agua (Bbl/día)	BSW (%)
2653	1.1	100	1451	815.8	14
2653	4.4	130	451	81	1.6
2653	7.9	160	182	11.47	0.22
2653	11	190	88	3.19	0.06
2653	15	220	49	1.8	0.0371
2653	18	250	30.8	2.1	0.042
2653	23	280	20	1.9	0.03

**Fuente.** Autores del proyecto

**Figura 34.** Relación entre la temperatura de tratamiento y la eficiencia de separación de un tratador térmico para diferentes gravedades API.



**Fuente.** Autores del proyecto

En la *figura 34* se observa claramente que el tratamiento térmico produce cambios mucho mas importantes en crudos con altas viscosidades iniciales por ejemplo el crudo de 11 °API paso de un BSW de 48% a 0.43% con una temperatura de tratamiento de 280 °F, mientras a medida que la gravedad API sube, los cambios en temperatura no afectan en gran medida el porcentaje de agua que se separa, esto se da porque no se producen cambios significativos en la viscosidad de los crudos, como se menciona en la sección 1.1.2.1 donde nos referimos al efecto de la viscosidad de la fase continua en la estabilidad de la emulsión, a parte de este efecto se observa que la temperatura optima de tratamiento para crudos pesados para llevar los crudos BSW menores que 1% depende de la viscosidad del crudo para el caso del crudo de 11°API la temperatura necesaria para llevarlo a dichas especificaciones fue de 230 °F para llevar el crudo a esta temperatura se necesita un energía promedio de 18MMBTU/hora, este dato lo calcula HYSYS

automáticamente, sin embargo también se puede hacer el cálculo con la ecuación 2.2.

$$Q = Q_c(6.25 + 8.33X)(T_2 - T_1) \quad \text{Ecu. 2.2}$$

Donde:

Q= calor necesario, BTU/hr

Q<sub>c</sub>=cantidad de emulsión a la entrada, BFPD

X=porcentaje de agua en la emulsión, fracción

T<sub>2</sub>=temperatura de tratamiento, °F

T<sub>1</sub>=temperatura de entrada, °F

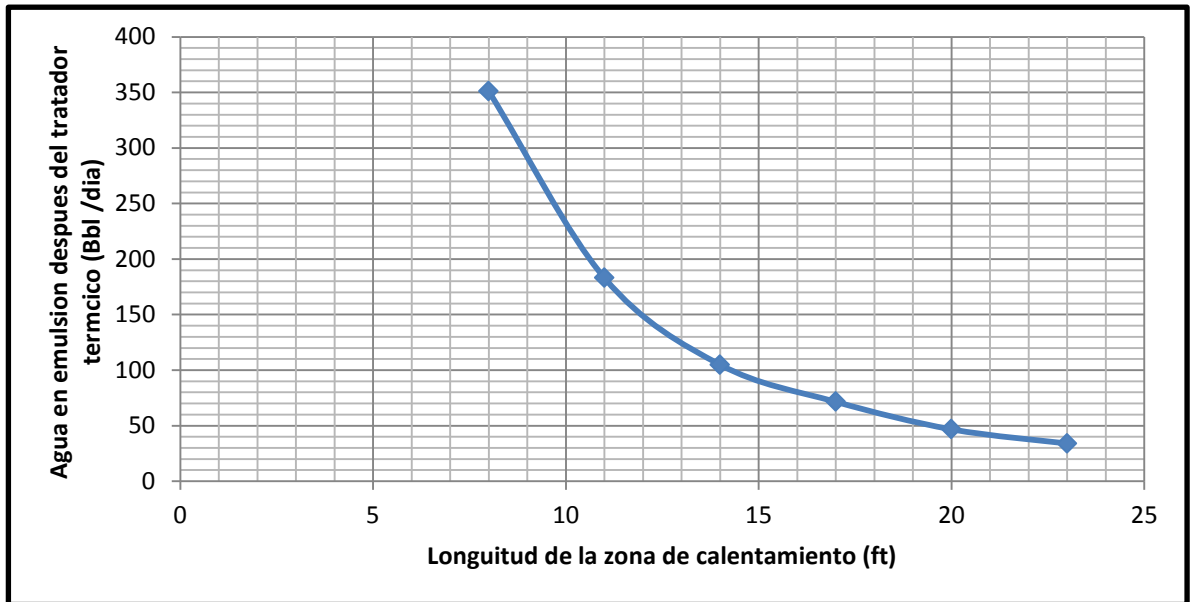
**2.2.3.2 Longitud de la zona de calentamiento.** Este parámetro está ligado a la temperatura del tratador, porque va a determinar el tiempo que va a permanecer la emulsión en la zona de calentamiento.

**Tabla 17.** Variables de restricción para la sensibilización de la longitud de la zona de calentamiento

Variables de restricción	
Campo	rubiales
Temperatura de tratamiento (°F)	160
Presión de Tratamiento (Psia)	74.7
Producción crudo (Bbl)	5000
°API	12.8
Caudal de agua entrada tratador térmico (Bbl/día)	5000
BSW entrada	50
Tiempo retención (minutos )	15
Longitud del tratador (ft)	26
Diámetro del tratador (ft)	8
Viscosidad de crudo a la entrada del tratador (cp.)	6645
Viscosidad de crudo a la salida del tratador (cp.)	116.7

**Fuente.** Autores del proyecto.

**Figura 35.** Relación entre la longitud de la zona de calentamiento y la eficiencia de separación de un tratador térmico.



**Fuente.** Autores del proyecto

Al aumentar la longitud de la zona de calentamiento, la emulsión va a tener un mayor tiempo de residencia para que se produzca un mayor intercambio de energía entre la emulsión y el tubo de fuego, la longitud óptima de la zona de calentamiento es de un 50 a un 70% de la longitud total del tratador térmico<sup>60</sup>. En la *figura 35* se puede comprobar esta afirmación ya que los cambios más importantes en la separación del agua emulsionada se dan hasta la longitud de 17 ft que es el 60% de la longitud total del tratador térmico de la simulación, luego si se sigue incrementado la longitud de la zona de calentamiento no se presentó un cambio importante en la eficiencia de separación de la emulsión pero si representara problemas operacionales, ya que la zona de coalescencia del tratador será muy pequeña.

<sup>60</sup> ARNOLD.Ken.Emulsions and Oil Treating Equipment. Gulf Equipment Guides.2009

#### 2.2.4 Tratador termo-electroestático.

El tratador electrostático es sin dudas el método de separación de emulsiones de agua en crudo más eficiente que se encuentra en el mercado, sin embargo para crudos pesados es necesario usar una modificación de este llamado tratador termo electrostático, esto se debe principalmente a las altas viscosidades de los crudos pesados, por ello es necesario disminuirlas con un calentamiento previo, las variables que afectan la separación en un tratador termo electrostático son:

- La viscosidad del crudo.
- La diferencia entre las gravedades específicas del crudo y el agua
- La conductividad eléctrica del aceite
- La salinidad del agua

Para ver el efecto que tienen todas estas variables en la eficiencia de separación de un tratador termo-electroestático, sería necesario hacer pruebas de laboratorio o pruebas de campo ya que no se ha desarrollado un simulador comercial para dicho equipo, ningún simulador de procesos investigado para esta tesis facilita el diseño o la implementación de un tratador termo electrostático, sin embargo la doctora Shirley Marfis<sup>61</sup> en su tesis de doctorado, hace un estudio de laboratorio y muestra la relación entre una separación por gravedad y una la separación usando campo eléctrico, según las pruebas de laboratorio realizadas por ella el tratamiento por gravedad necesita 8.4 veces el tiempo que el necesitado por el tratamiento electrostático para llevar un crudo a las mismas condiciones de BSW, a partir de esta relación se hará la simulación de un tratador electrostático suponiendo un tiempo de residencia de 8.4 veces más que el de un tanque de lavado para los mismos datos de entrada, la parte de calentamiento del tratador termo electrostático se simulara como un tratador térmico convencional teniendo en cuenta las temperaturas promedio en un tratador termo electrostático

---

<sup>61</sup> MARFIS, Shirley. *Estabilidad de emulsiones relaciona con el proceso de deshidratación de crudos.* Universidad de los Andes

mostradas en la *tabla 18*, así se tendrá una estimación aproximada de las eficiencias que puede tener un tratador termo electrostático.

Esta aproximación del comportamiento del tratador termo electrostático, muestra los efectos de la temperatura de la zona de calentamiento en la eficiencia de separación.

**2.2.4.1 Temperatura de la zona de calentamiento.** La temperatura a la cual trabaja el tratador termo electrostático es una variable de mucha importancia, ya que este calentamiento tiene dos funciones principales, la primera es separar las gotas de agua de diámetros relativamente grandes y la segunda es disminuir la viscosidad para que la corriente eléctrica en la zona de coalescencia tenga una mayor eficiencia de separación. Para simular esta zona se hizo la aproximación a un tratador térmico, pero sin usar dos cámaras, se supuso en la simulación que el agua tiene un alto contenido de sal (mayor a 10000ppm) ya que HYSYS no modela sales, además hay que tener en cuenta que las temperaturas a las cuales trabaja un tratador termo electrostático son mucho menor a las de un tratador térmico como lo muestra la *tabla 18*.

**Tabla 18.** Temperaturas de operación de tratadores termos electrostáticos dependiendo del tipo de emulsión

Característica de la emulsión	Temperatura (°F)
Emulsión fácil	85-100
Emulsión moderada	100-110
Emulsión fuerte	110-135

**Fuente.** ALABUELA. L<sup>62</sup>

<sup>62</sup> ALABUELA, Luis. *Estudio de la factibilidad de implementar el separador cilíndrico ciclónico gas-líquido (CCG) y deshidratador electrostático en la estación central agro. Universidad central de Ecuador.2008*

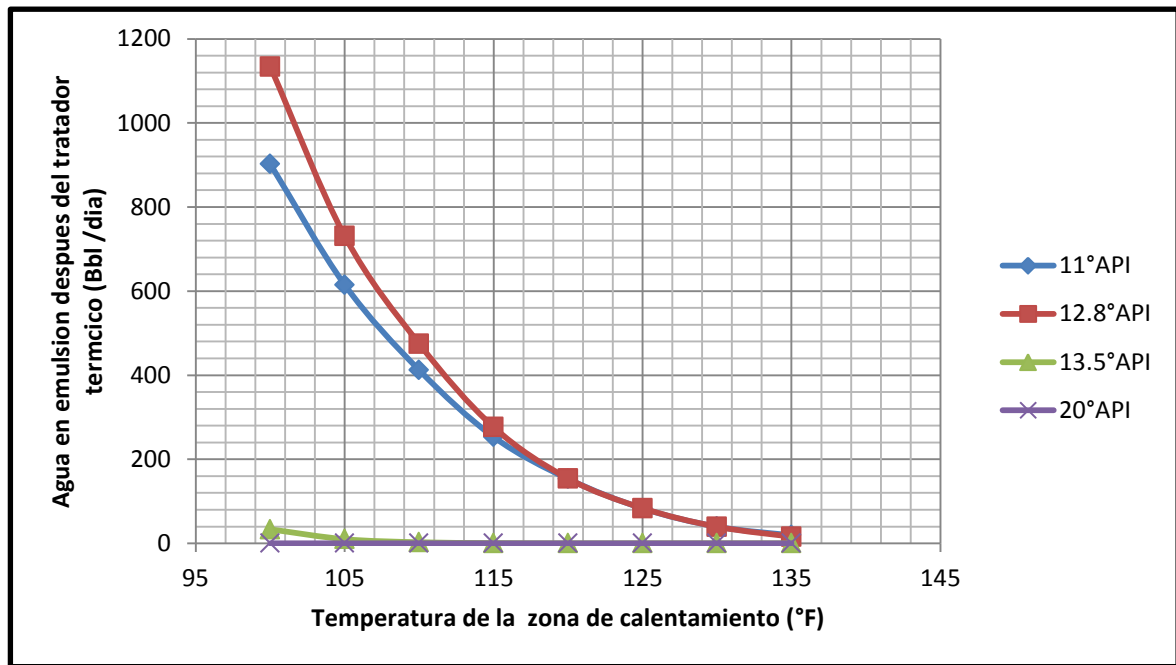
**Tabla 19.** Variables de restricción para el análisis de sensibilidad de la temperatura en el tratador termo electrostático.

Variables	
Temperatura de entrada (°F)	90
Presión de Tratamiento (Psia)	74.7
Caudal crudo entrada (Bbl)	5000
Caudal de agua entrada tratador (Bbl/día)	5000
BSW Entrada	50
Tiempo retención (minutos)	18
Longitud del tratador (ft)	71.68
Diámetro del tratador (ft)	28.67
Viscosidad de crudo a la entrada del tratador (cp.)	6645
Longitud de la zona de calentamiento (ft)	43
Temperatura de tratamiento (°F)	126

**Fuente.** Autores del proyecto.

En la figura 36 se puede observar que para una temperatura relativamente baja de 125 °F comparada con las altas temperaturas que se necesitan en un tratador térmico el tratador termo-electrostático lleva el crudo a un BSW menor que 1%, además se puede apreciar que para crudos con un API mayor como es el caso de castilla (13.5°API) y el crudo de 20°API el tratador termo electrostático cumple las especificaciones sin usar un calentamiento previo.

**Figura 36.** Sensibilidad de la temperatura de la zona de calentamiento de un tratador termo electrostático con su eficiencia de separación.



**Fuente.** Autores del proyecto

**2.2.5 Tratamiento químico.** Las variables involucradas en el rompimiento de emulsiones por medio de desemulsificantes son esencialmente, el tipo de desemulsificante, la concentración de dicho desemulsificante y el lugar de inyección de inyección.

Para determinar el tipo de desemulsificante, se hacen pruebas de compatibilidad, en laboratorio desarrolladas por la empresa encargada de suministrar los químicos al campo estas pruebas son llamadas pruebas de botella, este es un procedimiento en el cual se toman varias muestras de la emulsión en diferentes botellas, agregándole a cada una de ellas una determinada dosis del producto químico. Luego de algunos minutos, se puede observar cual dosis o y qué tipo de desemulsificante permitió obtener la mayor cantidad de agua libre.

Ni el simulador HYSYS, ni los otros simuladores investigados, pueden estudiar los efectos de un desemulsificante en la estabilidad de la emulsión debido principalmente a que la teoría y las metodologías para ello son muy empíricas, no se sabe con certeza como actúa un desemulsificante y las pruebas de botella son solo experimentos de prueba y error, por ello para evaluar los efectos del tratamiento químico en la estabilidad de la emulsión, además de su efecto en los otros equipos de separación como sería el caso de los Gun Barrels o los tratadores térmicos, sería necesario hacer pruebas de campo o de laboratorio, lo que esta fuera del alcance de este proyecto, por ello el tratamiento químico no será evaluado en este libro.

Al hacer el análisis de sensibilidad de todos los métodos de tratamiento de emulsiones se llego a la conclusión que las variables que afectan cada método, y su grado de preponderancia son las siguientes:

**Tabla 20.** Variables que afectan la eficiencia de separación de los equipos convencionales de tratamiento de emulsiones en crudos pesados.

Equipo	Variable	Efectos	Grado de importancia
<b>Tanque de lavado</b>	Tiempo de residencia	si	1
	Volumen del tanque de lavado	si	4
	Altura del colchón del liquido	si	3
	Temperatura de tratamiento	no	7
	Tipo de crudo	si	2
	Caudal de emulsión que ingresa al equipo	no	5
	Altura del nivel de emulsión en el tanque de lavado	si	6
<b>Tratador térmico</b>	Tiempo de residencia	no	6
	Volumen del tratador	si	4
	Temperatura de tratamiento	si	1
	Longitud de la zona de calentamiento	si	5
	Caudal de emulsión que ingresa al equipo	no	3
<b>Tratador termo electrostático</b>	Tipo de crudo	si	2
	Voltaje para generar el campo eléctrico	no	1
	Temperatura de tratamiento	si	2
	Longitud de la zona de calentamiento	si	8

	Volumen del tratador	no	6
	Tipo de corriente (AC o CC)	no	7
	Tipo de crudo	si	4
	Caudal de emulsión que ingresa al equipo	no	5
	Salinidad del agua	no	3
<b>Tratamiento químico</b>	Tipo de desemulsificante	no	1
	Tipo de crudo	no	2
	Concentración del desemulsificante	no	3
	Propiedades del agua	no	4

**Fuente.** Autores del proyecto.

## 2.3 ESCENARIOS DE ESTUDIO

Ya se determinaron las variables que afectan la eficiencia de deshidratación de los tratadores convencionales de emulsiones, además se cuantificaron estos efectos, ahora es necesario definir los escenarios que se van a estudiar para hacer el análisis de sensibilidad de los diferentes arreglos de sistemas de deshidratación en crudos pesados, para ello debemos determinar las variables de restricción, las variables dependientes y las variables independientes, luego de ello desarrollar una metodología para el diseño de los diferentes escenarios de estudio.

### 2.3.1 Variables de restricción.

Para desarrollar la sensibilidad de los diferentes trenes de tratamiento de emulsiones se necesita dejar ciertas variables de bloqueo o restricción que según los alcances del proyecto o su impacto en la eficiencia de deshidratación, investigados en las secciones anteriores no son relevantes para colocarlas como variables independientes.

En la *tabla 21* se exponen las variables de bloqueo para esta investigación con los valores que producen una mayor eficiencia de separación según el análisis de la sección 2.2

**Tabla 21.** Variables de restricción para la simulación de los escenarios de tratamiento de emulsiones en crudos pesados

Variable de restricción	Valor
Caudal de crudo a la entrada del sistema de tratamiento (Bbl)	5000
Temperatura de la emulsión a la entrada del sistema de tratamiento (°F)	90
Presión de entrada (Psia)	74.7
Volumen del Gun Barrel (Bbl)	10000
Altura del colchón de agua (ft)	7
Altura del nivel de fluido en el Gun Barrel (ft)	15
Tiempo de residencia en el tratador térmico (minutos )	15
Eficiencia de separación de la zona de coalescencia del tratado termo electrostático	8.4 veces la eficiencia de un Gun Barrel
Porcentaje de agua emulsionada den el crudo (%)	ver grafica <sup>63</sup>

**Fuente.** Autores del proyecto.

### 2.3.2 Variables independientes.

Estas son las variables a las cuales se les va a hacer el análisis de sensibilidad, según el estudio y el análisis llevado a cabo en la sección 2.2 las variables que más influyen el tratamiento de deshidratación en crudos pesados son las siguientes, además del rango en el cual se va a hacer su sensibilidad.

---

<sup>63</sup> Figura 25

**Tabla 22.** Variables independientes para la simulación de los escenarios de tratamiento de emulsiones en crudos pesados

Variables independientes	Rango
<b>BSW a la entrada del tratamiento (%)</b>	10 – 90 %
<b>Tipo de crudo (°API)</b>	11°API-2.8°API- 3.5°API-20°API
<b>Tiempo de residencia en el Gun Barrel (horas)</b>	4 – 36
<b>Temperatura en el tratador térmico (°F)</b>	110 – 290
<b>Volumen del tratador térmico (ft3)</b>	Determinado por HYSYS
<b>Longitud de la zona de calentamiento en el tratador térmicos (ft)</b>	El 60% de la longitud total del tratador
<b>Temperatura de la zona de calentamiento del tratador termo electrostático (°F)</b>	110-140
<b>Longitud de la zona de calentamiento del tratador termo electrostático (ft)</b>	El 60% de la longitud total del tratador
<b>Volumen del tratador termo electrostático (ft3)</b>	Determinado por HYSYS

**Fuente.** Autores del proyecto

### 2.3.3 Variable dependiente.

También llamadas variables de respuesta, para nuestro caso la variable que se va a ser estudiada y a la cual se le va a hacer el análisis de sensibilidad, es el BSW del crudo en el tanque listo para transportar en oleoducto.

**Tabla 23 .**Variable dependiente para la simulación de los escenarios de tratamiento de emulsiones en crudos pesados.

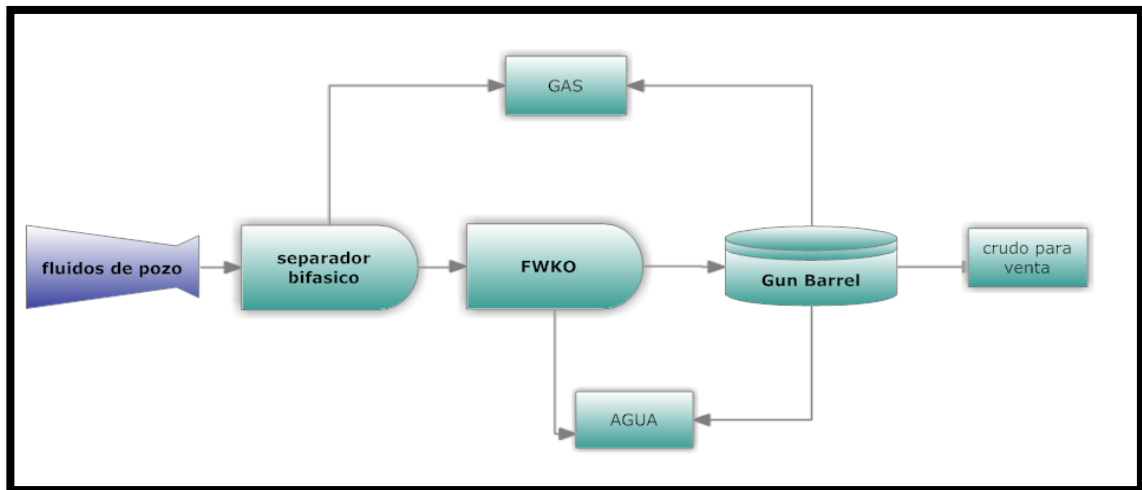
Variable	Medida	Posibilidad
<b>BSW del crudo para venta</b>	Cuantitativo	Medible

**Fuente.** Autores del proyecto.

### 2.3.4 Configuraciones de trenes de deshidratación a estudiar.

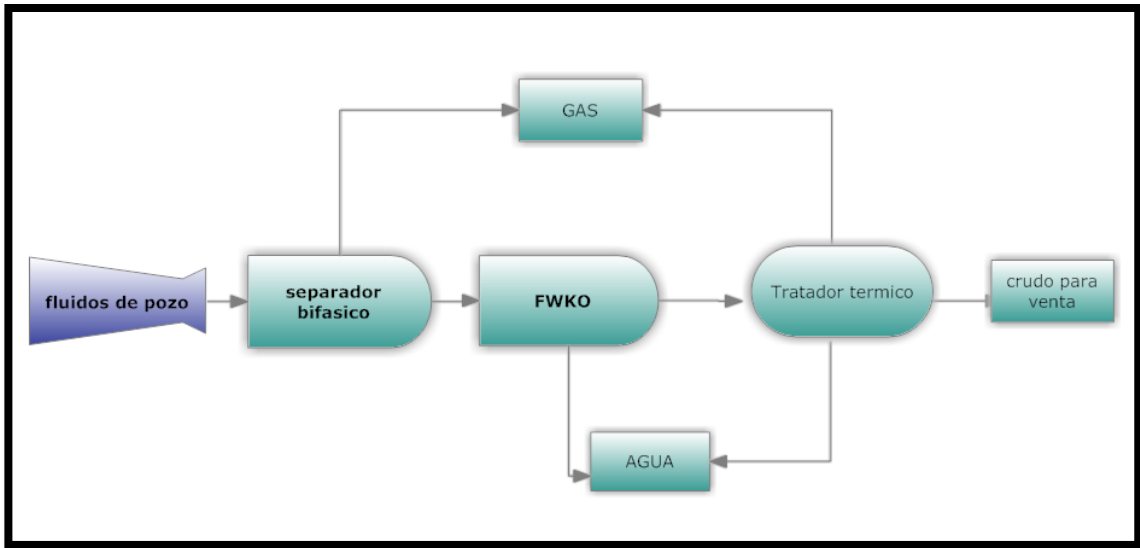
El ordenamiento de los equipos de tratamiento de emulsiones en campos de crudos pesados y en general en cualquier campo de hidrocarburos, no tiene ninguna norma específica, aunque por lo general se usa primero los equipos que trabajan por gravedad (Gun Barrel) y luego los tratadores, ya sea térmico, electrostático o termo electrostático, esto se da porque los tanques de lavado (Gun Barrel) son mucho más económicos que los tratadores y porque no es rentable calentar una mayor cantidad de agua en el los tratadores. Las configuraciones propuestas se muestran en las Figuras 37-40

**Figura 37.** Configuración 1, separador bifásico-FWKO-Gun Barrel



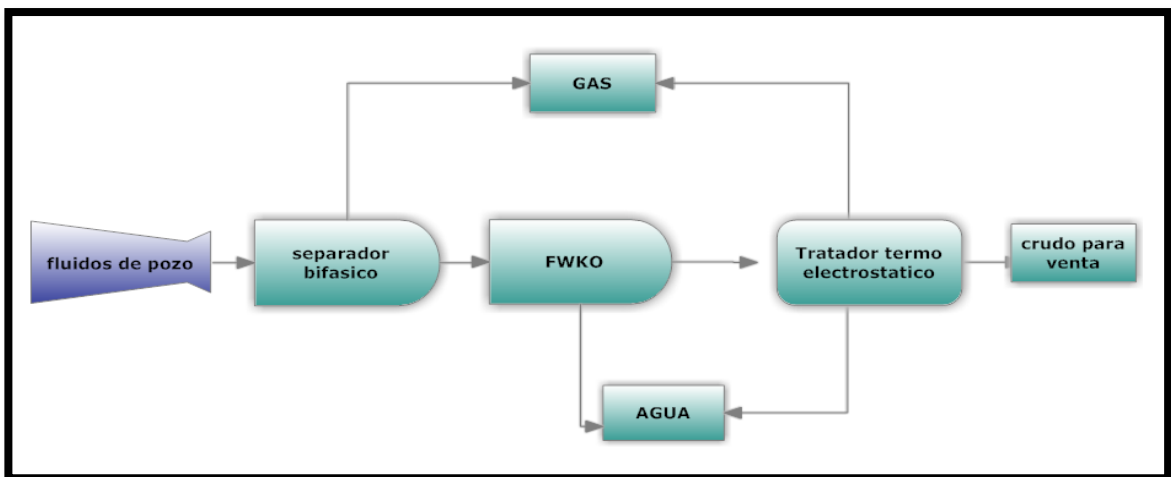
**Fuente.** Autores del proyecto

**Figura 38.** Configuración 2, Separador bifásico-FWKO-tratador térmico



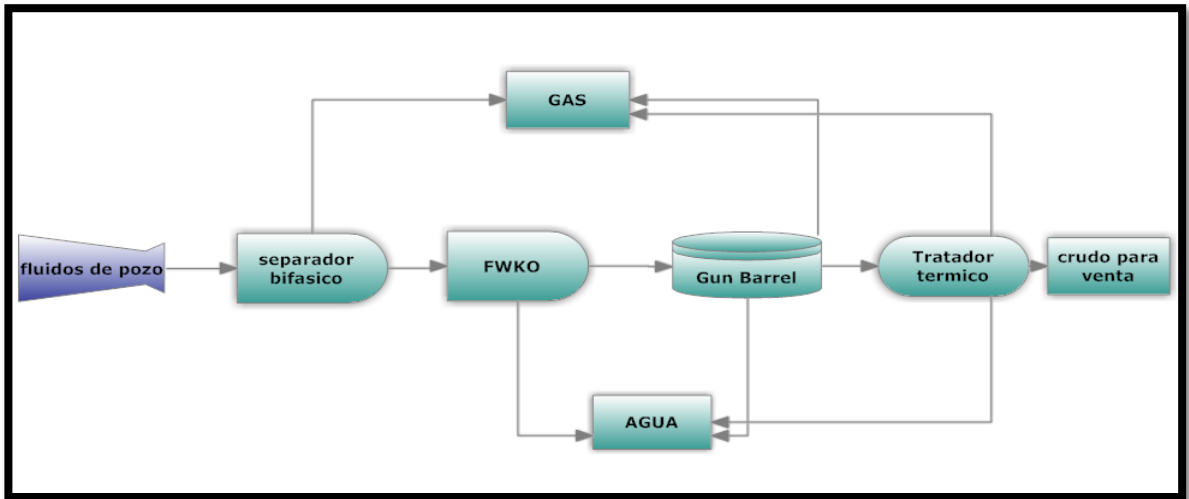
**Fuente.** Autores del proyecto

**Figura 39.** Configuración 3, separador bifásico-FWKO-tratador termo electrostático



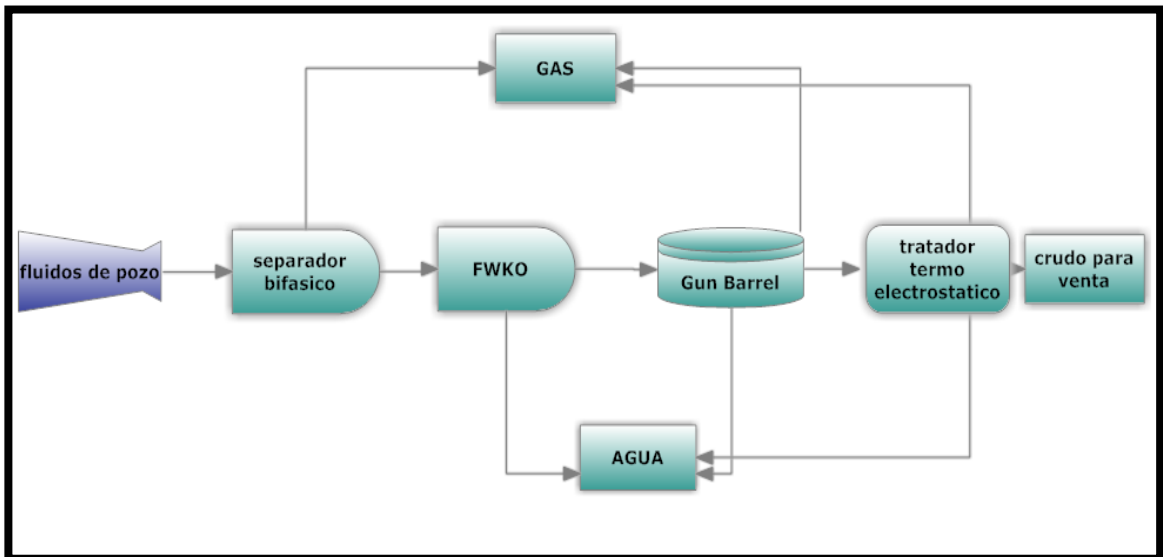
**Fuente.** Autores del proyecto

**Figura 40.** Configuración 4, separador bifásico-FWKO-Gun Barrel-Tratador térmico



**Fuente.** Autores del proyecto

**Figura 40.** Configuración 5, separador bifásico-FWKO-Gun Barrel-tratador termo electrostático



**Fuente.** Autores del proyecto

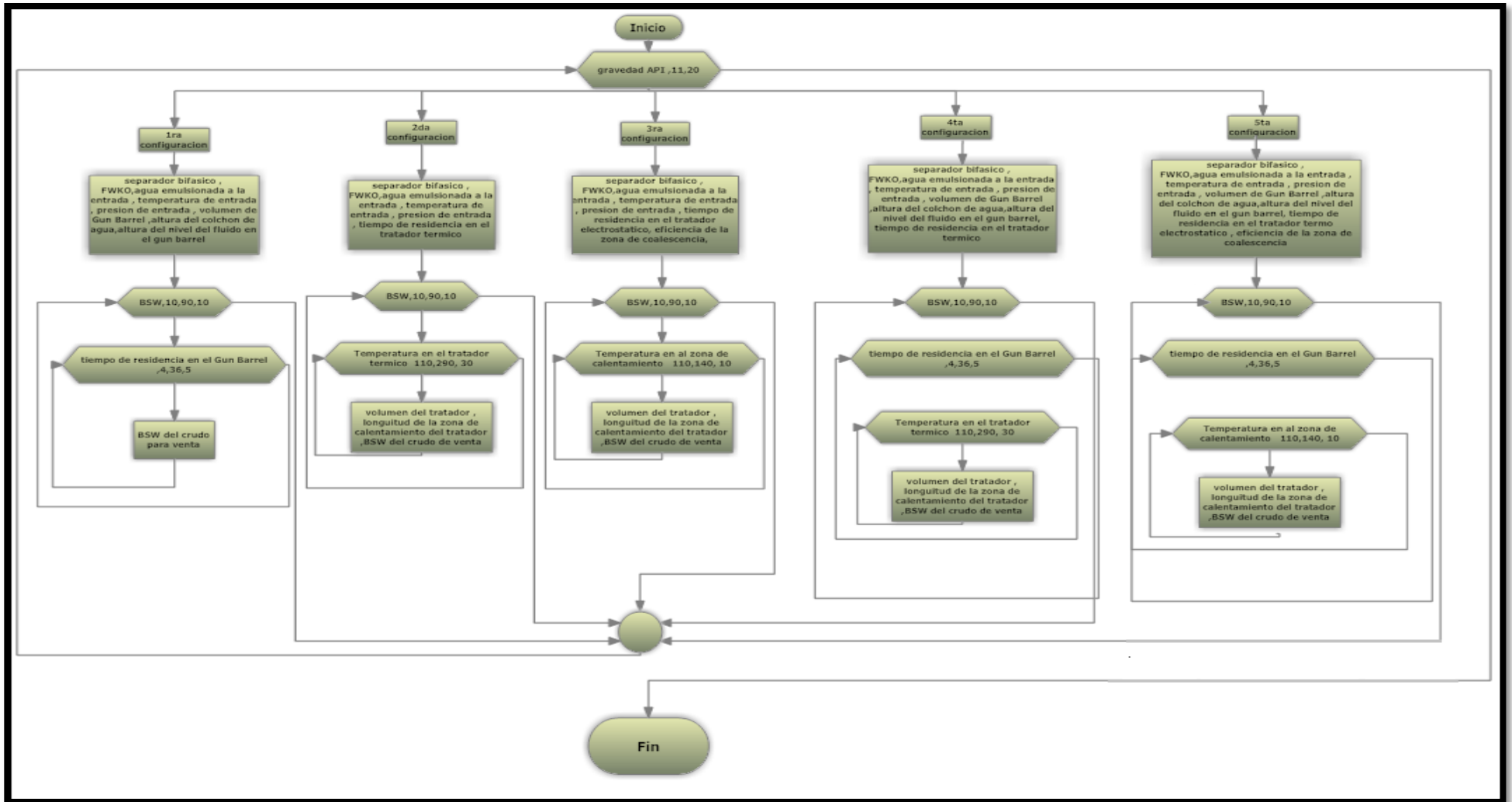
## 2.4 METODOLOGIA DE ANÁLISIS

Para hacer un óptimo análisis de sensibilidad de las variables a estudiar en las cinco configuraciones de deshidratación que se evaluaron se siguió la metodología que se observa en la *figura 50*, desarrollando así un cuasi experimento, a partir de esta metodología se desarrolló aproximadamente 1300 escenarios de estudio.

Los resultados de los escenarios se tabularon y luego se hicieron las graficas de sensibilización de las variables independientes (tiempo de retención en el Gun Barrel, temperatura del tratador térmico, temperatura en la zona de coalescencia del tratador termo electrostático el BSW del crudo a la entrada de las facilidades de deshidratación y la °API del crudo) con la variable dependiente que en nuestro caso es el BSW del crudo de venta.

Con las graficas desarrolladas se hizo el análisis teórico de los resultados y se planteó la mejor configuración para los escenarios que comúnmente se ven en los campos de crudo pesado en Colombia.

Figura 42. Metodología de análisis para la sensibilización de los métodos de deshidratación en crudos pesados.



Fuente .Autores del proyecto

### 3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Las 5 configuraciones evaluadas en HYSYS, mas las respectivas tablas de resultados se encuentran en los anexos B y C ya que son significativamente extensas. En este capítulo solo se mostrarán las graficas desarrolladas a partir de los principales resultados de las simulaciones,

#### 3.1 CONFIGURACIÓN UNO (SEPARADOR BIFÁSICO-FWKO GUN BARREL)

La configuración numero uno tiene un separador bifásico encargado se remover el gas de la corriente de líquidos, luego el fluido entra a un FWKO para separar la mayor cantidad de agua libre, en este paso se introduce el valor máximo de agua que puede emulsionarse en el crudo<sup>64</sup>, a partir de ese momento la emulsión entra al tanque de lavado (Gun Barrel) donde se separa el agua emulsionada por los efectos de la gravedad.

Las variables independientes que afectan el BSW final del crudo en esta configuración son: la gravedad API del crudo, el tiempo de residencia en el Tanque de lavado y el BSW de entrada a las facilidades.

##### a) Gravedad API del crudo

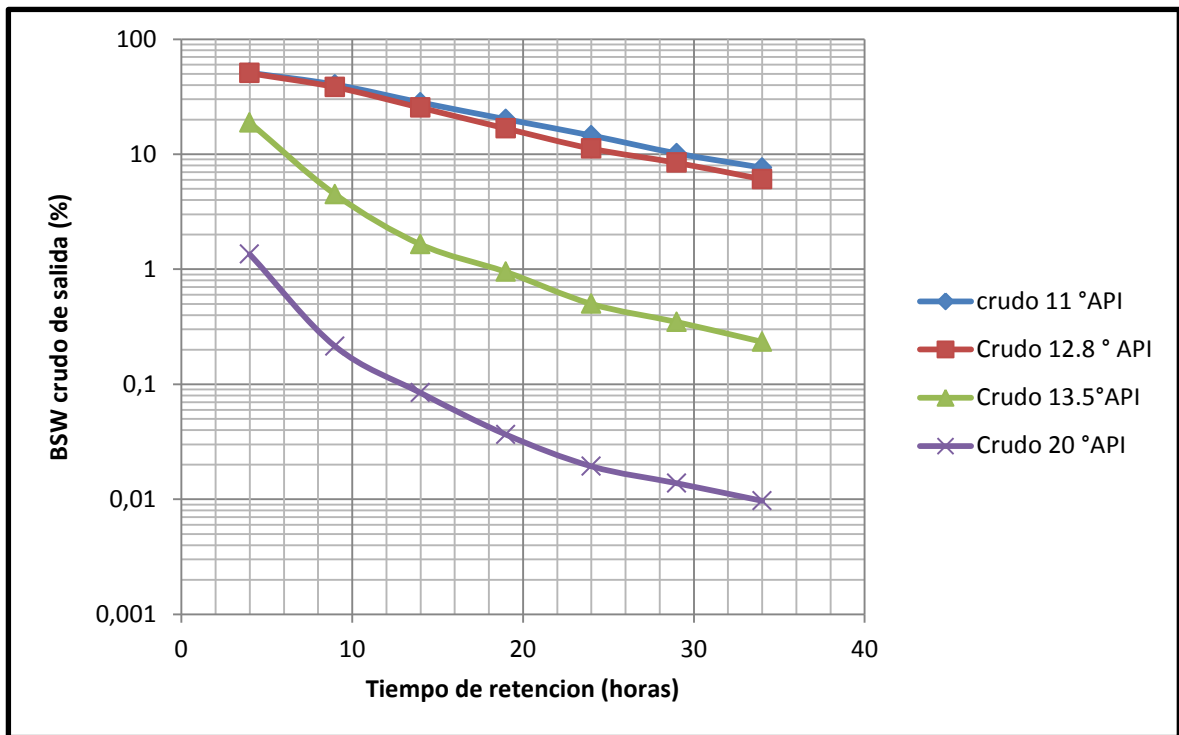
Esta variable tuvo una gran importancia en la eficiencia de la configuración número uno, se observó que las características físicas y químicas del crudo afectan la estabilidad de la emulsión, las variables del crudo que más intervienen en esta estabilidad, son la densidad del crudo y la viscosidad, al incrementar la viscosidad el crudo tendrá mayor densidad y por consiguiente una menor velocidad se asentamiento, por esta razón los crudos de 11 °API y 12.8 °API tuvieron un BSW a la salida de las facilidades de la configuración 1 mucho mayor

---

<sup>64</sup> Ver. Figura 25

que el valor que generalmente se toma como valor máximo de BSW que puede tener un crudo para la venta (este valor es un BSW de 1%), estos resultados se pueden apreciar en la siguiente grafica .

**Figura 43** Efecto de la °API de crudo en la eficiencia de separación de la configuración 1.



**Fuente.** Autores del proyecto

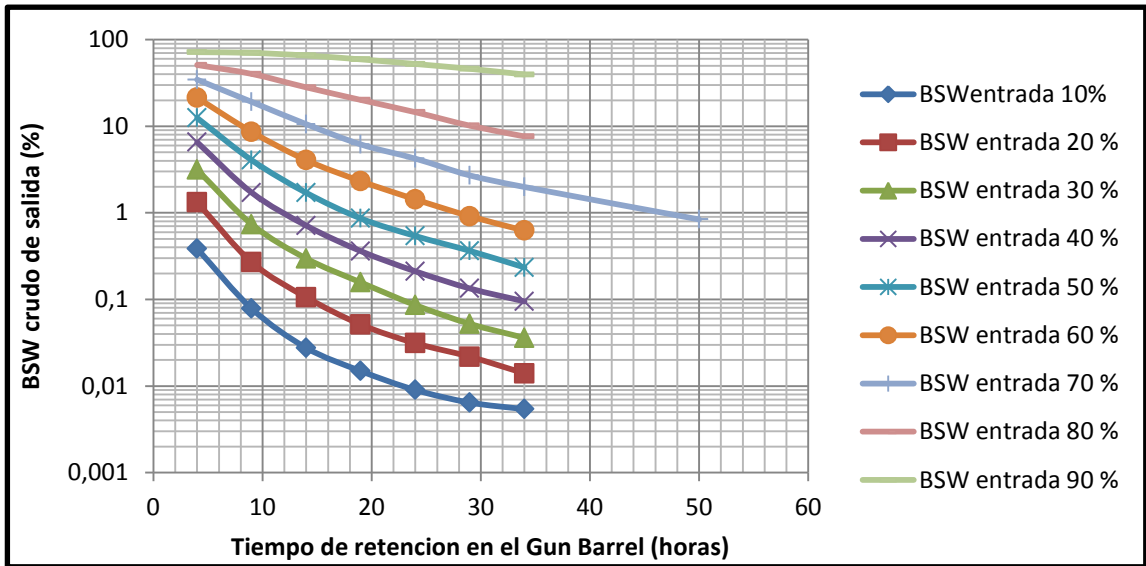
La figura anterior se realizo para un BSW de entrada de 80 %<sup>65</sup>, este es un valor promedio de los cortes de agua de los campos de crudos pesados en Colombia.

### **b) Tiempo de residencia en el tanque de lavado y BSW de entrada**

El análisis de sensibilidad de estas dos variables se hizo para los cuatro tipos de crudo que estamos estudiando en este proyecto, los resultados están plasmados en las cuatro siguientes graficas.

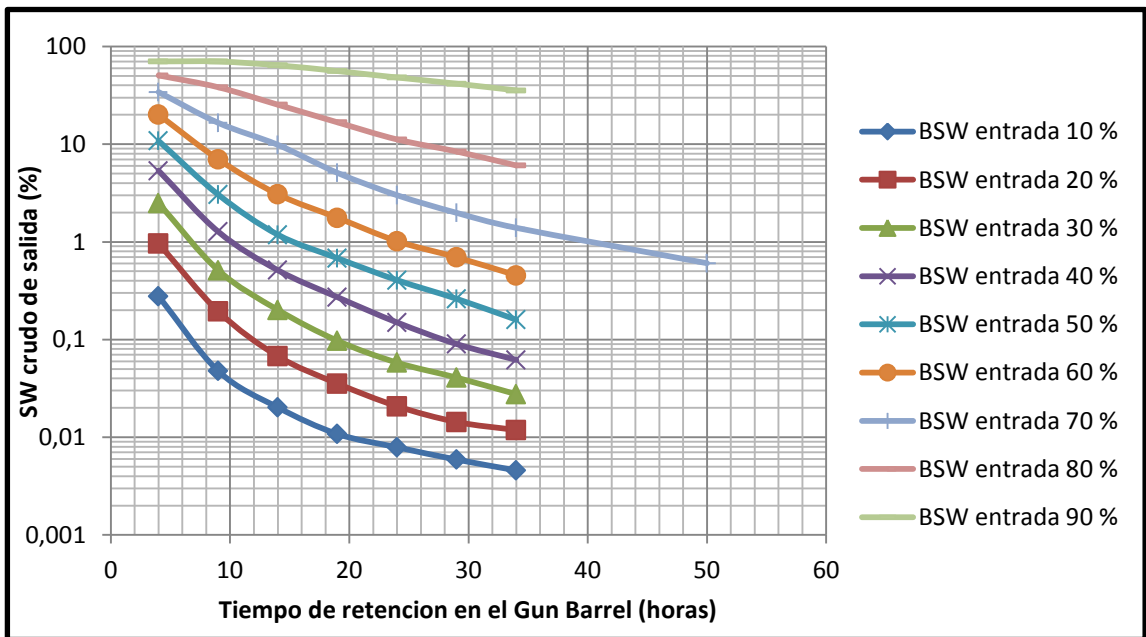
<sup>65</sup> Ver anexo C

**Figura 44** .Efecto del BSW de entrada y el tiempo de retención en el tanque de lavado para el crudo de 11°API en la configuración 1



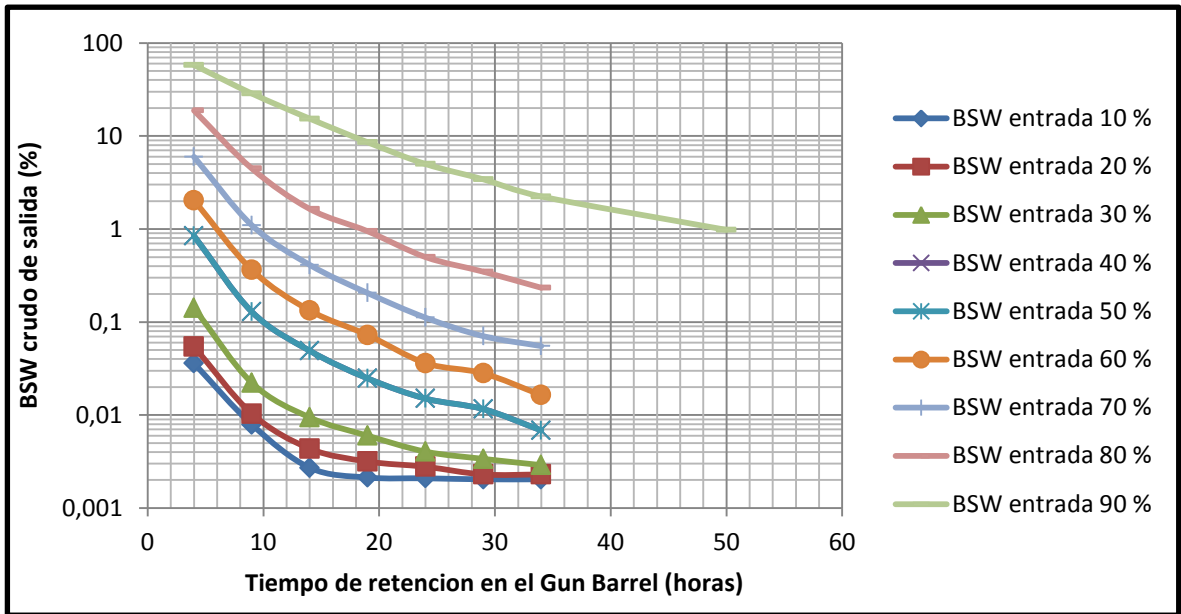
Fuente .Autores del proyecto.

**Figura 45** .Efecto del BSW de entrada y el tiempo de retención en el tanque de lavado para el crudo de 12.8°API en la configuración 1



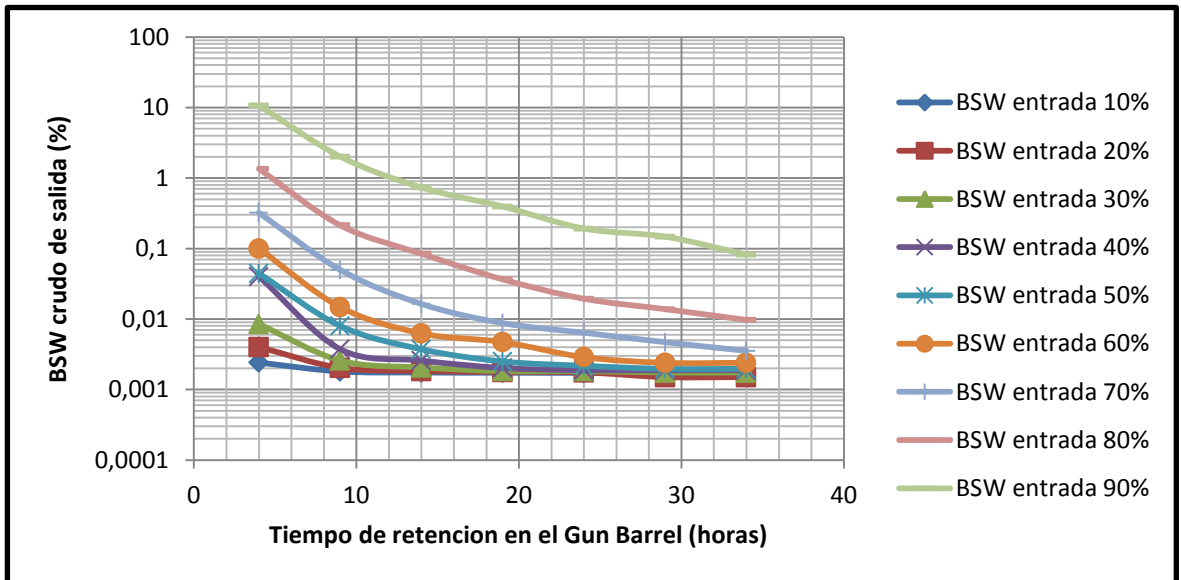
Fuente .Autores del proyecto

**Figura 46.** Análisis del efecto del BSW de entrada y el tiempo de retención en el tanque de lavado para el crudo de 13.5°API en la configuración 1



Fuente. Autores del proyecto

**Figura 47.** Efecto del BSW de entrada y el tiempo de retención en el tanque de lavado para el crudo de 20°API en la configuración 1



Fuente .Autores del proyecto

La configuración numero 1 tiene una eficiencia mucho más alta a medida que los crudos se vuelven menos pesados ( aumento del °API), en el crudo de 20°API todas las mezclas de entrada desde un BSW de 10% hasta un BSW de 90% cumplieron con la disminución del contenido de agua emulsionada hasta el valor de 1% en las 34 horas que puede durar el crudo en un tanque de lavado, mientras que para crudos cada vez más pesados (crudo 11 °API y 12.8°API), la configuración 1 no es capaz de llevar mezclas con BSW altos a las condiciones estipuladas de salida, se necesitan tiempos de residencia sumamente altos mayores a 50 horas para poder desemulsificar el crudo al valor deseado, esto resulta sumamente costo para las empresas operadoras ya que sería necesario usar tanques de lavado extremadamente grandes o caudales de emulsión muy bajos, a partir de esto se deduce que la configuración 1 no es eficiente para crudos con gravedades menores a 13.5 °API y a altos cortes de agua de entrada .

### **3.2 CONFIGURACIÓN DOS (SEPARADOR BIFASICO-FWKO-TRATADOR TERMICO)**

Al igual que en la configuración 1, la configuración 2 tiene un separador bifásico y un FWKO, la diferencia radica en el tratador térmico que sustituye al tanque de lavado, además el volumen del tratador térmico tiene que ser modificado para mantener un tiempo de retención en el tratador de 15 minutos que es un valor promedio estipulado en literatura,<sup>66</sup> a partir de esto se hizo el análisis de sensibilidad de las variables que afectan la eficiencia de la configuración dos estas son: gravedad API de crudo, BSW de la mezcla de entrada y temperatura del tratador térmico .

#### **a) Gravedad API del crudo**

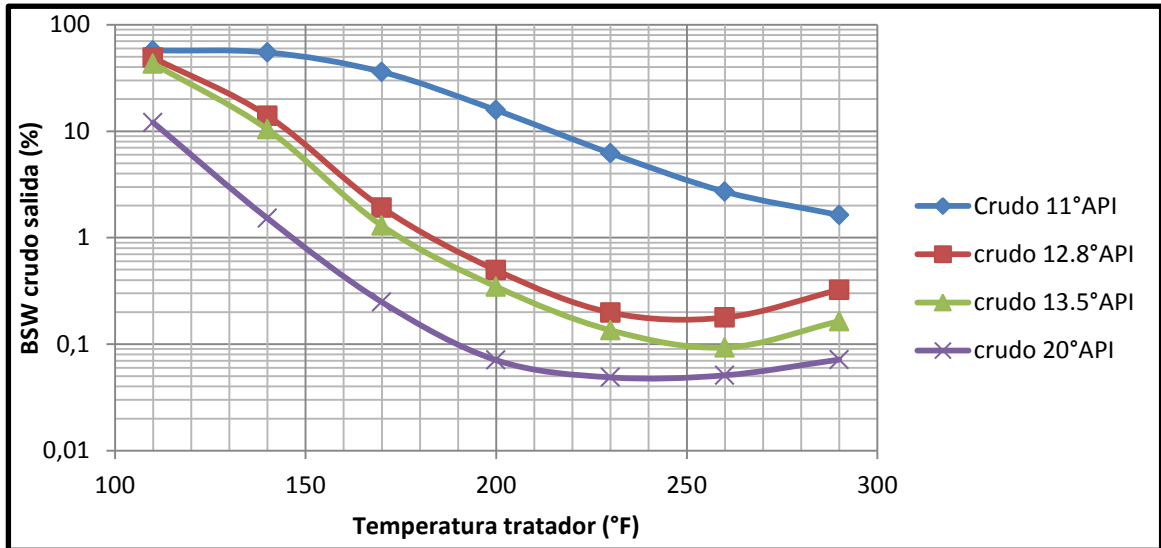
Para ver el comportamiento de la configuración 2 en todo el espectro de gravedades API de los crudos pesados, se hizo el análisis de sensibilidad para

---

<sup>66</sup> STEWART.Maurice.Emulsions and oil treating equipment. Gulf Equipment Guides.2009

una mezcla de entrada de un BSW de 80 %, los resultados se pueden observar en la siguiente grafica.

**Figura 48.** Efecto del °API de crudo en la eficiencia de separación de la configuración 2.

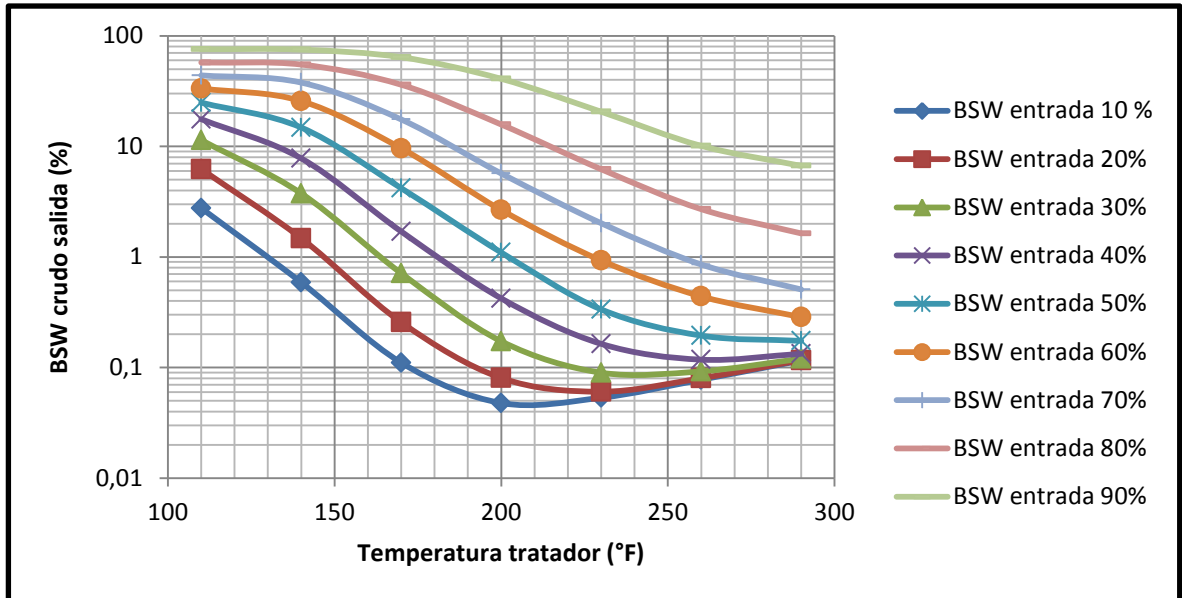


**Fuente.** Autores del proyecto

Claramente la viscosidad de los crudos pesados es sumamente sensibles a los cambios de temperatura, esto ayuda a aumentar la velocidad de asentamiento de las gotas de agua debido a la disminución de la viscosidad, sin embargo en las simulaciones realizadas se observó un efecto contrario, a partir de los 230 °F, el BSW del crudo de salida presentó un incremento y no siguió la tendencia típica de disminución del agua emulsionada. En la bibliografía consultada no se habla de este efecto, sin embargo este se presenta porque a los 212 °F el agua libre comienza a evaporarse, y burbujas de agua suben y empiezan a mezclarse con el crudo otra vez, volviéndose a emulsionar.

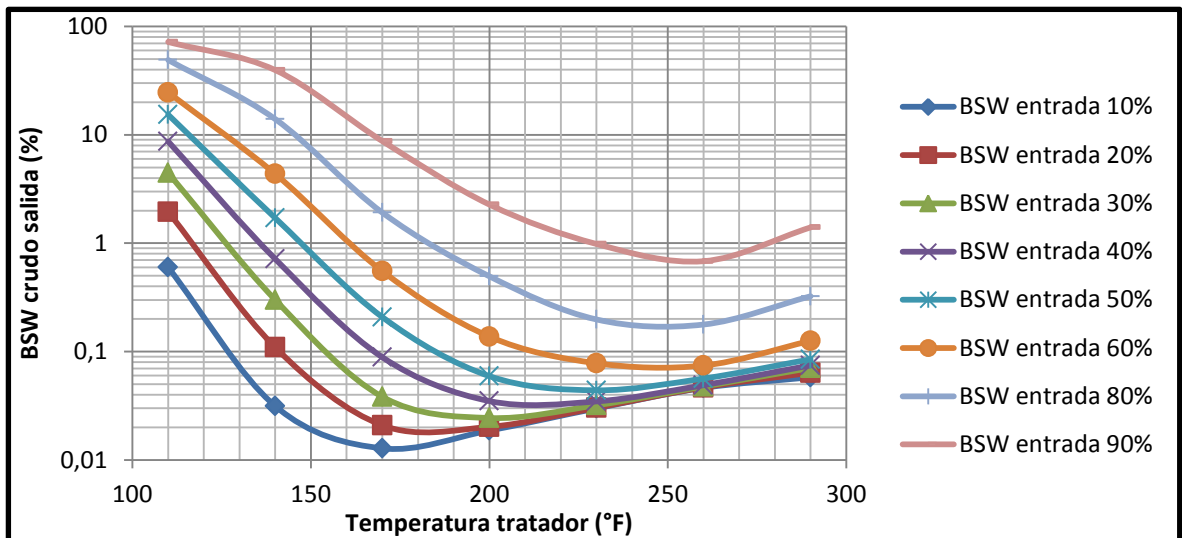
b) **BSW de la mezcla de entrada y temperatura del tratador térmico**

**Figura 49.** Efecto de la temperatura de tratamiento y del BSW de entrada en la eficiencia de la configuración 2, para un crudo de 11°API



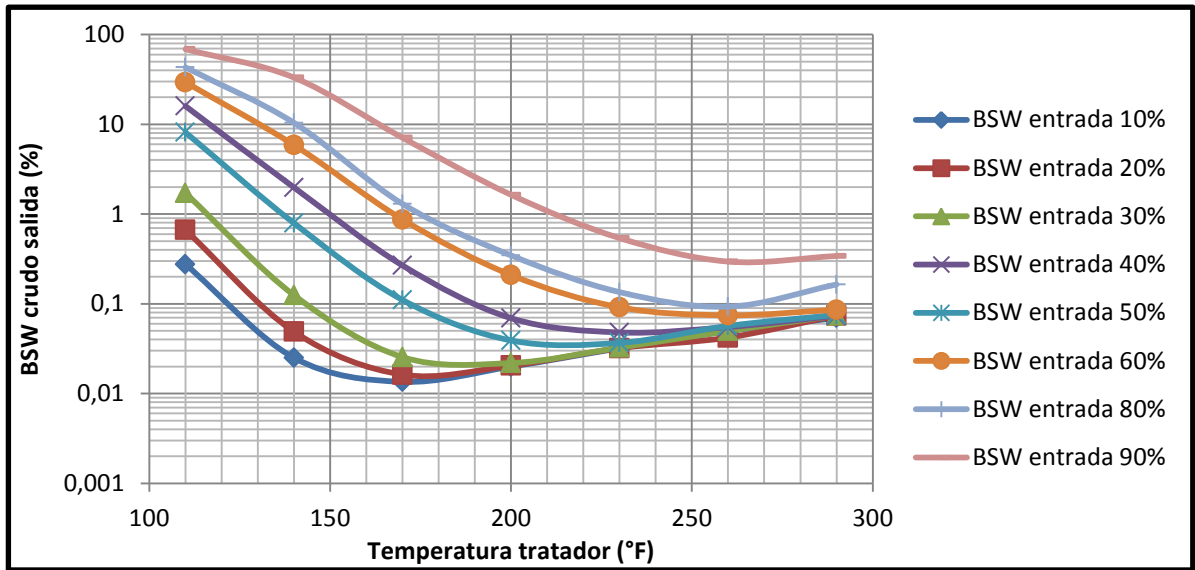
Fuente. Autores del proyecto.

**Figura 50.** Efecto de la temperatura de tratamiento y del BSW de entrada en la eficiencia de la configuración 2, para un crudo de 12.8 °API.



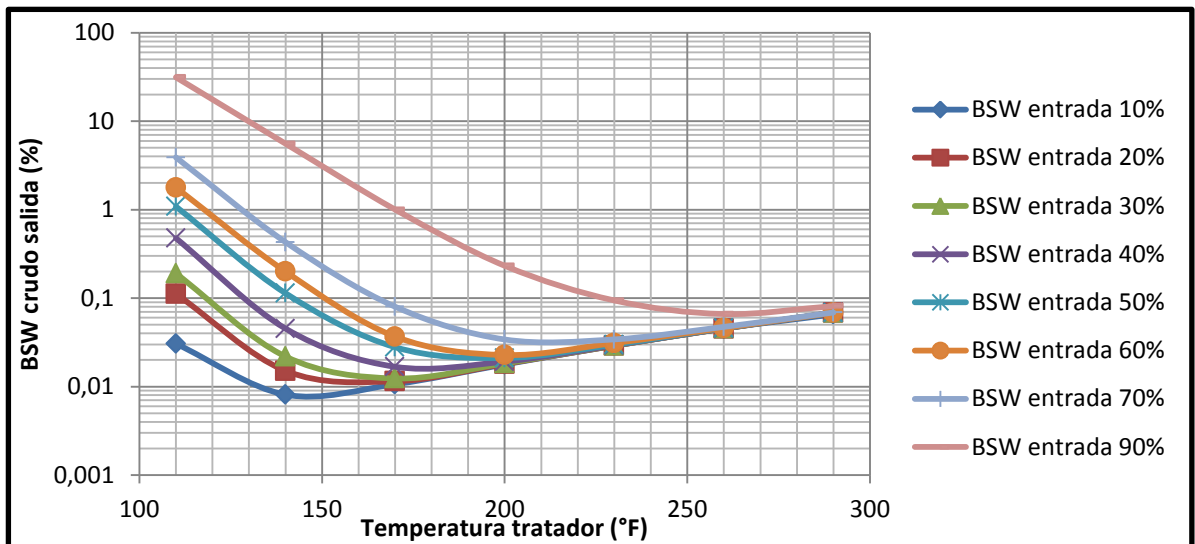
Fuente .Autores del proyecto.

**Figura 51.** Efecto de la temperatura de tratamiento y del BSW de entrada en la eficiencia de la configuración 2, para un crudo de 13.5 °API.



Fuente .Autores del proyecto

**Figura 52.** Efecto de la temperatura de tratamiento y del BSW de entrada en la eficiencia de la configuración 2, para un crudo de 20 °API.



Fuente. Autores del proyecto

La configuración 2 como se observó en las cuatro anteriores graficas logró llevar los diferentes crudos a las condiciones deseadas de BSW a excepción de las mezclas con cortes de agua de 80 y 90% en el crudo de 11°API, además se observa el fuerte efecto que tiene la temperatura en la deshidratación de los crudos pesados logrando producir BSW muy bajos sin importar la gravedad API del crudo, sin embargo se debe prestar especial interés al incremento del BSW a temperaturas elevadas debido a la re-evaporación del agua libre que se encuentra en el tratador.

### **3.3 CONFIGURACIÓN TRES (SEPARADOR BIFASICO-FWKO-TRATADOR TERMO-ELECTROSTATICO)**

Para simular el tratador termo electrostático se usaron dos separadores de tres fases conectados en serie, primero se determino la longitud total y el diámetro del tratador para un tiempo de residencia de 15 minutos para cada mezcla de entrada, luego el 60 % de la longitud total se colocó en el primer separador que simularía la zona de calentamiento, esta se simuló normalmente con un tratador térmico, el otro 40% se colocó en la longitud del otro separador trifásico, y el factor de tiempo se modificó por un tiempo de retención de 15 minutos que es un tiempo de retención promedio en un tratador termo electrostático<sup>67</sup> multiplicado por 8.4<sup>68</sup> que es el factor para simular el campo eléctrico a partir de la separación por gravedad.

Aunque el tratador termo electrostático tiene un gran número de variables que afectan su eficiencia mencionadas en el capítulo anterior, en esta configuración y como el tratador termo electrostático que simulamos es solo una aproximación, solo se pueden hacer un análisis cuantitativo a las variables, BSW de la mezcla de entrada, °API del crudo y temperatura de la zona de calentamiento.

---

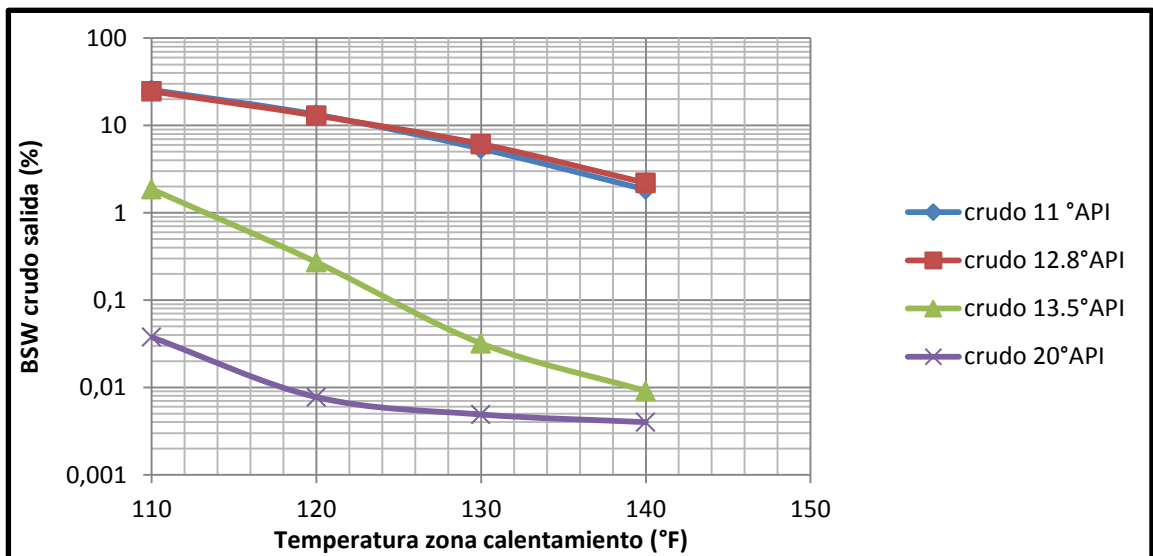
<sup>67</sup> LUIS, A.LARA.P. *Estudio de la factibilidad de implementar el separador cilindro ciclónico y deshidratador electrostático en la estación central Lago Agrio. Universidad Central del Ecuador. 2008*

<sup>68</sup> MARFIS, Shirley. *Estabilidad de emulsiones relaciona con el proceso de deshidratación de crudos. Universidad de los Andes*

### a) Gravedad API del crudo

Para determinar de forma cuantitativa el efecto de la gravedad API en la eficiencia de la configuración tres se hizo la siguiente grafica a partir de los datos obtenidos para un BSW de entrada de 80%, de los datos del anexo C.

**Figura 53.** Efecto de la °API del crudo en la eficiencia de separación de la configuración 3.



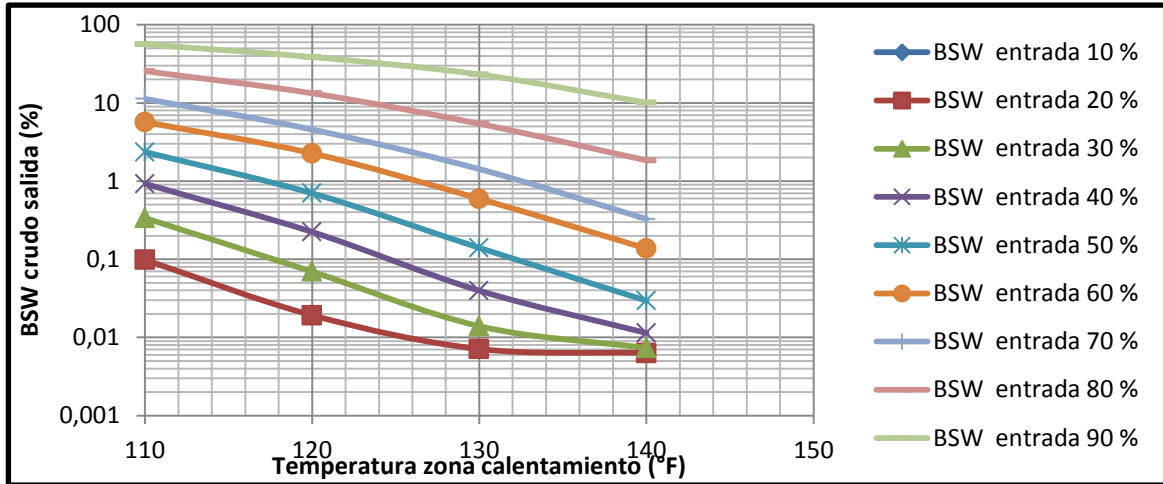
**Fuente.** Autores del proyecto.

Como en las configuraciones 1 y 2 la gravedad API cumple un papel importante en la eficiencia de separación, sin embargo la eficiencia del tratador termo electrostático es mucho más grande que en un tratador térmico, ya que logró llevar la mayoría de los crudos a un BSW menor de 1% con solo un incremento en la temperatura a 140 °F, cabe mencionar en este punto que un tratador electrostático no funciona para crudos muy pesados que tengan viscosidades muy grandes, como fue el caso de los crudos de 11°API y de 12.8°API donde se presentaron BSW mucho más altos, del orden de 4%

b) **BSW de la mezcla de entrada y temperatura del tratador térmico.**

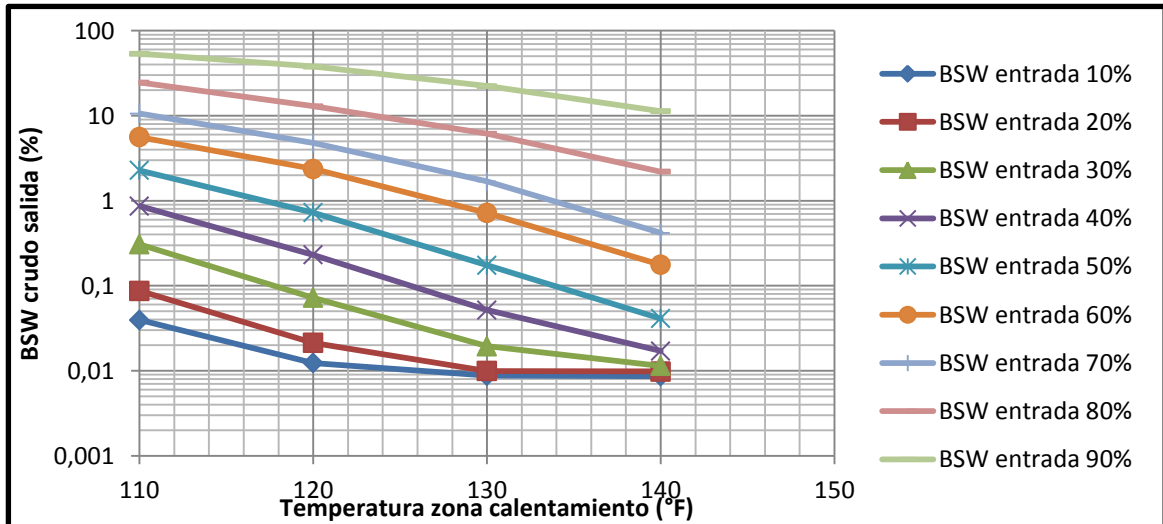
A continuación se muestran los análisis del efecto de la temperatura de la zona de coalescencia en la eficiencia de la configuración 3.

**Figura 54.** Efecto de la temperatura de la zona de calentamiento y del BSW de entrada en la eficiencia de la configuración 3, para un crudo de 11 °API.



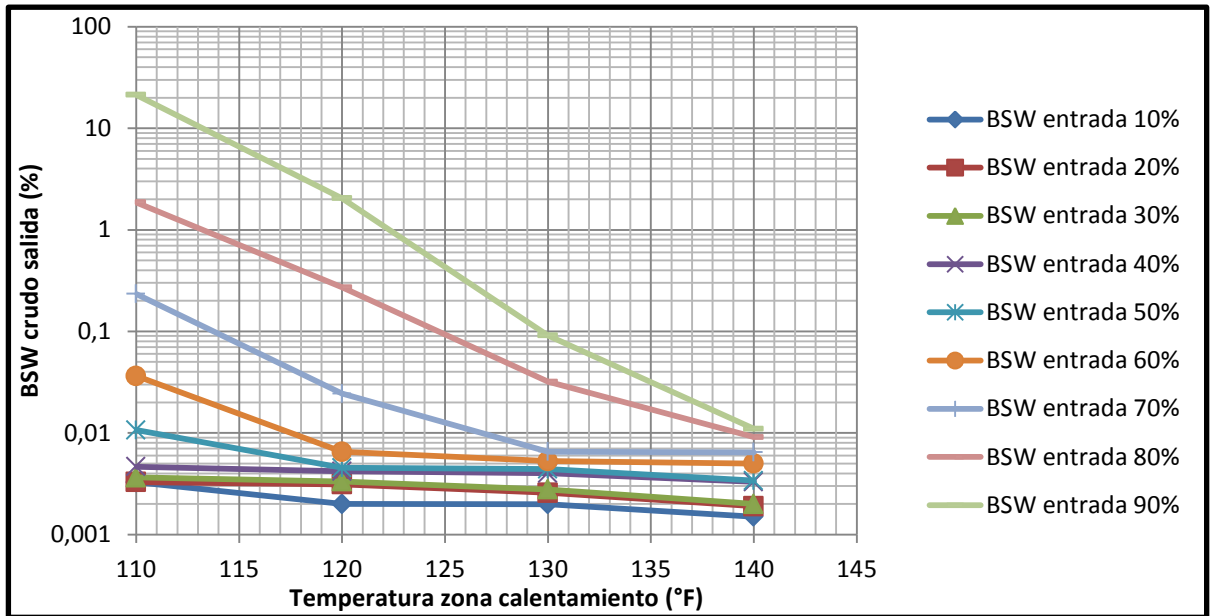
Fuente. Autores del proyecto.

**Figura 55.** Efecto de la temperatura de la zona de calentamiento y del BSW de entrada en la eficiencia de la configuración 3, para un crudo de 12.8 °API.



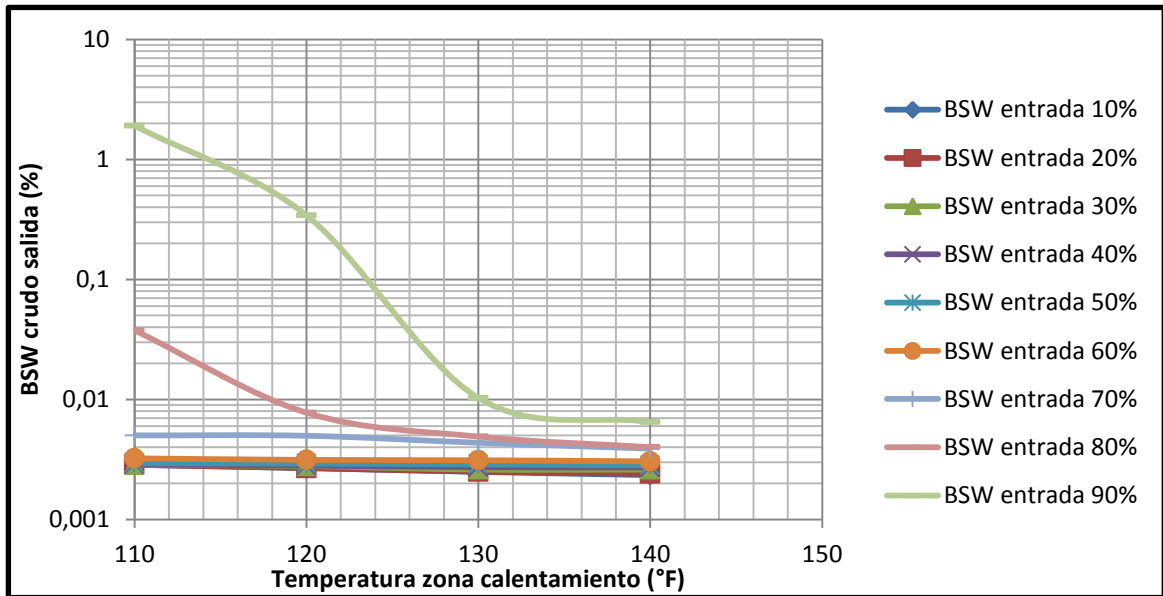
Fuente .Autores del proyecto

**Figura 56.** Efecto de la temperatura de la zona de calentamiento y del BSW de entrada en la eficiencia de la configuración 3, para un crudo de 13.5 °API.



Fuente. Autores del proyecto

**Figura 57.** Efecto de la temperatura de la zona de calentamiento y del BSW de entrada en la eficiencia de la configuración 3, para un crudo de 20 °API.

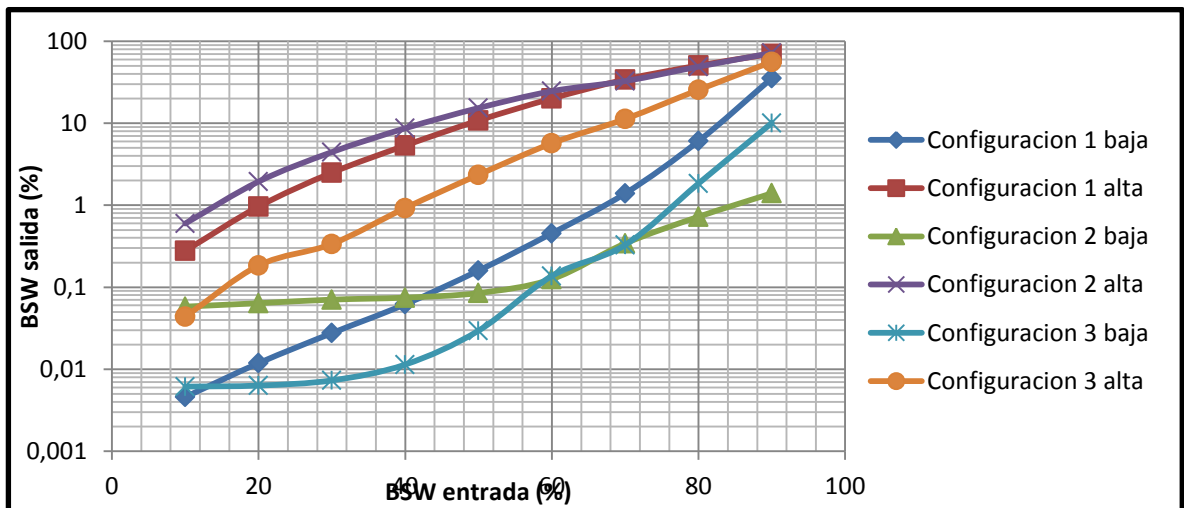


Fuente. Autores del proyecto.

La configuración 3 logró llevar todos los crudos a condiciones de BSW de 0.5% en promedio, esto muestra la gran eficiencia que tiene el tratador termo electrostático. En las graficas 54,55,56 y 57 se muestra, que a temperatura de 140°F la configuración 3 lleva todos los crudos de estudio a condiciones mínimas de BSW, aproximadamente de 0.01%; después del tratador termo electrostático, solo quedan en el crudo las gotas más pequeñas de 254 micrómetros según la información suministrada por el simulador, además se ve que esta configuración tiene una mayor eficiencia a medida que la gravedad API aumenta, ya que las figuras 56 y 57 tiene un comportamiento hiperbólico llevando los crudos a contenidos de agua emulsionada mucho menores, mientras que los crudos con gravedad API baja tienen un comportamiento más lineal, por ello no logran disminuir el agua emulsionada a las condiciones de los crudos de 20°API.

Ahora para hacer la comparación de las tres configuraciones anteriores se desarrolló la siguiente grafica, para el crudo de 12.8 °API, en ella se plasma el valor mínimo de BSW del crudo de venta que puede lograr llevar cada configuración y su valor máximo en cada BSW de entrada, para así poder tener una comparación cuantitativa de cada configuración.

**Figura 58.** Comparación de la configuración 1,2 y 3.



**Fuente.** Autores del proyecto.

La configuración 3 es la más eficiente logrando llevar el crudo a los valores más bajos de BSW seguida por la configuración 2, la configuración menos eficiente es la configuración 1, además se puede ver, que la configuración 2 es capaz de llevar todas las mezclas de entrada sin importar su BSW a condiciones de BSW de salida menores que 1% mientras que la configuración 3 no logra llevar el crudo con un BSW de entrada de 905 a esas mismas condiciones, reflejando así su limitante para crudos con muy alta viscosidad y muy alto corte de agua .

Ninguna de las tres configuraciones estudiadas es eficiente completamente y logra llevar el crudo de todos los posibles escenarios a las condiciones de deshidratación esperadas, por ello es necesario diseñar otras configuraciones que tengan un mayor efecto de deshidratación estas configuraciones son la configuración 4 y la configuración 5.

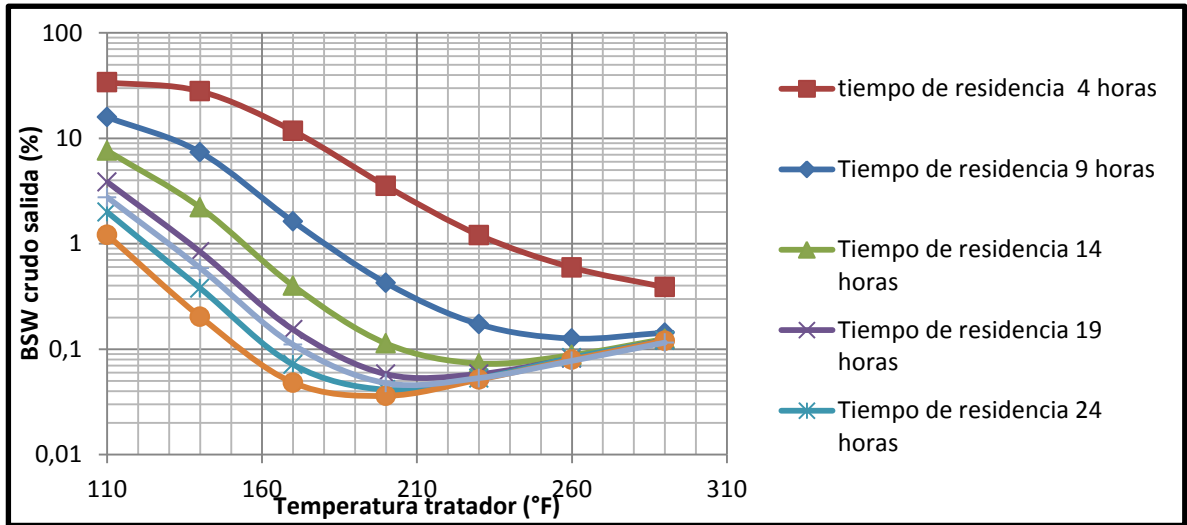
### **3.4 CONFIGURACIÓN CUATRO (SEPARADOR BIFASICO-FWKO-GUN BARREL -TRATADOR TERMICO**

Esta configuración combina la configuración 1 y la configuración 2, en un mismo tren de separación se incluye un Gun Barrel y un tratador térmico, en esta configuración se evaluaron los escenarios en los cuales ni la configuración 1 ni la configuración 2 lograron llevar el crudo a las condiciones de BSW de 1%.

Las variables independientes que se evaluaron en esta configuración fueron la temperatura del tratador, el tiempo de residencia en el Gun Barrel y el BSW de entrada; los resultados se muestran en las siguientes graficas, divididas por las gravedades API de los crudos y el BSW de la mezcla de entrada. A continuación se muestran los resultados para los BSW entre 80 y 90% ya que son los valores típicos en los campos de crudo pesado colombianos, los demás resultados se encuentran en el anexo C

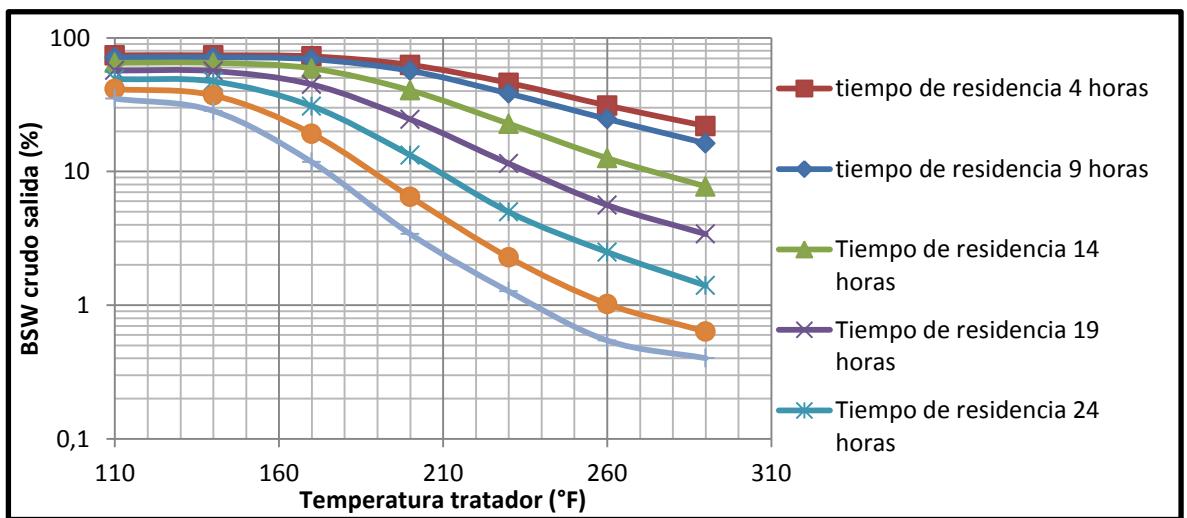
**a) Crudo 11°API**

**Figura 59.** Efecto de la temperatura del tratador térmico y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 80% en la configuración 4 para un crudo de 11°API.



Fuente. Autores del proyecto

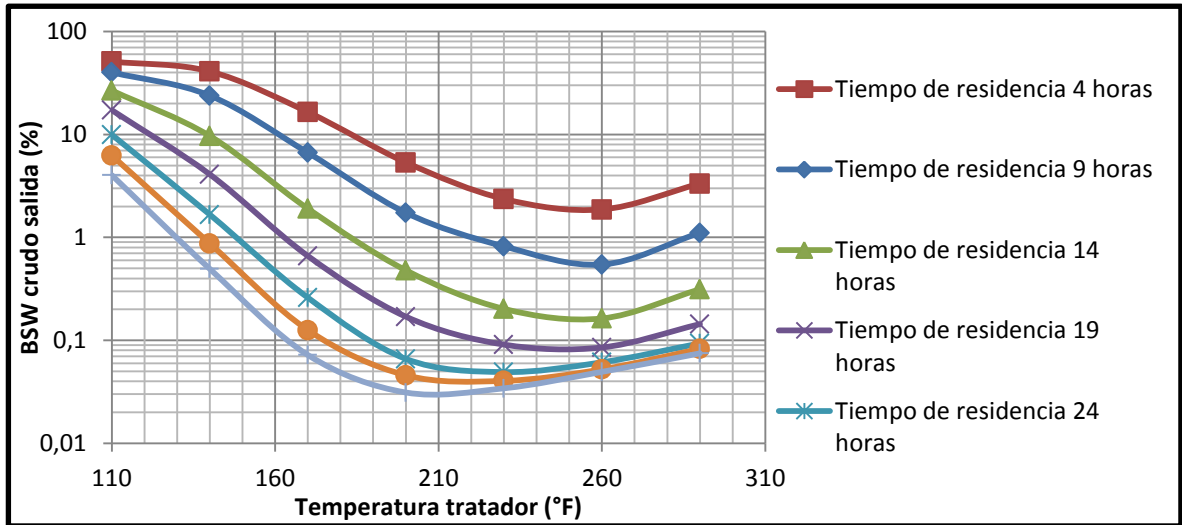
**Figura 60.** Efecto de la temperatura del tratador térmico y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 90% en la configuración 4 para un crudo de 11°API.



Fuente .Autores del proyecto.

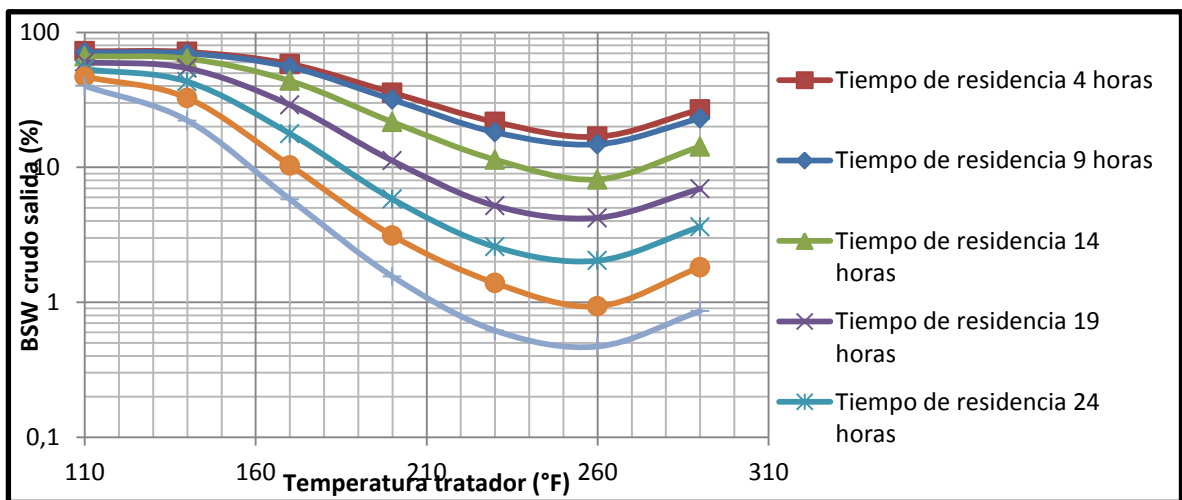
**b) Crudo 12.8°API**

**Figura 61.** Efecto de la temperatura del tratador térmico y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 80% en la configuración 4 para un crudo de 12.8°API



**Fuente.** Autores del proyecto.

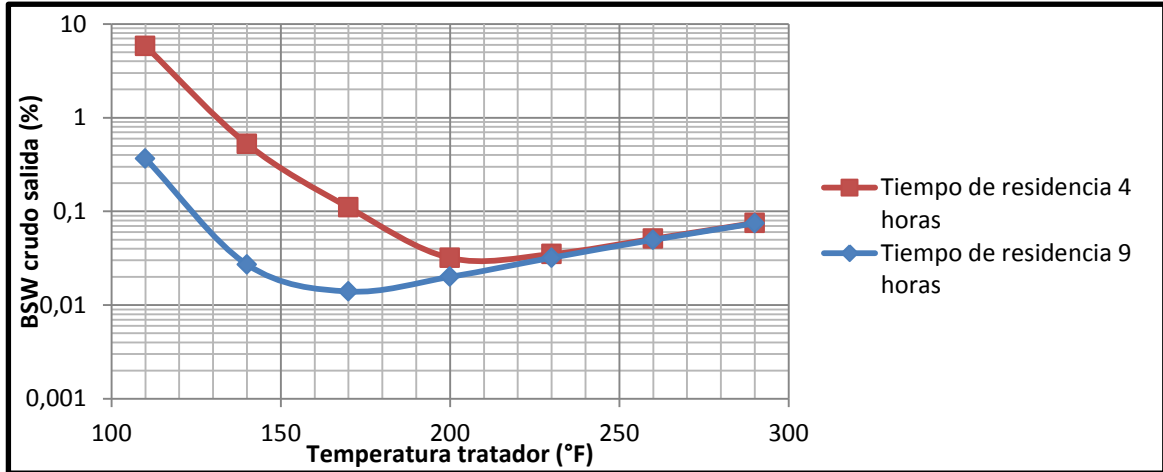
**Figura 62.** Efecto de la temperatura del tratador térmico y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 90% en la configuración 4 para un crudo de 12.8°API.



**Fuente.** Autores del proyecto

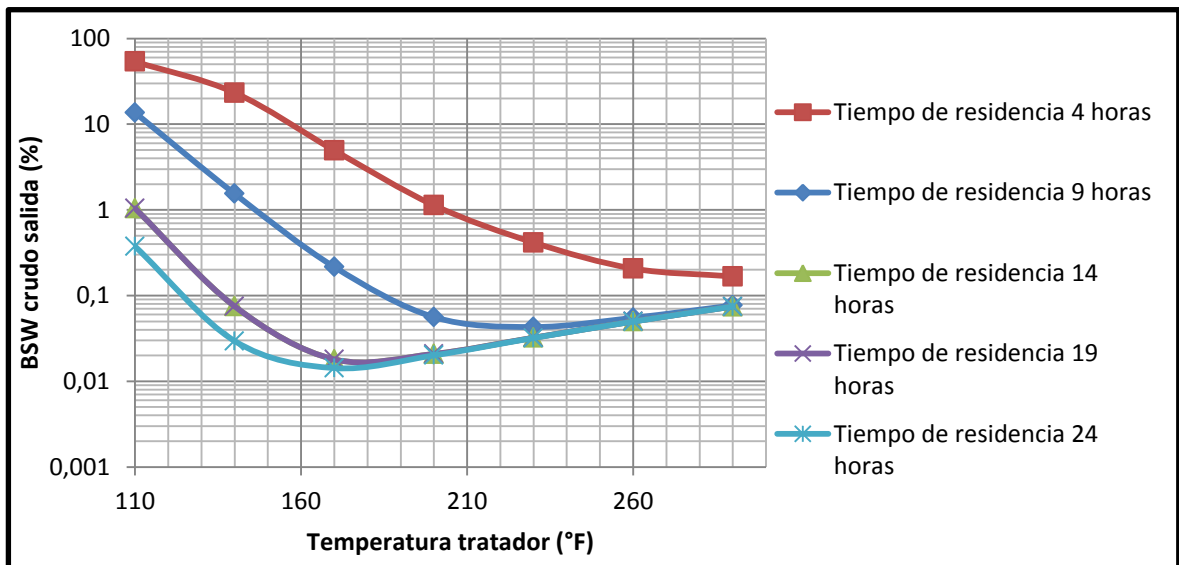
**c) Crudo 13.5°API**

**Figura 63.** Efecto de la temperatura del tratador térmico y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 80% en la configuración 4 para un crudo de 13.5°API.



Fuente .Autores del proyecto

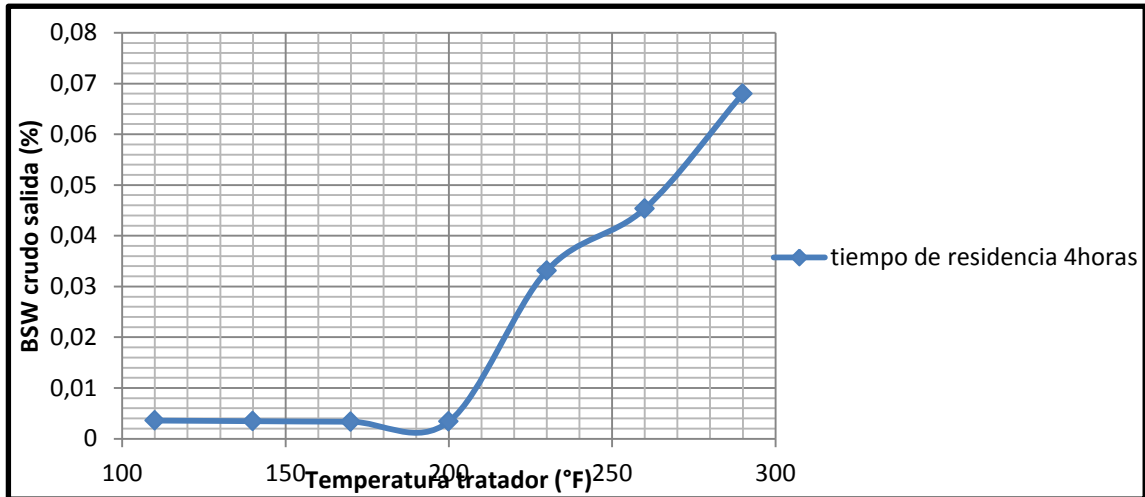
**Figura 64.** Efecto de la temperatura del tratador térmico y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 90% en la configuración 4 para un crudo de 13.5°API.



Fuente. Autores del proyecto

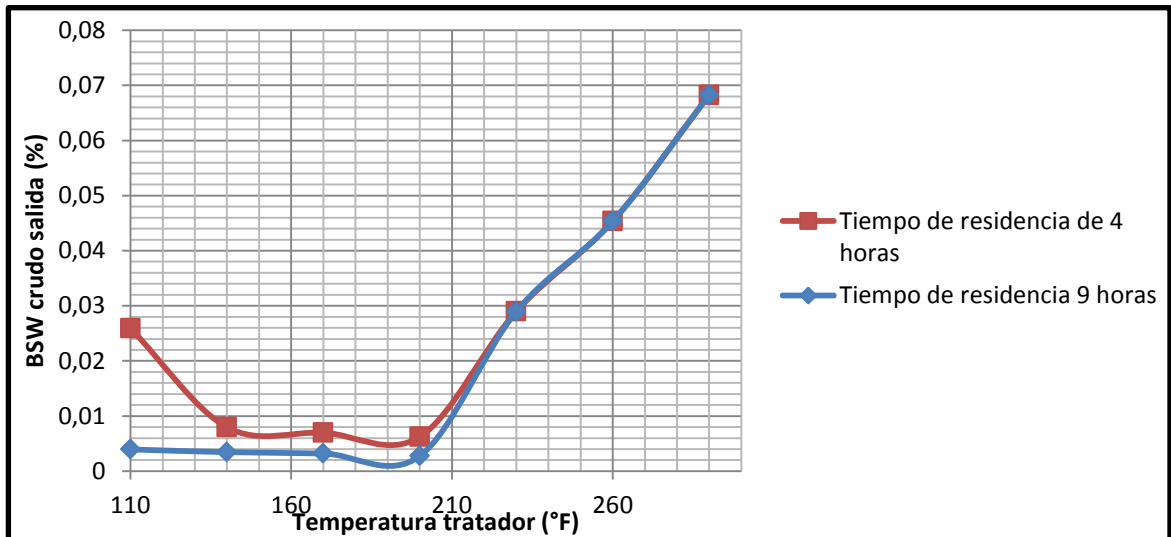
#### d) Crudo 20°API

**Figura 65.** Efecto de la temperatura del tratador térmico y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 80% en la configuración 4 para un crudo de 20°API.



**Fuente.** Autores del proyecto

**Figura 66.** Efecto de la temperatura del tratador térmico y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 90% en la configuración 4 para un crudo de 20°API.



**Fuente.** Autores del proyecto.

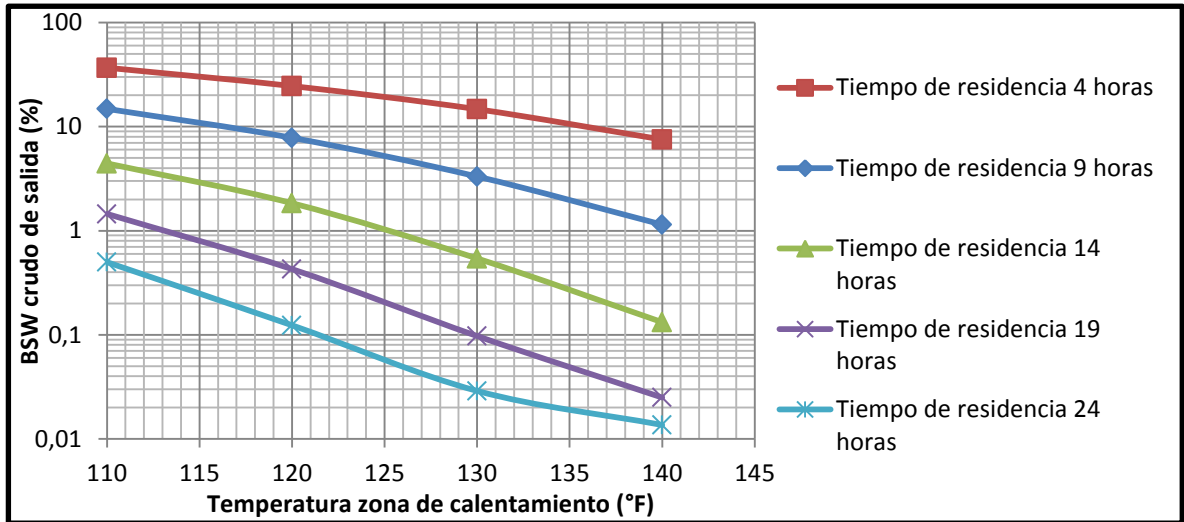
A partir del análisis de las graficas anteriores se demuestra que la configuración 4 presenta una eficiencia de separación notable sin importar la gravedad API o el BSW de la mezcla de entrada, llevando el crudo a niveles de deshidratación desde 0.01% hasta 0.1% en el peor de los escenarios, en rangos de temperatura típicos de los tratadores térmicos y en los tiempos estándar de los Gun Barrel, en la mayoría de los escenarios propuestos solo se necesito temperaturas menores de 210 °F para llevar el crudo a las condiciones de BSW deseadas.

### **3.5 CONFIGURACIÓN CINCO (SEPARADOR BIFASICO-FWKO-GUN BARREL-TRATADOR TERMO-ELECTROSTATICO)**

Al igual que en la configuración 4, esta es una mejora realizada a las configuraciones 1 y 3, ya que combina un Gun Barrel y un tratador termo electrostático; para efectuar el análisis de esta configuración se evaluaron los escenarios en los cuales la configuración 1 y la configuración 2 presentaron falencias de deshidratación, de la misma forma que en la configuración 4 las graficas mostradas a continuación son de los BSWs de 80 y 90% debido a que estos son los valores típicos de BSW en los campos de crudos pesado, los resultados para los demás BSWs están en el anexo C

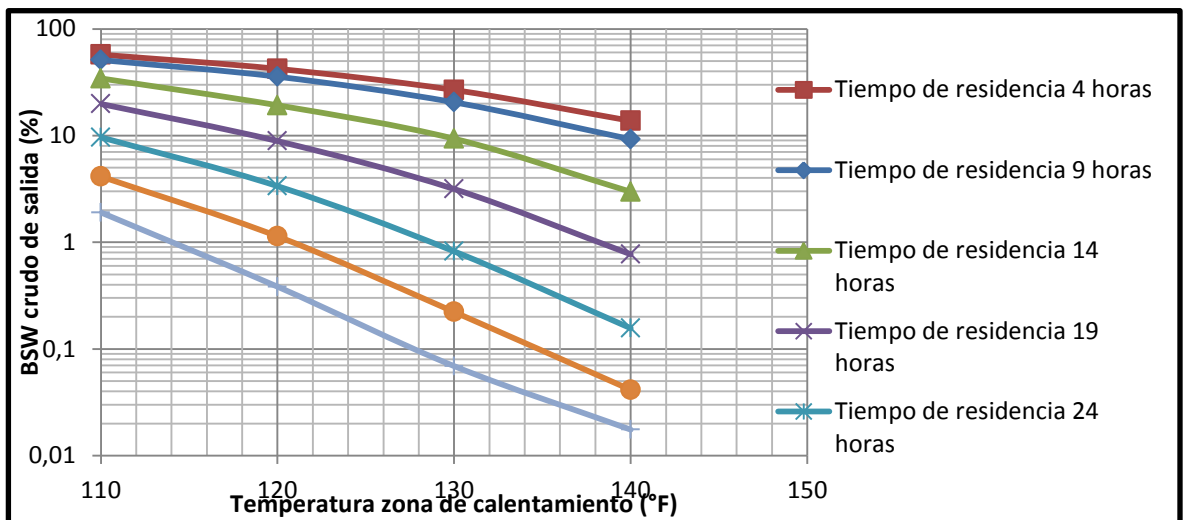
**a) Crudo 11°API.**

**Figura 67.** Análisis de la temperatura en el tratador termo electrostático y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 80% en la configuración 5 para un crudo de 11°API.



**Fuente.** Autores del proyecto.

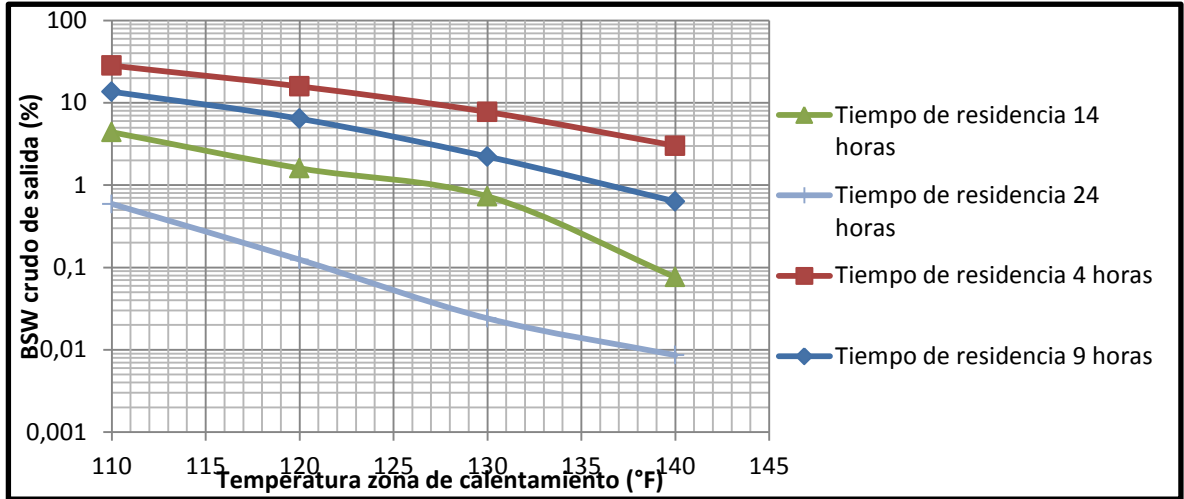
**Figura 68.** Análisis de la temperatura en el tratador termo electrostático y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 90% en la configuración 5 para un crudo de 11°API



**Fuente.** Autores del proyecto

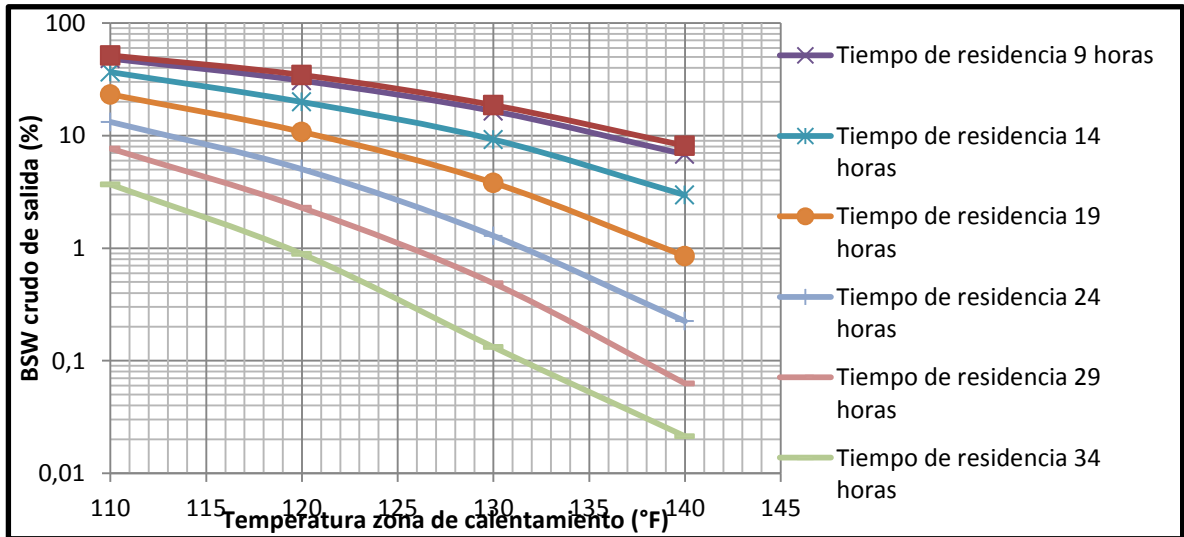
**b) Crudo 12.8°API**

**Figura 69.** Análisis de la temperatura en el tratador termo electrostático y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 80% en la configuración 5 para un crudo de 12.8°API



**Fuente.** Autores del proyecto.

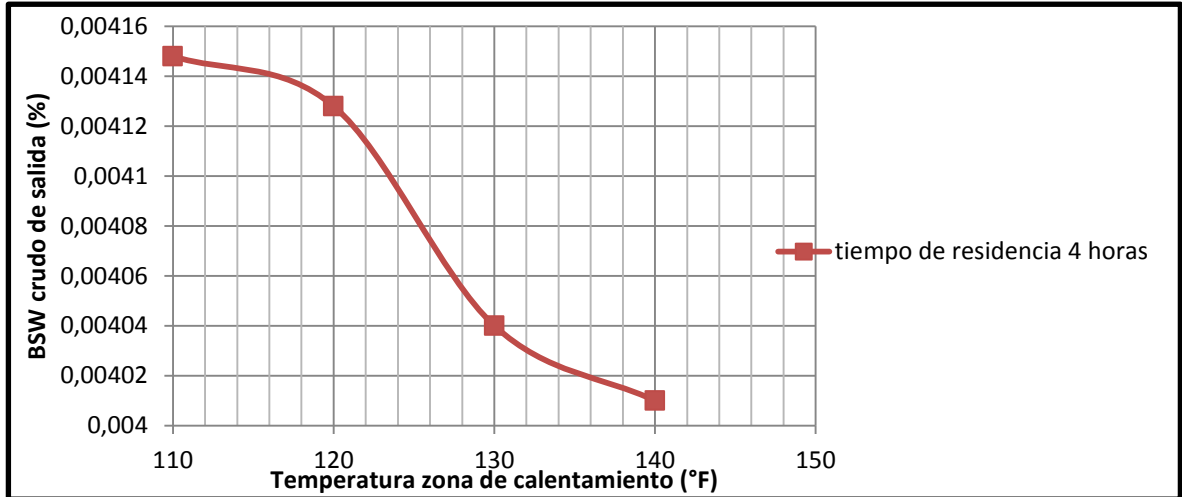
**Figura 70.** Análisis de la temperatura en el tratador termo electrostático y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 90% en la configuración 5 para un crudo de 12.8°API



**Fuente.** Autores del proyecto.

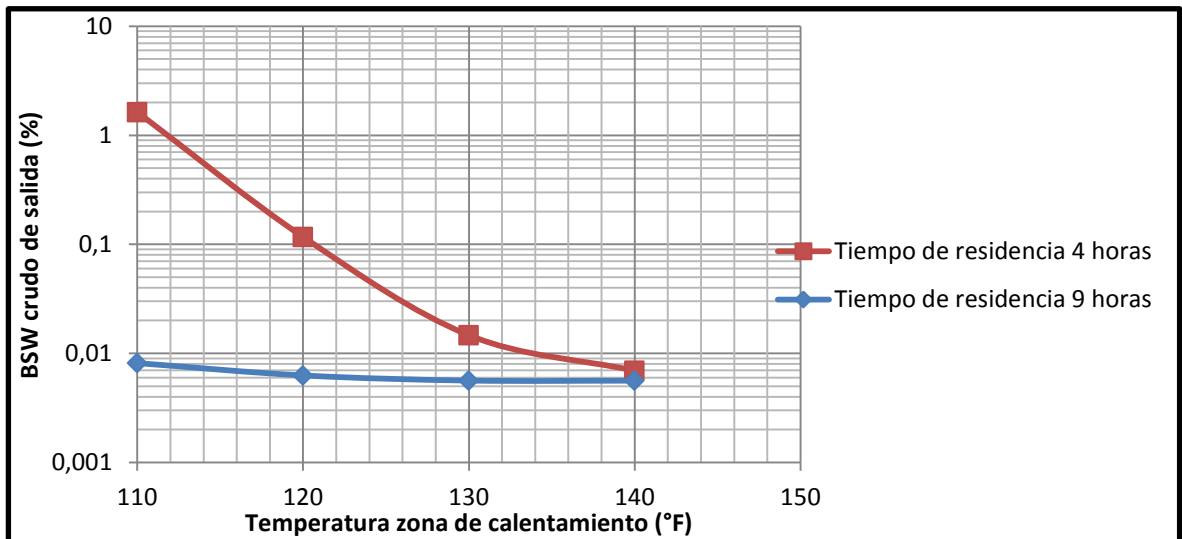
**c) Crudo 13.5 °API**

**Figura 71.** Análisis de la temperatura en el tratador termo electrostático y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 80% en la configuración 5 para un crudo de 13.5°API.



**Fuente.** Autores del proyecto.

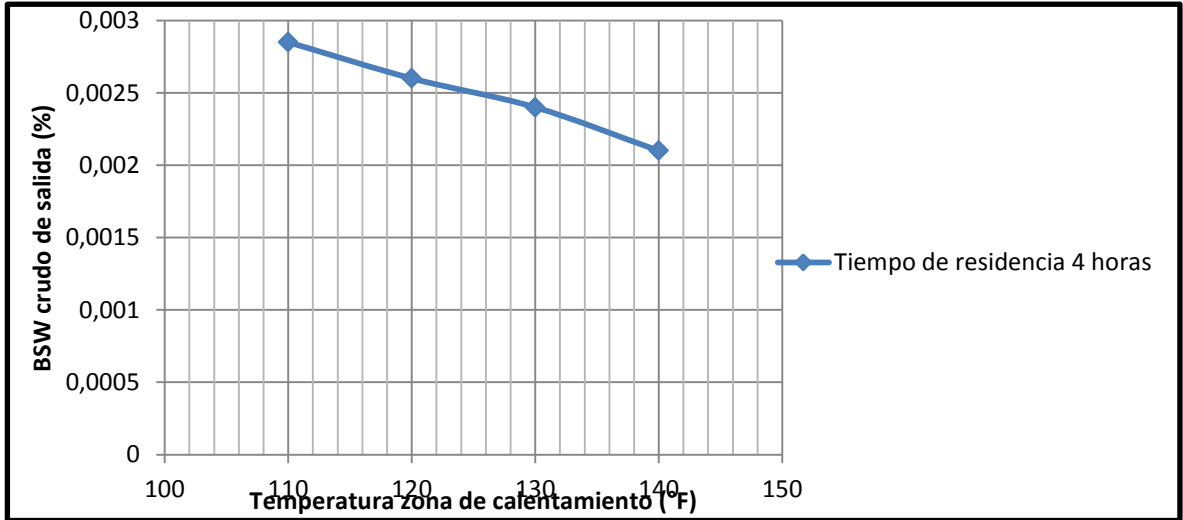
**Figura 72.** Análisis de la temperatura en el tratador termo electrostático y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 90% en la configuración 5 para un crudo de 12.8°API.



**Fuente.** Autores del proyecto

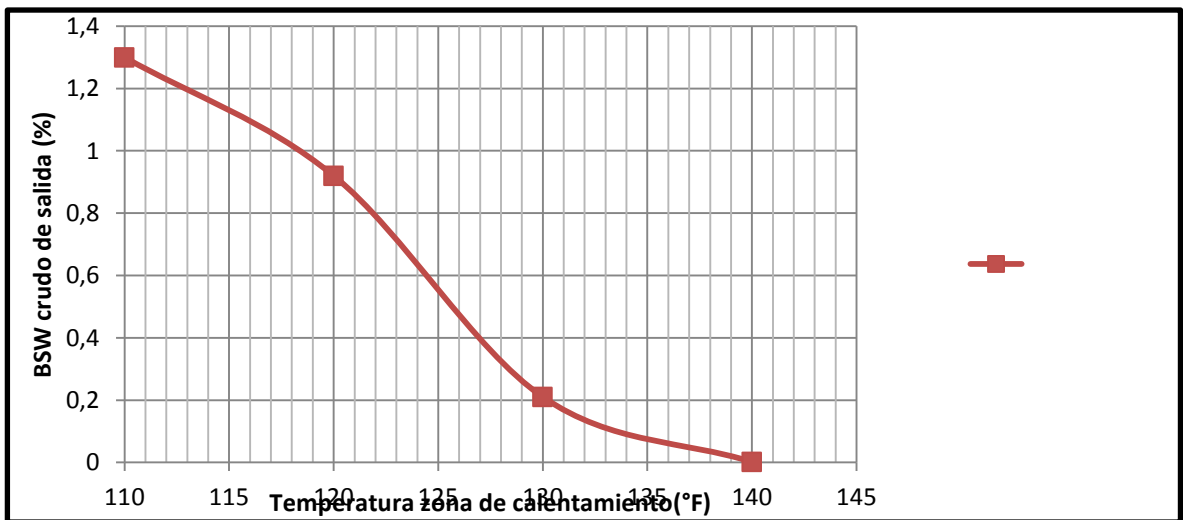
d) **Crudo 20°API**

**Figura 73.** Análisis de la temperatura en el tratador termo electrostático y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 80% en la configuración 5 para un crudo de 20°API.



**Fuente.** Autores del proyecto.

**Figura 74.** Análisis de la temperatura en el tratador termo electrostático y el tiempo de retención en el Gun Barrel para un BSW de entrada de 90% en la configuración 5 para un crudo de 20°API

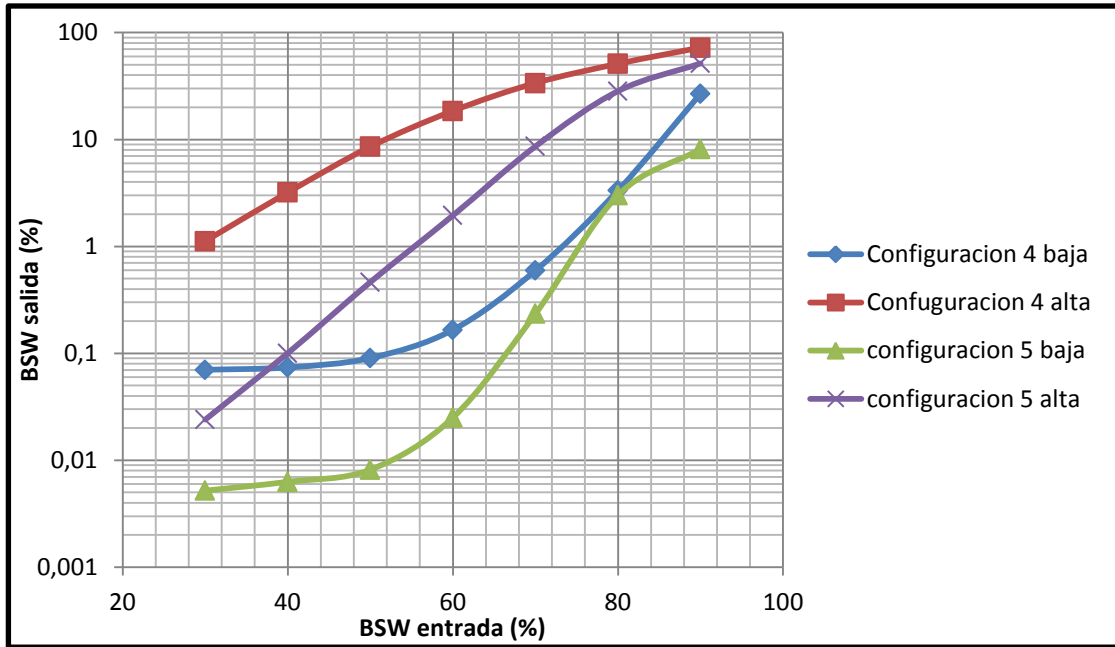


**Fuente.** Autores del proyecto

La configuración 5 tuvo un comportamiento eficiente en la separación del agua emulsionada, sin embargo en esta configuración la gravedad API del crudo tiene un impacto mucho más significativo que en la configuración 4, es así como para un crudo de 11 °API se necesitó en promedio un tiempo de retención de 14 horas y una temperatura en el tratador termo electrostático de 140 °F, para lograr llevar el crudo a las especificaciones deseadas, mientras que para un crudo de 20°API solo se necesitó un tiempo de retención de 4 horas y una temperatura promedio en el tratador termo electrostático de 110°F, es sin duda un factor a tener en cuenta en el diseño de esta configuración; además el contenido de BSW de la mezcla de entrada también jugó un papel importante en la eficiencia de la configuración, al aumentar los cortes de agua de la mezcla de entrada la eficiencia de deshidratación de la planta disminuía ,este efecto se veía más marcado en los crudos con menor gravedad API.

La configuración 5 logró llevar el crudo a especificaciones de BSW menores que la configuración 4, ya que estuvo en un rango de BSW entre 0.005% y 8%, este efecto se vio más marcado cuando el BSW de la mezcla de entrada era mayor al 70 %, para contenidos menores de 70% las dos configuraciones tuvieron valores similares de deshidratación, esta comparación se puede observar en la *Figura 75*, donde se hizo la relación de las dos configuraciones en los dos escenarios extremos, el porcentaje más bajo de BSW que podían lograr llevar y el más alto para cada BSW de la mezcla de entrada en el crudo de 12.8°API.

**Figura 75.** Comparación entre la configuración 4 y la 5



**Fuente.** Autores del proyecto

A continuación y como cierre de este trabajo, se presenta una tabla en la cual se resumen las principales variables tenidas en cuenta en este proyecto, para la realización de la comparación técnica de las 5 configuraciones que han sido revisadas en este libro, es necesario aclarar que se enumeró de menor a mayor los equipos en cada columna según el impacto de la variable estudiada, siendo 1 la configuración que menos se vio afectada por el parámetro, y la configuración con el número más grande la que se vio más afectada por dicha variable.

**Tabla 24.** Comparación de las variables estudiadas en las configuraciones

	BSW entrada	API crudo	tiempo de residencia	temperatura
<b>Configuración 1</b>	5	1	1	---
<b>Configuración 2</b>	1	2	---	3
<b>configuración 3</b>	2	4	---	1
<b>configuración 4</b>	3	3	2	4
<b>configuración 5</b>	4	5	3	2

**Fuente.** Autores del proyecto

## CONCLUSIONES

1. El Gun Barrel es el equipo para el tratamiento de emulsiones en crudos pesados que tiene un mejor desempeño cuando se trabaja para crudos con una gravedad por encima de 15°API, y un BSW de entrada menor a 60%, el tiempo de retención promedio que produce una deshidratación aceptable está entre 14 y 19 horas según los resultados del proyecto.
2. La variable que tiene un mayor impacto en la deshidratación en un Gun Barrel es el tiempo de residencia, acentuándose su influencia cuando el crudo es mucho más liviano (en el rango de los crudos pesados), el tiempo de residencia óptimo está entre 8 y 24 horas.
3. El tratador térmico presentó un comportamiento de deshidratación para crudos pesados muy eficiente debido principalmente a la alta sensibilidad de la viscosidad de los crudos pesados a los cambios de temperatura, por esta razón el tratador térmico deshidrató los crudos pesados a valores de BSW inferiores al 10 % en todos los escenarios propuestos, con temperaturas mayores de 210 °F.
4. En las simulaciones realizadas para el tratador térmico se observó un incremento del BSW, a partir de los 230 °F, y no siguió la tendencia de disminución del agua emulsionada. En la bibliografía consultada no se habla de este efecto, sin embargo se presenta porque a los 212 °F el agua libre comienza a evaporarse, y burbujas de agua suben y empiezan a mezclarse con el crudo otra vez, volviéndose a emulsionar.
5. El tratador termo electrostático es el equipo más eficiente para tratar las emulsiones en crudos pesados, causó los resultados más bajos de

deshidratación, sin embargo hay que prestar atención a la viscosidad del crudo y la salinidad del agua para una operación correcta del equipo.

6. El tratador electrostático no funcionó para crudos muy pesados con viscosidades muy grandes, como fue el caso de los crudos de 11°API y de 12.8°API donde se presentaron BSW mucho más altos, del orden de 4%.
7. La configuración 3 fue la más eficiente de las tres primeras configuraciones, logrando llevar el crudo a los valores más bajos de BSW, seguida por la configuración 2, la configuración menos eficiente fue la configuración 1, además la configuración 2 fue capaz de llevar todas las mezclas de entrada sin importar su BSW a condiciones de BSW de salida menores a 1% mientras que la configuración 3 no logra llevar el crudo con un BSW de entrada de 90% a esas mismas condiciones, reflejando así su limitante para crudos con muy alta viscosidad y muy alto corte de agua
8. De las cinco configuraciones propuestas la que presentó una mayor eficiencia de separación fue la configuración 5 logrando deshidrataciones entre 0,001% y 8% de BSW, sin embargo la configuración 3 también tuvo resultados satisfactorios de deshidratación teniendo un promedio de deshidratación entre 0,01% y 10% de BSW, la configuración con menos eficiencia de separación para los escenarios propuestos fue la configuración 1 ya que sus rango de deshidratación estuvieron entre 25% y 0,02% de BSW.
9. El simulador HYSYS es una herramienta sumamente útil para el dimensionamiento y aproximación del comportamiento de las instalaciones de deshidratación de crudos.

## RECOMENDACIONES

1. La exploración y producción de crudos pesados ha aumentado desde el resurgimiento en la escena nacional de las grandes reservas de la cuenca de los llanos orientales, pero dos terceras partes de este crudo se encuentra en forma de emulsión que por las condiciones químicas del crudo pesado es difícil romper, lo que hace necesario investigaciones que aborden los mecanismos y equipos de deshidratación para estos crudos.
2. Profundizar en el efecto que tiene la temperatura sobre la eficiencia del tratador térmico, ya que no se encontró en la literatura investigada información sobre el incremento del agua emulsionada a temperaturas en el tratador por encima de 220°F.
3. Hacer un estudio de sensibilidad de los desemulsificantes (productos químicos) en la deshidratación de crudos pesados, a partir de análisis de laboratorio, donde se evalúen todos los escenarios propuestos por este proyecto.
4. estudiar los efectos del campo eléctrico de los tratadores termo-electrostáticos en la deshidratación de crudos pesados.
5. Desarrollar el mismo análisis de sensibilidad desarrollado en este proyecto para los equipos no convencionales de deshidratación y ver su posible implementación en los crudos pesados.
6. Se recomienda completar el estudio técnico de este proyecto con un análisis económico de las diferentes configuraciones propuestas, a partir de ello determinar cual configuración presenta un mayor beneficio económico.

## BIBLIOGRAFIA

- ALABUELA, Luis. LARA, P. Estudio de la factibilidad de implementar el separador cilíndrico gas-liquido (CCGL) y deshidratador electrostático en la estación central Lago Agrio. Universidad Central de Ecuador.2008
- ALBOUDWAREJ, Hussein y otros. Rheology of Heavy-Oil Emulsions. Alberta: Shell International - Society of Petroleum Engineers, 2007.
- ALVAREZ J, Gloria C, “Mejoramiento de las condiciones de operación de los equipos de tratamiento de emulsiones aplicando corrientes calientes mediante el empleo del simulador de procesos HYSYS” Tesis UIS, Bucaramanga, 2004.
- ARNOLD, Ken y STEWART Maurice. Surface Production Operations: Design of Oil-Handling System and Facilities. Gulf Publishing Company, 2ª ed. Houston, Texas. 1999.
- ARNOLD, Ken y STEWART Maurice. Surface Production Operations: Design of Oil-Handling System and Facilities. Gulf Publishing Company, 3ª ed. Houston, Texas. 2008.
- BLANCO, Sayda, Herramienta informática para el seguimiento del control de producción del Campo Castilla, Tesis UIS, Bucaramanga 2009.
- CARRILLO, Rafael, Estudio y analisis de tratamiento de los crudos pesados del campo castilla, Tesis UIS, Bucaramanga 1983.

- CHENG,N.S. Simplified settling velocity formula for sediment particle. ASCE. 1997.
- CUBIDES Rojas, Laura Natalia, PEÑA Sánchez, Paula Jimena, “Sensibilidad de las variables operacionales en el transporte de crudo pesado “Tesis UIS, Bucaramanga, 2009.
- GOMEZ, Max, Analisis y cuantificación de las incertidumbres geológicas y de ingeniería en una sector de Campo Rubiales, Tesis UIS, Bucaramanga 2009.
- GRANADOS, Rafael del Toro, GARCIA, José Manuel, “análisis de sensibilidad de parámetros de diseño para torres contactoras en plantas de deshidratación de gas natural”, Tesis UIS, Bucaramanga 2009.
- JARAMILLO, Alonso, Simulación de procesos usando HYSYS aplicaciones en tratamiento de gas natural y destilación de hidrocarburos, Manual HYSYS, UIS, Septiembre 2002.
- KENNETH, E.Arnold. Droplet-settling vs. retention. Time theories for sizing oil/water separator.SPE Production Engineering.1990.
- KHATIB,Z.I. Dehydration of crude using treaters: development of design and operating guideline. SPE 36646-MS.
- MANUAL DE REFERENCIA HYSYS 2.4, Grupo Hyprotech Ltda, 2001.
- MANUAL DE REFERENCIA HYSYS 3.2, Grupo Hyprotech Ltda, 2003.

- MARFISI, Shirley. SALAGE Jean Louis, Deshidratación de crudos, Principios y tecnologías. Cuaderno FIRP N° 853 PP Venezuela, 2004.
- MARTINEZ, Fernando. MORENO, Wilmar. Desarrollo de una metodología estadística para el diseño de sistemas de separación líquido-líquido (aceite-agua) aplicada a crudos pesados.
- MERCADO Orlando, Ecopetrol, VELEZ Jorge and FIPKE Steven, Halliburton “Multilateral Wells in the Castilla Field of Eastern Colombia: A Case History of the Guadalupe Reservoir”, Paper SPE. 119458-MS March 2009.
- MONTES, Erik. Tecnologías de tratamiento de emulsiones en campos petroleros, Tesis UIS, Bucaramanga 2010.
- PAL, Rajinder. Multiple O/W/O emulsion rheology. University of Waterloo.1996
- PARRA, Diego, Definición de estándares operativos para los procesos de deshidratación y desalado de crudo, Tesis UIS, Bucaramanga 2007.
- ROY N. LUCAS, SPE-AIME, PetrecoDiv. Of Petrolite Corp “Performance of Heavy Oil Dehydrators” October 1969.
- SAMPLE.K.J. An experimental evaluation of correlations used for predicting cutting slip velocity. SPE 6645
- SANABRIA, Johanna y CIFUENTES Iván, Análisis y diseño de las facilidades de superficie para manejos de crudos pesado y bituminosos (Campo Rubiales), Tesis UIS, Bucaramanga, 2010.

- SALGUERO, Freddy. ZURITA, Carlos. Estudio de factibilidad para la optimización de las facilidades de producción de la estación pichincha. Escuela Politécnica Nacional. 2010.
- SCHWARZ. N. Crude oil dehydration: A universal size frequency distribution law for emulsion particles. SPE 4144.
- VILLOTA. José. GONZALEZ. Edwin. Perspectivas del mercado y algunas tecnologías utilizadas en el negocio de los crudos pesados y extrapesados. UIS. 2010.
- W.H. THOMASON, SPE, D.J. BLUMER, SPE, P. SINGH, SPE AND D.P. COPE, ConocoPhillips, and M. ZAOUK, Natco “Advanced Electrostatic Technologies for Dehydration of Heavy Oils” Paper SPE 1-3 November 2005.

## GLOSARIO

$\mu_{ob}$  : Viscosidad del aceite saturado (cP).

$\mu_{od}$  : Viscosidad del aceite muerto (cP).

$\gamma_{API}$ : Gravedad del petróleo, API.

T: Temperatura, (°F).

Rs: Solubilidad gas-aceite, (Scf/Stb).

$\mu$  : Viscosidad del crudo (cP)

P: presión (psi).

°API: gravedad API.

BPPD: Barriles de petróleo por día.

BFPD: Barriles de emulsión por día.

Dm: Diámetro de la partícula, (micras)

H: altura (en diseño de tanques de lavado), (ft)

D: Diámetro, (ft)

L: Longitud, (ft)

Qo: caudal de crudo, (BOPD).

to: Tiempo de residencia del aceite (minutos, horas)

tw: tiempo de residencia del agua (minutos, horas)

$\rho_o$ : Densidad del aceite, (lb/ft<sup>3</sup>)

$\rho_w$ : Densidad del agua, (lb/ft<sup>3</sup>)

# **ANEXOS**

## ANEXO A Separadores reales en HYSYS

Al igual que con muchas otras unidades de proceso, HYSYS le permite incrementar la fidelidad de su modelo de separación al tener en cuenta ciertos efectos no ideales. HYSYS introduce capacidades del Separador Real como la opción de arrastre. Esta opción puede ser empleada para modelar separaciones no ideales (gas asociado al crudo, emulsiones (w/o), emulsiones (o/w)) tanto en estado estable como en estado dinámico. El arrastre de gas o líquido puede ser especificado o calculado (tres correlaciones diferentes están disponibles para este fin).

Los separadores de HYSYS le permitirán definir directamente que fracción de cada fase queda atrapada en las otras. Especificaciones basadas en los productos también son permitidas. Esto le brinda un método simple para reproducir su balance de masa.

Existen en HYSYS tres diferentes conjuntos de correlaciones para calcular la dispersión de fase y el arrastre. Para hacer estos cálculos es necesario hacer la siguiente secuencia de cálculo:

1. Calcular la dispersión inicial de fase sobre la corriente de entrada. Todos los métodos asumen que la dispersión sigue una distribución de Rossin Ramnler.
2. Calcular el carryover después de la separación primaria (debida a la gravedad) de cada fase sobre cada una de las fases restantes, específicamente:
  - Líquido liviano entrampado en el Gas.

- Líquido pesado entrampado en el Gas.
- Gas entrampado en el Líquido liviano.
- Gas entrampado en el Líquido pesado.
- Líquido liviano entrampado en el Líquido pesado.
- Líquido pesado entrampado en el Líquido liviano.

3. Con base en la dispersión de salida calculada en el paso 2, calcular el efecto de cualquier aparato de separación secundaria (por ejemplo demisters, entre otros) sobre el arrastre del líquido en la fase de vapor (Esto no es aplicable a las correlaciones genéricas.).

Tres modelos diferentes de correlaciones se suministran en HYSYS: Genéricas, Recipientes Horizontales y ProSeparatorTM.

- **Correlaciones Genéricas** Estas correlaciones deberían ser usadas cuando el único criterio disponible para la separación es el tamaño de gota crítico. La dispersión de fases en la entrada se calcula mediante métodos genéricos que desconocen la geometría del recipiente – el usuario define la división a la entrada y los parámetros de Rossin Rammler, y estos son usados para calcular la dispersión de entrada ó primaria. El Carryover se calcula asumiendo que todas las gotas más pequeñas que un tamaño de gota crítico definido por el usuario es arrastrado.
- **Correlaciones para Recipientes Horizontales** Las correlaciones para recipientes horizontales fueron diseñadas para tener en cuenta los fenómenos presentes en separadores horizontales trifásicos. La dispersión primaria o de entrada se calcula usando la eficiencia del aparato de entrada (en lugar de el fraccionamiento de entrada especificado por el usuario) y los parámetros de Rossin Rammler suministrados por el usuario. La separación primaria se calcula con base en las velocidades de asentamiento en lugar del tamaño crítico de gota. Cada fase tiene un

tiempo de residencia en el recipiente. Una gota será arrastrada solo si no viaja de regreso lo suficientemente rápido, en el tiempo disponible, hacia su fase original.

- **Correlaciones ProSeparator** Las correlaciones ProSeparator son rigurosas pero limitadas al cálculo de arrastre líquido en el gas. Tanto los líquidos livianos como los pesados que sean atrapados en el gas serán calculados, de manera que estas correlaciones también se aplican a separadores trifásicos, aunque ningún cálculo de arrastre se realiza para las fases líquidas. La dispersión de fases de entrada se calcula con base en las condiciones de flujo a la entrada y el diámetro de la tubería de entrada (ProSeparator calcula sus propios parámetros de Rossin Rammler con base en esta información.). La separación primaria está basada en el tamaño crítico de las gotas, sin embargo, este parámetro no es especificado por el usuario sino calculado la velocidad del gas a través del recipiente.

La distribución de Rossin Rammler se define como:

$$F = e^{\left(\frac{-d}{dm}x\right)}$$

Donde:

F = fracción de gotas más grandes que el diámetro d

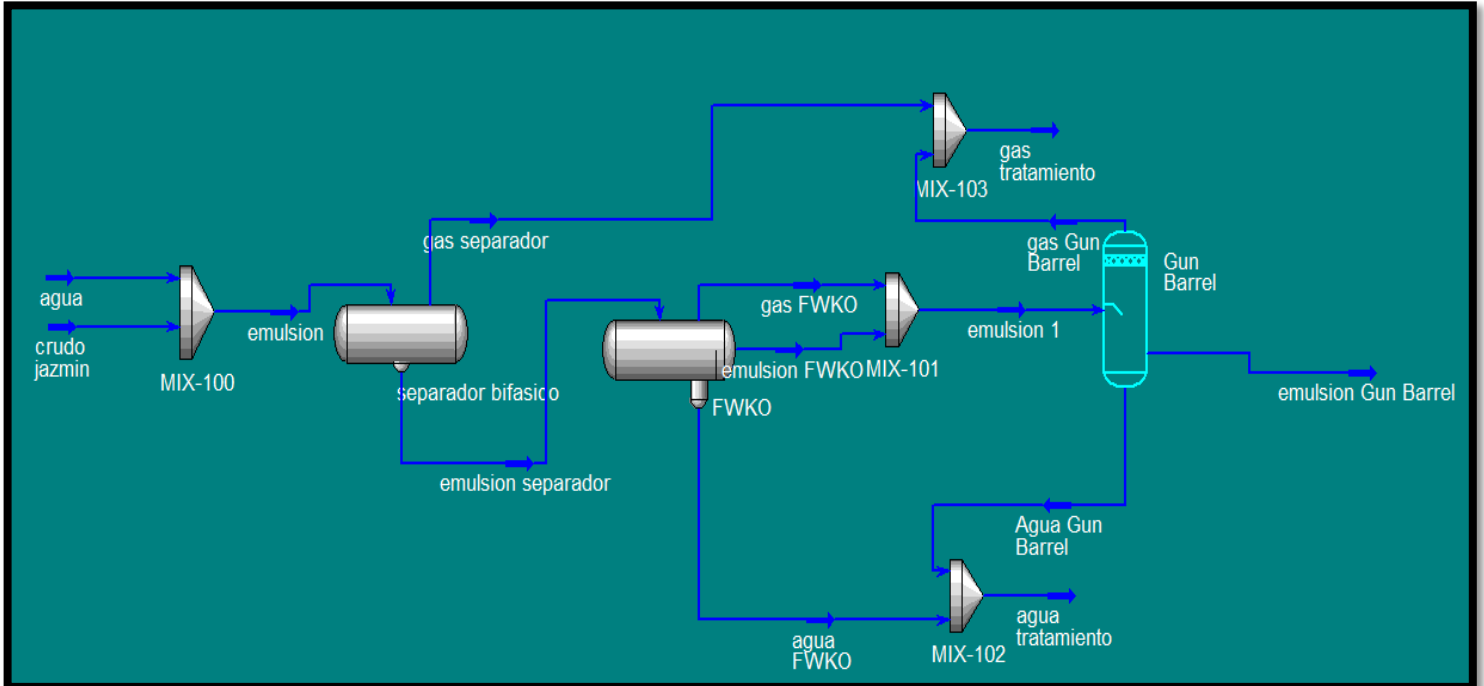
dm = d95

x = Índice RR, exponente usado en la ecuación RR (también conocido como el parámetro de propagación).

d95=95% de las gotas son más pequeñas que este diámetro para la dispersión especificada.

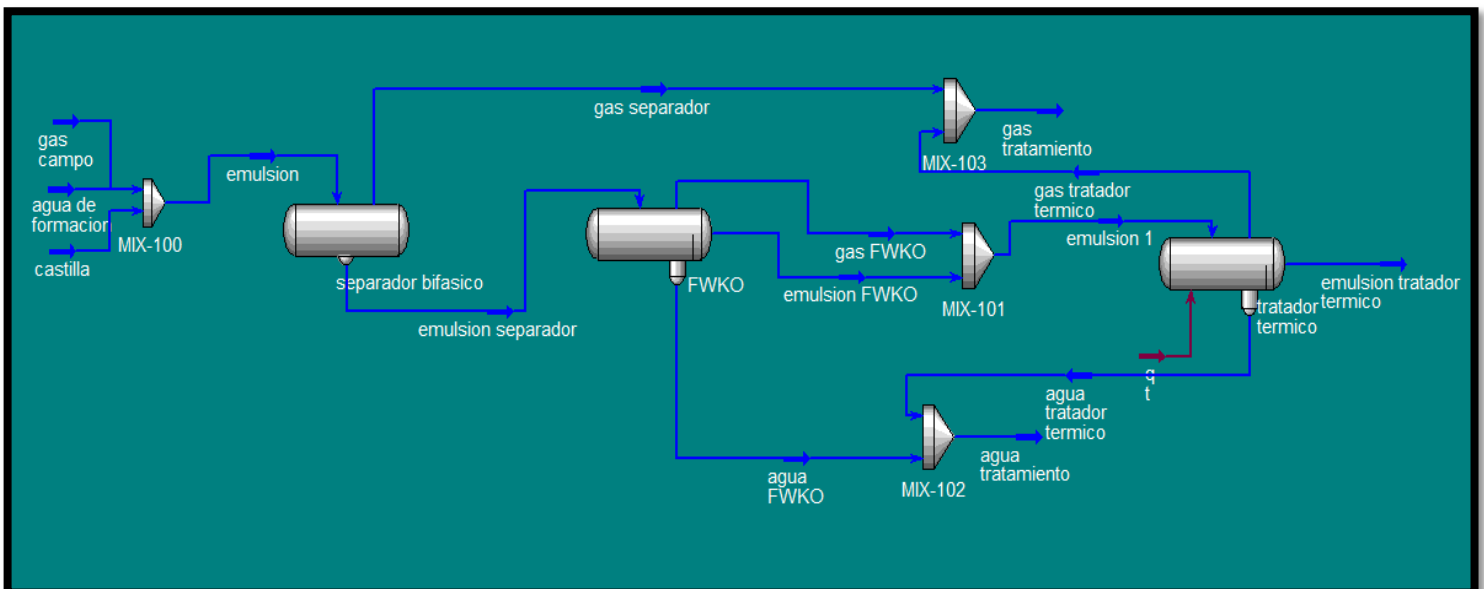
## ANEXO B Esquemas en HYSYS de las 5 configuraciones estudiadas

Esquema de la simulación hecha en HYSYS de la configuración 1



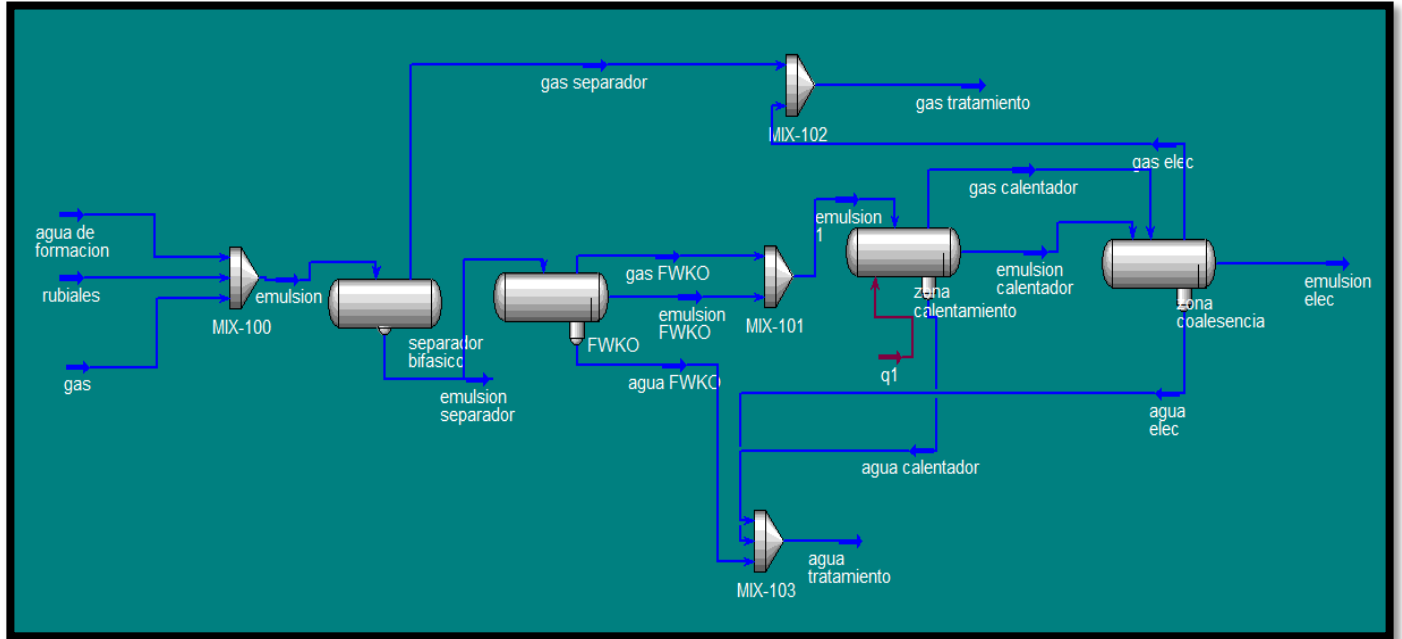
Fuente. Autores del proyecto

Esquema de la simulación hecha en HYSYS de la configuración 2



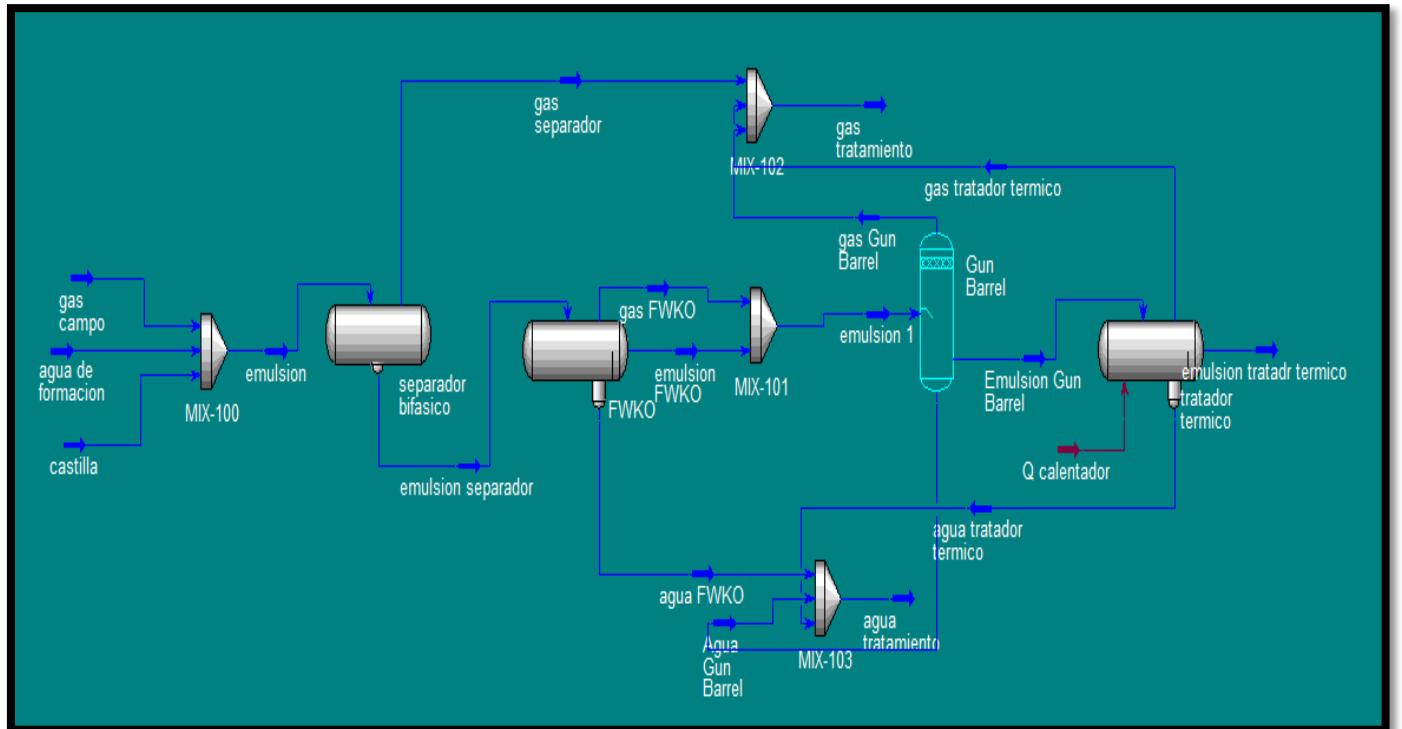
Fuente. Autores del proyecto

Esquema de la simulación hecha en HYSYS de la configuración 3.



Fuente. Autores del proyecto

Esquema de la simulación hecha en HYSYS de la configuración 4.



Fuente. Autores del proyecto



## ANEXO C Tablas con los resultados de las corridas de simulación para las 5 configuraciones plantea

- Resultados simulación configuración 1

Crudo 11°API			Crudo 12.8°API				crudo 13.5°API				crudo 20°API				
<b>BSW 10 entrada</b>	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)	BSW 10 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)	BSW 10 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)	BSW 10 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)
	4	19.44	0.3867		4	13.3048	0.2782		4	0.8	0.036		4	0.1209	0.002413
	9	3.9289	0.07838		9	2.2758	0.04771		9	0.1945	0.0079		9	0.0903	0.001803
	14	1.3852	0.0276		14	0.965	0.02023		14	0.136	0.002713		14	0.0873	0.001744
	19	0.7459	0.01489		19	0.5157	0.01081		19	0.116	0.00213		19	0.0867	0.00173
	24	0.4528	0.009		24	0.3778	0.0079		24	0.105	0.00209		24	0.0863	0.001723
	29	0.32	0.00644		29	0.2821	0.00591		29	0.1021	0.002037		29	0.0863	0.001723
34	0.5009	0.0054		34	0.2185	0.004583		34	0.1021	0.002037		34	0.0863	0.001723	
<b>BSW 20 entrada</b>	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)	BSW 20 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)	BSW 20 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)	BSW 20 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)
	4	67.1039	1.322		4	46.3961	0.9635		4	2.744	0.05452		4	0.195	0.004
	9	13.5288	0.2694		9	9.3037	0.1947		9	0.9676	0.01034		9	0.1021	0.00203
	14	5.3091	0.1059		14	3.2231	0.06755		14	0.2184	0.004355		14	0.0917	0.001832
	19	2.57	0.0513		19	1.6949	0.0355		19	0.1588	0.003167		19	0.0892	0.00178
	24	1.56	0.03122		24	0.9942	0.0208		24	0.1394	0.002781		24	0.0877	0.00175
	29	1.09	0.02178		29	0.6837	0.01434		29	0.1152	0.002298		29	0.0868	0.0015
34	0.74	0.014		34	0.5655	0.01186		34	0.1152	0.002298		34	0.0868	0.0015	
<b>BSW 30 entrada</b>	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)	BSW 30 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)	BSW 30 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)	BSW 30 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)
	4	163.35	3.158		4	122.056	2.495		4	7.1837	0.1418		4	0.424	0.008464
	9	37.27	0.7386		9	24.57	0.5128		9	1.11	0.02219		9	0.1291	0.002578
	14	14.91	0.2969		14	9.6241	0.2014		14	0.4728	0.009425		14	0.1029	0.002055
	19	7.8875	0.1572		19	4.6464	0.09735		19	0.3049	0.006		19	0.0914	0.001826
	24	4.3467	0.086		24	2.8107	0.0581		24	0.2027	0.004043		24	0.0914	0.001826
	29	2.61	0.0522		29	1.95	0.0408		29	0.1695	0.003381		29	0.088	0.00174
34	1.805	0.036		34	1.32	0.0276		34	0.1453	0.002897		34	0.0874	0.00174	
<b>BSW 40 entrada</b>	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)	BSW 40 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)	BSW 40 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)	BSW 40 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)
	4	350.64	6.5442		4	269.59	5.351		4	18.69	0.3643		4	0.9751	0.04
	9	87.33	1.714		9	61.493	1.273		9	3.0506	0.06057		9	0.187	0.00374
	14	35.944	0.7126		14	24.5946	0.5132		14	1.085	0.02161		14	0.1288	0.002573
	19	18.1652	0.3614		19	12.9983	0.2719		19	0.53	0.0106		19	0.1013	0.002022
	24	10.605	0.2113		24	7.1543	0.1498		24	0.3302	0.006583		24	0.0944	0.00188
	29	6.7113	0.1338		29	4.2985	0.09		29	0.2613	0.00521		29	0.00188	0.00188
34	4.8002	0.095		34	2.95	0.062		34	0.2096	0.00418		34	0.00188	0.00188	
<b>BSW 50 entrada</b>	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)	BSW 50 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)	BSW 50 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)	BSW 50 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)
	4	714.34	12.48		4	577.88	10.81		4	44.1179	0.8453		4	2.221	0.04435
	9	212.16	4.065		9	149.78	3.046		9	6.517	0.1288		9	0.4	0.007991
	14	86.86	1.705		14	57.18	1.185		14	2.4707	0.0491		14	0.1864	0.003722
	19	43.53	0.862		19	32.68	0.681		19	1.2453	0.02479		19	0.1252	0.0025
	24	27.2	0.5403		24	19.43	0.406		24	0.7548	0.01504		24	0.1088	0.002172
	29	18.28	0.3639		29	12.49	0.2615		29	0.5816	0.01159		29	0.0984	0.001966
34	11.74	0.2341		34	7.6	0.1597		34	0.3431	0.006841		34	0.0984	0.001966	

BSW 60 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)	BSW 60 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)	BSW 60 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)	BSW 60 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)
	4	1360.64	21.37		4	1195.27	20.05		4	108.26	2.04		4	4.9913	0.09957
	9	471.95	8.616		9	358.91	7.004		9	18.64	0.3633		9	0.7396	0.01477
	14	211.74	4.058		14	150.78	3.067		14	6.7431	0.1332		14	0.313	0.006249
	19	119.08	2.324		19	85.71	1.767		19	3.657	0.07256		19	0.2364	0.004721
	24	72.73	1.432		24	48.96	1.017		24	1.819	0.03619		24	0.1446	0.00288
	29	46.12	0.9131		29	33.35	0.6953		29	1.4114	0.02809		29	0.1199	0.002395
	34	31.41	0.6237		34	21.76882	0.4547		34	0.8235	0.01641		34	0.1199	0.002395
BSW 70 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)	BSW 70 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)	BSW 70 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)	BSW 70 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)
	4	2643.82	34.58		4	2470.85	34.16		4	322.0699	5.983		4	16.1302	0.3212
	9	1183.75	19.14		9	943.39	16.54		9	57.6156	1.098		9	2.4965	0.04984
	14	591.85	10.58		14	461.97	9.845		14	21.16	0.4115		14	0.8187	0.01635
	19	329.34	6.17		19	255.17	5.087		19	10.43	0.2052		19	0.43	0.00875
	24	221.04	4.233		24	147.51	3.005		24	5.6352	0.1115		24	0.3197	0.006385
	29	139.04	2.705		29	96.27	1.982		29	3.5548	0.07053		29	0.2351	0.004695
	34	101.4	1.989		34	67.24	1.393		34	2.7757	0.05514		34	0.1769	0.003533
	50	42.5	0.84		50	28.9812	0.605								
BSW 80 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)	BSW 80 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)	BSW 80 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)	BSW 80 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)
	4	5198.91	51.05		4	5078.8	50.59		4	1144.12	18.83		4	68.4339	1.35
	9	3361.1	40.28		9	2951.9	38.28		9	239.0933	4.474		9	10.7126	0.2137
	14	1955.06	28.18		14	1617.18	25.36		14	86.83	1.644		14	4.218	0.08426
	19	1258.5	20.16		19	956.93	16.74		19	49.5492	0.9475		19	1.828	0.03653
	24	848.5	14.55		24	598.81	11.18		24	25.7805	0.4996		24	0.9693	0.01938
	29	564.54	10.17		29	437.35	8.417		29	17.8201	0.3477		29	0.6902	0.0138
	34	412.32	7.641		34	306.92	6.059		34	11.9047	0.2337		34	0.4861	0.00971
	90	33	0.6		100	35.78	0.74								
BSW 90 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)	BSW 90 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)	BSW 90 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)	BSW 90 entrada	tiempo de residencia (horas)	caudal de agua (Bbl/ día)	BSW (salida)
	4	12079.97	71.75		4	12000.87	70.35		4	6146	58.01		4	584.28	10.71
	9	1134.6	70.46		9	1126.96	70.17		9	1845.35	28.65		9	100.22	2.015
	14	9112	65.71		14	8345.5	64.21		14	843.31	15.38		14	35.97	0.7328
	19	6925	59.29		19	5922.48	56.01		19	440.23	8.572		19	19.3	0.3947
	24	5243	52.44		24	4315.53	48.13		24	251.233	5.003		24	9.3803	0.1921
	29	4069	46.11		29	3315	41.62		29	171	3.425		29	7.177	0.1471
	34	3125.5	39.66		34	2561.24	35.51		34	111.36	2.24		34	4.0025	0.08207

- Resultados simulación configuración 2

BSW 10 %	crudo 11°API				crudo 12.8°API				BSW salida			
	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)		longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (bel/día)
	5.5	19.25	11.55	110	135.82	2.759	5.5	19.25	11.55	110	29.813	0.59916
	5.5	19.25	11.55	140	28.28	0.5885	5.5	19.25	11.55	140	1.5749	0.03143
	5.5	19.25	11.55	170	5.2792	0.1104	5.5	19.25	11.55	170	0.6415	0.01281
	5.5	19.25	11.55	200	2.277	0.04769	5.5	19.25	11.55	200	0.9374	0.01872

5.5	19.25	11.55	230	2.5414	0.05323	5.5	19.25	11.55	230	1.4973	0.02991		
5.5	19.25	11.55	260	3.699	0.07752	5.5	19.25	11.55	260	2.3164	0.04628		
5.5	19.25	11.55	290	5.5113	0.1155	5.5	19.25	11.55	290	2.245	0.058		
<b>BSW 20 %</b>	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (bel/día)	BSW salida	<b>BSW 20 %</b>	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (bel/día)	BSW salida
6	21	12.6	110	317.45	6.222	6	21	12.6	110	99.55	1.949		
6	21	12.6	140	71.522	1.475	6	21	12.6	140	5.4863	0.1094		
6	21	12.6	170	12.264	0.2562	6	21	12.6	170	1.0494	0.0209		
6	21	12.6	200	3.838	0.08035	6	21	12.6	200	1.0113	0.0202		
6	21	12.6	230	2.8848	0.06042	6	21	12.6	230	1.5185	0.03033		
6	21	12.6	260	3.819	0.08	6	21	12.6	260	2.33	0.04673		
6	21	12.6	290	5.5	0.1165	6	21	12.6	290	3.4691	0.0639		
<b>BSW 30 %</b>	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (bel/día)	BSW salida	<b>BSW 30 %</b>	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (bel/día)	BSW salida
6	21	12.6	110	615.52	11.4	6	21	12.6	110	233.32	4.451		
6	21	12.6	140	186.12	3.75	6	21	12.6	140	15.0728	0.3001		
6	21	12.6	170	34.2	0.7112	6	21	12.6	170	1.918	0.0383		
6	21	12.6	200	8.2509	0.1726	6	21	12.6	200	1.2226	0.02442		
6	21	12.6	230	4.2822	0.08967	6	21	12.6	230	1.6012	0.03199		
6	21	12.6	260	4.4066	0.09232	6	21	12.6	260	2.385	0.04765		
6	21	12.6	290	5.7902	0.12	6	21	12.6	290	3.534	0.07062		
<b>BSW 40 %</b>	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (bel/día)	BSW salida	<b>BSW 40 %</b>	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (bel/día)	BSW salida
6	21	12.6	110	1023.03	17.61	6	21	12.6	110	476	8.68		
6	21	12.6	140	403.31	7.786	6	21	12.6	140	36.0788	0.7155		
6	21	12.6	170	82.455	1.698	6	21	12.6	170	4.44	0.08872		
6	21	12.6	200	20.2	0.4215	6	21	12.6	200	1.75	0.03496		
6	21	12.6	230	7.8128	0.1635	6	21	12.6	230	1.739	0.0347		
6	21	12.6	260	5.6172	0.1177	6	21	12.6	260	2.4824	0.049		
6	21	12.6	290	6.3587	0.133	6	21	12.6	290	3.7373	0.07469		
<b>BSW 50 %</b>	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (bel/día)	BSW salida	<b>BSW 50 %</b>	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (bel/día)	BSW salida
6	21	12.6	110	1583.72	24.87	6	21	12.6	110	906.8088	15.34		
6	21	12.6	140	829.71	14.8	6	21	12.6	140	86.96	1.708		
6	21	12.6	170	208.53	4.185	6	21	12.6	170	10.43	0.2081		
6	21	12.6	200	52.9462	1.097	6	21	12.6	200	2.977	0.0594		
6	21	12.6	230	16.038	0.335	6	21	12.6	230	2.2004	0.04397		
6	21	12.6	260	9.2805	0.1942	6	21	12.6	260	2.8242	0.05645		
6	21	12.6	290	8.3042	0.174	6	21	12.6	290	4.2865	0.085		
<b>BSW 60 %</b>	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (bel/día)	BSW salida	<b>BSW 60 %</b>	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (bel/día)	BSW salida
6	21	12.6	110	2400.18	33.41	6	21	12.6	110	1633.32	24.62		
6	21	12.6	140	1651.49	25.69	6	21	12.6	140	227.7678	4.357		
6	21	12.6	170	507.07	9.602	6	21	12.6	170	27.7702	0.5525		
6	21	12.6	200	130.33	2.658	6	21	12.6	200	6.883	0.1375		
6	21	12.6	230	44.6467	0.9272	6	21	12.6	230	3.9	0.07812		
6	21	12.6	260	21.07	0.44	6	21	12.6	260	3.7192	0.07439		
6	21	12.6	290	13.63	0.2854	6	21	12.6	290	6.2838	0.1257		
<b>BSW 70 %</b>	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (bel/día)	BSW salida	<b>BSW 70 %</b>	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (bel/día)	BSW salida
6.5	22.75	13.65	110	3736.55	43.87	6.5	22.75	13.65	110	2425	32.71		
6.5	22.75	13.65	140	2893.03	37.74	6.5	22.75	13.65	140	282.82	5.367		
6.5	22.75	13.65	170	1013.27	17.52	6.5	22.75	13.65	170	32.22	0.642		
6.5	22.75	13.65	200	287.63	5.687	6.5	22.75	13.65	200	8.4671	0.1695		

	6.5	22.75	13.65	230	98.13	2.017		6.5	22.75	13.65	230	4.41	0.08839
	6.5	22.75	13.65	260	41.03	0.8537		6.5	22.75	13.65	260	4.51	0.09
	6.5	22.75	13.65	290	24.3067	0.5078		6.5	22.75	13.65	290	7.025	0.14
<b>BSW 80 %</b>	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (bel/día)	BSW salida	BSW 80 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (bel/día)	BSW salida
	7	24.5	14.7	110	6405.79	57.3		7	24.5	14.7	110	4720.02	49.02
	7	24.5	14.7	140	5815.87	54.96		7	24.5	14.7	140	796.6	13.97
	7	24.5	14.7	170	2689.24	36.08		7	24.5	14.7	170	95.85	1.916
	7	24.5	14.7	200	890.87	15.76		7	24.5	14.7	200	24.42	0.495
	7	24.5	14.7	230	315.057	6.206		7	24.5	14.7	230	9.7301	0.198
	7	24.5	14.7	260	132.15	2.703		7	24.5	14.7	260	8.72771	0.17777
	7	24.5	14.7	290	78.86	1.631		7	24.5	14.7	290	15.942	0.3242
<b>BSW 90 %</b>	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (bel/día)	BSW salida	BSW 90 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (bel/día)	BSW salida
	8.5	29.75	17.85	110	14413.51	75.58		8.5	29.75	17.85	110	11641.23	71.92
	8.5	29.75	17.85	140	13956.65	75		8.5	29.75	17.85	140	2976.85	39.57
	8.5	29.75	17.85	170	8261.78	63.98		8.5	29.75	17.85	170	436.23	8.758
	8.5	29.75	17.85	200	3208.28	40.83		8.5	29.75	17.85	200	105.66	2.273
	8.5	29.75	17.85	230	1202.13	20.55		8.5	29.75	17.85	230	45.14	0.9839
	8.5	29.75	17.85	260	522.07	10.1		8.5	29.75	17.85	260	31.21	0.6825
	8.5	29.75	17.85	290	331.32	6.662		8.5	29.75	17.85	290	65.79	1.4

crudo 13.5°API							crudo 20°API						
<b>BSW 10 %</b>	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	<b>BSW 10 %</b>	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
	5.5	19.25	11.55	110	13.86	0.2759		5.5	19.25	11.55	110	1.53	0.03054
	5.5	19.25	11.55	140	1.255	0.02507		5.5	19.25	11.55	140	0.4087	0.008116
	5.5	19.25	11.55	170	0.6775	0.01353		5.5	19.25	11.55	170	0.5323	0.01063
	5.5	19.25	11.55	200	0.9995	0.01996		5.5	19.25	11.55	200	0.8905	0.01779
	5.5	19.25	11.55	230	1.599	0.03197		5.5	19.25	11.55	230	1.45	0.02898
	5.5	19.25	11.55	260	2.48	0.04964		5.5	19.25	11.55	260	2.2702	0.04535
	5.5	19.25	11.55	290	2.48	0.06964		5.5	19.25	11.55	290	2.2702	0.0655
<b>BSW 20 %</b>	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	<b>BSW 20 %</b>	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
	6	21	12.6	110	33.55	0.6652		6	21	12.6	110	5.622	0.1121
	6	21	12.6	140	2.449	0.04888		6	21	12.6	140	0.7559	0.01509
	6	21	12.6	170	0.8141	0.01626		6	21	12.6	170	0.5752	0.01149
	6	21	12.6	200	1.03	0.02049		6	21	12.6	200	0.9034	0.01804
	6	21	12.6	230	1.6	0.0321		6	21	12.6	230	1.4534	0.029
	6	21	12.6	260	2.484	0.0421		6	21	12.6	260	2.271	0.04532
	6	21	12.6	290	3.6919	0.07401		6	21	12.6	290	3.417	0.06828
<b>BSW 30 %</b>	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	<b>BSW 30 %</b>	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
	6	21	12.6	110	87.32	1.713		6	21	12.6	110	9.5414	0.1901
	6	21	12.6	140	6.2519	0.1247		6	21	12.6	140	10966	0.02189
	6	21	12.6	170	1.2795	0.0255		6	21	12.6	170	0.6194	0.01237
	6	21	12.6	200	1.059	0.02189		6	21	12.6	200	0.9161	0.0183
	6	21	12.6	230	1.628	0.0325		6	21	12.6	230	1.4558	0.02908
	6	21	12.6	260	2.4922	0.04983		6	21	12.6	260	2.2725	0.0454
	6	21	12.6	290	3.695	0.07408		6	21	12.6	290	3.4177	0.06829
<b>BSW 40 %</b>	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento	caudal agua salida	BSW salida	<b>BSW 40 %</b>	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida

		°F					°F						
		(Bbl/día)					(Bbl/día)						
6	21	12.6	110	203.71	3.907	6	21	12.6	110	23.96	0.4762		
6	21	12.6	140	16.5365	0.3291	6	21	12.6	140	2.268	0.04528		
6	21	12.6	170	2.3412	0.04674	6	21	12.6	170	0.8386	0.01675		
6	21	12.6	200	1.338	0.0267	6	21	12.6	200	0.96	0.01917		
6	21	12.6	230	1.67	0.0334	6	21	12.6	230	1.266	0.02929		
6	21	12.6	260	2.5	0.05061	6	21	12.6	260	2.2783	0.04551		
6	21	12.6	290	3.705	0.07423	6	21	12.6	290	3.4183	0.0683		
BSW 50 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	BSW 50 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
6	21	12.6	110	443.77	8.138	6	21	12.6	110	54.93	1.085		
6	21	12.6	140	39.97	0.7922	6	21	12.6	140	5.6944	0.1136		
6	21	12.6	170	5.5367	0.1105	6	21	12.6	170	1.3972	0.0279		
6	21	12.6	200	1.9568	0.03908	6	21	12.6	200	1.0543	0.02106		
6	21	12.6	230	1.866	0.0367	6	21	12.6	230	1.4929	0.02982		
6	21	12.6	260	2.6007	0.0567	6	21	12.6	260	2.2938	0.0458		
6	21	12.6	290	3.7576	0.07534	6	21	12.6	290	3.422	0.06839		
BSW 60 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	BSW 60 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
6	21	12.6	110	951.58	15.97	6.5	22.75	13.65	110	90.85	1.782		
6	21	12.6	140	101.031	1.979	6.5	22.75	13.65	140	10.0218	0.1998		
6	21	12.6	170	13.4313	0.2677	6.5	22.75	13.65	170	1.8404	0.03675		
6	21	12.6	200	3.4658	0.06923	6.5	22.75	13.65	200	1.1391	0.02275		
6	21	12.6	230	2.4012	0.04799	6.5	22.75	13.65	230	1.5561	0.03109		
6	21	12.6	260	2.7554	0.05512	6.5	22.75	13.65	260	2.306	0.046		
6	21	12.6	290	3.85	0.0736	6.5	22.75	13.65	290	3.4252	0.06845		
BSW 70 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	BSW 70 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
6.5	22.75	13.65	110	2085.98	29.42	7	24.5	14.7	110	203.48	3.906		
6.5	22.75	13.65	140	312.48	5.881	7	24.5	14.7	140	21.59	0.4296		
6.5	22.75	13.65	170	43.92	0.8708	7	24.5	14.7	170	4.0081	0.08003		
6.5	22.75	13.65	200	10.48	0.2093	7	24.5	14.7	200	1.7062	0.03409		
6.5	22.75	13.65	230	4.5831	0.0916	7	24.5	14.7	230	1.7097	0.03417		
6.5	22.75	13.65	260	3.7255	0.07457	7	24.5	14.7	260	2.3685	0.04734		
6.5	22.75	13.65	290	4.287	0.08605	7	24.5	14.7	290	3.444	0.06886		
BSW 80 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	BSW 80 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
7	24.5	14.7	110	3776.27	43.14	7.5	26.25	15.75	110	687.17	12.08		
7	24.5	14.7	140	577.38	10.4	7	24.5	14.7	140	77.14	1.52		
7	24.5	14.7	170	85.92	1.298	7	24.5	14.7	170	12.45	0.2486		
7	24.5	14.7	200	17.29	0.3465	7	24.5	14.7	200	3.5399	0.07079		
7	24.5	14.7	230	6.726	0.1351	7	24.5	14.7	230	2.436	0.04874		
7	24.5	14.7	260	4.6199	0.0929	7	24.5	14.7	260	2.549	0.05101		
7	24.5	14.7	290	5.11	0.1644	7	24.5	14.7	290	3.5784	0.07163		
BSW 90 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	BSW 90 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
8.5	29.75	17.85	110	10333.4	68.76	9	31.5	18.9	110	2222.7	31.38		
8.5	29.75	17.85	140	2334.52	33.21	9	31.5	18.9	140	286.86	5.575		
8.5	29.75	17.85	170	357.98	7.087	9	31.5	18.9	170	49.28	1.004		
8.5	29.75	17.85	200	78.211	1.64	9	31.5	18.9	200	11.3086	0.2323		
8.5	29.75	17.85	230	25.48	0.5403	9	31.5	18.9	230	4.578	0.09418		
8.5	29.75	17.85	260	13.89	0.2956	9	31.5	18.9	260	3.2094	0.06606		
8.5	29.75	17.85	290	10.0013	0.34136	9	31.5	18.9	290	3.9491	0.08131		

- Resultados simulación configuración 3

crudo Jazmín									crudo rubiales						
BSW 10 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	BSW 10 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
	5.5	19.25	11.55	7.7	110	1.8885	0.0396		5.5	19.25	11.55	7.7	110	2.1937	0.04378
	5.5	19.25	11.55	7.7	120	0.5885	0.0123		5.5	19.25	11.55	7.7	120	0.5	0.01
	5.5	19.25	11.55	7.7	130	0.4168	0.0087		5.5	19.25	11.55	7.7	130	0.302	0.00642
	5.5	19.25	11.55	7.7	140	0.39	0.0086		5.5	19.25	11.55	7.7	140	0.3	0.00614
BSW 20 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	BSW 20 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
	6	21	12.6	8.4	110	4.1495	0.0869		6	21	12.6	8.4	110	4.9328	0.0984
	6	21	12.6	8.4	120	1.013	0.0212		6	21	12.6	8.4	120	0.9627	0.01922
	6	21	12.6	8.4	130	0.4735	0.0099		6	21	12.6	8.4	130	0.3564	0.007118
	6	21	12.6	8.4	140	0.46	0.0097		6	21	12.6	8.4	140	0.3166	0.006322
BSW 30 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	BSW 30 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
	6	21	12.6	8.4	110	14.6903	0.307		6	21	12.6	8.4	110	16.94	0.3371
	6	21	12.6	8.4	120	3.4457	0.0722		6	21	12.6	8.4	120	3.4808	0.06947
	6	21	12.6	8.4	130	0.927	0.0194		6	21	12.6	8.4	130	0.6984	0.01395
	6	21	12.6	8.4	140	0.5428	0.0113		6	21	12.6	8.4	140	0.3663	0.00731
BSW 40%	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	BSW 40%	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
	6	21	12.6	8.4	110	41.69	0.867		6	21	12.6	8.4	110	46.7626	0.9253
	6	21	12.6	8.4	120	11.05	0.2313		6	21	12.6	8.4	120	11.23	0.2238
	6	21	12.6	8.4	130	2.47	0.0518		6	21	12.6	8.4	130	1.987	0.03969
	6	21	12.6	8.4	140	0.814	0.0171		6	21	12.6	8.4	140	0.57	0.0114
BSW 50 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	BSW 50 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
	6	21	12.6	8.4	110	111.13	2.279		6	21	12.6	8.4	110	121.18	2.354
	6	21	12.6	8.4	120	34.84	0.7259		6	21	12.6	8.4	120	35.22	0.699
	6	21	12.6	8.4	130	8.3268	0.1744		6	21	12.6	8.4	130	7.027	0.1402
	6	21	12.6	8.4	140	1.9627	0.0411		6	21	12.6	8.4	140	1.4793	0.02955
BSW 60%	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	BSW 60%	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
	6	21	12.6	8.4	110	282.6945	5.601		6	21	12.6	8.4	110	302.11	5.698
	6	21	12.6	8.4	120	115.38	2.365		6	21	12.6	8.4	120	115.94	2.266
	6	21	12.6	8.4	130	34.45	0.7181		6	21	12.6	8.4	130	29.9257	0.595
	6	21	12.6	8.4	140	8.4293	0.1767		6	21	12.6	8.4	140	6.86	0.1372
BSW 70 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	BSW 70 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
	6.5	22.75	13.65	9.1	110	565.7	10.62		6.5	22.75	13.65	9.1	110	633.87	11.28
	6.5	22.75	13.65	9.1	120	238.32	4.769		6.5	22.75	13.65	9.1	120	238.96	4.57
	6.5	22.75	13.65	9.1	130	81.59	1.686		6.5	22.75	13.65	9.1	130	72.07	1.425
	6.5	22.75	13.65	9.1	140	20.01	0.4188		6.5	22.75	13.65	9.1	140	16.42	0.3282
BSW	diámetro	longitud	longitud zona	longitud	temperatura	caudal	BSW	BSW	diámetro	longitud	longitud	longitud	temperatura	caudal	BSW

80 %	tratador (ft)	tratador (ft)	calentamiento	zona coalescencia	de tratamiento (°F)	agua salida (Bbl/día)	salida	80 %	tratador (ft)	tratador (ft)	zona calentamiento	zona coalescencia	de tratamiento (°F)	agua salida (Bbl/día)	salida
	7	24.5	14.7	9.8	110	1543.81	24.6		7	24.5	14.7	9.8	110	1685.39	25.56
	7	24.5	14.7	9.8	120	704.65	12.97		7	24.5	14.7	9.8	120	753.76	13.31
	7	24.5	14.7	9.8	130	309.13	6.135		7	24.5	14.7	9.8	130	280.89	5.414
0	7	24.5	14.7	9.8	140	106.29	2.198		7	24.5	14.7	9.8	140	92.12	1.843
BSW 90 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	BSW 90 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
	8.5	29.75	17.85	11.9	110	5136.37	53.64		8.5	29.75	17.85	11.9	110	5826	56.17
	8.5	29.75	17.85	11.9	120	2723.06	38.02		8.5	29.75	17.85	11.9	120	2866.96	38.68
	8.5	29.75	17.85	11.9	130	1276.28	22.33		8.5	29.75	17.85	11.9	130	1372.7	23.19
	8.5	29.75	17.85	11.9	140	567.0972	11.33		8.5	29.75	17.85	11.9	140	509.86	10.09

crudo 13.5°API								crudo 20°API							
BSW 10 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	Longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	BSW 10 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	Longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
	5.5	19.25	11.55	7.7	110	0.1643	0.00327		5.5	19.25	11.55	7.7	110	0.1428	0.002851
	5.5	19.25	11.55	7.7	120	0.156	0.002		5.5	19.25	11.55	7.7	120	0.1412	0.002678
	5.5	19.25	11.55	7.7	130	0.1367	0.001988		5.5	19.25	11.55	7.7	130	0.139	0.00249
	5.5	19.25	11.55	7.7	140	0.11	0.0015		5.5	19.25	11.55	7.7	140	0.1356	0.00234
BSW 20 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	Longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	BSW 20 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	Longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
	6	21	12.6	8.4	110	0.1688	0.00328		6	21	12.6	8.4	110	0.1428	0.002853
	6	21	12.6	8.4	120	0.166	0.00312		6	21	12.6	8.4	120	0.1426	0.00268
	6	21	12.6	8.4	130	0.1457	0.00258		6	21	12.6	8.4	130	0.1401	0.0025
	6	21	12.6	8.4	140	0.12	0.0019		6	21	12.6	8.4	140	0.139	0.0024
BSW 30 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	Longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	BSW 30 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	Longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
	6	21	12.6	8.4	110	0.1832	0.003654		6	21	12.6	8.4	110	0.1432	0.00286
	6	21	12.6	8.4	120	0.17	0.00333		6	21	12.6	8.4	120	0.1446	0.00278
	6	21	12.6	8.4	130	0.1532	0.00278		6	21	12.6	8.4	130	0.1431	0.0026
	6	21	12.6	8.4	140	0.13	0.002		6	21	12.6	8.4	140	0.1401	0.0026
BSW 40%	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	Longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	BSW 40%	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	Longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
	6	21	12.6	8.4	110	0.2334	0.004656		6	21	12.6	8.4	110	0.1439	0.002873
	6	21	12.6	8.4	120	0.2099	0.004188		6	21	12.6	8.4	120	0.1456	0.002812
	6	21	12.6	8.4	130	0.2	0.00401		6	21	12.6	8.4	130	0.1444	0.002723
	6	21	12.6	8.4	140	0.17	0.0033		6	21	12.6	8.4	140	0.1431	0.002712
BSW 50 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	Longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	BSW 50 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	Longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
	6	21	12.6	8.4	110	0.53	0.01069		6	21	12.6	8.4	110	0.1273	0.002942
	6	21	12.6	8.4	120	0.345	0.004544		6	21	12.6	8.4	120	0.1463	0.002917
	6	21	12.6	8.4	130	0.278	0.0044		6	21	12.6	8.4	130	0.14634	0.002873
	6	21	12.6	8.4	140	0.18	0.0034		6	21	12.6	8.4	140	0.14561	0.00282
BSW 60%	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	Longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	BSW 60%	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	Longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
	6	21	12.6	8.4	110	1.826	0.03635		6.5	22.75	13.65	9.1	110	0.1616	0.003227
	6	21	12.6	8.4	120	0.3266	0.006516		6.5	22.75	13.65	9.1	120	0.1589	0.003134
	6	21	12.6	8.4	130	0.2644	0.005277		6.5	22.75	13.65	9.1	130	0.1512	0.003115

	6	21	12.6	8.4	140	0.2345	0.005012		6.5	22.75	13.65	9.1	140	0.1492	0.003045
<b>BSW 70 %</b>	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	Longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	BSW 70 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	Longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
	6.5	22.75	13.65	9.1	110	11.91	0.2342		7	24.5	14.7	9.8	110	0.25	0.005014
	6.5	22.75	13.65	9.1	120	1.22	0.0244		7	24.5	14.7	9.8	120	0.245	0.004978
	6.5	22.75	13.65	9.1	130	0.3277	0.006545		7	24.5	14.7	9.8	130	0.1956	0.004351
	6.5	22.75	13.65	9.1	140	0.3234	0.006459		7	24.5	14.7	9.8	140	0.1893	0.00389
<b>BSW 80 %</b>	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	Longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	BSW 80 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	Longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
	7	24.5	14.7	9.8	110	98.016	1.864		7.5	26.25	15.75	10.5	110	1.8816	0.03761
	7	24.5	14.7	9.8	120	13.777	0.2716		7	24.5	14.7	9.8	120	0.3876	0.007749
	7	24.5	14.7	9.8	130	1.5917	0.03189		7	24.5	14.7	9.8	130	0.245	0.004899
	7	24.5	14.7	9.8	140	0.45	0.0091		7	24.5	14.7	9.8	140	0.203	0.004
<b>BSW 90 %</b>	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	Longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	BSW 90 %	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	Longitud zona calentamiento	longitud zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
	8.5	29.75	17.85	11.9	110	1250.94	21.32		9	31.5	18.9	12.6	110	94.9796	1.912
	8.5	29.75	17.85	11.9	120	14.6089	2.047		9	31.5	18.9	12.6	120	16.7094	0.3418
	8.5	29.75	17.85	11.9	130	0.565	0.0912		9	31.5	18.9	12.6	130	0.5009	0.01028
	8.5	29.75	17.85	11.9	140	0.91	0.011		9	31.5	18.9	12.6	140	0.4621	0.00648

- Resultados simulación configuración 4

crudo 11°API							
<b>BSW 20 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		5.5	19.25	11.55	110	46.3961	0.5123
		5.5	19.25	11.55	140	3.9352	0.0825
		5.5	19.25	11.55	170	1.3548	0.02843
		5.5	19.25	11.55	200	1.5482	0.03249
		5.5	19.25	11.55	230	2.408	0.05055
		5.5	19.25	11.55	260	3.776	0.07932
		5.5	19.25	11.55	290	5.7274	0.1203
<b>BSW 30 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		5.5	19.25	11.55	110	77.2656	1.595
		5.5	19.25	11.55	140	14.0569	0.2941
		5.5	19.25	11.55	170	2.6916	0.05646
		5.5	19.25	11.55	200	1.7959	0.03769
		5.5	19.25	11.55	230	2.4955	0.05238
		5.5	19.25	11.55	260	3.8148	0.0801
		5.5	19.25	11.55	290	5.5113	0.1207
<b>BSW 40 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		5.5	19.25	11.55	110	204.09	4.106
		5.5	19.25	11.55	140	45.21	0.9398
		5.5	19.25	11.55	170	7.682	0.161
		5.5	19.25	11.55	200	2.8363	0.05951
		5.5	19.25	11.55	230	2.7924	0.05862
		5.5	19.25	11.55	260	3.904	0.08209
		5.5	19.25	11.55	290	5.5113	0.1155
	tiempo de residencia de 9 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		5.5	19.25	11.55	110	34.17	2.34
		5.5	19.25	11.55	140	5.4805	0.1149
		5.5	19.25	11.55	170	1.5307	0.03212
		5.5	19.25	11.55	200	1.5843	0.03325
		5.5	19.25	11.55	230	2.4262	0.05093

		5.5	19.25	11.55	260	3.7849	0.07948
		5.5	19.25	11.55	290	5.7302	0.1204
<b>BSW 50 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		5.5	19.25	11.55	110	513.323	9.723
		5.5	19.25	11.55	140	162.7764	3.303
		5.5	19.25	11.55	170	31.5991	0.659
		5.5	19.25	11.55	200	8.1436	0.1707
		5.5	19.25	11.55	230	4.0781	0.0856
		5.5	19.25	11.55	260	4.4551	0.09355
		5.5	19.25	11.55	290	6.1187	0.1285
	tiempo de residencia de 9 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		5.5	19.25	11.55	110	98.4977	2.025
		5.5	19.25	11.55	140	18.39	0.3845
		5.5	19.25	11.55	170	3.4449	0.0722
		5.5	19.25	11.55	200	1.9732	0.04142
		5.5	19.25	11.55	230	2.5209	0.05293
		5.5	19.25	11.55	260	3.825	0.08033
		5.5	19.25	11.55	290	5.7234	0.1208
	tiempo de residencia de 14 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		5.5	19.25	11.55	110	31.7844	0.6625
		5.5	19.25	11.55	140	5.1249	0.1074
		5.5	19.25	11.55	170	1.4805	0.03107
		5.5	19.25	11.55	200	1.5738	0.03304
		5.5	19.25	11.55	230	2.4228	0.05087
		5.5	19.25	11.55	260	3.7831	0.07945
		5.5	19.25	11.55	290	5.7288	0.1204
<b>BSW 60 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		5.5	19.25	11.55	110	1160.8075	19.59
		5.5	19.25	11.55	140	563.88	10.59
		5.5	19.25	11.55	170	134.54	2.748
		5.5	19.25	11.55	200	31.899	0.6656
		5.5	19.25	11.55	230	11.1137	0.233
		5.5	19.25	11.55	260	7.2706	0.1526
		5.5	19.25	11.55	290	7.9806	0.1677
	tiempo de residencia de 9 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		5.5	19.25	11.55	110	291.42	5.764
		5.5	19.25	11.55	140	71.379	1.476
		5.5	19.25	11.55	170	12.299	0.2576
		5.5	19.25	11.55	200	4.0566	0.08514
		5.5	19.25	11.55	230	3.068	0.0644
		5.5	19.25	11.55	260	4.01	0.08441
		5.5	19.25	11.55	290	5.8543	0.123
	tiempo de residencia de 14 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		5.5	19.25	11.55	110	99.153	2.039
		5.5	19.25	11.55	140	18.51	0.3871
		5.5	19.25	11.55	170	3.4622	0.07265
		5.5	19.25	11.55	200	1.9763	0.0415
		5.5	19.25	11.55	230	2.521	0.05295
		5.5	19.25	11.55	260	3.824	0.08034
		5.5	19.25	11.55	290	5.7475	0.1208
	tiempo de residencia 19 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6	21	12.6	110	51.0002	1.059
		6	21	12.6	140	8.6753	0.1818
		6	21	12.6	170	1.9636	0.04122
		6	21	12.6	200	1.688	0.03545
		6	21	12.6	230	2.4422	0.0513
		6	21	12.6	260	3.7898	0.07962
		6	21	12.6	290	5.7305	0.1204

tiempo de residencia 24 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	
	6	21	12.6	110	26.5695	0.5546	
	6	21	12.6	140	4.4465	0.09327	
	6	21	12.6	170	1.3845	0.02907	
	6	21	12.6	200	1.5536	0.03262	
	6	21	12.6	230	2.408	0.05058	
	6	21	12.6	260	3.7758	0.07933	
	6	21	12.6	290	5.7255	0.1203	
<b>BSW 70 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6.5	22.75	13.65	110	2446.1387	33.95
		6.5	22.75	13.65	140	1845.22	27.94
		6.5	22.75	13.65	170	633.46	11.75
		6.5	22.75	13.65	200	173.9047	3.528
		6.5	22.75	13.65	230	58.2453	1.21
		6.5	22.75	13.65	260	28.4786	0.5958
		6.5	22.75	13.65	290	18.47	0.3876
tiempo de residencia de 9 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	
	6.5	22.75	13.65	110	900.0684	15.9	
	6.5	22.75	13.65	140	379.34	7.383	
	6.5	22.75	13.65	170	78.59	1.625	
	6.5	22.75	13.65	200	20.27	0.4245	
	6.5	22.75	13.65	230	8.2091	0.1724	
	6.5	22.75	13.65	260	6.0071	0.1263	
	6.5	22.75	13.65	290	6.8251	0.1435	
tiempo de residencia de 14 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	
	6.5	22.75	13.65	110	392.8935	7.625	
	6.5	22.75	13.65	140	107.5399	2.21	
	6.5	22.75	13.65	170	19.1188	0.4003	
	6.5	22.75	13.65	200	5.3964	0.1133	
	6.5	22.75	13.65	230	3.4799	0.07314	
	6.5	22.75	13.65	260	4.1878	0.08806	
	6.5	22.75	13.65	290	5.9515	0.1252	
tiempo de residencia 19 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	
	6.5	22.75	13.65	110	190.6	3.85	
	6.5	22.75	13.65	140	40.295	0.8397	
	6.5	22.75	13.65	170	7.3136	0.1535	
	6.5	22.75	13.65	200	2.7594	0.05799	
	6.5	22.75	13.65	230	2.767	0.05817	
	6.5	22.75	13.65	260	3.8964	0.08194	
	6.5	22.75	13.65	290	5.7826	0.1216	
tiempo de residencia 24 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	
	6.5	22.75	13.65	110	97.0044	1.997	
	6.5	22.75	13.65	140	18.1174	0.3793	
	6.5	22.75	13.65	170	3.4039	0.0715	
	6.5	22.75	13.65	200	1.9632	0.04126	
	6.5	22.75	13.65	230	2.5157	0.05289	
	6.5	22.75	13.65	260	3.8192	0.0831	
	6.5	22.75	13.65	290	5.7416	0.1208	
tiempo de residencia 29 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	
	6.5	22.75	13.65	110	58.519	1.214	
	6.5	22.75	13.65	140	9.6945	0.2033	
	6.5	22.75	13.65	170	2.2936	0.04819	
	6.5	22.75	13.65	200	1.7178	0.03611	
	6.5	22.75	13.65	230	2.4474	0.05145	
	6.5	22.75	13.65	260	3.7892	0.07969	
	6.5	22.75	13.65	290	5.7266	0.1205	
tiempo de residencia 34 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	

		6.5	22.75	13.65		110	135.82	2.759	
		6.5	22.75	13.65		140	28.28	0.5885	
		6.5	22.75	13.65		170	5.2792	0.1104	
		6.5	22.75	13.65		200	2.277	0.04769	
		6.5	22.75	13.65		230	2.5414	0.05323	
		6.5	22.75	13.65		260	3.699	0.07752	
		6.5	22.75	13.65		290	5.5113	0.1155	
<b>BSW 80 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)		caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	
		7	24.5		14.7		110	135.82	52.49
		7	24.5		14.7		140	5048.86	51.63
		7	24.5		14.7		170	2996.32	38.79
		7	24.5		14.7		200	1104.37	18.94
		7	24.5		14.7		230	437.69	8.478
		7	24.5		14.7		260	192.0705	3.908
		7	24.5		14.7		290	110.82	2.295
	tiempo de residencia de 9 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)		caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	
		7	24.5		14.7		110	2922.3995	38.19
		7	24.5		14.7		140	2396.63	33.63
		7	24.5		14.7		170	906.6445	16.09
		7	24.5		14.7		200	265.07	5.31
		7	24.5		14.7		230	96.877	2.009
		7	24.5		14.7		260	43.2721	0.908
		7	24.5		14.7		290	27.14	0.5721
	tiempo de residencia de 14 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)		caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	
		7	24.5		14.7		110	1592.51	25.19
		7	24.5		14.7		140	939.5	16.57
		7	24.5		14.7		170	253.699	5.092
		7	24.5		14.7		200	65.5304	1.367
		7	24.5		14.7		230	21.1447	0.4455
		7	24.5		14.7		260	12.1311	0.2562
		7	24.5		14.7		290	10.3877	0.2197
	tiempo de residencia 19 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)		caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	
		7	24.5		14.7		110	912.98	16.18
		7	24.5		14.7		140	384.78	7.524
		7	24.5		14.7		170	79.71	1.658
		7	24.5		14.7		200	20.536	0.4326
		7	24.5		14.7		230	8.2787	0.1749
		7	24.5		14.7		260	6.0167	0.1272
		7	24.5		14.7		290	6.8067	0.144
	tiempo de residencia 24 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)		caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	
		7	24.5		14.7		110	535.19	10.16
		7	24.5		14.7		140	168.66	3.443
		7	24.5		14.7		170	32.7115	0.6871
		7	24.5		14.7		200	8.3774	0.1769
		7	24.5		14.7		230	4.5077	0.09531
		7	24.5		14.7		260	4.4526	0.0942
		7	24.5		14.7		290	6.092	0.1289
	tiempo de residencia 29 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)		caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	
		7	24.5		14.7		110	368.82	7.232
		7	24.5		14.7		140	96.7319	2.004
		7	24.5		14.7		170	18.13	0.3821
		7	24.5		14.7		200	5.1759	0.1094
		7	24.5		14.7		230	3.4064	0.07204
		7	24.5		14.7		260	4.1419	0.08763
		7	24.5		14.7		290	5.9034	0.125
	tiempo de residencia 34 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)		caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	
		7	24.5		14.7		110	238.3011	4.796
		7	24.5		14.7		140	54.54	1.14

		7	24.5	14.7	170	9.5883	0.2024
		7	24.5	14.7	200	3.3222	0.07024
		7	24.5	14.7	230	2.8316	0.05989
		7	24.5	14.7	260	3.9541	0.08366
		7	24.5	14.7	290	5.7936	0.1126
<b>BSW 90 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75	17.85	110	12676.78	74.07
		8.5	29.75	17.85	140	12676.811	74.06
		8.5	29.75	17.85	170	11751.72	72.59
		8.5	29.75	17.85	200	7438.05	62.64
		8.5	29.75	17.85	230	3765.35	45.92
		8.5	29.75	17.85	260	2005.92	31.16
		8.5	29.75	17.85	290	1239.72	21.87
	tiempo de residencia de 9 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75	17.85	110	11152.3	71.53
		8.5	29.75	17.85	140	11152.3	71.53
		8.5	29.75	17.85	170	9941.93	69.14
		8.5	29.75	17.85	200	5781.7119	56.59
		8.5	29.75	17.85	230	2749.87	38.28
		8.5	29.75	17.85	260	1453.07	24.69
		8.5	29.75	17.85	290	860.16	16.27
	tiempo de residencia de 14 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75	17.85	110	8262.09	65.05
		8.5	29.75	17.85	140	8229.69	64.96
		8.5	29.75	17.85	170	6398.56	59.05
		8.5	29.75	17.85	200	3009.37	40.42
		8.5	29.75	17.85	230	1307.47	22.77
		8.5	29.75	17.85	260	637.43	12.58
		8.5	29.75	17.85	290	371.0791	7.732
	tiempo de residencia 19 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75	17.85	110	5863.25	56.91
		8.5	29.75	17.85	140	5733.65	56.37
		8.5	29.75	17.85	170	3595.03	44.76
		8.5	29.75	17.85	200	1445.9	24.58
		8.5	29.75	17.85	230	573.76	11.46
		8.5	29.75	17.85	260	263.4	5.61
		8.5	29.75	17.85	290	155.98	3.403
	tiempo de residencia 24 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75	17.85	110	4272.3698	49.04
		8.5	29.75	17.85	140	3960.62	47.16
		8.5	29.75	17.85	170	1975.25	30.8
		8.5	29.75	17.85	200	676.29	13.23
		8.5	29.75	17.85	230	232.24	4.977
		8.5	29.75	17.85	260	113.48	2.497
		8.5	29.75	17.85	290	62.9938	1.403
	tiempo de residencia 29 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75	17.85	110	3126.0065	41.32
		8.5	29.75	17.85	140	2614.7646	37.07
		8.5	29.75	17.85	170	1053.38	19.19
		8.5	29.75	17.85	200	306.0652	6.455
		8.5	29.75	17.85	230	103.3305	2.277
		8.5	29.75	17.85	260	45.8084	1.023
		8.5	29.75	17.85	290	28.31	0.6354
	tiempo de residencia 34 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75	17.85	110	2397	35.06
		8.5	29.75	17.85	140	1757.42	28.37
		8.5	29.75	17.85	170	591.28	11.76
		8.5	29.75	17.85	200	156.24	3.403

	8.5	29.75	17.85	230	56.96	1.269
	8.5	29.75	17.85	260	24.27	0.5448
	8.5	29.75	17.85	290	17.84	0.4014

crudo 12.8°API							
<b>BSW 30%</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6	21	12.6	110	56.7681	1.121
		6	21	12.6	140	5.5221	0.1102
		6	21	12.6	170	5.2792	0.02242
		6	21	12.6	200	1.0334	0.02064
		6	21	12.6	230	1.5354	0.03067
		6	21	12.6	260	2.3444	0.04684
		6	21	12.6	290	3.5142	0.07022
<b>BSW 40 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6	21	12.6	110	165.4318	3.198
		6	21	12.6	140	17.2796	0.344
		6	21	12.6	170	2.7074	0.05406
		6	21	12.6	200	1.453	0.02903
		6	21	12.6	230	1.6753	0.03347
		6	21	12.6	260	2.4484	0.04892
		6	21	12.6	290	3.6947	0.07383
	tiempo de residencia de 9 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6	21	12.6	110	24.6616	0.4902
		6	21	12.6	140	2.2668	0.04526
		6	21	12.6	170	0.7933	0.01585
		6	21	12.6	200	0.9664	0.01926
		6	21	12.6	230	1.5065	0.0301
		6	21	12.6	260	2.3237	0.04643
		6	21	12.6	290	3.476	0.06946
<b>BSW 50 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		5.5	19.25	11.55	110	469.4336	8.575
		5.5	19.25	11.55	140	69.238	1.365
		5.5	19.25	11.55	170	10.117	0.2018
		5.5	19.25	11.55	200	3.0203	0.06034
		5.5	19.25	11.55	230	2.3451	0.04686
		5.5	19.25	11.55	260	2.8161	0.05629
		5.5	19.25	11.55	290	4.5274	0.09049
	tiempo de residencia de 9 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		5.5	19.25	11.55	110	79.2862	1.563
		5.5	19.25	11.55	140	7.8646	0.1569
		5.5	19.25	11.55	170	1.4567	0.0291
		5.5	19.25	11.55	200	1.1142	0.02227
		5.5	19.25	11.55	230	1.5715	0.03141
		5.5	19.25	11.55	260	2.3704	0.04738
		5.5	19.25	11.55	290	3.5319	0.07061
	tiempo de residencia de 14 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		5.5	19.25	11.55	110	24.5315	0.48
		5.5	19.25	11.55	140	2.2562	0.04507
		5.5	19.25	11.55	170	0.7917	0.01582
		5.5	19.25	11.55	200	0.9634	0.01925
		5.5	19.25	11.55	230	1.5059	0.0301

		5.5	19.25	11.55		260	2.3228	0.04643
		5.5	19.25	11.55		290	3.4745	0.06946
<b>BSW 60 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)		caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6	21	12.6		110	1137.21	18.53
		6	21	12.6		140	254.78	4.849
		6	21	12.6		170	39.5076	0.7841
		6	21	12.6		200	9.3443	0.1866
		6	21	12.6		230	4.7412	0.09479
		6	21	12.6		260	4.9213	0.09841
		6	21	12.6		290	8.2959	0.1658
	tiempo de residencia de 9 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)		caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6	21	12.6		110	255.2	4.856
		6	21	12.6		140	30.4904	0.6062
		6	21	12.6		170	4.5897	0.09173
		6	21	12.6		200	1.8235	0.03647
		6	21	12.6		230	1.8215	0.03644
		6	21	12.6		260	2.5589	0.05119
		6	21	12.6		290	3.8787	0.07761
	tiempo de residencia de 14 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)		caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6	21	12.6		110	79.3274	1.562
		6	21	12.6		140	7.8492	0.1568
		6	21	12.6		170	1.4544	0.02909
		6	21	12.6		200	1.113	0.02226
		6	21	12.6		230	1.5699	0.03241
		6	21	12.6		260	2.3507	0.04703
		6	21	12.6		290	5.5113	0.1155
	tiempo de residencia 19 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)		caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6	21	12.6		110	135.82	0.7278
		6	21	12.6		140	28.28	0.06651
		6	21	12.6		170	5.2792	0.01773
		6	21	12.6		200	2.277	0.02002
		6	21	12.6		230	2.5414	0.03042
		6	21	12.6		260	3.699	0.04666
		6	21	12.6		290	3.699	0.06965
<b>BSW 70 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)		caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6.5	22.75	13.65		110	2540.18	33.74
		6.5	22.75	13.65		140	953.29	16.05
		6.5	22.75	13.65		170	185.166	3.58
		6.5	22.75	13.65		200	47.4089	0.9419
		6.5	22.75	13.65		230	20.8339	0.4162
		6.5	22.75	13.65		260	16.0552	0.3211
		6.5	22.75	13.65		290	29.83	0.5954
	tiempo de residencia de 9 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)		caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6.5	22.75	13.65		110	940.63	15.87
		6.5	22.75	13.65		140	185.45	3.585
		6.5	22.75	13.65		170	27.3228	0.5449
		6.5	22.75	13.65		200	7.0757	0.1417
		6.5	22.75	13.65		230	3.7595	0.07536
		6.5	22.75	13.65		260	4.1098	0.0824
		6.5	22.75	13.65		290	6.8974	0.1383
	tiempo de residencia de 14 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)		caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6.5	22.75	13.65		110	351.61	6.585

		6.5	22.75	13.65	140	45.2628	0.8994
		6.5	22.75	13.65	170	6.4665	0.1295
		6.5	22.75	13.65	200	2.3294	0.0467
		6.5	22.75	13.65	230	2.0332	0.04077
		6.5	22.75	13.65	260	2.6171	0.05249
		6.5	22.75	13.65	290	4.1393	0.08302
	tiempo de residencia 19 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6.5	22.75	13.65	110	150.79	2.935
		6.5	22.75	13.65	140	16.2466	0.3247
		6.5	22.75	13.65	170	2.5735	0.05158
		6.5	22.75	13.65	200	1.3092	0.02625
		6.5	22.75	13.65	230	1.6585	0.03326
		6.5	22.75	13.65	260	2.4314	0.04877
		6.5	22.75	13.65	290	3.6674	0.07357
	tiempo de residencia 24 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6.5	22.75	13.65	110	85.85	1.692
		6.5	22.75	13.65	140	8.1809	0.1638
		6.5	22.75	13.65	170	1.4935	0.02994
		6.5	22.75	13.65	200	1.1194	0.02245
		6.5	22.75	13.65	230	1.5699	0.03148
		6.5	22.75	13.65	260	2.3651	0.04744
		6.5	22.75	13.65	290	3.5533	0.07128
	tiempo de residencia 29 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6.5	22.75	13.65	110	44.6148	0.8865
		6.5	22.75	13.65	140	4.2709	0.0855
		6.5	22.75	13.65	170	1.033	0.02072
		6.5	22.75	13.65	200	1.0126	0.02031
		6.5	22.75	13.65	230	1.5227	0.03054
		6.5	22.75	13.65	260	2.3306	0.04674
		6.5	22.75	13.65	290	3.4916	0.07004
<b>BSW 80 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		7	24.5	14.7	110	5134.88	51.13
		7	24.5	14.7	140	3408.24	40.99
		7	24.5	14.7	170	970.74	16.52
		7	24.5	14.7	200	277.5	5.354
		7	24.5	14.7	230	118.8438	2.366
		7	24.5	14.7	260	93.4488	1.87
		7	24.5	14.7	290	169.2395	3.337
	tiempo de residencia de 9 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		7	24.5	14.7	110	3291.24	40.14
		7	24.5	14.7	140	1538.2661	23.87
		7	24.5	14.7	170	350.31	6.664
		7	24.5	14.7	200	86.6512	1.736
		7	24.5	14.7	230	40.54	0.8198
		7	24.5	14.7	260	26.8579	0.5447
		7	24.5	14.7	290	54.9876	1.109
	tiempo de residencia de 14 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		7	24.5	14.7	110	1794.28	26.77
		7	24.5	14.7	140	525.2	9.668
		7	24.5	14.7	170	95.2782	1.905
		7	24.5	14.7	200	23.6345	0.4795
		7	24.5	14.7	230	9.9467	0.2024
		7	24.5	14.7	260	8.0193	0.1633
		7	24.5	14.7	290	15.4364	0.3139

	tiempo de residencia 19 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		7	24.5		14.7	110	1021.78
		7	24.5		14.7	140	209.59
		7	24.5		14.7	170	32.63
		7	24.5		14.7	200	8.6949
		7	24.5		14.7	230	4.4696
		7	24.5		14.7	260	4.1875
		7	24.5		14.7	290	7.0636
	tiempo de residencia 24 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		7	24.5		14.7	110	542.5087
		7	24.5		14.7	140	83.1817
		7	24.5		14.7	170	12.7901
		7	24.5		14.7	200	3.2454
		7	24.5		14.7	230	2.4154
		7	24.5		14.7	260	3
		7	24.5		14.7	290	4.588
	tiempo de residencia 29 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		7	24.5		14.7	110	327.977
		7	24.5		14.7	140	43.18
		7	24.5		14.7	170	6.1841
		7	24.5		14.7	200	2.2494
		7	24.5		14.7	230	1.984
		7	24.5		14.7	260	2.5656
		7	24.5		14.7	290	4.0515
	tiempo de residencia 34 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		7	24.5		14.7	110	205.97
		7	24.5		14.7	140	24.4
		7	24.5		14.7	170	3.542
		7	24.5		14.7	200	1.5295
		7	24.5		14.7	230	1.6789
		7	24.5		14.7	260	2.4271
		7	24.5		14.7	290	3.6713
<b>BSW 90 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75		17.85	110	11959.16
		8.5	29.75		17.85	140	11462.8997
		8.5	29.75		17.85	170	6365.66
		8.5	29.75		17.85	200	2525.43
		8.5	29.75		17.85	230	1258.5344
		8.5	29.75		17.85	260	920.095
		8.5	29.75		17.85	290	1664.44
	tiempo de residencia de 9 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75		17.85	110	11185.24
		8.5	29.75		17.85	140	10584.136
		8.5	29.75		17.85	170	5642.37
		8.5	29.75		17.85	200	2114.3
		8.5	29.75		17.85	230	1010.86
		8.5	29.75		17.85	260	791.04
		8.5	29.75		17.85	290	1359.78
	tiempo de residencia de 14 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75		17.85	110	9020.92
		8.5	29.75		17.85	140	8041.88
		8.5	29.75		17.85	170	3535.577

		8.5	29.75	17.85	200	1255.0017	21.64
		8.5	29.75	17.85	230	584.58	11.4
		8.5	29.75	17.85	260	402.22	8.135
		8.5	29.75	17.85	290	754.2148	14.25
	tiempo de residencia 19 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75	17.85	110	6856	60.13
		8.5	29.75	17.85	140	5375.95	54.19
		8.5	29.75	17.85	170	1860.0424	29.04
		8.5	29.75	17.85	200	578.23	11.18
		8.5	29.75	17.85	230	248.688	5.19
		8.5	29.75	17.85	260	200.44	4.227
		8.5	29.75	17.85	290	338.37	6.936
	tiempo de residencia 24 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75	17.85	110	5190.65	53.31
		8.5	29.75	17.85	140	3445.26	43.12
		8.5	29.75	17.85	170	981.25	17.76
		8.5	29.75	17.85	200	280.44	5.813
		8.5	29.75	17.85	230	120.01	2.574
		8.5	29.75	17.85	260	94.28	2.034
		8.5	29.75	17.85	290	170.8577	3.627
	tiempo de residencia 29 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75	17.85	110	4012.36	46.88
		8.5	29.75	17.85	140	2199.7	32.61
		8.5	29.75	17.85	170	524.28	10.34
		8.5	29.75	17.85	200	146.15	3.116
		8.5	29.75	17.85	230	64.0026	1.389
		8.5	29.75	17.85	260	42.8786	0.935
		8.5	29.75	17.85	290	84.3141	1.823
	tiempo de residencia 34 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75	17.85	110	3043.75	40.1
		8.5	29.75	17.85	140	1299.54	22.23
		8.5	29.75	17.85	170	279.7513	5.799
		8.5	29.75	17.85	200	71.5733	1.551
		8.5	29.75	17.85	230	28.2103	0.6171
		8.5	29.75	17.85	260	21.45	0.4701
		8.5	29.75	17.85	290	39.38	0.8599

crudo 13.5°API							
<b>BSW 60 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6	21	12.6	110	5.4015	0.1078
		6	21	12.6	140	0.632	0.01262
		6	21	12.6	170	0.6018	0.01202
		6	21	12.6	200	0.9861	0.0197
		6	21	12.6	230	1.5985	0.03194
		6	21	12.6	260	2.4879	0.04972
		6	21	12.6	290	3.728	0.07453
<b>BSW 70 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6.5	22.75	13.65	110	31.242	0.6207
		6.5	22.75	13.65	140	2.308	0.04613
		6.5	22.75	13.65	170	0.7993	0.01598
		6.5	22.75	13.65	200	1.0228	0.02045
		6.5	22.75	13.65	230	1.6062	0.03212
		6.5	22.75	13.65	260	2.4887	0.04978

		6.5	22.75	13.65	290	3.7277	0.07459
	tiempo de residencia de 9 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6.5	22.75	13.65	110	2.4402	0.04876
		6.5	22.75	13.65	140	0.4507	0.009012
		6.5	22.75	13.65	170	0.5822	0.0116
		6.5	22.75	13.65	200	0.9811	0.01962
		6.5	22.75	13.65	230	1.5957	0.0391
		6.5	22.75	13.65	260	2.4856	0.04972
		6.5	22.75	13.65	290	3.7246	0.07452
<b>BSW 80 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		7	24.5	14.7	110	307.35	5.817
		7	24.5	14.7	140	26.2	0.524
		7	24.5	14.7	170	5.2792	0.1104
		7	24.5	14.7	200	1.5834	0.03182
		7	24.5	14.7	230	1.7423	0.03502
		7	24.5	14.7	260	2.5379	0.05103
		7	24.5	14.7	290	3.744	0.07531
	tiempo de residencia de 9 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		7	24.5	14.7	110	18.32	0.3668
		7	24.5	14.7	140	1.349	0.02711
		7	24.5	14.7	170	0.6951	0.01397
		7	24.5	14.7	200	0.9956	0.02001
		7	24.5	14.7	230	1.5952	0.032
		7	24.5	14.7	260	2.4751	0.04976
		7	24.5	14.7	290	3.7066	0.07454
<b>BSW 90 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75	17.85	110	5460.05	53.77
		8.5	29.75	17.85	140	1426.67	23.31
		8.5	29.75	17.85	170	244.41	4.95
		8.5	29.75	17.85	200	53.76	1.133
		8.5	29.75	17.85	230	19.61	0.4163
		8.5	29.75	17.85	260	9.717	0.2067
		8.5	29.75	17.85	290	7.8546	0.1673
	tiempo de residencia de 9 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75	17.85	110	741.61	13.64
		8.5	29.75	17.85	140	73.5043	1.542
		8.5	29.75	17.85	170	10.1463	0.2157
		8.5	29.75	17.85	200	2.6363	0.05615
		8.5	29.75	17.85	230	2.0186	0.043
		8.5	29.75	17.85	260	2.5834	0.05505
		8.5	29.75	17.85	290	3.6011	0.07676
	tiempo de residencia de 14 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75	17.85	110	135.82	2.834
		8.5	29.75	17.85	140	10.6912	0.2272
		8.5	29.75	17.85	170	1.7212	0.03666
		8.5	29.75	17.85	200	1.138	0.02424
		8.5	29.75	17.85	230	1.5668	0.03338
		8.5	29.75	17.85	260	2.3597	0.05028
		8.5	29.75	17.85	290	3.5113	0.07485
	tiempo de residencia 19 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75	17.85	110	49.42	1.042
		8.5	29.75	17.85	140	3.5166	0.07485
		8.5	29.75	17.85	170	0.8436	0.018
		8.5	29.75	17.85	200	0.9788	0.02085
		8.5	29.75	17.85	230	1.5125	0.03223
		8.5	29.75	17.85	260	2.3416	0.0499
		8.5	29.75	17.85	290	3.5006	0.07462
	tiempo de residencia	diámetro	longitud tratador (ft)	longitud zona	temperatura de	caudal agua salida	BSW salida

24 horas	tratador (ft)	calentamiento	tratamiento (°F)	(Bbl/día)		
	8.5	29.75	17.85	110	17.688	0.3753
	8.5	29.75	17.85	140	1.3846	0.02949
	8.5	29.75	17.85	170	0.6695	0.01426
	8.5	29.75	17.85	200	0.9416	0.02006
	8.5	29.75	17.85	230	1.5022	0.03201
	8.5	29.75	17.85	260	2.3355	0.04977
	8.5	29.75	17.85	290	3.4973	0.07455

crudo 20° API							
BSW 80 %	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		7	24.5	14.7	110	0.1789	0.003577
		7	24.5	14.7	140	0.1684	0.003456
		7	24.5	14.7	170	0.1656	0.003345
		7	24.5	14.7	200	0.1602	0.003376
		7	24.5	14.7	230	0.1509	0.03312
		7	24.5	14.7	260	2.2669	0.04535
		7	24.5	14.7	290	3.4126	0.068
BSW 90 %	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		9	31.5	18.9	110	1.26	0.02593
		9	31.5	18.9	140	0.3891	0.00798
		9	31.5	18.9	170	0.35812	0.00698
		9	31.5	18.9	200	0.3456	0.006234
		9	31.5	18.9	230	1.4122	0.029
		9	31.5	18.9	260	2.2089	0.04536
		9	31.5	18.9	290	3.324	0.06828
	tiempo de residencia de 9 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		9	31.5	18.9	110	0.1922	0.003944
		9	31.5	18.9	140	0.1847	0.00345
		9	31.5	18.9	170	0.1801	0.00321
		9	31.5	18.9	200	0.1704	0.002763
		9	31.5	18.9	230	1.4109	0.02897
		9	31.5	18.9	260	2.2084	0.04535
		9	31.5	18.9	290	3.3245	0.06828

- Resultados simulación configuración 5

crudo 11° API								
BSW 20 %	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		5.5	19.25	11.55	7.7	110	0.4322	0.009065
		5.5	19.25	11.55	7.7	120	0.35	0.006817
		5.5	19.25	11.55	7.7	130	0.3489	0.006803
		5.5	19.25	11.55	7.7	140	0.3474	0.006791
BSW 30 %	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		5.5	19.25	11.55	7.7	110	1.1194	0.02348
		5.5	19.25	11.55	7.7	120	0.4531	0.009504
		5.5	19.25	11.55	7.7	130	0.3871	0.008121
		5.5	19.25	11.55	7.7	140	0.3522	0.00794
BSW 40 %	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida

		5.5	19.25	11.55	7.7	110	4.3008	0.09014
		5.5	19.25	11.55	7.7	120	1.1399	0.02391
		5.5	19.25	11.55	7.7	130	0.5156	0.01082
		5.5	19.25	11.55	7.7	140	0.4688	0.009836
<b>BSW 50 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		5.5	19.25	11.55	7.7	110	20.7077	0.4326
		5.5	19.25	11.55	7.7	120	5.6517	0.1184
		5.5	19.25	11.55	7.7	130	1.3065	0.02741
		5.5	19.25	11.55	7.7	140	0.64	0.01343
<b>BSW 60 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		5.5	19.25	11.55	7.7	110	112.4424	2.306
		5.5	19.25	11.55	7.7	120	37.7048	0.7853
		5.5	19.25	11.55	7.7	130	9.8227	0.2058
		5.5	19.25	11.55	7.7	140	2.1058	0.04419
	tiempo de residencia de 9 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		5.5	19.25	11.55	7.7	110	7.6547	0.1604
		5.5	19.25	11.55	7.7	120	1.7739	0.03722
		5.5	19.25	11.55	7.7	130	0.6542	0.01373
		5.5	19.25	11.55	7.7	140	0.4951	0.01039
<b>BSW 70 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6.5	22.75	13.65	9.1	110	567.8217	10.66
		6.5	22.75	13.65	9.1	120	251.31	5.016
		6.5	22.75	13.65	9.1	130	98.45	2.027
		6.5	22.75	13.65	9.1	140	28.8619	0.6029
	tiempo de residencia de 9 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6.5	22.75	13.65	9.1	110	63.077	1.308
		6.5	22.75	13.65	9.1	120	20.0216	0.4189
		6.5	22.75	13.65	9.1	130	4.548	0.09548
		6.5	22.75	13.65	9.1	140	1.1739	0.02466
	tiempo de residencia de 14 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6.5	22.75	13.65	9.1	110	12.8085	0.2684
		6.5	22.75	13.65	9.1	120	3.2115	0.06743
		6.5	22.75	13.65	9.1	130	0.9028	0.01897
		6.5	22.75	13.65	9.1	140	0.544	0.01143
<b>BSW 80 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		7	24.5	14.7	9.8	110	2753.92	36.79
		7	24.5	14.7	9.8	120	1536.41	24.52
		7	24.5	14.7	9.8	130	815.37	14.7
		7	24.5	14.7	9.8	140	384.2	7.513
	tiempo de residencia de 9 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		7	24.5	14.7	9.8	110	821.77	14.8
		7	24.5	14.7	9.8	120	400.17	7.8
		7	24.5	14.7	9.8	130	162.1553	3.315
		7	24.5	14.7	9.8	140	54.6921	1.143
	tiempo de residencia de 14 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		7	24.5	14.7	9.8	110	219.4	4.432
		7	24.5	14.7	9.8	120	88.59	1.838
		7	24.5	14.7	9.8	130	25.7581	0.5416

		7	24.5	14.7	9.8	140	6.2628	0.1322
tiempo de residencia 19 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	
		7	24.5	14.7	9.8	110	69.6	1.45
		7	24.5	14.7	9.8	120	20.3	0.4274
		7	24.5	14.7	9.8	130	4.6035	0.0973
		7	24.5	14.7	9.8	140	1.1816	0.02498
tiempo de residencia 24 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	
		7	24.5	14.7	9.8	110	23.72	0.4989
		7	24.5	14.7	9.8	120	5.8442	0.1234
		7	24.5	14.7	9.8	130	1.3683	0.02892
		7	24.5	14.7	9.8	140	0.6438	0.01361
<b>BSW 90 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75	17.85	11.9	110	5978.2	57.39
		8.5	29.75	17.85	11.9	120	3247.23	42.25
		8.5	29.75	17.85	11.9	130	1621.96	26.76
		8.5	29.75	17.85	11.9	140	707.12	13.74
tiempo de residencia de 9 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	
		8.5	29.75	17.85	11.9	110	4636.6	51.09
		8.5	29.75	17.85	11.9	120	2458.16	35.64
		8.5	29.75	17.85	11.9	130	1144.94	20.51
		8.5	29.75	17.85	11.9	140	452.3773	9.25
tiempo de residencia de 14 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	
		8.5	29.75	17.85	11.9	110	2322.98	34.35
		8.5	29.75	17.85	11.9	120	1057.15	19.23
		8.5	29.75	17.85	11.9	130	457.8	9.35
		8.5	29.75	17.85	11.9	140	135.9286	2.972
tiempo de residencia 19 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	
		8.5	29.75	17.85	11.9	110	1095.67	19.8
		8.5	29.75	17.85	11.9	120	432.8	8.884
		8.5	29.75	17.85	11.9	130	144.64	3.156
		8.5	29.75	17.85	11.9	140	34.48	0.771
tiempo de residencia 24 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	
		8.5	29.75	17.85	11.9	110	472.88	9.627
		8.5	29.75	17.85	11.9	120	154.18	3.357
		8.5	29.75	17.85	11.9	130	36.7722	0.8217
		8.5	29.75	17.85	11.9	140	6.9429	0.1562
tiempo de residencia 29 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	
		8.5	29.75	17.85	11.9	110	191.45	4.134
		8.5	29.75	17.85	11.9	120	50.9977	1.136
		8.5	29.75	17.85	11.9	130	9.8846	0.2222
		8.5	29.75	17.85	11.9	140	1.8344	0.04132
tiempo de residencia 34 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	
		8.5	29.75	17.85	11.9	110	86.06	1.902
		8.5	29.75	17.85	11.9	120	17.085	0.3833
		8.5	29.75	17.85	11.9	130	3.067	0.06903
		8.5	29.75	17.85	11.9	140	0.7771	0.01751

crudo 12.8°API								
<b>BSW 30 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6	21	12.6	8.4	110	1.2443	0.02484
		6	21	12.6	8.4	120	0.3498	0.006985
		6	21	12.6	8.4	130	0.2641	0.005274
		6	21	12.6	8.4	140	0.2632	0.005272
<b>BSW 40 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6	21	12.6	8.4	110	5.0387	0.1005
		6	21	12.6	8.4	120	0.8642	0.01726
		6	21	12.6	8.4	130	0.3425	0.006841
		6	21	12.6	8.4	140	0.3138	0.00629
<b>BSW 50 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6	21	12.6	8.4	110	23.3116	0.4636
		6	21	12.6	8.4	120	4.5495	0.09082
		6	21	12.6	8.4	130	0.886	0.0177
		6	21	12.6	8.4	140	0.409	0.008173
<b>BSW 60 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6	21	12.6	8.4	110	99.2709	1.947
		6	21	12.6	8.4	120	27.0335	0.5378
		6	21	12.6	8.4	130	5.9681	0.1192
		6	21	12.6	8.4	140	1.2531	0.02506
<b>BSW 60 %</b>	tiempo de residencia de 9 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6	21	12.6	8.4	110	9.2166	0.184
		6	21	12.6	8.4	120	1.6651	0.03329
		6	21	12.6	8.4	130	0.4495	0.00899
		6	21	12.6	8.4	140	0.3366	0.006732
<b>BSW 70 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6.5	22.75	13.65	9.1	110	471.0102	8.628
		6.5	22.75	13.65	9.1	120	176.75	3.423
		6.5	22.75	13.65	9.1	130	52.8218	1.048
		6.5	22.75	13.65	9.1	140	11.862	0.2373
<b>BSW 70 %</b>	tiempo de residencia de 9 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6.5	22.75	13.65	9.1	110	72.3654	1.43
		6.5	22.75	13.65	9.1	120	20.16	0.4028
		6.5	22.75	13.65	9.1	130	3.4945	0.07002
		6.5	22.75	13.65	9.1	140	0.889	0.01783
<b>BSW 70 %</b>	tiempo de residencia de 14 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6.5	22.75	13.65	9.1	110	15.0486	0.3008
		6.5	22.75	13.65	9.1	120	3.0577	0.06127
		6.5	22.75	13.65	9.1	130	0.623	0.01256
		6.5	22.75	13.65	9.1	140	0.3554	0.007126
<b>BSW 80 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		7	24.5	14.7	9.8	110	1940.81	28.34
		7	24.5	14.7	9.8	120	923.95	15.84
		7	24.5	14.7	9.8	130	411.57	7.738
		7	24.5	14.7	9.8	140	152.55	3.015
<b>BSW 80 %</b>	tiempo de residencia de 9 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida

		7	24.5	14.7	9.8	110	774.93	13.64
		7	24.5	14.7	9.8	120	336.01	6.408
		7	24.5	14.7	9.8	130	111.49	2.222
		7	24.5	14.7	9.8	140	31.23	0.6344
	tiempo de residencia de 14 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		7	24.5	14.7	9.8	110	225.69	4.396
		7	24.5	14.7	9.8	120	79.9616	1.603
		7	24.5	14.7	9.8	130	18.28	0.7313
		7	24.5	14.7	9.8	140	3.7442	0.07624
	tiempo de residencia 19 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		7	24.5	14.7	9.8	110	84.0389	1.684
		7	24.5	14.7	9.8	120	21.6347	0.4389
		7	24.5	14.7	9.8	130	4.4469	0.0905
		7	24.5	14.7	9.8	140	0.946	0.01927
	tiempo de residencia 24 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		7	24.5	14.7	9.8	110	29.2025	0.5915
		7	24.5	14.7	9.8	120	6.1117	0.1245
		7	24.5	14.7	9.8	130	1.1819	0.02408
		7	24.5	14.7	9.8	140	0.4225	0.008609
<b>BSW 90 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75	17.85	11.9	110	4823	51.48
		8.5	29.75	17.85	11.9	120	2396.31	34.52
		8.5	29.75	17.85	11.9	130	1039.42	18.61
		8.5	29.75	17.85	11.9	140	401.99	8.126
	tiempo de residencia de 9 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75	17.85	11.9	110	4227.52	48.19
		8.5	29.75	17.85	11.9	120	2012.44	30.69
		8.5	29.75	17.85	11.9	130	896.25	16.47
		8.5	29.75	17.85	11.9	140	331.95	6.806
	tiempo de residencia de 14 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75	17.85	11.9	110	2625.3995	36.61
		8.5	29.75	17.85	11.9	120	1126.2002	19.86
		8.5	29.75	17.85	11.9	130	461.47	9.217
		8.5	29.75	17.85	11.9	140	138.7434	2.962
	tiempo de residencia 19 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75	17.85	11.9	110	1373.82	23.21
		8.5	29.75	17.85	11.9	120	548.7636	10.77
		8.5	29.75	17.85	11.9	130	179.4555	3.798
		8.5	29.75	17.85	11.9	140	38.9692	0.8501
	tiempo de residencia 24 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75	17.85	11.9	110	692.0886	13.21
		8.5	29.75	17.85	11.9	120	240.7	5.029
		8.5	29.75	17.85	11.9	130	59.201	1.286
		8.5	29.75	17.85	11.9	140	10.2213	0.2244
	tiempo de residencia 29 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75	17.85	11.9	110	377.47	7.667
		8.5	29.75	17.85	11.9	120	106.1281	2.281
		8.5	29.75	17.85	11.9	130	22.2405	0.4869

		8.5	29.75	17.85	11.9	140	2.8604	0.06289
	tiempo de residencia 34 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75	17.85	11.9	110	174.51	3.679
		8.5	29.75	17.85	11.9	120	40.757	0.8886
		8.5	29.75	17.85	11.9	130	6.014	0.1321
		8.5	29.75	17.85	11.9	140	0.9696	0.02133

crudo 13.5° API								
<b>BSW 60 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6	21	12.6	8.4	110	0.161	0.003217
		6	21	12.6	8.4	120	0.15931	0.003067
		6	21	12.6	8.4	130	0.1591	0.002934
		6	21	12.6	8.4	140	0.14781	0.0029012
<b>BSW 70 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		6.5	22.75	13.65	9.1	110	0.1626	0.00325
		6.5	22.75	13.65	9.1	120	0.1594	0.00316
		6.5	22.75	13.65	9.1	130	0.1567	0.00311
		6.5	22.75	13.65	9.1	140	0.1503	0.00291
<b>BSW 80 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		7	24.5	14.7	9.8	110	0.2064	0.004148
		7	24.5	14.7	9.8	120	0.2054	0.004128
		7	24.5	14.7	9.8	130	0.1945	0.00404
		7	24.5	14.7	9.8	140	0.1932	0.00401
<b>BSW 90 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75	17.85	11.9	110	77.9037	1.632
		8.5	29.75	17.85	11.9	120	5.4969	0.1169
		8.5	29.75	17.85	11.9	130	0.6887	0.01467
		8.5	29.75	17.85	11.9	140	0.3258	0.006939
	tiempo de residencia de 9 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida
		8.5	29.75	17.85	11.9	110	0.3821	0.008138
		8.5	29.75	17.85	11.9	120	0.2946	0.006274
		8.5	29.75	17.85	11.9	130	0.2876	0.00563
		8.5	29.75	17.85	11.9	140	0.2801	0.005615

crudo 20° API									
<b>BSW 80 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona de coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	
			7	24.5	14.7	9.8	110	0.1425	0.00285
			7	24.5	14.7	9.8	120	0.1401	0.0026
			7	24.5	14.7	9.8	130	0.1391	0.0024
			7	24.5	14.7	9.8	140	0.1351	0.0021
<b>BSW 90 %</b>	tiempo de residencia de 4 horas	diámetro tratador (ft)	longitud tratador (ft)	longitud zona calentamiento	zona de coalescencia	temperatura de tratamiento (°F)	caudal agua salida (Bbl/día)	BSW salida	
			9	31.5	18.9	12.6	110	66.89	1.3
			9	31.5	18.9	12.6	120	0.2934	0.92
			9	31.5	18.9	12.6	130	0.1267	0.21
			9	31.5	18.9	12.6	140	0.1246	0.0019

