

**“EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA – PRESUPUESTAL PARA LA  
OPTIMIZACIÓN DE PROCESOS EN LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE  
LA ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE CRUDO NO. 2  
(ERTC-2) DEL CAMPO CASABE”**

**JHONATAN ALEXANDER TORRES RODRIGUEZ**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

**“EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA – PRESUPUESTAL PARA LA  
OPTIMIZACIÓN DE PROCESOS EN LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE  
LA ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE CRUDO NO. 2  
(ERTC-2) DEL CAMPO CASABE”**

**JHONATAN ALEXANDER TORRES RODRIGUEZ**

**Trabajo de investigación presentado como requisito para optar el título de  
INGENIERO DE PETROLEOS**

**Director**

**M.Sc. EDISON ODILIO GARCÍA NAVAS**

**Ingeniero de petróleos**

**Codirector**

**SANDRA FABIOLA RODRIGUEZ BLANCO**

**Facilidades de superficie**

**ECOPETROL S.A**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS**

**ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**BUCARAMANGA**

**2015**

## DEDICATORIA

*Con todo mi amor y cariño a:*

*A nuestro señor Jesucristo por darnos la vida y porque me dio unos padres esenciales para mi formación de vida donde ellos dieron todo el sacrificio para que yo saliera adelante y nunca mirara para atrás.*

*Mi señora madre Luz Rodríguez, de ella he aprendido muchas cosas y seguiré aprendiendo cosas lindas y bellas, gracias por todo tu esfuerzo, el apoyo y sacrificios por sacarme adelante y depositarme mucha confianza en momentos de prueba, lo que más admiro de ti es tu grande amor que inspira de ti. La quiero mucho y que nunca falte.*

*Mi señor padre Hugo Torres, por los ejemplos que la vida no es nada bueno y que si no lo lucha nunca tendrás bendiciones para la vida, como el valor de nunca rendirse y proponerse lo que quiere para tu futuro con sacrificios se aprende las cosas. Persona de admirar lo quiero mucho.*

*Mi hermana Katherinne Torres, que por medio de ella observaba que no podía en ningún momento rendirme y que es un ejemplo a seguir por su verraquera y amor al estudio, gracias por todo por ser mi guardaespaldas y por todo el cariño que siempre me ha brindado desde pequeños, la quiero mucho hermanita.*

*Mi hermana chiquita "la raspita" Angie Torres, es un anhelo de que vea que la vida no tiene barreras si uno se lo propone siempre tendrá éxitos y cosas extraordinarias y, lo primordial es que nunca se separe de Dios porque sin El nada somos. Y que cojas consejos de tus padres porque ellos son la mayor bendición que Dios nos puede haber regalado, la quiero mucho hermanita.*

*A mi novia y futura esposa, Victoria Güiza, Gracias a Dios conocí a una persona muy linda y especial, que me ha hecho aprender cosas lindas sobre el amor, también agradezco por los consejos y por darme la oportunidad de amarla espero que esto perdure para toda la vida, la quiero mucho y nunca desampare la felicidad de pareja.*

*A todas mis amistades donde les doy mil gracias por los momentos que pasamos y porque siempre nos brindamos mucho apoyo para concluir con nuestras metas.*

*A todos aquellos que no creyeron en mí, a aquellos que esperaban mi fracaso en cada paso que daba hacia la culminación de mis estudios, a aquellos que nunca esperaban que lograra terminar la carrera, a todos aquellos que aposaban a que me rendiría a medio camino, a todos los que supusieron que no lo lograría, a todos ellos les dedico esta tesis.*

*Jhonatan Torres*

## AGRADECIMIENTOS

*Expreso mis más sinceros agradecimientos a:*

*Al ingeniero Edison García por su gran labor como director de este proyecto, mis agradecimientos por su colaboración y por disponer de su tiempo en la organización para llevar a cabo este trabajo.*

*Al ingeniero Erik Montes por su colaboración y coordinación en el proyecto un factor importante en sus conocimientos.*

*A los ingenieros Martin Valera y Sandra Rodríguez de Ecopetrol por su gran colaboración para que este trabajo pueda tomar forma y ser finalizado, en especial a la ingeniera Sandra por su carisma y paciencia por disponer de su tiempo para contribuir con mi formación.*

*A mis maestros por sus conocimientos e ideas ha sido un aporte invaluable donde nos deja un gran aprendizaje para afrontar la vida.*

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	15
1. MARCO TEÓRICO.....	16
1.1. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS .....	16
1.1.1. Propiedades físicas del petróleo. ....	17
1.1.2. Clasificación del petróleo .....	17
1.1.3. Gas natural .....	21
1.1.4. Agua de formación.....	24
1.2. EMULSIONES .....	28
1.2.1. La formación de las emulsiones .....	28
1.2.2. Tipos de emulsiones.....	29
1.2.3. Agente emulsificante .....	30
1.2.4. Estabilidad de la emulsión .....	31
1.2.5. Agentes químicos demulsificantes.....	37
1.2.6. Deshidratación de petróleo crudo .....	39
1.3. SEPARACION DE FASES.....	52
1.3.1. Factores que afectan la separación .....	53
1.3.2. Clasificación de los separadores .....	59
2. GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE .....	75
2.1. LOCALIZACIÓN E HISTORIA .....	75
2.1.1. Curva de declinación de producción.....	77
2.1.2. Pronóstico de la producción del Campo Casabe .....	78
2.1.3. Pronóstico de la producción de la estación No.2 .....	81
2.2. ESTRUCTURA DEL CAMPO .....	83
2.3. ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO .....	85
2.4. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN EXISTENTES EN LA ERTC-2 .....	89
2.4.1. Manifold .....	89
2.4.2. Separadores .....	90
2.4.3. Tratador Térmico .....	94
2.4.4. Tanques de almacenamiento de crudo.....	96

2.4.5. Sistema de agua contraincendios.....	97
2.4.6. Bombas de transferencia de crudo p-101a/b.....	97
3. PROPUESTA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LOS PROCESOS.....	100
3.1. PROPUESTA DE DISEÑO DE UN SEPARADOR TRIFÁSICO HORIZONTAL PARA LA ERTC-2.....	100
3.1.1. Parámetros .....	103
3.1.2. Dimensionamiento de un separador trifásico.....	106
3.2. VERIFICACIÓN TÉCNICA DEL SEPARADOR TRIFÁSICO DE LA ERTC-2.....	109
3.2.1. Parámetros .....	113
3.2.2. Dimensionamiento de un separador trifásico.....	113
3.3. VERIFICACIÓN TÉCNICA DEL SEPARADOR BIFASICO.....	117
3.4. VERIFICACIÓN TÉCNICA DEL TRATADOR TÉRMICO DE LA ERTC-2.....	118
3.5. VERIFICACIÓN TÉCNICA DEL TANQUE DE LA ERTC-2.....	121
4. INVERSIONES .....	122
5. CONCLUSIONES .....	129
6. RECOMENDACIONES.....	130
BIBLIOGRAFÍA.....	131

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Composición del petróleo.....	16
Tabla 2. Clasificación °API de Petróleo - Crudo .....	18
Tabla 3. Especificaciones técnicas .....	22
Tabla 4. Tiempo de retención del aceite .....	70
Tabla 5. Capacidades al gas y al líquido .....	74
Tabla 6. Producción anual esperada del Campo Casabe .....	79
Tabla 7. Producción anual esperada de la ERTC-2.....	81
Tabla 8. Especificaciones de los separadores de prueba.....	90
Tabla 9. Especificaciones del separador general.....	92
Tabla 10. Especificación del TTE.....	94
Tabla 11. Pozos con alto BSW en la ERTC-2.....	100
Tabla 12. Proyección de la producción con alto BSW en la ERTC-2.....	101
Tabla 13. Parámetros de entrada, BSW alto .....	103
Tabla 14. Composición del gas de la ERTC-2 .....	103
Tabla 15. Dimensión de un separador trifásico.....	108
Tabla 16. Pozos con bajo BSW en la ERTC-2.....	109
Tabla 17. Proyección de la producción con bajo BSW en la ERTC-2.....	111
Tabla 18. Parámetros de entrada, BSW bajo.....	113
Tabla 19. Dimensión de un separador trifásico.....	115
Tabla 20. Parámetros de entrada al TTE .....	119
Tabla 21. Dimensión de un TTE .....	120
Tabla 22. Costos.....	123
Tabla 23. Costos químicos y otros costos .....	124
Tabla 24. Ahorro demulsificante .....	126
Tabla 25. Presupuesto de la ERTC-2 .....	127

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Composición .....	16
Figura 2. Esquema de una emulsión .....	28
Figura 3. Tipos de emulsión.....	30
Figura 4. Mecanismos de estabilización por asfáltenos.....	33
Figura 5. Repulsión esférica entre dos gotas de agua que retarda el drenaje de la película y la coalescencia.....	34
Figura 6. Tamaño de la gota de la distribución de la emulsión del petróleo .....	36
Figura 7. Efectos del pH y de la concentración del desemulsificante en la estabilidad de la emulsión.....	37
Figura 8. Tanque de almacenamiento ERTC-2.....	42
Figura 9. Tipos de tanques de almacenamiento de hidrocarburos .....	44
Figura 10. Gun Barrel .....	45
Figura 11. Tratador térmico tipo Vertical.....	46
Figura 12. Tratador térmico tipo horizontal .....	48
Figura 13. Tratador térmico ERTC 2.....	48
Figura 14. Secciones del separador .....	54
Figura 15. Deflectores.....	55
Figura 16. Extractor tipo veleta .....	58
Figura 17. Malla de alambre .....	59
Figura 18. Separador esférico.....	60
Figura 19. Separador vertical bifásico.....	62
Figura 20. Separador horizontal bifásico .....	64
Figura 21. Separadores de prueba de la ERTC-2.....	65
Figura 22. Separador trifásico.....	66
Figura 23. Separador trifásico de la ERTC-2 .....	67
Figura 24. El crecimiento de la fase acuosa con el tiempo. ....	67
Figura 25. Coeficiente B .....	73

Figura 26. Localización del Campo Casabe .....	75
Figura 27. Curva de producción del Campo Casabe .....	77
Figura 28. Proyección de la producción de petróleo y agua, Campo Casabe .....	80
Figura 29. Declinación de la producción de petróleo y el incremento de la producción de agua de la ERTC-2.....	82
Figura 30. División por bloque del Campo Casabe.....	83
Figura 31. Ambiente estructural del Campo Casabe y su relación con otros campos .....	84
Figura 32. Columna estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del magdalena .....	86
Figura 33. Manifold ERTC-2 .....	90
Figura 34. Separadores de prueba .....	92
Figura 35. Unidad LACT .....	98
Figura 36. Pronóstico de la producción con alto BSW en la ERTC-2 .....	102
Figura 37. Pronóstico de la producción con bajo BSW en la ERTC-2 .....	112
Figura 38. Proyección del ahorro del químico.....	127

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA – PRESUPUESTAL PARA LA OPTIMIZACIÓN DE PROCESOS EN LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE CRUDO NO. 2 (ERTC-2) DEL CAMPO CASABE.\*

**AUTOR:** JHONATAN ALEXANDER TORRES RODRIGUEZ.\*\*

**PALABRAS:** BSW, arenamiento, tratamiento, fluido, estación, químicos, separador.

La estación de recolección y tratamiento de crudo No.2 (ERTC-2) del Campo Casabe, ha venido presentando algunos problemas operacionales relacionados con los altos volúmenes de agua y con los problemas de arenamiento asociados a los fluidos producidos. Actualmente, los equipos de superficie manejan este tipo de fluidos para su tratamiento pero no cuentan con las condiciones operativas necesarias para su debida separación, lo que no permite que los fluidos cumplan con las condiciones de requerimiento de entrega.

Esta investigación tiene como objetivo hacer un diagnóstico de las condiciones de operación actuales con el propósito de verificar cual es el mayor problema presentado en los equipos, y así verificar nuevas alternativas, incluyendo las tecnologías presentes en el mercado, con el fin de proporcionar una nueva mejora para la separación del fluido, para lo cual se realizará una verificación técnica de los equipos actualmente instalados con el fin de revisar si se observa mejora en los procesos con la implementación de los equipos propuestos.

Por último, se planteó una evaluación presupuestal de la propuesta incluyendo los costos actuales que se registran en la estación, lo cual es un factor muy importante en la evaluación de proyectos para determinar su factibilidad. Este estudio puede ser un punto de partida para la optimización de los procesos de separación de los fluidos en la estación.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director M.sc. Edison Odilio García Navas. Codirector Ing. Sandra Fabiola Rodríguez Blanco.

## ABSTRACT

**TITLE:** EVALUATION OF THE TECHNICAL-BUDGET FEASIBILITY FOR OPTIMIZATION OF PROCESSES IN PRODUCTION FACILITIES OF THE COLLECTION AND TREATMENT STATION OF OIL NO\_2 (ERTC-2) FROM CASABE FIELD\*

**AUTHORS:** JHONATAN ALEXANDER TORRES RODRIGUEZ\*\*

**KEY WORDS:** BSW, screenout, treatment, fluid, station, chemicals, stripper.

### DESCRIPTION:

The collection and treatment station of oil No.2 (ERTC-2) from Casabe field, has been presenting some the problems associated to high water volumes and with sanding problems associated to the produced fluids. Actually the surface equipment is handling those kind's of fluids for its treatment but don't have the necessary operational conditions for it is appropriate separation, it which does not allow that the fluids accomplish the required delivery conditions.

This investigation aims to make a diagnosis of the current operation conditions in order to see which is the biggest problem presented in equipment to verify a new alternatives, including technologies on the market, in order to provide a new improvement for fluid separation, for which will make a technical verification of the equipment currently installed in order to check whether improved is performed with the new implementation of the proposed equipment.

And finally, a budgetary evaluation of the investigation was used including current costs that are recorded at the station, it which is a very important factor for the projects evaluation to determine its feasibility. This study can be a starting point for the optimization of the fluids separation at the station.

---

\* Draft Grade

\*\* Physicochemical Faculty of Engineering, School of Petroleum Engineering; Director: M.Sc. Edison Odilio Garcia Navas; Codirector: Ing. Sandra Fabiola Rodríguez Blanco.

## INTRODUCCIÓN

La siguiente investigación tiene como objetivo principal, desarrollar una evaluación de la factibilidad técnica y presupuestal para la optimización de los procesos existentes en la estación de recolección y tratamiento de crudo no.2 del Campo Casabe, en donde actualmente se presentan problemas operativos en el tratamiento de los fluidos producidos debido al incremento en la producción de arena y a los altos cortes de agua, lo que ocasiona problemas por emulsiones, disminución en los tiempos de residencia de los equipos y por ende menor eficiencia en la separación de los fluidos.

Posteriormente, es necesario realizar un estudio técnico de los principales procesos de separación de la estación, con el fin de mejorar los procesos de separación y tratamiento de los fluidos, cumpliendo con los parámetros establecidos para cada proceso existente, lo cual permitirá además, revisar la oportunidad de disminuir los costos por tratamiento químico, los cuales han venido incrementando en los últimos tiempos, todo esto con el objeto de puntualizar si es técnicamente factible la implementación de un nuevo equipo para el manejo de fluidos con altos porcentajes de BSW.

## 1. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se darán a conocer algunos aspectos teóricos sobre los principios de funcionamiento de cada uno de los procesos que tienen relación con esta investigación, los cuales nos permiten entender el funcionamiento y comprensión de la separación de los fluidos dentro de la estación No. 2.

### 1.1. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS

El petróleo es un líquido de origen fósil, que está situado en arenas subterráneas a miles de pies por debajo de la superficie, donde es una mezcla de hidrocarburos compuestos, los cuales están conformados por carbono e hidrógeno (Tabla 1), en su mayoría parafinas, nafténos y aromáticos. Junto con cantidades variables de derivados saturados homólogos del metano ( $\text{CH}_4$ ), su fórmula general es  $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$ .

Parafinas:  $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$ .

Nafténicos:  $\text{C}_n\text{H}_{2n+4}$ .

Aromáticos:  $\text{C}_n\text{H}_{2n+6}$ .

Asfálticos:  $\text{C}_n\text{H}_{2n+8}$ .

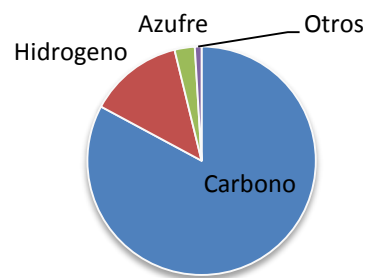
Composición elemental aproximada del petróleo.<sup>1</sup>

**Tabla 1. Composición del petróleo**

Elementos	Porcentaje
<b>Carbono</b>	76 – 88
<b>Hidrogeno</b>	10 – 15
<b>Azufre</b>	0 – 2
<b>Nitrógeno</b>	0,2

Fuente: Ecopetrol S.A. (modificado)

**Figura 1. Composición**



<sup>1</sup> NEWBERY, J. A., SOLANAS, F. E., HERRERO, F., & THIERRY, J. C. (2007). El petróleo (p. 380). Ediciones Coihue SRL.

### 1.1.1. Propiedades físicas del petróleo.

- ✓ **Coloración:** El color del petróleo varía del amarillo al negro y rojo pardo, siendo las clases más oscuras y proviene de los productos oxidados y sulfurados. Los aceites de bajo peso específico son amarillos, los medianos son de resina, y los aceites más pesados son oscuros. Por luz reflejada, el aceite crudo es usualmente verde, debido a la fluorescencia, el color depende de su estructura molecular.
- ✓ **Olor:** Los aceites no saturados dan olor repugnante, debido al ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S) y otros compuestos como el azufre. Los crudos tienen olor aromático como el de la gasolina, del querosene u otros derivados. En otros aceites el olor puede variar, dependiendo de la cantidad de hidrocarburos livianos y de las impurezas.
- ✓ **Peso específico:** Los aceites son más liviano que el agua. Su densidad es afectada por factores físicos y por la composición química del aceite. Entre 0,75 y 0,95 Kgr. /lt. Aumenta con el porcentaje de asfalto.
- ✓ **Viscosidad:** Es la medida de la tendencia a fluir que se manifiesta como la relación existente entre el esfuerzo cortante y el gradiente de velocidad. Es usualmente el tiempo necesario para que un volumen dado de aceite, a una temperatura definida, fluya a través de un pequeño orificio.
- ✓ **Solubilidad:** Es insoluble en agua, sobre la cual flota por su peso específico menor. A esto se debe su peligrosidad cuando se derrama en los puertos, o cuando es necesario combatir incendios en los tanques de almacenaje. Es soluble en benceno, éter, cloroformo, y otros solventes orgánicos.<sup>2</sup>

### 1.1.2. Clasificación del petróleo

Los tipos de petróleo pueden ser determinados de distintos modos en función al criterio que se desee considerar como predominante, siendo los más comunes:

---

<sup>2</sup> CERUTTI, A. A. (2001). La refinación del petróleo Tomo I, (p. 128).

### ✓ Gravedad específica

El petróleo o aceite crudo se describe como una sustancia que se origina de manera natural en la tierra la cual está constituida por una mezcla de compuestos químicos constituidos por carbón e hidrogeno, con o sin otros elementos no metálicos como el azufre, el oxígeno, nitrógeno, etc.

La densidad, la gravedad o los grados API, denota la relación correspondiente de peso específico y de fluidez de los crudos con respecto al agua. La ecuación general de API es la siguiente:

$$\text{Gravedad específica} = \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} \quad \text{Ec. (1)}$$

La clasificación de los crudos por rango de gravedad °API utilizada en la industria de los hidrocarburos, a 15,5 °C (60°F): (Tabla 2)<sup>3</sup>

**Tabla 2. Clasificación °API de Petróleo - Crudo**

Tipo de crudo	Valor nominal
<b>Súper livianos</b>	40 < °API
<b>Liviano</b>	40 > °API > 31,1
<b>Mediano</b>	31,1 > °API > 22,3
<b>Pesado</b>	22,3 > °API > 10
<b>Extra pesado o Bitúmenes</b>	°API < 10

Fuente: Valdez Salas, B.

### ✓ Contenido de azufre

El azufre esta naturalmente presente en el petróleo crudo. Si este no es eliminado durante los procesos de refinación, contaminará a los combustibles que se produzcan. El contenido de azufre permite visualizar dificultades en el

---

<sup>3</sup> VALDEZ SALAS, B. (2006). Tecnología en la UABC (p. 200). UABC.

cumplimiento de especificaciones de productos y de emisiones a la atmosfera, ya que se necesita disponer de unidades de tratamiento para cumplirlas, además es dañino para algunos catalizadores. También permite visualizar si la metalurgia de la planta es la adecuada para procesarlo.<sup>4</sup>

#### Petróleo dulce

Contiene < 0.5% de azufre.

Es un petróleo de alta calidad.

Usado para ser procesado como gasolina.

#### Petróleo medio

Azufre > 0.5 y < 1% de azufre.

#### Petróleo agrio

Contiene > 1% de azufre.

Su costo de refinamiento es mayor.

Usado mayormente en productos destilados.

#### ✓ **Composición del crudo**

El análisis SARA es una prueba composicional, que se desarrolla en base a la polaridad y solubilidad del crudo, normalmente sobre fracciones pesadas, mediante la cual es posible conocer el porcentaje en peso de la cantidad de los compuestos saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos presentes en la muestra.

El análisis SARA es útil para conocer cual o cuales fracciones pueden precipitar como sólidos orgánicos en el yacimiento, en el proceso de producción desde fondo a superficie, lo cual causa grandes problemas y obstrucción del flujo.

La cromatografía líquida está precedida por una precipitación de los asfáltenos y después se aplica la cromatografía a los máltenos o resinas. La separación entre

---

<sup>4</sup> CARRILLO ROJAS, S. P. (2007). estudio y evaluación de las facilidades de superficie para optimizar el sistema de venteo de gas en la estación villano a de agip oíl ecuador b.v. Escuela politécnica nacional. (p. 89)

hidrocarburos saturados y aromáticos no plantea ningún problema, debido a su diferente carácter químico, el revés de lo que ocurre entre hidrocarburos aromáticos y resinas

En el cromatograma no aparece una división neta entre los aromáticos y resinas. El rendimiento de cada una de las fracciones dependerá de su respectivo volumen en retención, que dependerá a su vez del adsorbente elegido y por el poder de elusión o no eficacia de los disolventes. Al no disponer actualmente de normas precisas para éste método, existe gran diversidad, así como comparaciones aleatorias entre diferentes laboratorios. Sin embargo, para un mismo equipo de trabajo y con las variables cromatográficas fijas, los análisis SARA se realizan muy a menudo para caracterizar cargas pesadas o hacer un seguimiento de su conversión.<sup>5</sup>

A continuación se muestra una breve descripción de cada grupo.

### **Saturados**

El término saturado significa que la molécula contiene el número máximo de átomos de hidrógeno capaz de contener. Estos hidrocarburos son aceites claros, no polares constituidos por hidrocarburos alifáticos lineales o con cadenas laterales alifáticas y aromáticas. El rango de peso molecular medio está comprendido entre 300 y 2.000.

### **Aromáticos**

Son hidrocarburos cíclicos poliinsaturados que están presentes en gran proporción en el petróleo crudo, generalmente son líquidos viscosos de color marrón anaranjado. Sus usos son muy variados y dependen de la sustitución de los hidrógenos en el anillo aromático. Así, los compuestos como benceno,

---

<sup>5</sup> CRISTANCHO VELASCO, D. M., & HOYOS ROMAN, J. M. (2008). procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. aplicación a los fluidos del campo colorado (p. 177). Universidad Industrial de Santander.

tolueno, y xileno son materias primas fundamentales de la petroquímica (además contribuyen igualmente a aumentar el número de octano de las gasolinas), pero a medida que aumenta la complejidad de las sustituciones, aumentan los problemas que estos compuestos causan tanto al medio ambiente, como al deterioro de la actividad de los catalizadores por su capacidad de formar coque.

### **Resinas**

Son moléculas con un fuerte carácter aromático, al igual que los asfáltenos tienen una elevada proporción de hidrógeno y carbono, contienen pequeñas cantidades de oxígeno, azufre y nitrógeno. Son sólidos negros, brillantes, quebradizos y su naturaleza es muy polar. Las resinas constituyen el componente polar no volátil del petróleo, que es soluble en n-alcános e insoluble en propano líquido<sup>6</sup>.

### **Asfáltenos**

Son un grupo de hidrocarburos del petróleo que contienen diferentes proporciones de nitrógeno, azufre y oxígeno, conformados por diferentes estructuras unidas por cadenas de hidrocarburos de longitud variables.

Los asfáltenos causan diversos problemas relacionados con la extracción, el transporte y el procesamiento de petróleo, debido a que se incrustan en los espacios porosos del yacimiento, en las paredes de las tuberías de extracción y transporte, dificultando su libre movimiento. Además cuando un crudo presenta concentración elevada de estos compuestos, aumentan los costos para su refinación y disminuye su aprovechamiento económico en general.

#### **1.1.3. Gas natural**

El gas natural es un combustible que se adquiere de rocas porosas donde es una mezcla de metano y del hidrocarburo más ligero, donde el metano y el etano son

---

<sup>6</sup> VARGAS PATIÑO, G. E. (2011). Predicción del análisis SARA de fondos de vacío colombianos utilizando espectroscopia fotoacústica en la región del infrarrojo medio por métodos quimiométricos (p. 99). Universidad Industrial de Santander.

los componentes que se halla en mayor proporción y en menor proporción por propano, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados. Se forma en el subsuelo creando depósitos de gas libre o asociado al petróleo. En otras ocasiones, procede de pozos que producen gas y petróleo condensado, o de pozos que tan solo contienen gas. Además el gas puede adquirir pequeñas cantidades de otros gases como el dióxido de carbono, nitrógeno, vapor de agua, sulfuro de hidrogeno, etc. La tabla 3 muestra algunas especificaciones técnicas del gas y la definición por cada uno de sus productos.

**Tabla 3. Especificaciones técnicas**

ESPECIFICACIONES	Sistema Ingles
Máximo poder calorífico bruto (GHV)	1150 BTU/ft <sup>3</sup>
Mínimo poder calorífico bruto (GHV)	950 BTU/ft <sup>3</sup>
Contenido de liquido	Libre de líquidos
Contenido total de H <sub>2</sub> S máximo	0,25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	1 grano/100PCS
Contenido CO <sub>2</sub> máximo en % volumen	2%
Contenido N <sub>2</sub> máximo en % volumen	3%
Contenido de interés máximo en % volumen	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0,10%
Contenido máximo de vapor de agua	6 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	120°F
Temperatura de entrega mínimo	45°F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión	0,7 grano/1000PC

Fuente: Ecopetrol S.A

### **Tipos de gas natural**

El gas natural se puede encontrar dentro de las facilidades de producción antes de su procesamiento de separación como son:

✓ **Gas húmedo**

Se nombra así al gas por sus condiciones en estado gaseoso dentro del yacimiento y cuando llega a condiciones de superficie se separa de la fase líquida, también es conocido gas húmedo por cierta cantidad de hidrocarburo líquido en su composición. Con posterioridad, generalmente exhiben el fenómeno denominado condensación retrograda, ósea la formación de condensado en el yacimiento debido a su reducción de la presión y temperatura. Si la temperatura es constante, se denomina condensación retrograda isotérmica.

✓ **Gas libre**

Cuando se habla de contenido de gas en un yacimiento de petróleo, por lo general cierta cantidad se encuentra en solución en el aceite y cierta cantidad como gas. El gas que existe como tal en el yacimiento, es denominado gas libre. Esto ocurre, por consiguiente, cuando los yacimientos se encuentran saturados, es decir, su presión permanece debajo de la presión de punto de burbuja y la saturación de gas asciende de tal manera que supera la saturación crítica donde permite la formación de la capa de gas.

✓ **Gas saturado**

Es el gas que contiene la máxima cantidad de vapor de agua a una presión y temperatura específica. En la industria del gas normalmente se expresa en libras de agua por millón de pie cúbico de gas despachado o transportado (lb H<sub>2</sub>O/MMPCS). El poder calorífico calculado sobre la base del gas saturado es menor que el correspondiente para gas seco o parcialmente saturado, debido al desplazamiento en volumen de gas combustible por vapor de agua en el sistema de medición. Igualmente, el poder calorífico a condiciones de saturación y una misma temperatura, será mayor en la medida en que la presión aumente.

### ✓ **Gas ácido o agrio**

Al  $H_2S$  y al  $CO_2$  se les denomina gases ácidos del gas natural. En muchos campos de donde es extraído el gas natural con la presencia de estos compuestos es elevada, los cuales le dan la denominación de “amargo”. El ácido sulfhídrico, también conocido como sulfuro de hidrógeno, tiene la característica de tener un desagradable olor y ser muy tóxico. Cuando es separado del gas natural mediante el proceso de endulzamiento, es enviado a plantas recuperadoras de azufre en donde es vendido en forma líquida para sus diversos usos industriales (producción de pólvora o usos médicos).

Por su parte el dióxido de carbono es un gas incoloro e inodoro, que a concentraciones bajas no es tóxico pero en concentraciones elevadas incrementa la frecuencia respiratoria y puede llegar a producir sofocación.

El dióxido de carbono es soluble en agua y la solución resultante puede ser ácida como resultado de la formación de ácido carbonilo.

### ✓ **Gas seco**

Su principal componente de este gas es el metano (generalmente más del 90%). Puede venir de yacimientos de gas seco que se le puede denominar también gas no asociado, este gas proviene de un tratamiento, en donde se extrae cierta cantidad de sus productos más pesados en forma líquida.<sup>7</sup>

#### **1.1.4. Agua de formación**

El agua de formación o el agua producida, esta naturalmente debajo de la superficie y sale desde el yacimiento con el aceite, es salada y aceitosa, con compuestos inorgánicos disueltos, escamas, bacterias y variedad de sustancias

---

<sup>7</sup> PABON DULCEY, M & QUIROGA JORDAN, E. (2008). Diseño de las facilidades de superficie para la captación y distribución del gas producido en un campo practico (p.117). Universidad Industrial de Santander.

toxicas radiactivas naturales, donde su producción es inherente, constituyendo en el fluido de mayor producción a lo largo de la vida de un pozo.

### **Principales componentes de las agua de formación:**

✓ **Sales:** Las sales y metales presentes dependerán de los suelos y podrán aparecer diferentes tipos de lesiones. Las de cianuro pueden producir muerte inmediata, y si no es una dosis muy alta pueden sufrir de dolores de cabeza intensos, sabor amargo, pérdida del olfato y el gusto, mareos y vómitos, dificultad respiratoria, angustia, convulsiones, pérdida de conocimiento. Otros derivados son muy irritantes de piel, ojos y vías respiratorias.

✓ **Gases:** Disminuyen la posibilidad de vida de los peces en el agua, lo que aumentará la desnutrición de la población de la zona. (Los principales gases son: Monóxido de carbono (CO), Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), Ácido Sulfhídrico (SH<sub>2</sub>)).

✓ **Metales pesados:** Se acumulan en peces y moluscos y pasan a la cadena alimenticia, al consumirlos se acumulan y pueden producir intoxicación crónica. Su concentración debe ser inferior a 1 mg/l. (los principales metales pesados son: Bario, mercurio, arsénico, selenio, antimonio, cromo, cadmio, cobalto, plomo, manganeso, vanadio, zinc.)

✓ **Hidrocarburos aromáticos:** Son muy tóxicos, cancerígenos y productores de malformaciones. Se recomienda ausencia. (Los principales hidrocarburos aromáticos presente en las aguas residuales son: Benceno, Xileno, Tolueno.)

✓ **Hidrocarburos policíclicos:** Son fuertemente irritantes para la piel, pueden producir cáncer de piel, de testículos y de pulmones. Por su alto riesgo de producir cáncer la tolerancia es 0. (Los hidrocarburos policíclicos son principalmente: Antraceno, pireno, fenantreno, benzopirenos.<sup>8</sup>

---

<sup>8</sup> CALAO RUIZ, J. (2007). Caracterización Ambiental de la Industria Petrolera: Tecnologías Disponibles para la Prevención y Mitigación de Impactos Ambientales. Universidad nacional de Colombia sede Medellín.

## **Propiedades de interés de las aguas de formación:**

El objetivo de llevar a cabo pruebas de laboratorio a las aguas de formación, es el de conocer las propiedades fisicoquímicas de las mismas para su posterior tratamiento.

✓ **pH:** Es la medida de la relativa acidez o alcalinidad del agua. Es un factor muy importante en muchos procesos y tiene mucha influencia en la tendencia incrustante o corrosiva del agua. El pH es extremadamente importante debido a que si el pH es bajo (más ácido) la corrosividad aumentara. Muchas aguas de formación tienen un pH entre 4 y 8. H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> son gases “ácidos” y que tienden a bajar el pH del agua (hacerla más ácida) cuando se disuelven en el agua. Esta prueba se realiza mediante el Método electrométrico, utilizando un pH metro electrónico y tomando la lectura del pH arrojada por este.

✓ **Alcalinidad:** Se define como la cantidad de iones en el agua, que reaccionarán para neutralizar a los iones hidrógeno, también puede ser definida como una medida de la capacidad del agua para neutralizar ácidos o la capacidad del agua para aceptar protones. La alcalinidad puede ser causada por diferentes iones, pero usualmente se atribuye a los iones bicarbonato, carbonato e hidróxido. La prueba se basa en la determinación del contenido alcalino de una muestra por titulación con una solución estándar de ácido sulfúrico, utilizando fenolftaleína como indicador alcalino y metil naranja como indicador ácido.

✓ **Dureza:** Es la suma de todos los cationes metálicos que no sean Sodio y Potasio, presentes en el agua en forma de: Carbonato, Bicarbonato, Sulfato y Cloruro, expresados como Carbonato de Calcio. Debido a que los mayores componentes son los cationes Calcio y Magnesio, generalmente toda la dureza se considera debida a estos dos iones. La dureza es un término que se utilizaba para calificar a aquellas aguas que generalmente requerían cantidades considerables de jabón para producir espuma. La dureza es causada por los cationes divalentes metálicos que son capaces de reaccionar con el jabón para formar precipitados y con ciertos aniones presentes en el agua para formar costras. La dureza es la

solución tanto de sales de calcio como de magnesio en forma de cationes y aniones, generalmente la dureza se ha expresado en función del carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ )

✓ **Oxígeno disuelto:** La determinación está basada en la absorción de Oxígeno por un precipitado floculento de Hidróxido Manganoso, formado por la reacción entre el sulfato manganoso y el yoduro de potasio alcalino. El oxígeno reacciona con el hidróxido manganoso para formar hidróxido manganoso. La adición de ácido sulfúrico libera una cierta cantidad de Yodo, en proporción directa a la cantidad de oxígeno adsorbida. El yodo libre se titula con una solución de Tiosulfato de Sodio en presencia de almidón como indicador. La desaparición de la coloración azul (Reacción del Yodo con el Almidón) se toma como Punto Final de la titulación.

✓ **Sulfuro de Hidrógeno:** El sulfato presente en el agua puede ser reducido a sulfuros ( $\text{S}^{-2}$ ) y a sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ) por las bacterias en condiciones anaeróbicas. El  $\text{H}_2\text{S}$  se formará con el H producido por la superficie del metal corroído. La prueba está basada en la adición de una solución estándar de Yodo a una muestra que contiene Sulfuro de Hidrógeno. El Yodo es reducido en proporción a la cantidad de  $\text{H}_2\text{S}$  presente en la muestra y el Yodo residual se titula con una solución estándar de Tiosulfato de Sodio, en presencia de almidón como indicador.

✓ **Dióxido de Carbono Libre:** La prueba que está basada en la titulación de una muestra de agua con una solución estándar de Carbonato de Sodio en presencia de fenolftaleína como indicador. El  $\text{CO}_2$  libre reacciona con el  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  para formar  $\text{HCO}_3^-$ , el cual es incoloro a la fenolftaleína. Cualquier exceso de  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  desarrollará coloración rosada tenue, la cual se toma como punto final de la titulación.

✓ **Turbidez:** La turbidez en el agua es causada por la materia sólida formada en su mayor parte por sólidos suspendidos y materia coloidal, tales como arcillas, materia orgánica e inorgánica finamente dividida, plancton y otros organismos microscópicos. Uno de los métodos analíticos empleados para la medición de

turbidez es el de interferencia luminosa (turbidímetro), en cuyo caso la unidad de turbidez se denomina NTU.<sup>9</sup>

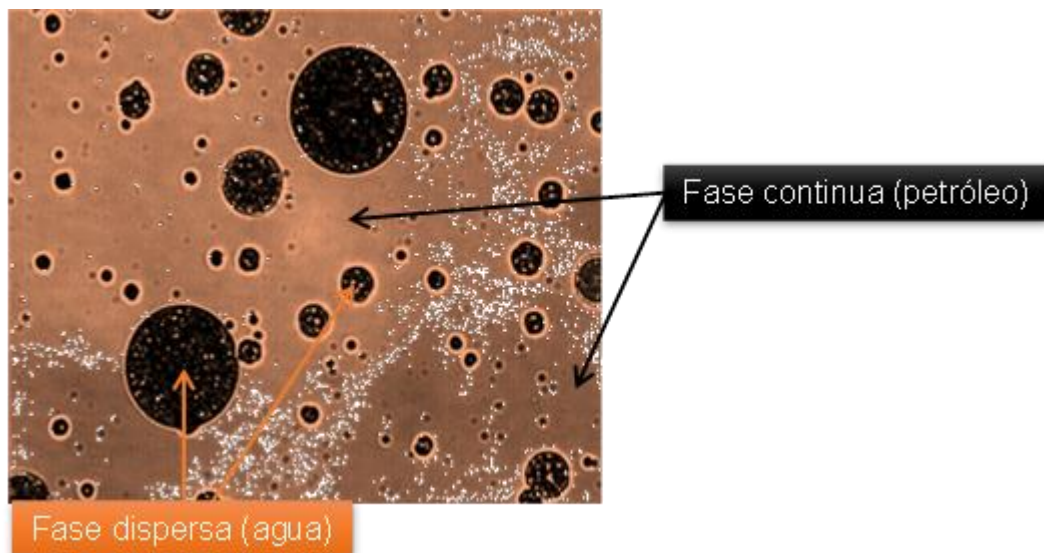
## 1.2. EMULSIONES

El agua y el aceite es básicamente inmisible, por lo tanto, estos dos líquidos cohabitan en dos fases distintas, uno de los cuales está esparcido como gotas en el otro líquido y la estabilidad de dicho sistema puede alterarse por medio de agentes activos de superficie.

### 1.2.1. La formación de las emulsiones

Las emulsiones de aceite y agua son dispersiones de gotas de agua en el aceite (fase interna); el petróleo presente como fase continua (fase externa) y el agente emulsificante que estabiliza la dispersión. Este tipo de emulsión es el más común en la industria petrolera. Rara vez se encuentra la emulsión inversa.

**Figura 2. Esquema de una emulsión**



Fuente: El autor

<sup>9</sup> ARAMBURO, D., & ALDANA, H. (2011). Investigación orientada hacia el análisis y tratamiento de aguas de formación en los pozos petroleros. (p. 10)

Existen tres requisitos para formar una emulsión:

- ✓ Dos líquidos inmiscibles.
- ✓ Suficiente agitación para dispersar los líquidos en pequeñas gotas.
- ✓ Un agente emulsificador para estabilizar las gotas dispersas.

### **1.2.2. Tipos de emulsiones**

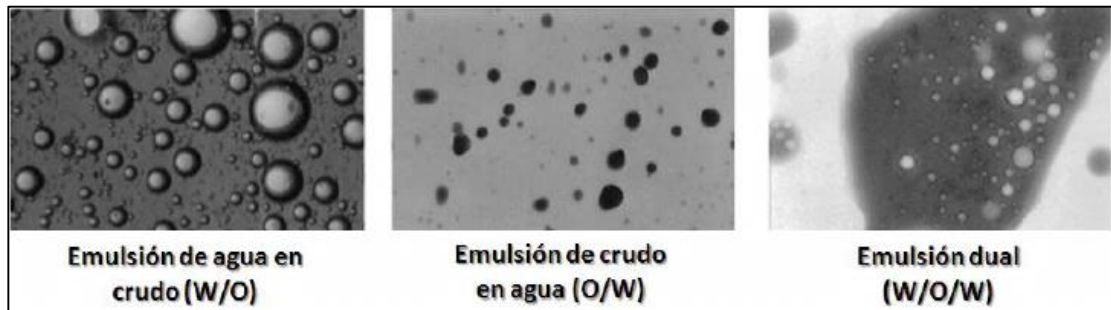
En la mayoría de los casos en los cuales se hace una emulsión con dos líquidos inmiscibles, uno de los líquidos es una fase acuosa (agua) y el otro una fase aceitosa (crudo).

- ✓ Emulsiones de aceite en agua (O/W): se refieren a aceite disperso en el agua. Esta es la emulsión normal para todas las aplicaciones con excepción de la producción del petróleo, en la cual se denomina emulsión inversa.
- ✓ Emulsiones de agua en aceite (W/O): se refieren a agua dispersa en el aceite. Esta es la emulsión normal para los petroleros e inversa para las demás aplicaciones.
- ✓ Emulsión múltiples (W/O/W u O/W/O): Emulsiones del tipo (O/W/O) se refieren a emulsiones consistentes en gotas de aceite dentro de gotas de agua que están dispersas en fase continua de aceite. Las emulsiones (W/O/W) tienen gotas de agua dispersas en gotas de aceite que a su vez están dispersas en fase continua de agua.<sup>10</sup>

---

<sup>10</sup> KANICKY J. R. LÓPEZ MONTILLA, J. C. PANDEY, S. SHAN, D. O. 2001. "Surface Chemistry in the Petroleum Industry. In Handbook of Applied Surface and Colloid Chemistry". New York, USA. John Wiley & Sons.

**Figura 3. Tipos de emulsión**



Fuente: Ken Arnold y Maurice Stewart, modificado.

### **1.2.3. Agente emulsificante**

Para crear una emulsión es necesario, además del agua y el aceite, la agitación y la representación de un agente emulsificante que estabilice la mezcla.

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

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

Por definición una emulsión dura es muy estable y difícil de romper, principalmente porque las gotas dispersas son muy pequeñas. Por otro lado, una emulsión suave o dispersión es inestable y fácil de romper. En otras palabras,

cuando un gran número de gotas de agua de gran diámetro están presentes, ellas a menudo se separan fácilmente por la fuerza gravitacional.

La cantidad de agua remanente emulsificada varía de <1 a >60 % volumen. En los crudos ligeros (>20 °API) las emulsiones contienen típicamente de 5 a 20 % volumen de agua, mientras que en los crudos pesados (<20 °API) tienen a menudo de 10 a 35 % de agua, tal como puede observarse en la figura 3. La cantidad de agua libre depende de la relación agua/aceite y varía significativamente de un pozo a otro. En este trabajo, la palabra “agua” significa agua producida y es una salmuera conteniendo cloruro de sodio y otras sales.<sup>11</sup>

De acuerdo con su carga, los tensoactivos se clasifican en:

- ✓ No iónicos: No se disocian en el agua (poliglicoles, ésteres de ácidos grasos, lecitina).
- ✓ Aniónicos: Presentan una carga negativa al disolverse en agua (estearato de sodio, laurato de potasio).
- ✓ Catiónicos: Presentan una carga positiva al disolverse en agua (sales cuaternarias de amonio, hidroclouros de aminas).
- ✓ Anfóteros: Tienen capacidad para formar un ion tensoactivo con cargas tanto negativas como positivas, según el pH. En pH ácido se comportan como catiónicos. En pH básico, como Aniónicos.

#### **1.2.4. Estabilidad de la emulsión**

Desde un punto de vista termodinámico una emulsión es un sistema inestable. Esto es porque la tendencia natural de los sistemas líquidos-líquidos es a separarse y reducir su área interfacial y por ende su energía interfacial.

---

<sup>11</sup> BERGER, BILL, (1992) D. Petróleo Moderno, un Manual Básico para la Industria, Tercera Edición, (p. 578).

Las emulsiones producidas en campo se pueden clasificar de acuerdo a la estabilidad en:

- ✓ Emulsiones débiles: Son aquellos que se separa en cuestión de unos minutos. El agua separada se hace referencia en algunas ocasiones como agua libre.
- ✓ Emulsiones medias: Se separa en cuestión de aproximadamente 10 minutos.
- ✓ Emulsiones fuertes: Se separa en cuestión de horas o incluso días.

Las emulsiones se considera especial por su dispersión coloidal liquido en líquido. Su estabilidad cinética es una consecuencia de su pequeño tamaño de gota y la presencia de una película interfacial alrededor de gotas de agua. La estabilidad de la emulsión cinética se obtiene mediante agentes estabilizantes (o emulsionantes) que podría ser de origen natural en el crudo-aceite (por ejemplo los asfáltenos) o se añade durante la producción (por ejemplo, los estimulantes químicos).

#### ✓ **Película interfacial**

Como se mencionó anteriormente, las emulsiones son estabilizadas por películas que forman alrededor de gotas de agua en la interfase aceite-agua. Estas películas son creadas como el resultado de la adsorción de moléculas polares de alto peso molecular que es interfacialmente activa. Estas películas mejoran la estabilidad de la emulsión por:

- a) Reduciendo la tensión interfacial
- b) Aumentando la viscosidad interfacial.

Las características de las películas interfaciales son una función del tipo de petróleo crudo (asfáltico, parafínico), la composición y el pH del agua, la temperatura. Existe una buena correlación entre la ocurrencia de la película interfacial incompresible y la estabilidad de la emulsión.

✓ **Factores que afectan la estabilidad**<sup>12</sup>

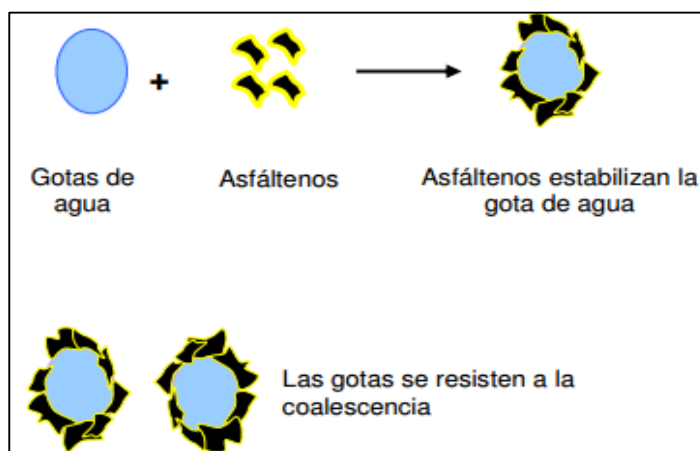
Los factores más importantes que afectan la estabilidad de la emulsión son:

**Fracción pesada en petróleo crudo**

Ahora está bien conocido que los emulsionantes que ocurren naturalmente se concentran en el punto alto de ebullición. Estos incluyen los asfáltenos, resinas y ácidos orgánicos solubles en aceite.

Los asfáltenos tienen propiedades tensioactivas que los hacen buenos emulsionantes. La acumulación de asfáltenos en la interface da como resultado en la formación de una película rígida. Los asfáltenos estabilizan las gotas de agua como se muestra en la figura 4. Para que dos gotas coalescan debe hacer daño o ruptura de la película interfacial la presencia de asfáltenos puede retardar naturalmente el daño de esta película.

**Figura 4. Mecanismos de estabilización por asfáltenos**

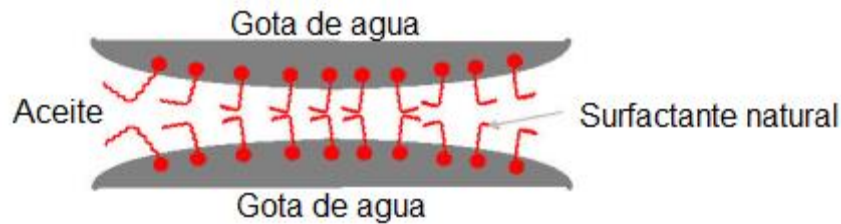


Fuente: Kokal, S. (modificado)

El mecanismo primario involucrado en este retraso es la repulsión esférica o impedimentos causado por el alto peso molecular en la película.

<sup>12</sup> KOKAL, S. (2002). SPE 77497 Crude Oil Emulsions : A State-Of-The-Art Review.

**Figura 5. Repulsión esférica entre dos gotas de agua que retarda el drenaje de la película y la coalescencia.**



Fuente: Kokal, S, (modificado)

La figura 5 nos muestra una repulsión esférica producida por la interacción entre los grupos no polares o hidrófobos de las moléculas tensioactivo. Con moléculas surfactantes de tipo de asfáltenos, las cadenas laterales pueden extenderse considerablemente entre la fase aceitosa, y la repulsión esférica pueden mantener la interfaz a una distancia suficiente para inhibir la coalescencia. Las interacciones laterales entre las moléculas absorbidas y la solución de la fase aceitosa por grupos hidrófobos también resultan en un aumento considerable de la viscosidad interfacial y la viscosidad aparente del aceite en la película entre las gotas. Ambos de estos efectos se oponen drenaje película e inhiben coalescencia.

### **Sólidos**

Partículas sólidas finas presentes en el crudo aceite que son capaces de estabilizar las emulsiones con eficiencia. La eficiencia de estos sólidos en la estabilización de las emulsiones depende de factores como el tamaño de la partícula, las partículas sólidas estabilizan la emulsión por difusión en la interfase aceite-agua donde forman estructuras rígidas (películas) que pueden inhibir la coalescencia de las gotas de la emulsión. Además las partículas sólidas en la interface pueden estar cargadas mejorando la estabilidad de la emulsión.

La humectabilidad de las partículas sólidas juega un papel importante en el proceso de la estabilización de la emulsión. Si el sólido permanece solamente en la fase de aceite o agua, no puede ser estabilizador de la emulsión, este debe

estar presente en la interfase y debe ser mojado por ambas fases para actuar como agente estabilizador de la emulsión.

La presencia de sólidos en la interfase también cambia las propiedades reológicas de la interface la cual exhibe un comportamiento viscoelástico, afecta la tasa de daño de la partícula interfacial, y el desplazamiento de partículas a la interfase.

### **Temperatura**

La temperatura puede afectar significativamente la estabilidad de la emulsión. La temperatura afecta las propiedades físicas del aceite, del agua, las películas interfaciales y la solubilidad de tensioactivo en las fases aceite y agua. Y a su vez afectan a la estabilidad de la emulsión. Tal vez el efecto más importante de la temperatura es la viscosidad de emulsiones: esto disminuye con el incremento de las temperaturas. Esta disminución se debe principalmente a una disminución en la viscosidad del aceite. La temperatura incrementa la energía térmica de las gotas y por lo tanto aumenta la frecuencia de las colisiones de las gotas. También reduce la viscosidad interfacial y resultando en una película más rápida la tasa de drenaje y una mayor caída de coalescencia.

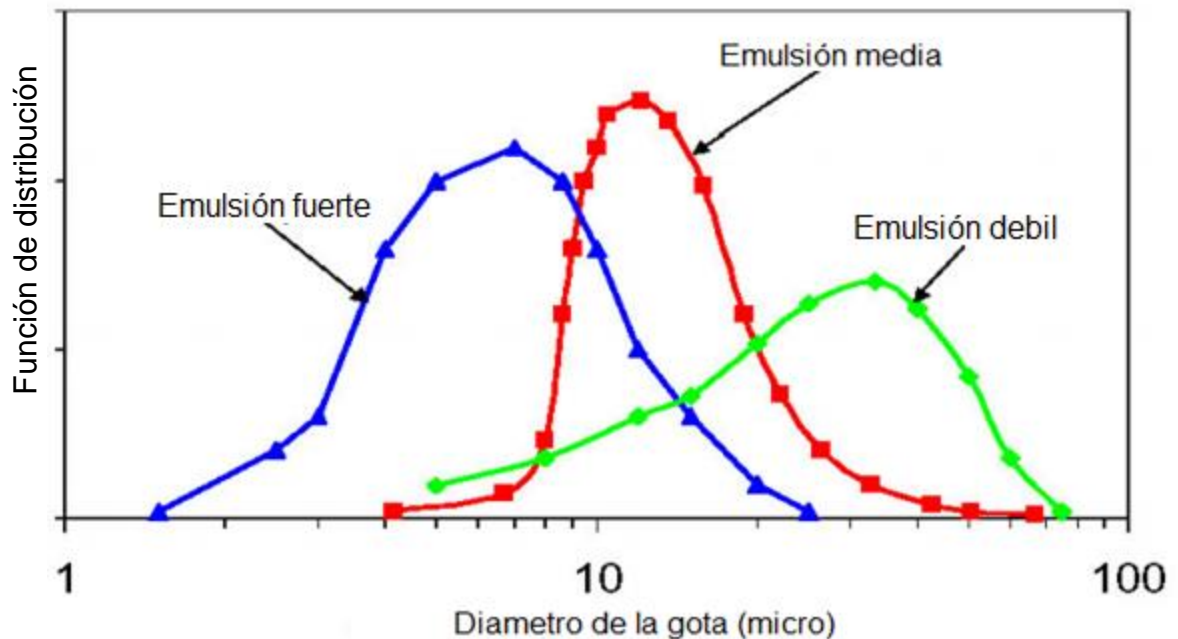
La temperatura influye en la tasa de acumulación de películas interfaciales por cambios en la tasa de adsorción y las características de las interfaces. También influyen en la compresibilidad de la película por los cambios en la solubilidad del surfactante en la fase aceite crudo.

### **Tamaño de gotas**

Como se mencionó anteriormente, los tamaños de las gotas de la emulsión tiene un rango de más o menos de 50 micras. Generalmente, las emulsiones que tienen tamaños de gotas más pequeños y pueden ser más estables. Una distribución del tamaño de las gotas típico es mostrada en la figura 6. Para la separación de agua, las gotas tienen que coalescer, las gotas más pequeñas

toman más tiempo para separarse. La distribución del tamaño de la gota afecta la viscosidad de la emulsión: es más alta cuando las gotas son más pequeñas.

**Figura 6. Tamaño de la gota de la distribución de la emulsión del petróleo**



Fuente: Kokal, S, (modificado)

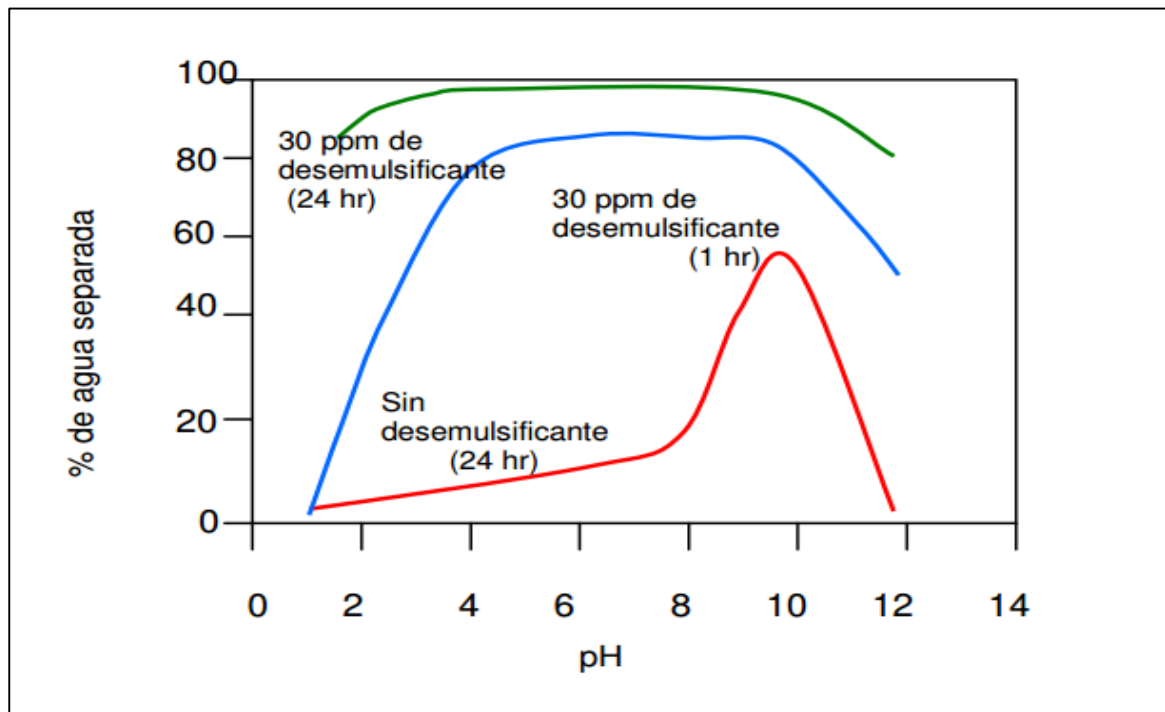
## pH

El pH del agua tiene una fuerte influencia en la estabilidad de la emulsión. La adición de ácidos inorgánicos y bases influye fuertemente en su ionización en las películas interfaciales y cambia radicalmente las propiedades físicas de las películas. El pH del agua afecta a la rigidez de las películas interfaciales.

El pH influye en el tipo de emulsión formada. Acido o bajo pH produce generalmente emulsiones agua/aceite. La figura 7 muestra el efecto del pH sobre la estabilidad de la emulsión. El pH óptimo para demulsificación es de alrededor de 10 sin demulsificador. La adición de un demulsificante mejor demulsificación

después de una hora y la separación casi completa del agua se logra después de 24 horas en un amplio intervalo de pH.<sup>13</sup>

**Figura 7. Efectos del pH y de la concentración del desemulsificante en la estabilidad de la emulsión**



Fuente: Kokal, S, (modificado)

### 1.2.5. Agentes químicos demulsificantes

Comúnmente el primer paso en el tratamiento de una emulsión es la adición de compuestos demulsificantes. Son compuestos formulados con varios productos químicos, tales como glicoles y resinas polioxialquilénicas.

El mecanismo de acción de los demulsificantes consiste en romper y desplazar la película de agente emulsificante que rodea a la gota de agua (floculación) y aumentar su tensión superficial y la atracción molecular propiciando la coalescencia.

<sup>13</sup> KOKAL, S, (2002). SPE 77497 Crude Oil Emulsions : A State-Of-The-Art Review, (p 11).

Rara vez un solo compuesto actúa como agente floculante y coalescente; son generalmente dos o más compuestos los que intervienen en la formulación de un demulsificante.

- ✓ Floculante: Agente o sustancia que provoca la floculación. Su función es neutralizar las cargas negativas que dotan a ciertas partículas de un carácter coloidal manteniéndolas en suspensión. Debido al efecto del floculante estas partículas se unen formando flóculos de mayor tamaño que son fácilmente eliminables mediante procesos de filtración.
- ✓ Coalescente: Separador que divide una mezcla o una emulsión de dos líquidos inmiscibles usando la tensión interfacial entre los dos líquidos y la diferencia en la adherencia de los dos líquidos en un medio poroso particular.

Otra propiedad deseable en un demulsificante es la capacidad para humectar los sólidos presentes en la emulsión, para que sean incorporados en el agua separada.

La dosificación de reactivo varía ampliamente según la estabilidad de la emulsión con las condiciones de temperatura, etc.

Las dosificaciones más comunes en nuestro país son de 1 a 5 galones de reactivo por cada 1000 barriles de emulsión (GMB)

Otras aplicaciones de los demulsificantes son para mejorar la eficiencia del bombeo neumático en pozos productores de aceite y en la transportación de aceite pesado, donde el reactivo rompe la espuma y la emulsión haciendo el aceite más fluido.

Finalmente, con la adición de calor puede removerse hasta un 95% del agua presente en el aceite. La remoción del agua residual es mucho más difícil y deben usarse medios, tales como el campo eléctrico y otros.

### **1.2.6. Deshidratación de petróleo crudo**

La deshidratación de crudo o tratamiento de aceite consiste en la remoción de agua, sales, arenas, sedimentos y otras impurezas del petróleo crudo. Dependiendo del tipo de aceite y de la disponibilidad de recursos se combinan cualquiera de los siguientes métodos típicos de deshidratación de crudo:

Tratamiento químico

Separación gravitacional

Tratamiento térmico

Tratamiento electrostático

#### **Tratamiento químico**

Extraño, pero cierto, los compuestos químicos demulsificantes son agentes activos de superficie, similares a los emulsificadores. Los demulsificantes tienen tres acciones principales: Fuerte atracción hacia la interfase aceite-agua, floculación y coalescencia.

Las teorías de cómo actúan los demulsificantes 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 demulsificantes efectivos tienen alto peso molecular, que son comparables a los surfactantes naturales. Segundo, usados como emulsificadores, los demulsificantes tienden a producir emulsiones inversas (w/o). Una teoría tradicional acerca de cómo trabajan los demulsificantes, 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 demulsificantes hacen que la película que rodea a la gota de agua se vuelva muy rígida o se contraiga para finalmente romperse.

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

de agua. Por el contrario, los demulsificantes para emulsiones inversas w/o son muy solubles en agua. Comúnmente son poliaminas cuaternarias de amonio de alto peso molecular mezcladas con aluminio, hierro o cloruro de zinc. Los demulsificantes deben ser dosificados en forma continua en la relación determinada por pruebas de botella y/o pruebas de campo. La dosificación en forma de bache no es muy recomendable. Los rangos de dosificación pueden variar de 2 a 200 ppm, aunque generalmente se dosifican en un rango de 10 a 60 ppm. Generalmente los crudos pesados requieren mayor dosificación que los crudos ligeros.

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

#### Ventajas

- ✓ La formación de las emulsiones puede ser completamente prevenida dosificando los demulsificantes 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.

#### Desventajas

- ✓ 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.

### **Separación gravitacional**

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

### ✓ **Eliminadores de agua libre (EAL)**

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

El crudo de salida de un EAL todavía contiene desde 1 hasta 30 % de agua emulsionada. En el interior de estos recipientes que son de simple construcción y operación, se encuentran baffles para direccionar el flujo y platos de coalescencia. El agua es removida por la fuerza de gravedad y esta remoción provoca ahorros en el uso de combustible de los calentadores. Un calentador requiere de 350 BTU para calentar un barril de agua 1 °F, pero solamente requiere 150 BTU para calentar 1 barril de crudo 1 °F. El calentamiento de agua, aparte de que es un desperdicio de energía provoca problemas de incrustación y requiere del uso adicional de tratamiento químico muy costoso para prevenir la incrustación.

Los eliminadores de agua libre (EAL), no son lo mejor ya que ellos solo remueven el agua libre. Los compuestos químicos rompedores de emulsión pueden, ser adicionados a la alimentación del recipiente. Los EAL están protegidos por ánodos de sacrificio y por aditamentos para prevenir la corrosión por el efecto del agua de sal.

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

### ✓ Tanque de almacenamiento

Los tanques de almacenamiento de Hidrocarburos son recipientes hechos en acero generalmente los cuales pueden ser cilíndricos verticales, cilíndricos horizontales, geodésicos o esféricos, estos almacenan hidrocarburos líquidos o gaseosos con unas condiciones de temperatura y presión acordes al rango de operación y proceso.

**Figura 8. Tanque de almacenamiento ERTC-2**



Fuente: Ecopetrol S.A

Los tanques se clasifican en:

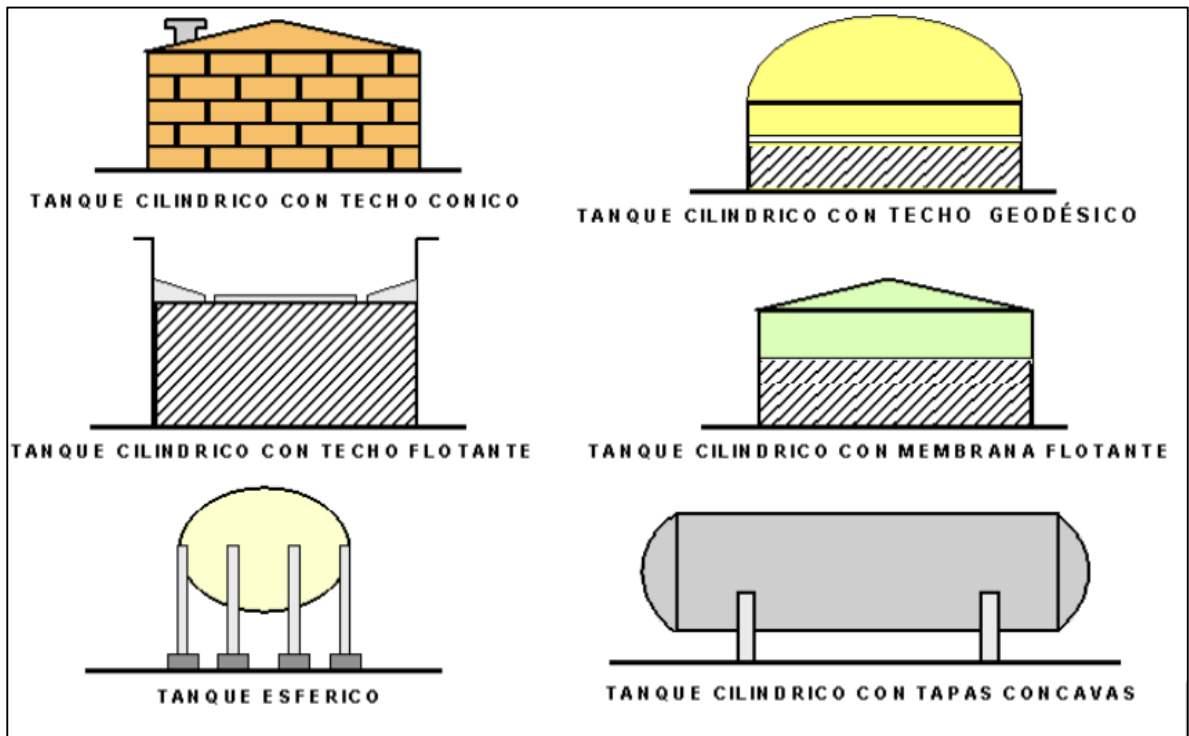
- ✓ Tanques cilíndricos verticales con techo cónico: Por la forma de construcción, el techo es fijo y tiene forma cónica. Estos tanques no soportan presiones ni vacíos, por lo tanto están equipados de respiraderos y/o

válvulas de presión y vacío. Generalmente posee líneas de espuma contraincendio, y el techo está sostenido por un soporte que o bien llega al fondo del tanque o se apoya sobre las paredes del mismo.

- ✓ Tanques cilíndricos con fondo y tapa cóncavos: Se usan generalmente para almacenar productos con una presión de vapor relativamente alta, es decir, con gran tendencia a emitir vapores a la temperatura ambiente.
- ✓ Tanques cilíndricos con techo flotante: Estos tanques se construyen de tal forma que el techo flota sobre la superficie del producto, eliminando así el espacio para la formación de gases. Los techos flotantes son en la actualidad los más eficaces para el servicio corriente ya que se reducen las pérdidas por evaporación, Sin embargo tienen uso limitado ya que la empaquetadura de caucho del techo tiene un límite de presión de operación.
- ✓ Tanques cilíndricos con membrana flotante: Con el objeto de minimizar las pérdidas por evaporación, en tanques de techo cónico y que estén en servicio de almacenamiento de productos livianos, se coloca una membrana en la parte interior del tanque, diseñada y construida de tal forma que flote sobre el producto almacenado. Así se disminuye la formación de gases disminuyendo la evaporación del producto.
- ✓ Tanques esféricos: Se utilizan para productos que tienen una presión de vapor bastante alta entre 25 a 100 PSI.
- ✓ Tanque cilíndrico vertical con techo geodésico: La forma en la parte superior es ovalada, cuenta con una membrana que se posesiona sobre el fluido y se mueve con él, disminuyendo las pérdidas por evaporación. Su principal ventaja respecto al de techo flotante es que nunca el agua lluvia ingresa al tanque. Estos tanques deben tener un muro de retención con capacidad de 1,5 veces la capacidad del tanque.
- ✓ Para almacenar crudo se utilizan generalmente tanques de techo cónico y tamaño relativamente grande ya que permite una operación estable durante varios días. Los tanques para almacenar productos derivados son de capacidad y de forma variable, dependiendo del producto manejado y de la

presión de vapor o volatilidad del mismo. Ejemplo, para propano y butano se usan tanques esféricos; para Gasolina Liviana es cilíndrico con techo flotante; para gasolina pesada es cilíndrico de techo cónico etc.

**Figura 9. Tipos de tanques de almacenamiento de hidrocarburos**



Fuente: Ecopetrol S.A.

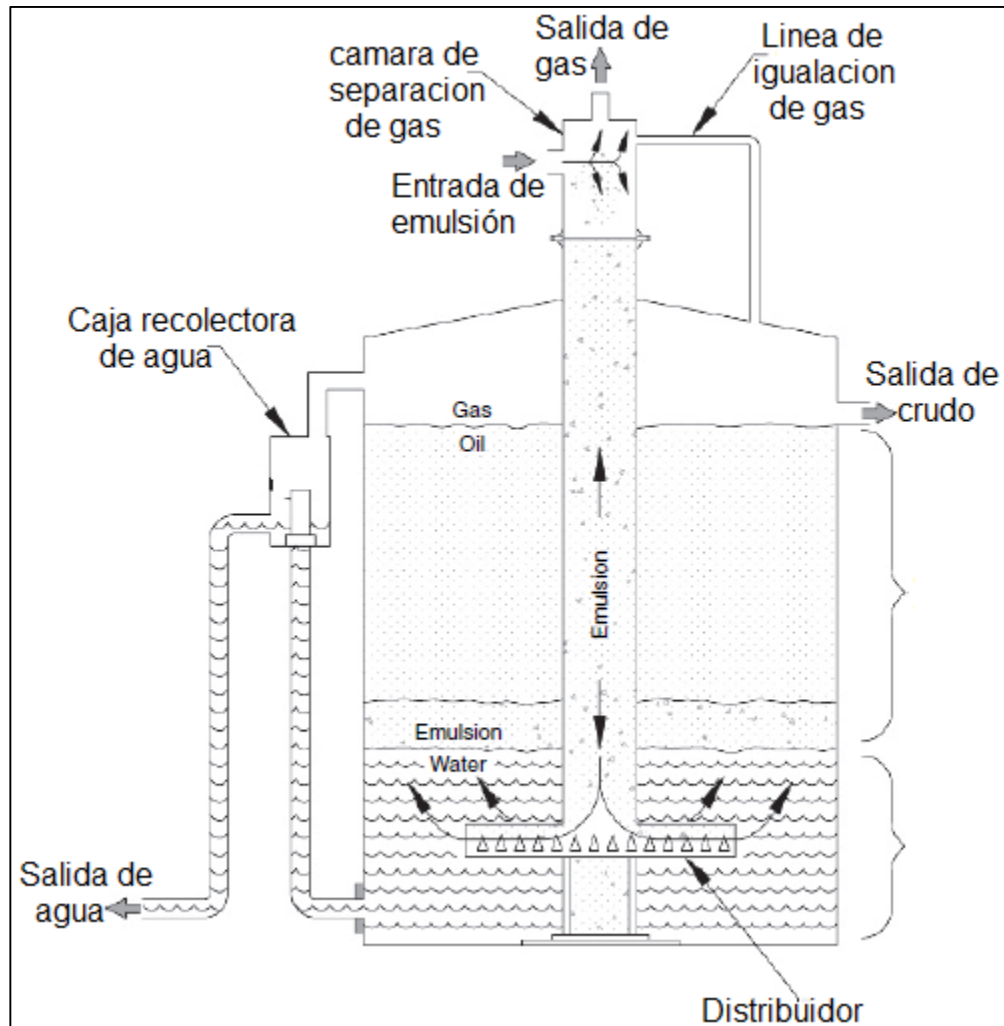
✓ **Tanque de lavado (gun barrel)**

Un gun barrel es un tratador con flujo descendente central-vertical que opera a presión atmosférica; tiene una cámara superior desgasificadora o bota en el tope.

Estos recipientes usualmente operan con media parte de agua y la otra parte lo cubre el aceite, la alimentación de crudo se realiza por la parte inferior por medio de distribuidores de tal manera que el agua que viene con el aceite entre en contacto con el agua del recipiente para que la coalescencia del agua se lleve a cabo, y por la parte superior, está la salida de aceite limpio cumpliendo con especificaciones de sal y de contenido de agua, cabe hacer mención que para

una mayor eficiencia de separación agua-aceite se usas químicos que rompen la emulsión.

**Figura 10. Gun Barrel**



Fuente: Ken Arnold y Maurice Stewart, (modificado)

### **Tratamiento térmico**

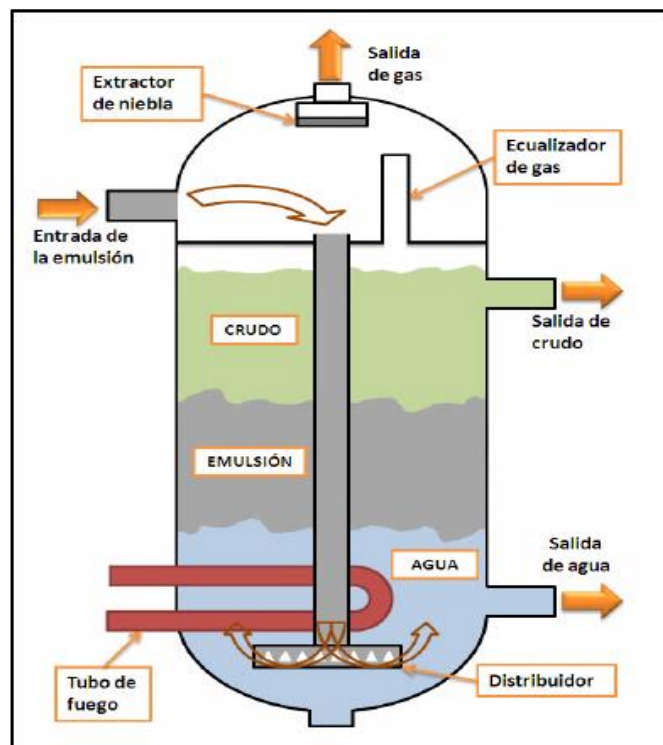
Los tratadores-calentadores pueden ser de tipo directo e indirecto en función de la forma en que se aplica el calor.

En los calentadores-tratadores de tipo directo el calor es transferido por contacto directo de la corriente alimentada con el calentador. Aunque este tipo presenta

problemas de sedimentos y de corrosión pueden manejar mayores volúmenes de fluidos con menor gasto de combustible que los calentadores indirectos.

Estos calentadores directos operan eficientemente en procesos operando en baja presión y donde los fluidos manejados no son muy corrosivos. El esquema típico de calentadores-tratadores directos tipo vertical y horizontal se muestra en las figuras 11 y 12 respectivamente.<sup>14</sup>

**Figura 11. Tratador térmico tipo Vertical**



Fuente: Ken Arnold y Maurice Stewart, (modificado).

El diseño normal de un tratador-calentador tipo vertical cumple las siguientes funciones:

- ✓ Desgasificado de la emulsión de entrada.
- ✓ Remoción de arenas, sedimentos y agua libre previo al calentamiento.

<sup>14</sup> Ken Arnold y Maurice Stewart, 2008, surface production operations

- ✓ Lavado con agua y calentamiento de la emulsión.
- ✓ Coalescencia y asentamiento de las gotas de agua. Coalescencia mecánica puede ser usada en ésta sección.

El aceite deshidratado caliente puede ser usado para precalentar la emulsión de entrada usando un intercambiador de calor. Los calentadores-tratadores no son recomendables para remover grandes cantidades de agua libre y esta limitante llega a ser más aguda en yacimientos viejos con gran producción de agua congénita. En estos casos la instalación previa de un EAL es una solución ideal.

Las mismas funciones básicas son previstas en un calentador tipo horizontal, como se muestra en la figura 12. La alimentación es parcialmente desgasificada, luego direccionada hacia la parte de abajo para la precipitación del agua libre y la arena. Después la alimentación es calentada y sufre una última desgasificación. Posteriormente a través de un distribuidor pasa a un baño de agua para finalmente pasar a la sección de coalescencia.

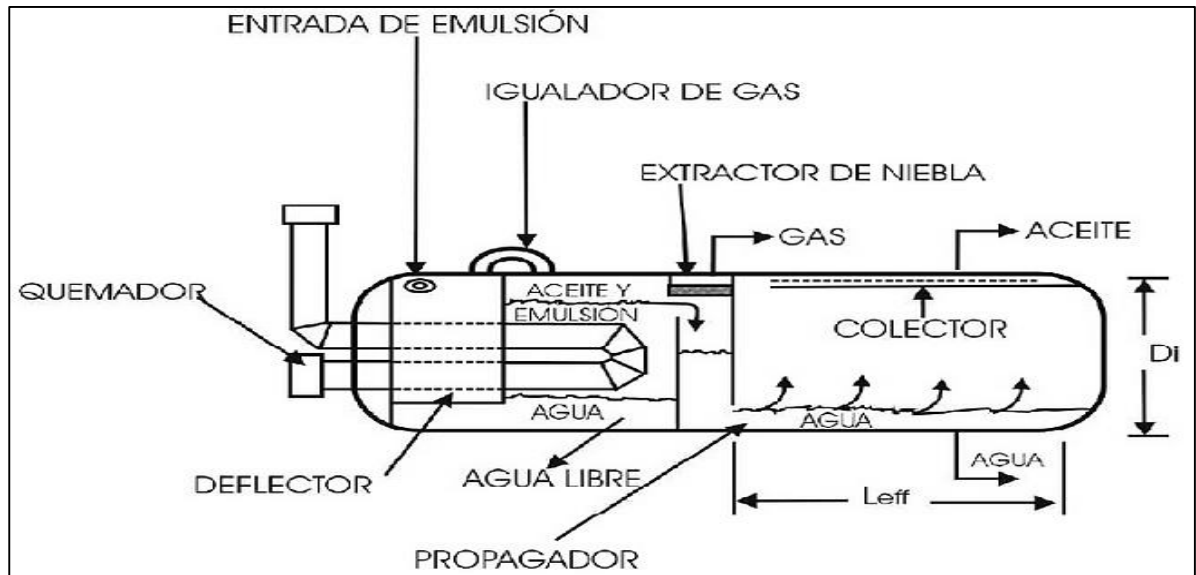
Las partículas sólidas, tales como arena, escama, productos de corrosión se depositarán en la parte inferior de estos equipos. Si estos sedimentos no son removidos puede causar los siguientes problemas:

- ✓ Acumularse y ocupar un volumen importante en el recipiente y eventualmente bloquear la corriente de alimentación.
- ✓ Bloquear la transferencia de calor y causar quemado del equipo de calentamiento
- ✓ Interferir los controles de nivel, ánodos, válvulas, medidores y bombas.

Asimismo pueden incrementar el crecimiento bacteriano y la velocidad de corrosión. Para prevenir la depositación de estos sedimentos se pueden instalar "hidrojets", que operando a 30 psi por arriba de la presión de operación del calentador pueden remover los sedimentos para su drenado por la parte inferior

del recipiente. Posteriormente a través de un intercambiador de calor el fluido de calentamiento transfiere calor a la corriente de alimentación.

**Figura 12. Tratador térmico tipo horizontal**



Fuente: Ken Arnold y Maurice Stewart, (modificado)

**Figura 13. Tratador térmico ERTC 2**



Fuente: Ecopetrol S.A.

### Ventajas

- ✓ Reduce la viscosidad de la fase continua: un incremento en la temperatura de 10 °F baja la viscosidad de la emulsión por un factor de 2.
- ✓ Incrementa el movimiento browniano y la colisión de las gotas de agua para su coalescencia.
- ✓ Incrementa la diferencia de densidad entre la salmuera y el crudo.
- ✓ Promueve una mejor distribución del demulsificante.
- ✓ Disuelve las parafinas cristalizadas que le dan estabilidad a las emulsiones, esto se logra manteniendo la temperatura del crudo por arriba de su punto de nube (opacidad).
- ✓ Debilita la película de emulsificante que rodea a las gotas de agua.

### Desventajas

- ✓ Provoca la migración de los compuestos más volátiles del crudo hacia la fase gas. Esta pérdida de ligeros en el crudo provoca una disminución de volumen del crudo calentado (encogimiento) y una disminución en su gravedad API.
- ✓ Incrementa los costos de combustible.
- ✓ Incrementa los riesgos en las instalaciones.
- ✓ Requieren mayor instrumentación y control.
- ✓ Causa depósitos de coque.

### **Pasos para un diseño de un tratador térmico.**

- ✓ Determinación de la viscosidad del crudo a la entrada del tratador.

$$\mu_o = 10^x - 1 \quad \text{Ec. (2)}$$

Dónde:

$\mu_o$ : Viscosidad del crudo, (cp).

T: Temperatura del crudo, (°F).

$$X = yT^{-1.163} \quad \text{Ec. (3)}$$

$$Y = 10^Z \quad \text{Ec. (4)}$$

$$z = 3.0324 - 0.02023 \cdot GE \quad \text{Ec. (5)}$$

Dónde:

GE: Gravedad específica del crudo, (°API).

- ✓ Diámetro de la gota de agua a ser decantada del crudo.

$$dm = 500 (\mu m)^{-0.675} \quad \text{Ec. (6)}$$

Dónde:

dm: Diámetro de la gota de agua, (micrones).

- ✓ Ecuación de asentamiento para determinar la geometría del recipiente.

$$dLeff = \frac{438 Q_o \mu}{(\Delta\gamma) dm^2} \quad \text{Ec. (7)}$$

Dónde:

d: Diámetro del tratador, (pulg).

Qo: Tasa de flujo del crudo, (bbl/día).

Leff: Longitud de la sección de coalescencia, (pies).

$\Delta\gamma$ : Diferencia de gravedades específicas del agua y del crudo

- ✓ Ecuación para el tiempo de retención

$$d^2 Leff = \frac{Q_o (tr) o}{1,05} \quad \text{Ec. (8)}$$

Dónde:

tr: Tiempo de retención de aceite. (min)

- ✓ Aplicación de calor.

$$q = 15 Q_o \Delta T [0,5 (\gamma_o) + 1] \quad \text{Ec. (9)}$$

Dónde:

q: Calor requerido, (BTU/h).

$\Delta T$ : Incremento de temperatura, (°F).

$\gamma_o$ : Gravedad específica del crudo

- ✓ Hallar el área óptima para el tratamiento del crudo.

$$A = \frac{Q_o}{V} \quad \text{Ec. (10)}$$

Dónde:

A: Área optima, (m<sup>2</sup>).

- ✓ Determinar el calor necesario para aumentar la temperatura del fluido

$$q = Q_o * C_p * \rho_o * \Delta T \quad \text{Ec. (11)}$$

Dónde:

q = Calor, (KJ/h).

Q<sub>o</sub> = Tasa de flujo del crudo, (m<sup>3</sup>/s) o (kg/h).

$\Delta T$  = Incremento de temperatura, (°C).

C<sub>p</sub> = Calor Específico del crudo, (Kj / Kg °C).

$\rho_o$  = Densidad del crudo, (Kg/m<sup>3</sup>)<sup>15</sup>.

---

<sup>15</sup> KEN ARNOLD Y MAURICE STEWART, 2008, surface production operations, 722.

## Tratamiento eléctrico

La velocidad de asentamiento por gravedad es muy lenta, tal como se expone en la Ley de Stokes. Por ejemplo una gota de agua de 20 micras de diámetro en un crudo de 33 °API a 100 °F y una viscosidad de 6.5 cp se asienta a una velocidad de 0.07 ft/hora.

Por lo tanto, un campo eléctrico incrementa la coalescencia de las gotas dispersas en el aceite, por dos mecanismos que actúan simultáneamente:

- ✓ Sometidas a un campo electrostático, las gotas de agua adquieren una carga eléctrica neta.
- ✓ La distribución al azar de las gotas de agua en el seno del aceite, al pasar por el campo electrostático se alinean con su carga positiva orientada al electrodo cargado (negativo).

Estas fuerzas de atracción electrostática pueden ser mucho más grandes que la fuerza de gravedad presente. La relación de fuerza electrostática con la fuerza de gravedad es de aproximadamente de 1000 para gotas de agua de 4 micras de diámetro en crudo de 20° API expuesto a un gradiente eléctrico típico de 5 Kv/in.<sup>16</sup>

### 1.3. SEPARACION DE FASES

En la industria del petróleo, un separador es un dispositivo mecánico de forma cilíndrica de acero que por lo general se utiliza para disgregar la mezcla de hidrocarburos en sus componentes básicos, petróleo y gas. Adicionalmente, el recipiente permite aislar los hidrocarburos de otros componentes indeseables como la arena y el agua.

Un separador convencional debe tener las siguientes características de diseño:

---

<sup>16</sup> URRESTA, J. F. (2008). optimización de las facilidades de producción y estación de transferencia del campo cuyabeno, (p. 251). universidad tecnológica equinoccial.

- ✓ Disminuir la velocidad de flujo de la mezcla para permitir la separación por gravedad de los diferentes componentes de la misma.
- ✓ Estar equipado con una salida superior para gas o vapores, una salida inferior para líquidos y un orificio de limpieza en el fondo.
- ✓ Contar con un control de nivel que opere la válvula para la salida de líquido, una válvula de seguridad en la parte superior, al igual que un manómetro indicador de presión.

### **1.3.1. Factores que afectan la separación**

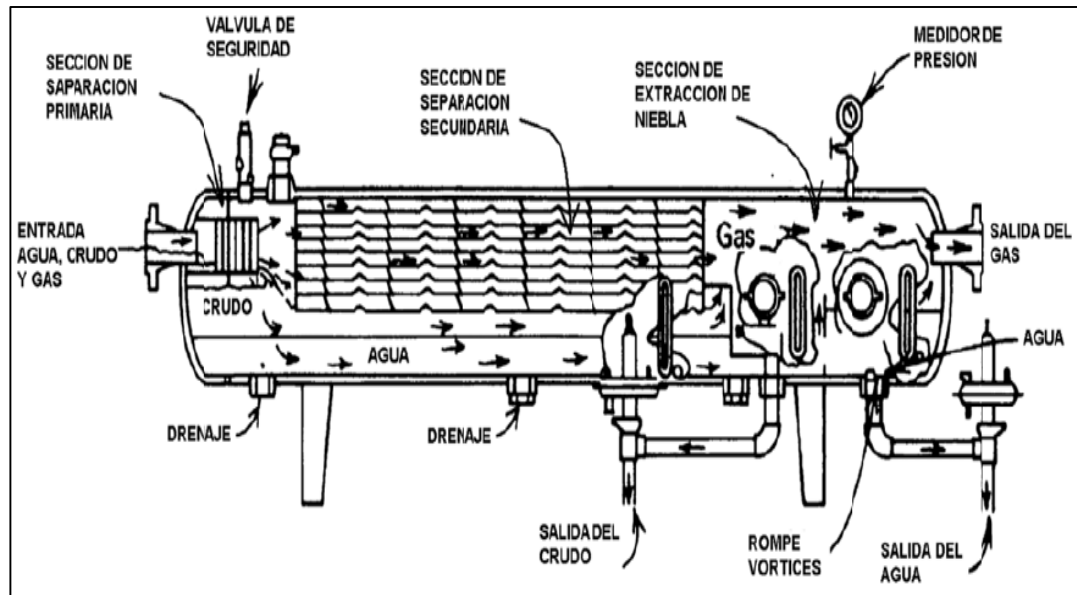
Las características de la corriente de flujo, afectarán en gran medida el diseño y el funcionamiento de un separador. Los siguientes factores deben ser determinados antes de su diseño:

- ✓ Tasas de flujo de gas y líquido (mínimo, promedio y máximo),
- ✓ Manual de diseño y presiones y temperaturas,
- ✓ Las propiedades físicas de los fluidos tales como la densidad y el factor de compresibilidad,
- ✓ Diseñado el grado de separación (por ejemplo, removiendo el 100% de partículas mayores de 10 micras),
- ✓ Presencia de impurezas (parafina, arena, etc.),
- ✓ Tendencias de espuma del petróleo crudo,
- ✓ Tendencias corrosivas de los líquidos o de gas.

Sin importar el tamaño o la forma de un separador, cada separador de gas-líquido contiene cuatro secciones principales que son y como se muestra en la figura 14:

- ✓ Sección de separación primaria
- ✓ Sección de separación secundaria
- ✓ Sección de extracción de niebla.
- ✓ Sección de acumulación de líquidos.

**Figura 14. Secciones del separador**



Fuente: Ken Arnold y Maurice Stewart, (modificado)

### ✓ Sección de separación primaria

Esta sección es para remover el volumen del líquido en la corriente de entrada, los líquidos viscosos y las partículas son inicialmente removidos para la turbulencia del flujo y retener el líquido para la preparación del segundo paso de separación. Para esto, usualmente es necesario absorber el momentum y el cambio de dirección del flujo mediante alguna forma de obstáculos, por ejemplo colocando bafles o placas de choque en la entrada del separador. En esta sección es en donde se separan grandes cantidades de líquidos.

La placa desviadora puede clasificarse en dos grupos:

#### De tipo ciclón

Este grupo funciona mediante fuerzas centrifugas. Con este tipo de mecanismo la entrada de los fluidos al separador se realiza mediante una chimenea ciclónica. Los ciclónicos se caracterizan por una velocidad de entrada de alrededor de 20 pies por segundo, en una chimenea cuyo diámetro es cercano a 2/3 del diámetro

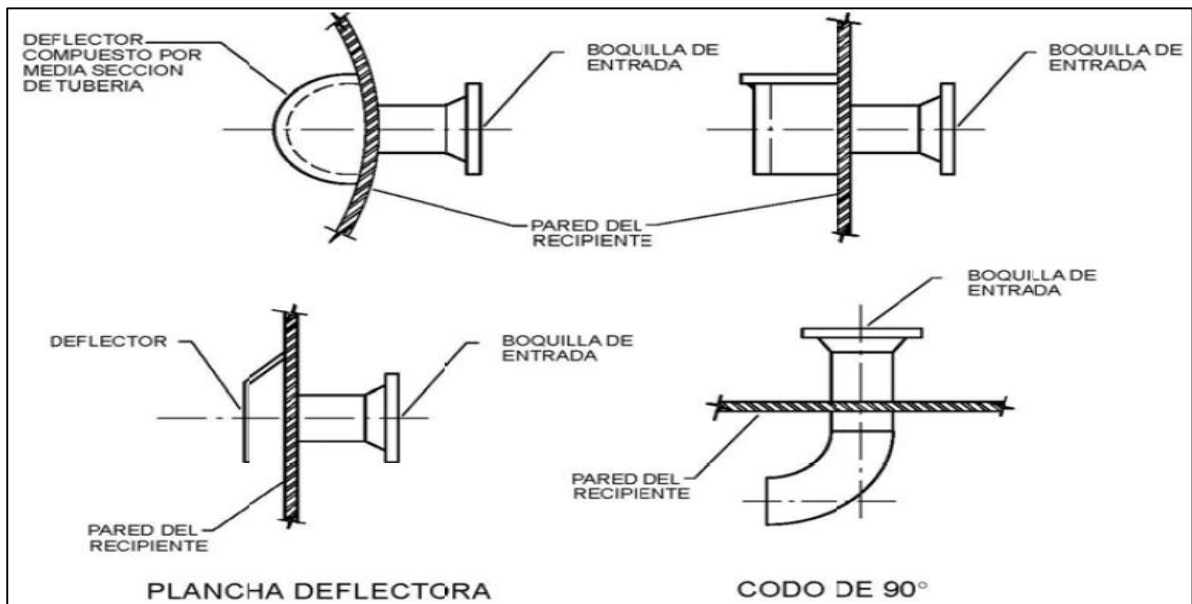
del separador. La caída de presión en ellos está comprendida en el rango de 1 a 5 Psi.

### Deflectores

Trabajan por agitación mecánica y se diseñan en forma de placa, ángulo, cono o semiesfera. El objetivo de los deflectores es lograr un cambio rápido en la dirección y en la velocidad de la corriente de entrada, siendo ésta la razón predominante para que se produzca la separación gas-líquido en la primera sección.

El diseño de los deflectores se basa fundamentalmente en que deben resistir la carga que origina el impacto de los fluidos a la entrada del separador. Los conos y las semiesferas son los dispositivos más ventajosos, ya que con ellos se produce una menor cantidad de perturbaciones y, en consecuencia, se reducen los problemas de emulsiones, los cuales se generan por la recombinación de los fluidos.<sup>17</sup>

**Figura 15. Deflectores**



Fuente: Benites, V., & Olmedo, P

<sup>17</sup> BENITES, V., & OLMEDO, P. (2011). Diseño de un separador de producción trifásico horizontal para el campo secoya del distrito amazónico, (p. 165). Escuela politécnica nacional.

### ✓ **Sección de separación secundaria**

El principio más importante de la separación en esta sección es la decantación del líquido por gravedad desde la corriente de gas, una vez reducida su velocidad. La eficiencia en esta sección depende de las propiedades del gas y del líquido, del tamaño de las partículas y del grado de turbulencia del gas. El grado de turbulencia debe ser reducido al mínimo, éste se mide por medio del número de Reynolds, algunos diseños incluyen desviadores internos para reducir la turbulencia y disipar la espuma. Los desviadores pueden actuar también como colectores de gotas.

Placas rompe olas: Para evitar la propagación de las ondulaciones y los cambios en dirección longitudinal que son producidos por la entrada súbita del líquido dentro del separador, es usual colocar placas en sentido transversal al separador.

Placas rompe espumas: Consiste en una serie de placas paralelas longitudinales direccionadoras del flujo, colocadas en la zona de retención de líquidos de los separadores horizontales. Estas placas evitan que las burbujas de gas que ascienda a través del líquido colapsen y produzcan la agitación necesaria para formar la espuma.

### ✓ **Sección de extracción de niebla**

El gas que sale de la sección de sedimentación por gravedad contiene pequeñas gotas de líquido, generalmente menos de 100 a 140 micras. Antes de que el gas sale del recipiente, se pasa a través de una sección de coalescencia o extractor de niebla. Esta sección utiliza elementos coalescentes que proporcionan una gran cantidad de área superficial utilizados para unirse y eliminar las pequeñas gotas de líquido. A medida que el de gas fluye a través de los elementos coalescentes, debe hacer numerosos cambios de dirección. Debido a su mayor masa, las gotitas de líquido no pueden seguir los cambios rápidos en la dirección del flujo.

Estas gotitas chocan y se acumulan en los elementos coalescentes, donde entran a la sección de recogida de líquidos.<sup>18</sup>

### **Tipos de extractores de niebla**

Los principios mecánicos en que operan los extractores de niebla son: el asentamiento por gravedad, la fuerza centrífuga, el choque y la filtración. Los extractores de niebla más empleados son los del tipo de impacto, que a su vez pueden ser de veletas o de alambre entretejido.

Extractores de niebla tipo veleta. Consisten de placas metálicas paralelas formando un laberinto. Cada una de estas placas dispone de varias bolsas para retener el líquido.

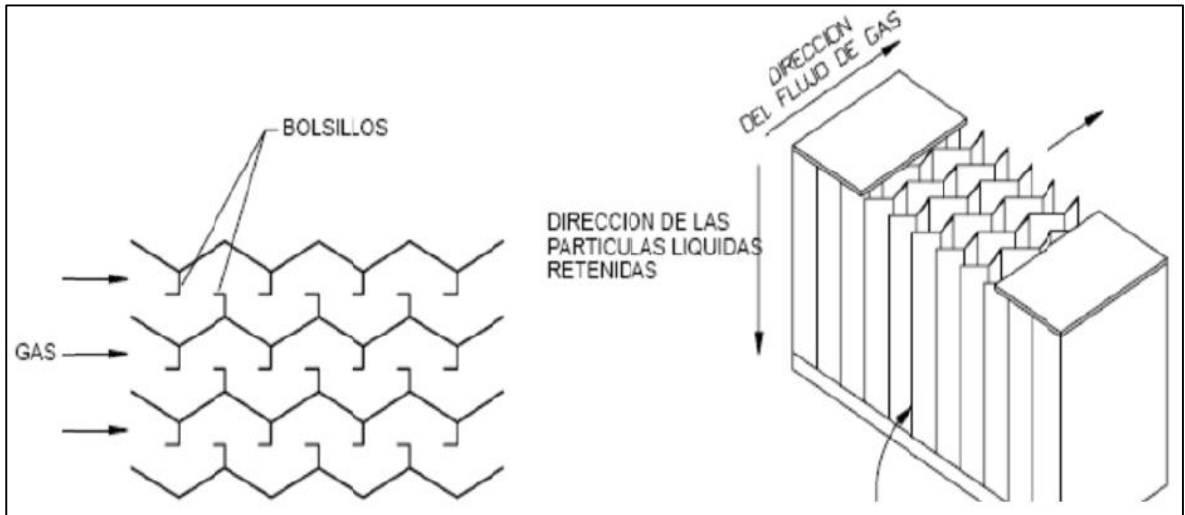
Cuando el gas pasa a través del extractor cambia de dirección varias veces y es centrifugado, provocando que las gotas del líquido se muevan hacia el exterior, donde son retenidas por las bolsas colectoras. Aunque el diseño de estos extractores es empírico, los fabricantes generalmente garantizan que el líquido arrastrado en el flujo de gas no sobrepasa 0.1 gal/ millones pie<sup>3</sup>.

La eficiencia de este extractor de niebla aumenta al colocar las placas de metal más juntas o al instalar más bolsas para retener el líquido; pero obviamente, también incrementa la caída de presión a través del extractor. Entre los factores que afectan la eficiencia de estos extractores son el tamaño de las gotas, la densidad y la tensión superficial del líquido. Los extractores de este tipo son eficientes para separar partículas de líquido mayores a 10 micras.

---

<sup>18</sup> KEN ARNOLD Y MAURICE STEWART, 2008, surface production operations, (p. 722).

**Figura 16. Extractor tipo veleta**



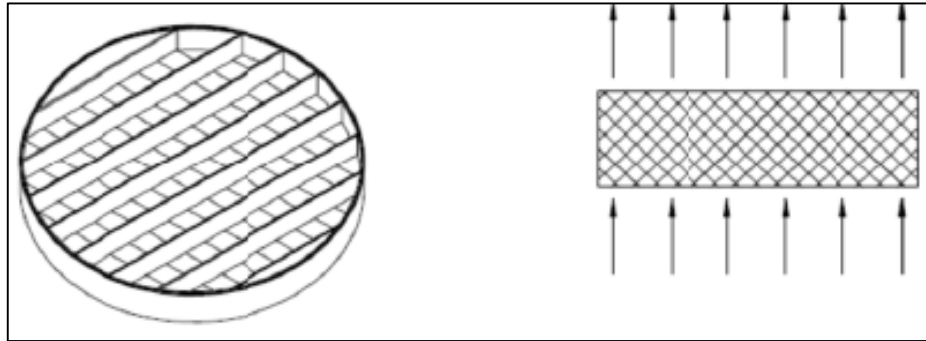
Fuente: Benites, V., & Olmedo, P

Extractores de niebla de malla de alambre entretejido. Este tipo de extractores ha dado resultados favorables y es de bajo costo. Básicamente consiste de una almohadilla de malla de alambre, que tiene aberturas asimétricas desalineadas. El mecanismo de separación de líquido es el choque, aunque también hay acción centrífuga

La eficiencia de estos extractores depende de la velocidad del flujo de gas. Cuando la velocidad es baja, las gotas de líquido tienden a aglomerarse entre los alambres.

A velocidades altas, el extractor tiende a inundarse ya que el líquido no puede fluir hacia abajo, contra el flujo del gas. En ambos casos, los espacios libres del extractor se pueden llenar de líquido y, entonces, una porción del líquido es arrastrada por la corriente de gas. La caída de presión en estos extractores depende de la carga de líquido en el flujo de gas, del diseño de la almohadilla y de la velocidad del gas; pero generalmente no es mayor que 1 pulg. de agua.

**Figura 17. Malla de alambre**

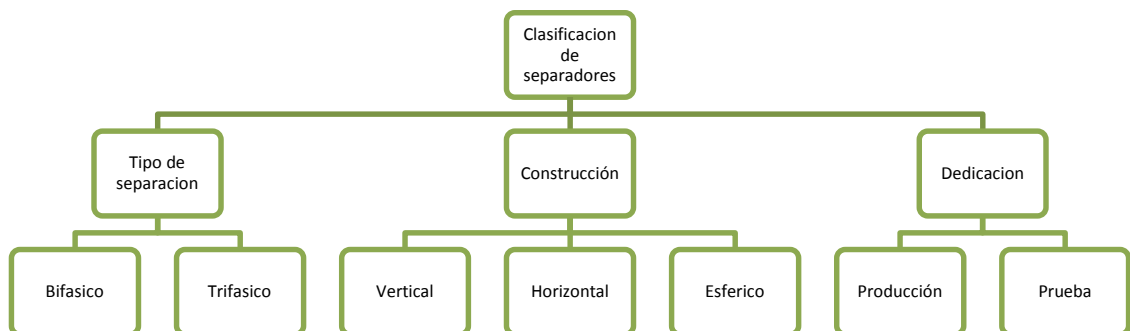


Fuente: Benites, V., & Olmedo, P

### ✓ **Sección de acumulación de líquidos**

En esta sección se almacena y descarga el líquido separador de la corriente de gas. Esta parte del separador debe tener la capacidad suficiente para permitir una sobre carga y dar el tiempo de retención necesaria para una separación eficiente del gas. Además debe tener la instrumentación necesaria para controlar el nivel de líquido en el separador que consiste en un control de nivel de líquido formado por un piloto y una válvula motora. La sección de acumulación de líquidos debe estar situada en el separador de tal forma que el líquido acumulado no pueda ser arrastrado por la corriente de gas que fluye a través del separador.<sup>19</sup>

### 1.3.2. Clasificación de los separadores

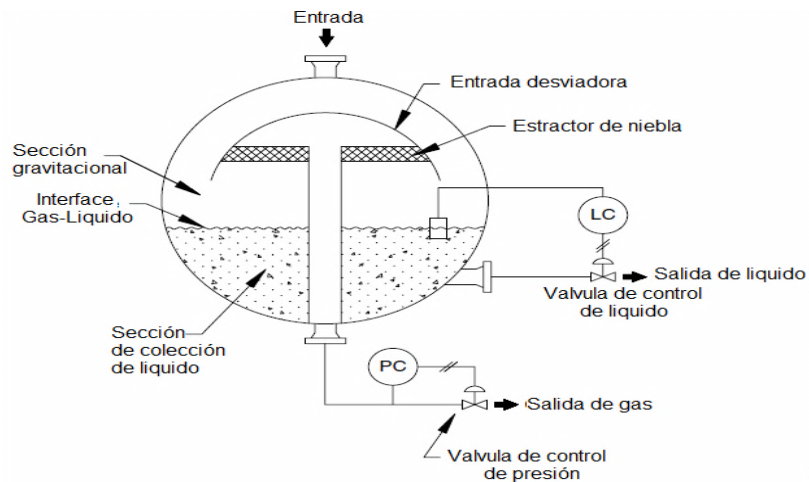


<sup>19</sup> ESCAMILLA RESENDIZ, C. (n.d.). MODELACION FISICA DE UN SEPARADOR.

## Construcción o geométrico

✓ **Separadores esféricos:** Recipiente en forma de bola que se utiliza para la separación de fluidos. Se puede utilizar un separador esférico para la separación de dos o tres fases. Los separadores esféricos son menos eficientes que los separadores cilíndricos horizontales o verticales y se utilizan menos. Sin embargo, su tamaño compacto y la facilidad para transportarlos los hace aptos para áreas de procesamiento muy complejas.

**Figura 18. Separador esférico**



Fuente: Ken Arnold y Maurice Stewart, (modificado)

## ✓ Separadores verticales

La figura 19 es un corte vertical de dos separadores de fases. En esta configuración el flujo de entrada entra en el recipiente por el costado. El desviador de entrada hace la separación en bruto inicial.

El líquido fluye hacia abajo a la sección de recolección de líquido del recipiente. Es escasa la recuperación en la sección de recogida de líquidos, excepto posiblemente un alambique bien para el control de nivel de flotador o desplazador. Su función es la de detener la acción de las olas en el separador de interferir con

la operación del controlador de nivel. El líquido continúa fluyendo hacia abajo a través de esta sección para la salida de líquido. A medida que el líquido alcanza el equilibrio, y finalmente migrar al espacio de vapor. El controlador de nivel y válvula de descarga de líquido operan igual como en un separador horizontal.

El gas fluye sobre el desviador de entrada y después verticalmente hacia arriba, hacia la salida de gas. La separación secundaria se produce en la sección superior asentamiento por gravedad. En la sección de asentamiento por gravedad las gotitas de líquido caen verticalmente hacia abajo en contracorriente con el flujo de gas hacia arriba. La velocidad de asentamiento de una gotita de líquido es directamente proporcional a su diámetro. Si el tamaño de una gotita de líquido es demasiado pequeño, se llevará arriba y hacia fuera con el vapor. Por lo tanto, una sección niebla extractor se añade para capturar pequeñas gotas de líquido.

#### Ventajas

- ✓ Se pueden utilizar fluidos con alto contenido de lodo, arena o cualquier otro material sólido.
- ✓ Máximo control del nivel de líquido.
- ✓ Se pueden realizar modificaciones a los componentes externos (válvulas), permitiendo mayor tiempo de operación y agitación de los fluidos.
- ✓ Ahorro de espacio.

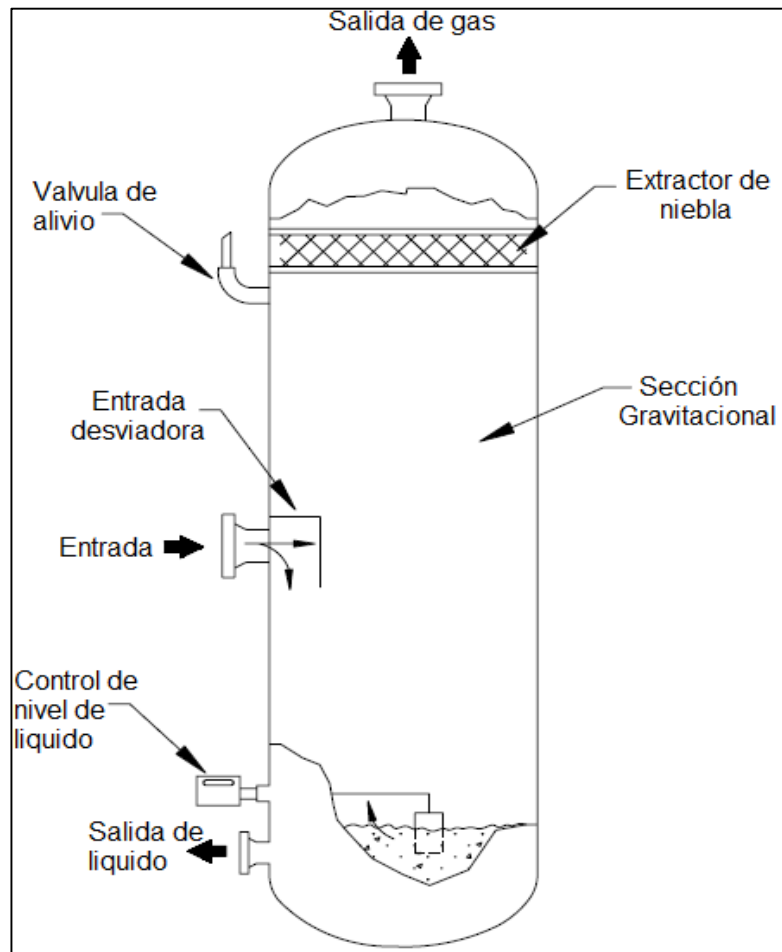
#### Desventajas

- ✓ Son más costosos que los horizontales.
- ✓ Su instalación es complicada.
- ✓ Se necesita un diámetro mayor que el de los horizontales para manejar la misma cantidad de gas.
- ✓ La válvula de seguridad y algunos controles pueden ser difíciles de operar si no se cuenta con escaleras y plataformas especiales.<sup>20</sup>

---

<sup>20</sup> ESCAMILLA RESENDIZ, C. Modelación física de un separador.

**Figura 19. Separador vertical bifásico**



Fuente: Ken Arnold y Maurice Stewart, (modificado)

### ✓ Separadores horizontales

El fluido entra en el separador (Fig. 20) y se contacta con un desviador de entrada, causando un cambio repentino en el impulso y la separación bruta inicial de líquido y vapor. La gravedad causa que gotas de líquido caigan de la corriente de gas al fondo del recipiente de recolección. Esta sección de recolección de líquido provee el tiempo de retención necesario para que el gas arrastrado evolucione del petróleo y suba al espacio de vapor. También provee volumen de oleada, para manejar los sobrepesos intermitentes de líquido. Luego el líquido sale del recipiente mediante una válvula de descarga de líquidos, que es regulada

por un controlador de nivel. El controlador de nivel siente cambios en el nivel del líquido y controla la válvula de descarga.

La presión en el separador es mantenida por un controlador de presión montado sobre la salida de gas. Los sensores de presión y los cambios en la presión en el separador, envía una señal para ya sea para abrir o cerrar la válvula de control de presión en efecto. Mediante el control de la tasa a la que el gas sale de la fase de vapor del recipiente, la presión en el recipiente se mantiene. Normalmente, los separadores horizontales son operados llenos a la mitad (50%) de líquido para maximizar el área superficial de la interfase gas-líquido.

Los separadores horizontales son más pequeños y por lo tanto menos costosos que un separador vertical para un gas y una tasa de flujo de líquido. Los separadores horizontales se utilizan comúnmente en corrientes de flujo con elevadas proporciones de gas-líquido y la formación de aceite espumoso.<sup>21</sup>

#### Ventajas

- ✓ Tienen mayor capacidad para manejar gas
- ✓ Son económicos
- ✓ Existe mayor facilidad en su instalación
- ✓ Son más adecuados para manejar aceite
- ✓ El área de interface

#### Desventajas

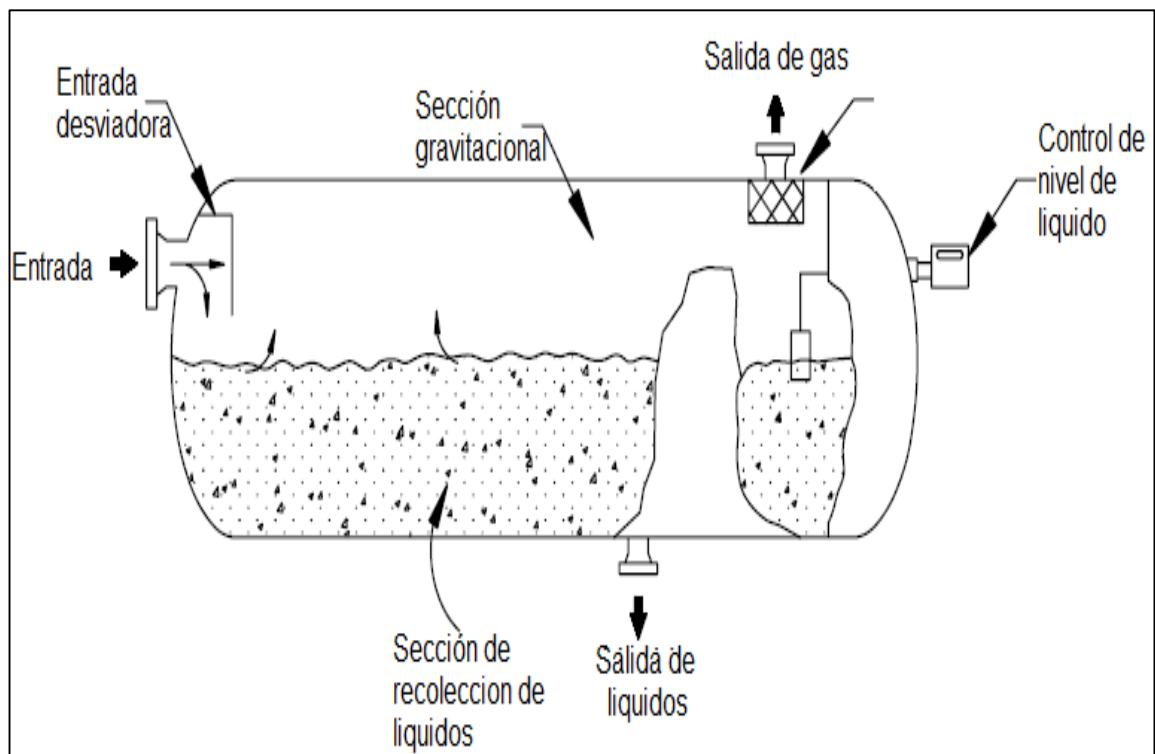
- ✓ No son adecuados para manejar flujos de pozos que contienen materiales sólidos como arena o lodo, ya que esto incrementa la dificultad para limpiar el separador; por lo tanto es necesario colocar drenes a lo largo del separador.

---

<sup>21</sup> KEN ARNOLD Y MAURICE STEWART, 2008, surface production operations, (p. 722).

- ✓ Los separadores horizontales requieren más área de instalación, esto impide que estos separadores sean utilizados en plataformas en donde se cuenta con un espacio limitado.
- ✓ El control de nivel de líquido es más crítico, debido a la geometría de un separador horizontal, cualquier nivel alto ocasiona que el control de nivel se cierre para mantenerse dentro de un nivel normal de operación.<sup>22</sup>

**Figura 20. Separador horizontal bifásico**



Fuente: Ken Arnold y Maurice Stewart, (modificado)

<sup>22</sup> ESCAMILLA RESENDIZ, C. (n.d.). modelación física de un separador. (p. 53)

**Figura 21. Separadores de prueba de la ERTC-2**



Fuente: Ecopetrol

### **Tipos de separación**

Según el tipo de separación que se requiera para poder separar el fluido ya sea de una separación bifásica (líquido-gas) o por una separación trifásica (crudo-agua-gas), se tiene las siguientes formas de separadores.

#### ✓ **Separadores bifásicos**

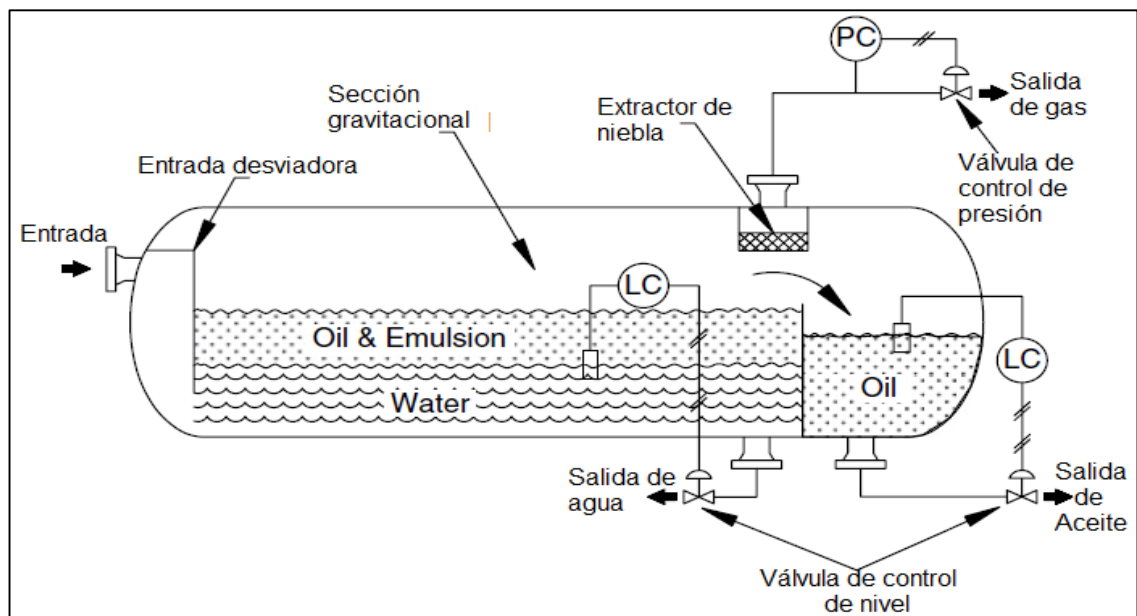
Contenedor que separa los fluidos del pozo en gas y líquido total. Un separador de dos fases puede ser horizontal, vertical o esférico. El líquido (petróleo, emulsión) sale del recipiente por el fondo a través de una válvula de control de nivel o de descarga. El gas sale por la parte superior del recipiente y pasa a través de un extractor de niebla para retirar las pequeñas gotas de líquido del gas.

#### ✓ **Separadores trifásicos**

Recipiente que separa los fluidos del pozo en gas y dos tipos de líquidos: petróleo y agua. Un separador de tres fases puede ser horizontal, vertical o esférico. Este

tipo de separador se denomina separador de agua libre porque su uso principal es retirar el agua libre que podría causar problemas como corrosión y formación de hidratos o emulsiones compactas que son difíciles de descomponer. A un separador de agua libre se le denomina separador trifásico, porque puede separar gas, petróleo o agua libre. El separador de agua libre se abrevia FWKO, por sus siglas en inglés.

**Figura 22. Separador trifásico**



Fuente: Ken Arnold y Maurice Stewart, (modificado)

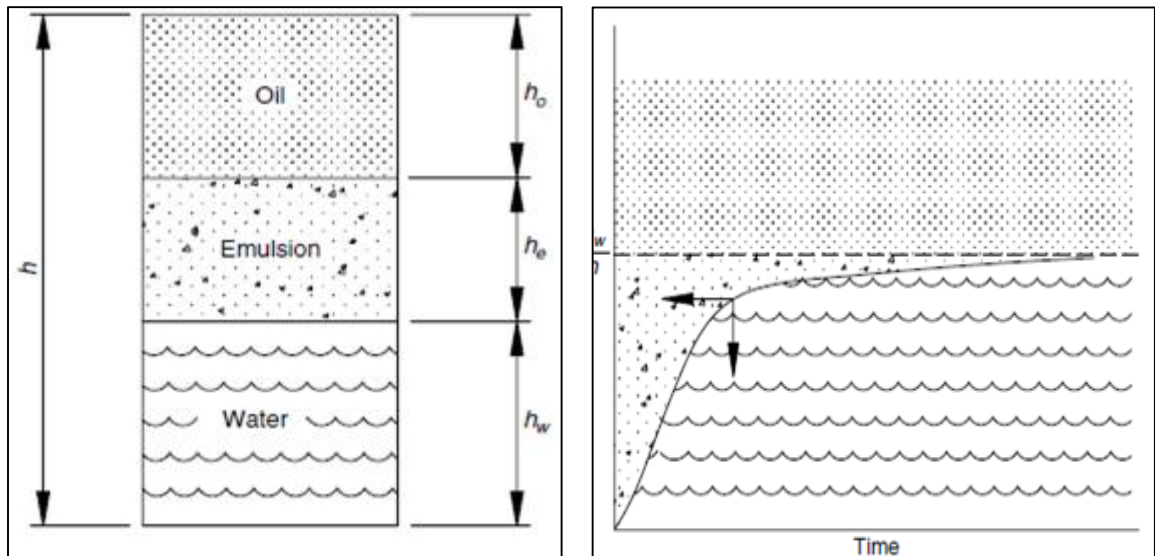
Cuando el aceite y el agua se mezclan con cierta intensidad y después se dejó sedimentar, una capa de agua libre relativamente limpio aparecerá en el fondo. El crecimiento de esta capa de agua con el tiempo seguirá una curva como se muestra en la Figura 24. Después de un período de tiempo, van desde 3 minutos a 30 minutos, el cambio en la altura del agua será insignificante. La fracción de agua, obtenida a partir de la sedimentación por gravedad, se llama "agua libre".

**Figura 23. Separador trifásico de la ERTC-2**



Fuente: Ecopetrol S.A.

**Figura 24. El crecimiento de la fase acuosa con el tiempo.**



Fuente: Ken Arnold y Maurice Stewart

## **Factores que afectan la eficiencia de los separadores trifásico**

**Presión de operación del separador:** Es uno de los factores más importantes en la separación, desde el punto de vista de la recuperación de líquidos. Siempre existe una presión óptima de separación para cada situación en particular.

En ocasiones, al disminuir la presión de separación, principalmente en la separación de gas y condensado, la recuperación de líquidos aumenta. Sin embargo, es necesario considerar el valor económico del incremento de volumen de líquidos, contra la compresión extra que puede necesitarse para transportar el gas. La capacidad de los separadores también es afectada por la presión de separación. Al aumentar la presión, aumenta la capacidad de separación de gas y viceversa.

La presión de operación se logra cuando un número determinado de pozos descargan con cierta presión en el separador, sin generar contrapresión en alguno de ellos. Al disminuir la presión de operación, principalmente en la separación de gas y condensados, la recuperación de líquidos aumenta.

**Temperatura en el separador:** Si la temperatura disminuya en un separador se tendrá un incremento en la estabilidad de la emulsión, por lo que será más difícil la recuperación de los líquidos.

Otros aspectos que hay que considerar para utilizar baja temperatura de separación, son los siguientes:

a) La separación a baja temperatura necesita equipo adicional de enfriamiento.

b) Se presentan otros problemas de operación, tal como la formación de hidratos.

En consecuencia, para obtener la temperatura óptima de separación, desde el punto de vista de recuperación de líquidos, es necesario considerar todos los aspectos mencionados.

La temperatura afecta la capacidad del separador al variar los volúmenes de fluido y sus densidades. El efecto neto de un aumento en la temperatura de separación es la disminución en la capacidad de gas.

La temperatura de separación interviene de tal forma que, si ésta disminuye, se incrementa la recuperación de hidrocarburo líquido en el separador. La temperatura afecta la capacidad del separador al variar los volúmenes de fluido y sus densidades.

Pero si la temperatura del separador es baja, se podrían formar los hidratos; además, se debe considerar la temperatura a la que actúan eficientemente los demulsificantes.

**Tamaño de la partícula de líquido:** El tamaño de las partículas suspendidas en el flujo de gas es un factor importante en la determinación de la velocidad de asentamiento en la separación por gravedad y en la separación por fuerza centrífuga. También es importante en la determinación de la distancia, cuando la separación es por choque.

La velocidad promedio del gas en la sección de separación secundaria corresponde a la velocidad de asentamiento de una gota de líquido de cierto diámetro, que se puede considerar como el diámetro base. Teóricamente, todas las gotas con diámetro mayor que la base deben ser eliminadas. En realidad, lo que sucede es que se separan partículas más pequeñas que el diámetro base, mientras diámetros más grandes no se separan. Lo anterior es debido a la turbulencia del flujo, ya que algunas de las partículas de líquido tienen una velocidad inicial mayor que la velocidad promedio del flujo de gas.

**Tiempo de retención o residencia:** Es necesaria una cierta cantidad de almacenamiento de aceite para asegurar que el aceite alcanza el equilibrio y que el gas es liberado. Se requiere una cantidad adicional de almacenamiento

para asegurar que el agua libre tiene tiempo para unirse en tamaños de gota suficientes para caer. Es común el uso de tiempos de retención que van desde 3 minutos a 30 minutos, dependiendo de los datos de laboratorio o en el campo. Si esta información no está disponible, se pueden utilizar las directrices que se presentan en la Tabla 4. Generalmente, el tiempo de retención debe ser aumentada como la gravedad de aceite o aumentos de la viscosidad. Del mismo modo, se requiere una cierta cantidad de almacenamiento de agua para asegurar que las grandes gotas de aceite arrastradas en el agua tienen tiempo suficiente para unirse y subir a la interfase agua-aceite. Es común el uso de tiempos de retención para la fase de agua que van desde 3 minutos a 30 minutos.<sup>23</sup>

**Tabla 4. Tiempo de retención del aceite**

Gravedad °API	Minutos
Condensados	2-5
Crudo livianos	5-7,5
Crudo medianos	7.5-10
Crudo pesados	10+

Fuente: Ken Arnold y Maurice Stewart, modificado

**Densidades del líquido y del gas:** Las densidades del líquido y el gas afectan la capacidad de manejo de gas de los separadores. La capacidad de manejo de gas de un separador, es directamente proporcional a la diferencia de densidades del líquido y del gas e inversamente proporcional a la densidad del gas.

**Arenas:** Es frecuente la presencia de arena en los crudos, lo que genera los principales problemas siguientes:

---

<sup>23</sup> Benites, V., & Olmedo, P. (2011). Diseño de un separador de producción trifásico horizontal para el campo secoya del distrito amazónico (p.165). Escuela politécnica nacional.

- ✓ El taponamiento de los dispositivos y líneas
- ✓ La erosión, corte de las válvulas y líneas
- ✓ La acumulación en el fondo del separador

En el diseño no se debe perder de vista la obstrucción de los dispositivos internos y hay que evitar ubicarlos en las zonas donde la arena puede acumularse.

Como se indicó antes, en el diseño es posible incluir los dispositivos que trabajen con fluidos a presión mediante toberas de inyección; lo que permitirá la remoción parcial de la arena acumulada. Cuando los fluidos son arenosos, es conveniente instalar válvulas y elementos resistentes al efecto abrasivos de la arena.

### **Diseño de separadores trifásicos horizontales**

- ✓ Determinar el coeficiente de arrastre  $C_D$  por medio de un proceso iterativo (suponer un  $C_D = 0,34$ ).

$$V_1 = 0,0119 \left( \left( \frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_L}{C_d} \right)^{1/2} \quad \text{Ec. (12)}$$

$$Re = 0,0049 \frac{\rho_g d_L V}{\mu_g} \quad \text{Ec. (13)}$$

$$C_d = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{0,5}} + 0,34 \quad \text{Ec. (14)}$$

Dónde:

$V_t$ : Velocidad de caída (ft/s).

$\rho_l$ : densidad del líquido (lb/pc).

$\rho_g$ : Densidad del gas (lb/pc).

$C_d$ : coeficiente de arrastre (constante).

$\mu_g$ : viscosidad del gas (Cp).

$d_L$ : diámetro de gota (micro)

Re: Numero de Reynolds (adimensional).

✓ Calcular la capacidad al gas.

$$dL_{eff} = 420 \left( T Z \frac{Qg}{P} \right) \left( \left( \frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_d}{d_m} \right)^{1/2} \quad \text{Ec. (15)}$$

Dónde:

d: Diámetro interno del recipiente.

L<sub>eff</sub>: Longitud de la sección de coalescencia, (pies).

T: Temperatura de operación, (°R)

Q<sub>g</sub>: Caudal del gas, (MMscfd).

P: Presión de operación, (Psia).

Z: Compresibilidad del gas, (adimensional).

✓ Calcular el espesor máximo de la capa de crudo.

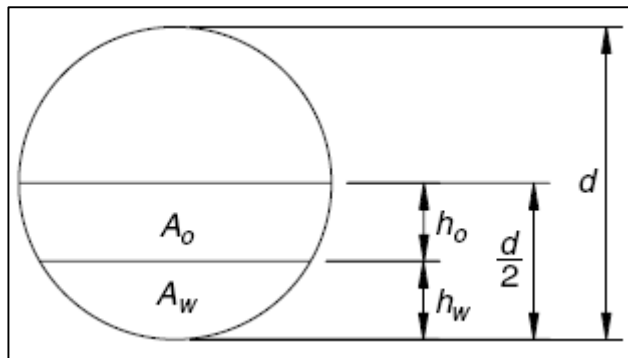
$$(h_o)_{max} = 1,28 * 10^{-3} \frac{tro (ASG) dm^2}{\mu_o} \quad \text{Ec. (16)}$$

Dónde:

h<sub>o</sub>: Altura del aceite, (Ft).

ASG: Gravedad específica.

μ<sub>o</sub>: Viscosidad del aceite, (cp).

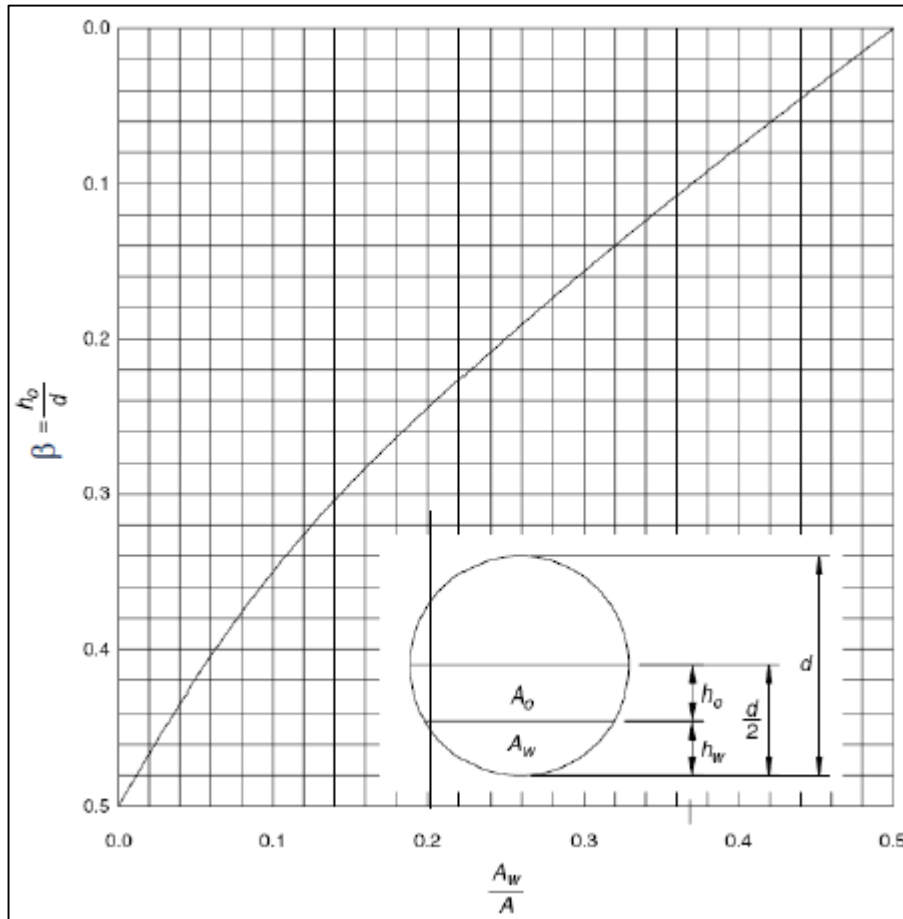


- ✓ Calcular la fracción del área transversal ocupada por el agua.

$$\frac{A_w}{A} = 0,5 \frac{Q_w trw}{Q_o tro + Q_w trw} \quad \text{Ec. (17)}$$

- ✓ Leer  $\beta$  de la gráfica.

**Figura 25. Coeficiente B**



Fuente: Ken Arnold y Maurice Stewart

- ✓ Calcular el diámetro máximo del separador.

$$d_{max} = \frac{(ho)_{max}}{\beta} \quad \text{Ec. (18)}$$

Dónde:

$$\beta = \frac{ho}{d} \quad \text{Ec. (19)}$$

Nota:  $d_{max}$  depende de  $Q_o$ ,  $Q_w$ ,  $tr_o$  y  $tr_w$ .

- ✓ Calcular la capacidad al líquido.

$$d^2 Leff = 1,42 (Q_o tr_o + Q_w tr_w) \quad \text{Ec. (20)}$$

- ✓ Establecer combinaciones que satisfagan las capacidades al gas y al líquido, con los diámetros menores que el diámetro máximo.

**Tabla 5. Capacidades al gas y al líquido**

d (in)	Leff (ft) GAS	Leff (ft) LIQUIDO
d1	...	...
d2	...	...
d3	...	...
...	...	...
...	...	...
$d_{m\acute{a}x}$	...	...

Fuente: El autor

- ✓ Para cada diámetro seleccionar la  $Leff$  mayor.
- ✓ Calcular la longitud entre cordones de soldadura.

Para la capacidad al gas:  $Lss = Leff + \frac{d}{12}$  Ec. (21)

Para la capacidad al líquido:  $Lss = \frac{4}{3} Leff$  Ec. (22)

- ✓ Calcular la relación de esbeltez para cada diámetro.

$$SR = \frac{12Lss}{d} \quad \text{Ec. (23)}$$

- ✓ Seleccionar la opción que contenga una relación de esbeltez entre 3 y 5. En caso de que dos o más opciones se encuentren en ese rango, se puede tomar la decisión de usar la de diámetro menor, pues implica un costo más bajo.<sup>24</sup>

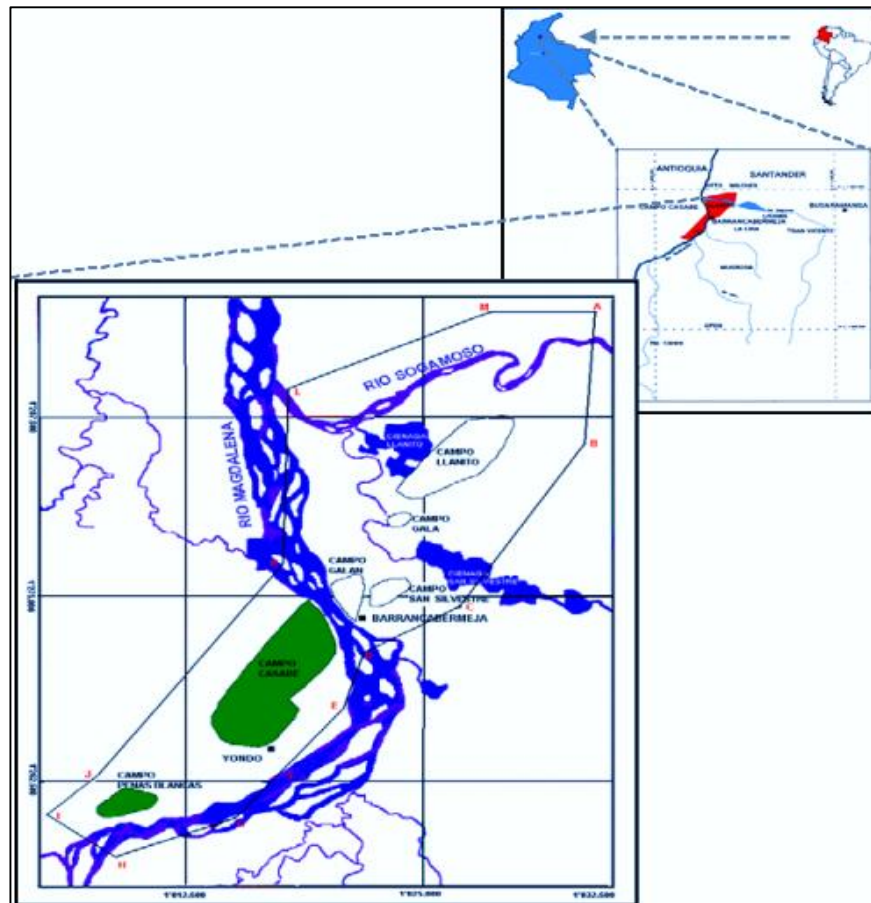
<sup>24</sup> KEN ARNOLD Y MAURICE STEWART, 2008, surface production operations, (p. 722).

## 2. GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE

### 2.1. LOCALIZACIÓN E HISTORIA

El Campo Casabe fue descubierto por Shell en 1941, se ubica en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el municipio de Yondó, (departamento de Antioquia), en la margen izquierda del Río Magdalena, frente a la ciudad de Barrancabermeja. Posee una extensión de 25 Km<sup>2</sup>.

**Figura 26. Localización del Campo Casabe**



Fuente: Ecopetrol S.A.

En 1938 se le otorga la concesión Yondó a la Compañía Colombiana de Petróleos el Cóndor S.A. creada por Shell. Luego el campo fue descubierto por Shell Oíl

Company en 1941 mediante el pozo CSB 1, en las arenas A1. La producción primaria comenzó en junio de 1945 con la explotación de las arenas más altas. La explotación de las arenas más bajas comenzó en 1950 y el desarrollo primario del campo fue alcanzado en 1958 con 448 pozos productores, de los cuales 10 pozos resultaron secos. Y alcanzó el pico de producción en 1953 con una producción diaria de 46,000 bopd con 414 pozos activos. Primitivamente el aceite original presente en el sitio fue estimado en 1300 Mbls.

Shell Cóndor entrega las instalaciones a la Nación en 1968. La Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL recibió este campo en 1973 y en 1977 inició los estudios para observar la posibilidad de aplicar inyección de agua en este campo.

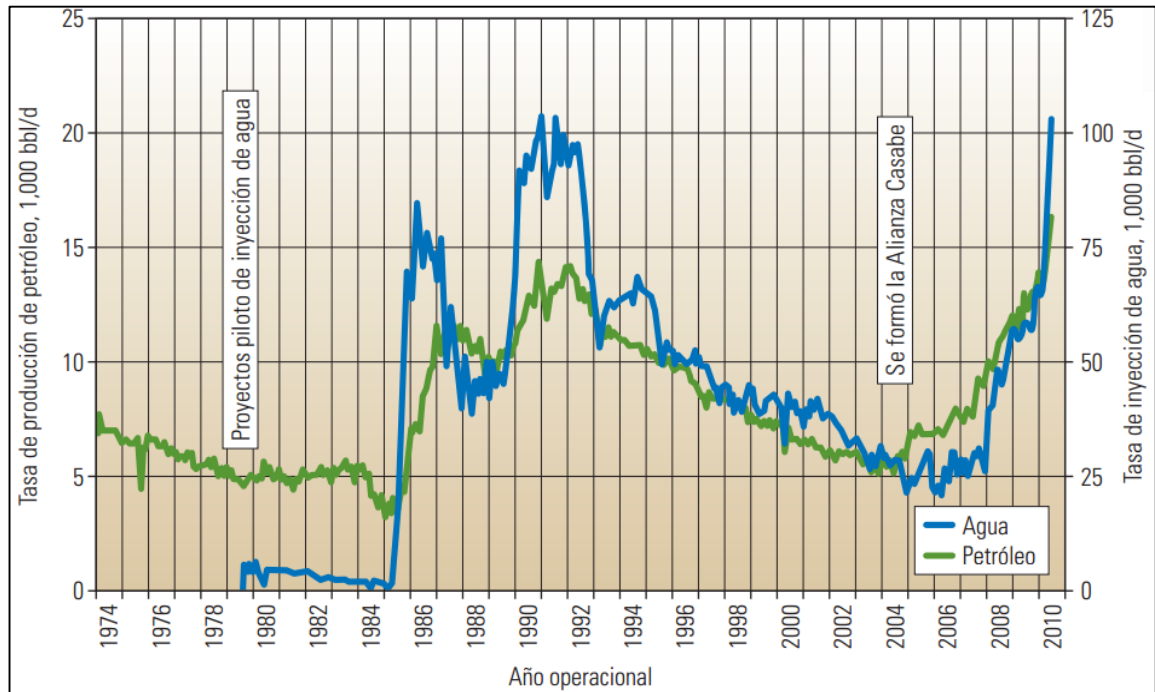
En 2004 Ecopetrol SA y Schlumberger forjaron una alianza a través de un contrato de servicios técnicos y de apoyo para revitalizar el campo. Utilizando métodos actualizados para la gestión de los embalses de gran complejidad, la alianza revirtió la caída de la producción a mediados de marzo del 2004 y diciembre de 2012 la producción de petróleo aumentó a más de 24.000 bbl / d. Al mismo tiempo, el factor de recuperación final estimada aumentó de 16% a 23% del aceite original en su lugar. Hay muchos factores que condujeron a este éxito incluyendo el trabajo en equipo, manejo integrado de yacimientos, y la excelencia en la ejecución operativa. Montar a sus fines la tecnología, sin embargo, tenía tal vez el mayor impacto<sup>25</sup>.

En el 2014, el Campo Casabe conto con una producción de petróleo de 20500 BPD y un promedio anual de inyección de agua de 112250 BPD aproximadamente.

---

<sup>25</sup> AMAYA M., AMAYA R., & LOZANO E. (2010). Casabe : Revitalización de un campo maduro.

**Figura 27. Curva de producción del Campo Casabe**



Fuente: AMAYA M., AMAYA R., & LOZANO E.

### 2.1.1. Curva de declinación de producción

El pronóstico de la producción del Campo Casabe es muy sustancial para el desarrollo de esta investigación ya que de esta, dependen las dimensiones de las facilidades de superficie.

La proyección de la producción se puede lograr a través de una extrapolación de la curva de declinación. Estas curvas de agua y de producción de petróleo nos muestran cómo va declinando el fluido con el paso del tiempo, donde es necesario conocer la curva historial del campo Casabe como se muestra en la figura anterior. Los cambios que comúnmente puede tener la producción son los siguientes factores:

- ✓ Depletación natural del yacimiento
- ✓ Las condiciones que tiene en el yacimiento

- ✓ Tiempo de vida de los equipos

### **Declinación exponencial**

La ecuación de la declinación exponencial se expresa de la siguiente forma:

$$q = q_0 * e^{-dx} \quad \text{Ec. (24)}$$

Dónde:

q: Caudal de producción al tiempo t

q<sub>0</sub>: Caudal de producción al tiempo t=0

d: Declinación exponencial (1/año)

x: Tiempo en años

#### **2.1.2. Pronóstico de la producción del Campo Casabe**

Para conocer la declinación del campo, es necesario tener en cuenta aquellos periodos de tiempo en el cual la producción fue relativamente uniforme ya que por medio de estos datos podemos conocer la precisión del campo.

En la figura 27 nos muestra la producción de petróleo y la inyección de agua del Campo Casabe, en el cual podemos tomar algunos datos para hallar la curva de declinación correspondiente tanto para el agua como para el crudo.

La ecuación para la producción de petróleo, se expresa de la siguiente forma:

$$q = 12617e^{-0.019x} \quad \text{Ec. (25)}$$

En donde podemos concluir que la declinación del campo en el sector del petróleo es de 1,9001% anual. Con este porcentaje se lleva a cabo la predicción del Campo Casabe y así mismo la ERTC-2.

La ecuación para la producción de agua se expresa de la siguiente forma:

$$q = 68537e^{0.0426x}$$

Ec. (26)

En donde podemos concluir el incremento de la producción en el sector del agua es de 4,2612% anual. Con este porcentaje se lleva a cabo la predicción del Campo Casabe y así mismo la ERTC-2.

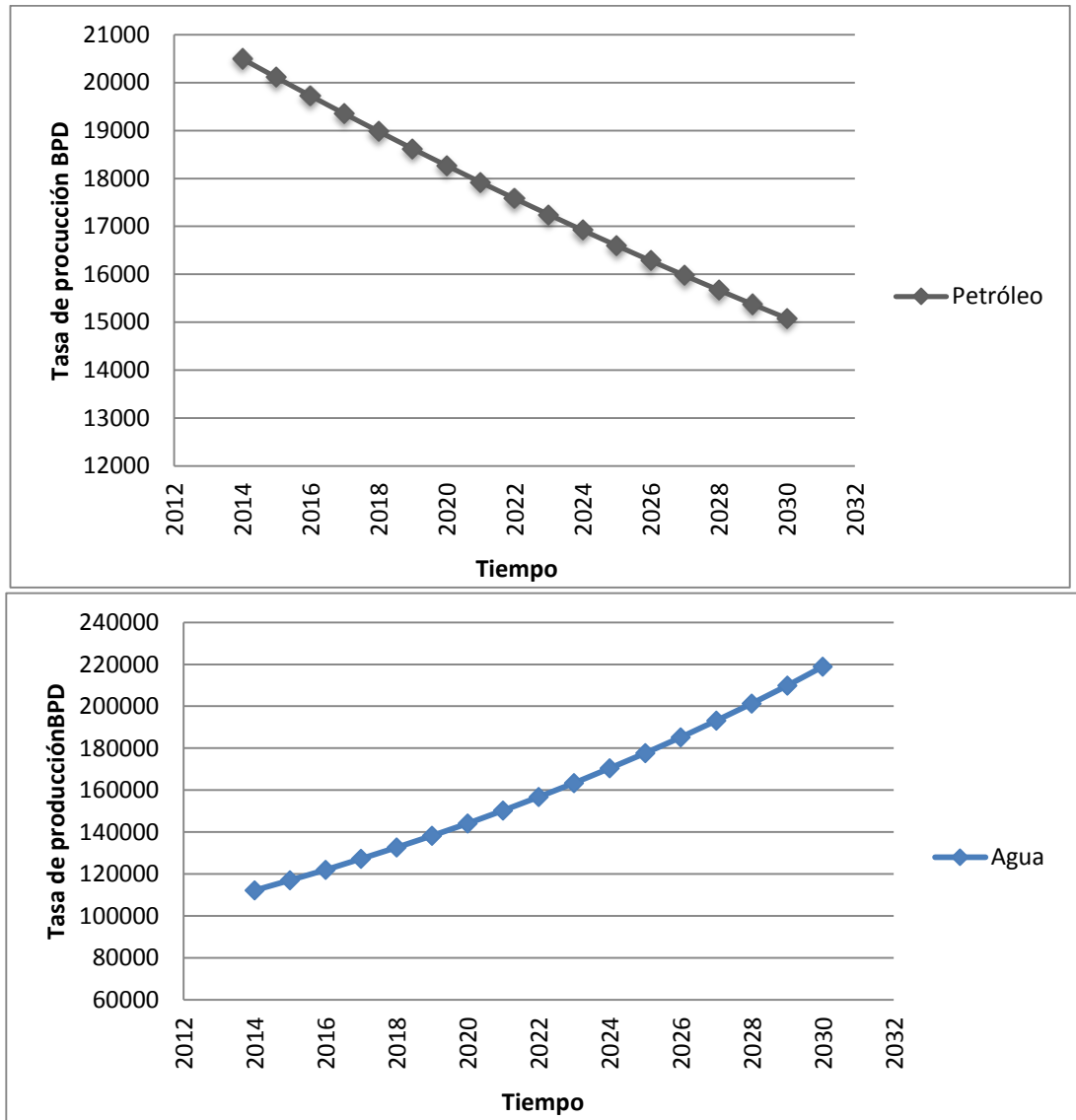
Teniendo los valores de declinación anual para cada uno, podemos realizar la proyección de producción hasta el año 2030, a continuación en la tabla No. 6, daremos los valores para su pronóstico.

**Tabla 6. Producción anual esperada del Campo Casabe**

AÑO	Petróleo	Agua		BSW %
	ACTUAL	AGUA TOTAL	PRODUCCION DE FLUIDO TOTAL	
2014	20500,00	112250,00	132750,00	84,56
2015	20110,48	117033,20	137143,68	85,34
2016	19728,36	122020,22	141748,58	86,08
2017	19353,50	127219,74	146573,24	86,80
2018	18985,77	132640,83	151626,59	87,48
2019	18625,02	138292,92	156917,94	88,13
2020	18271,12	144185,86	162456,98	88,75
2021	17923,95	150329,91	168253,86	89,35
2022	17583,38	156735,76	174319,14	89,91
2023	17249,28	163414,59	180663,87	90,45
2024	16921,53	170378,01	187299,54	90,97
2025	16600,00	177638,16	194238,16	91,45
2026	16284,58	185207,67	201492,26	91,92
2027	15975,16	193099,74	209074,90	92,36
2028	15671,62	201328,11	216999,73	92,78
2029	15373,84	209907,10	225280,94	93,18
2030	15081,72	218851,67	233933,39	93,55

Fuente: Ecopetrol S.A. Modificada por el autor

**Figura 28. Proyección de la producción de petróleo y agua, Campo Casabe**



Fuente: El autor

De la figura anterior podemos decir que para el año 2030 la producción de petróleo es de 15081 BOPD, y la producción de agua es de aproximadamente de 218851 BWPD en el Campo Casabe. Es necesario saber que no se tienen en cuenta los trabajos a futuro que se viene para este Campo.

### 2.1.3. Pronóstico de la producción de la estación No.2

Para el pronóstico de la ERTC-2 se realizara de la misma forma realizada para el Campo Casabe, teniendo en cuenta que para la estación 2 se tiene un caudal de producción de petróleo de 5292 BOPD y de agua 29608 BWPD, para un flujo total de 34900 BPD, donde esta información es tomada en junio de 2014.

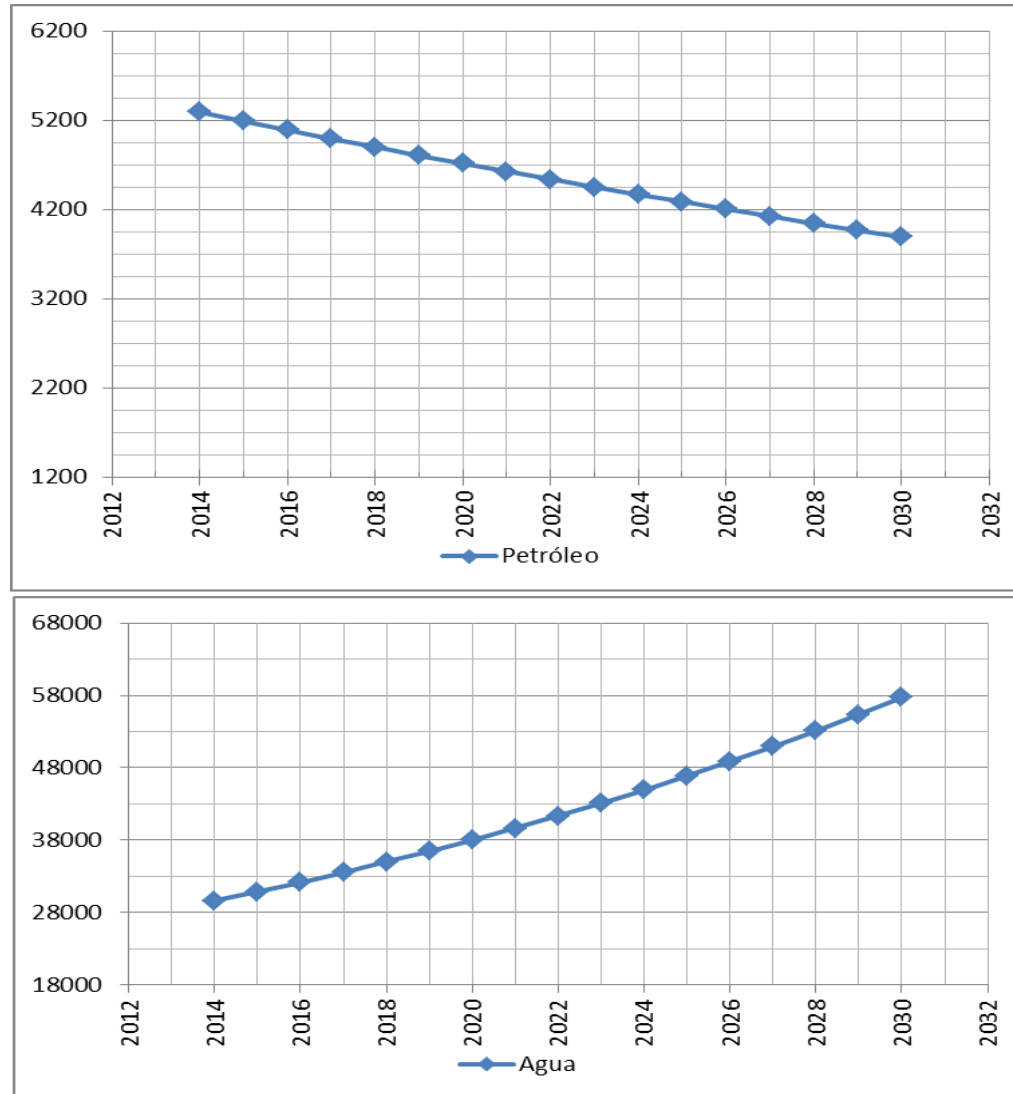
El porcentaje de declinación para el petróleo es de 1,9001% anual y el incremento de la producción de agua es de 4,2612% anual, cuyos valores para el futuro se dará en la siguiente tabla:

**Tabla 7. Producción anual esperada de la ERTC-2**

AÑO	Petróleo	Agua		BSW %
	ACTUAL	AGUA TOTAL	PRODUCCION DE FLUIDO TOTAL	
2014	5292,00	29608,00	34900,00	84,84
2015	5191,45	30869,66	36061,10	85,60
2016	5092,80	32185,07	37277,88	86,34
2017	4996,04	33556,54	38552,58	87,04
2018	4901,11	34986,46	39887,56	87,71
2019	4807,98	36477,30	41285,28	88,35
2020	4716,62	38031,67	42748,29	88,97
2021	4627,00	39652,27	44279,28	89,55
2022	4539,09	41341,94	45881,02	90,11
2023	4452,84	43103,60	47556,44	90,64
2024	4368,23	44940,33	49308,56	91,14
2025	4285,23	46855,33	51140,56	91,62
2026	4203,81	48851,93	53055,73	92,08
2027	4123,93	50933,61	55057,53	92,51
2028	4045,57	53103,99	57149,56	92,92
2029	3968,70	55366,86	59335,56	93,31
2030	3893,29	57726,15	61619,44	93,68

Fuente: Ecopetrol S.A. Modificada por el autor

**Figura 29. Declinación de la producción de petróleo y el incremento de la producción de agua de la ERTC-2**



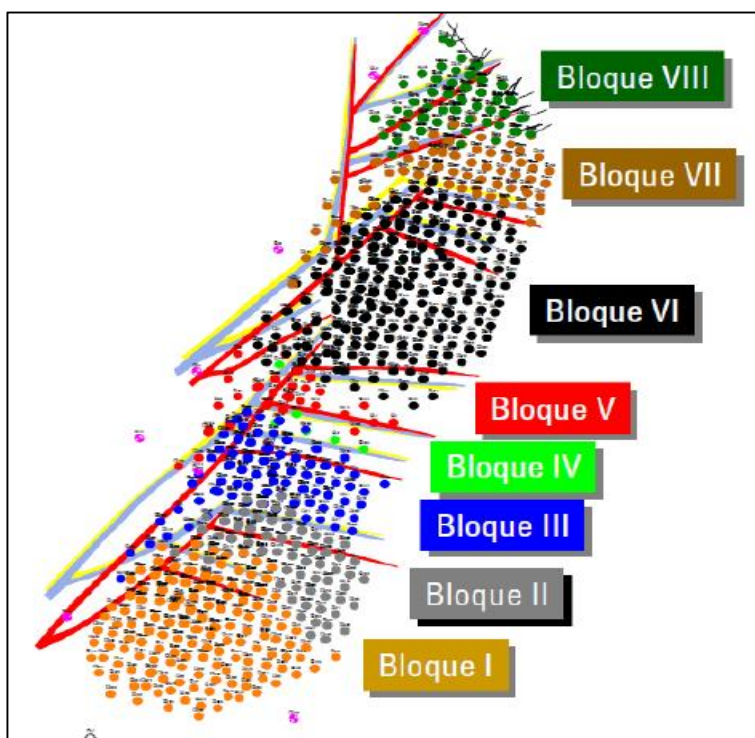
Fuente: EL autor

De las figuras anteriores podemos concluir que para el año 2030 la producción de petróleo es de 3893 BOPD y de agua es de 57726 BOPD aproximadamente en la ERTC-2, sin tomar en cuenta trabajos de reacondicionamiento de pozos que se llevara a cabo en el tiempo 2015-2030.

## 2.2. ESTRUCTURA DEL CAMPO

El área de Casabe presenta una estructura anticlinal asimétrica con buzamiento moderado hacia el Oriente, afectado por fallamiento transpresional que involucró las secuencias sedimentarias del Cretáceo y del Paleógeno y constituye el sistema de entrapamiento del Terciario. La distribución de las fallas geológicas identificadas en los registros eléctricos de los pozos, llevó a la división del campo en ocho bloques operativos, estando el Bloque I localizado en el extremo sur y el Bloque VIII al extremo norte. El Bloque VI, localizado en la parte central del campo donde es el bloque con mayor volumen de reservas según los estudios volumétricos realizados. Adicionalmente, a unos 7 Km. al sur del campo Casabe, se encuentra el campo Peñas Blancas, con un desarrollo menos agresivo. La división por bloques del campo Casabe se muestra en la figura siguiente.

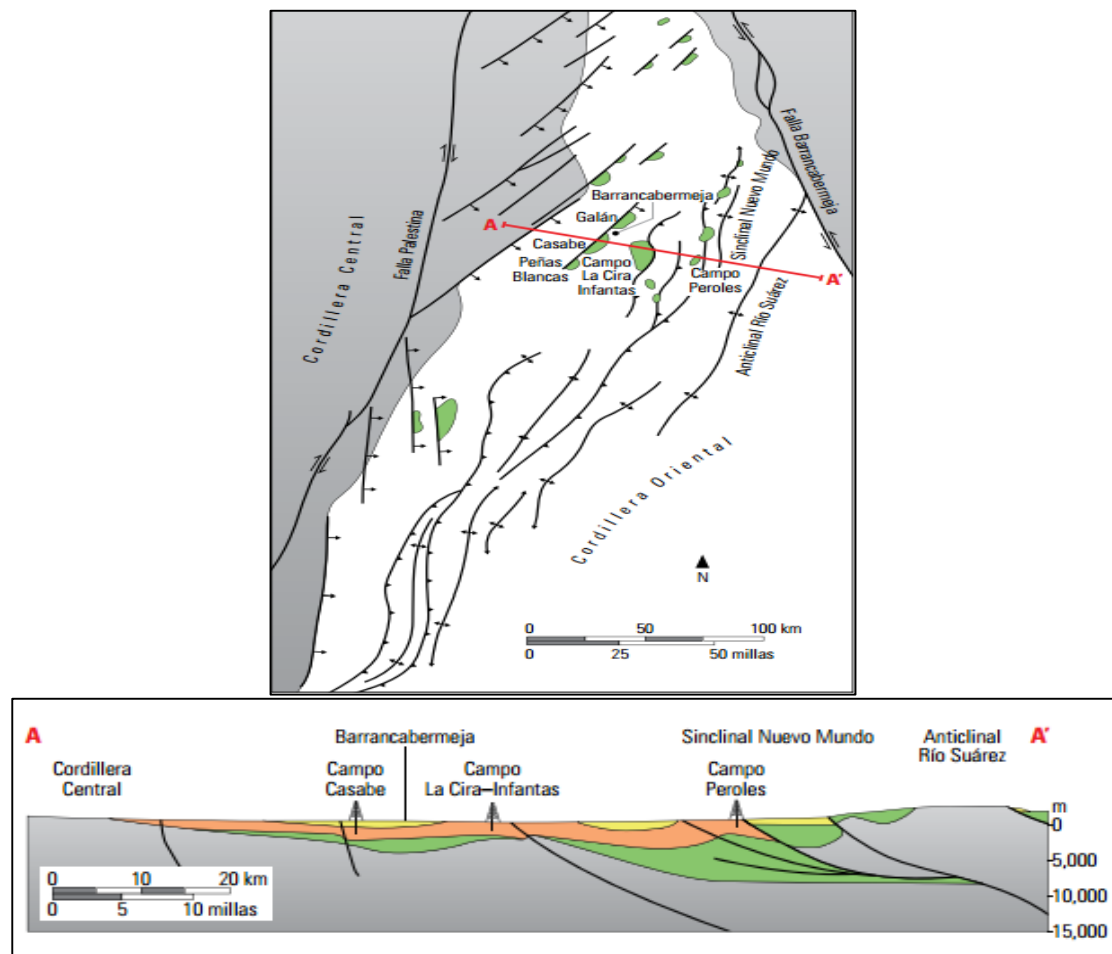
**Figura 30. División por bloque del Campo Casabe**



Fuente: Ecopetrol S.A.

Estructuralmente el Campo Casabe corresponde a un anticlinal de 8 km de largo con un cierre en las tres direcciones, un costado este bien definido y una inclinación sur. La inclinación norte se encuentra fuera del área del Campo Casabe, en el Campo Galán. Una falla de desplazamiento de rumbo NE-SO, de alto ángulo. La fallas asociadas, perpendiculares a la falla principal, compartimentalizan el campo en ocho bloques. Las operaciones de perforación se limitan habitualmente a pozos verticales o desviados, dentro de cada bloque, debido a la intensidad del fallamiento y la compartimentalización.

**Figura 31. Ambiente estructural del Campo Casabe y su relación con otros campos**



Fuente: AMAYA M., AMAYA R., & LOZANO E.

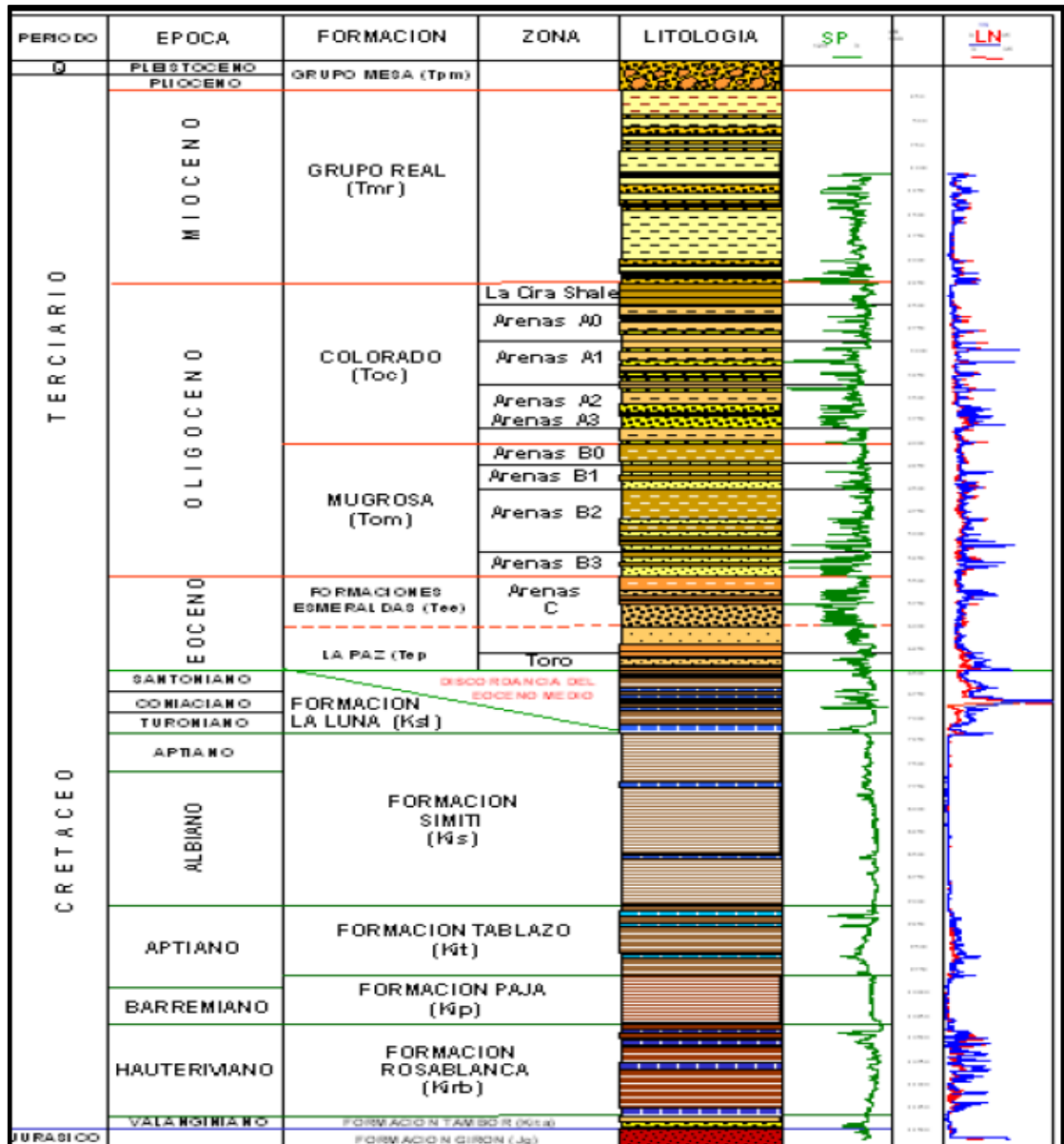
Las estructuras principales de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y los campos productores, se presentan en la sección transversal estructural generalizada en A-A'. La cuenca se encuentra limitada al este por una faja de corregimiento que levanta a las rocas más antiguas: Las rocas de edad Cretácico y Paleoceno se muestran en verde, Oligoceno en naranja y Mioceno en amarillo, son presentadas en la porción central de la sección transversal de la cuenca. El levantamiento y la erosión Pre-Eoceno Medio expusieron la Cordillera Central al oeste, mostrada en color gris.

### **2.3. ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO**

La estratigrafía del Campo Casabe muestra los eventos tectónico-sedimentarios que tuvieron lugar en el proceso de formación de la Cuenca del Valle Medio del Río Magdalena. El desarrollo de la cuenca comienza con un evento de Rifting durante el Triásico y Jurásico, donde la Mega-secuencia dominante corresponde a depósitos de ambientes continentales que dieron origen a un depósito conocido como la formación Girón.

Durante el Cretáceo la cuenca se desarrolló como una cuenca tipo Retroarco, al este de la zona de subducción Andina, que fue afectada por un evento transgresivo marino, donde se desarrollaron secuencias de arena y secuencias alternantes de calizas y shales que se conoce como secuencia Cretácea. El episodio de acreción de la cordillera Occidental transformó al Valle Medio del Río Magdalena en una cuenca Antepais, con influencia continental y aportes significativos de sedimentos provenientes de rocas volcánicas e intrusivas emplazadas en el Macizo de Santander (Este) y La Cordillera Central (Oeste), los cuales se depositaron sobre una superficie erosiva producto de la deformación y posterior erosión de los sedimentos hasta entonces depositados. Tal superficie erosiva se reconoce regionalmente como discordancia del Eoceno Medio.

**Figura 32. Columna estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena**



Fuente: Ecopetrol S.A.

En el registro sedimentario los depósitos provenientes del Macizo de Santander y La Cordillera Central se reconocen como las formaciones, La Paz y Esmeraldas, de edad Eoceno Superior, las formaciones Mugrosa y Colorado, de edad

Oligoceno A Mioceno Medio, que corresponden a depósitos de arenitas cuarzofeldespáticas, conglomerados, limolitas y arcillas depositadas en ambientes fluviales trenzados y meandriformes.

A partir del Mioceno Medio se inicia un nuevo ciclo de sedimentación, que obedece a la reactivación de la actividad tectónica transformando al Valle Medio del Río Magdalena en una cuenca Intramontana, cuya secuencia está representada por el depósito del grupo Real, que consiste de arenitas y conglomerados que alternan con arcillas; depositados en un ambiente fluvial de alta energía. El levantamiento de los Andes del Norte de Sur América, ocurre durante el Plioceno- Pleistoceno, que da lugar a un ciclo erosivo que corta parcialmente la secuencia del terciario depositadas hasta entonces. El último ciclo de la Orogenia Andina culmina con el levantamiento de la parte sur de la cuenca y con un ciclo volcánico, piroclástico de la cordillera Central, que aporta gran parte del material del que está constituido el Grupo Mesa.

Las zonas productoras en el campo Casabe corresponden a las unidades arenosas presentes en las Formaciones geológicas Colorado, Mugrosa y La Paz; estando la formación Mugrosa infrayaciendo a la formación Colorado (Figura 32).

Con base en la información de corazonces existentes y mediante la interpretación de registros eléctricos, se estableció que las arenas presentes en las formaciones Colorado, Mugrosa y La Paz se depositaron en un ambiente fluvial de corrientes meandriformes, las cuales se describen brevemente a continuación.

✓ **Formación la paz** (Eoceno Medio -Oligoceno Inferior). Hacia la base del Eoceno medio se encuentra el miembro conocido como “El Toro”, que consiste de arcillolitas caoliníticas, parcialmente limosas, de coloración gris claro a verde claro, moteadas irregularmente con tonos rojos y violetas, duras, bien consolidadas y con aspecto de tobas. Presentan inclusiones pequeñas de siderita esferular e intercalaciones delgadas de areniscas grises de grano fino.

Suprayaciendo a este miembro se presentan areniscas de grano grueso a conglomeráticas, en parte arcósicas, friables, de color gris claro, con inclusiones de fragmentos de chert y como accesorios principales, pirita, siderita y mica. Presentan intercalaciones de arcillolita caolinítica, gris clara a verde claro, abigarradas. Estos cuerpos arenosos son reconocidos operativamente como arenas C, las cuales son ocasionalmente productoras de hidrocarburos en algunas partes del campo y presentan un espesor promedio total de 320 pies.

✓ **Formación mugrosa** (Oligoceno Inferior a medio). Constituida por intercalaciones de arcillolitas de color gris verdoso y areniscas cuarzofeldespáticas de grano medio a fino. Se desarrolló en un ambiente fluvial alcanzando un espesor de 1500 pies. Con base en el horizonte fosilífero localizado en la parte superior, se le ha asignado una edad Oligoceno medio al tope y de Oligoceno inferior a la base. Las arenas de la Zona B o Arenas Inferiores son de arriba hacia abajo reconocidas como B1, B2 y B3 respectivamente.

La parte superior ha sido denominada estratigráficamente en algunos estudios como arenas A3, haciéndola pertenecer a la base de la Formación Colorado, mientras que en los estudios originales del campo se reconocieron como Arenas B0, correspondiendo al tope de la Formación Mugrosa. Las arenas B0 o A3, presentan bajo desarrollo de arenas, generalmente de color gris claro, con granulometría de fino a medio hacia el tope y de medio a grueso hacia la base, con intercalaciones de conglomerados y gravas principalmente con granos de cuarzo y fragmentos de chert. Ocasionalmente aparecen epidota y mica como minerales agregados. Las arcillas se presentan intercaladas en estratos semi-gruesos a muy gruesos, de color gris verde claro, abigarradas, duras y con niveles arenosos hacia la base.

✓ **Formación colorado** (Oligoceno medio – Mioceno inferior). Descansa concordantemente sobre la Formación Mugrosa y es discordantemente por el

horizonte fosilífero de La Cira. Consta predominantemente de arcillolitas de variados colores con intercalaciones de areniscas de espesor variable. Presenta un espesor promedio de 1400 pies y en donde se desarrolló en un ambiente fluvial. Se le ha asignado una edad Oligoceno Superior. Operacionalmente ha sido subdividida en arenas A3, arenas A2, arenas A1 y arenas A0, de base a tope<sup>26</sup>.

## **2.4.FACILIDADES DE PRODUCCIÓN EXISTENTES EN LA ERTC-2**

Esta estación de recolección y tratamiento de crudo cuenta con 54 pozos productores donde se proporciona su debido proceso de separación de petróleo, agua y gas, en donde podemos evidenciar las anomalías que se tienen actualmente en los equipos.

### **2.4.1. Manifold**

Son tuberías de descarga de los cabezales de pozos están conectadas a un sistema de cabezales binarios consistiendo de un cabezal de prueba y uno de producción. Hay seis cabezales de prueba y cuatro cabezales de producción entrando a la estación como se muestra en la figura 33.

Los cabezales de prueba están conectados a múltiples, ya que cada cabezal de prueba puede descargarse en cualquiera de los cuatro separadores de prueba, permitiendo la prueba de cualquier pozo con cualquier separador de prueba. Químicos demulsificantes están inyectados en este múltiple corriente arriba y lo más distante posible para así permitir la adecuada entremezcla, con los fluidos del reservorio antes de entrar al separador.

---

<sup>26</sup> MAYORGA D., (2011). Evaluación de prácticas operacionales para reducir las fallas en tubería de producción por efecto de la inyección de agua en el campo casabe. Universidad Industrial de Santander.

**Figura 33. Manifold ERTC-2**



Fuente: Ecopetrol

Durante la operación normal, el fluido del reservorio de los cabezales de pozos entra a los cabezales de producción o de prueba y fluye hacia el equipo de separador de producción. El demulsificante es inyectado al múltiple por la tasa prescrita para asistir en la separación de petróleo/agua.

#### **2.4.2. Separadores**

En la estación actualmente existen cuatro separadores bifásicos y un separador trifásico.

##### **✓ Separadores de prueba**

Existen cuatro separadores horizontales de prueba con las mismas características de diseño, V-102 A, V-102 B, V-102 C y V-102 D, con dos cabezas elípticas diseñadas de acuerdo con las reglas del código de ASME de calderas y recipientes de presión, Sección III, División I. Las especificaciones que tienen los separadores son:

**Tabla 8. Especificaciones de los separadores de prueba**

Longitud:	12 ft
Diámetro interno:	4 ft
Tipo:	Horizontal

Dimensiones del patín:	503x198x30 cms
Peso vacío:	7800 lbs
Presión de diseño:	60 psi
Presión de operación:	45 psi
Temperatura de diseño:	150 °F
Temperatura de operación:	90 °F
Volumen:	28 bbl
Rata normal de flujo:	2 gpm de aceite
Rata normal de flujo:	20 gpm de agua
Rata máxima de flujo:	7 gpm de aceite
Rata máxima de flujo:	40 gpm de agua
Material de construcción:	Acero SA-515-70 y SA-516-70
Normas para la fabricación:	Código ASME, Sección VIII, División 1
Materiales de fabricación:	Código ASME para calderas y vasijas a presión
Fabricado por:	DISTRAL S.A. Zona franca-Barranquilla-Colombia
Año:	1985

Fuente: Ecopetrol S.A.

En vista de que los separadores tienen las mismas condiciones de diseño y operación, se presenta la descripción únicamente de un separador que se aplicará para los otros tres. El operador deberá referir a la información suministrada por el fabricante del equipo para detalles adicionales.

El fluido del reservorio de cualquier cabezal de pozo puede ser dirigido a cualquiera de los cuatro separadores de prueba V-102A/D. El petróleo, gas y el agua de producción se miden y los resultados se calculan automáticamente por la calculadora de petróleo neto. Durante las operaciones normales, se puede activar el separador de prueba y realizar pruebas en el flujo de cualquier cabezal de pozo. Además, el petróleo crudo es analizado para el contenido de BSW del separador para determinar la producción neta de petróleo de cada pozo.

**Figura 34. Separadores de prueba**



Fuente: Ecopetrol S.A.

Los problemas que se presentan actualmente en estos separadores es cuando se está haciendo una prueba a un pozo y este pozo presenta un disparo en lodo, el separador se tapa y presenta unas altas presiones, y se inunda, donde es necesario el operador por urgencia ir hasta el pozo y apagarlo, o ponerlo en recirculación dentro del pozo.

✓ **Separador general**

El separador de producción, V-101, es un recipiente horizontal con dos cabezas elípticas diseñado de acuerdo con las reglas del código de ASME de calderas y recipientes de presión, Sección III, División I.

**Tabla 9. Especificaciones del separador general**

Longitud:	40 ft (12,19 m)
Diámetro interno:	10 ft (3 m)
Máxima presión de trabajo:	60 psi – 150 °F
Máxima temperatura:	120 °F limitada por los performax
Peso vacío:	51000 lbs
Tipo:	Trifásico Horizontal
Dimensiones del patín:	1493x380x30 cms

Espesor cuerpo:	3/8" (1/4" diseño y 1/8" corrosión)
Espesor cabezas:	3/8" (mínimo) 7/16" – 1/2"
Volumen:	610 bbl
Material de construcción:	Acero SA-515-70 y SA-516-70
Normas para la fabricación:	Código ASME, Sección VIII, División 1
Materiales de fabricación:	Código ASME para calderas y vasijas presión
Fabricado por:	DISTRAL S.A. Zona franca-Barranquilla-Colombia
Año:	1985

Fuente: Ecopetrol S.A.

Consistiendo de 5292 BOPD de petróleo, 29608 BWPD de agua y 0,135 MMPCD de gas asociado, entra al separador de producción V-101 a 100°F y 30 psig. Agua libre es dirigida en control de nivel automático. La mayor parte del gas asociado fluye en control automático de contrapresión al cabezal de recolección de gas. El sistema de chorro vertedor de arena es de operación automática y periódicamente bombea el agua de producción del separador a una serie de boquillas para fluidizar cualquier sedimento existente. Al mismo tiempo, las válvulas de drenaje abren automáticamente para verter el sedimento fluidizado en un cabezal vertedor a un foso.

El sistema desarenador, sirve para desalojar los sedimentos depositados en el separador puede operar en manual o en automático. Cada ocho horas aproximadamente el sistema arranca, enciende la bomba y abre la primera válvula inyectora, el agua es distribuida internamente por el sistema inyector de boquillas que dirigen los chorros de agua hacia la línea principal del fondo del cilindro con el fin de agitar los sedimentos (aprox. 20 seg.), luego abre la primera válvula de descarga; las dos válvulas cierran al mismo tiempo y así sucesivamente con las otras válvulas tanto inyectoras como la de descarga.

Los problemas que se presentan constantemente es de arenamiento, por esta causa se le debe hacer mantenimiento muy constantemente donde genera

muchos costos, también se ven involucrados las válvulas de control y taponamiento en las líneas. Otro problema es el alto flujo que se ha presentado en los últimos tiempos donde el separador llegó a su capacidad máxima y por ende el sistema de separación no es efectivo.

### 2.4.3. Tratador Térmico

El tratador térmico electrostático V-103 es un recipiente horizontal con dos cabezas elípticas diseñado de acuerdo con las reglas del código de ASME de calderas y recipientes de presión, Sección III, División I.

**Tabla 10. Especificación del TTE**

Material de construcción:	Acero SA-516-70
Peso vacío:	71000 libras
Tipo:	Horizontal
Dimensiones del Patín:	1527x400x30 cms
Espesor:	3/8" (1/4" de diseño y 1/8" de tolerancia a los corros.)
Diámetro interno:	10 pies
Volumen:	540 barriles
Longitud total:	40 pies
Longitud del casco (sin incluir las tapas):	35 pies
Longitud de las cabezas elípticas:	2 pies, 10 pulgadas
Diámetro de los tubos de fuego:	24 pulgadas
Longitud de los tubos de fuego:	15 pies
Espesor de los tubos de fuego:	1/8"
Altura de las chimeneas:	35' (8,85 m)
Diámetro de la línea de entrada de aceite:	4"
Diámetro de la línea de salida de aceite:	4"
Diámetro de la línea de salida de gas:	2"
Diámetro de la línea de drenaje de agua de calentamiento:	3"

Diámetro de la línea de drenaje de agua de coalescencia:	3"
Presión de operación:	18 psi
Presión de diseño:	60 psi (interna) y 15 psi (externa)
Temperatura de operación:	160 °F
Temperatura de diseño:	200 °F
Tiempo de retención promedio:	4 horas

Fuente: Ecopetrol S.A.

El V-103 cuenta con varios componentes para facilitar la separación de gas, petróleo y agua, para la conglutinación del agua

Durante operaciones normales, el petróleo combinado del separador de producción y el de prueba fluye a través de un intercambiador de calor e intercambia calor con la salida de crudo tratado. El petróleo se calienta automáticamente de 150 a 170°F en la sección calentadora mediante tubos ígneos de gas combustible. La presión es controlada automáticamente en 25 psig por una válvula de control de contrapresión en la línea de descarga de gas.

Una vez calentado de 150 a 170°F, el petróleo fluye a la sección de conglutinación donde, con la asistencia de la rejilla electrostática, el contenido de agua se reduce entre 0,2 a 0,4%. El petróleo fluye en control de nivel automático al tanque de almacenamiento de crudo que cumple con especificaciones T-101A. El agua fluye en control de nivel automático al separador de petróleo/agua. Como en el separador de producción, un sistema de chorro vertedor de arena automáticamente entra en función periódicamente para eliminar sedimento.

El problema que se presenta en TTE es que en el separador general no genera las óptimas condiciones necesarias para su debida separación, aproximadamente está entrando al tratador de 40 a 50% de BSW, donde sus condiciones de entrada de acuerdo a las consideraciones iniciales de diseño es de máximo el 20%. Uno de los inconvenientes es la falta de gas, debido a que este campo proporciona

una baja cantidad de gas y por ende el sistema llega a apagarse por la falta de este recurso.

#### **2.4.4. Tanques de almacenamiento de crudo**

Los tanques para el almacenamiento de petróleo crudo K-101A y K-101B miden 12,2 metros de diámetro por 7,3 metros de altura y tienen una capacidad de almacenamiento de 5000 barriles en cada tanque. Están diseñados de acuerdo al código API-650 y cuentan con placas declarando lo mismo.

Cada tanque tiene la capacidad de mantener una cobija de gas sobre el petróleo almacenado a una presión superior a dos onzas pero sin exceder de cuatro onzas. Está previsto que una cantidad suficiente del gas se desprenderá del petróleo para mantener la presión del tanque adentro de los límites mencionados. Sin embargo, durante épocas de clima frío y/o cuando las tasas de descarga estén extraordinariamente altas, se puede permitir la aspiración del gas de encobijamiento por los tanques para impedir la caída de presión a niveles menores de dos onzas.

Los problemas que se presentan actualmente son debido básicamente a la mala operación que se presenta en separador y en el tratador, ya que en la salida del tratador se presenta un alto porcentaje de agua hacia los tanques de reposo con valores de entre el 5 al 10%, en donde el tratador debería suministrar una corriente de salida de máximo un 1%, para que el tanque realice la tarea de asentar el agua por un determinado tiempo, ya que por la cantidad de agua que entra al tanque el operador debe estar drenándolo constantemente hasta que se toma una muestra compuesta la cual no debe pasar de 0,5% BSW para su respectivo bombeo.

#### **2.4.5. Sistema de agua contraincendios**

El sistema de agua contraincendios, incluye una bomba de agua contraincendios, un tanque de almacenamiento de agua contraincendios con capacidad de 1000 barriles (T-102), y tubería e instrumentación asociadas.

La bomba de agua contraincendios P-105, es una bomba centrífuga horizontal impulsada electrónicamente para suministrar agua a una presión de descarga de 125 psig. Las boquillas de succión y descarga están clasificadas ANSI 150 libras. El motor eléctrico es horizontal tipo inducción, aislamiento clase F, totalmente acorazado con calentador. Es operado en corriente eléctrica de 460 voltios, trifásico, 60 Hertz.

El tanque de almacenamiento de agua contraincendios T-102 tiene 6,7 metros de diámetro y 4,9 metros de altura, el cuerpo es construido de acero al carbono.

Normalmente, el suministro de agua para el sistema de contraincendios se realiza por la línea del sistema de agua industrial desde la Represa; en caso de deficiencia en el suministro, la línea de agua industrial puede ser alimentada desde la Planta de Inyección de Agua, en su defecto por líneas de pozos, inyectores de agua o con el carro-tanque de la Estación de Bomberos.

De presentarse un incendio, la bomba de agua del sistema contraincendios estará activada manualmente al apretar cualquiera de los dos botones de arranque. Un botón está ubicado en el tablero de control y el segundo en las proximidades del larguero de la bomba. Cuando se apriete el botón de arranque, una válvula impulsada por el motor en la descarga de la bomba de agua se abre automáticamente y el motor de la bomba está puesto en marcha.

#### **2.4.6. Bombas de transferencia de crudo p-101a/b**

Estas bombas están ubicadas en el patín de la Unidad LACT y son utilizadas para enviar o transferir el crudo bueno o con especificaciones hacia la Estación

Cóndor. Normalmente una bomba está puesta en servicio y la otra esta en reserva o en stand-by.

**Figura 35. Unidad LACT**



Fuente: Ecopetrol S.A.

### **ESPECIFICACIONES**

- ✓ Capacidad: 200 GPM ó 46 m<sup>3</sup>/hr
- ✓ Presión de Descarga: 110 PSI ó 7,6 kg/cm<sup>2</sup>
- ✓ Voltaje: 460 VOLTIOS
- ✓ Potencia: 17 KW

### **Operación**

Chequear los siguientes ítems:

- ✓ Válvula en la línea de succión abierta.
- ✓ Válvula en la línea de descarga abierta.
- ✓ Todos los indicadores de presión en servicio.
- ✓ Válvula de salida de crudo bueno en el tanque a bombear abierta.
- ✓ Válvula antes y después del contador de barriles abiertas.
- ✓ Válvulas de control neumáticas con aire.

- ✓ Todos los instrumentos de medición en servicio (BSW, suiches de presión, etc.).
- ✓ Válvula a la salida de la Unidad Lact abierta.
- ✓ Válvula de by-pass del contador de barriles cerrada.
- ✓ Válvula en la línea de alivio de las bombas hacia el TK-101B abierta.
- ✓ El nivel de crudo en el tanque a bombear debe estar por arriba de 70 cms y por debajo de 600 cms.
- ✓ Válvula en la línea de toma muestra cerrada.
- ✓ Válvulas de drenaje cerradas.
- ✓ Interruptor del motor eléctrico en el Power House en posición ON.

Para arrancar una bomba de transferencia de crudo, esta operación se hace desde el interruptor ubicado en el patín de la Unidad Lact colocando el selector en la posición manual.

NOTA: Las bombas de transferencia de crudo se pueden operar en automático o manualmente, empleando un sistema de control de nivel. Las bombas de transferencia de crudo no se deben desenergizar en el Power House porque los motores poseen una resistencia eléctrica que permite que las bobinas del motor se mantengan calientes para evitar condensación ya que estos equipos se encuentran a la intemperie.

### 3. PROPUESTA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LOS PROCESOS

A continuación se presenta una propuesta para mejorar el proceso de separación dentro de la ERTC-2, ya que en los equipos utilizados actualmente están al borde de su capacidad debido al aumento presentado en el corte de agua de producción, punto de partida para el desarrollo del presente trabajo.

#### 3.1. PROPUESTA DE DISEÑO DE UN SEPARADOR TRIFÁSICO HORIZONTAL PARA LA ERTC-2

En la estación existe una gran variación en el contenido de BSW, caracterizándose por presentar altos cortes de agua, por esta razón en este trabajo se propone la instalación de un separador trifásico auxiliar para tratar la producción actual, capaz de manejar los volúmenes pronosticados para los próximos años con el fin de independizar mejor las fases de crudo, agua y gas.

Para este diseño se decidió tomar en cuenta la producción de los pozos con alto contenido de BSW en la entrada a la estación para su respectivo procedimiento.

**Tabla 11. Pozos con alto BSW en la ERTC-2**

Pozo	Estado	Prod Total (Bpd)	BS&W (%)	Prod Neta (Bopd)	Prod Agua (Bwpd)	Sist Prod	Salinidad (ppm)
357	ACT	521	94%	31	490	PCP	4000
383	ACT	519	96%	21	498	BM	4000
401	ACT	418	87%	54	364	BM	7000
402	ACT	970	90%	97	873	PCP	3500
1030	ACT	1621	89%	178	1443	BM	5000
1031	ACT	887	88%	106	781	BM	8400
1037	ACT	1321	90%	132	1189	FN	5000
1039	ACT	129	94%	8	121	BM	12400
1050	ACT	385	91%	35	350	PCP	16400
1056	ACT	642	92%	51	591	PCP	5000
1076	ACT	165	91%	15	150	PCP	5000
1077	ACT	1218	91%	110	1108	PCP	4500
1084	ACT	470	92%	38	432	PCP	7000

Pozo	Estado	Prod Total (Bpd)	BS&W (%)	Prod Neta (Bopd)	Prod Agua (Bwpd)	Sist Prod	Salinidad (ppm)
1085	ACT	965	88%	116	849	PCP	12000
1087	ACT	1318	90%	132	1186	PCP	12900
1198	ACT	817	90%	82	735	PCP	5000
1401	ACT	1354	90%	135	1219	PCP	6000
1013R	ACT	1518	93%	106	1412	PCP	5000
1049D	ACT	821	92%	66	755	PCP	4000
1078D	ACT	1123	90%	112	1011	PCP	2500
1184D	ACT	719	88%	86	633	PCP	7500
1195D	ACT	967	90%	97	870	PCP	6500

Fuente: Ecopetrol S.A.

La proyección para el 2030 de estos pozos se puede observar en la tabla No.12, y la figura 36. En esta figura se muestra que la producción de crudo para dicha fecha es de 1330 BOPD, mientras la producción de agua es de 33262 BWPD, donde este valor del agua se tendrá en cuenta para el diseño del separador trifásico.

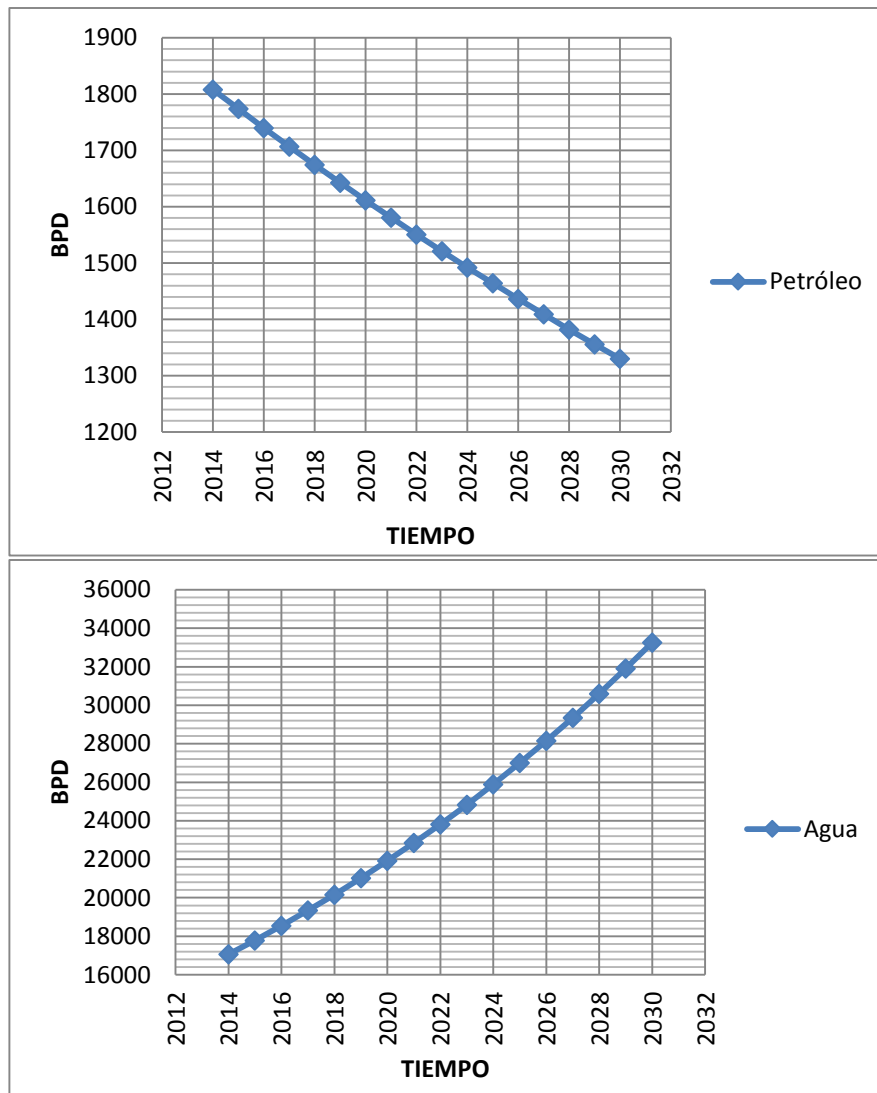
**Tabla 12. Proyección de la producción con alto BSW en la ERTC-2**

AÑO	Petróleo	Agua		BSW %
	ACTUAL	AGUA TOTAL	PRODUCCION DE FLUIDO TOTAL	
2014	1808,00	17060,00	18868,00	90,42
2015	1773,65	17786,96	19560,61	90,93
2016	1739,95	18544,90	20284,84	91,42
2017	1706,88	19335,13	21042,02	91,89
2018	1674,45	20159,04	21833,49	92,33
2019	1642,64	21018,06	22660,70	92,75
2020	1611,42	21913,68	23525,11	93,15
2021	1580,81	22847,47	24428,27	93,53
2022	1550,77	23821,04	25371,81	93,89
2023	1521,30	24836,11	26357,41	94,23
2024	1492,40	25894,42	27386,82	94,55
2025	1464,04	26997,83	28461,87	94,86

AÑO	Petróleo	Agua		BSW %
	ACTUAL	AGUA TOTAL	PRODUCCION DE FLUIDO TOTAL	
2026	1436,22	28148,27	29584,49	95,15
2027	1408,93	29347,72	30756,65	95,42
2028	1382,16	30598,29	31980,45	95,68
2029	1355,90	31902,14	33258,04	95,92
2030	1330,13	33261,55	34591,69	96,15

Fuente: Ecopetrol S.A. Modificado por el autor

**Figura 36. Pronóstico de la producción con alto BSW en la ERTC-2**



Fuente: Ecopetrol S.A. Modificado por el autor

Teniendo en cuenta los parámetros de cada pozo, tomamos las producciones altas de crudo y agua, así dando inicio con la implementación de un nuevo equipo en este caso un separador trifásico:

### 3.1.1. Parámetros

**Tabla 13. Parámetros de entrada, BSW alto**

VARIABLE	VALOR	UNIDADES	VALOR	UNIDADES
Presión	30	Psig	44,65	Psia
Temperatura	100	°F	560	°R
°API	21,5	°API		
Gravedad específica del agua	1,04	Adi		
Densidad del agua	61,996	Lbm/ft <sup>3</sup>		
Tiempo de retención O y W	10	Min		
Flujo del crudo	1808	BOPD		
Flujo de agua	33261	BWPD		
Flujo de gas	0,135	MMSCFD		
Tamaño de la gota	500	µm		

Fuente: Ecopetrol S.A.

✓ Composición del gas

**Tabla 14. Composición del gas de la ERTC-2**

Componente	Composición (%-Molar)	Peso molecular lb/lb-mol	Temperatura crítica °R	Presión crítica Psia	% * PM	% * Tc	% * Pc
C1	0,87290	16,043	343,37	667,8	14,00	299,73	582,92
C2	0,01996	30,07	550,09	707,8	0,60	10,98	14,13
C3	0,01350	44,097	666,01	616,3	0,60	8,99	8,32
nC4	0,00894	58,124	765,65	550,7	0,52	6,84	4,92
iC5	0,01221	72,151	829,1	490,4	0,88	10,13	5,99
nC5	0,00248	72,151	845,7	488,6	0,18	2,10	1,21
C6	0,00367	86,178	913,7	436,9	0,32	3,36	1,61
H2S	-	34,076	672,7	1306	0,00	0,00	0,00
CO2	-	44,01	547,9	1071	0,00	0,00	0,00
N2	<u>0,06633</u>	28,013	227,6	493	<u>1,86</u>	<u>15,10</u>	<u>32,70</u>
SUMA	1,00000				18,95	357,22	651,80

Fuente: Ecopetrol S.A.

- ✓ Gravedad específica del gas

$$GEg = \frac{\sum PMg}{PMaire} \quad \text{Ec. (26)}$$

$$Geg = 0,6543 \quad \text{Adi}$$

- ✓ Factor de compresibilidad del gas

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{scM}} \quad T_{sr} = \frac{T}{T_{scM}} \quad \text{Ec. (27)}$$

$$Z = 1 - \frac{3,52 * P_{sr}}{10^{0,9813 * T_{sr}}} + \frac{0,274 * P_{sr}^2}{10^{0,8157 * T_{sr}}} \quad \text{Ec. (28)}$$

$$P_{sr} = 0,06850 \text{ Adi}$$

$$Z = 0,96830 \text{ Adi}$$

$$T_{sr} = 0,85916 \text{ Adi}$$

- ✓ Densidad del gas

$$\rho g = 0,093 \frac{PMg * P}{T * Z} \quad \text{Ec. (29)}$$

$$\rho g = 0,14515 \text{ Lbm/ft}^3$$

- ✓ Viscosidad del gas

$$\mu_{g1} = \mu_{gx} + C_{CO2} + C_{H2S} + C_{N2} \quad \text{Ec. (30)}$$

$$\mu_{g1} = (1.709 \times 10^{-5} - 2.062 \times 10^{-6} \gamma_g) T + 8.188 \times 10^{-3} - 6.15 \times 10^{-3} \log \gamma_g \quad \text{Ec. (31)}$$

$$C_{N_2} = y_{N_2} (8.48 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 9.59 \times 10^{-3}) \quad \text{Ec. (32)}$$

$$C_{CO_2} = y_{CO_2} (9.08 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 6.24 \times 10^{-3}) \quad \text{Ec. (33)}$$

$$C_{H_2S} = y_{H_2S} (8.49 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 3.73 \times 10^{-3}) \quad \text{Ec. (34)}$$

$$\ln\left(\frac{\mu_g}{\mu_{g1}} T_{sr}\right) = a_0 + a_1 p_{sr} + a_2 p_{sr}^2 + a_3 p_{sr}^3 +$$

$$T_{sr}(a_4 + a_5 p_{sr} + a_6 p_{sr}^2 + a_7 p_{sr}^3) +$$

$$T_{sr}^2(a_8 + a_9 p_{sr} + a_{10} p_{sr}^2 + a_{11} p_{sr}^3) +$$

$$T_{sr}^3(a_{12} + a_{13} p_{sr} + a_{14} p_{sr}^2 + a_{15} p_{sr}^3) .$$

Ec. (35)

Dónde:

$a_0 = -2.46211820 \text{ E} + 00$	$a_8 = -7.93385684 \text{ E} - 01$
$a_1 = 2.97054714 \text{ E} + 00$	$a_9 = 1.39643306 \text{ E} + 00$
$a_2 = -2.86264054 \text{ E} - 01$	$a_{10} = -1.49144925 \text{ E} - 01$
$a_3 = 8.05420522 \text{ E} - 03$	$a_{11} = 4.41015512 \text{ E} - 03$
$a_4 = 2.80860949 \text{ E} + 00$	$a_{12} = 8.39387178 \text{ E} - 02$
$a_5 = -3.49803305 \text{ E} + 00$	$a_{13} = -1.86408848 \text{ E} - 01$
$a_6 = 3.60373020 \text{ E} - 01$	$a_{14} = 2.03367881 \text{ E} - 02$
$a_7 = -1.04432413 \text{ E} - 02$	$a_{15} = -6.09579263 \text{ E} - 04$

Teniendo en cuenta las ecuaciones anteriores hallamos la viscosidad del gas a continuación:

$$\mu_{g1} = 0,0114 \text{ Cp}$$

$$\ln\left(\frac{\mu_g}{\mu_{g1}} T_{sr}\right) = -0,5217$$

$$\mu_g = 0,0079 \text{ Cp}$$

✓ Gravedad específica del crudo

Tomamos la ecuación 1 para su debido procedimiento

$$Geo = 0,924836601 \text{ Adi}$$

✓ Densidad del aceite

$$\rho_o = 62,4 * Geo * (1,022 - 0,000378 * T) \quad \text{Ec. (36)}$$

$$\rho_o = 56,798 \text{ Lbm/ft}^3$$

- ✓ Viscosidad del aceite

Teniendo en cuenta las ecuaciones 2, 3, 4 y 5.

$$\mu_o = 72,85 \text{ Cp}$$

- ✓ Viscosidad del agua

$$\mu_w = e^{1,003 - 0,01479 * T + 0,00001982 * T^2} \quad \text{Ec. (37)}$$

$$\mu_w = 0,757 \text{ Cp}$$

- ✓ Densidad del fluido

$$\rho_l = \frac{Q_o}{Q_o + Q_w} * \rho_o + \frac{Q_w}{Q_o + Q_w} * \rho_w \quad \text{Ec. (38)}$$

$$\rho_l = 61,7277 \text{ Lbm/ft}^3$$

### 3.1.2. Dimensionamiento de un separador trifásico

- ✓ Coeficiente de arrastre

Determinar el coeficiente de arrastre  $C_D$  por medio de un proceso iterativo donde se supone un  $C_D$ , utilizando las ecuaciones 12, 13 y 14.

$$V = 7,1922 \text{ ft/s}$$

$$Re = 323,985 \text{ Adi}$$

$$C_d = 0,581 \text{ Adi}$$

- ✓ Capacidad de gas

Ya teniendo el coeficiente calculamos la capacidad de gas con la ecuación 15:

$$d_{Leff} = 1,1393 \text{ ft} \cdot \text{in}$$

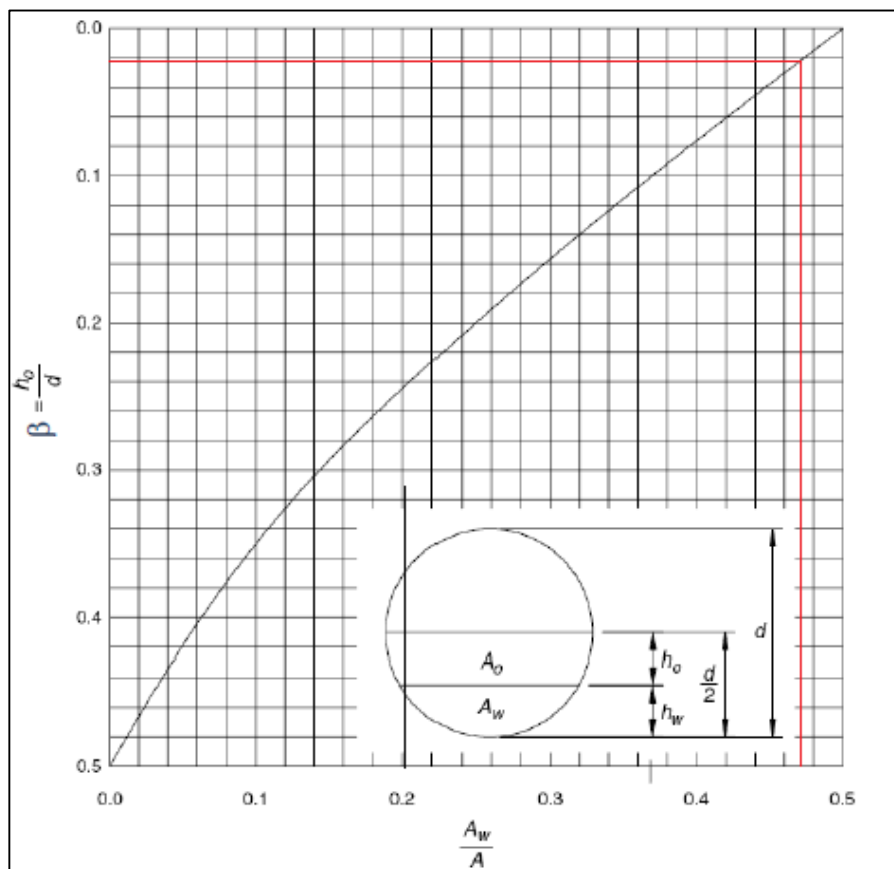
- ✓ Cálculo del espesor máximo de la capa de petróleo con la ecuación 16:

$$H_o \text{ max} = 5,059 \text{ ft}$$

- ✓ Calcular la fracción del área transversal ocupada por el agua por la ecuación 17:

$$A_w/A = 0,47422 \text{ Adi}$$

- ✓ Leer  $\beta$  de la figura 25:



$$\beta = 0,023$$

- ✓ Calcular el diámetro máximo del separador utilizando la ecuación 18:

$$d_{max} = \frac{5,06}{0,023} = 219,95 \text{ ft}$$

- ✓ Calcular la capacidad al líquido con la ecuación 20:

$$d^2Leff = 497979,8 \text{ ft} \cdot \text{in}^2$$

Finalmente establecer combinaciones que se pueda satisfacer las capacidades tanto para el gas como para el líquido, con diámetros menores con respecto al diámetro máximo. Para cada diámetro seleccionar la  $leff$  mayor y calcular la longitud entre cordones de soldadura.

- ✓ Para la capacidad al gas utilizamos la ecuación 21.
- ✓ Para la capacidad al líquido utilizamos la ecuación 22.
- ✓ Relación de esbeltez según su diámetro utilizamos la ecuación 23.

Seleccionar la opción que contenga una relación de esbeltez entre 3 y 5. En caso de que dos o más opciones se encuentren en ese rango, se puede tomar la decisión de usar la de diámetro menor, pues implica menor costo.

**Tabla 15. Dimensión de un separador trifásico**

Diámetro (in)	Leff gas (ft)	Leff liquido (ft)	Lss (ft)	SR
24	0,04747	864,5619	1152,7492	576,3746
28	0,04069	635,1883	846,9178	362,9648
32	0,03560	486,3161	648,4214	243,1580
36	0,03165	384,2497	512,3330	170,7777
40	0,02848	311,2423	414,9897	124,4969
44	0,02589	257,2250	342,9667	93,5364
48	0,02374	216,1405	288,1873	72,0468
52	0,02191	184,1670	245,5560	56,6668
56	0,02034	158,7971	211,7294	45,3706
60	0,01899	138,3299	184,4399	36,8880
64	0,01780	121,5790	162,1054	30,3948
68	0,01675	107,6963	143,5951	25,3403
76	0,01499	86,2167	114,9556	18,1509
80	0,01424	77,8106	103,7474	15,5621
84	0,01356	70,5765	94,1020	13,4431
88	0,01295	64,3063	85,7417	11,6920

Diámetro (in)	Leff gas (ft)	Leff liquido (ft)	Lss (ft)	SR
92	0,01238	58,8360	78,4480	10,2323
96	0,01187	54,0351	72,0468	9,0059
100	0,01139	49,7988	66,3984	7,9678
104	0,01095	46,0418	61,3890	7,0833
108	0,01055	42,6944	56,9259	6,3251
112	0,01017	39,6993	52,9324	5,6713
116	0,00982	37,0086	49,3448	5,1046
120	0,00949	34,5825	46,1100	4,6110
124	0,00919	32,3873	43,1831	4,1790
128	0,00890	30,3948	40,5263	3,7993

Fuente: El autor

De acuerdo con los resultados obtenidos se puede decir que para un caudal de 41638 BPD se debería utilizar un separador de 120 pulgadas \* 46 Pies.

Nota: Este nuevo sistema instalado en la estación se le debe adicionar un sistema de Sand Jet que permita realizar limpiezas internas para eliminar la acumulación de arenas, sólidos y lodo, que se encuentra en el fondo del recipiente.

### 3.2. VERIFICACIÓN TÉCNICA DEL SEPARADOR TRIFÁSICO DE LA ERTC-2.

En esta sección se verificara que el separador trifásico instalado actualmente este en la capacidad de manejar la producción de agua y crudo para cierto futuro, tomaremos en cuenta el restante de los pozos que llegan a la estación No.2, para tomar la producción de cada uno de ellos y tener un nuevo análisis.

**Tabla 16. Pozos con bajo BSW en la ERTC-2**

Pozo	Estado	Prod Total (Bpd)	BS&W (%)	Prod Neta (Bopd)	Prod Agua (Bwprd)	Sist Prod	Salinidad (ppm)
178	ACT	370	82%	67	303	BM	10000
314	ACT	480	74%	125	355	PCP	4000
316	ACT	1119	87%	145	974	PCP	7500
332	ACT	101	68%	32	69	BM	6500

Pozo	Estado	Prod Total (Bpd)	BS&W (%)	Prod Neta (Bopd)	Prod Agua (Bwpd)	Sist Prod	Salinidad (ppm)
434	ACT	115	68%	37	78	BM	8900
464	ACT	260	82%	47	213	BM	5500
1032	ACT	421	80%	84	337	PCP	6500
1033	ACT	1172	74%	305	867	PCP	5000
1058	ACT	320	85%	48	272	PCP	8000
1062	ACT	170	71%	49	121	PCP	7000
1063	ACT	1318	87%	171	1147	PCP	2000
1073	ACT	700	82%	126	574	PCP	5000
1075	ACT	120	80%	24	96	BM	4000
1086	ACT	720	80%	144	576	PCP	9500
1179	ACT	290	81%	55	235	PCP	3500
1180	ACT	100	32%	68	32	PCP	4500
1181	ACT	411	72%	115	296	PCP	4000
1192	ACT	139	55%	63	76	PCP	5000
1194	ACT	470	85%	71	400	PCP	5500
1400	ACT	397	72%	111	286	PCP	3500
1422	ACT	400	75%	100	300	PCP	20000
1453	ACT	721	71%	209	512	PCP	12500
1057D	ACT	770	80%	154	616	ESP	4500
1178D	ACT	382	85%	57	325	PCP	4500
1183D	ACT	770	76%	185	585	PCP	7000
1185D	ACT	1032	84%	165	867	PCP	3500
1188D	ACT	540	80%	108	432	PCP	3500
1189D	ACT	914	73%	247	667	ESPCP	4000
1190D	ACT	466	80%	93	373	PCP	3000
1196D	ACT	321	83%	55	266	PCP	7000
1197D	ACT	211	23%	162	49	PCP	4500
1199D	ACT	312	80%	62	250	PCP	6000

Fuente: Ecopetrol S.A.

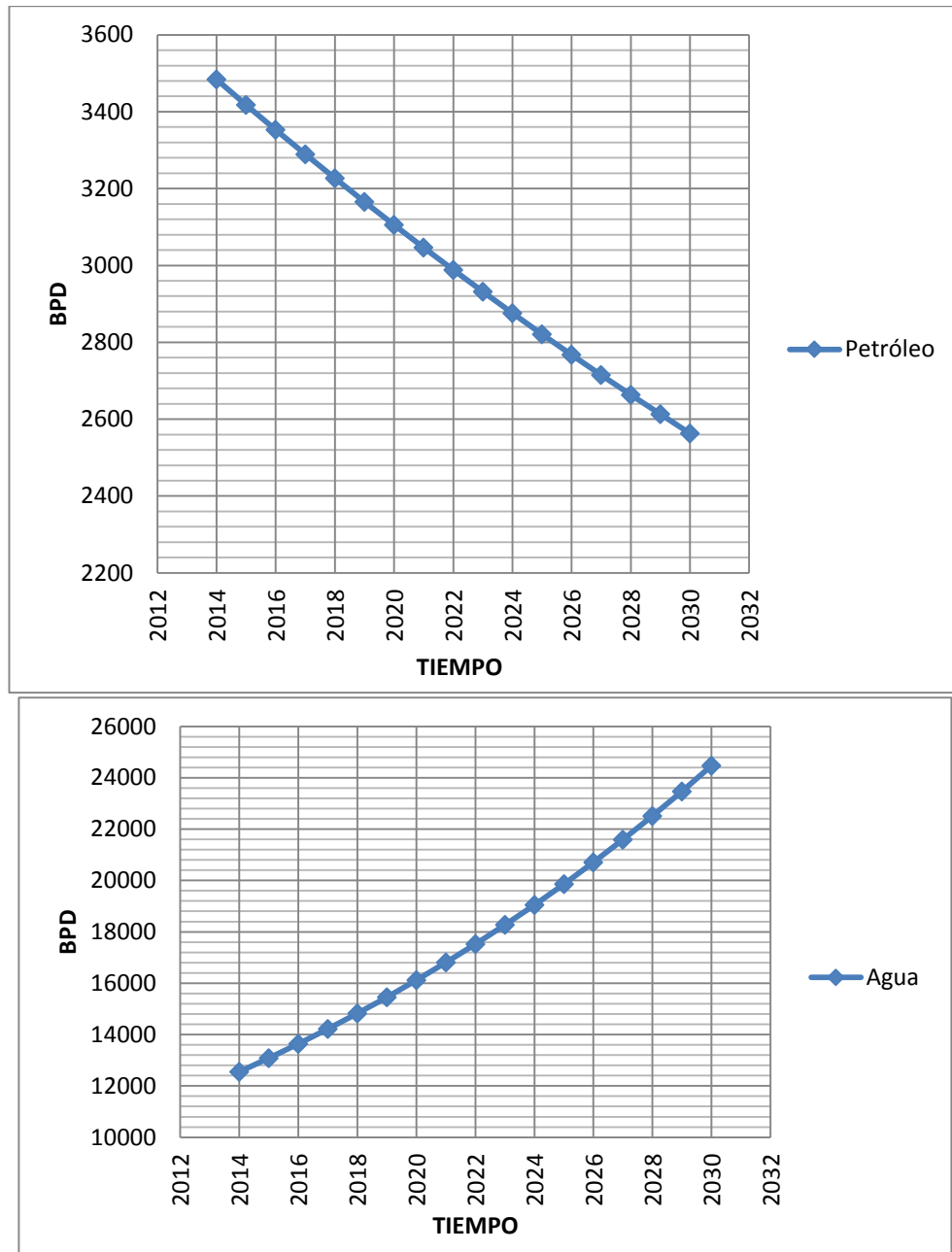
**Tabla 17. Proyección de la producción con bajo BSW en la ERTC-2**

AÑO	PETRÓLEO	AGUA		BSW %
	ACTUAL	AGUA TOTAL	PRODUCCION DE FLUIDO TOTAL	
2014	3484,00	12548,00	16032,00	78,27
2015	3417,80	13082,70	16500,50	79,29
2016	3352,86	13640,18	16993,03	80,27
2017	3289,15	14221,41	17510,56	81,22
2018	3226,65	14827,41	18054,07	82,13
2019	3165,34	15459,24	18624,58	83,00
2020	3105,20	16117,99	19223,19	83,85
2021	3046,20	16804,81	19851,01	84,65
2022	2988,32	17520,89	20509,21	85,43
2023	2931,54	18267,49	21199,03	86,17
2024	2875,83	19045,91	21921,74	86,88
2025	2821,19	19857,49	22678,68	87,56
2026	2767,58	20703,66	23471,25	88,21
2027	2715,00	21585,89	24300,88	88,83
2028	2663,41	22505,70	25169,11	89,42
2029	2612,80	23464,72	26077,52	89,98
2030	2563,16	24464,59	27027,75	90,52

Fuente: Ecopetrol S.A. Modificada por el autor

Actualmente el separador trifásico tiene un diámetro de 120 pulgadas y una longitud de 40 ft, para conocer si cumple con los requerimientos preestablecidos para los pozos faltantes de la ERTC-2. Podemos notar que la proyección del 2030 de crudo es de 2563 BOPD con una producción de agua aproximadamente de 24465 BWPD, como se muestra en la tabla 17, y en la figura No. 37.

**Figura 37. Pronóstico de la producción con bajo BSW en la ERTC-2**



Fuente: Ecopetrol S.A. Modificada por el autor

### 3.2.1. Parámetros

**Tabla 18. Parámetros de entrada, BSW bajo**

VARIABLE	VALOR	UNIDADES	VALOR	UNIDADES
Presión	30	Psig	44,6500	Psia
Temperatura	100	°F	560,0000	°R
°API	21,5	°API		
Gravedad específica del agua	1,04	Adi		
Densidad del agua	61,996	Lbm/ft <sup>3</sup>		
Tiempo de retención O y W	10	Min		
Flujo del crudo	3484	BOPD		
Flujo de agua	24464,59	BWPD		
Flujo de gas	0,135	MMSCFD		
Tamaño de la gota	500	µm		
Factor de compresibilidad	0,9683	Adi		
Densidad del gas	0,1451	Lbm/ft <sup>3</sup>		
viscosidad del gas	0,0079	Cp		
Gravedad específica del aceite	0,9248	Adi		
Densidad del aceite	56,798	Lbm/ft <sup>3</sup>		
viscosidad del aceite	72,8475	Cp		
Viscosidad del agua	0,7574	Cp		

Fuente: Ecopetrol S.A.

- ✓ Densidad del fluido utilizando la ecuación 38:

$$\rho_l = 61,3477 \text{ Lbm/ft}^3$$

### 3.2.2. Dimensionamiento de un separador trifásico

- ✓ Coeficiente de arrastre

Determinar el coeficiente de arrastre  $C_D$  por medio de un proceso iterativo donde se supone un  $C_D$ , utilizando las ecuaciones 12, 13 y 14.

$$V = 7,166 \text{ ft/s}$$

$$Re = 322,827 \text{ Adi}$$

$$Cd = 0,581 \text{ Adi}$$

- ✓ Capacidad de gas

Ya teniendo el coeficiente calculamos la capacidad de gas con la ecuación 15:

$$dL_{eff} = 1,1434 \text{ ft} \cdot \text{in}$$

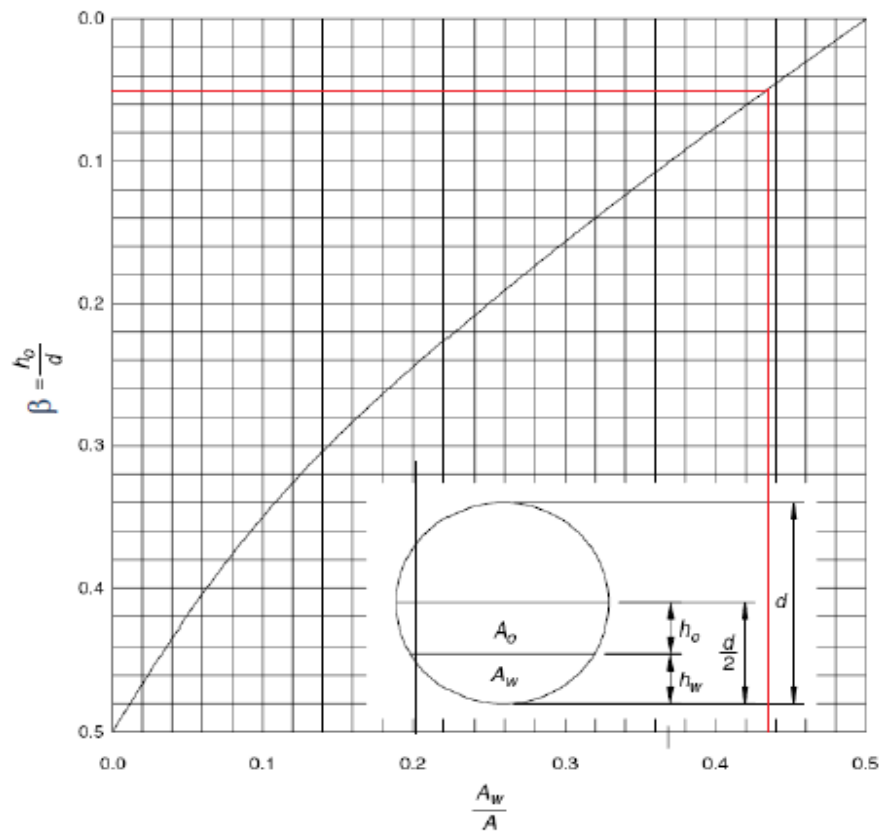
- ✓ Calculo del espesor máximo de la capa de petróleo con la ecuación 16:

$$H_o \text{ max} = 5,0588 \text{ ft}$$

- ✓ Calcular la fracción del área transversal ocupada por el agua por la ecuación 17:

$$A_w/A = 0,4378 \text{ Adi}$$

- ✓ Leer  $\beta$  de la figura 25:



$$\beta = 0,052$$

- ✓ Calcular el diámetro máximo del separador utilizando la ecuación 18:

$$d_{max} = \frac{5,06}{0,052} = 97,285 \text{ ft}$$

- ✓ Calcular la capacidad al líquido con la ecuación 20:

$$d^2L_{eff} = 396870,037 \text{ ft} \cdot \text{in}^2$$

Finalmente establecer combinaciones que se pueda satisfacer las capacidades tanto para el gas como para el líquido, con diámetros menores con respecto al diámetro máximo. Para cada diámetro seleccionar la  $L_{eff}$  mayor y calcular la longitud entre cordones de soldadura.

- ✓ Para la capacidad al gas utilizamos la ecuación 21.
- ✓ Para la capacidad al líquido utilizamos la ecuación 22.
- ✓ Relación de esbeltez según su diámetro utilizamos la ecuación 23.

Seleccionar la opción que contenga una relación de esbeltez entre 3 y 5. En caso de que dos o más opciones se encuentren en ese rango, se puede tomar la decisión de usar la de diámetro menor, pues implica un costo más bajo.

**Tabla 19. Dimensión de un separador trifásico**

Diámetro (in)	Leff gas (ft)	Leff liquido (ft)	Lss (ft)	SR
24	0,04764	689,0105	918,6806	459,3403
28	0,04084	506,2118	674,9490	289,2639
32	0,03573	387,5684	516,7579	193,7842
36	0,03176	306,2269	408,3025	136,1008
40	0,02859	248,0438	330,7250	99,2175
44	0,02599	204,9949	273,3265	74,5436
48	0,02382	172,2526	229,6702	57,4175
52	0,02199	146,7715	195,6953	45,1605
56	0,02042	126,5529	168,7373	36,1580
60	0,01906	110,2417	146,9889	29,3978
64	0,01787	96,8921	129,1895	24,2230

Diámetro (in)	Leff gas (ft)	Leff liquido (ft)	Lss (ft)	SR
68	0,01681	85,8283	114,4377	20,1949
72	0,01588	76,5567	102,0756	17,0126
76	0,01504	68,7102	91,6136	14,4653
80	0,01429	62,0109	82,6813	12,4022
84	0,01361	56,2458	74,9943	10,7135
88	0,01299	51,2487	68,3316	9,3179
92	0,01243	46,8892	62,5189	8,1546
96	0,01191	43,0632	57,4175	7,1772
100	0,01143	39,6870	52,9160	6,3499
104	0,01099	36,6929	48,9238	5,6451
108	0,01059	34,0252	45,3669	5,0408
112	0,01021	31,6382	42,1843	4,5197
116	0,00986	29,4939	39,3252	4,0681
120	0,00953	27,5604	36,7472	3,6747
124	0,00922	25,8110	34,4147	3,3305
128	0,00893	24,2230	32,2974	3,0279

Fuente: El autor

**Conclusión:** el resultado de este análisis nos muestra que para un flujo de 27949 BPD, el separador actual que tiene un diámetro de 120 pulgadas \* 40 pies de longitud, puede ser manejado con un tiempo de residencia de 10 minutos y se puede aumentar el tiempo un poco más ya que este separador tiene la capacidad de manejar un poco más el fluido con el fin de liberar mejor la separación de agua-crudo como se muestra en la siguiente tabla utilizando la ecuación 20, donde puede manejar un tiempo de residencia de más o menos 15 minutos. Comparado con las condiciones actuales se puede observar que el separador trifásico instalado actualmente está en la mayor capacidad de tratar dicha cantidad del fluido hasta en el 2030.

tr	Diámetro	Leff	Fluido
7	120	40	57947,6861
8	120	40	50704,2254
9	120	40	45070,4225
10	120	40	40563,3803

tr	Diámetro	Leff	Fluido
11	120	40	36875,8003
12	120	40	33802,8169
13	120	40	31202,6002
14	120	40	28973,8431
15	120	40	27042,2535
16	120	40	25352,1127
17	120	40	23860,8119
18	120	40	22535,2113
19	120	40	21349,1475
20	120	40	20281,6901
21	120	40	19315,8954

### 3.3. VERIFICACIÓN TÉCNICA DEL SEPARADOR BIFASICO

Para este caso de verificación técnica se tomará en cuenta un separador, ya que hay cuatro separadores que tienen las mismas dimensiones con un diámetro de 48 pulgadas por una longitud de 12 pies, con el fin de los que están actualmente instalados estén en la capacidad de manejar la producción de cada pozo para su respectiva prueba.

Para este caso tengamos en cuenta el tiempo de residencia que para un crudo de 21,5°API es de 4 minutos para su debia separación liquido-gas.

El caudal del líquido lo tomamos de un pozo mostrado de las tablas 11 y 16, donde tomaremos el mayor caudal que hay en la actualidad y que es el pozo No. 1030 que tiene un BSW de 89% con un caudal de 1621 BPD y lo comparamos para el 2030 si estos separadores cumple su función de separación.

#### Consideraciones:

$$Q_l = 2944,44 \text{ BPD}$$

$$T = 100 \text{ °F}$$

$$\text{°API} = 21,5$$

$$\Theta = 48''$$

$$L_{eff} = 12'$$

Teniendo estos parámetros cogemos la fórmula para hallar el tiempo de residencia que es:

$$d^2 L_{eff} = \frac{tr Ql}{0,7} \quad \text{Ec. (39)}$$

$$tr = 6,573 \text{ minutos}$$

**Conclusión:** la respuesta de esta verificación nos muestra que para un fluido de 2945 BPD, puede ser manejado por estas dimensiones del separador actual en un tiempo de retención de 6,57 minutos donde teóricamente el tiempo mínimo para una separación óptima es de 4 minutos.

### 3.4. VERIFICACIÓN TÉCNICA DEL TRATADOR TÉRMICO DE LA ERTC-2

En la estación No.2 la emulsión es uno de los fuertes inconvenientes que se ha tenido en la actualidad, donde se usa altas cantidades de químicos y tiempos de residencia muy bajos, donde los costos de los químicos están por encima.

Para esta verificación vamos a tener en cuenta la norma API donde la cantidad de petróleo que vamos a tratar es aquella proveniente de la salidas de los separadores trifásicos y asumiré un 20% que corresponde al porcentaje de agua que todavía se encuentra en emulsión con el crudo y que no fue removida por los separadores.

Para el año 2030 los dos separadores trifásicos teniendo, en la entrada tendrán aproximadamente 3893,29 BPD de crudo y de agua 57726,14 BPD con flujo total de 61619,43 BPD y para la entrada del tratador tendrá un 20% de agua que se encuentran todavía en emulsión con el crudo que es de 11545,23 BPD.

**Tabla 20. Parámetros de entrada al TTE**

VARIABLE	VALOR	UNIDADES	VALOR	UNIDADES
Presión	18	Psig	32,65	Psia
Temperatura Entrada	100	°F	560	°R
°API	21,5	°API		
Gravedad específica del agua	1,04	Adi		
Densidad del agua	61,996	Lbm/ft <sup>3</sup>		
Tiempo de retención O y W	4	Min		
Flujo del crudo	3345,00	BOPD		
Flujo de agua	11545,23	BWPD		
Gravedad específica del aceite	0,9248	Adi		
Flujo total	14890,23	BPD		
Diferencia de gravedades	0,0683	Adi		

Fuente: Ecopetrol S.A.

- ✓ Determinación de la viscosidad del crudo utilizando las ecuaciones 2, 3, 4 y 5, a diferentes temperaturas:

T1	120	°F	μ <sub>o</sub>	31,4606	Cp
T2	140	°F	μ <sub>o</sub>	17,336	Cp
T3	160	°F	μ <sub>o</sub>	11,0668	Cp
T4	180	°F	μ <sub>o</sub>	7,772	Cp

- ✓ Determinación de la viscosidad del agua utilizando la ecuación 37, a diferentes temperaturas.

T1	120	°F	μ <sub>w</sub>	0,6148	Cp
T2	140	°F	μ <sub>w</sub>	0,5071	Cp
T3	160	°F	μ <sub>w</sub>	0,4249	Cp
T4	180	°F	μ <sub>w</sub>	0,3617	Cp

- ✓ Viscosidad de la mezcla a diferentes temperaturas.

$$\mu_m = \frac{\mu_w * Q_w}{Q_l} + \frac{\mu_o * Q_o}{Q_l} \quad \text{Ec. (40)}$$

T1	120	°F	μ <sub>m</sub>	7,5441	Cp
T2	140	°F	μ <sub>m</sub>	4,2875	Cp
T3	160	°F	μ <sub>m</sub>	2,8155	Cp
T4	180	°F	μ <sub>m</sub>	2,0265	Cp

- ✓ Tamaño de la gota y geometría del recipiente utilizando las ecuaciones 6 y 7 a diferentes viscosidades:

dm1	127,8151	dleff	26152,186
dm2	187,1659	dleff	6931,378
dm3	248,6107	dleff	2579,749
dm4	310,3949	dleff	1191,190

- ✓ Dimensionamiento de un tratador térmico a diferentes diámetros y temperatura despejando leff de la ecuación 7:

**Tabla 21. Dimensión de un TTE**

Diámetro	Temperatura (°F)			
	120	140	160	180
	Leff	Leff	Leff	Leff
5	5230,44	1386,28	515,95	238,24
10	2615,22	693,14	257,97	119,12
15	1743,48	462,09	171,98	79,41
20	1307,61	346,57	128,99	59,56
25	1046,09	277,26	103,19	47,65
30	871,74	231,05	85,99	39,71
40	653,80	173,28	64,49	29,78
45	581,16	154,03	57,33	26,47
50	523,04	138,63	51,59	23,82
55	475,49	126,03	46,90	21,66
60	435,87	115,52	43,00	19,85
65	402,34	106,64	39,69	18,33
70	373,60	99,02	36,85	17,02
75	348,70	92,42	34,40	15,88
80	326,90	86,64	32,25	14,89
85	307,67	81,55	30,35	14,01
90	290,58	77,02	28,66	13,24
95	275,29	72,96	27,16	12,54
100	261,52	69,31	25,80	11,91
105	249,07	66,01	24,57	11,34
110	237,75	63,01	23,45	10,83
115	227,41	60,27	22,43	10,36
120	217,93	57,76	21,50	9,93
125	209,22	55,45	20,64	9,53

Fuente: El autor

**Conclusión:** el resultado de este análisis muestra que para el 2030 tendrá un flujo de 3893 BPD de crudo y 11545 BPD de agua, el tratador térmico que se encuentra instalado actualmente en la estación donde tiene un diámetro de 120" y 40' de longitud, comparado con las condiciones existentes muestra que si puede manejar dicha cantidad de fluido.

### **3.5. VERIFICACIÓN TÉCNICA DEL TANQUE DE LA ERTC-2**

Los tanques para el almacenamiento de petróleo crudo T-101A y B miden 12,2 metros de diámetro por 7,3 metros de altura y tienen una capacidad de almacenamiento de 5000 barriles. En la salida del tratador tiene 1% de agua emulsionada con el petróleo entonces aproximadamente al tanque para el año 2030, el tanque esta la óptimas condiciones de poder almacenar dicha cantidad de agua junto con el crudo donde el fluido total es de 4008 BPD ya que en este caso tenemos dos tanques que puede garantizar el guardado de dicho fluido. Ya que para el bombeo hacia la estación El Cóndor se estima de que se debe tener por lo mínimo un 0.5% de agua emulsionada en el crudo, según Ecopetrol.

#### 4. INVERSIONES

El análisis técnico de esta investigación fue elaborado en el capítulo anterior. El análisis presupuestal, tiene en cuenta los procedimientos que se llevaron a cabo donde depende de varios factores importantes donde aplica todos los costos que se estima para la instalación de nuevos equipos.

En el capítulo anterior el proceso de tratamiento de los fluidos se redujo a una cierta cantidad al problema que tenía por sus altos cortes de agua, donde se mejoraron aspectos importantes para esta investigación.

De acuerdo al departamento de ingeniería de Ecopetrol S.A del Campo Casabe, el monto en dólares por cada barril que se destina para pagar la operación y la inversión correspondiente es de aproximadamente de 5 a 8 USD/barril.

##### ✓ **Costos de materiales y otros**

Son las inversiones que se hicieron en esta investigación donde son los costos que aplica para un nuevo equipo y accesorios que contemplan para su instalación, donde será entregado como unidad completa con todos sus componentes, donde sus componentes son; tuberías de interconexión, soportes, válvulas, sistema montado sobre el patín, manuales de control, instrumentación, tablero de control entre otros accesorios que contemplan para su instalación.

También hacer énfasis en otros costos como son, costos de obra civil, costos de mantenimiento de los equipos actuales de la estación y costo del personal.

A continuación daremos los costos que tendrán la empresa con la implementación de un nuevo separador trifásico como se muestra en la siguiente tabla No.22.

**Tabla 22. Costos**

<b>EQUIPOS Y MANTENIMIENTOS</b>	<b>PRECIOS (USD)</b>
<b>Separador trifásico y obra civil</b>	555000
<b>Mantenimiento TTE</b>	45000
<b>Mantenimiento separador trifásico</b>	40000
<b>Mantenimiento bombas</b>	2000
<b>Mantenimiento del tanque</b>	6000
<b>Mantenimiento de separadores de prueba</b>	70000
<b>Eléctrico</b>	40000
<b>Costo personal</b>	200000
<b>Total instalación</b>	555000
<b>Otros costos anual</b>	350000
<b>TOTAL DE COSTOS</b>	<b>905000</b>

Fuente: Ecopetrol S.A. Modificado por el autor

✓ **Químico “demulsificante”**

Para esta secuela del nuevo separador trifásico que su gran función es disminuir en un 80 a 95% del agua libre aproximadamente, restando un 5 a 20% de agua emulsionada con el petróleo donde debe ser tratado químicamente antes del pre-ingreso al sistema de separación secundaria que es el tratador térmico electrostático.

Actualmente se está ingresando en promedio 20 GPD de químico demulsificante.

La nueva concentración del químico se calcula de la siguiente forma:

$$ppm = \frac{GDP * 1000000}{Ql * 42} \quad \text{Ec. (41)}$$

Dónde:

ppm = concentración del químico demulsificante

GPD = cantidad de químico en galones por día

Ql = caudal de liquido

Reemplazando valores:

$$ppm = \frac{20 * 1000000}{42 * 34900} = 13,644$$

Motivo por la implementación del separador trifásico instalado a la estación, el caudal de agua a tratar en el tratador es de 20% que es de la salida de los separadores.

$$GPD = \frac{13,64 * 42 * 11213,6}{1000000} = 6,426gal/dia$$

Para el 2014 verificaremos el gasto donde según Nalco los costos por cada galón de químico demulsificante es de 10,7 UDS/gal:

$$365 \text{ dias} * \frac{6,426gal}{dia} * \frac{10,7 USD}{gal} = 25097 USD/año$$

Ya para el 2015 no se tendrán en cuenta los costos de la instalación del separador trifásico solo tendríamos en cuenta los costos de mantenimiento y otros costos, donde asumiré que anualmente los costos tendrá un aumento del 3% como se verá a continuación de la tabla No.23.

**Tabla 23. Costos químicos y otros costos**

AÑO	Petróleo Actual	Agua	Fluido	Galón actual	Concen tración	Caudal gastado	Gasto de químico	Costo anual	Total de costos
	BPD	BPD	BPD	GPD	ppm	GPD	USD	USD	USD
2014								958000	958000
2015	5191,4	30870	36061	20,852	13,768	6,572	26437	415090	441527
2016	5092,8	32185	37278	21,741	13,886	6,724	27861	427543	455404
2017	4996,0	33557	38553	22,667	13,999	6,883	29376	440369	469745
2018	4901,1	34986	39888	23,633	14,107	7,050	30988	453580	484568
2019	4808,0	36477	41285	24,640	14,210	7,224	32705	467187	499893
2020	4716,6	38032	42748	25,690	14,309	7,406	34535	481203	515738
2021	4627,0	39652	44279	26,785	14,403	7,596	36486	495639	532125

AÑO	Petróleo Actual	Agua	Fluido	Galón actual	Concentración	Caudal gastado	Gasto de químico	Costo anual	Total de costos
	BPD	BPD	BPD	GPD	ppm	GPD	USD	USD	USD
2022	4539,1	41342	45881	27,926	14,492	7,795	38567	510508	549075
2023	4452,8	43104	47556	29,116	14,577	8,004	40788	525824	566611
2024	4368,2	44940	49309	30,357	14,658	8,223	43159	541598	584757
2025	4285,2	46855	51141	31,650	14,736	8,452	45691	557846	603538
2026	4203,8	48852	53056	32,999	14,809	8,692	48397	574582	622979
2027	4123,9	50934	55058	34,405	14,879	8,943	51290	591819	643109
2028	4045,6	53104	57150	35,871	14,945	9,206	54382	609574	663956
2029	3968,7	55367	59336	37,400	15,007	9,481	57690	627861	685551
2030	3893,3	57726	61619	38,994	15,067	9,770	61229	646697	707925

Fuente: el autor

El ahorro del químico es considerable con base al nuevo separador trifásico, por lo tanto el caudal ahorrado es de:

$$20,852 \text{ gal/día} - 6,572 \text{ gal/día} = 14,28 \text{ gal/día}$$

De esta manera el ingreso por ahorro de químico es de:

$$I_D = 365 * Q_D * C_D \quad \text{Ec. (42)}$$

$I_D$ : ahorro de inyección de demulsificante

$Q_D$ : caudal ahorrado

$C_D$ : costo por galón

$$I_D = 365 \text{ día} * 14,28 \text{ gal/día} * 11,02 \text{ USD/gal} = 57445 \text{ UDS}$$

Ya para los siguientes años asumiré que subirá un 3% en los costos de los químicos, a continuación veremos el ahorro significativo de cada año hasta el 2030 para el demulsificante.

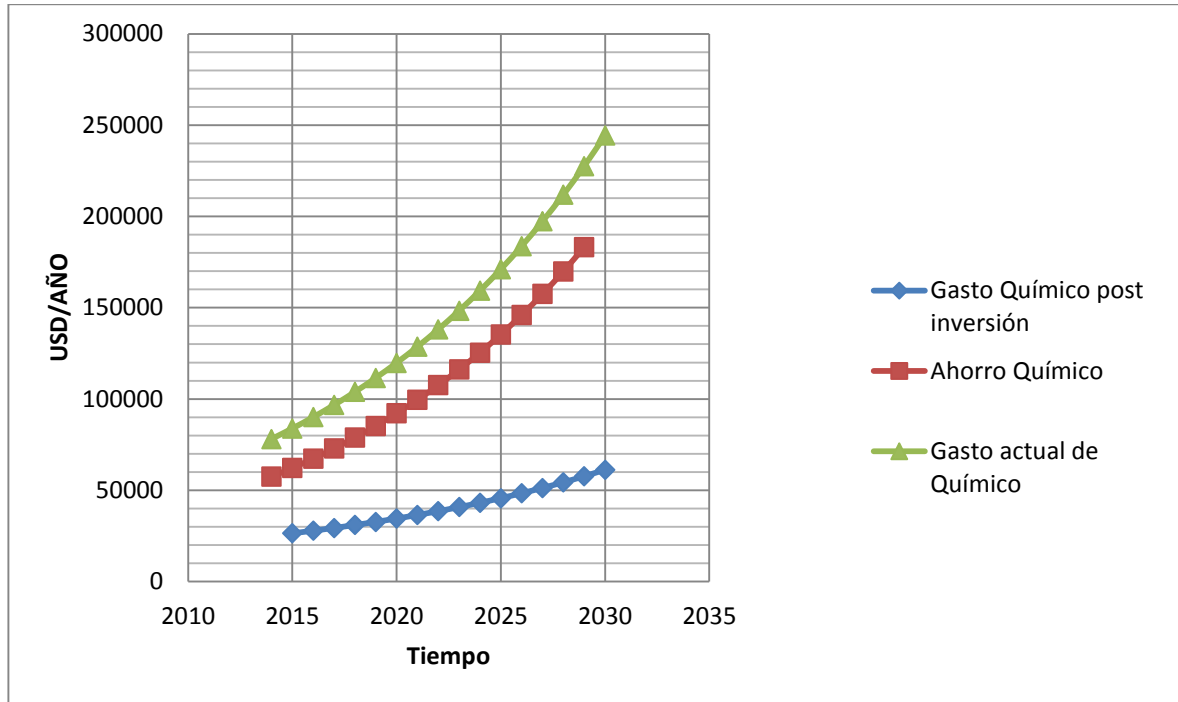
**Tabla 24. Ahorro demulsificante**

AÑO	Petróleo Actual	Agua	Fluido	Galón actual	Concen tracion	Caudal gastado	Costos químico	Caudal ahorrado	Ahorro
	BPD	BPD	BPD	GPD	ppm	GPD	USD	GPD	USD
2015	5191,4	30870	36061	20,852	13,768	6,572	11,02	14,280	57445
2016	5092,8	32185	37278	21,741	13,886	6,724	11,35	15,017	62219
2017	4996,0	33557	38553	22,667	13,999	6,883	11,69	15,784	67360
2018	4901,1	34986	39888	23,633	14,107	7,050	12,04	16,583	72895
2019	4808,0	36477	41285	24,640	14,210	7,224	12,40	17,417	78854
2020	4716,6	38032	42748	25,690	14,309	7,406	12,78	18,284	85267
2021	4627,0	39652	44279	26,785	14,403	7,596	13,16	19,189	92169
2022	4539,1	41342	45881	27,926	14,492	7,795	13,55	20,131	99594
2023	4452,8	43104	47556	29,116	14,577	8,004	13,96	21,112	107582
2024	4368,2	44940	49309	30,357	14,658	8,223	14,38	22,134	116174
2025	4285,2	46855	51141	31,650	14,736	8,452	14,81	23,199	125415
2026	4203,8	48852	53056	32,999	14,809	8,692	15,26	24,308	135352
2027	4123,9	50934	55058	34,405	14,879	8,943	15,71	25,463	146037
2028	4045,6	53104	57150	35,871	14,945	9,206	16,18	26,666	157525
2029	3968,7	55367	59336	37,400	15,007	9,481	16,67	27,919	169875
2030	3893,3	57726	61619	38,994	15,067	9,770	17,17	29,224	183152

Fuente: El autor

Para puntualizar el ahorro significativo que tiene la química después de la implementación de un nuevo equipo para la estación No.2, se toma en cuenta los valores para cada año y conocer la diferencia por medio de una tendencia grafica estimando un costo de 10,7 USD por galón del químico, y se detallara en la siguiente figura:

**Figura 38. Proyección del ahorro del químico**



Fuente: El autor

Conociendo las inversiones que se tiene anualmente, podemos conocer el gasto para cada año en la ERTC-2 del Campo Casabe por medio de la siguiente tabla, donde conoceremos el total de lo que se gasta anualmente.

**Tabla 25. Presupuesto de la ERTC-2**

AÑO	Gasto de químico	Costo anual	Egresos total de la ERTC-2
	USD	USD	MMUSD
2014		958000	0,958
2015	26436,96	415090	0,442
2016	27861,07	427543	0,455
2017	29375,92	440368,98	0,470
2018	30988,27	453580,05	0,485
2019	32705,44	467187,45	0,500
2020	34535,24	481203,08	0,516
2021	36486,10	495639,17	0,532

AÑO	Gasto de químico	Costo anual	Egresos total de la ERTC-2
	USD	USD	MMUSD
2022	38567,06	510508,34	0,549
2023	40787,83	525823,59	0,567
2024	43158,84	541598,30	0,585
2025	45691,29	557846,25	0,604
2026	48397,21	574581,64	0,623
2027	51289,51	591819,09	0,643
2028	54382,05	609573,66	0,664
2029	57689,72	627860,87	0,686
2030	61228,51	646696,69	0,708

Fuente: el autor

## 5. CONCLUSIONES

- ✓ Luego del análisis a las facilidades de superficie instaladas actualmente en la ERTC-2, se concluye que para la optimización de la operación es necesario adquirir otro separador general trifásico, ya que el que está operando actualmente presenta un alto porcentaje de BSW en la salida, un nuevo equipo permitiría optimizar la separación de los fluidos.
- ✓ Con la instalación de este nuevo separador trifásico en la estación se puede concluir que se tendrá un ahorro significativo en los costos por tratamientos químicos.
- ✓ Se comprobó con la especificación técnica realizada a los separadores bifásicos actualmente instalados, que si pueden manejar la producción de los fluidos aportada por los pozos hasta el año que se pronostica esta investigación.
- ✓ Con la implementación de dos separadores trifásicos para la separación de los fluidos, se mejora el proceso de separación proporcionando efectividad en la separación de agua y dándole menor proporción de BSW a la entrada del tratador térmico, con el fin de mejorar el tratamiento, cumpliendo con el requerimiento técnico que tiene la empresa para su bombeo.
- ✓ Con el tratador instalado actualmente se puede decir que para el año 2030 se puede considerar que puede manejar dicha cantidad de fluido y no es necesaria la instalación de tratadores auxiliares.

## 6. RECOMENDACIONES

- ✓ Se debe instalar manómetros en todas las facilidades de la estación ya que muy poco de ellos se encuentran instalados. También es necesario realizar una verificación a los contadores de agua dentro de la estación que se encuentran en deterioro y en no funcionamiento.
- ✓ Es necesario implementar un desarenador dentro de la estación ya que este es necesario debido a la cantidad de arena que se presenta al ingresar por la tubería a la estación y ocasionar muchos daños en las válvulas, cheques, taponamientos en las líneas y en las facilidades.
- ✓ Los equipos actuales llevan muchos años de vida útil, por lo que se recomienda un monitoreo constante de su funcionamiento y análisis de integridad para evitar problemas mayores a futuro.

## BIBLIOGRAFÍA

AMAYA M., AMAYA R., & LOZANO E. (2010). Casabe: Revitalización de un campo maduro, 22, 17.

ARAMBURO, D., & ALDANA, H. (2011). Investigación orientada hacia el análisis y tratamiento de aguas de formación en los pozos petroleros. (p. 10).

BENITES, V., & OLMEDO, P. (2011). Diseño de un separador de producción trifásico horizontal para el campo secoya del distrito amazónico. Escuela politécnica nacional.

BERGER, BILL, (1992) D. Petróleo moderno, un manual básico para la industria, tercera edición, (p. 578).

CALAO RUIZ, J. (2007). Caracterización Ambiental de la Industria Petrolera: Tecnologías Disponibles para la Prevención y Mitigación de Impactos Ambientales. Universidad nacional de Colombia sede Medellin.

CARRILLO ROJAS, S. P. (2007). Estudio y evaluación de las facilidades de superficie para optimizar el sistema de venteo de gas en la estación villano a de agip oil ecuador B.V. Escuela politécnica nacional.

CERUTTI, A. (2001). La refinación del petróleo Tomo I, (p. 128).

CRISTANCHO VELASCO, D., & HOYOS ROMAN, M. (2008). Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. aplicación a los fluidos del campo colorado. Universidad Industrial de Santander.

ECOPETROL S.A.

ESCAMILLA RESENDIZ, C. Modelación física de un separador.

KANICKY J. R. LÓPEZ MONTILLA, J. C. PANDEY, S. SHAN, D. O. 2001. "Surface Chemistry in the Petroleum Industry. In Handbook of Applied Surface and Colloid Chemistry" New York, USA. John Wiley & Sons.

KEN ARNOLD Y MAURICE STEWART, 2008, surface production operations, (p. 722).

KOKAL, S, (2002). SPE 77497. Crude Oil Emulsions : A State-Of-The-Art Review.

MAYORGA HUERFANO, D. (2011). Evaluacion de prácticas operacionales para reducir las fallas en tubería de producción por efecto de la inyección de agua en el campo casabe. Universidad Industrial de Santander.

NEWBERY, J. A., SOLANAS, F. E., HERRERO, F., & THIERRY, J. C. (2007). El petróleo (p. 380). Ediciones Coihue SRL.

PABON DULCEY, M. L., & QUIROGA JORDAN, E. (2008). Diseño de las facilidades de superficie para la captación y distribución del gas producido en un campo practico. Universidad Industrial de Santander.

URRESTA, J. F. (2008). Optimización de las facilidades de producción y estación de transferencia del campo cuyabeno. Universidad tecnológica equinoccial.

RIVERO, J. L. (2007). Análisis nodal y explotación de petróleo (pp. 1–337).

VALDEZ SALAS, B. (2006). Tecnología en la UABC (p. 200). UABC. Retrieved

VARGAS PATIÑO, G. E. (2011). Predicción del análisis SARA de fondos de vacío colombianos utilizando espectroscopia fotoacústica en la región del infrarrojo medio por métodos quimiométricos. Universidad Industrial de Santander.