

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA Y AGROINDUSTRIA**

### **DISEÑO DE UNA PLANTA PARA EL TRATAMIENTO DE 20 000 BARRILES DIARIOS DE AGUA DE FORMACIÓN EN UN CAMPO MADURO DEL ORIENTE ECUATORIANO**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO  
QUÍMICO**

**RAÚL LEANDRO DÁVALOS MONTEIRO**  
rdleandro90@hotmail.com

**DIRECTOR: ING. ALEXIS VILLACÍS ANDRADE**  
eialvian@gmail.com

**CO-DIRECTOR: ING. SEBASTIÁN TACO VASQUEZ PhD.**  
sebrisco@hotmail.com

**Quito, Octubre 2014**

Escuela Politécnica Nacional (2014)  
Reservados todos los derechos de reproducción

## DECLARACIÓN

Yo, Raúl Leandro Dávalos Monteiro, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la ley de Propiedad intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

---

Raúl Leandro Dávalos Monteiro

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Raúl Leandro Dávalos Monteiro, bajo nuestra supervisión.

---

Alexis Villacís Andrade

**DIRECTOR DE PROYECTO**

---

Sebastián Taco Vásquez

**CODIRECTOR DE PROYECTO**

## AGRADECIMIENTOS

Primero quiero agradecer a Dios y mi Virgencita Dolorosa por todo lo vivido en la Universidad, porque muchas veces solo la fe levanta el ánimo y reanima a la esperanza.

A mis amados padres, Fátima y Raúl por su amor, apoyo y ejemplo.

A Salo por ser una de las mejores personas que he conocido en toda mi vida, mujer ejemplar y con un futuro brillante.

A mis amigos y “compañeros de batalla” por tantas aventuras vividas, todas esas madrugadas de estudio, esas jodas inolvidables que solo con ustedes se puede tener, gracias muchachos: Juan Francisco Hidalgo “Pekas”, Mauricio Ayala “Loco Ayala”, José Navas “Pitufo”. Les dejo un fragmento del discurso de William Wallace *“Fight and you may die. Run, and you’ll live... at least a while. And dying in your beds, many years from now, would you be willin’ to trade ALL the days, from this day to that, for one chance, just one chance, to come back here and Fight”* porque nunca corrimos, nunca nos dimos por vencidos y siempre peleamos hasta el final por llegar a la meta.

A mis grupos de amigos del colegio y la Poli por toda la amistad que me han brindado siempre “Chamocentenos”, “Los Parses”, “Malacopa FC” y los “Horny Pigs”.

A los amigos de “PardalisPeople” y al mejor equipo de trabajo GPWO-ECU

A los ingenieros: Alexis Villacís, Marcelo Albuja y Sebastián Taco, por toda su ayuda y enseñanzas y principalmente por ser parte activa y de vital importancia para la ejecución de este proyecto.

## DEDICATORIA

*A Fátima y Raúl*

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

	<b>PÁGINA</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>viii</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>ix</b>
<b>1 REVISION BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>1</b>
1.1 Recuperación secundaria de petróleo	1
1.1.1 Generalidades	1
1.1.2 Fluidos de formación	3
1.1.2.1 Petróleo	3
1.1.2.2 Agua de Formación	6
1.1.3 Recuperación secundaria de petróleo en América Latina	7
1.1.4 Recuperación secundaria de petróleo en Ecuador	8
1.2 Procesos de tratamiento de agua de formación	9
1.2.1 Contaminantes del agua de formación	9
1.2.1.1 Cloruros	9
1.2.1.2 Sólidos	10
1.2.1.3 Metales	10
1.2.1.4 Petróleo residual	11
1.2.1.5 Sulfuros y sulfatos	11
1.2.2 Proceso de desnatado de petróleo	12
1.2.2.1 Separación gravitatoria	12
1.2.2.2 Dispersión y coalescencia	15
1.2.2.3 Tanque skimmer	15
1.2.3 Proceso de sedimentación de química	17
1.2.3.1 Sedimentación	18
1.2.3.2 Coagulación	19
1.2.3.3 Floculación	20
1.2.3.4 Tanques sedimentadores	21
1.2.3.5 Sedimentación discontinua	24
1.2.3.6 Diseño de tanques sedimentadores	26
<b>2 PARTE EXPERIMENTAL</b>	<b>29</b>
2.1 Caracterización del agua de formación	29
2.2 Diseño del proceso de desnatado de petróleo y dimensionamiento del tanque skimmer	30
2.2.1 Pruebas experimentales de separación gravitatoria	30
2.2.2 Determinación del tamaño promedio de la gota de aceite	32
2.3 Diseño del proceso de sedimentación y dimensionamiento del tanque sedimentador	33
2.3.1 Determinación de la concentración de coagulante y floculante mediante prueba de jarras	33

2.3.2	Ensayos de sedimentación química	35
2.4	Diseño de la planta de tratamiento de agua de formación	36
2.5	Evaluación económica del proyecto	37
<b>3</b>	<b>RESULTADOS Y DISCUSIÓN</b>	<b>38</b>
3.1	Caracterización del agua de formación	38
3.1.1	Caudal de diseño	43
3.2	Diseño del proceso de desnatado de petróleo	44
3.2.1	Tiempo de separación de la fase oleosa en el agua de formación	45
3.2.1.1	Resultados del proceso de desnatado de petróleo en remoción de aceites y grasas con el tiempo de residencia promedio de 0,22 horas	48
3.2.1.2	Influencia de la temperatura en la separación de fases oleosa y acuosa	49
3.2.2	Determinación del diámetro promedio de la gota de aceite	50
3.2.3	Dimensionamiento del tanque skimmer	53
3.3	Diseño del proceso de sedimentación química	54
3.3.1	Prueba de jarras	55
3.3.1.1	Selección de compuestos químicos coagulante y floculante	55
3.3.1.2	Concentración de resina tánica	59
3.3.1.3	Concentración de emulsión de látex	61
3.3.2	Ensayo de sedimentación	63
3.3.2.1	Resultados de remoción de sólidos suspendidos en el agua de formación	67
3.3.3	Dimensionamiento del sedimentador	68
3.4	Diseño de la planta de tratamiento de agua de formación	70
3.4.1	Ubicación geográfica	71
3.4.2	Condiciones meteorológicas	71
3.4.3	Balances de masa	72
3.4.4	Diagramas de proceso	74
3.4.4.1	Diagrama BFD y PFD	74
3.4.4.2	Simbología utilizada en el diagrama PFD	75
3.4.5	Selección del tanque pulmón	76
3.4.6	Dimensionamiento de tuberías y selección de bombas	76
3.4.6.1	Tuberías	76
3.4.6.2	Bombas	79
3.4.7	Diagrama de instrumentación y tuberías	79
3.4.6.1	Código de colores para el transporte de fluidos en tuberías	80
3.4.8	Filosofía de operación de la planta de tratamiento de agua de formación	80
3.4.9	Distribución de la planta de tratamiento de agua de formación	81

3.5	Evaluación económica.	82
3.5.1	Costos de inversión	82
3.5.2	Costos de operación	84
3.5.3	Evaluación	85
<b>4</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>86</b>
4.1	Conclusiones	86
4.2	Recomendaciones	88
	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>89</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>94</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

	<b>PÁGINA</b>
<b>Tabla 2.1</b>	Valores límites permisibles para descargas líquidas de operaciones hidrocarburíferas del RAOHE 29
<b>Tabla 3.1</b>	Caracterización físico-química del agua de formación del campo obtenida del análisis de la muestra A 39
<b>Tabla 3.2</b>	Propiedades físicas del agua de formación necesarias para el diseño de equipos y tuberías obtenidas del análisis de la muestra A 39
<b>Tabla 3.3</b>	Caracterización físico-química del agua de formación del campo obtenida del análisis de la muestra B 40
<b>Tabla 3.4</b>	Propiedades físicas del agua de formación necesarias para el diseño de equipos y tuberías obtenidas del análisis de la muestra B 40
<b>Tabla 3.5</b>	Caracterización físico-química del agua de formación del campo obtenida del análisis de la muestra C 41
<b>Tabla 3.6</b>	Propiedades físicas del agua de formación necesarias para el diseño de equipos y tuberías obtenidas del análisis de la muestra C 41
<b>Tabla 3.7</b>	Resultados de separación gravitatoria aceite-agua 46
<b>Tabla 3.8</b>	Reclasificación de gotas por tamaño 51
<b>Tabla 3.9</b>	Variables de diseño para el dimensionamiento del tanque skimmer 53
<b>Tabla 3.10</b>	Dimensiones del tanque skimmer 54
<b>Tabla 3.11</b>	Resultados del sulfato de aluminio como coagulante 56
<b>Tabla 3.12</b>	Resultados de la resina tánica como coagulante 56
<b>Tabla 3.13</b>	Resultados de la poliacrilamida como floculante 57
<b>Tabla 3.14</b>	Resultados de la emulsión de látex como floculante 58
<b>Tabla 3.15</b>	Características físico-químicas de la resina tánica 59
<b>Tabla 3.16</b>	Resultados de los ensayos de prueba de jarras con resina tánica 60
<b>Tabla 3.17</b>	Propiedades físico-químicas de la emulsión de látex 61
<b>Tabla 3.18</b>	Resultados de los ensayos de prueba de jarras con emulsión de látex 62

<b>Tabla 3.19</b>	Datos de altura de la interfaz de líquido clarificado versus el tiempo	64
<b>Tabla 3.20</b>	Variables de diseño para el dimensionamiento del sedimentador	69
<b>Tabla 3.21</b>	Dimensiones del sedimentador	69
<b>Tabla 3.22</b>	Condiciones ambientales y meteorológicas de la zona de ubicación de la planta de tratamiento de agua de formación	71
<b>Tabla 3.23</b>	Balance de masa por corrientes desde la entrada del agua a la planta hasta la salida del tanque skimmer	72
<b>Tabla 3.24</b>	Balance de masa por corrientes desde la entrada del agua al sedimentador hasta la salida de la planta de tratamiento	72
<b>Tabla 3.25</b>	Simbología utilizada en el diagrama PFD	75
<b>Tabla 3.26</b>	Nomenclatura de equipos en el diagrama PFD	75
<b>Tabla 3.27</b>	Dimensiones del tanque pulmón	76
<b>Tabla 3.28</b>	Detalle de las tuberías de la planta de tratamiento de agua de formación	77
<b>Tabla 3.29</b>	Detalle de accesorios de las tuberías de la planta de tratamiento de agua de formación	78
<b>Tabla 3.30</b>	Detalle de bombas de la planta de tratamiento de agua de formación	79
<b>Tabla 3.31</b>	Código de colores para el transporte de fluidos en tuberías	80
<b>Tabla 3.32</b>	Detalle de costos de inversión en equipos, accesorios y tuberías	83
<b>Tabla 3.33</b>	Detalle de costos de obras civiles	83
<b>Tabla 3.34</b>	Compendio total de costos de inversión	83
<b>Tabla 3.35</b>	Detalle de costos de tratamiento	84
<b>Tabla 3.36</b>	Detalle de costos administrativos	84
<b>Tabla 3.37</b>	Detalle de costos de mantenimiento	85
<b>Tabla 3.38</b>	Compendio de costos de operación anuales	85
<b>Tabla AI.1</b>	Tabla 4a del RAOHE	95
<b>Tabla AIV.1</b>	Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 1	113

<b>Tabla AIV.2</b>	Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 2	113
<b>Tabla AIV.3</b>	Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 3	114
<b>Tabla AIV.4</b>	Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 4	114
<b>Tabla AIV.5</b>	Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 5	115
<b>Tabla AIV.6</b>	Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 6	115
<b>Tabla AIV.7</b>	Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 7	116
<b>Tabla AIV.8</b>	Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 8	116
<b>Tabla AIV.9</b>	Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 9	117
<b>Tabla AIV.10</b>	Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 10	117
<b>Tabla AIV.11</b>	Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 11	118
<b>Tabla AIV.12</b>	Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 12	118
<b>Tabla AIV.13</b>	Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 13	119
<b>Tabla AIV.14</b>	Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 14	119
<b>Tabla AIV.15</b>	Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 15	120
<b>Tabla AIV.16</b>	Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 16	120
<b>Tabla AIV.17</b>	Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 17	121

<b>Tabla AIV.18</b> Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 18	121
<b>Tabla AIV.19</b> Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 19	122
<b>Tabla AIV.20</b> Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 20	122
<b>Tabla AV.1</b> Variables de diseño del tanque skimmer	123
<b>Tabla AVII.1</b> Datos obtenidos experimentalmente en ensayos de sedimentación	126
<b>Tabla AIX.1</b> Detalle del sistema de control del tanque skimmer	145
<b>Tabla AIX.2</b> Detalle del sistema de control del Sedimentador	147
<b>Tabla AIX.3</b> Detalle del sistema de control del tanque pulmón	148

## ÍNDICE DE FIGURAS

	<b>PÁGINA</b>
<b>Figura 1.1</b> Sistema de recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua	2
<b>Figura 1.2</b> Incremental de producción de petróleo mediante recuperación secundaria por inyección de agua.	3
<b>Figura 1.3</b> Diferencia de colores en el petróleo	4
<b>Figura 1.4</b> Medición de gravedad API con el uso de un hidrómetro flotante	5
<b>Figura 1.5</b> Esquema de un yacimiento petrolífero	7
<b>Figura 1.6</b> Diagrama de fuerzas que actúan en una partícula esférica en un fluido	13
<b>Figura 1.7</b> Proceso de coalescencia de gotas de aceite en un medio acuoso	15
<b>Figura 1.8</b> Esquema de un tanque skimmer horizontal	16
<b>Figura 1.9</b> Esquema de un tanque skimmer vertical	17
<b>Figura 1.10</b> Esquema de sedimentación	18
<b>Figura 1.11</b> Proceso de coagulación de partículas en el agua	20
<b>Figura 1.12</b> Proceso de floculación de partículas con adición de un floculante polimérico	21
<b>Figura 1.13</b> Tanque de sedimentación rectangular	22
<b>Figura 1.14</b> Tanque de sedimentación circular	23
<b>Figura 1.15</b> Progresión de la sedimentación discontinua	25
<b>Figura 1.16</b> Curva de asentamiento de sólidos de un ensayo de sedimentación	26
<b>Figura 2.1</b> Embudos de separación de 1000 ml Glassco	31
<b>Figura 2.2</b> Microscópio óptico	32
<b>Figura 2.3</b> Equipo de prueba de jarras	34
<b>Figura 2.4</b> Equipo de prueba de jarras en operación	35

<b>Figura 3.1</b>	Muestras de agua de formación	38
<b>Figura 3.2</b>	Pronóstico de producción de petróleo y agua de formación	44
<b>Figura 3.3</b>	Visualización de la fase oleosa y acuosa en un embudo de separación	45
<b>Figura 3.4</b>	Remoción de aceites y grasa en el proceso de desnatado de petróleo con tiempo de residencia de 0.22 hrs	49
<b>Figura 3.5</b>	Influencia de la temperatura en la separación gravitacional de la fase oleosa de la acuosa	50
<b>Figura 3.6</b>	Distribución del diámetro de la gota de aceite en función al número de gotas medidas	51
<b>Figura 3.7</b>	Distribución gaussiana del diámetro de la gota de aceite	52
<b>Figura 3.8</b>	Dosis idónea de resina tánica	60
<b>Figura 3.9</b>	Dosis idónea de emulsión de látex	62
<b>Figura 3.10</b>	Flóculos formados en agua de formación con 4 mg/L de resina tánica y 6 mg/L de emulsión de látex	63
<b>Figura 3.11</b>	Curva de asentamiento de sólidos del agua de formación del campo	65
<b>Figura 3.12</b>	Método gráfico para la obtención de parámetros de diseño de un sedimentador	66
<b>Figura 3.13</b>	Resultados del tratamiento de sedimentación química en la remoción de sólidos suspendidos	68
<b>Figura 3.14</b>	División cantonal de la provincia de Sucumbíos	71
<b>Figura 3.15</b>	Nomenclatura para identificación de tuberías	77
<b>Figura 3.16</b>	Imagen satelital de la estación de producción y el área destinada a la planta de tratamiento de agua de formación	82
<b>Figura AVI.1</b>	Curva de asentamiento de sólidos	127
<b>Figura AVI.2</b>	Método gráfico para la obtención de parámetros de diseño de un sedimentador	129
<b>Figura AVII.1</b>	Diagrama de bloques de la entrada de agua de formación al proceso de desnatado	132
<b>Figura AVII.2</b>	Diagrama de Bloques del proceso de sedimentación	134

<b>Figura AVII.3</b>	Diagrama de Bloques del proceso del tanque pulmón	136
<b>Figura AIX.1</b>	Diagrama BFD de la planta de tratamiento de agua de formación	140
<b>Figura AIX.2</b>	Diagrama PFD de la planta de tratamiento de agua de formación	141
<b>Figura AIX.3</b>	Diagrama P&ID de la planta de tratamiento de agua de formación	142
<b>Figura AIX.1</b>	Diagrama layout de la planta de tratamiento de agua de formación	143
<b>Figura AIX.1</b>	Sistema de control del tanque skimmer	145
<b>Figura AIX.2</b>	Sistema de control del sedimentador	146
<b>Figura AIX.3</b>	Sistema de control del tanque pulmón	148

## ÍNDICE DE ANEXOS

	<b>PÁGINA</b>
<b>ANEXO I</b> Valores límites permisibles para agua y descargas líquidas en la exploración industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos	95
<b>ANEXO II</b> Procedimientos de laboratorio para caracterizar efluentes líquidos	96
<b>ANEXO III</b> Norma ASTM D2035-13 Standard Practice for Coagulation-Flocculation Jar Test of Water	110
<b>ANEXO IV</b> Resultados de la medición del diámetro de la gota de aceite de cada ensayo realizado con microscopía óptica	113
<b>ANEXO V</b> Cálculos de diseño del tanque skimmer	123
<b>ANEXO VI</b> Construcción de la curva de asentamiento de sólidos y cálculos de diseño del sedimentador	126
<b>ANEXO VII</b> Balance de masa	132
<b>ANEXO VIII</b> Diseño de tuberías	137
<b>ANEXO IX</b> Diagramas de Proceso	139
<b>ANEXO X</b> Filosofía de control	144
<b>ANEXO XI</b> Catálogo de Bombas	149

## RESUMEN

El presente proyecto tuvo como objetivo el diseño de una planta para el tratamiento de 20 000 barriles diarios de agua de formación en un campo maduro del oriente ecuatoriano, con el fin de obtener un efluente apto para recuperación secundaria de petróleo. Se diseñaron dos procesos de tratamiento, el desnatado de petróleo y la sedimentación química, en ambos casos se desarrolló ensayos experimentales para obtener las características de cada proceso. En el desnatado de petróleo se obtuvo experimentalmente un tiempo de 0.22 horas para la separación de la fase oleosa de la acuosa. El tamaño promedio de la gota de aceite en el agua de formación fue 300 micrones, valor promedio obtenido mediante distribución Gaussiana. Con estos dos parámetros y el caudal de diseño se dimensionó un tanque skimmer de 28 m<sup>3</sup>. El proceso de sedimentación química fue diseñado mediante la adición de compuestos coagulante y floculante; los seleccionados mediante prueba de jarras fueron resina tánica como coagulante y emulsión de látex como floculante, en concentraciones de 4 mg/L y 6 mg/L respectivamente. El dimensionamiento del equipo sedimentador se realizó con base en la curva de asentamiento de sólidos, esta curva fue obtenida de ensayos experimentales de sedimentación. El sedimentador dimensionado tiene 155 m<sup>3</sup> de capacidad, con 1,20 horas de tiempo de residencia en el mismo. Los procesos diseñados removieron el 96% de petróleo residual y el 98% de los sólidos suspendidos presentes en el agua de formación.

Se diseñó la planta de tratamiento con base en los balances de masa de cada proceso, se realizó el diseño de tuberías de transporte de fluidos de toda la planta y se dimensionó un tanque pulmón de 85 m<sup>3</sup> de capacidad. Se propuso una filosofía de control automático de procesos, se realizaron los diagramas BFD, PFD, P&ID y el diagrama de distribución en planta.

El costo a invertir para la compra de equipos y construcción de la planta de tratamiento es de 678 065,34 USD. El costo operativo para el tratamiento de 20 000 barriles diarios de agua de formación será de 376,56 USD.

## INTRODUCCIÓN

Una de las principales características de un campo maduro es el alto porcentaje de producción de agua con respecto al petróleo producido. Estos campos aportan con un 70% a la producción mundial de crudo. Con las tendencias actuales de precios altos y demanda creciente es viable económicamente invertir en estos campos con el fin de aumentar la tasa de recobro de crudo y ampliar su vida útil (Gil y Chamorro, 2009, p.1).

Dentro de las diferentes alternativas tecnológicas que se pueden implementar para recobrar la producción se encuentra la recuperación secundaria, método que consiste en reinyectar agua en formaciones productoras con el fin de barrer el petróleo e incrementar la presión del reservorio (Valencia, 2012, p. 2).

El fluido para reinyección es agua de formación obtenida de los procesos de deshidratación de crudo en las estaciones de producción. El agua a reinyectar para ser utilizada en recuperación secundaria debe cumplir con las siguientes características: 20 mg/L de sólidos suspendidos y menos de 15 mg/L de crudo residual. Por lo tanto, es imperativo diseñar un proceso de tratamiento en el cual las condiciones de salida del agua sean idóneas para su posterior reinyección (Kenneth, 2006, p.155, 156).

Una de las principales características del agua de formación es el alto contenido de contaminantes, que en su mayoría corresponden a moléculas de hidrocarburos, metales pesados, químicos utilizados en la deshidratación, sólidos disueltos y sólidos en suspensión. Los sólidos disueltos y en suspensión deben ser disminuidos mediante procesos que involucren tratamientos fisicoquímicos para la clarificación del efluente, con el fin de evitar que los sólidos taponen la garganta poral del reservorio al ser reinyectados como parte del agua de formación (Patton, 1996, p.98).

El presente trabajo propone el diseño de una planta para el tratamiento veinte mil barriles diarios de agua de formación con el fin de obtener un efluente apto para

recuperación secundaria de petróleo en un campo maduro del oriente ecuatoriano.

En el Ecuador la mayoría del agua de formación producida en los campos petroleros no es tratada ni reutilizada para recuperación secundaria, únicamente se inyecta como desecho en formaciones receptoras carentes de hidrocarburos, pero, mediante la implementación de plantas de tratamiento de agua de formación que produzcan agua con calidad para recuperación secundaria, la producción de petróleo en los campos maduros del Ecuador aumentará, generando beneficios en la economía del país.

# **1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA**

## **1.1 RECUPERACIÓN SECUNDARIA DEL PETRÓLEO**

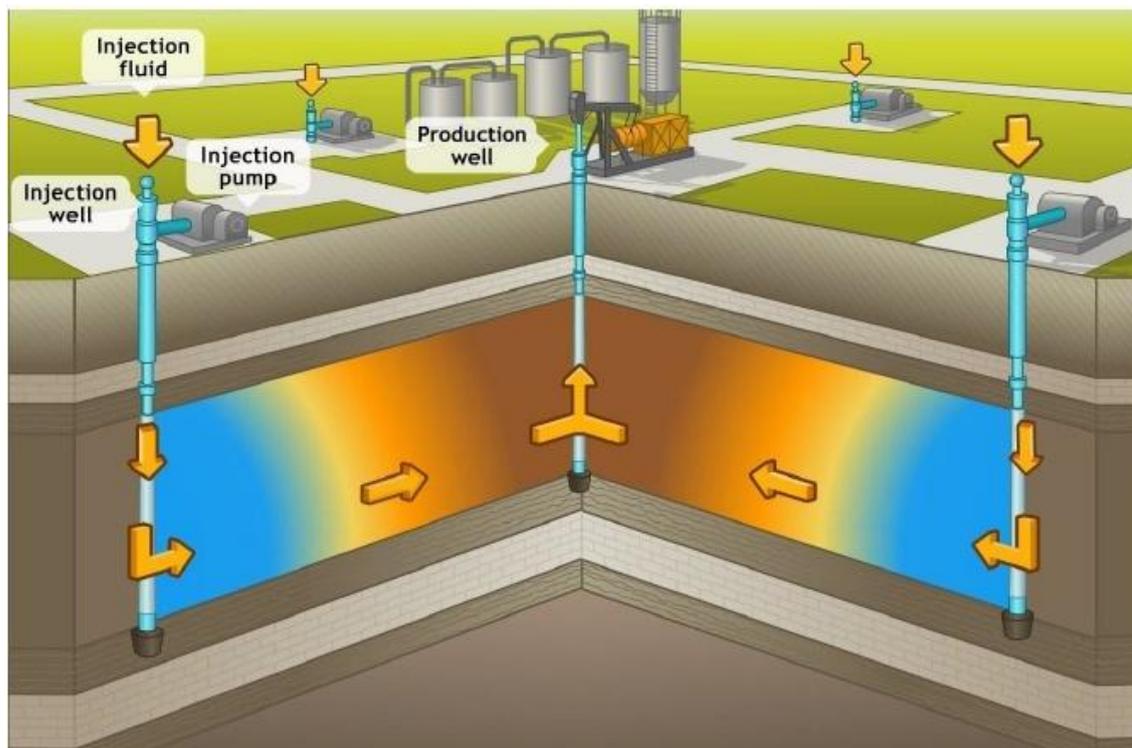
### **1.1.1 GENERALIDADES**

El objetivo general de una compañía operadora de un campo petrolero es lograr la obtención de hidrocarburos mediante la perforación de pozos productores en un yacimiento petrolífero. La primera etapa de esta producción es conocida como recuperación primaria, en la cual la presión del yacimiento es suficiente para que el pozo produzca fluidos de formación con flujo natural.

Como parte de la recuperación primaria se encuentran los sistemas de levantamiento artificial que mediante dispositivos mecánicos y eléctricos, aumentan el flujo de fluidos de formación hacia la superficie (Valencia, 2012, p. 1). Con el paso del tiempo la producción de los yacimientos petrolíferos declina por consecuencia de la pérdida de presión del mismo y el negocio de extracción de hidrocarburos se vuelve poco rentable.

Una de las alternativas más efectivas para recobrar la producción de un campo petrolero es la recuperación secundaria, este método de recobro se fundamenta en inyectar un fluido en las formaciones productoras con el fin de incrementar la presión del yacimiento (Gil y Chamorro, 2009, p.1).

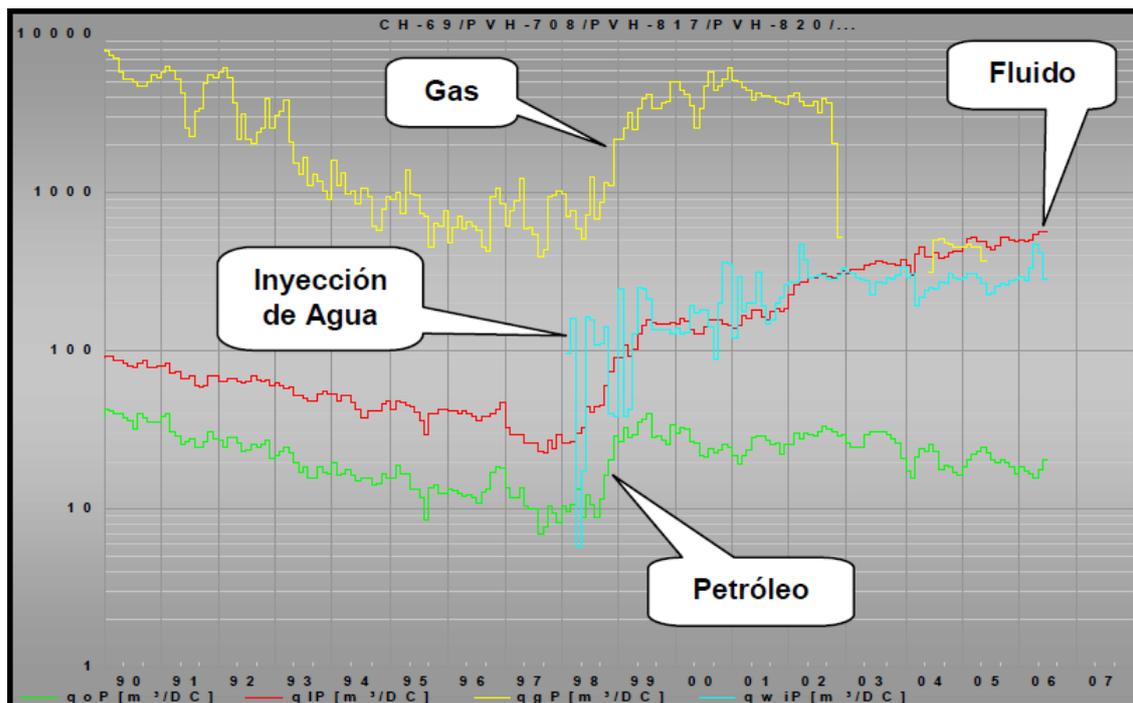
En la Figura 1.1 se presenta una ilustración del sistema de recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua. El agua es inyectada mediante un pozo inyector y esta al llegar al yacimiento desplaza el petróleo hacia los pozos productores.



**Figura 1.1.** Sistema de recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua.  
(Valencia, 2012, p. 1)

Según Salager (2005) el método de recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua permite aumentar la tasa de recobro de hidrocarburos de 25 a 30% del total existente en el yacimiento, estos valores dependen de las características de cada reservorio (Salager, 2005, p. 3).

En la Figura 1.2 se observa el beneficio del proceso de recuperación secundaria mediante la inyección de agua. Se distingue el declive de la producción de petróleo (curva verde) hasta que se lleva a cabo la inyección de agua (curva celeste), el agua inyectada desplaza al petróleo y genera presión en el yacimiento, lo cual hace que aumente la producción de petróleo (curva verde) y gas (curva amarilla).



**Figura 1.2.** Incremental de producción de petróleo mediante recuperación secundaria por inyección de agua.  
(PAE, 2007, p. 755)

## 1.1.2 FLUIDOS DE FORMACIÓN

En un yacimiento petrolífero antes de comenzar su explotación, se encuentran dos fases como mínimo, estas fases son petróleo y agua. Es probable que pueda coexistir también una tercera fase, la fase gaseosa, que generalmente está compuesta por hidrocarburos livianos, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno. Al conjunto de estas fases se le conoce como fluidos de formación (Bidner, 2001, pp. 33-34). En la figura 1.5 se observa un yacimiento que incluye a todos los fluidos de formación.

### 1.1.2.1 Petróleo

El petróleo es una mezcla compleja no homogénea de hidrocarburos parafínicos ( $C_nH_{2n+2}$ ), nafténicos ( $C_nH_{2n}$ ), aromáticos ( $C_nH_{2n-6}$ ) y puede contener en menores porcentajes: azufre, nitrógeno, oxígeno y metales (Bidner, 2001, p. 33).

El color del petróleo puede variar de acuerdo a sus composiciones por lo general un color más oscuro puede reflejar un petróleo de alta densidad y un color más claro puede revelar un petróleo liviano, a continuación en la figura 1.3 se observa crudos de diferente color.

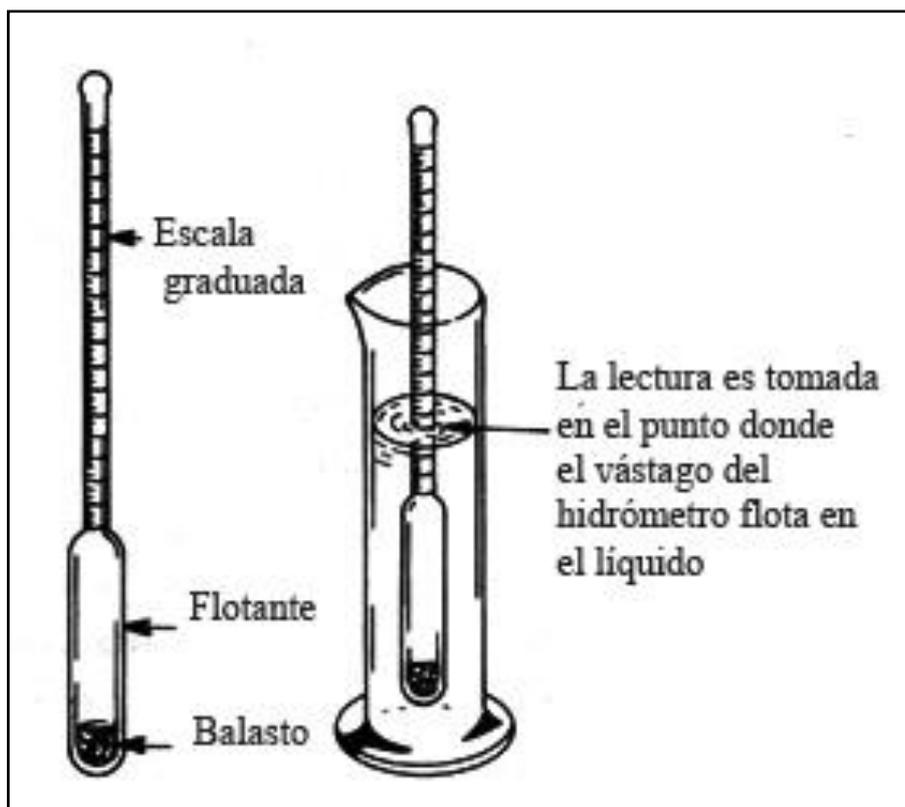


**Figura 1.3.** Diferencia de colores en el petróleo.  
(PAE, 2007, p. 752)

Esta mezcla compleja se formó de la transformación de materia orgánica proveniente del zooplancton y algas en lechos marinos someros, con el transcurso del tiempo la materia orgánica fue cubierta por grandes cantidades de sedimentos; los sedimentos se apilaron y sometieron a la materia orgánica a elevadas condiciones de presión y temperatura, y, en conjunto con la acción de bacterias anaerobias durante el transcurso de millones de años formaron el petróleo.

El petróleo se puede caracterizar de diferente maneras, las más comunes son: la caracterización química en la cual se miden las fracciones parafínicas desde C1 hasta C5 y la caracterización física mediante la medición de la gravedad API

(American Petroleum Institute), este parámetro se mide con un hidrómetro flotante (se observa en la figura 1.4) y se relaciona con la densidad del petróleo relativa al agua a 60 °F y 1 atm. Los resultados de la caracterización reflejan la calidad de cada petróleo y a la par estiman su precio en el mercado internacional (Bidner, 2001, pp. 33-34).



**Figura 1.4.** Medición de gravedad API con el uso de un hidrómetro flotante  
(Cole, Mody, & Pace, 1981, p. 5)

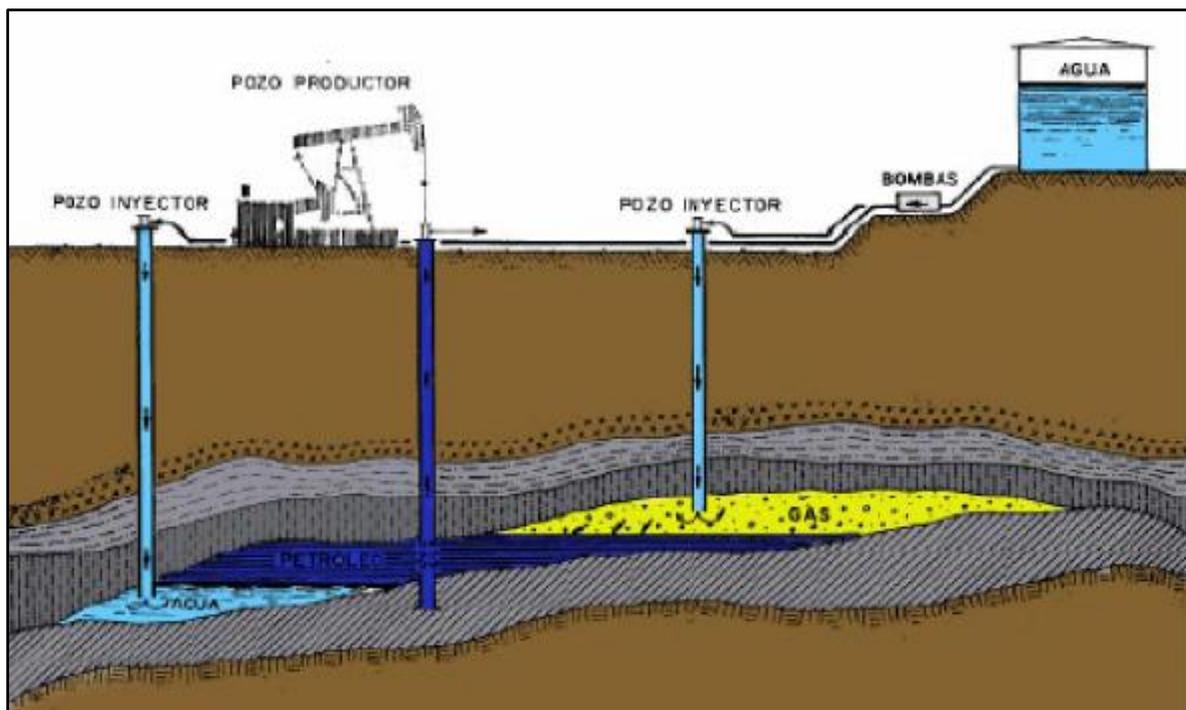
El petróleo hoy en día es la fuente de energía más comercializada y utilizada en el mundo, la gran cantidad de aplicaciones que tienen sus derivados han hecho que la demanda de petróleo aumente y por consiguiente los precios en el mercado internacional permanezcan altos.

### 1.1.2.2 Agua de formación

El producto de mayores proporciones en la industria de extracción de petróleo y gas durante la explotación de un campo petrolero es el agua. Este fluido es conocido como agua de formación o agua producida. Se caracteriza por el gran contenido de sales, metales pesados, hidrocarburos y sólidos que presenta en su composición.

Según la estadística de la Asociación de empresas de petróleo y gas natural de Latinoamérica y el Caribe (ARPEL), el agua de formación alcanza en promedio seis veces más volumen que el petróleo producido. (ARPEL, 2009, pp. 1-2)

El agua de formación producida en un campo petrolero tiene dos destinos para su disposición final, el primero es la inyección como desecho en formaciones receptoras carentes de hidrocarburos, recursos geotérmicos e hídricos. En el Ecuador la operadora del campo debe poseer un estudio de impacto ambiental avalado por el Ministerio del Ambiente en donde conste que la formación receptora está separada por estratos impermeables para asegurar que no exista filtración a formaciones de agua dulce (RAOHE, 2007, p. 11). El segundo destino es la inyección del agua de formación como fluido de recuperación secundaria de petróleo, para lograr este objetivo es imperioso someter al agua a diferentes procesos de tratamiento que den como resultado la disminución de aceite residual y sólidos, con el fin de evitar el daño de la formación productora y el taponamiento de la garganta poral del reservorio (Paris de Ferrer, 2001, pp. 11,12).



**Figura 1.5.** Esquema de un yacimiento petrolífero.  
(PAE, 2007, p. 754)

### 1.1.3 RECUPERACIÓN SECUNDARIA DE PETRÓLEO EN AMÉRICA LATINA

La recuperación secundaria de petróleo por medio de la inyección de agua, es en la actualidad el método de recobro de producción más importante y reconocido a nivel mundial. Esta técnica es utilizada en la mayoría de los países productores de petróleo para revertir la declinación natural de los campos petroleros.

La recuperación secundaria es una técnica utilizada por muchos países de América Latina entre los mas importante se puede citar a México, Argentina y Venezuela.

México en 1951 realizó su primer proyecto de recuperación en el cual inyectó agua en el campo Pozo Rica y logró alcanzar una producción de petróleo de 149 000 barriles por día y así lo mantuvo hasta los años 90. En el 2000 se realizó la inyección de nitrógeno en el pozo Cantarell; del 2004-2006 se reorganizó el proyecto integral de recuperación secundaria y se logró una producción máxima

de 156 000 barriles; en el 2006 se planteó la inyección de dióxido de carbono en Sitio Grande y en el 2008 se inició la inyección de nitrógeno.

En Argentina la recuperación secundaria se ha convertido en la clave de la producción petrolera, las estadísticas indican que en la actualidad aproximadamente el 40% de la producción total de país proviene de la recuperación secundaria y en un futuro cercano se alcanzará el 60% llevando a ésta técnica a ser la más importante para la producción total de petróleo según lo mencionó (José M, 2006, p.1).

Por otra parte Venezuela atraviesa una gran controversia ya que destina cerca del 66% de los 7 000 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, que produce, para la recuperación secundaria (Aníbal R, p.1). Consecuencia de esto, el país no está dejando suficiente gas para cubrir las demandas siderúrgicas, termoeléctricas y de refinación. Por otra parte este problema impide que el gobierno pueda reemplazar el uso de diesel como fuente de energía. Intevep, la rama de investigación y desarrollo de PDVSA, se encuentra investigando maneras de reducir el uso de gas natural en la recuperación secundaria de crudo, mediante el uso de tecnologías alternativas de producción basadas en solventes, vapor y procesos mecánicos de reinyección de agua tratada.

#### **1.1.4 RECUPERACIÓN SECUNDARIA DE PETRÓLEO EN EL ECUADOR**

En el Ecuador se han desarrollado proyectos piloto de inyección de agua para recuperación secundaria en los campos Shushufindi, Sacha y Auca sin proporcionarse los resultados técnicos esperados. (Cisneros & Enriquez, 2006, pp. 1-3)

A partir del 2012, el gobierno de la República del Ecuador, conjuntamente con la empresa estatal petrolera Petroecuador EP firmaron la concesión de contratos para la optimización de campos maduros. Los campos en cuestión son el campo Libertador y el campo Shushufindi.

Las compañías privadas fueron contratadas bajo la figura de prestación de servicios integrados e implementarán técnicas de recuperación secundaria para mejorar la producción, bajo su propio riesgo de inversión.

Hoy en día, se conoce que el incremental de producción en los campos maduros Libertador y Shushufindi es de alrededor de 6 000 y 36 000 barriles de petróleo por día respectivamente. Esto ha generado que en el 2014 se liciten seis nuevos proyectos de optimización de producción en campos operados por la estatal Petroamazonas EP.

## **1.2 PROCESOS DE TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN**

### **1.2.1 CONTAMINANTES DEL AGUA DE FORMACIÓN**

El agua tiene la capacidad de disolver la mayoría de los compuestos inorgánicos, de ahí su nombre de solvente universal, las sales y compuestos inorgánicos presentes en el subsuelo fueron disueltos por el agua de formación durante el transcurso de millones de años, estos compuestos y la asociación con el petróleo cargaron el agua de contaminantes, que hoy en día son la principal causa de problemas de corrosión, incrustaciones y contaminación ambiental. (ARPEL, 2009, pp. 17-18)

#### **1.2.1.1 Cloruros**

Los cloruros son compuestos de carácter aniónico, sales no metálicas de cloro, catalogados como el mayor contaminante del agua de formación proveniente de yacimientos petrolíferos, la concentración de cloruros puede variar desde menos de 10 000 mg/L hasta más de 200 000 mg/L. Se los cuantifica mediante el método argentométrico (APHA, 1998, pp.682-687).

El problema principal con los cloruros es la alta tendencia corrosiva que afecta a tuberías de transporte y equipos en superficie, cabe mencionar que la corrosión en las instalaciones de separación de petróleo y agua ha sido y es, un tema controversial en la industria petrolera que aún no ha sido mitigado por completo. En mundo de las operaciones hidrocarburíferas a la concentración de cloruros se conoce como salinidad y es un parámetro para verificar que el fluido viene de una determinada formación.

### **1.2.1.2 Sólidos**

Los sólidos en el agua de formación son compuestos contaminantes que se generan por el contacto del agua con varias formaciones rocosas, una parte de estos sólidos se disuelven y la otra queda en suspensión.

Para la cuantificación de sólidos se les divide en dos segmentos, los sólidos totales y los sólidos suspendidos.

Los sólidos totales se definen como el producto resultante de la evaporación y secado de la muestra de agua en una estufa o mufla a 103-105°C. Los sólidos totales incluyen disueltos y suspendidos (APHA, 1998, pp. 245-257).

Los sólidos suspendidos se definen como la cantidad de sólidos que pueden separarse por filtrado en un volumen específico y posteriormente secado en una estufa o mufla a 103-105°C. En aguas de formación se utilizan filtros de 45 micras (APHA, 1998, pp. 245-257; ARPEL, 2009, pp. 14-15).

### **1.2.1.3 Metales**

Los metales son elementos químicos distinguidos por sus propiedades para la transferencia de calor por conducción y en el transporte de electricidad, poseen

densidades altas y la mayoría se encuentra en estado sólido a condiciones ambientales (25 °C y 1 atm).

Los metales más comunes del agua de formación de yacimientos petrolíferos son el hierro, sodio, bario, cromo, plomo y vanadio. Estos elementos químicos se encuentran disueltos en el agua de formación y son altamente tóxicos para la vida y el medio ambiente (Palomino & Rivera, 2008, pp. 31-32).

#### **1.2.1.4 Petróleo residual**

Es el remanente del petróleo que permanece en el agua de formación después de las etapas de separación y deshidratación agua-petróleo. Se cuantifica a este contaminante mediante el método de extracción Soxhlet con solventes afines al petróleo. Este término de petróleo residual es conocido en la industria petrolera como aceite residual y se lo mide en mg/L ó en partes por millón ppm (APHA, 1998, pp. 243-244).

El petróleo residual conlleva problemas operativos en los equipos de superficie e inyección y a la vez aporta altos grados de toxicidad en el agua que afectan a la vida y el medio ambiente (ARPEL, 2009, pp. 14-16)

La cantidad de este contaminante en el agua de formación depende íntegramente de la eficiencia del proceso de previo de separación gravitacional de petróleo-agua.

#### **1.2.1.5 Sulfuros y sulfatos**

Los sulfuros y sulfatos son compuestos químicos derivados del azufre presentes en el agua de formación, tienen como característica ser el medio principal para la existencia de bacterias sulfo-reductoras generadoras de H<sub>2</sub>S. Estos compuestos como parte del agua de formación crean problemas de corrosión en tuberías y

equipos de superficie y son tóxicos para la vida y el medio ambiente (ARPEL, 2009, pp. 14-16).

## **1.2.2 PROCESO DE DESNATADO DE PETRÓLEO**

El proceso de desnatado de petróleo consiste en la remoción de aceite presente en el agua de formación, mediante el método físico de separación gravitatoria, las fases se separan debido a la diferencia existente entre la gravedad específica del agua y el petróleo. (Arnold & Stewart, 1999, p. 197)

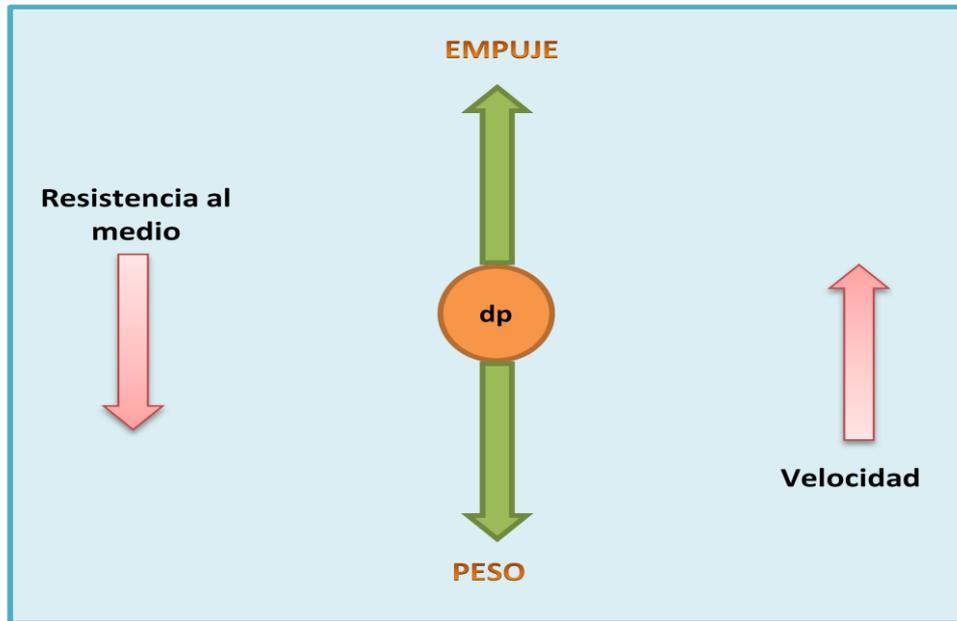
El agua de formación proveniente de las etapas de separación contiene concentraciones de aceite disperso en forma de gotas, las gotas presentes en fase continua acuosa están sometidas a procesos de dispersión y coalescencia, estos dos fenómenos serán descritos posteriormente.

Las unidades que se utilizan para los procesos de desnatado de petróleo son los tanques skimmer. Estos equipos son dimensionados en función del tiempo necesario para que el aceite ascienda a la superficie y del tamaño de partícula promedio de la gota de aceite en la fase acuosa. (Kenneth, 2006, pp. 124-126).

### **1.2.2.1 Separación Gravitatoria**

Es un método físico para separar partículas de distinta gravedad ó peso específico mediante las diferencias de movimiento que se genera en las partículas en respuesta a las fuerzas que se ejercen sobre ellas. (Arnold & Stewart, 1999, p. 197)

En la figura 1.6 se presentan las fuerzas que actúan en una partícula esférica de tamaño  $d_p$  dentro de un fluido de mayor densidad.



**Figura 1.6.** Diagrama de fuerzas que actúan en una partícula esférica en un fluido

Se asume que la gota de aceite es una partícula esférica con un diámetro de partícula “ $dp$ ” como se observa en la figura 1.6, y al ser el aceite menos denso que el agua, la gota tiende a ascender hacia la superficie favorecida por la fuerza de flotación ó empuje, a su vez a esta gota de aceite es sometida a dos fuerzas contrarias al movimiento ascendente, estas fuerzas son el peso de la gota y el rozamiento ó fuerza de resistencia al movimiento que en sí depende de la viscosidad del medio donde se desplace la partícula.

Cuando las fuerzas a las que está sometida la gota de aceite se igualan, su aceleración se vuelve nula, por lo tanto, se alcanza una velocidad constante de ascenso, esta velocidad puede ser calculada mediante la ley de Stokes (Arnold & Stewart, 1999, pp. 197-198).

La ley de Stokes es válida solamente para el movimiento de fluidos en flujo laminar y se utiliza para calcular la velocidad de ascenso o caída de una partícula en el seno de un fluido (Kenneth, 2006, p. 124).

A continuación se presenta la ecuación 1.1 derivada de la ley de Stokes, que permite el cálculo de velocidad de ascenso de una gota de aceite en una fase continua acuosa.

$$v = g_c \frac{\Delta\rho(dp^2)}{18\mu} \quad [1.1]$$

Donde:

$v$ : Velocidad de ascenso de la gota de aceite en la fase acuosa en (cm/s)

$g_c$ : Constante de aceleración de la gravedad en (cm/s<sup>2</sup>)

$\Delta\rho$ : Diferencia entre la densidad de la gota de aceite y la densidad del agua en (g/cm<sup>3</sup>)

$dp$ : Diámetro de la gota de aceite en (cm)

$\mu$ : Viscosidad de la fase acuosa en (g/cm\*s)

De la ecuación 1.1 se obtienen varias conclusiones importantes sobre el proceso de desnatado de petróleo:

A mayor tamaño de partícula de aceite, mayor es el cuadrado de su diámetro, y, por lo tanto, la velocidad de ascenso es mayor. Es decir, mientras más grande sea el diámetro de la gota de aceite, menor es el tiempo que toma para que la gota se desplace hasta la superficie y sea desnatada.

Cuanto mayor sea la diferencia de densidad entre la gota de aceite y la fase acuosa mayor será la velocidad de ascenso. Es decir, mientras más liviano sea el crudo, será más fácil remover el aceite del agua.

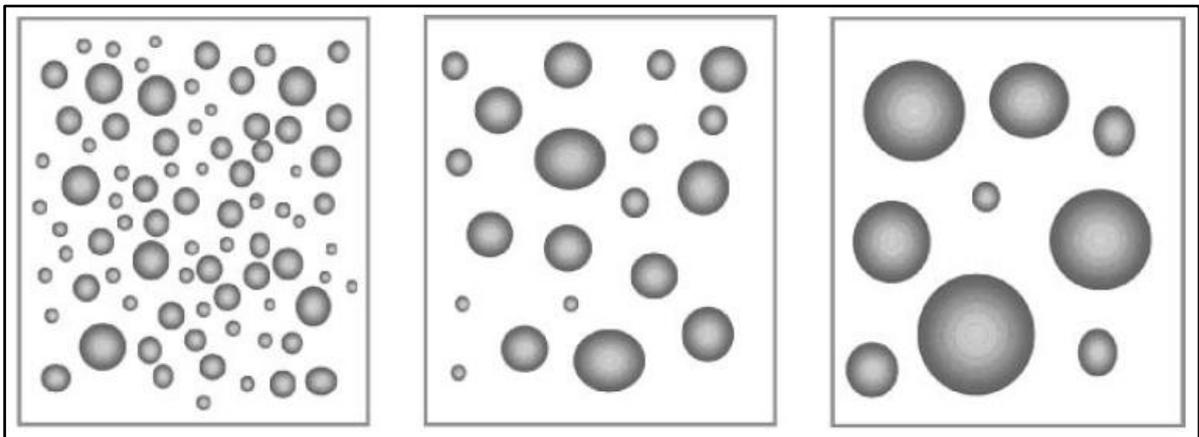
La viscosidad en los líquidos es una propiedad inversamente proporcional a la temperatura, por lo tanto cuanto mayor sea la temperatura del sistema, menor será la viscosidad del agua, y por lo tanto la velocidad de ascenso será mayor. Es decir, es más eficiente tratar el agua para remoción de aceite a altas temperaturas.

### 1.2.2.2 Dispersión y coalescencia

Las gotas de aceite contenidas en la fase acuosa están sometidas a fuerzas internas de dispersión y coalescencia.

Una gota de aceite se rompe y divide cuando la energía cinética del sistema es suficiente para superar la tensión superficial de la gota, el proceso de reducción de tamaño de las gotas de aceite es conocido como dispersión (Arnold & Stewart, 1999, pp. 198-200).

La coalescencia entre gotas de aceite en un medio continuo acuoso está determinada por la diferencia entre las fuerzas de atracción y repulsión, cuando la fuerza de atracción es mayor, las gotas de aceite se aglomeran y forman una nueva gota de mayor tamaño como se observa en la figura 1.5 (Castro & Gonzales, 2012, pp. 22-25).



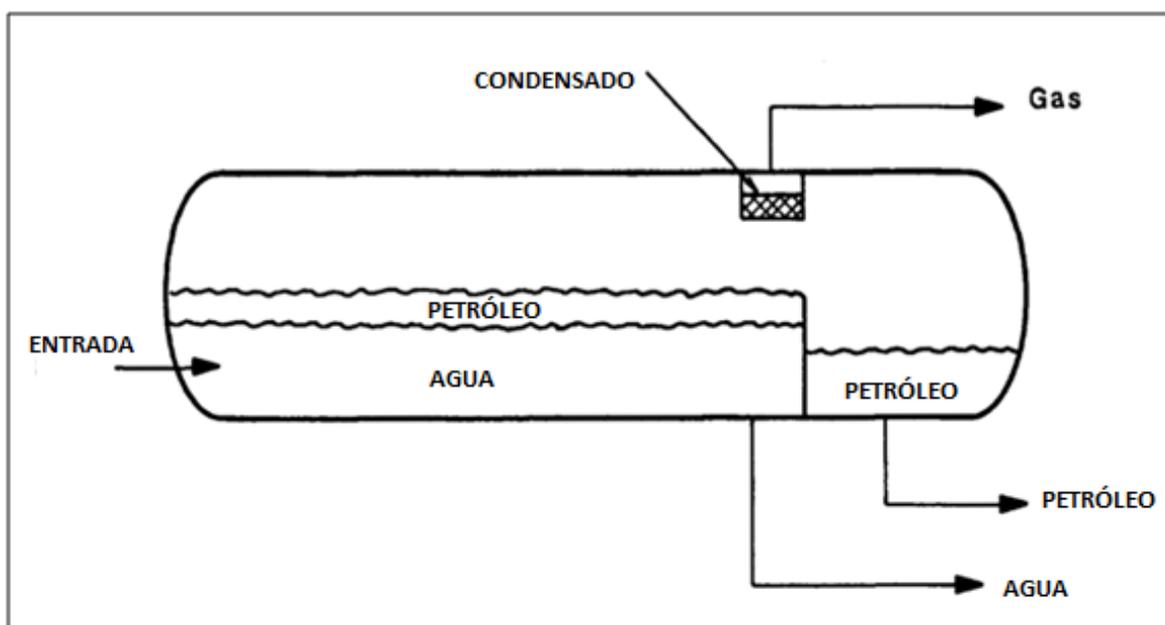
**Figura 1.7.** Proceso de coalescencia de gotas de aceite en un medio acuoso

### 1.2.2.3 Tanque skimmer

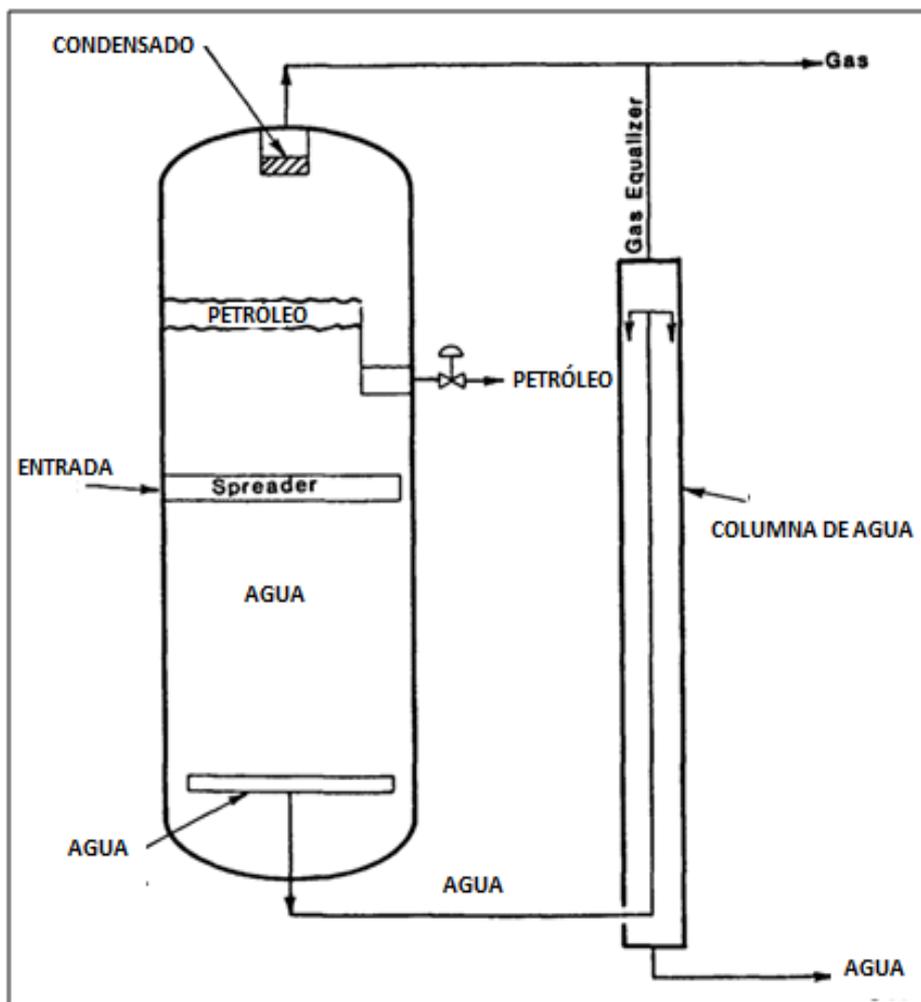
Los skimmers son equipos diseñados con el fin de proporcionar el tiempo de residencia adecuado para que ocurra la coalescencia de las gotas de aceite y la separación gravitatoria entre el aceite y el agua de formación (Arnold y Stewart, 1999, pp. 200-203; Kenneth, 2006, pp.127-128).

La configuración de los tanques skimmer puede ser horizontal ó vertical como se observa en las figuras 1.8 y 1.9 respectivamente. La selección de la geometría del skimmer depende de las características del agua de formación. Por lo general cuando el agua de formación contiene una elevada carga de sólidos no es recomendable diseñar skimmers horizontales ya que parte de los sólidos serían desnatados con el aceite.

Cuando el objetivo del tratamiento es obtener un efluente para recuperación secundaria es preferible diseñar tanques skimmer de configuración vertical, para asegurar la máxima concentración de sólidos en el agua saliente del proceso de desnatado de petróleo.



**Figura 1.8.** Esquema de un tanque skimmer horizontal  
(Arnold & Stewart, 1999, p. 201)



**Figura 1.9.** Esquema de un tanque skimmer vertical.  
(Arnold & Stewart, 1999, p. 200)

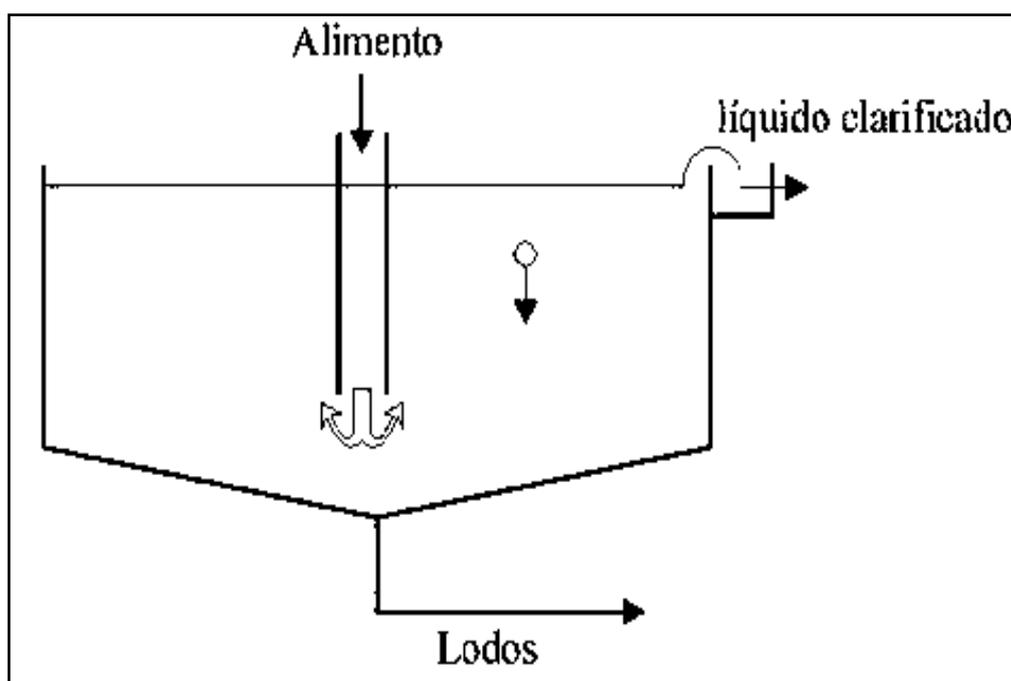
### 1.2.3 PROCESO DE SEDIMENTACIÓN QUÍMICA

El proceso de sedimentación química, tiene como objetivo la remoción de los sólidos presentes en el agua de formación, mediante la acción coagulante y floculante de compuestos químicos dosificados en el proceso, con el fin de acelerar el asentamiento gravitacional de los sólidos presentes.

### 1.2.3.1 Sedimentación

La sedimentación es un proceso físico de separación sólido-líquido en el cual las partículas sólidas suspendidas en un líquido se separan del mismo por asentamiento gravitacional, es decir, que la separación se lleva a cabo por la diferencia entre el peso específico de las partículas sólidas y el peso específico del medio líquido (McCabe, Smith, & Harriott, 2002, p. 560).

La diferencia de densidades entre las partículas sólidas suspendidas y el líquido, hace que las partículas sólidas sedimenten siempre y cuando se venza la fuerza de rozamiento dependiente de la viscosidad del líquido. Los sólidos sedimentados se depositan en el fondo, de donde son eliminados en forma de lodos como se presenta en la figura 1.10 en un esquema de sedimentación simple.



**Figura 1.10.** Esquema de sedimentación  
(UJAEN, 2010)

El tamaño de partícula es un punto fundamental para determinar qué tipo de sedimentación se debe diseñar. Si el tamaño del diámetro de las partículas en el líquido va desde 0,1 a 10 mm se diseña un proceso de sedimentación primaria

donde los tiempos de residencia en el proceso están entre desde 0.3 a 60 segundos.

Por otro lado se encuentran los sólidos suspendidos no sedimentables llamados coloides estos se caracterizan por poseer diámetros de partícula de entre 0,01 a 0,0001 mm, el tiempo de sedimentación de coloides puede tardar varios años.

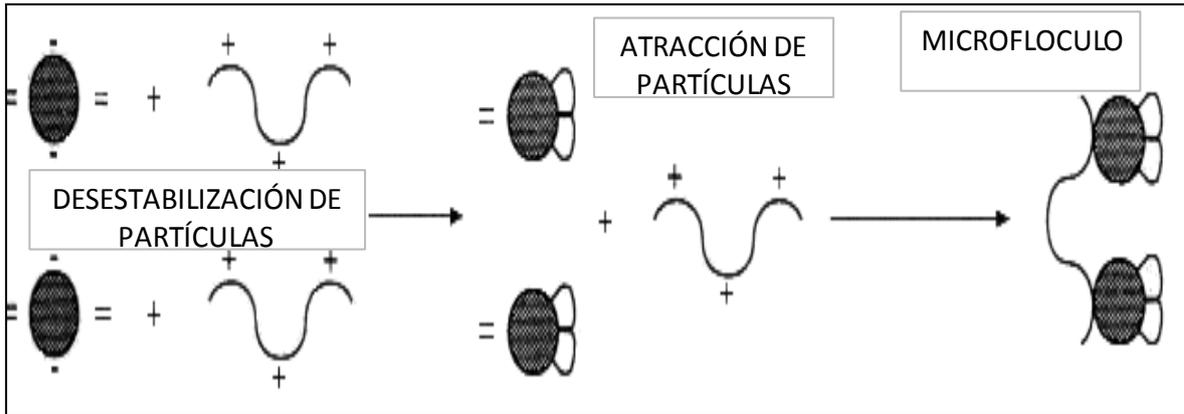
Las partículas coloidales son siempre las causantes de la turbidez y el color del influente y consisten entre otros en el limo fino, bacterias, lignitos, sílice, hierro, manganeso no oxidado, etc. En estos casos se debe diseñar un proceso de sedimentación química con ayuda de compuestos coagulantes y floculantes para formar flóculos de mayor tamaño y por ende aumentar la velocidad de sedimentación. (Hernandez, 2006, p. 5)

### **1.2.3.2 Coagulación**

La coagulación es el proceso en el cual se suprimen las fuerzas de repulsión existentes entre las partículas coloidales mediante la dosificación de sustancias químicas al agua y su distribución uniforme en ella; estos productos neutralizan las cargas eléctricas sobre la superficie de la partícula coloidal (Hernandez, 2006, pp. 5-7).

Este proceso de desestabilización de partículas permite la adhesión de las mismas. La coagulación inicia en el instante en que añaden los químicos coagulantes y tarda solo fracciones de segundo. Los químicos coagulantes de uso común en el tratamiento de agua son: sales de aluminio, sales de hierro, polielectrólitos entre otros.

En la figura 1.11 se observa un esquema del proceso de coagulación de partículas en el agua.



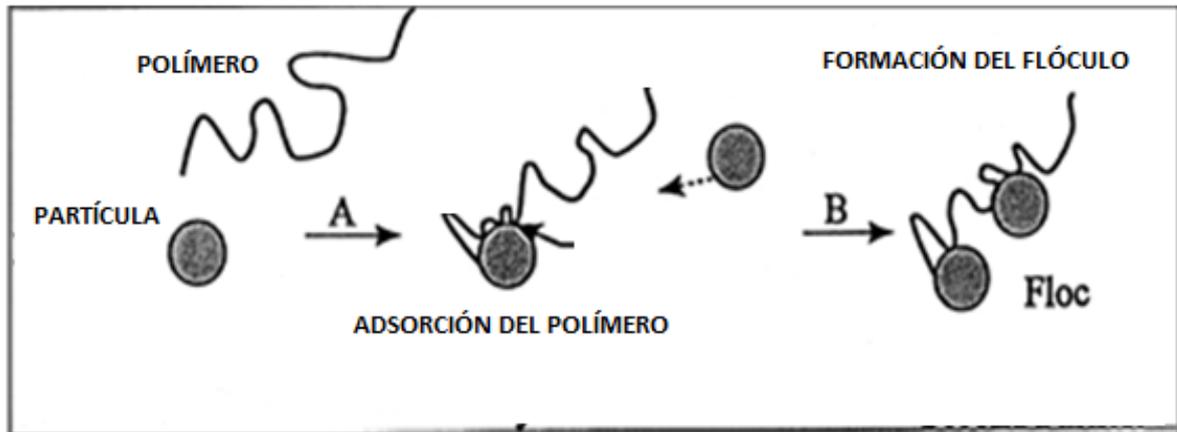
**Figura 1.11.** Proceso de coagulación de partículas en el agua  
(Palomino & Rivera, 2008, p. 56)

### 1.2.3.3 Floculación

La floculación es el proceso de transporte de partículas preliminarmente coaguladas o desestabilizadas. Esto implica la formación de puentes químicos entre partículas de modo que se forme una malla de coágulos que colisionan para formar partículas más grandes y de fácil asentamiento gravitacional llamadas flóculos (Hocking, Klimchuk, & Lowen, 2007).

La floculación se ve favorecida por la agitación lenta del agua, y, mediante la dosificación adecuada de agentes floculantes se consigue la formación de un flóculo suficientemente grande y pesado como para sedimentar en el fondo de un tanque sedimentador. Los químicos floculantes de uso común en el tratamiento de agua son: poliacrilamidas, poliamidas, emulsiones acrílicas entre otros.

En la figura 1.12 se observa el proceso de floculación de una partícula mediante la dosificación de un floculante polimérico, el proceso de formación del flóculo se da en dos fases, la primera es la adsorción del polímero en la superficie de la partícula, la segunda etapa consiste en la adsorción de una segunda partícula a la superficie polimérica.

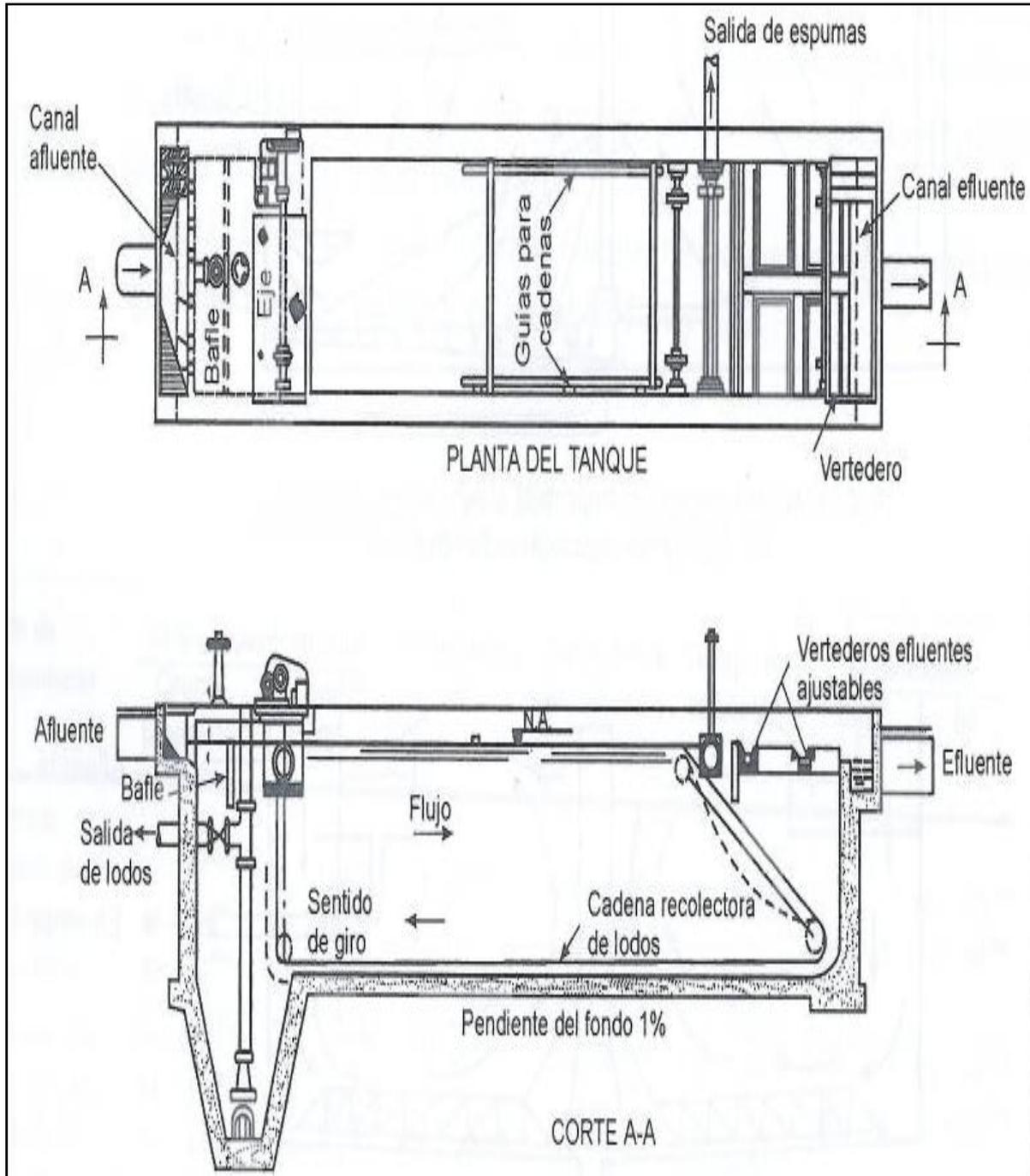


**Figura 1.12.** Proceso de floculación de partículas con adición de un flocculante polimérico (Hocking, Klimchuk, & Lowen, 2007, pág. 182)

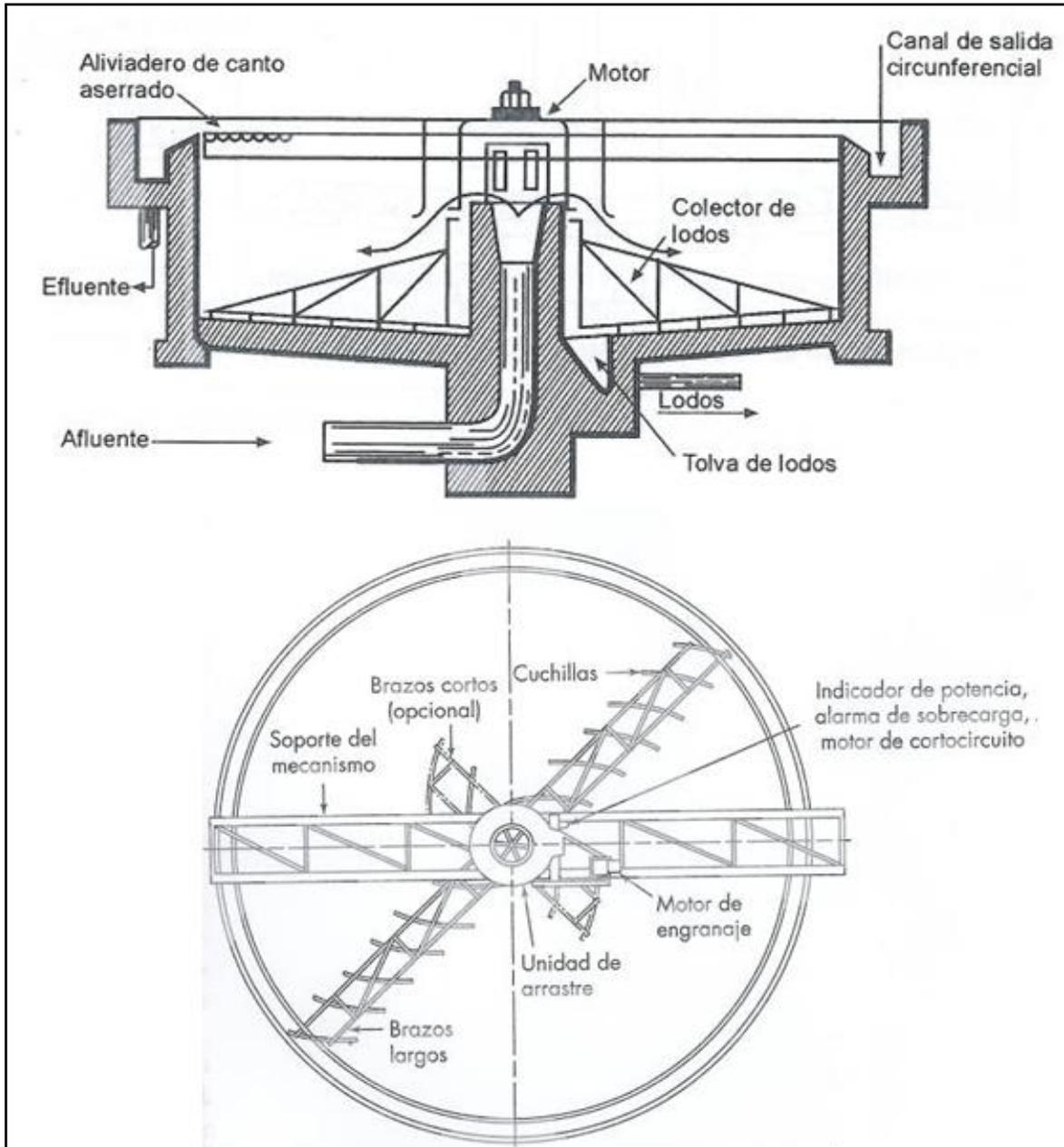
La dosificación de flocculante y coagulante para tratamiento de aguas de formación depende de cada campo petrolero, y se debe desarrollar una prueba de jarras para obtener la relación de concentraciones. Los ensayos de jarras se fundamentan en la norma ASTM D2035-13 Standard Practice for Coagulation-Flocculation Jar Test of Water (Kenneth, 2006, p.171).

#### 1.2.3.4 Tanques Sedimentadores

Los procesos de sedimentación y sedimentación química se realizan a gran escala en equipos llamados tanques sedimentadores, la geometría de estos tanques puede ser rectangular o circular como se observa en las figuras 1.13 y 1.14 respectivamente.



**Figura 1.13.** Tanque de sedimentación rectangular  
(Romero, 2001, p. 637)



**Figura 1.14.** Tanque de sedimentación circular  
(McCabe, Smith, & Harriott, 2002, p. 1125; Romero, 2001, p. 637)

En los modelos rectangulares de tanques sedimentadores la relación de longitud/ancho varía entre 3/1 y 5/1, con altura de agua mayor de 2 metros, longitud menor de 90 metros y ancho entre 3 y 24 metros. La ventaja de la geometría rectangular es la baja turbulencia en la entrada del agua lo que beneficia al proceso de sedimentación.

En los modelos circulares de tanques sedimentadores el diámetro es generalmente menor de 90 metros con alturas de agua de 2 a 4 metros, estos

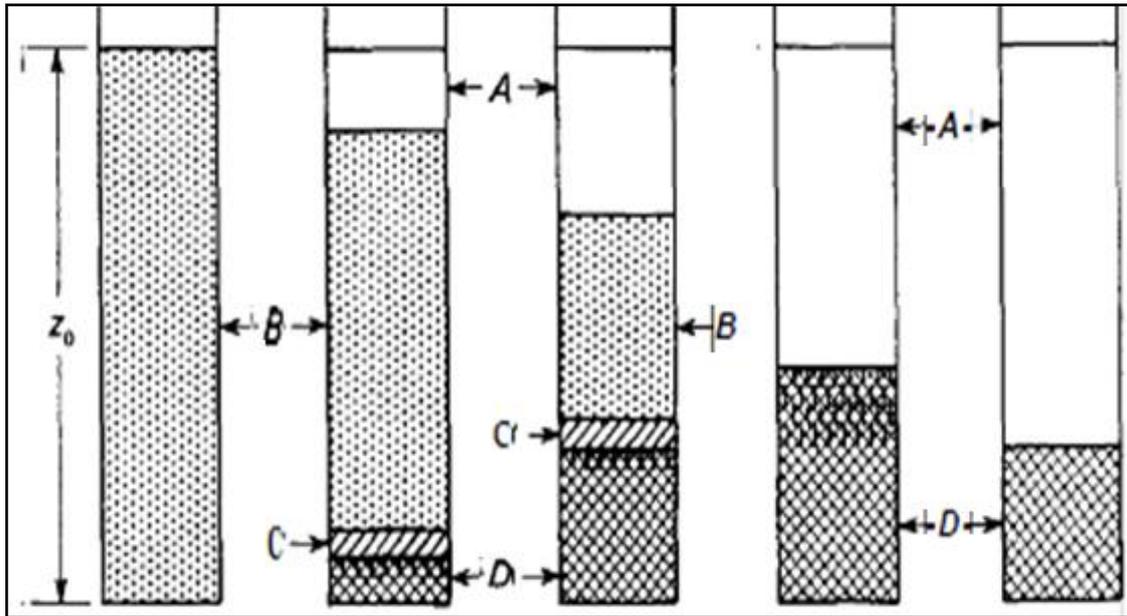
tanques son los más usados porque presentan mayor facilidad para el arrastre de lodos en el fondo.

#### **1.2.3.5 Sedimentación discontinua**

Los flóculos que se forman en los procesos de coagulación y floculación son amorfos y de características heterogéneas, en sí difieren ampliamente en tamaño por lo que la velocidad de sedimentación de los mismos debe ser medida de forma experimental por medio de ensayos de laboratorio.

En la sedimentación de flóculos heterogéneos existen varias etapas y se forman diferentes zonas conforme se desarrolla la sedimentación. En la figura 1.13 se observan cuatro zonas marcadas, la zona de líquido clarificado representada con la letra A, la zona interferida representada por la letra B, en esta capa la concentración de sólidos es uniforme e igual a la concentración inicial, la zona representada por la letra C, es una capa de transición anterior a la zona de sólidos sedimentados representados por la letra D (McCabe, Smith, & Harriott, 2002, pp. 1122-1124).

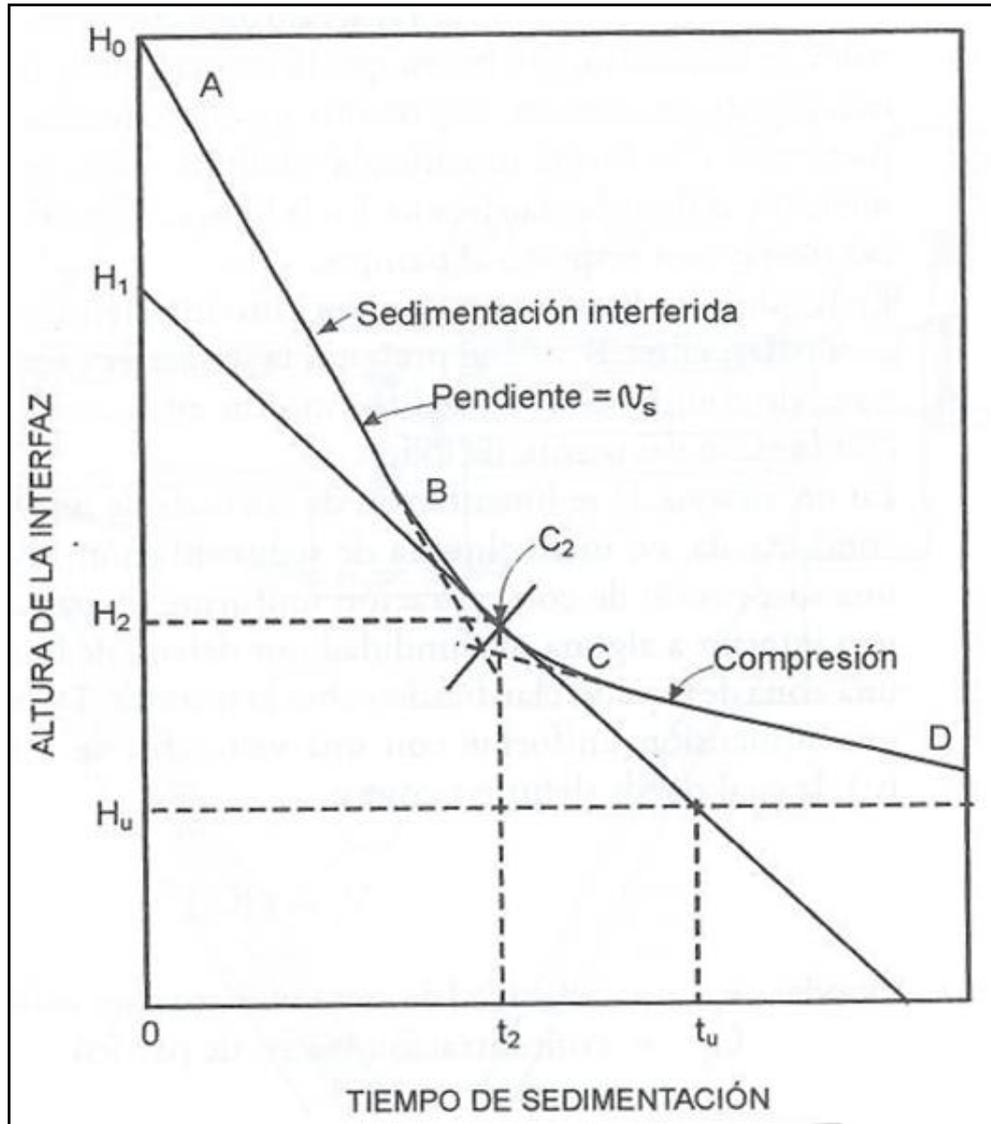
A medida que la sedimentación se lleva a cabo se incrementa la profundidad de las zonas D y A, la profundidad de la zona C permanece casi constante, la de la zona B disminuye. Posteriormente la zona B desaparece y todos los sólidos se encuentran en las zonas C y D, por otra parte, la acumulación de sólidos ejerce presión sobre el fondo, comprimiendo los sólidos en la capa D. Cuando son visibles solo dos capas la de líquido clarificado y la capa de sedimentos el proceso de sedimentación llega a su fin, el progreso de este proceso es apreciable claramente en la figura 1.15 (Romero, 2001, pp. 649-652).



**Figura 1.15.** Progresión de la sedimentación discontinua  
(McCabe, Smith, & Harriott, 2002, p. 1122)

A partir de un ensayo de sedimentación se puede obtener la curva de asentamiento de sólidos que se presenta en la figura 1.16, el método consiste en utilizar probetas graduadas en las que se dosifica la cantidad de coagulante y floculante determinados en la prueba de jarras, y se mide la altura de la interface líquido clarificado-lodo en función del tiempo. Con los resultados experimentales se obtienen los puntos para la construcción de la curva de asentamiento de sólidos, la pendiente de la curva de asentamiento antes del punto de compresión de lodos será la velocidad de sedimentación, la cual permitirá el diseño del equipo sedimentador.

En la curva de asentamiento de sólidos de la figura 1.16 se observa la zona A-B donde existe un asentamiento interferido de la interfaz líquido-flóculos; entre B y C se presenta la desaceleración o transición hacia la zona de compresión de sólidos. La sedimentación en la zona C-D depende de la compresión del colchón de sólidos (Romero, 2001, p. 649).



**Figura 1.16.** Curva de asentamiento de sólidos de un ensayo de sedimentación (Romero, 2001, p. 650)

### 1.2.3.6 Diseño de tanques sedimentadores

Para diseñar un tanque sedimentador, se debe construir la curva de asentamiento de sólidos mediante ensayos experimentales. La construcción de la curva arranca con la medición de la concentración inicial  $C_0$  de los sólidos suspendidos en el agua, posteriormente se vierte la misma en un recipiente con medida y se mide la altura total del líquido  $H_0$ , se mide el tiempo y las alturas de líquido clarificado en el proceso hasta que la altura del efluente clarificado sea constante, en ese momento finaliza el proceso de sedimentación.

El tanque sedimentador se debe diseñar para proveer el área requerida para la clarificación de la suspensión y para permitir el espesamiento máximo del lodo. El área requerida para la clarificación se calcula mediante la ecuación 1.2 que se presenta a continuación.

$$Ac = \frac{Q_0}{V_s} \quad [1.2]$$

Donde:

$Ac$ : Área superficial de la zona de sedimentación ( $m^2$ )

$Q_0$ : Caudal de clarificación ( $m^3/s$ )

$V_s$ : Velocidad de asentamiento, obtenida de la pendiente de la zona A-B en la curva de asentamiento de sólidos ( $m/s$ )

El área requerida para el espesamiento de lodos se determina por la ecuación 1.3 que representa la relación propuesta por Talmage y Fitch.

$$Ae = \frac{Qt_u}{H_0} \quad [1.3]$$

Donde:

$Ae$ : Área superficial necesaria para el espesamiento de lodos ( $m^2$ )

$Q$ : Caudal de operación ( $m^3/s$ )

$H_0$ : Altura inicial de la columna de fluido (m)

$t_u$ : Tiempo necesario para obtener la concentración deseada en el colchón de lodos (s)

El tiempo necesario para obtener la concentración deseada de sólidos en el colchón de lodos ( $t_u$ ) se determina gráficamente de la curva de asentamiento de sólidos, para esto se debe obtener el punto de concentración crítica en la figura 1.14 está denominado como  $C_2$ , y la altura máxima que alcanza el colchón de lodos es  $H_u$ .

El punto de concentración crítica se obtiene mediante la prolongación de las tangentes a las zonas A-B y C-D hasta que ambas rectas corten, por el punto de corte se traza la bisectriz del ángulo formado y se obtiene el punto de concentración crítica en la intersección con la curva de asentamiento de sólidos.

El área del sedimentador se define comparando las áreas de clarificación y espesamiento, la mayor resultante gobierna el diseño del tanque sedimentador.

## 2 PARTE EXPERIMENTAL

### 2.1 CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN

El agua de formación que ingresará en la planta de tratamiento fue caracterizada mediante el análisis físico y químico de los siguientes parámetros: salinidad (Cl-), mediante la norma técnica NTE INEN976 (1981), pH, mediante la norma técnica NTE INEN973 (1983-03), turbidez, mediante la norma técnica NTE INEN971 (1983-03), aceites y grasa, mediante la norma técnica API R-45, sólidos suspendidos y sólidos totales, mediante la norma técnica APHA 2540B. Los parámetros resultantes fueron comparados con los valores límites permisibles indicados en la Tabla 4a del Reglamento Ambiental para Operaciones Hidrocarburíferas del Ecuador (RAOHE) para agua y descargas líquidas en la exploración, producción, industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos, y a la vez fueron comparados con los valores límites permisibles de recuperación secundaria que se encuentran en la figura 2.1, con el cual se justificó el tratamiento y posteriormente se verificó la eficacia del mismo (RAOHE, 2001, p. 55).

**Tabla 2.1.** Valores Límites permisibles para descargas líquidas de operaciones hidrocarburíferas del RAOHE

EFLUENTE DE DESCARGA					
Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible	Promedio anual	Destino de descarga
Potencial hidrógeno	pH	--	5<pH<9	5,0<pH<9,0	Todos
Conductividad eléctrica	CE	US/cm	<2500	<2000	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<20	<15	Continente
	TPH	mg/l	<30	<20	Mar abierto
DQO	DQO	mg/l	<120	<80	Continente
DBO	DQO	mg/l	<350	<300	Mar abierto
Sólidos totales	ST	mg/l	<1700	<1500	Todos
Bario	Ba	mg/l	<5	<3	Todos
Cromo	Cr	mg/l	<0,5	<0,4	Todos
Plomo	Pb	mg/l	<0,5	<0,4	Todos
Vanadio	V	mg/l	<1	<0,8	Todos
Fenoles	-	mg/l	<0,15	<0,10	Todos

Adicionalmente se determinaron los siguientes parámetros necesarios para el diseño de los equipos y tuberías: densidad, siguiendo la metodología de balanza presurizada; viscosidad, mediante la norma técnica NTE INEN810 (1986-11) y temperatura, siguiendo la norma técnica NMX-AA-007-SCFI-2000.

La toma de muestras de agua de formación se realizó en la estación de producción a la salida del tanque de lavado donde se separa el crudo del agua de formación.

El caudal de diseño de agua de formación, fue obtenido mediante estudios y pronósticos de producción, de modelos matemáticos de interpretación de yacimientos. Estos estudios fueron ejecutados por el departamento de reservorios de la compañía operadora del campo y proyectaron un caudal para el diseño de la planta.

## **2.2 DISEÑO DEL PROCESO DE DESNATADO DE PETRÓLEO Y DIMENSIONAMIENTO DEL TANQUE SKIMMER**

### **2.2.1 PRUEBAS EXPERIMENTALES DE SEPARACIÓN GRAVITATORIA**

Se realizaron pruebas experimentales de separación gravitatoria de aceite-agua mediante ensayos SOS (Suceptibility Oil Separation) con embudos de separación. Los ensayos SOS se llevaron a cabo con un rango de temperatura entre 40 y 44 grados centígrados del agua de formación.

Cada ensayo se realizó en embudos de separación de 1000 ml de marca Glassco como se observan en la figura 2.1.

Las muestras de agua de formación obtenidas de la descarga del tanque de lavado de la estación de producción fueron aforadas en embudos de separación de 1000 ml, el proceso de obtención de datos se basa en cronometrar el tiempo en la cual la fase oleosa se separa de la fase acuosa.



**Figura 2.1.** Embudos de separación de 1000 ml Glassco.

Se ejecutaron veinticinco ensayos en los cuales se cronometró el tiempo en el cual se formó visiblemente dos capas, una de aceite y la otra de agua, posteriormente se obtuvo el promedio del tiempo que duró la separación gravitatoria para el agua de formación del campo.

### 2.2.2 DETERMINACIÓN DEL TAMAÑO PROMEDIO DE LA GOTA DE ACEITE

La segunda etapa de la experimentación del proceso de desnatado fue la determinación de la distribución gaussiana para el tamaño de las gotas de aceite mediante microscopía óptica.

Se colocó 25 ml de muestra de agua de formación en una caja petri la misma fue colocada en un microscopio óptico que se observa en la figura 2.2, se amplificó la imagen a 10x y mediante el uso de una regla milimétrica transparente se midió el tamaño de las gotas de aceite presente.



**Figura 2.2.** Microscópio óptico

Se realizaron veinte repeticiones de este experimento obteniéndose alrededor de veinticinco datos de diámetro de gotas de aceite por cada ensayo, con los datos obtenidos se construyó una curva de distribución gaussiana.

Con base en la distribución de tamaños obtenida, se definió un tamaño promedio de la gota de aceite (Arnold y Stewart, 1999, p.231; Sainz, 2004, p.94).

La metodología de diseño del tanque skimmer vertical se llevo a cabo con base en la normativa del American Petroleum Institute (API) que se detalla la publicación 421, Management of Water Discharges: Design and Operation of Oil-Water Separators para un caudal de 20 000 barriles diarios de agua de formación (Kenneth, 2006, p.155, 156).

## **2.3 DISEÑO DEL PROCESO DE SEDIMENTACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DEL TANQUE SEDIMENTADOR**

### **2.3.1 DETERMINACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DE COAGULANTE Y FLOCULANTE MEDIANTE PRUEBA DE JARRAS**

La determinación de la concentración de floculante y coagulante se efectuó con base en la norma ASTM D2035-13 “Standard Practice for Coagulation-Flocculation Jar Test of Water” que se presenta en el Anexo III.

Los productos químicos coagulantes que se usaron en las diferentes pruebas de jarra fueron sulfato de aluminio y resina tánica.

Los productos químicos floculantes que se usaron en las diferentes pruebas de jarra fueron poliacrilamida y emulsión de látex.

Se realizaron ensayos de barrido por cada producto coagulante y floculante, con los ensayos se seleccionó a los compuestos que dieron los mejores resultados según tamaño de floculo y cantidad de sólidos en fondo.

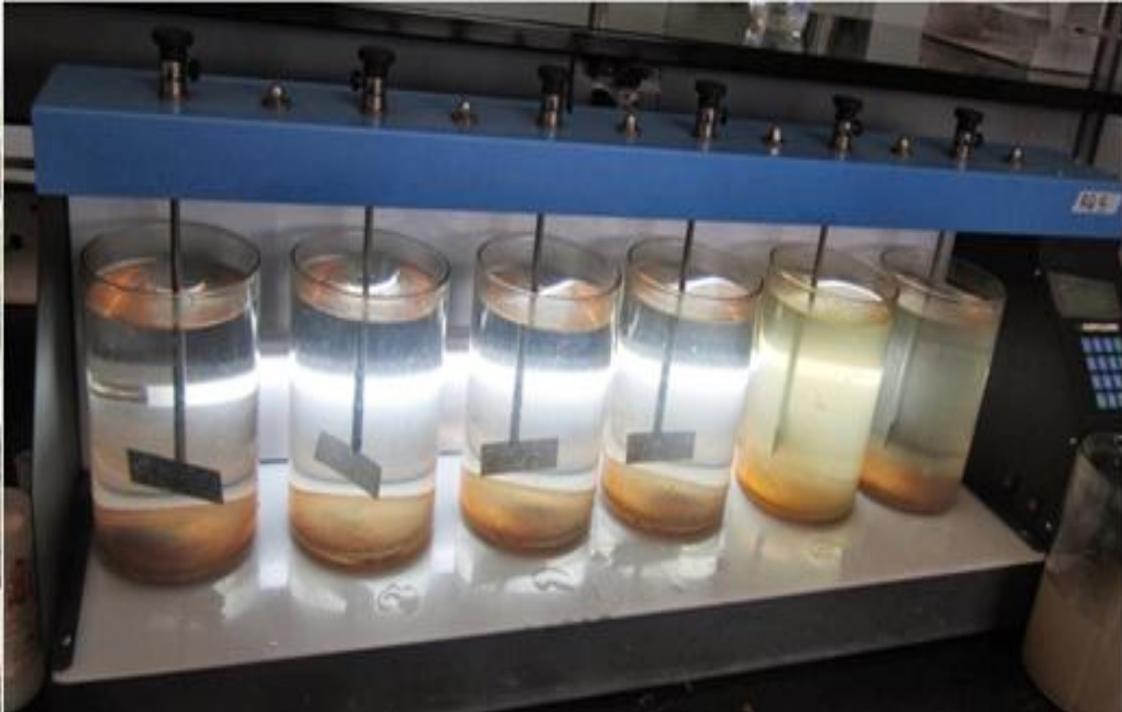
Con los resultados obtenidos del barrido, se realizaron pruebas de jarra en un rango de concentraciones definido de ambos compuestos seleccionados, y así se obtuvo la concentración adecuada de cada uno para el tratamiento del agua de formación del campo.

Los ensayos se realizaron in situ a temperatura ambiente local de aproximadamente 30 grados centígrados, Se utilizó un equipo de prueba de jarras marca A&F con capacidad para seis pruebas simultáneas como se observa en la figura 2.3.



**Figura 2.3.** Equipo de prueba de jarras

A continuación en la figura 2.4 se presenta el equipo de prueba de jarras en funcionamiento.



**Figura 2.4.** Equipo de prueba de jarras en operación

### **2.3.2 ENSAYOS DE SEDIMENTACIÓN QUÍMICA**

Para el diseño del proceso de sedimentación química de sólidos suspendidos en el agua de formación del campo, se realizaron ensayos de sedimentación de acuerdo con la metodología experimental desarrollada en Metcalf y Eddy (2003). El método consiste en utilizar probetas de vidrio graduadas en las que se dosificó la concentración de los productos químicos coagulante y floculante determinados en la prueba de jarras.

Para la obtención de la grafica de sedimentación se midió la altura de la interface efluente clarificado-lodo en función del tiempo de sedimentación de los flóculos, el intervalo del tiempo de medición fue de 0,5 minutos durante veinte minutos totales.

Con los resultados experimentales de altura y tiempo se obtuvo la curva de asentamiento de sólidos para el diseño del equipo necesario para la sedimentación.

Los ensayos de sedimentación fueron llevados a cabo en probetas de vidrio graduadas de 500 ml, se midió la altura de la interface clarificada cada treinta segundos.

Se dimensionó el tanque sedimentador con los resultados obtenidos de la curva de asentamiento de sólidos para un caudal de 20 000 barriles diarios de agua de formación.

## **2.4 DISEÑO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN**

Para el proyecto de la planta de tratamiento se siguió la metodología de diseño de plantas industriales de Páez (2013).

Se definió la localización, características ambientales y meteorológicas del lugar donde se ubicará la planta.

Se realizaron los correspondientes balances generales de masa con los que se definió los diagramas BFD y PFD, estos diagramas se realizaron bajo la normativa ANSI Y32.11 para la elaboración de diagramas de flujo de procesos industriales.

Se dimensionaron las tuberías, y se seleccionó las bombas y accesorios necesarios para el transporte de fluidos en la planta de tratamiento.

Se planteó una filosofía de control automático de procesos, se realizó el diagrama de instrumentación y tuberías P&ID; y finalmente se plasmó la distribución de planta de los equipos en el diagrama layout.

## **2.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA**

Se realizó el análisis económico del proyecto, se evaluaron los costos de inversión como también los costos de operación para el tratamiento de agua de formación.

En los costos de inversión se introdujeron los rubros de obras civiles, costos de equipos y costos de tuberías y accesorios de la planta de tratamiento.

Los costos de operación se subdividieron en costos de tratamiento, costos administrativos y costos de mantenimiento. Con la cuantificación de los totales de cada subcategoría se obtuvo los costos diarios, mensuales y anuales de operación de la planta.

### 3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

#### 3.1 CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN

Se analizaron y caracterizaron tres muestras de agua de formación obtenidas de la descarga de agua del tanque de lavado de la estación de producción (en este tanque se separa el crudo del agua), con el fin de comparar las características de la misma con los valores límites permisibles indicados en la tabla 4a del RAOHE para agua y descargas líquidas en la exploración, producción, industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos y a la vez comparar con los valores límites permisibles para utilizar el agua de formación en recuperación secundaria de petróleo en el campo.

El agua de formación muestreada sale visiblemente contaminada, presenta una tonalidad anaranjada que se debe a la presencia de óxidos de hierro disueltos y otros sólidos en suspensión como se observa en la figura 3.1.



**Figura 3.1.** Muestras de agua de formación

A continuación se presentan los resultados de la caracterización de cada muestra de agua y el método utilizado para obtener la cuantificación de los parámetros físico y químicos del agua.

En las tablas 3.1 y 3.2 se muestran los resultados de los análisis de la primera muestra de agua de formación denominada muestra A.

**Tabla 3.1.** Caracterización físico-química del agua de formación del campo obtenida del análisis de la muestra A

Parámetro	Valor	Valor límite permisible en el RAOHE	Valor límite permisible para Recuperación Secundaria	Unidad	Método analítico
Cloruros	20 270	-	-	mg/L	Argentométrico
pH	6,5	5 a 9	-		Potenciométrico
Turbidez	30	-	-	NTU	Nefelométrico
Aceites y Grasas	110	20	15	mg/L	Extracción con solventes
Sólidos Suspendidos	250	-	20	mg/L	Filtrado y Secado a 103-105 °C
Sólidos Totales	33 782	1 700	-	mg/L	Secado a 103-105 °C

**Tabla 3.2.** Propiedades físicas del agua de formación necesarias para el diseño de equipos y tuberías obtenidas del análisis de la muestra A

Parámetro	Valor	Unidad	Método Analítico
Temperatura	44	°C	Termométrico
Densidad	1 030	kg/m <sup>3</sup>	Balanza Presurizada
Viscosidad	1	cP	Viscosimétrico

En las tablas 3.3 y 3.4 se presentan los resultados de los análisis de la primera muestra de agua de formación denominada muestra B.

**Tabla 3.3.** Caracterización físico-química del agua de formación del campo obtenida del análisis de la muestra B

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Valor límite permisible en el RAOHE</b>	<b>Valor límite permisible para Recuperación Secundaria</b>	<b>Unidad</b>	<b>Método analítico</b>
Cloruros	24 525	-	-	mg/L	Argentométrico
pH	6,5	5 a 9	-		Potenciométrico
Turbidez	30	-	-	NTU	Nefelométrico
Aceites y Grasas	123	20	15	mg/L	Extracción con solventes
Sólidos Suspendidos	276	-	20	mg/L	Filtrado y Secado a 103-105 °C
Sólidos Totales	40 644	1 700	-	mg/L	Secado a 103-105 °C

**Tabla 3.4.** Propiedades físicas del agua de formación necesarias para el diseño de equipos y tuberías obtenidas del análisis de la muestra B

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>	<b>Método Analítico</b>
Temperatura	41	°C	Termométrico
Densidad	1 025	kg/m <sup>3</sup>	Balanza Presurizada
Viscosidad	1	cP	Viscosimétrico

En las tablas 3.5 y 3.6 se presentan los resultados de los análisis de la primera muestra de agua de formación denominada muestra C.

**Tabla 3.5.** Caracterización físico-química del agua de formación del campo obtenida del análisis de la muestra C

Parámetro	Valor	Valor límite permisible en el RAOHE	Valor límite permisible para Recuperación Secundaria	Unidad	Método analítico
Cloruros	22 625	-	-	mg/L	Argentométrico
pH	6,5	5 a 9	-		Potenciométrico
Turbidez	30	-	-	NTU	Nefelométrico
Aceites y Grasas	120	20	15	mg/L	Extracción con solventes
Sólidos Suspendidos	270	-	20	mg/L	Filtrado y Secado a 103-105 °C
Sólidos Totales	38 545	1 700	-	mg/L	Secado a 103-105 °C

**Tabla 3.6.** Propiedades físicas del agua de formación necesarias para el diseño de equipos y tuberías obtenidas del análisis de la muestra C

Parámetro	Valor	Unidad	Método Analítico
Temperatura	43	°C	Termométrico
Densidad	1 030	kg/m <sup>3</sup>	Balanza Presurizada
Viscosidad	1	cP	Viscosimétrico

Los resultados obtenidos del análisis del agua de formación son similares en las tres muestras A, B y C como se observa en las tablas 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5 y 3.6. En sí existen mínimas variaciones que no afectan ni desvían los valores de los parámetros analizados, por lo tanto se puede concluir que el muestreo y el análisis del agua de formación del campo fueron confiables.

Los cloruros son catalogados como uno de los principales indicadores de que el efluente es agua de formación, los valores obtenidos en el análisis de las muestras fueron alrededor de 20 000 mg/L. Arnold y Stewart (1999) aseveran que la concentración de cloruros en agua de formación puede variar desde menos de 10 000 mg/L hasta más de 200 000 mg/L, por lo tanto la concentración de cloruros del agua de formación del campo concuerda con el intervalo descrito en bibliografía.

El potencial hidrogeno ó pH de las tres muestras presenta un valor común de 6,5; este valor reporta que el agua de formación del campo tiene un comportamiento ligeramente ácido. El dato de pH obtenido para el agua de formación del campo entra en los límites permisibles impuestos por el RAOHE (mínimo 5 y máximo 9), por lo tanto no se requiere ningún tratamiento de acidificación o neutralización.

La cantidad de aceites y grasa en el agua de formación del campo oscila entre 110 y 120 mg/L y se debe a que los procesos de separación de crudo y agua en la estación de producción no son cien por ciento efectivos. Se comparó los valores obtenidos del análisis versus los límites permisibles en el RAOHE (20 mg/L) y también con los límites permisibles para recuperación secundaria impuestos por el departamento de reservorios de la Compañía Operadora del Campo (15 mg/L) y se concluyó que se debe diseñar un proceso de desnatado de petróleo para remoción de aceites y grasa, conjuntamente con el dimensionamiento de un tanque skimmer vertical, con el fin de que los parámetros de aceite en agua cumplan con el reglamento ambiental y los parámetros de recuperación secundaria de petróleo.

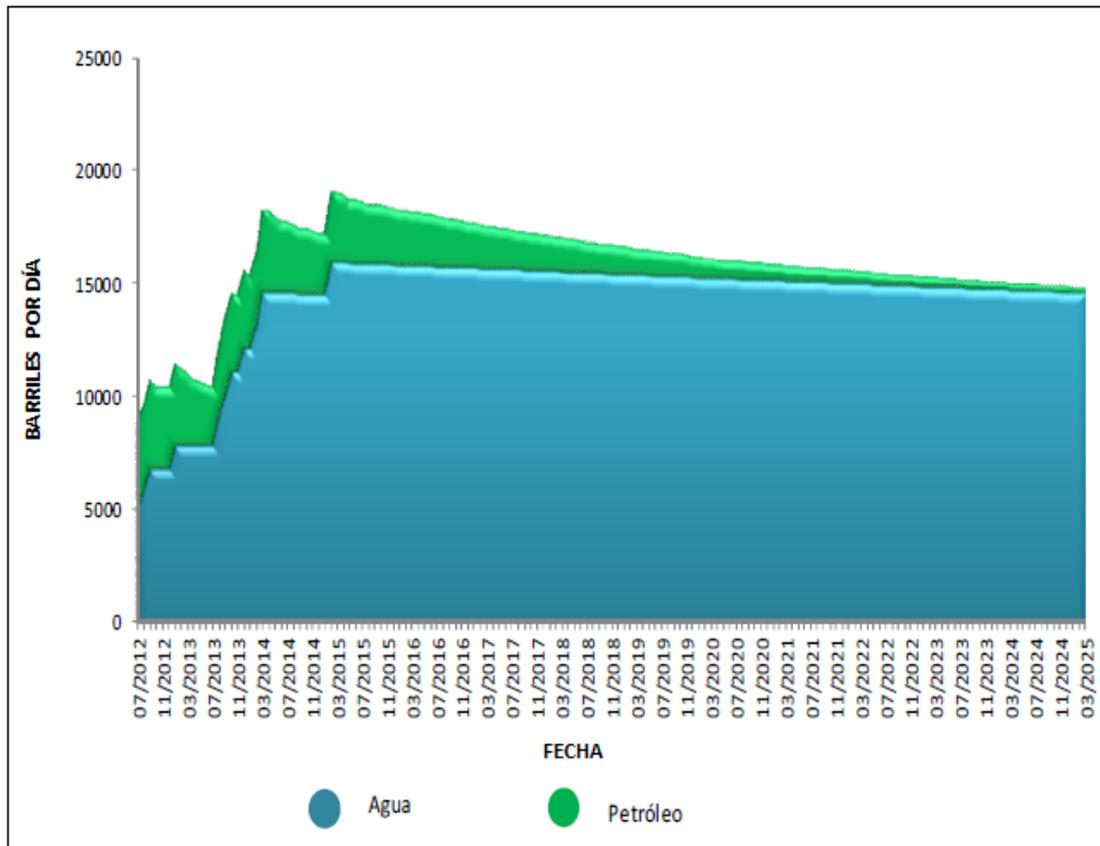
La presencia de sólidos totales en el agua de formación del campo se encuentra entre 30 000 y 40 000 mg/L. Se comparó los valores obtenidos del análisis con los límites permisibles en el RAOHE que para este caso son 1 700 mg/L. Por otra parte uno de los parámetros más importantes para que un fluido sea apto para ser utilizado en recuperación secundaria de petróleo es la cantidad de sólidos suspendidos, ya que los sólidos suspendidos son los causantes del taponamiento de la garganta poral de las rocas donde se almacena el crudo. Según los

resultados del análisis de las muestras de agua de formación los sólidos suspendidos alcanzan valores de entre 250 a 280 mg/L, estos valores se encuentran muy alejados del valor límite permisible para recuperación secundaria que es de 20 mg/L. Por lo tanto se debe diseñar un proceso de sedimentación con acción química de productos coagulantes y floculantes para la remoción de sólidos en el agua de formación, conjuntamente con el dimensionamiento de un equipo sedimentador, todo esto con el fin de que los valores de sólidos totales en el agua cumplan con el reglamento ambiental y los sólidos suspendidos cumplan con los parámetros de recuperación secundaria de petróleo.

Los parámetros temperatura, densidad y viscosidad presentaron valores uniformes sin desviaciones considerables como se observa en las tablas 3.2, 3.4, y 3.6. Estos parámetros son necesarios para el diseño de los equipos y accesorios de la planta de tratamiento de agua de formación.

### **3.1.1 CAUDAL DE DE DISEÑO**

El pronóstico de producción de petróleo y agua de formación elaborado por el departamento de reservorios de la compañía operadora del campo (COC) sitúa un máximo de 16 000 barriles diarios de agua como se observa en la figura 3.2. Por requerimientos de la COC se realizaron los cálculos de diseño de la planta y el dimensionamientos de equipos de tratamiento de agua con un factor de sobredimensionamiento del 25%. Este factor considera la producción de nuevas zonas productoras en el campo aún no exploradas. Por lo tanto, se diseñó la planta para tratar 20 000 barriles diarios de agua de formación como caudal de diseño.



**Figura 3.2.** Pronóstico de producción de petróleo y agua de formación 2012-2025  
(Compañía Operadora del Campo, 2012)

### 3.2 DISEÑO DEL PROCESO DE DESNATADO DE PETRÓLEO

El proceso de desnatado de petróleo se diseñó con base a la separación gravitacional por diferencia de gravedades específicas entre el petróleo residual y el agua. Se llevaron a cabo ensayos de separación gravitatoria donde se obtuvo el tiempo promedio en el cual se separaron la fase oleosa de la acuosa. La segunda etapa del proceso de desnatado fue encontrar la distribución gaussiana para el tamaño de las gotas de aceite en agua mediante microscopía óptica. Con los resultados de ambos ensayos experimentales se dimensionó un tanque skimmer vertical para cumplir con el objetivo de remover el aceite del agua de formación.

### 3.2.1 TIEMPO DE SEPARACIÓN DE LA FASE OLEOSA EN EL AGUA DE FORMACIÓN

Se ejecutaron veinticinco ensayos de separación gravitatoria en los cuales se cronometró el tiempo en el cual se formó visiblemente dos capas, una de aceite y la otra de agua como se observa en la figura 3.3. Del compendio de todos los ensayos se obtuvo el tiempo promedio de la separación gravitatoria para el agua de formación del campo.



**Figura 3.3.** Visualización de la fase oleosa y acuosa en un embudo de separación

A continuación desde la tabla 3.7 se presentan los resultados de tiempo de separación y temperatura de de cada ensayo.

**Tabla 3.7.** Resultados de separación gravitatoria aceite-agua

<b>Ensayo N° 1</b>			
Volumen de muestra	Temperatura	Cronometraje	Tiempo de Separación
1000 ml	42 °C	13 min 25 s	0,22 h
<b>Ensayo N° 2</b>			
Volumen de muestra	Temperatura	Cronometraje	Tiempo de Separación
1000 ml	40 °C	14 min 20 s	0,24 h
<b>Ensayo N° 3</b>			
Volumen de muestra	Temperatura	Cronometraje	Tiempo de Separación
1000 ml	41 °C	13 min 43 s	0,23 h
<b>Ensayo N° 4</b>			
Volumen de muestra	Temperatura	Cronometraje	Tiempo de Separación
1000 ml	44 °C	12 min 32 s	0,21 h
<b>Ensayo N° 5</b>			
Volumen de muestra	Temperatura	Cronometraje	Tiempo de Separación
1000 ml	42 °C	13 min 0 s	0,22 h
<b>Ensayo N° 6</b>			
Volumen de muestra	Temperatura	Cronometraje	Tiempo de Separación
1000 ml	42 °C	13 min 12 s	0,22 h
<b>Ensayo N° 7</b>			
Volumen de muestra	Temperatura	Cronometraje	Tiempo de Separación
1000 ml	44 °C	12 min 21 s	0,21 h
<b>Ensayo N° 8</b>			
Volumen de muestra	Temperatura	Cronometraje	Tiempo de Separación
1000 ml	41 °C	13 min 50 s	0,23 h
<b>Ensayo N° 9</b>			
Volumen de muestra	Temperatura	Cronometraje	Tiempo de Separación
1000 ml	42 °C	12 min 54 s	0,22 h
<b>Ensayo N° 10</b>			
Volumen de muestra	Temperatura	Cronometraje	Tiempo de Separación
1000 ml	43 °C	12 min 30 s	0,21 h
<b>Ensayo N° 11</b>			
Volumen de muestra	Temperatura	Cronometraje	Tiempo de Separación
1000 ml	42 °C	12 min 05 s	0,22 h
<b>Ensayo N° 12</b>			
Volumen de muestra	Temperatura	Cronometraje	Tiempo de Separación
1000 ml	44 °C	12 min 10 s	0,20 h
<b>Ensayo N° 13</b>			
Volumen de muestra	Temperatura	Cronometraje	Tiempo de Separación
1000 ml	41 °C	13 min 41 s	0,23 h

Continuación Tabla 3.7

<b>Ensayo N° 14</b>			
Volumen de muestra	Temperatura	Cronometraje	Tiempo de Separación
1000 ml	43 °C	12 min 36 s	0,21 h
<b>Ensayo N° 15</b>			
Volumen de muestra	Temperatura	Cronometraje	Tiempo de Separación
1000 ml	42 °C	13 min 00 s	0,22 h
<b>Ensayo N° 16</b>			
Volumen de muestra	Temperatura	Cronometraje	Tiempo de Separación
1000 ml	42 °C	12 min 56 s	0,22 h
<b>Ensayo N° 17</b>			
Volumen de muestra	Temperatura	Cronometraje	Tiempo de Separación
1000 ml	41 °C	13 min 51 s	0,23 h
<b>Ensayo N° 18</b>			
Volumen de muestra	Temperatura	Cronometraje	Tiempo de Separación
1000 ml	44 °C	12 min 14 s	0,20 h
<b>Ensayo N° 19</b>			
Volumen de muestra	Temperatura	Cronometraje	Tiempo de Separación
1000 ml	43 °C	12 min 38 s	0,21 h
<b>Ensayo N° 20</b>			
Volumen de muestra	Temperatura	Cronometraje	Tiempo de Separación
1000 ml	41 °C	13 min 40 s	0,23 h
<b>Ensayo N° 21</b>			
Volumen de muestra	Temperatura	Cronometraje	Tiempo de Separación
1000 ml	42 °C	13 min 10 s	0,22 h
<b>Ensayo N° 22</b>			
Volumen de muestra	Temperatura	Cronometraje	Tiempo de Separación
1000 ml	42 °C	13 min 16 s	0,22 h
<b>Ensayo N° 23</b>			
Volumen de muestra	Temperatura	Cronometraje	Tiempo de Separación
1000 ml	43 °C	13 min 00 s	0,22 h
<b>Ensayo N° 24</b>			
Volumen de muestra	Temperatura	Cronometraje	Tiempo de Separación
1000 ml	44 °C	12 min 26 s	0,21 h
<b>Ensayo N° 25</b>			
Volumen de muestra	Temperatura	Cronometraje	Tiempo de Separación
1000 ml	41 °C	14 min 00 s	0,23 h

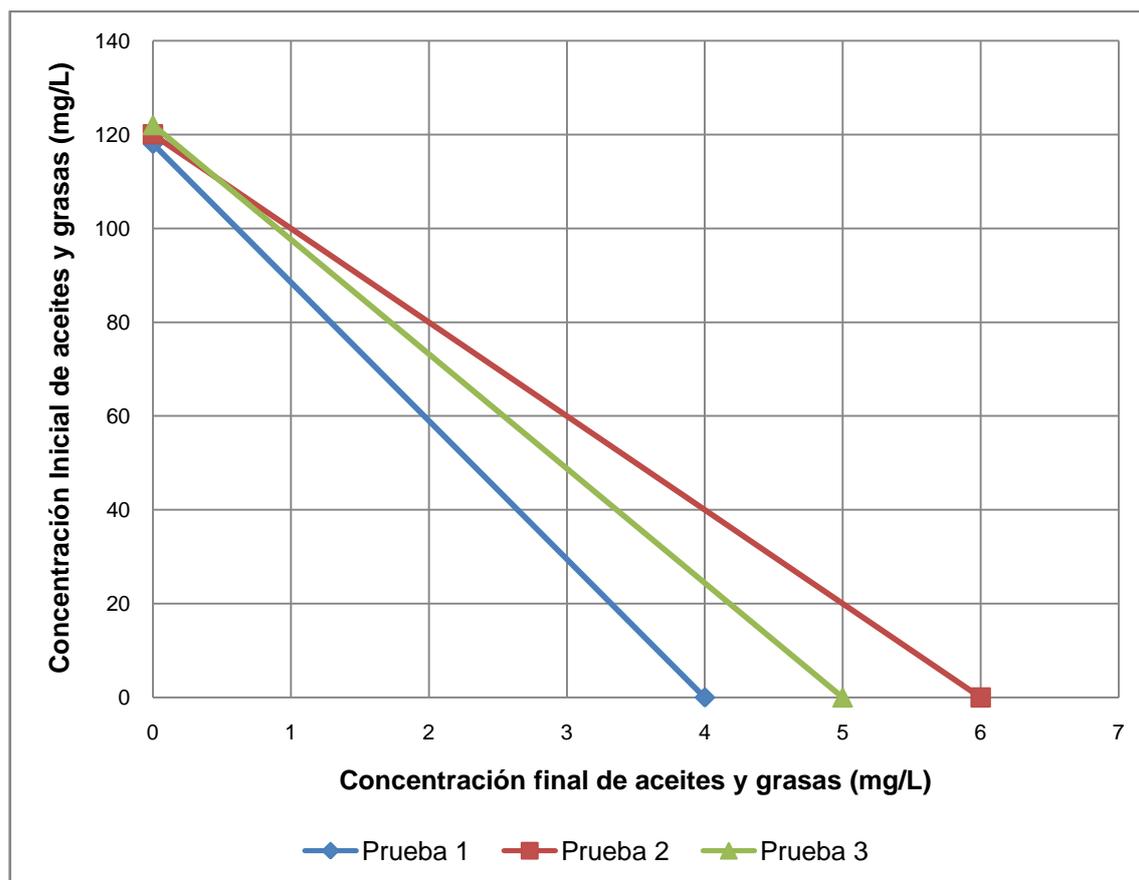
Con los valores de cada ensayo de separación gravitatoria, se obtuvo el tiempo de separación promedio de las fases oleosa y acuosa, el resultado fue de 0,22 horas.

Este resultado de tiempo de separación concuerda con los tiempos publicados por Kenneth (2006), en donde el autor señala que el rango adecuado para la coalescencia de las gotas de aceite y la separación de fases se encuentra entre 10 y 60 minutos.

### **3.2.1.1 Resultados del proceso de desnatado de petróleo en remoción de aceites y grasas con el tiempo de residencia promedio de 0,22 horas**

Se realizaron tres pruebas con 118 mg/L, 120 mg/L y 122 mg/L de concentración inicial de aceites y grasa en el agua de formación, la concentración final de este parámetro en el agua de formación después de 13,22 minutos de tiempo de residencia fue de 4 mg/L, 6 mg/L y 5mg/L respectivamente. Por lo tanto se concluyó que el tiempo de residencia de 13,22 minutos puede remover hasta en un 96% la concentración de aceites y grasa en el agua de formación del campo. Por otra parte los resultados de los análisis cumplen con los límites permisibles de descarga del reglamento ambiental (20 mg/L) y también los parámetros de recuperación secundaria (15 mg/L).

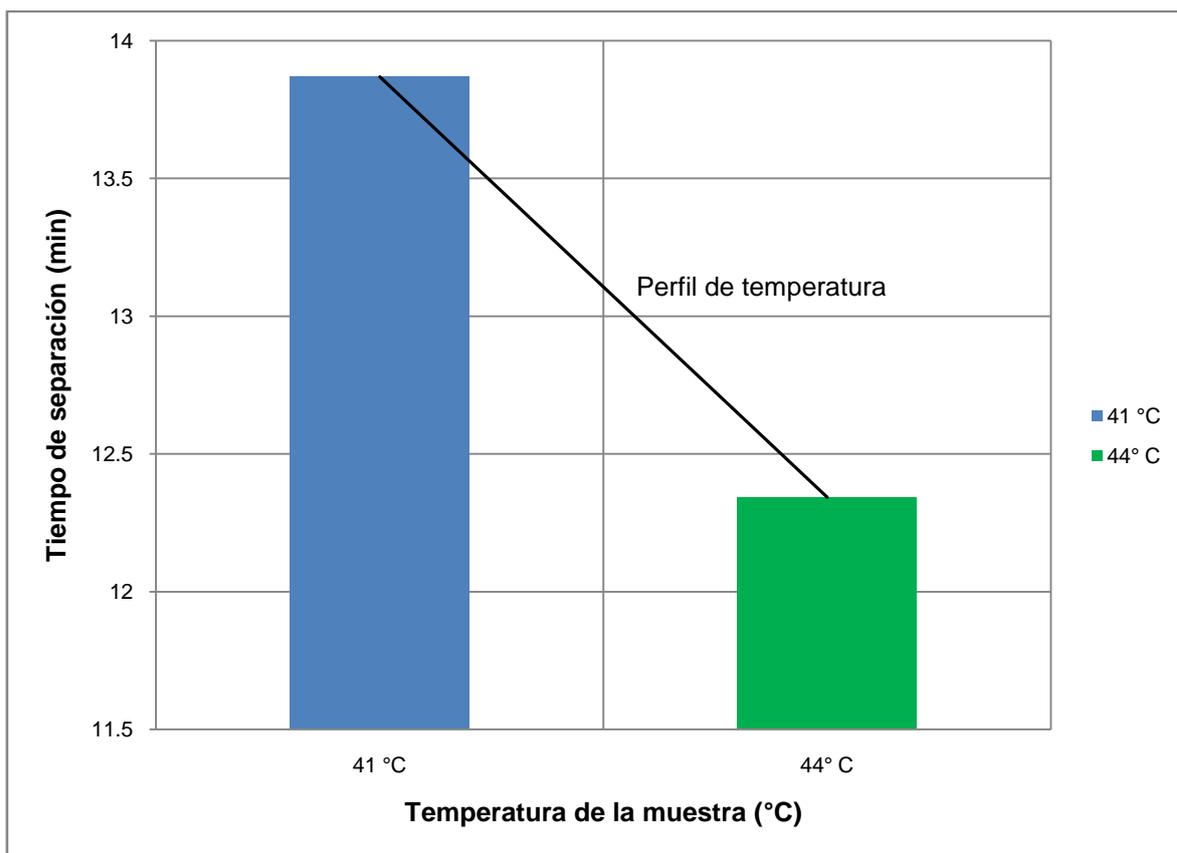
Los efectos del proceso de remoción de aceites y grasas en 0.22 horas de tiempo de residencia se muestran a continuación en la figura 3.4.



**Figura 3.4.** Remoción de aceites y grasa en el proceso de desnatado de petróleo con tiempo de residencia de 0.22 hrs

### 3.2.1.2 Influencia de la temperatura en la separación de fases oleosa y acuosa

En la figura 3.5 se observa la influencia de la temperatura en el tiempo de separación de las fases, esta desviación se debe a la relación inversamente proporcional que presenta la densidad de los compuestos líquidos con la temperatura, es decir que a mayor temperatura aumenta el gradiente gravidades específicas entre el agua y el aceite. Con esto se comprueba uno de los postulados de la ley de Stokes que dice que: “Cuanto mayor sea la diferencia de densidad entre la gota de aceite y la fase acuosa mayor será la velocidad de ascenso y separación. Es decir, mientras más liviano sea el crudo, será más fácil removerlo del agua”.



**Figura 3.5.** Influencia de la temperatura en la separación gravitacional de la fase oleosa de la acuosa

### 3.2.2 DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO PROMEDIO DE LA GOTA DE ACEITE

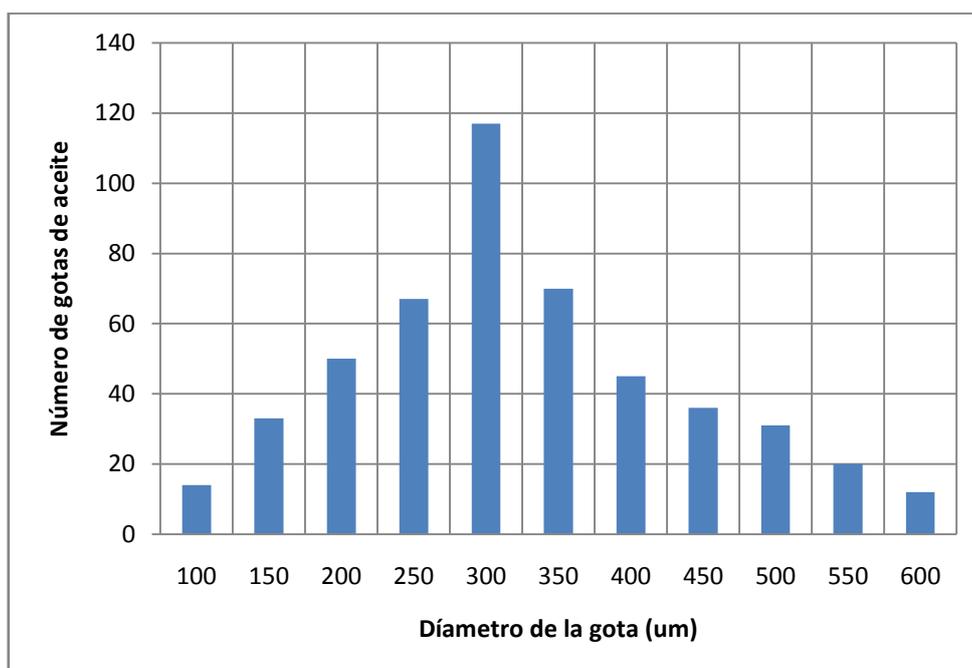
Se realizaron veinte ensayos experimentales en los cuales se midió el diámetro de varias gotas de aceite mediante microscopía óptica. Por la gran cantidad de resultados aleatorios de diámetro de gota de aceite obtenidos de cada ensayo de microscopía óptica se realizó una reclasificación por tamaño de gota, este conteo total se encuentra tabulado en la tabla 3.8

**Tabla 3.8.** Reclasificación de gotas por tamaño

Diámetro (um)	Número de gotas totales	Porcentaje
100	14	3%
150	33	7%
200	50	10%
250	67	14%
300	117	24%
350	70	14%
400	45	9%
450	36	7%
500	31	6%
550	20	4%
600	12	2%

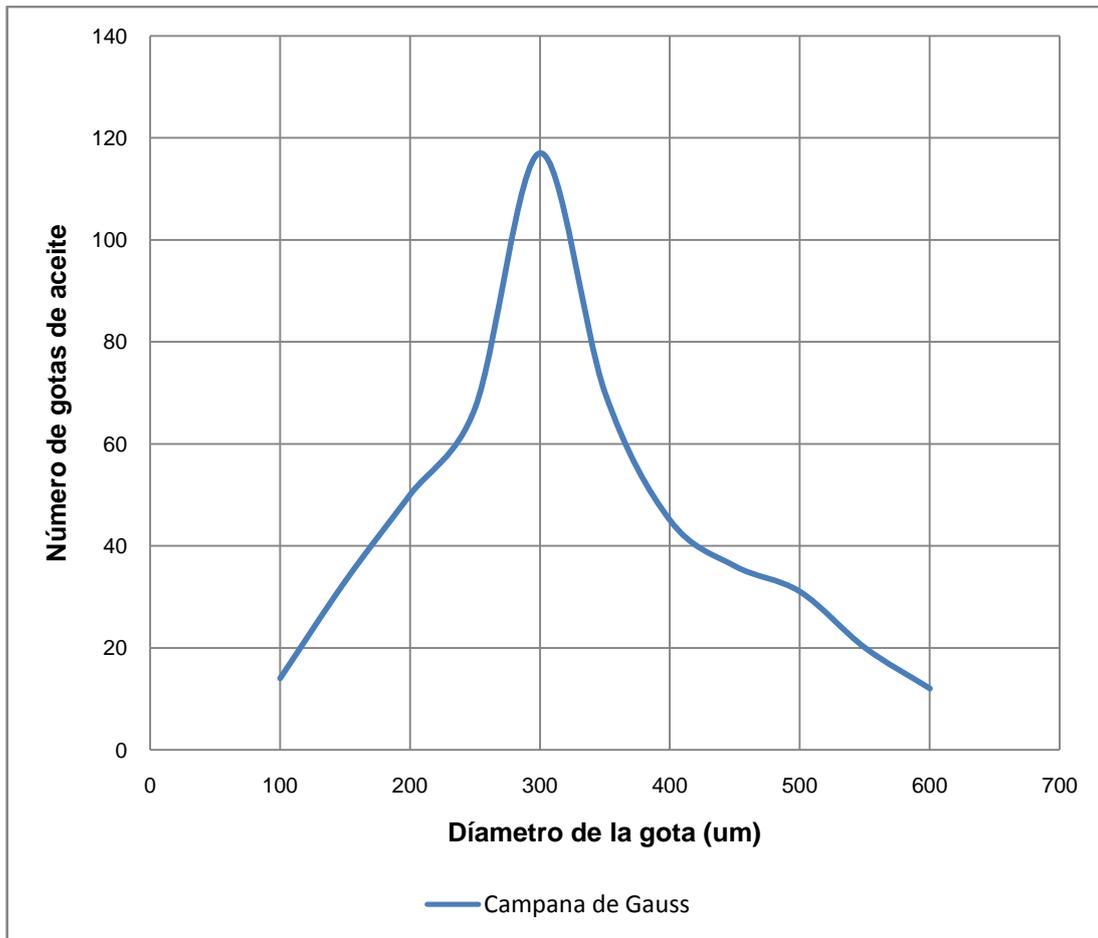
Del análisis de datos de la tabla 3.8 se puede concluir que la mayoría de las gotas de aceite en el agua de formación del campo tienen un tamaño que oscila entre 250 um y 350 um.

En la figura 3.6 se presenta la distribución del tamaño de la gota de aceite en función al número de gotas medidas.



**Figura 3.6.** Distribución del diámetro de la gota de aceite en función al número de gotas medidas

Con base en la figura 3.6 se obtuvo la curva de distribución gaussiana o campana de Gauss, esta curva sirvió para la selección del diámetro promedio de la gota de aceite en el agua de formación. La campana de Gauss se observa a continuación en la figura 3.7.



**Figura 3.7.** Distribución gaussiana del diámetro de la gota de aceite

Se observa que la mayoría de las gotas de aceite tienen un diámetro de 300 micrones; este método estadístico es recomendado por Arnold-Stewart (1999) y por Kenneth (2006) para determinar el tamaño promedio de una partícula esférica de aceite en agua de formación.

La variación de tamaño de gotas de aceite se debe a los procesos de dispersión y coalescencia. La dispersión crea división y ruptura de las gotas de aceite y por lo tanto se encuentran gotas de menor diámetro y los procesos de coalescencia provocan atracción de las gotas y por lo tanto las mismas aumentan en diámetro.

El tiempo de residencia y el régimen de flujo laminar benefician a la coalescencia de las gotas de aceite.

En los postulados de la ley de Stokes, se afirma que a mayor tamaño de partícula de aceite, mayor es el cuadrado de su diámetro, y, por lo tanto, la velocidad de ascenso es mayor. Es decir, mientras más grande sea el diámetro de la gota de aceite la separación de la fase acuosa de la oleosa será más eficiente.

### 3.2.3 DIMENSIONAMIENTO DEL TANQUE SKIMMER

El dimensionamiento del tanque skimmer se rigió bajo la normativa del American Petroleum Institute (API) en la publicación 421 "Management of water discharges: Design and operation of Oil-Water separators" y la metodología de diseño publicada por Arnold y Stewart (1999).

En la tabla 3.9 se presentan las variables de diseño para el dimensionamiento del tanque skimmer.

**Tabla 3.9.** Variables de diseño para el dimensionamiento del tanque skimmer

Parámetro	Valor	Unidad de Campo	Valor	Unidad SI
Caudal de agua de formación	20 000	bbls/d	3 179,70	m <sup>3</sup> /d
Temperatura del proceso	107,60	°F	42	°C
Densidad del agua de formación	8,60	lb/gal	1 030	kg/m <sup>3</sup>
Viscosidad del agua de formación	1	cP	0,001	Kg/m s
Densidad del petróleo*	28,10	°API	890	kg/m <sup>3</sup>
Diámetro de partícula de la gota de aceite	300	µm	300	µm
Tiempo de separación de la fase oleosa de la acuosa	13,22	min	793,20	S

\*(Compañía Operadora del Campo, 2014)

El tanque skimmer fue dimensionado para un caudal de 20 000 barriles por día ó 3 179,70 metros cúbicos diarios de agua de formación, se utilizó la ley de Stokes para el dimensionamiento del equipo en cuestión y se realizaron las siguientes suposiciones:

- La gota de aceite de geometría esférica.
- Flujo laminar en el proceso.

En la tabla 3.10 se muestran las dimensiones calculadas para el tanque skimmer.

**Tabla 3.10.** Dimensiones del tanque skimmer

<b>Dimensiones</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad de Campo</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad SI</b>
Capacidad	235	bbl	28	m <sup>3</sup>
Diámetro	6,56	Pie	2,60	m
Altura	27	Pie	5.23	m
Tiempo de residencia	13,2	min	0,22	h
Espesor de pared	0,08	pulg	2,02	mm

Se dimensionó un tanque skimmer vertical de 5,23 metros de altura y 2,60 metros de diámetro, con capacidad para 28 metros cúbicos de agua de formación. El proceso de desnatado de petróleo tendrá un tiempo de residencia en el tanque skimmer de 0,22 horas para asegurar la remoción del petróleo residual.

Los cálculos de diseño del tanque skimmer se presentan en el Anexo V.

### **3.3 DISEÑO DEL PROCESO DE SEDIMENTACIÓN QUÍMICA**

El proceso de sedimentación química se diseñó con base en la separación gravitacional de partículas sólidas químicamente desestabilizadas y el agua. Se llevaron a cabo ensayos experimentales conocidos como prueba de jarras en los cuales se obtuvo la dosis adecuada de químicos coagulante y floculante para el tratamiento, posteriormente se realizó ensayos de sedimentación con la dosis de coagulante y floculante obtenida en la prueba de jarras y con los resultados de estos ensayos de sedimentación se dimensionó un equipo sedimentador para

tratar un caudal de 20 000 barriles diarios de agua de formación. Los resultados de los ensayos y las dimensiones del sedimentador se presentan a continuación.

### **3.3.1 PRUEBA DE JARRAS**

#### **3.3.1.1 Selección de compuestos químicos coagulante y floculante**

La prueba de selección de los compuestos coagulantes y floculantes para agua de formación se conoce como barrido, el barrido se realizó mediante prueba de jarras, en las cuales se añadió dosis entre 1 mg/L hasta 30 mg/L de cada compuesto; la evaluación de cada químico se realizó por medio de parámetros de observación como: tamaño del flóculo formado, cantidad de flóculos en fondo, cantidad de flóculos suspendidos y cantidad de flóculos en superficie.

Al ser una evaluación de carácter analítico y no cuantitativo se estableció una escala numérica del uno al cinco para la ponderación, siendo uno la menor y cinco la máxima calificación.

La prueba se dividió en dos segmentos selección de coagulante y selección de floculante, para la selección de coagulante se utilizó 100 rpm de agitación durante un minuto y para la prueba de selección de floculante, la agitación fue de 20 rpm durante 15 minutos.

##### **3.3.1.1.1 Resultados del sulfato de aluminio como coagulante**

En la tabla 3.11 se muestran los resultados visuales de las propiedades coagulantes del sulfato de aluminio en el agua de formación.

**Tabla 3.11.** Resultados del sulfato de aluminio como coagulante

N° Jarra	Coagulante sulfato de aluminio (mg/L)	Observaciones			
		Tamaño Aprox de flóculo	Cantidad en fondo	Cantidad suspendida	Cantidad en superficie
1	1	< 1mm	1	5	1
2	5	< 1mm	1	5	1
3	10	< 1mm	1	5	1
4	15	< 1mm	1	5	1
5	20	1mm	1	5	1
6	30	1mm	2	3	1

Se observa en la tabla 3.11 que los resultados de coagulación con sulfato de aluminio en el agua de formación fueron poco efectivos, los flocs formados no presentan un tamaño adecuado y la mayoría quedan suspendidos en el seno del líquido. Se conoce al sulfato de aluminio como uno de los coagulantes de agua por excelencia en el mundo de tratamiento de aguas, pero no se menciona que el agua tratada con sulfato de aluminio por lo general es agua doméstica, es decir aguas residuales negras y grises, con diferentes propiedades a las del agua de formación. Con este barrido quedó descartado el uso de sulfato de aluminio como coagulante del agua de formación del campo.

### 3.3.1.1.2 Resultados de la resina tánica como coagulante

En la tabla 3.12 se muestran los resultados visuales de las propiedades coagulantes de la resina tánica en el agua de formación.

**Tabla 3.12.** Resultados de la resina tánica como coagulante

N° Jarra	Coagulante Resina tánica (mg/L)	Observaciones			
		Tamaño Aprox de flóculo	Cantidad en fondo	Cantidad suspendida	Cantidad en superficie
1	1	< 1mm	3	3	1
2	5	2mm	4	2	1
3	10	2mm	3	4	1
4	15	1mm	1	4	2
5	20	1mm	1	5	4
6	30	1mm	1	4	4

Los resultados del barrido con resina tánica como coagulante fueron exitosos a concentraciones bajas de 1 a 10 mg/L de coagulante como se observa en la tabla 3.12; la formación de flóculos presentan tamaños promedios de 2mm y la mayor parte de los mismos tiende a sedimentar, este es el comportamiento que se busca en la coagulación. Lo que sucede a partir de 15 mg/L de concentración es que las partículas sólidas se desestabilizan y se repelen por lo tanto permanecen suspendidas en el líquido.

De estos resultados se puede apreciar que la concentración idónea de resina tánica para el agua de formación se encuentra entre 1 y 10 mg/L y por ende el ensayo de jarras para encontrar la mejor dosis de coagulante estará en ese rango de concentraciones.

### 3.3.1.1.3 Resultados de la poliacrilamida como floculante

En la tabla 3.13 se muestran los resultados visuales de las propiedades floculantes de la poliacrilamida en el agua de formación.

**Tabla 3.13.** Resultados de la poliacrilamida como floculante

N° Jarra	Floculante Poliacrilamida (mg/L)	Observaciones			
		Tamaño Aprox de flóculo	Cantidad en fondo	Cantidad suspendida	Cantidad en superficie
1	1	2mm	1	5	1
2	5	2mm	1	4	2
3	10	2mm	1	4	2
4	15	2mm	1	4	2
5	20	3mm	3	3	2
6	30	4mm	3	2	1

Los resultados del barrido y la formación de flóculos mediante el uso de poliacrilamida como floculante fueron poco eficientes en cuanto a la sedimentación de los mismos, si bien se formaron flóculos de tamaño

considerable de entre 3 a 4 mm los mismos no tienen el peso suficiente ni las características necesarias para decantar y la mayoría de ellos permanecen suspendidos en el agua de formación. Por lo tanto se descartó el uso de poliacrilamida para el tratamiento de agua de formación del campo.

#### 3.3.1.1.4 Resultados de la emulsión de látex como floculante

En la tabla 3.14 se muestran los resultados visuales de las propiedades floculantes de la poliacrilamida en el agua de formación.

**Tabla 3.14.** Resultados de la emulsión de látex como floculante

N° Jarra	Floculante Emulsión de látex (mg/L)	Observaciones			
		Tamaño Aprox de flóculo	Cantidad en fondo	Cantidad suspendida	Cantidad en superficie
1	1	2mm	3	4	1
2	5	4mm	5	2	1
3	10	4mm	4	2	1
4	15	3mm	2	4	2
5	20	2mm	2	5	1
6	30	2mm	2	5	2

Los resultados de la prueba de barrido con emulsión de latex se presentan en la tabla 3.14; la formación de flóculos sedimentables se dio entre 5 y 10 mg/, Estos flóculos alcanzaron tamaños de entre 3 a 4 mm, la mayoría decantaron. Esto permite concluir que el uso de emulsión de látex en concentraciones bajas es aceptable para el tratamiento del agua de formación del campo.

Lo que sucede a partir de 10 mg/L de concentración es que la sobredosis de reactivo floculante desestabiliza las fuerzas moleculares en el agua, impidiendo la formación de flóculos con características sedimentables.

De estos resultados se puede apreciar que la concentración idónea de emulsión de látex para el agua de formación se encuentra entre 5 y 10 mg/L y por ende el

ensayo de jarras para encontrar la mejor dosis de floculante estará en ese rango de concentraciones.

### 3.3.1.2 Concentración de resina tánica

La resina tánica es un compuesto coagulante diseñado por una compañía de servicios petroleros de amplia experiencia en el mercado nacional, este compuesto es formulado específicamente para coagular agua de formación, las características físico-químicas de la resina tánica se presentan a continuación en la tabla 3.15.

**Tabla 3.15.** Características físico-químicas de la resina tánica

<b>Propiedad</b>	<b>Valor/Descripción</b>	<b>Unidad</b>
<b>Estado Físico</b>	Líquido	-
<b>Color</b>	Marrón Oscuro	-
<b>Punto de Congelación</b>	-7	°C
<b>Punto de Ebullición</b>	100	°C
<b>Densidad a 25°C</b>	1 020 - 1 060	Kg/m <sup>3</sup>
<b>pH</b>	2	-

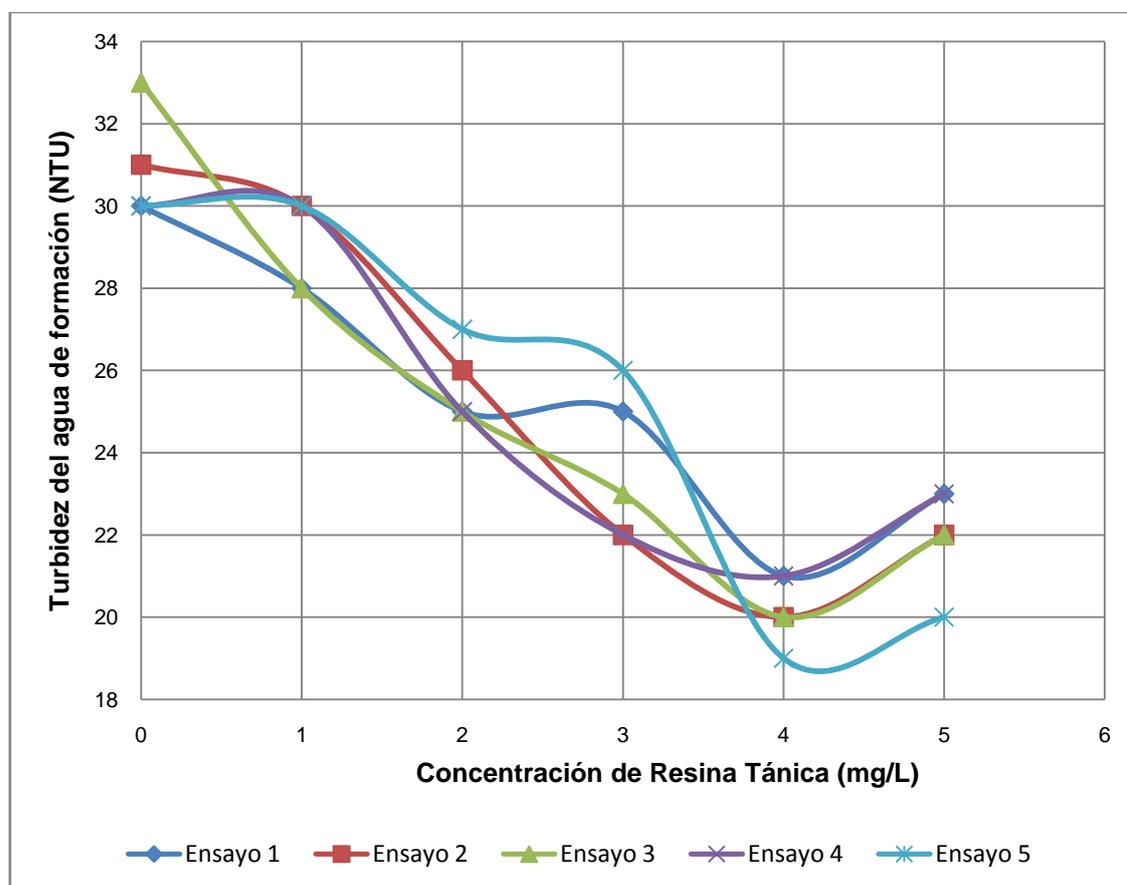
La concentración idónea de resina tánica fue de 4 mg/L, este valor se consiguió mediante pruebas de jarra, las pruebas se realizaron con concentraciones en el rango de 1 mg/L hasta 5 mg/L de acuerdo a los resultados del barrido.

Para determinar la concentración idónea se evaluó la turbidez antes y después de la dosificación de resina tánica en el agua de formación. En la tabla 3.16 se presentan los resultados de obtención de concentración idónea de resina tánica como coagulante en el tratamiento de agua de formación.

**Tabla 3.16.** Resultados de los ensayos de prueba de jarras con resina tánica

Ensayo	NTU Inicial	Concentración de Resina Tánica (mg/L)					Turbidez Final (NTU)				
		Jarra 1	Jarra 2	Jarra 3	Jarra 4	Jarra 5	Jarra 1	Jarra 2	Jarra 3	Jarra 4	Jarra 5
1	30	1	2	3	4	5	28	25	25	21	23
2	31	1	2	3	4	5	30	26	22	20	22
3	30	1	2	3	4	5	28	25	23	20	22
4	33	1	2	3	4	5	30	25	22	21	23
5	30	1	2	3	4	5	30	27	26	19	20
<b>Turbidez final promedio</b>							29,2	25,6	23,6	<b>20,2</b>	22
<b>Concentración Idónea (mg/L)</b>							<b>4</b>				

Estos resultados permitieron trazar el comportamiento de la remoción de turbidez del agua de formación en función a la cantidad de coagulante añadido; este comportamiento se ilustra en la figura 3.8 y se observa claramente a la concentración de 4 mg/L de resina tánica como la mejor en cuanto a remoción de turbidez del agua inicial.

**Figura 3.8.** Dosis idónea de resina tánica

### 3.3.1.3 Concentración de emulsión de látex

La emulsión de látex es un compuesto polimérico acrílico diseñado por una compañía de servicios petroleros con amplia experiencia en el mercado nacional, formulado específicamente para formar flóculos en el agua de formación, las características físico-químicas de la emulsión de látex se presentan a continuación en la tabla 3.17.

**Tabla 3.17.** Propiedades físico-químicas de la emulsión de látex

Propiedad	Valor/Descripción	Unidad
Estado Físico	Líquido	-
Color	Blanco	-
Punto de Congelación	-10	°C
Punto de Ebullición	110	°C
Densidad a 25°C	1 020 - 1 060	Kg/m <sup>3</sup>

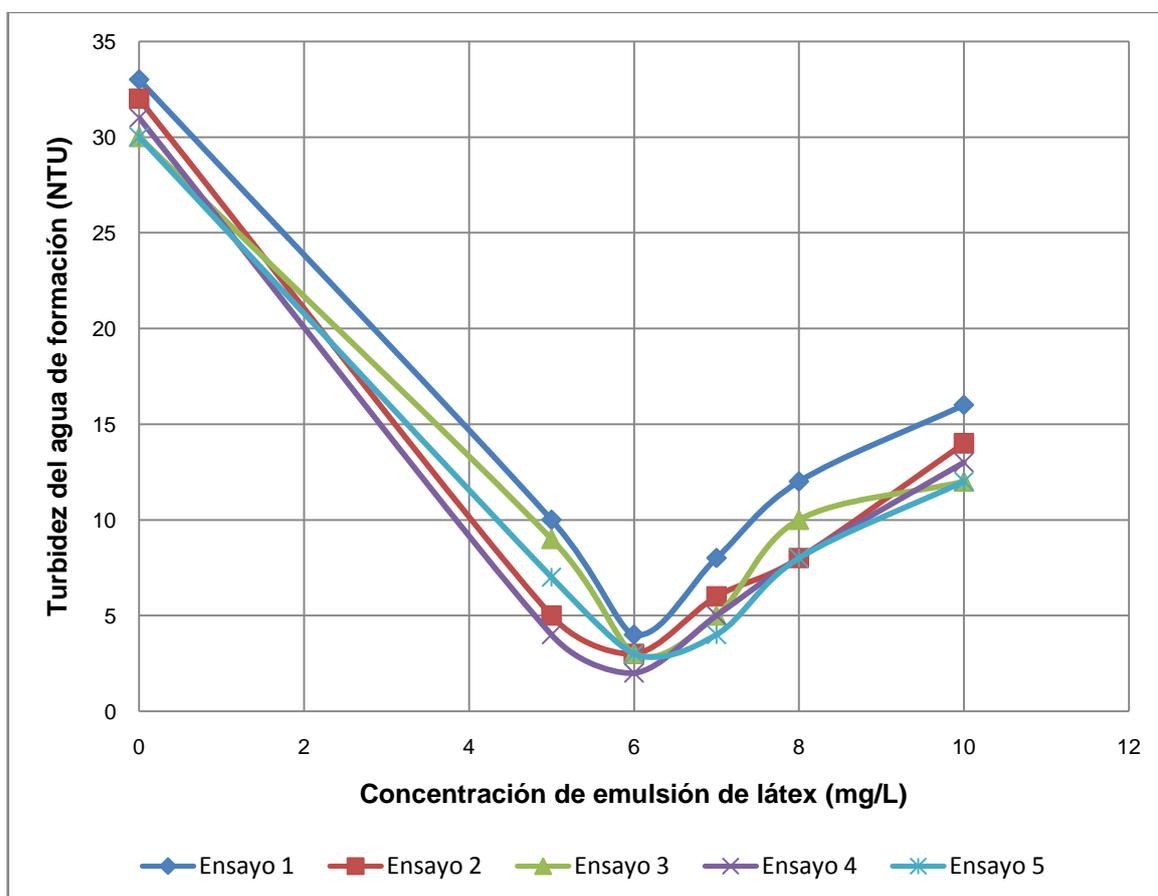
La concentración idónea de emulsión de látex fue de 6 mg/L, este valor se consiguió mediante ensayos de prueba de jarras, las pruebas se realizaron manteniendo constante la dosificación de 4 mg/L de resina tánica con agitación rápida en un minuto a 100 rpm. La concentración de emulsión de látex osciló entre 5 mg/L y 10 mg/L con agitación lenta de 15 rpm durante quince minutos. Se escogió realizar la prueba en rango de concentraciones mencionado anteriormente de acuerdo a los resultados obtenidos del barrido.

Para determinar la concentración idónea se evaluó la turbidez antes y después de la prueba de jarras. En la tabla 3.18 se presentan los resultados de obtención de la concentración idónea de emulsión de látex como floculante en el tratamiento de agua de formación.

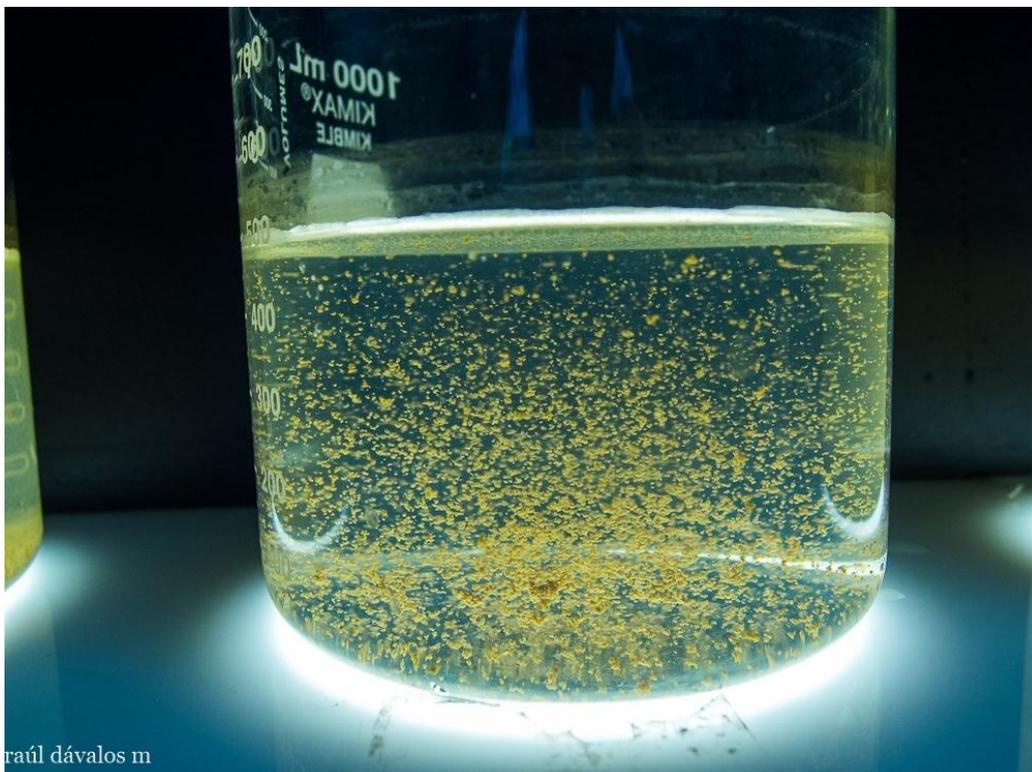
**Tabla 3.18.** Resultados de los ensayos de prueba de jarras con emulsión de látex

Ensayo	Turbidez Inicial (NTU)	Concentración de Emulsión de Látex (mg/L)					Turbidez Final (NTU)				
		Jarra 1	Jarra 2	Jarra 3	Jarra 4	Jarra 5	Jarra 1	Jarra 2	Jarra 3	Jarra 4	Jarra 5
1	33	5	6	7	8	10	10	4	8	12	16
2	32	5	6	7	8	10	5	3	6	8	14
3	30	5	6	7	8	10	9	3	5	10	12
4	31	5	6	7	8	10	4	2	5	8	13
5	30	5	6	7	8	10	7	3	4	8	12
<b>Turbidez final promedio</b>							7,0	<b>3,0</b>	5,6	9,2	13,4
<b>Concentración Idónea (mg/L)</b>							<b>6</b>				

Estos resultados permitieron trazar el comportamiento de la remoción de turbidez de el agua de formación en función a la cantidad de floculante añadido, este comportamiento se ilustra en la figura 3.9, donde se observa claramente que la concentración de 6 mg/L de emulsión de látex como la mejor en cuanto a remoción de turbidez del agua inicial.

**Figura 3.9.** Dosis idónea de emulsión de látex

En la figura 3.10 se presenta la imagen de los flóculos formados en el agua de formación con las concentraciones idóneas de resina tánica y emulsión de látex de 4 mg/L y 6 mg/L respectivamente.



**Figura 3.10.** Flóculos formados en agua de formación con 4 mg/L de resina tánica y 6 mg/L de emulsión de látex

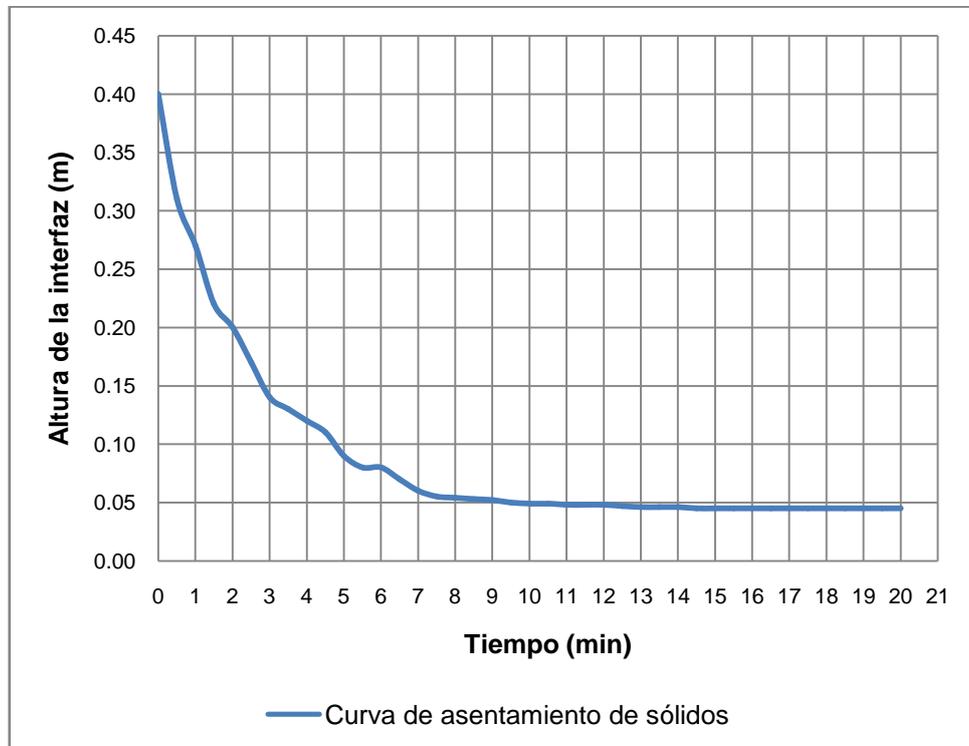
### 3.3.2 ENSAYO DE SEDIMENTACIÓN

Los ensayos de sedimentación con acción coagulante de la resina tánica en concentración de 4 mg/L y floculante de la emulsión de látex de concentración 6 mg/L arrojaron los valores que se observan en la tabla 3.19.

**Tabla 3.19.** Datos de altura de la interfaz de líquido clarificado versus el tiempo

<b>Tiempo (min)</b>	<b>Altura de la interfaz (m)</b>
0,000	0,400
0,500	0,310
1,000	0,270
1,500	0,220
2,000	0,200
2,500	0,170
3,000	0,140
3,500	0,130
4,000	0,120
4,500	0,110
5,000	0,090
5,500	0,080
6,000	0,080
6,500	0,070
7,000	0,060
7,500	0,055
8,000	0,054
8,500	0,053
9,000	0,052
9,500	0,050
10,000	0,049
10,500	0,049
11,000	0,048
11,500	0,048
12,000	0,048
12,500	0,047
13,000	0,046
13,500	0,046
14,000	0,046
14,500	0,045
15,000	0,045
15,500	0,045
16,000	0,045
16,500	0,045
17,000	0,045
17,500	0,045
18,000	0,045
18,500	0,045
19,000	0,045
20,000	0,045

Los datos de la tabla 3.19 fueron utilizados para construir la curva de asentamiento de sólidos que se presenta a continuación en la figura 3.11.



**Figura 3.11.** Curva de asentamiento de sólidos del agua de formación del campo

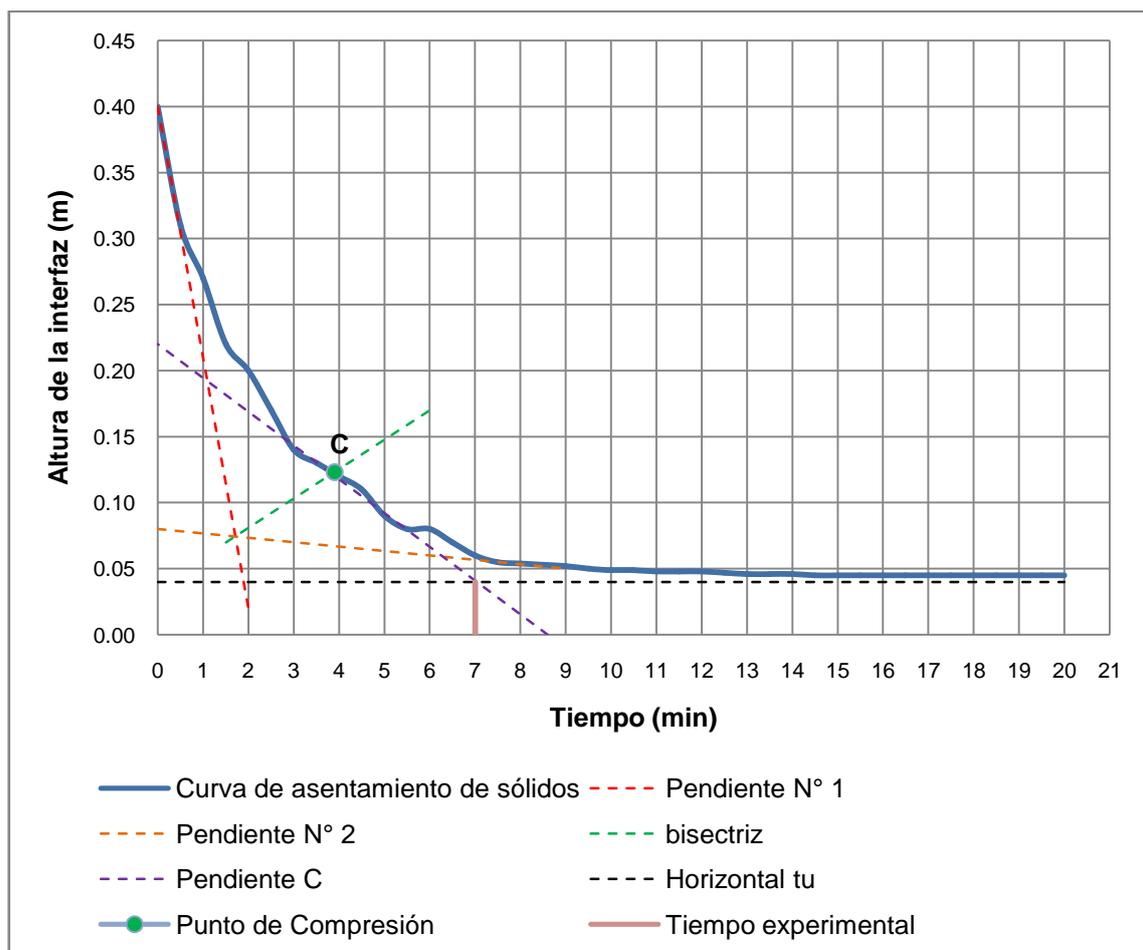
En la figura 3.11 se observa el comportamiento de la sedimentación de las partículas sólidas floculadas en el agua de formación. La dosis de coagulante y floculante hacen que las partículas ganen mayor tamaño y peso, por lo tanto sedimentan con mayor velocidad, esto se ve reflejado en los primeros dos minutos del proceso; en este tiempo la clarificación del agua alcanza un cincuenta por ciento de avance.

A partir del tercer minuto, el proceso de sedimentación entra en la zona de transición hacia la zona de compresión de sólidos, en esta zona las partículas se desaceleran, hasta que alcanzan el colchón de sólidos, el proceso de desaceleración duró desde el cuarto minuto hasta el doceavo minuto donde prácticamente la altura del líquido clarificado no sufre ningún cambio.

Este comportamiento del proceso de sedimentación es validado por Romero (2001), en el que textualmente dice “en una suspensión diluida las partículas

sedimentan libremente con velocidad igual a su velocidad de asentamiento, hasta que alcanzan la zona de lodos en el tanque de sedimentación, muy cerca de esta zona las partículas se desaceleran hasta que, al final, forman parte de los lodos sedimentados”. Lo que se concluye de este postulado es que la velocidad de sedimentación debe ser obtenida antes de que el proceso entre en la zona de transición.

Talmage y Fitch diseñaron una metodología para el diseño de equipos sedimentadores, que se basa en la curva de asentamiento de sólidos. Los trazos del método gráfico se presentan en la figura 3.12, y con los mismos se obtienen parámetros de diseño, como velocidad de sedimentación y el área requerida para la clarificación del efluente.



**Figura 3.12.** Método gráfico para la obtención de parámetros de diseño de un sedimentador

En la figura 3.12 se observa el punto C, conocido como punto de compresión de sólidos, e indica el inicio del estado de transición del proceso de sedimentación, se lo obtiene gráficamente prolongando las tangentes de la zona de sedimentación a velocidad constante (Pendiente N° 1) y la zona de compresión de lodos (Pendiente N° 2) hasta que corten. Por el punto de corte de las rectas se grafica la bisectriz del ángulo formado.

El tiempo requerido para alcanzar la concentración más alta de sólidos en la zona de compresión ( $t_u$ ) se obtiene gráficamente mediante la intersección de la recta tangente (pendiente C) al punto de compresión C y la recta horizontal que corresponde a la profundidad  $H_u$ , este valor  $H_u$  es la profundidad requerida para alcanzar la concentración más alta de sólidos en zona de compresión.

Los resultados del proceso de sedimentación química de los sólidos del agua de formación del campo mediante ensayos experimentales y el método grafico de Tamalge y Fitch fueron los siguientes:

Tiempo requerido para alcanzar la concentración más alta de sólidos en la zona de compresión ( $t_u$ ) fue de 7 minutos.

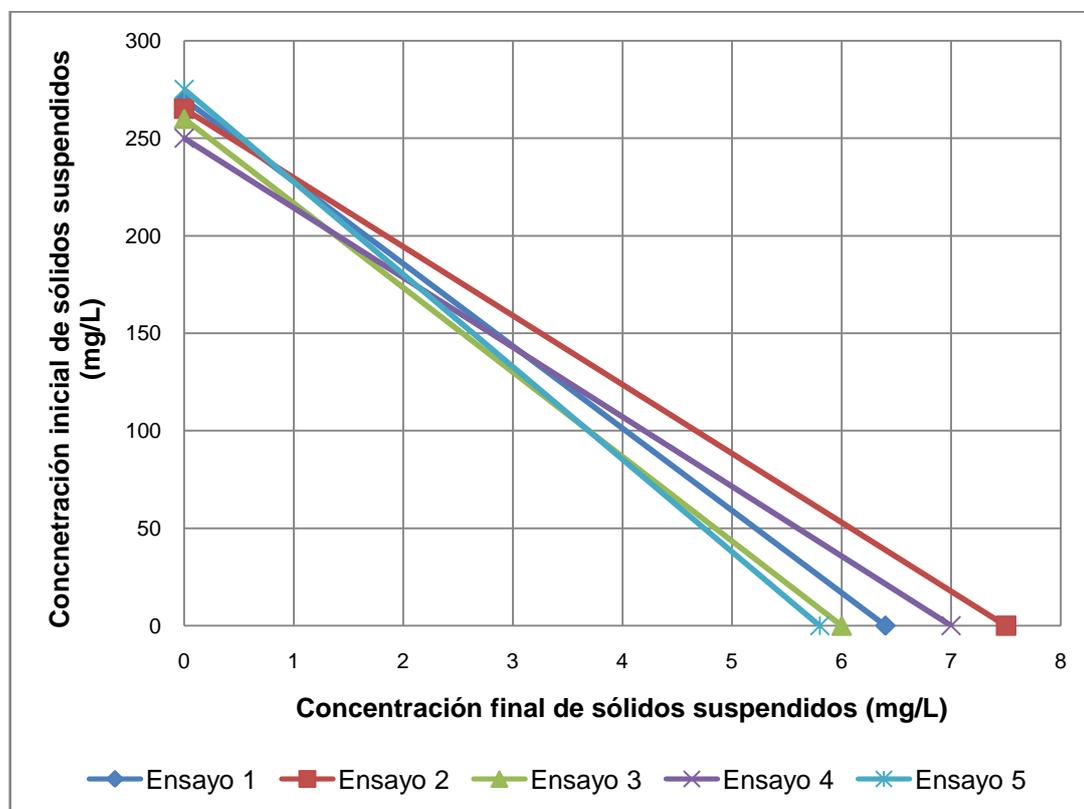
La velocidad de asentamiento de sólidos fue 6 m/h.

Este valor alto de velocidad de asentamiento de sólidos se debe en gran parte a la adecuada dosificación de químicos, los cuales formaron flóculos de elevado tamaño y peso, al aumentar el peso de las partículas las fuerzas de empuje del medio no pueden contrarrestar la fuerza de asentamiento de las partículas.

### **3.3.2.1 Resultados de remoción de sólidos suspendidos en el agua de formación**

Se analizó la zona clarificada de los ensayos de sedimentación química con las concentraciones idóneas de coagulante y floculante y se obtuvo un 98% de

remoción de sólidos suspendidos en el efluente clarificado. A continuación en la figura 3.13 se presenta la tendencia a la remoción de sólidos.



**Figura 3.13.** Resultados del tratamiento de sedimentación química en la remoción de sólidos suspendidos

Las concentraciones obtenidas de sólidos suspendidos después del proceso de sedimentación química se encuentran entre 6 y 7,5 mg/L las cuales son permisibles para los límites de recuperación secundaria y el reglamento ambiental, por lo tanto el proceso diseñado de remoción de sólidos suspendidos asegura la calidad del efluente.

### 3.3.3 DIMENSIONAMIENTO DEL SEDIMENTADOR

El dimensionamiento del tanque sedimentador se basó en el método gráfico de Talmage y Fitch, publicado en Metcalf y Eddy (2003) y también mencionado en Romero (2006). En la tabla 3.20 se presentan las variables de diseño para el dimensionamiento del sedimentador.

**Tabla 3.20.** Variables de diseño para el dimensionamiento del sedimentador

Parámetro	Valor	Unidad de Campo	Valor	Unidad SI
Caudal de agua de formación	20 000	bbbls/d	3 179,70	m <sup>3</sup> /d
Temperatura del proceso	107,60	°F	42	°C
Densidad del agua de formación	8,60	lb/gal	1 030	kg/m <sup>3</sup>
Velocidad de asentamiento de sólidos	19,68	pie/h	6	m/h
Tiempo requerido para alcanzar la concentración máxima de sólidos	7	min	0,30	h

El sedimentador fue dimensionado para un caudal de 20 000 barriles ó 3179,70 metros cúbicos diarios de agua de formación, la velocidad de sedimentación se obtuvo de la curva de asentamiento de sólidos de la figura 3.12 y fue de 6 m/h. El tiempo requerido para alcanzar la máxima concentración de sólidos en los fondos fue de siete minutos y se calculó mediante la aplicación del método grafico en la curva de asentamiento de sólidos.

En la tabla 3.21 se muestran las dimensiones calculadas para el tanque sedimentador.

**Tabla 3.21.** Dimensiones del sedimentador

Dimensiones	Valor	Unidad de Campo	Valor	Unidad SI
Capacidad	972,15	bbl	154,56	m <sup>3</sup>
Área	415,92	pie <sup>2</sup>	38,64	m <sup>2</sup>
Diámetro	22,96	pie	7,00	m
Altura	13,12	pie	4,00	m
Tiempo de residencia	72,00	min	1,20	h
Espesor de pared	0,08	pulg	2	mm

Se dimensionó un tanque sedimentador esférico de 7 metros de diámetro y 4 metros de altura, con capacidad para 156,56 metros cúbicos de agua de formación. El proceso de sedimentación química del agua de formación tendrá un

tiempo de residencia en el sedimentador de 1,20 horas, con el fin de asegurar la remoción de sólidos en agua de formación.

Con los resultados de los ensayos de sedimentación se determinó el área para la clarificación del efluente de 38.64 metros cuadrados, y, con base en el área calculada se determinó que el diámetro del sedimentador circular será de 7 metros. Se asumió 4 metros de altura del sedimentador con respaldo en la teoría de diseño publicada por Romero (2001) en la que se manifiesta que los rangos de altura para sedimentadores circulares se encuentran entre 2 a 4 metros.

Los cálculos de diseño del tanque sedimentador y el proceso de construcción de la curva de asentamiento de sólidos se presentan en el Anexo VI.

### **3.4 DISEÑO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN**

La planta de tratamiento se diseñó para procesar 20 000 barriles diarios de agua de formación, con el fin de obtener un efluente apto para recuperación secundaria de petróleo.

Se realizaron los correspondientes balances generales de masa y energía con los que se definió los diagramas BFD y PFD, estos diagramas se realizaron bajo la normativa ANSI Y32.11 para la elaboración de diagramas de flujo de procesos industriales.

Se dimensionaron las tuberías, bombas y accesorios necesarios para el transporte de fluidos, se planteó una filosofía de control automático de los procesos involucrados en la planta, se realizó el diagrama de instrumentación y tuberías P&ID, y finalmente se realizó la distribución de planta de los equipos en el diagrama layout.

### 3.4.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El área de producción de la compañía operadora del campo petrolero se encuentra ubicada al nororiente de la amazonia ecuatoriana, en la provincia de Sucumbíos a las afueras del cantón Lago Agrio. En la figura 3.14 se observa la división política de la provincia de Sucumbíos.



**Figura 3.14.** División cantonal de la provincia de Sucumbíos

### 3.4.2 CONDICIONES METEOROLÓGICAS

**Tabla 3.22.** Condiciones ambientales y meteorológicas de la zona de ubicación de la planta de tratamiento de agua de formación

Condiciones Meteorológicas		
Parámetro	Valor	Unidad
Presión atmosférica	0,97	atm
Temperatura promedio verano	35	°C
Temperatura promedio invierno	27	°C
Temperatura máxima registrada	39	°C
Temperatura mínima registrada	21	°C
Pluviosidad	3009	mm/año
Humedad relativa	76-95	%

### 3.4.3 BALANCES DE MASA

Se realizó el balance general de masa para la planta de tratamiento de agua a partir de 3 275 091 Kg por día que representan a los 20 000 barriles de agua que se tratarán en la planta diariamente. Los resultados de los balances de acuerdo a cada proceso se muestran en las tablas 3.23 y 3.24. Los cálculos detallados de cada balance de masa se encuentran en el Anexo VII.

**Tabla 3.23.** Balance de masa por corrientes desde la entrada del agua a la planta hasta la salida del tanque skimmer

Número de corriente	1	2	3	4
Estado	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido
Proceso	Entrada	Desnatado	Desnatado	Sedimentación
Descripción	Entrada a la Planta de tratamiento	Salida de superior del tanque skimmer	Salida Inferior del tanque skimmer	Entrada de coagulante
Flujo Másico (kg/d)	3 275 091	372,03	3 274 718,97	51,74
Agua (kg/d)	3 273 860,46	-	3 273 860,46	-
Petróleo (kg/d)	387,92	372,03	15,89	-
Sólidos (kg/d)	842,62	-	842,62	-
Coagulante (kg/d)	-	-	-	51,74
Floculante (kg/d)	-	-	-	-

**Tabla 3.24.** Balance de masa por corrientes desde la entrada del agua al sedimentador hasta la salida de la planta de tratamiento

Número de corriente	5	6	7	8
Estado	Líquido	Sólido	Líquido	Líquido
Proceso	Sedimentación	Sedimentación	Sedimentación	Salida
Descripción	Entrada de floculante	Salida inferior del sedimentador	Salida superior del sedimentador	Salida del tanque pulmón
Flujo Másico (kg/d)	77,52	952,80	3 273 895,42	3 273 895,42
Agua (kg/d)	-	-	3 273 860,46	3 273 860,46
Petróleo (kg/d)	-	-	15,89	15,89
Sólidos (kg/d)	-	823,54	19,07	19,07
Coagulante (kg/d)	-	51,74	-	-
Floculante (kg/d)	77,52	77,52	-	-

Mediante el balance de masa se definió los flujos másicos en cada corriente del proceso, en los procesos de remoción se consideró como parte del balance a las

concentraciones de los contaminantes obtenidos antes y después de los ensayos experimentales.

En la tabla 3.24 se observa la corriente 8 que indica la salida del agua de la planta de tratamiento, la concentración de petróleo y sólidos suspendidos es de 5 mg/L y 6mg/L respectivamente; estas concentraciones entran en los límites permisibles de recuperación secundaria y en el reglamento ambiental para operaciones hidrocarburíferas del Ecuador.

La remoción de petróleo mediante el proceso de desnatado es del 96% y la remoción de sólidos suspendidos mediante el proceso de sedimentación química es del 98%. En estos porcentajes de remoción no se consideró la eficiencia de los equipos ni cambios de condiciones dentro de los procesos ya que se diseñaron los procesos de desnatado y sedimentación química mediante ensayos experimentales a nivel de laboratorio y fueron escalados a nivel industrial.

En el tratamiento de agua de formación diseñado no existe ningún proceso con intercambio de calor por lo que se consideró que la temperatura del agua de formación se mantiene constante a lo largo del tratamiento, con esta suposición se descarta el balance de energía y solo se cuantifica la temperatura de cada corriente en el diagrama PFD que se presentará posteriormente.

En la tabla 3.24 se observa la corriente 6, que representa la salida de sólidos del sedimentador; el valor diario de desecho es de 952,80 kg los cuales deberán ser desalojados a una piscina de lodos para posteriormente ser recolectados por un gestor ambiental y este a su vez proporcionar el tratamiento adecuado para la descarga de los mismos al ambiente.

### 3.4.4 DIAGRAMAS DE PROCESO

#### 3.4.4.1 Diagrama BFD Y PFD

El diagrama de bloques conocido comúnmente en la ingeniería de procesos por sus siglas en inglés BFD, que significa Block flow diagram, es un instrumento de lectura rápida del proceso. En este diagrama se colocan las operaciones unitarias en bloques, y se indican las cantidades de las corrientes de entrada y salida de los procesos mediante flechas.

El diagrama BFD de la planta de tratamiento de agua de formación se presenta en el ANEXO IX en la figura AIX.1.

Como se observa en el diagrama BFD el proceso inicia con la separación de los fluidos de formación en la estación de producción. El siguiente proceso es la entrada del agua de formación hacia la planta de tratamiento de agua. El tratamiento del agua inicia con el desnatado de petróleo, donde se remueve el petróleo residual del agua mediante separación gravitacional, el petróleo recuperado es reciclado hacia la estación de producción y el agua de formación pasa a la etapa de sedimentación química. En la etapa de sedimentación se añaden compuestos coagulante y floculante, con el objetivo de que los sólidos sedimenten, los flóculos formados son removidos del agua de formación, por último el agua ya clarificada pasa a un tanque pulmón para su reinyección a formaciones productoras de petróleo, con el fin de recobrar la producción del campo.

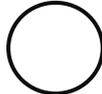
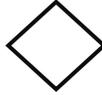
El diagrama de flujo del proceso, conocido comúnmente en la ingeniería de diseño de plantas por sus siglas en inglés PFD que significa Process Flow Diagram es un esquema de flujo que muestra las interconexiones entre los procesos de manera lógica y ordenada, en un PFD se asignan números a las corrientes, y se presenta en una tabla inferior el balance de masa de cada una. A diferencia del BFD en el PFD se muestran los equipos utilizados en el proceso con simbología específica para cada unidad.

El diagrama PFD de la planta se realizó en base a los balances de masa de cada especie en las diferentes corrientes, al no haber procesos de intercambio de calor que influyan en el cambio de temperatura del sistema, la misma se consideró constante durante todo el proceso. El diagrama BFD de la planta de tratamiento de agua de formación se presenta en el ANEXO IX en la figura AIX.2.

#### 3.4.4.2 Simbología utilizada en el diagrama PFD

En la tabla 3.25 se presenta la simbología utilizada en el diagrama PFD de la planta de tratamiento de agua de formación que se observa en la figura 3.16.

**Tabla 3.25.** Simbología utilizada en el diagrama PFD

<b>Símbolo</b>	<b>Descripción</b>
	Temperatura
	Presión
	Número de corriente
	Entrada y salida al proceso

A continuación en la tabla 3.26 se presenta la nomenclatura de los equipos de la planta de tratamiento de agua de formación.

**Tabla 3.26.** Nomenclatura de equipos en el diagrama PFD

<b>Equipo</b>	<b>Código</b>
Tanque Skimmer	Tk-101
Tanque Sedimentador	Tk-102
Tanque Pulmón	Tk-103

### 3.4.5 SELECCIÓN DEL TANQUE PULMÓN

Se seleccionó un tanque pulmón de acuerdo a la norma API 650 para asegurar la operación en continuo de la planta de tratamiento.

Las dimensiones del tanque pulmón se observan a continuación en la tabla 3.27.

**Tabla 3.27.** Dimensiones del tanque pulmón

Dimensiones	Valor	Unidad de Campo	Valor	Unidad SI
Capacidad	528	bbl	84,82	m <sup>3</sup>
Área	304,30	pie <sup>2</sup>	28,27	m <sup>2</sup>
Diámetro	19,68	pie	6	m
Altura	9,84	pie	3	m
Espesor de pared	0.08	pulg	2	mm

### 3.4.6 DIMENSIONAMIENTO DE TUBERÍAS Y SELECCIÓN DE BOMBAS

#### 3.4.6.1 Tuberías

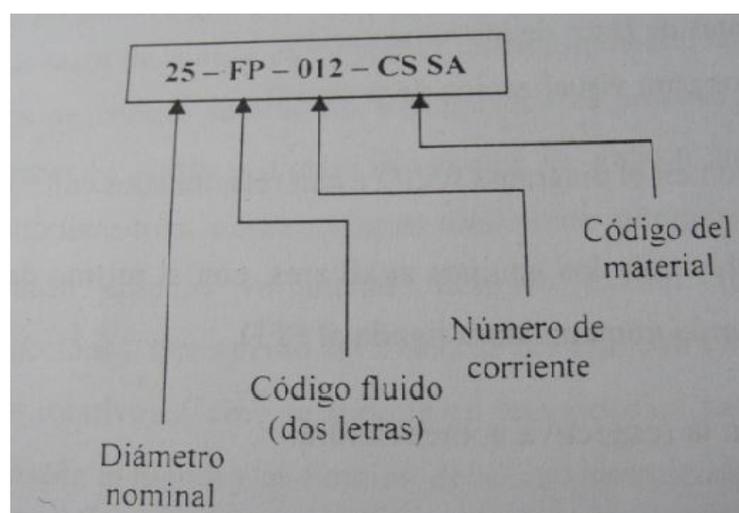
El dimensionamiento de tuberías se realizó con base en los conceptos básicos de mecánica de fluidos, se realizaron balances en función a la ecuación de Bernoulli y se calcularon las pérdidas de carga por fricción mediante la obtención del factor de Darcy-Weisbach en el diagrama de Moody. Las pérdidas por accesorios fueron determinadas mediante la relación de la velocidad por el interior de la tubería y la constante asociada a cada accesorio.

Las tuberías dimensionadas para la planta de tratamiento de agua de formación se presentan en la tabla 3.28.

**Tabla 3.28.** Detalle de las tuberías de la planta de tratamiento de agua de formación

N° de corriente	Denominación	Diámetro nominal (mm)	Diámetro nominal (pulg)	Cédula (mm)	Fluido	Material
1	230-AF-01-CS SA	230	9	40	Agua de formación	Acero al carbono
2	25,4-Oi-02-CS SA	25,4	1	40	Petróleo 28 °API	Acero al carbono
3	230-AF-03-CS SA	230	9	40	Agua de formación	Acero al carbono
4	10-CG-04-SS-SA	10	3/8	80	Resina Tánica	Acero Inoxidable
5	10-FL-05-SS-SA	10	3/8	80	Emulsión de látex	Acero Inoxidable
7	230-AF-07-CS SA	230	9	40	Agua de formación	Acero al carbono
8	230-AF-08-CS SA	230	9	40	Agua de formación	Acero al carbono

La identificación y numeración de las tuberías se realizó siguiendo los criterios de la norma PDVSA L-TP-1.3, en donde a cada tubería se identifica con un código único en el cual consta el diámetro nominal, el número de la corriente ligado al PFD, el código del fluido que transporta y el código del material de construcción como se observa en la figura 3.15.



**Figura 3.15.** Nomenclatura para identificación de tuberías (Paez, 2013, p. 62)

Se calculó el diámetro de las tuberías con base en los rangos de velocidad de flujo por el interior de las mismas, este rango se encuentra entre 2 y 4 pies por

cada segundo, y fue recomendado por el departamento de obras civiles de la COC para el transporte de fluidos en campos petroleros. Se seleccionó acero al carbono para las tuberías de transporte de agua de formación y crudo, Las propiedades de resistencia anticorrosiva que brinda el acero al carbono son respaldadas y publicadas por Kenneth (2006) para el transporte de fluidos de formación.

Los tubings 10-CG-04-CS-SA y 10-FL-04-CS-SA de inyección de químicos fueron dimensionadas en el material acero inoxidable, este material es el recomendado por el fabricante de los productos químicos. Entre los accesorios de las tuberías están codos y válvulas, a continuación se presenta el detalle de los mismos en la tabla 3.29.

**Tabla 3.29.** Detalle de accesorios de las tuberías de la planta de tratamiento de agua de formación

Nº de corriente	Denominación de la línea	Accesorio	Cantidad	Diámetro nominal (mm)
1	230-AF-01-CS SA	Válvula de Globo	1	230
2	25,4-Oi-02-CS SA	Válvula de Globo	1	25,4
		Codo de 90°	1	
3	230-AF-03-CS SA	Válvula de Globo	1	230
4	10-CG-04-CS-SA	Válvula de Globo	2	10
		Válvula Check	1	10
5	10-FL-05-CS-SA	Válvula de Globo	2	10
		Válvula Check	1	10
		Codo de 90°	2	10
6	230-AF-07-CS SA	Válvula Globo	1	230
		Codo de 90°	1	
3	230-AF-08-CS SA	Válvula Globo	1	230

### 3.4.6.2 Bombas

Se necesita seleccionar tres bombas para la planta de tratamiento de agua, dos de ellas son bombas de inyección de químicos y la restante una bomba centrífuga para desplazar el crudo removido hacia la estación de producción. En la tabla 3.30 se observa el detalle de bombas seleccionadas.

**Tabla 3.30.** Detalle de bombas de la planta de tratamiento de agua de formación

Nº de corriente	Denominación	Tipo	Potencia (W)	BHP (HP)
2	B-01	Centrífuga	770	1
4	B-02	Pistón	195	0,25
5	B-03	Pistón	195	0,25

La bomba B-01 fue seleccionada para impulsar el petróleo removido del proceso de desnatado, esta bomba centrífuga entrega una potencia máxima de 770 W. Las bombas B-02 y B-03 seleccionadas para la inyección de químicos son resistentes al ataque químico y especialmente construidas de acero inoxidable, éstas bombas inyectan mediante flujo pistón con 195 W de potencia máxima. Los catálogos y especificaciones técnicas de las bombas se presentan en el Anexo XII.

### 3.4.7 DIAGRAMA DE INSTRUMENTACIÓN Y TUBERÍAS

El diagrama P&ID de la planta de tratamiento de agua de formación se presenta en el ANEXO IX en la figura AIX.3.

### 3.4.7.1 Código de colores para el transporte de fluidos en tuberías

El código de colores utilizado en el diagrama P&ID responde a la norma INEN 440 para el transporte de fluidos en tuberías. En la tabla 3.31 se muestra el código de colores de la norma.

**Tabla 3.31.** Código de colores para el transporte de fluidos en tuberías

<b>Fluido</b>	<b>Color</b>
Agua	Verde
Vapor de Agua	Gris
Aire y oxígeno	Azul
Gases combustibles	Amarillo
Gases no combustibles	Amarillo
Ácidos	Anaranjado
Álcalis	Violeta
Líquidos combustibles	Café
Líquidos no combustibles	Negro

(Paez, 2013, p. 63)

### 3.4.8 FILOSOFÍA DE OPERACIÓN DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN

La operación inicia cuando el agua ingresa al tanque skimmer Tk-101 por la línea 230-AF-01-CS SA, en este tanque el agua tendrá un tiempo de residencia de 13 minutos en el cual se separarán la fase oleosa de la acuosa, el petróleo recuperado por la parte superior del tanque skimmer Tk-101 será bombeado por la bomba B-01 hacia estación de producción mediante la línea 25,4-OI-02-CS SA, por otro lado el agua de formación saldrá en la descarga inferior del tanque skimmer por la línea 230-AF-03-CS SA hacia el sedimentador Tk-102, con esto finaliza la primera etapa del tratamiento.

La segunda etapa del tratamiento en el cual se removerán los sólidos, es la sedimentación química. El agua proveniente del proceso de desnatado es transportada por la línea 230-AF-03-CS SA hacia el sedimentador Tk-102, en el

sedimentador Tk-102 el tiempo de residencia del agua será de 1,20 horas, la descarga de sólidos se realizará por el cono inferior del sedimentador Tk-102, estos residuos serán bombeados hacia la piscina de oxidación en donde un gestor ambiental se encargará del tratamiento de los mismos, el agua clarificada saldrá por la parte superior del sedimentador hacia el tanque pulmón por la línea 230-AF-07-CS SA.

El coagulante será bombeado con la bomba de pistón B-02 por la línea 10-CL-01-SS SA hacia la línea 230-AF-03-CS SA, se inyecta directamente el coagulante a la tubería para simular la agitación rápida de la prueba de jarras y conseguir la coagulación antes de que el agua entre al tanque sedimentador.

El floculante será bombeado con la bomba de pistón B-03 por la línea 230-AF-03-SS SA hacia el tanque sedimentador Tk-102.

El tanque pulmón Tk-103 almacenará agua clarificada y mantendrá el nivel del líquido constante para la alimentación de agua clarificada al sistema de reinyección por medio de la línea 230-AF-08-CS SA.

La filosofía de control para la planta de tratamiento se discute en el Anexo X.

### **3.4.9 DISTRIBUCIÓN DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN**

La distribución en planta se realizó con base en las dimensiones de los equipos y el espacio destinado para la planta de tratamiento de agua de formación, en la figura 3.16 se puede observar la vista superior de la estación de producción y conjuntamente se encuentra denotada el área consignada para la planta de tratamiento.



**Figura 3.16.** Imagen satelital de la estación de producción y el área destinada a la planta de tratamiento de agua de formación  
(Google Earth, 2014)

El diagrama layout propuesto para la planta de tratamiento de agua de formación se presenta en el ANEXO IX en la figura AIX.4.

### 3.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Se realizó la evaluación económica de la planta de tratamiento mediante el desglose de los costos de inversión y el detalle de los costos de operación.

#### 3.5.1 COSTOS DE INVERSIÓN

Dentro del análisis de costos de inversión se encuentran los rubros de costos de equipos y las obras civiles.

A continuación en las tablas 3.32 y 3.33 se presenta el desglose de costos de inversión del proyecto de planta de tratamiento de agua de formación.

**Tabla 3.32.** Detalle de costos de inversión en equipos, accesorios y tuberías

<b>Equipos y accesorios</b>			
<b>Ítem</b>	<b>Costo unitario (USD)</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Costo total (USD)</b>
Tanque skimmer	\$ 20 245,49	1	\$ 20 245,49
Sedimentador	\$ 83 824,92	1	\$ 83 824,92
Tanque pulmón	\$ 45 487,73	1	\$ 45 487,73
Bomba de inyección de químico	\$ 2 122,00	2	\$ 4 244,00
Bomba Centrífuga	\$ 5 000,00	1	\$ 5 000,00
Instrumentación	\$ 30 000,00	1	\$ 30 000,00
Pintura anticorrosiva	\$ 50 000,00	1	\$ 50 000,00
<b>Subtotal</b>			\$ 238 802,14
<b>Tubería de transporte de fluidos</b>			
<b>Ítem</b>	<b>Costo por pie (USD)</b>	<b>Longitud (pie)</b>	<b>Costo total (USD)</b>
Tubería de acero al carbono de 9"	\$ 90,00	816,72	\$ 73 504,80
Tubería de acero al carbono de 1"	\$ 10,00	721,6	\$ 7 216,00
Tubería de acero inoxidable de 3/8"	\$ 27,00	131,2	\$ 3 542,40
<b>Subtotal</b>		1 669,52	\$ 84 263,20
<b>Total de Equipos, accesorios y Tubería</b>			
<b>Total</b>			\$ 323 065,34

**Tabla 3.33.** Detalle de costos de obras civiles

<b>Obras civiles</b>	
<b>Construcción y montaje</b>	<b>Costo (USD)</b>
Movimiento de suelos	\$ 20 000,00
Bases y cimientos	\$ 100 000,00
Transporte y montaje	\$ 200 000,00
Bodega de Químicos	\$ 15 000,00
Cuarto de Control	\$ 20 000,00
<b>Total</b>	\$ 355 000,00

Se realizó un compendio de costos totales de inversión el resultado de este compendio se muestra en la tabla 3.34.

**Tabla 3.34.** Compendio total de costos de inversión

<b>Compendio Total de Costos de inversión</b>	
Costos de Equipos, accesorios y tubería	\$ 323 065,34
Costos de obras civiles	\$ 355 000,00
<b>Total</b>	\$ 678 065,34

### 3.5.2 COSTOS DE OPERACIÓN

Para estimar los costos asociados a la operación de la planta de tratamiento de agua de formación se hizo referencia a los principales rubros consumidos en la operación, tales como los productos químicos, el consumo de energía eléctrica para cada una de las bombas instaladas y los gastos administrativos en donde se encuentran los salarios de guardias, operadores e ingenieros supervisores de planta.

#### 3.5.2.1 Detalle de costo anual de operación

El detalle de costos se desglosó anualmente por categorías, las categorías seleccionadas fueron: costos de tratamiento, Costos administrativos y costos de mantenimiento que se observan en las tablas 3.35, 3.36, y 3.37 respectivamente.

**Tabla 3.35.** Detalle de costos de tratamiento

Costos de Tratamiento	Detalle	Costo Unitario (USD)	Costo Día (USD)	Costo Mensual (USD)	Costo Anual (USD)
Resina Tánica (Coagulante)	3,35 (gal/día)	\$ 24,00	\$ 80,40	\$ 2 412,00	\$ 29 346,00
Emulsión de Látex (Floculante)	5,03 (gal/día)	\$ 20,00	\$ 100,60	\$ 3 018,00	\$ 36 719,00
Energía (Kw/h)	1. B-01 (700 w)	\$ 0,08	\$ 1,48	\$ 44,35	\$ 539,62
	1. B-02 (195 w)	\$ 0,08	\$ 0,37	\$ 11,23	\$ 136,66
	1. B-03 (195 w)	\$ 0,08	\$ 0,37	\$ 11,23	\$ 136,66
<b>Total</b>		\$ 44,24	\$ 183,23	\$ 5 496,82	\$ 66 877,93

**Tabla 3.36.** Detalle de costos administrativos

Personal	Detalle	Costo Unitario (USD)	Costo Día (USD)	Costo Mensual (USD)	Costo Anual (USD)
Operadores de Planta	2	\$ 800,00	\$ 53,33	\$ 1 600,00	\$ 19 200,00
Ingeniero de Control	1	\$ 1 600,00	\$ 106,67	\$ 1 600,00	\$ 19 200,00
Guardias	2	\$ 500,00	\$ 33,33	\$ 1 000,00	\$ 12 000,00
<b>Total</b>		\$ 2 900,00	\$ 193,33	\$ 4 200,00	\$ 50 400,00

**Tabla 3.37.** Detalle de costos de mantenimiento

<b>Mantenimiento</b>	<b>Detalle</b>	<b>Costo Unitario (USD)</b>	<b>Costo Anual USD</b>
Costo de Mantenimiento	1er semestre	\$ 3 500,00	\$ 7 000,00
	2do semestre	\$ 3 500,00	

Se realizó un compendio de costos totales por categoría el resultado de este compendio se muestra en la tabla 3.38.

**Tabla 3.38.** Compendio de costos de operación anuales

<b>Compendio Anual</b>	
Costos de Tratamiento	\$ 66 877,93
Costos Administrativos	\$ 50 400,00
Costos de Mantenimiento	\$ 7 000,00
<b>Total de rubros anuales</b>	<b>\$ 124 277,93</b>

### 3.5.3 EVALUACIÓN

El costo total de inversión neta de la planta de tratamiento de agua es de 678 065,34 dólares estadounidenses en los cuales se encuentra incluido los equipos, tuberías y obras civiles necesarias para montar la planta de tratamiento diseñada. El costo de operación anual para el tratamiento de agua es de 124 277,93 dólares estadounidenses, este costo incluye gastos operativos, administrativos y de mantenimiento, cabe mencionar que los mantenimientos serán programados una vez por semestre, por lo tanto el costo de tratar 20 000 barriles de agua de formación al día es de 376,56 dólares estadounidenses.

## 4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 CONCLUSIONES

1. Mediante ensayos de separación gravitacional entre 42°C y 44°C de temperatura se obtuvo el tiempo de separación promedio de la fase oleosa y acuosa correspondiente a 0,22 horas. Con este tiempo de residencia, se puede remover hasta el 96% de aceites y grasa en el agua de formación del campo.
2. Con el aumento de la temperatura, el proceso de desnatado de petróleo es más eficiente, esto se da gracias al aumento en la diferencia de densidades de los dos líquidos.
3. Mediante la construcción de la curva de distribución del tamaño de la gota de aceite en el agua de formación, se determinó que la mayoría de las gotas poseen un diámetro de 300 micrones. La presencia de gotas de varios tamaños se debe a los fenómenos de dispersión y coalescencia de las gotas de aceite en el agua.
4. Las dimensiones del tanque skimmer diseñado para el tratamiento de 20 000 barriles diarios de agua de formación son: 2,60 metros de diámetro y 5,23 m de altura que dan una capacidad total de 28 m<sup>3</sup>.
5. Los compuestos químicos seleccionados para el proceso de sedimentación química fueron resina tánica como coagulante y emulsión de látex como floculante.
6. La concentración idónea de resina tánica fue de 4 mg/L.
7. La concentración idónea de emulsión de látex fue de 6 mg/L.

8. Mediante ensayos experimentales de sedimentación se construyó la curva de asentamiento de sólidos del agua de formación, de donde se obtuvo la velocidad de asentamiento igual a 6 m/h.
9. Se diseñó el equipo para el proceso de sedimentación química mediante el método gráfico de Talmage y Fitch, las dimensiones del sedimentador son: 7 metros de diámetro y 4 metros de altura que dan una capacidad de 154 m<sup>3</sup>.
10. Para el tratamiento de 20 000 barriles diarios de agua de formación, el tiempo de residencia en el sedimentador fue de 1,20 h.
11. La remoción de sólidos suspendidos en el proceso de sedimentación química fue del 98%.
12. Las dimensiones del tanque pulmón seleccionado fueron: 6 metros de diámetro y 4 metros de altura que dieron una capacidad de 84 m<sup>3</sup>.
13. Las tuberías de transporte de fluidos fueron diseñadas con base en el rango de velocidad de flujo permitido de 2 a 4 pies/s.
14. El material seleccionado para las tuberías de transporte de agua de formación fue acero al carbono y para las tuberías de inyección de químicos fue acero inoxidable.
15. Se propuso una filosofía de control automático con controladores PID para controlar el nivel de líquido en cada tanque con el fin de asegurar el buen funcionamiento de la planta.
16. El costo de inversión neta para la planta de tratamiento de agua de formación fue de 678 065,34 dólares estadounidenses.
17. El costo de operación anual para el tratamiento de agua fue de 124 277,93 dólares estadounidenses.

18. El costo del tratamiento de 20 000 barriles diarios de agua de formación es 376,56 dólares estadounidenses.

## **4.2 RECOMENDACIONES**

1. Realizar un estudio de la influencia del agua de formación en la corrosión de las tuberías y equipos de superficie del campo, con el fin de seleccionar o definir un material adecuado para optimizar la vida útil de los equipos que tratan agua de formación.
2. Ejecutar un estudio para la dosificación de un tratamiento biocida para eliminar e impedir el crecimiento de colonias bacterianas sulfo-reductoras causantes de la producción de sulfuro de hidrógeno.
3. Realizar el diseño de un proceso de tratamiento de los residuos sólidos separados del agua de formación.
4. Analizar la implementación de un sistema de flotación por aire disuelto para optimizar el proceso de remoción de aceites y grasas en el agua de formación.
5. Analizar la implementación de un sistema de filtrado con lechos oleofílicos como la cáscara de nuez para optimizar el tratamiento de remoción de sólidos en el agua de formación.
6. Mejorar el tratamiento de separación de crudo en la estación de producción mediante la optimización de productos químicos demulsificantes.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. American Public Health Association (APHA). (1998). *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater* (20va. ed.). New York, Estados Unidos.
2. Arnold, K., y Stewart, M. (1999). *Surface Production Operation. Design of Oil-Handling Systems and Facilities* (2da. ed.). Houston, Texas, Estados Unidos: Gulf Professional Publishing.
3. ARPEL. (2009). Guía para la disposición y el tratamiento de agua producida. Recuperado de oilproduction.net: [http://www.oilproduction.net/files/tratamiento\\_de\\_aguas\\_producidas.pdf](http://www.oilproduction.net/files/tratamiento_de_aguas_producidas.pdf) (Febrero 2014)
4. Bidner, M. (2001). *Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo* (1era. ed.). Buenos Aires, Argentina: Eudeba.
5. Castrillon, D., y Giraldo, M. (2012). *Determinación de las dosis óptimas del coagulante sulfato de aluminio granulado tipo b en función de la turbiedad y el color para la potabilización del agua en la planta de tratamiento de villa santana*. Pereira, Colombia: Universidad Tecnológica de Pereira.
6. Castro, M., y Gonzales, J. (2012). *Determinación de la eficiencia en la separación de una dispersión de aceite a bajas concentraciones utilizando campos eléctricos de alta densidad*. Chia, Colombia: Universidad de La Sabana.
7. Cisneros, P., y Enriquez, J. (2006). *Modelo geológico para probar la interconexión de pozos en el campo Sacha: Uso de estratigrafía secuencial y reevaluación de radiotrazadores en los reservorios T y U*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
8. Cole, C., Mody, B., y Pace, J. (1981). *Water Control for Enhanced Oil Recovery*. Recuperado de doi:10.2118/10396-MS (Febrero 2014)
9. Flores, L. (2000). *Análisis de los sistemas de tratamiento y reinyección de aguas de formación en las facilidades de producción de los campos Aguarico y Guanta*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.

10. Gil, E., y Chamorro, A. (2009). *Técnicas recomendadas para el aumento de la producción en campos maduros*. Recuperado de oilproduction: <http://www.Oilproduction.net/files/Aumento%20de%20produccion%20en%20campos20.pdf> (Febrero 2014).
11. Hernández, M. (2006). *Manual de Tratamiento de Aguas* (1era. ed.). Quito, Ecuador: Tuboscope Vecto.
12. Hocking, M., Klimchuk, K., y Lowen, S. (2007). Polymeric Flocculants and Flocculation. *Journal of Macromolecular Science, Part C: Polymer*, 178-203.
13. Hughes, S. (1994). *Produced Water Treatment Technologies: A case Study*. Recuperado de doi:10.2118/27131-MS (Febrero 2014).
14. Jong, R. (2008). *Field Method for the Determination of the Particle Size of Oil Mists*. Recuperado de doi: 10.1111/j.1744-7348.1950.tb00972.x (Febrero 2014)
15. Kenneth, E. (2006). *Facilities and Construction Engineering* (1era. ed.). Richardson, Texas, Estados Unidos: SPE.
16. Mataix, C. (1970). *Mecánica de Fluidos y Máquinas Hidráulicas* (1era. ed.). México DF, México: Editorial Castillo S.A.
17. McCabe, W., Smith, J., y Harriott, P. (2002). *Operaciones Unitarias en Ingeniería Química* (6ta. ed.). Nueva York, Estados Unidos: McGraw-Hill.
18. Megyesy, E. (1989). *Manual de recipientes a presión: Diseño y cálculos* (1era. ed.). México DF, México: Limusa.
19. Metcalf, y Eddy. (2003). *Wastewater Engineering* (4ta. ed.). Nueva York, Estados Unidos: McGraw-Hill.
20. Meyers, B., y Daggett, L. (1977). *Pecos River Water Treatment For Water Injection*. Recuperado de doi:10.2118/6883-MS (Febrero 2014).

21. Monge, M. (2001). *Diseño de una planta separadora de crudo*. (Proyecto de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Químico no publicado), Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
22. Moreno, M., y Pinzón, G. (2007). *Definición de estándares operativos para el tratamiento de aguas residuales*. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.
23. PAN AMERICAN ENERGY (PAE). (2007). *Manual de Producción Panamerican Energy 2007* (1era. ed.). Buenos Aires, Argentina: SENDA.
24. Paez, M. (2013). *Manual para el estudiante de diseño de plantas industriales* (1era. ed.). Quito, Ecuador: EPN.
25. Palomino, C., y Rivera, H. (2008). *Rediseño de la planta de Tratamiento del agua de formación en la estación Shushufindi-Aguarico*. (Proyecto de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Químico publicado), Escuela Superior Politecnica de Chimborazo. Riobamba, Ecuador.
26. Paris de Ferrer, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos* (2da. ed.). Maracaibo, Venezuela: Astro Data.
27. Patton, C. (1996). *Oilfield water systems* (2da. ed.). Dallas, Texas, Estados Unidos: Cambell Petroleum Series.
28. Perry, R., y Green, D. (1997). *Perry's Chemical Engineers Handbook* (7ma. ed.). New York, Estados Unidos: McGraw Hill.
29. Peters, M., Timmerhaus, K., y West, R. (2003). *Plant Design and Economics for Chemical Engineers* (5ta. ed.). New York, Estados Unidos: McGraw Hill.
30. Quintao Lara, A., Cavalcanti Nunes, G., Figueiredo, L., Melo, M., Luz, E., Motta, R., y otros. (2011). *PETROBRAS Experience on Water Management for Brown Fields*. Recuperado de doi:10.4043/21384-MS (Febrero 2014)
31. RAOHE. (2007). *Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas del Ecuador*. Recuperado de: <http://www.efficacitas.com> / efficacitas \_ es

/assets/Registro%20Oficial%20Normas%20Tecnicas%20Ambientales.pdf  
(Febrero 2014)

32. Romero, J. (2001). *Tratamiento de aguas residuales teoría y principios de diseño* (2da. ed.). Bogotá, Colombia: Editorial Colombiana de Ingeniería.
33. Sainz, J. (2004). *Tratamiento de aguas residuales: separación de aceites de residuos industriales*. Recuperado de <http://www.inese.es/html/files/pdf/amb/iq/409/04ARTICULOEN.pdf> (Febrero de 2014)
34. Salager, J. (2005). *Recuperación Mejorada de Petróleo* (1era. ed.). Mérida, Venezuela: FIRP.
35. Smith, C., y Corripio, A. (1997). *Control Automático de Procesos: Teoría y Práctica* (2da. ed.). México DF, México: Limusa.
36. Smith, R. (2005). *Chemical Process Desing and integration*. New York, Estados Unidos: John Wiley & Sons.
37. Streeter, V. (2000). *Mecánica de Fluidos* (9na.ed.). Bogotá, Colombia: McGraw-Hill Interamericana.
38. UJAEN. (2010). *Material Docente Multimedia en las Áreas de Ingeniería Química y Tecnologías del Medio Ambiente*, PDF. Recuperado de <http://www4.ujaen.es/~ecastro/proyecto/index.html> (Marzo de 2014)
39. Valencia, J. (2000). *Teoría y práctica de la purificación del agua* (3era. ed.). México DF, México: McGraw Hill.
40. Valencia, R. (2012). *Recuperación Secundaria por Inyección de Agua* (1era.ed.). Quito, Ecuador: EPN.
41. Vallejo, P. (1993). *Evaluación del sistema de tratamiento de los efluentes de la Refinería Estatal Amazonas*. (Proyecto de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Químico no publicado), Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.

42. Zuhl, R., y Amjad, Z. (2002). *A New Look at Industrial Water System Fouling Caused by the Interaction of Anionic Deposit Control Agents and Cationic Water Treatment Chemicals*. Recuperado de [https:// www.onepetro.org/conference -paper /NACE-02401](https://www.onepetro.org/conference-paper/NACE-02401) (Febrero de 2014).

## **ANEXOS**

## ANEXO I

**VALORES LÍMITES PERMISIBLES PARA AGUA Y DESCARGAS  
LÍQUIDAS EN LA EXPLORACIÓN, PRODUCCIÓN,  
INDUSTRIALIZACIÓN, TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y  
COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS**

A continuación se presenta la tabla AI.1 correspondiente a los valores límites permisibles para agua y descargas líquidas en la exploración, producción industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos.

**Tabla AI.1.** Tabla 4a del RAOHE

a) EFLUENTE (punto de descarga)					
Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible <sup>1</sup>	Promedio anual <sup>2</sup>	Destino de descarga
Potencial hidrógeno	pH	---	5<pH<9	5.0<pH<9.0	Todos
Conductividad eléctrica	CE	μS/cm	<2500	<2000	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<20	<15	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<30	<20	Mar abierto
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/l	<120	<80	Continente
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/l	<350	<300	Mar abierto
Sólidos totales	ST	mg/l	<1700	<1500	Todos
Bario	Ba	mg/l	<5	<3	Todos
Cromo (total)	Cr	mg/l	<0.5	<0.4	Todos
Plomo	Pb	mg/l	<0.5	<0.4	Todos
Vanadio	V	mg/l	<1	<0.8	Todos
Nitrógeno global (incluye N orgánico, amoniacal y óxidos) <sup>3)</sup>	NH <sub>4</sub> -N	mg/l	<20	<15	Todos
Fenoles <sup>3)</sup>		mg/l	<0.15	<0.10	Todos

## ANEXO II

# PROCEDIMIENTOS DE LABORATORIO PARA CARACTERIZAR EFLUENTES LÍQUIDOS



Código 10301

DETERMINACION DE pH

Dirección Nacional de Medio Ambiente

## DETERMINACION DE pH

### Método electrométrico

#### 1. OBJETIVO

Esta normativa técnica se utiliza para la determinación de pH en aguas y efluentes industriales.

#### 2. DEFINICIONES

El pH o la actividad del ión hidrógeno indican a una temperatura dada, la intensidad de las características ácidas o básicas del agua.

El pH se define como el logaritmo de la inversa de la actividad de los iones hidrógeno,

$$\text{pH} = -\log [\text{H}^+]$$

$[\text{H}^+]$  = actividad de los iones hidrógeno en mol/L.

#### 3. PRINCIPIO

El método consiste en la determinación de la actividad de los iones hidrógeno por medidas potenciométricas usando un electrodo combinado o un electrodo estándar de hidrógeno de vidrio con un electrodo de referencia.

#### 4. INTERFERENCIAS

- 4.1 El electrodo de vidrio generalmente no está sujeto a interferencias como color, turbidez, materia coloidal, oxidantes, reductores o alta salinidad, excepto para un «error de sodio», que se da a pH mayores de 10. Este error se puede reducir usando un electrodo especial de bajo error de sodio.
- 4.2 Recubrimientos de material graso o partículas pueden dificultar la respuesta del electrodo. Estos recubrimientos pueden ser removidos con una frotación muy suave o utilizando detergentes, seguido de un enjuague con agua destilada. Un tratamiento adicional es utilizar ácido clorhídrico (1+9) para remover cualquier película restante.
- 4.3 Las medidas de pH son afectadas por la temperatura en dos formas: por efectos mecánicos causados por cambios en las propiedades de los electrodos y por efectos químicos causados por cambio de equilibrios. En el primer caso las

## DETERMINACION DE pH

interferencias pueden ser controladas utilizando instrumentos que posean compensación de temperatura o calibrando el sistema electrodo-instrumento a la temperatura de las muestras. La segunda fuente de error depende de las muestras y no puede ser controlada, por lo cual se debe reportar la temperatura con cada medida de pH realizada.

### 5. MUESTREO Y PRESERVACION

El análisis puede ser realizado tanto en campo como en el laboratorio. En caso de que el análisis se realice en el laboratorio, llenar el recipiente de muestreo completamente sin cámara de aire. Realizar la medida antes de 2 horas de recolectada la muestra.

### 6. EQUIPOS Y MATERIALES

- 6.1 Medidor de pH.
- 6.2 Electrodo de referencia de potencial constante y electrodo de vidrio. O se puede utilizar un electrodo combinado el cual posee ambos electrodos, de medida y de referencia, en un mismo cuerpo.
- 6.3 Termómetro o sensor de temperatura para compensación automática en el instrumento.
- 6.4 Agitador magnético y barras agitadoras.
- 6.5 Vasos de Bohemia.

### 7. REACTIVOS

- 7.1 Agua destilada y desionizada.
- 7.2 Agua destilada y desaireada con conductividad menor a 2 umhos/cm. Para desairear calentar a ebullición durante 15 minutos y enfriar.
- 7.3 Soluciones buffer estándar de pH conocido, necesarias para calibrar el instrumento:
  - a) Solución buffer de pH = 4,004 a 25°C.  
 Pesar 10,12 g de  $\text{KHC}_8\text{H}_4\text{O}_4$  y diluirlo a 1 L en matraz aforado con agua destilada.
  - b) Solución buffer de pH = 6,863 a 25°C.  
 Pesar 3,387 g de  $\text{KH}_2\text{PO}_4$  secado previamente a 110-130°C durante 2 horas y 3,533 g de  $\text{Na}_2\text{HPO}_4$ . Disolver y llevar a 1 L en matraz aforado con agua destilada.

**DETERMINACION DE pH**

c) Solución buffer de pH = 10,014 a 25°C.

Pesar 2,092 g NaHCO<sub>3</sub> y 2,640 g de Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, disolver y llevar a 1 L en matraz aforado con agua destilada.

NOTA: Reemplazar las soluciones buffer cada cuatro semanas.

**8. PROCEDIMIENTO****8.1 Calibración del instrumento:**

a) Para ello se debe seguir las instrucciones del medidor de pH. En la calibración se usan como mínimo dos de las soluciones buffer, cuyos valores de pH deben cubrir el rango de pH esperado por la muestra a medir.

b) Llevar los buffers y la muestra a la misma temperatura. (Si el equipo lo permite utilizar compensación de temperatura). El valor correspondiente de pH de los buffers debe ser corregido a la temperatura de los mismos.

**8.2 Medida:**

a) Medir el pH de la muestra indicando la temperatura de la misma. Realizar la medida con una agitación moderada para minimizar la entrada de dióxido de carbono y suficiente como para homogeneizar la muestra.

b) Una vez finalizada la medida enjuagar y secar suavemente los electrodos y proceder a ubicarlos en la solución de reserva de los mismos.

**9. EXPRESION DE RESULTADOS**

Los resultados se deben reportar en unidades de pH con una precisión de 0.1 y la temperatura con una precisión de 1 °C.

**10. BIBLIOGRAFIA**

1- AMERICAN PUBLIC HEALTH ASSOCIATION. *Standard Methods for the Examination of Water Wastewater*. 18<sup>th</sup> Edition. Washington, APHA, 1992. pp 4-65 - 4-69.

2- ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. *Methods for Chemical Analysis of Water and Wastes*. 2<sup>th</sup> Edition. Cincinnati, EPA, 1983. pp 150.1-1 - 150.1-3.



## DETERMINACION DE SOLIDOS SEDIMENTABLES

### Método Volumétrico

#### 1. OBJETIVO

Esta norma técnica se utiliza para la determinación de sólidos sedimentables en efluentes industriales y domésticos.

#### 2. DEFINICION

Los sólidos sedimentables son los materiales que sedimentan de una suspensión en un período de tiempo definido en un cono Imhoff.

#### 3. MUESTREO Y PRESERVACION DE LA MUESTRA

Recolectar la muestra en envases de vidrio o de plástico de 1L de capacidad. Refrigerar a 4°C. Analizar lo antes posible.

#### 4. MATERIALES

4.1 Cono Imhoff graduado de 1000 mL de capacidad.

#### 5. PROCEDIMIENTO

a) Verter en el cono Imhoff 1000 mL de muestra perfectamente mezclada. Dejar sedimentar y leer el volumen del sedimento a los 10 minutos en la escala.

b) A los 45 minutos, raspar las paredes del cono con varilla de vidrio para desprender las partículas adheridas. Dejar sedimentar 15 minutos más y leer el volumen del sedimento en la escala a los 60 minutos de iniciado el ensayo.

#### 6. EXPRESION DE LOS RESULTADOS

Los resultados se expresan en mL de sólidos sedimentables/L de muestra a los 10 minutos y a los 60 minutos.

El límite inferior prácticamente medible está generalmente en el rango de 0.1 a 1 mL/L, dependiendo del cono Imhoff utilizado.



## SOLIDOS SUSPENDIDOS TOTALES, VOLATILES Y FIJOS

### Método Gravimétrico

#### 1. OBJETIVO

Esta normativa técnica se utiliza para la determinación de sólidos suspendidos totales, volátiles y fijos, en aguas, efluentes industriales y domésticos.

#### 2. DEFINICION

- 2.1 Los sólidos suspendidos totales son los materiales retenidos por un filtro estándar de fibra de vidrio y secado 103-105 °C.
- 2.2 Los sólidos suspendidos fijos son los residuos resultantes luego de calcinar a  $550 \pm 50$  °C la muestra retenida en el filtro.
- 2.3 Los sólidos suspendidos volátiles corresponden a los compuestos perdidos durante la calcinación a  $550 \pm 50$  °C de la muestra retenida en el filtro. Se determinan por diferencia de peso entre sólidos suspendidos totales y fijos.

#### 3. MUESTREO Y PRESERVACION DE LA MUESTRA

La muestra se debe recolectar en botellas de vidrio o plástico de 1 L de capacidad. Refrigerar la muestras a 4°C. Analizar antes de 24 horas de preferencia, como máximo 7 días de realizado el muestreo.

#### 4. EQUIPOS Y MATERIALES

- 4.1 Filtros de fibra de vidrio: Whatman 934 AH o Gelman A/E o Milipore AP 40. Preferentemente de 4,7 cm de diámetro.
- 4.2 Equipo de filtración por vacío:  
embudo de membrana filtrante, preferentemente de 4,7 cm de diámetro, frasco de succión de suficiente capacidad para la muestra, trampa de agua, bomba de vacío.
- 4.3 Estufa para operar a 103-105°C.
- 4.4 Mufla para operar a  $550 \pm 50$ °C.
- 4.5 Desecador conteniendo un desecante con indicador coloreado de humedad.
- 4.6 Balanza analítica de precisión 0.1 mg.
- 4.7 Probetas

## SOLIDOS SUSPENDIDOS TOTALES

### 5. PROCEDIMIENTO

#### 5.1 Preparación del papel de filtro:

Colocar el filtro en el embudo de filtración. Aplicar vacío y enjuagar con tres porciones de 20 mL de agua destilada. Continuar la succión hasta eliminar totalmente el agua. Secar en estufa 103-105°C por 1 hora en un soporte de porcelana o similar. Si se va a determinar volátiles muflar por 15 min. a 550 °C, enfriar en desecador y pesar. Repetir el ciclo de muflado, enfriado y pesado hasta peso constante.

#### 5.2 Determinación:

a) Una vez que se obtuvo el peso constante del filtro, pesarlo inmediatamente antes de usarlo.

b) Colocar el filtro en el embudo de filtración, mojar el filtro con una pequeña cantidad de agua destilada.

c) Tomar un volumen de muestra homogeneizada que de un residuo seco entre 2.5 y 200 mg. Verter el volumen medido en el embudo de filtración. Comenzar la succión. Lavar 3 veces sucesivas con 10 mL de agua destilada cada vez, permitiendo un completo drenaje en los lavados. Continuar la succión por 3 minutos hasta que la filtración sea completa.

d) Remover el filtro y colocarlo sobre un soporte de porcelana. Secar por 1 hora a 103-105°C en estufa, enfriar en desecador hasta temperatura ambiente y pesar. Repetir el ciclo de secado, enfriado, y pesado hasta peso constante o hasta que la pérdida de peso sea menor que el 4% del peso previo o 0.5 mg.

e) Colocar el filtro anterior en la mufla a  $550 \pm 50^\circ\text{C}$  durante 1 hora. Enfriar en desecador y pesar. Repetir la secuencia hasta obtener peso constante o hasta que la pérdida de peso sea menor que el 4% del peso previo o 0.5 mg.

### 6. CALCULOS Y EXPRESION DE RESULTADOS

$$\text{SST, mg/L} = \frac{(P_2 - P_1) \times 1000}{V}$$

$$\text{SSF, mg/L} = \frac{(P_3 - P_1) \times 1000}{V}$$

$$\text{SSV, mg/L} = \text{SST} - \text{SSF}$$

**SOLIDOS SUSPENDIDOS TOTALES**

donde:

SST = sólidos suspendidos totales en mg/L.

SSF = sólidos suspendidos fijos en mg/L.

SSV = sólidos suspendidos volátiles en mg/L.

P1 = peso del filtro preparado en mg.

P2 = peso del filtro más el residuo seco a 103-105°C en mg.

P3 = peso del filtro más el residuo calcinado a 550 °C en mg.

V = volumen de muestra tomado en mL.

**7. BIBLIOGRAFIA**

1- AMERICAN PUBLIC HEALTH ASSOCIATION. Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater. 18<sup>th</sup> Edition. Washington, APHA, AWWA, WWCF, 1992. pp 2-56.



## DETERMINACION DE TURBIDEZ

### Método Nefelométrico

#### 1. OBJETIVO

Esta normativa técnica se utiliza para la determinación de la turbidez en aguas naturales y tratadas.

#### 2. DEFINICION

La turbidez es una medida de la propiedad óptica que causa dispersión y absorción de la luz con disminución de la transmisión en línea recta. Se miden en unidades de turbidez nefelométrica, (NTU).

#### 3. PRINCIPIO DEL METODO

Este método está basado en la comparación de la intensidad de la luz dispersada por la muestra en condiciones definidas con la luz dispersada por una suspensión estándar de referencia bajo las mismas condiciones. Cuanto mayor sea la intensidad de la luz dispersada, mayor será la turbidez.

#### 4. MUESTREO Y PRESERVACION

Se debe realizar la determinación en el día en que se realiza el muestreo. De lo contrario, almacenar la muestra hasta 24hs en la oscuridad.

#### 5. EQUIPOS Y MATERIALES

- 5.1 Turbidímetro: es un nefelómetro con una fuente de luz para iluminar la muestra y uno o más detectores fotoeléctricos con mecanismo de lectura para indicar la intensidad de la luz dispersada a 90° del camino de luz incidente.
- 5.2 Tubos para la muestra: de vidrio transparente y limpios.
- 5.3 Matraces aforados de 100 mL
- 5.4 Pipetas aforadas de 5 y 10 mL
- 5.5 Balanza analítica de 1 mg de precisión.

## TURBIDEZ

### 6. REACTIVOS

- 6.1 Agua libre de turbidez: se obtiene pasando agua destilada a través de un filtro de membrana de diámetro de poro de 0.2  $\mu\text{m}$ . Para todas las soluciones utilizar agua libre de turbidez.
- 6.2 Solución I:  
disolver 1.00 g de sulfato de hidrazina en agua destilada y diluir a 100 mL en matraz aforado. Preparar mensualmente.
- 6.3 Solución II:  
disolver 10.00 g de hexametileno- tetraamina en agua destilada y diluir a 100 mL en matraz aforado. Preparar mensualmente.
- 6.4 Suspensión stock de turbidez, 400 NTU:  
en un matraz aforado de 100 mL mezclar 5.0 mL de solución I con 5.0 mL de solución II. Dejar reposar 24 hs a  $25 \pm 3^\circ\text{C}$ , luego enrasar y mezclar. Preparar mensualmente.
- 6.5 Suspensión estándar de turbidez, 40 NTU:  
diluir 10.0 mL de suspensión stock de turbidez en 100 mL con agua libre de turbidez en matraz aforado. Preparar semanalmente.

### 7. PROCEDIMIENTO

a) Realizar la calibración del equipo de acuerdo al manual de instrucciones. Una vez calibrado con la solución de 40 NTU, proceder a las lecturas de turbidez de las diferentes muestras.

b) Si la turbidez de la muestra es mayor de 40 NTU diluir la muestra con agua libre de turbidez hasta que la turbidez caiga entre 30 - 40 NTU.

Nota: al llenar los tubos con muestra y estándares dejar reposar suficiente tiempo para que escapen las burbujas

### 8. EXPRESION DE RESULTADOS

La turbidez se informa en NTU (Unidades Nefelométricas de Turbidez)

$$\text{Turbidez, NTU} = \frac{A \times V}{T}$$

**TURBIDEZ**

donde:

A : NTU de la muestra diluída

V : volumen del matraz de dilución, mL

T : volumen de muestra tomado para diluir, mL

**9. BIBLIOGRAFIA**

AMERICAN PUBLIC HEALTH ASSOCIATION. *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater*. 18<sup>th</sup> Edition. Washington , APHA, 1992. pp 2-9 - 2-11.



## DETRMINACION DE CLORUROS

### Método argentométrico

#### 1. OBJETIVO

Esta normativa técnica se utiliza para la determinación del ión cloruro en aguas limpias que contengan concentraciones de cloruro entre 1.5 y 100 mg/L. Se podrán determinar concentraciones mayores por dilución de muestra.

#### 2. PRINCIPIO DEL METODO

El cloruro se determina en una solución neutra o ligeramente alcalina por titulación con nitrato de plata estándar, usando cromato de potasio como indicador del punto final. El cloruro de plata es cuantitativamente precipitado antes de que sea formado el cromato de plata de color rojo.

#### 3. INTERFERENCIAS

Sustancias en cantidades normalmente encontradas en aguas no interfieren.

- 3.1 Los iones bromuros, ioduros y cianuros son medidos como equivalentes de la concentración de cloruros.
- 3.2 Los iones sulfuros, tiosulfatos y sulfitos afectan la determinación pero pueden ser eliminados por tratamiento con peróxido.
- 3.3 Ortofosfato en concentraciones mayores a 25 mg/L, produce precipitados de fosfato de plata.
- 3.4 Hierro en concentraciones mayores a 10 mg/L, enmascara el punto final de la titulación.

#### 4. MUESTREO Y PRESERVACION

Recolectar la muestra en frascos de plástico o vidrio. No es necesario el agregado de preservante.

**COLORURO****5. MATERIALES**

- 5.1 Buretas de 2, 10 y 25 mL
- 5.2 Erlenmeyer de 250 mL
- 5.3 Pipetas aforadas de 100 mL
- 5.4 Pipetas graduadas de 1 y 5 mL
- 5.5 Matraz aforado de 1000 mL

**6. REACTIVOS**

- 6.1 Solución estándar de nitrato de plata 0.0141N:  
disolver 2.395 g de nitrato de plata ( $\text{AgNO}_3$ ) en agua destilada y diluir a 1000 mL. Guardar en frasco color ambar y estandarizar contra la solución de cloruro de sodio (6.2).
- 6.2 Solución estándar de cloruro de sodio 0.0141 N:  
secar aproximadamente entre 1 y 2 g de cloruro sodio ( $\text{NaCl}$ ) a  $140^\circ\text{C}$ . Pesar exactamente 824.0 mg de  $\text{NaCl}$ , disolver en agua destilada y diluir en matraz aforado de 1000 mL.
- 6.3 Reactivo indicador de cromato de potasio:  
disolver 50 g de cromato de potasio en agua destilada. Agregar solución de nitrato de plata, gota a gota hasta producir un ligero precipitado rojo de cromato de plata. Dejar reposar durante 12 hs, filtrar y diluir a 1000 mL con agua destilada.
- 6.4 Suspensión de hidróxido de aluminio:  
disolver 125 g de sulfato de aluminio y potasio dodecahidratado ( $\text{AlK}(\text{SO}_4)_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$ ) en 1 L de agua destilada. Calentar a  $60^\circ\text{C}$  y agregar agitando 55 mL de hidróxido de amonio concentrado ( $\text{NH}_4\text{OH}$ ). Dejar reposar 1 hora, transferir a un vaso grande, y lavar el precipitado a través de adiciones sucesivas, mezclando y decantando, hasta que el agua de lavado se encuentre libre de cloruros. Recién preparada la suspensión ocupa un volumen de aproximadamente 1 L.
- 6.5 Reactivo indicador de fenolftaleína:  
solución alcohólica al 5%.
- 6.6 Solución de hidróxido de sodio 1N.
- 6.7 Solución de ácido sulfúrico 1N.
- 6.8 Peróxido de hidrógeno al 30%.

## 7. PROCEDIMIENTO

### 7.1 Titulación de la solución estándar de nitrato de plata

a) Tomar en un erlenmeyer de 250 mL, 20 mL de la solución estándar de cloruro de sodio (6.2). Diluir a 100 mL. Agregar 1 mL de solución indicadora. Valorar la solución de nitrato de plata hasta un punto final de color amarillo-rosado. Valorar diariamente.

### 7.2 Determinación

a) Tomar en un erlenmeyer de 250 mL, 100 mL de muestra o una alícuota diluída a 100 mL.

Si la muestra es altamente coloreada, agregar 3 mL de suspensión de hidróxido de aluminio, mezclar, sedimentar y filtrar.

Si existe presencia de sulfuro, sulfito o tiosulfato, agregar 1 mL de peróxido de hidrógeno y calentar por un minuto.

Ajustar la muestra a pH entre 7 y 10 con ácido sulfúrico o hidróxido de sodio.

b) Agregar 1 mL de solución indicadora. Titular con solución estándar de nitrato de plata (6.1), hasta color amarillo-rosado como punto final.

Titular siempre un blanco de agua destilada, en las mismas condiciones.

## 8. CALCULOS Y EXPRESION DE RESULTADOS

$$N = \frac{P \times V}{58.5 \times G}$$

donde:

N: normalidad del nitrato de plata en eq/L.

P: masa de NaCl pesado para la preparación de la solución estándar de cloruro de sodio, g.

V: volumen de la solución estándar de NaCl tomado para la valoración de la solución de nitrato de plata, 20 mL.

G: gasto de nitrato de plata en su valoración, mL.

$$\text{Cloruro, mg/L} = \frac{(A - B) \times N \times 35450}{V}$$

donde:

A: gasto de titulante en la valoración de la muestra, mL.

B: gasto de titulante por el blanco, mL.

V: volumen de muestra tomado para el ensayo, mL.



## DETERMINACION DE ACEITES Y GRASAS EN EFLUENTES INDUSTRIALES

### Método de Extracción Soxhlet

#### 1. OBJETIVO

Esta normativa técnica se utiliza para la determinación de aceites y grasas en efluentes industriales y domésticos.

#### 2. DEFINICIONES

Aceites y grasas se considera cualquier material recuperado de la muestra acidificada, como una sustancia soluble en éter de petróleo y no volatilizables durante el ensayo. Incluye además de aceites y grasas, otros materiales extractables por el solvente.

Los aceites y grasas quedan definidos por el método de análisis utilizado.

#### 3. PRINCIPIO

Los aceites y las grasas viscosas presentes, así como los sólidos, son separados por filtración de la muestra líquida acidificada, mientras que los jabones metálicos son hidrolizados por la acidificación. Una vez separados de la solución, en el material retenido en el filtro se realiza una extracción en un equipo Soxhlet, utilizando como solvente éter de petróleo. La ganancia de peso en el frasco de extracción luego de evaporado el solvente corresponde al contenido de aceites y grasas presentes en la muestra.

El método es enteramente empírico y resultados duplicados concordantes pueden ser obtenidos solamente por una estricta adherencia a todos los detalles.

El tiempo y la velocidad de extracción deben ser respetados con exactitud, así como el tiempo y la temperatura de secado del material extraído.

#### 4. MUESTREO Y PRESERVACION

4.1 Recolectar de 100 a 1000 mL de muestra (según la cantidad de aceites y grasas que se estime presente en la muestra) en un frasco de vidrio de boca ancha, con cámara de aire. El frasco debe ser enjuagado previamente con el solvente.

## ANEXO III

# NORMA ASTM D2035-13 Standard Practice for Coagulation-Flocculation Jar Test of Water



Designation: D2035 – 13

## Standard Practice for Coagulation-Flocculation Jar Test of Water<sup>1</sup>

This standard is issued under the fixed designation D2035; the number immediately following the designation indicates the year of original adoption or, in the case of revision, the year of last revision. A number in parentheses indicates the year of last reapproval. A superscript epsilon ( $\epsilon$ ) indicates an editorial change since the last revision or reapproval.

### 1. Scope

1.1 This practice covers a general procedure for the evaluation of a treatment to reduce dissolved, suspended, colloidal, and nonsettleable matter from water by chemical coagulation-flocculation, followed by gravity settling. The procedure may be used to evaluate color, turbidity, and hardness reduction.

1.2 The practice provides a systematic evaluation of the variables normally encountered in the coagulation-flocculation process.

1.3 The values stated in SI units are to be regarded as standard.

1.4 *This standard does not purport to address the safety concerns, if any, associated with its use. It is the responsibility of the user of this standard to establish appropriate safety and health practices and determine the applicability of regulatory limitations prior to use.*

### 2. Referenced Documents

2.1 *ASTM Standards:*<sup>2</sup>

- D1129 Terminology Relating to Water
- D1193 Specification for Reagent Water
- D1293 Test Methods for pH of Water
- D3370 Practices for Sampling Water from Closed Conduits
- D6855 Test Method for Determination of Turbidity Below 5 NTU in Static Mode
- D7315 Test Method for Determination of Turbidity Above 1 Turbidity Unit (TU) in Static Mode

### 3. Terminology

3.1 *Definitions*—For definitions of terms used in this practice, refer to Terminology D1129.

<sup>1</sup> This practice is under the jurisdiction of ASTM Committee D19 on Water and is the direct responsibility of Subcommittee D19.03 on Sampling Water and Water-Formed Deposits, Analysis of Water for Power Generation and Process Use, On-Line Water Analysis, and Surveillance of Water.

Current edition approved Jan. 1, 2013. Published February 2013. Originally approved in 1964. Last previous edition approved in 2008 as D2035–08. DOI: 10.1520/D2035-13.

<sup>2</sup> For referenced ASTM standards, visit the ASTM website, www.astm.org, or contact ASTM Customer Service at service@astm.org. For *Annual Book of ASTM Standards* volume information, refer to the standard's Document Summary page on the ASTM website.

### 4. Summary of Practice

4.1 The coagulation-flocculation test is carried out to determine the chemicals, dosages, and conditions required to achieve optimum results. The primary variables to be investigated using the recommended practice include, but are not limited to:

- 4.1.1 Chemical additives,
- 4.1.2 pH,
- 4.1.3 Temperature, and
- 4.1.4 Order of addition and mixing conditions.

### 5. Significance and Use

5.1 This practice permits the evaluation of various coagulants and coagulant aids used in the treatment of water and waste water for the same water and the same experimental conditions.

5.2 The effects of concentration of the coagulants and coagulant aids and their order of addition can also be evaluated by this practice.

### 6. Interferences

6.1 There are some possible interferences that may make the determination of optimum jar test conditions difficult. These include the following:

6.1.1 *Temperature Change (During Test)*—Thermal or convection currents may occur, interfering with the settling of coagulated particles. This can be prevented by temperature control.

6.1.2 *Gas Release (During Test)*—Flotation of coagulated floc may occur due to gas bubble formation caused by mechanical agitator, temperature increase or chemical reaction.

6.1.3 *Testing-Period*—Biological activity or other factors may alter the coagulation characteristics of water upon prolonged standing. For this reason the period between sampling and testing should be kept to a minimum, with the time being recorded.

### 7. Apparatus

7.1 *Multiple Stirrer*—A multiposition stirrer with continuous speed variation from about 20 to 150 rpm should be used. The stirring paddles should be of light gage corrosion-resistant material all of the same configuration and size. An illuminated base is useful to observe the floc formation. Precautionary

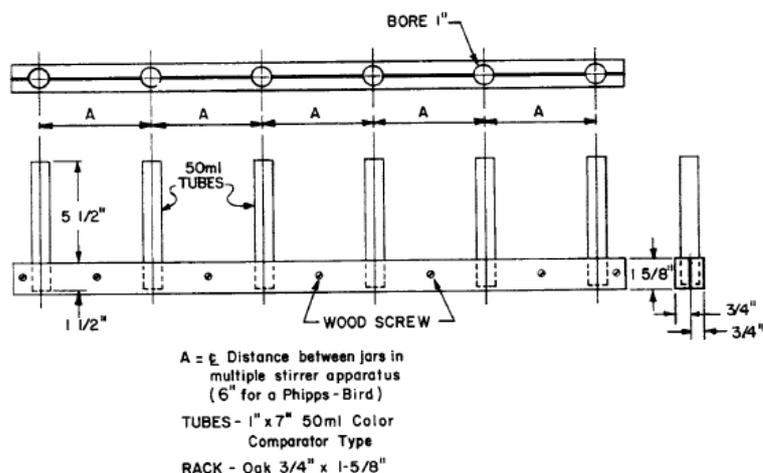
 D2035 - 13


FIG. 1 Reagent Rack for Multiple Stirrer Jar Test Apparatus

measures should be taken to avoid heat being imparted by the illumination system which may counteract normal settling.

7.2 *Jars (or Beakers)*, all of the same size and shape; 1500-mL Griffin beakers may be used (1000-mL recommended minimum size).

7.3 *Reagent Racks*— A means of introducing each test solution to all jars simultaneously. There should be at least one rack for each test solution or suspension. The racks should be similar to that shown in Fig. 1.

## 8. Reagents

8.1 *Purity of Reagents*—Reagent grade chemicals shall be used in all tests. Unless otherwise indicated, it is intended that all reagents shall conform to the specifications of the Committee on Analytical Reagents of the American Chemical Society, where such specifications are available.<sup>3</sup> Other grades may be used, provided it is first ascertained that the reagent is of sufficiently high purity to permit its use without lessening the accuracy of the determination.

8.2 *Purity of Water*—Reference to water that is used for reagent preparation, rinsing or dilution shall be understood to mean water that conforms to the quantitative specifications of Type IV reagent water of Specification D1193.

8.3 The following chemicals and additives are typical of those used for test solutions and suspensions. The latter, with the exception of coagulant aids, may be prepared daily by mixing chemicals with water to a concentration of 10 ( $\pm 0.1$ ) g/L (1.0 mL of test solution or suspension when added to 1 L of sample is equivalent to 10 mg/L):

Prime Coagulants  
 Alum[Al<sub>2</sub>(SO<sub>4</sub>)<sub>3</sub>·18H<sub>2</sub>O]  
 Ferric sulfate [Fe<sub>2</sub>(SO<sub>4</sub>)<sub>3</sub>·xH<sub>2</sub>O]  
 Ferric chloride (FeCl<sub>3</sub>·6H<sub>2</sub>O)  
 Ferrous sulfate (FeSO<sub>4</sub>·7H<sub>2</sub>O)  
 Magnesium carbonate (MgCO<sub>3</sub>·3H<sub>2</sub>O)  
 Sodium aluminate (NaAlO<sub>2</sub>)

Coagulant Aids  
 Activated silica  
 Anionic (polyelectrolyte)  
 Cationic (polyelectrolyte)  
 Nonionic Polymer

Oxidizing Agents  
 Chlorine (Cl<sub>2</sub>)  
 Chlorine dioxide (ClO<sub>2</sub>)  
 Potassium permanganate (KMnO<sub>4</sub>)  
 Calcium hypochlorite [CaCl(ClO)·4H<sub>2</sub>O]  
 Sodium hypochlorite (NaClO)

Alkalis  
 Calcium carbonate (CaCO<sub>3</sub>)  
 Dolomitic lime  
 (58 % CaO, 40 % MgO)  
 Lime, hydrated [Ca(OH)<sub>2</sub>]  
 Magnesium oxide (MgO)  
 Sodium carbonate (Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>)  
 Sodium hydroxide (NaOH)

Weighting Agents  
 Bentonite  
 Kaolin  
 Other clays and minerals

Miscellaneous  
 Activated carbon (powdered)

8.4 *Coagulant Aids*— There are numerous commercially available coagulant aids or polyelectrolytes. All polyelectrolytes are classified anionic, cationic or nonionic, depending upon their composition. These aids may have the ability to produce large, tough, easily-settled floc when used alone or in conjunction with inorganic coagulants. A small dosage (under 1 mg/L) may permit a reduction in the dosage of, or complete elimination of, the coagulant. In the latter case, the polyelectrolyte would be considered the prime coagulant rather than a coagulant aid. Aids come in powdered and liquid form. Powdered aids should be prepared as 0.1 % solutions with appropriate aliquots to provide proper dosage. Always add

<sup>3</sup> *Reagent Chemicals, American Chemical Society Specifications*, American Chemical Society, Washington, DC. For suggestions on the testing of reagents not listed by the American Chemical Society, see *Analar Standards for Laboratory Chemicals*, BDH Ltd., Poole, Dorset, U.K., and the *United States Pharmacopeia and National Formulary*, U.S. Pharmacopeial Convention, Inc. (USPC), Rockville, MD.

 D2035 – 13

powdered aids to the dissolving water rather than the reverse, and add slowly to the shoulder of a vortex created by stirring. If a vortex is not formed, the dry powder will merely collect on the surface of the water in gummy masses and become very difficult to dissolve. Dissolving time may vary from several minutes to several hours. Suggested manufacturers' procedures for wetting, dissolving, and storing should be followed when available. Liquid forms can be readily prepared to the above strength without difficulty.<sup>4</sup>

### 9. Sampling

9.1 Collect the water sample under test in accordance with the applicable Practices [D3370](#).

### 10. Procedure

10.1 Measure equal volumes (1000 mL) of sample into each of the jars or 1500-mL Griffin beakers. As many sample portions may be used as there are positions on the multiple stirrer. Locate beakers so that the paddles are off-center, but clear the beaker wall by about 6.4 mm ( $\frac{1}{4}$  in.). Record the sample temperature at the start of the test.

10.2 Load the test chemicals in the reagent racks. Use one rack for each series of chemical additions. Make up each tube in the rack to a final volume of 10 mL, with water, before using. There may be a situation where a larger volume of reagent will be required. Should this condition prevail, fill all tubes with water to a volume equal to the largest volume of reagent in the reagent rack. When adding slurries, it may be necessary to shake the rack to produce a swirling motion just prior to transfer.

10.3 Start the multiple stirrer operating at the "flash mix" speed of approximately 120 rpm. Add the test solution or suspensions, at predetermined dosage levels and sequence. Flash mix for approximately 1 min after the additions of chemicals. Record the flash mix time and speed (rpm).

10.4 Reduce the speed as necessary to the minimum required to keep floc particles uniformly suspended throughout

the "slow mix" period. Slow mix for 20 min. Record the time for the first visible floc formation. Every 5 min (during the slow mix period), record relative floc size and mixer speed (rpm). If coagulant aids are used, mixing speed is critical because excessive stirring tends to break up early floc formation and may redisperse the aid.

10.5 After the slow mix period, withdraw the paddles and observe settling of floc particles. Record the time required for the bulk of the particles to settle. In most cases this time will be that required for the particles to settle to the bottom of the beaker; however, in some cases there may be interfering convection currents. If so, the recorded settling time should be that at which the unsettled or residual particles appear to be moving equally upward and downward.

10.6 After 15 min of settling, record the appearance of floc on the beaker bottom. Record the sample temperature. By means of a pipet or siphon, withdraw an adequate sample volume of supernatant liquor from the jar at a point one half of the depth of the sample, to conduct color,<sup>5</sup> turbidity, pH and other required analyses, ([Note 1](#)) determined in accordance with Test Methods [D6855](#) or [D7315](#) (for turbidity) and [D1293](#) (for pH). A suggested form for recording results is appended (see [Fig. 2](#)).

NOTE 1—Tests for residual chemicals should be included, for example, alum; residual  $Al_2O_3$ ; copperas; residual  $Fe_2O_3$ ; etc.

10.7 Repeat steps [10.1-10.6](#) until all pertinent variables have been evaluated.

10.8 The times given in [10.3](#), [10.4](#), and [10.6](#) are only suggestions.

### 11. Reproducibility

11.1 It is recognized that reproducibility of results is important. To demonstrate reproducibility, the so-called 3 and 3 procedure is suggested. In this procedure, duplicate sets of 3 jars each are treated simultaneously with the same chemical dosages in jars 1 and 4, 2 and 5, and 3 and 6.

### 12. Keywords

12.1 coagulation; flocculation; jar tests

<sup>4</sup> A periodically updated "Report on Coagulant Aids for Water Treatment" is published by the Environmental Protection Agency Office of Water Supply, Cincinnati, Ohio 45268, listing coagulant aids that may be used in water treatment without adverse physiological effects on those using the water, based on information submitted by the manufacturers or distributors, or both.

<sup>5</sup> For the color determination, reference is made to *Standard Methods for the Examination of Water and Waste Water*, Fourteenth edition, American Public Health Association, Inc., New York, NY, 1975, pp. 64-71.

## ANEXO IV

### RESULTADOS DE LA MEDICIÓN DEL DIÁMETRO DE LA GOTA DE ACEITE DE CADA ENSAYO REALIZADO CON MICROSCOPIA ÓPTICA

**Tabla AIV.1.** Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 1

<b>Ensayo N° 1: Ampliación 10X</b>			
Número de Gota	Diámetro (μm)	Número de Gota	Diámetro (μm)
1	200	13	250
2	250	14	350
3	200	15	300
4	300	16	300
5	300	17	250
6	300	18	200
7	150	19	400
8	400	20	500
9	350	21	400
10	300	22	350
11	200	23	200
12	350	24	250

**Tabla AIV.2.** Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 2

<b>Ensayo N° 2: Ampliación 10X</b>			
Número de Gota	Diámetro (μm)	Número de Gota	Diámetro (μm)
1	100	15	350
2	150	16	300
3	300	17	200
4	350	18	500
5	150	19	150
6	300	20	250
7	300	21	350
8	300	22	350
9	150	23	250
10	400	24	150
11	450	25	250
12	150	26	450
13	300	27	500
14	300		

**Tabla AIV.3.** Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 3

<b>Ensayo N° 3: Ampliación 10X</b>			
Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )	Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )
1	400	14	300
2	400	15	200
3	450	16	300
4	250	17	250
5	500	18	250
6	200	19	350
7	400	20	350
8	150	21	450
9	400	22	400
10	300	23	350
11	400	24	250
12	500	25	400
13	150		

**Tabla AIV.4.** Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 4

<b>Ensayo N° 4: Ampliación 10X</b>			
Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )	Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )
1	200	14	350
2	250	15	150
3	400	16	500
4	400	17	600
5	350	18	100
6	200	19	150
7	250	20	250
8	100	21	300
9	100	22	300
10	350	23	100
11	300	24	200
12	300	25	300
13	300		

**Tabla AIV.5.** Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 5

<b>Ensayo N° 5: Ampliación 10X</b>			
Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )	Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )
1	450	14	400
2	400	15	400
3	350	16	250
4	250	17	350
5	200	18	450
6	300	19	350
7	400	20	300
8	450	21	250
9	350	22	300
10	350	23	300
11	500	24	100
12	350	25	300
13	200	26	200

**Tabla AIV.6.** Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 6

<b>Ensayo N° 6: Ampliación 10X</b>			
Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )	Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )
1	300	15	500
2	250	16	600
3	300	17	100
4	250	18	250
5	350	19	300
6	600	20	300
7	500	21	300
8	450	22	150
9	400	23	550
10	400	24	250
11	200	25	450
12	300	26	350
13	300	27	400
14	250		

**Tabla AIV.7.** Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 7

<b>Ensayo N° 7: Ampliación 10X</b>			
Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )	Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )
1	150	13	100
2	300	14	300
3	250	15	350
4	200	16	300
5	150	17	300
6	300	18	550
7	350	19	550
8	250	20	600
9	350	21	500
10	250	22	300
11	300	23	350
12	250		

**Tabla AIV.8.** Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 8

<b>Ensayo N° 8: Ampliación 10X</b>			
Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )	Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )
1	400	14	200
2	300	15	250
3	300	16	300
4	250	17	300
5	350	18	350
6	400	19	450
7	500	20	400
8	250	21	550
9	600	22	200
10	450	23	350
11	250	24	250
12	350	25	300
13	200	26	300

**Tabla AIV.9.** Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 9

<b>Ensayo N° 9: Ampliación 10X</b>			
Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )	Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )
1	250	13	600
2	350	14	350
3	100	15	250
4	350	16	250
5	350	17	300
6	400	18	250
7	300	19	450
8	300	20	300
9	300	21	250
10	500	22	400
11	350	23	300
12	300	24	250

**Tabla AIV.10.** Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 10

<b>Ensayo N° 10: Ampliación 10X</b>			
Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )	Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )
1	250	14	350
2	350	15	550
3	250	16	300
4	250	17	300
5	250	18	300
6	250	19	400
7	300	20	400
8	350	21	450
9	350	22	450
10	300	23	350
11	600	24	400
12	300	25	550
13	500		

**Tabla AIV.11.** Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 11

<b>Ensayo N° 11: Ampliación 10X</b>			
Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )	Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )
1	200	14	300
2	250	15	350
3	250	16	300
4	350	17	350
5	350	18	400
6	150	19	400
7	250	20	450
8	250	21	450
9	250	22	450
10	300	23	500
11	350	24	500
12	300	25	550
13	300	26	600

**Tabla AIV.12.** Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 12

<b>Ensayo N° 12: Ampliación 10X</b>			
Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )	Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )
1	300	14	350
2	300	15	300
3	150	16	350
4	200	17	300
5	500	18	250
6	450	19	150
7	250	20	350
8	200	21	600
9	200	22	350
10	300	23	150
11	300	24	350
12	550	25	350
13	350		

**Tabla AIV.13.** Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 13

<b>Ensayo N° 13: Ampliación 10X</b>			
Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )	Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )
1	250	13	300
2	200	14	300
3	150	15	100
4	250	16	200
5	350	17	250
6	400	18	450
7	350	19	550
8	300	20	550
9	300	21	400
10	500	22	300
11	500	23	300
12	300		

**Tabla AIV.14.** Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 14

<b>Ensayo N° 14: Ampliación 10X</b>			
Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )	Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )
1	200	14	350
2	250	15	450
3	200	16	450
4	300	17	250
5	300	18	200
6	300	19	350
7	150	20	500
8	400	21	400
9	350	22	450
10	300	23	200
11	200	24	450
12	600	25	500
13	250	26	500

**Tabla AIV.15.** Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 15

<b>Ensayo N° 15: Ampliación 10X</b>			
Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )	Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )
1	500	13	350
2	400	14	450
3	550	15	150
4	250	16	350
5	300	17	300
6	250	18	200
7	250	19	200
8	300	20	300
9	200	21	550
10	200	22	300
11	300	23	450
12	250	24	150

**Tabla AIV.16.** Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 16

<b>Ensayo N° 16: Ampliación 10X</b>			
Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )	Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )
1	200	14	300
2	200	15	250
3	300	16	450
4	300	17	400
5	300	18	200
6	300	19	250
7	450	20	350
8	350	21	550
9	350	22	350
10	350	23	300
11	250	24	400
12	150	25	550
13	150	26	150

**Tabla AIV.17.** Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 17

<b>Ensayo N° 17: Ampliación 10X</b>			
Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )	Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )
1	100	13	300
2	300	14	350
3	200	15	150
4	200	16	250
5	350	17	100
6	450	18	500
7	300	19	350
8	400	20	500
9	300	21	400
10	300	22	300
11	200	23	300
12	250	24	350

**Tabla AIV.18.** Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 18

<b>Ensayo N° 18: Ampliación 10X</b>			
Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )	Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )
1	350	15	500
2	350	16	350
3	250	17	500
4	150	18	400
5	150	19	500
6	300	20	450
7	250	21	150
8	300	22	400
9	550	23	350
10	200	24	450
11	200	25	200
12	150	26	600
13	300	27	100
14	100		

**Tabla AIV.19.** Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 19

<b>Ensayo N° 19: Ampliación 10X</b>			
Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )	Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )
1	300	14	500
2	100	15	500
3	200	16	550
4	250	17	100
5	450	18	300
6	550	19	300
7	550	20	450
8	400	21	350
9	500	22	300
10	400	23	500
11	600	24	300
12	200	25	250
13	300	26	400

**Tabla AIV.20.** Resultados de medición del diámetro de la gota de aceite del ensayo N° 20

<b>Ensayo N° 20: Ampliación 10X</b>			
Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )	Número de Gota	Diámetro ( $\mu\text{m}$ )
1	200	13	250
2	250	14	350
3	200	15	100
4	200	16	150
5	200	17	250
6	300	18	600
7	550	19	300
8	300	20	500
9	450	21	400
10	150	22	300
11	450	23	200
12	300	24	300

## ANEXO V

## CÁLCULOS DE DISEÑO DEL TANQUE SKIMMER

Para el diseño del tanque skimmer se parte de los parámetros de la tabla 3.53 de resultados experimentales del proceso de desnatado de petróleo.

**Tabla AV.1.** Variables de diseño del tanque skimmer

Parámetro	Valor	Unidad de Campo	Valor	Unidad SI
Caudal de agua de formación	20000	bbls/d	3179,70	m <sup>3</sup> /d
Temperatura del proceso	107,60	°F	42	°c
Densidad del agua de formación	8,60	lb/gal	1030	kg/m <sup>3</sup>
Viscosidad del agua de formación	1	cP	0,001	kg/m s
Densidad del petróleo*	28,10	°API	890	kg/m <sup>3</sup>
Diámetro de partícula de la gota de aceite	300	µm	300	µm
Tiempo de separación de la fase oleosa de la acuosa	13,22	min	793,20	s

El diseño del tanque skimmer vertical está basado en la ley de Stokes.

Se asume que las gotas de aceite son completamente esféricas y con base en la distribución de tamaños obtenidos el diámetro promedio de gota es de 300 micrones.

Se aplica la ley de Stokes para obtener el diámetro del skimmer con la siguiente ecuación:

$$D^2 = 6\,691 * \frac{Q_w * u_w}{\Delta s * dm^2}$$

Donde

$$D = \text{Diámetro del skimmer (pulg}^2\text{)}$$

$$Q_w = \text{Caudal de diseño (bbl)}$$

$$u_w = \text{Viscosidad del agua (cP)}$$

$\Delta s = \text{Gradiente de gravedad específica del agua y el aceite}$

$dm = \text{diámetro medio de la gota de aceite (um)}$

Para las unidades de campo obtenidas de los ensayos experimentales se tiene:

$$D^2 = 6\,691 * \frac{20\,000 \text{ bbl} * 1 \text{ cP}}{(1,030 - 0,890) * (300 \text{ um})^2}$$

$$D = 103,10 \text{ pulg}$$

$$D = 2,60 \text{ m}$$

El tiempo de residencia (tr) se obtuvo experimentalmente y fue de 13,22 minutos con este dato se obtiene la altura del tanque skimmer vertical.

$$H = 0,7 * \frac{tr * Q_w}{D^2}$$

$$H = 0,7 * \frac{13,22 \text{ min} * 20\,000 \text{ bbl}}{130,10^2}$$

$$H = 17,54 \text{ pies}$$

$$H = 5,23 \text{ m}$$

La capacidad del tanque skimmer se obtiene con la siguiente relación

$$V = \pi * \frac{D^2}{4} * H$$

$$V = 28 \text{ m}^3$$

$$V = 253 \text{ bbl}$$

El espesor de pared de tanques según el API se obtiene de la siguiente relación:

$$t = \frac{(2,6) \cdot (D) \cdot (H - 1) \cdot (G)}{S_d} + C.A.$$

Donde:

$t =$  *Espesor de pared del tanque*

$D =$  *Diametro*

$H =$  *Altura*

$G =$  *gravedad especifica del líquido a almacenar*

$S =$  *Esfuerzo admisible para condiciones de diseño*

$CA =$  *Espesor por corrosión*

Se calcula  $t$  con los datos obtenidos en unidades de campo

$$t = 0,08 \text{ pulg} = 2,02 \text{ mm}$$

## ANEXO VI

### CONSTRUCCIÓN DE LA CURVA DE ASENTAMIENTO DE SÓLIDOS Y CALCULOS DE DISEÑO DEL SEDIMENTADOR

Para la construcción de la curva de asentamiento de sólidos se realizó con base en los datos obtenidos experimentalmente de los ensayos de sedimentación. Los valores se presentan a continuación.

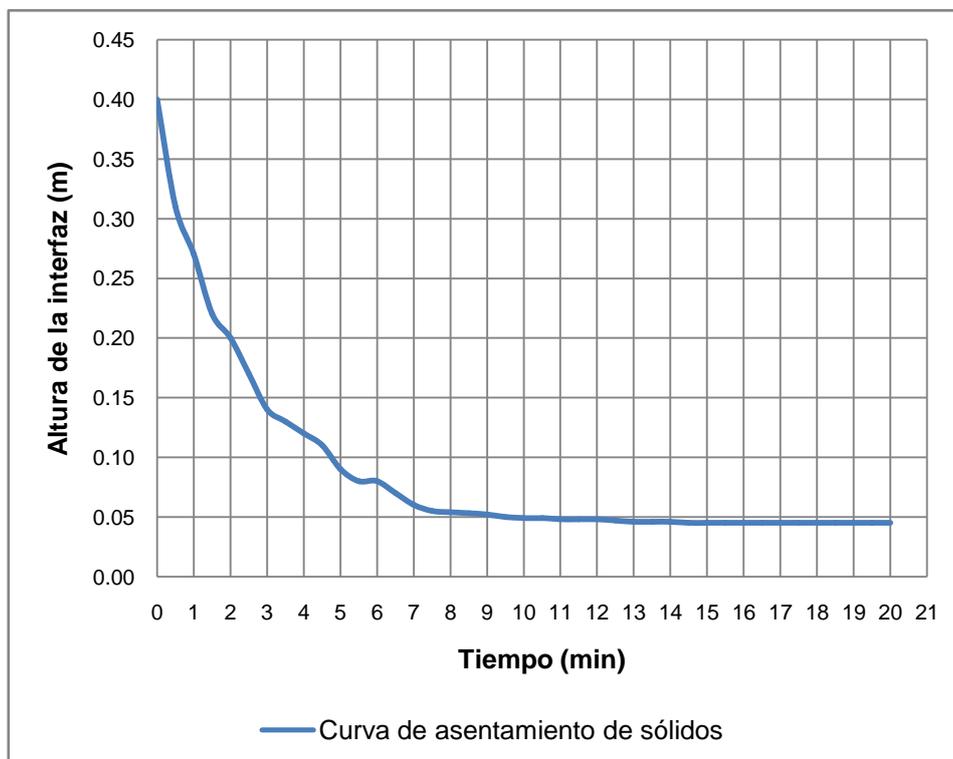
**Tabla AVI.1.** Datos obtenidos experimentalmente en ensayos de sedimentación

<b>Ensayo de Sedimentación</b>	
Tiempo (min)	Altura de la interfaz (m)
0,0	0,40
0,5	0,31
1,0	0,27
1,5	0,22
2,0	0,20
2,5	0,17
3,0	0,14
3,5	0,13
4,0	0,12
4,5	0,11
5,0	0,09
5,5	0,08
6,0	0,08
6,5	0,07
7,0	0,06
7,5	0,06
8,0	0,05
8,5	0,05
9,0	0,05
9,5	0,05
10,0	0,05
10,5	0,05
11,0	0,05
11,5	0,05
12,0	0,05
12,5	0,05
13,0	0,05
13,5	0,05

Continuación tabla AVI.1

14,0	0,05
14,5	0,05
15,0	0,05
15,5	0,05
16,0	0,05
16,5	0,05
17,0	0,05
17,5	0,05
18,0	0,05
18,5	0,05
19,0	0,05
19,5	0,05
20,0	0,05

El primero paso es trazar la curva de asentamiento de sólidos en un plano cartesiano, el eje X será el tiempo y el eje Y la altura de la interfaz de líquido clarificado como se ve en la figura AVI.1.



**Figura AVI.1.** Curva de asentamiento de sólidos

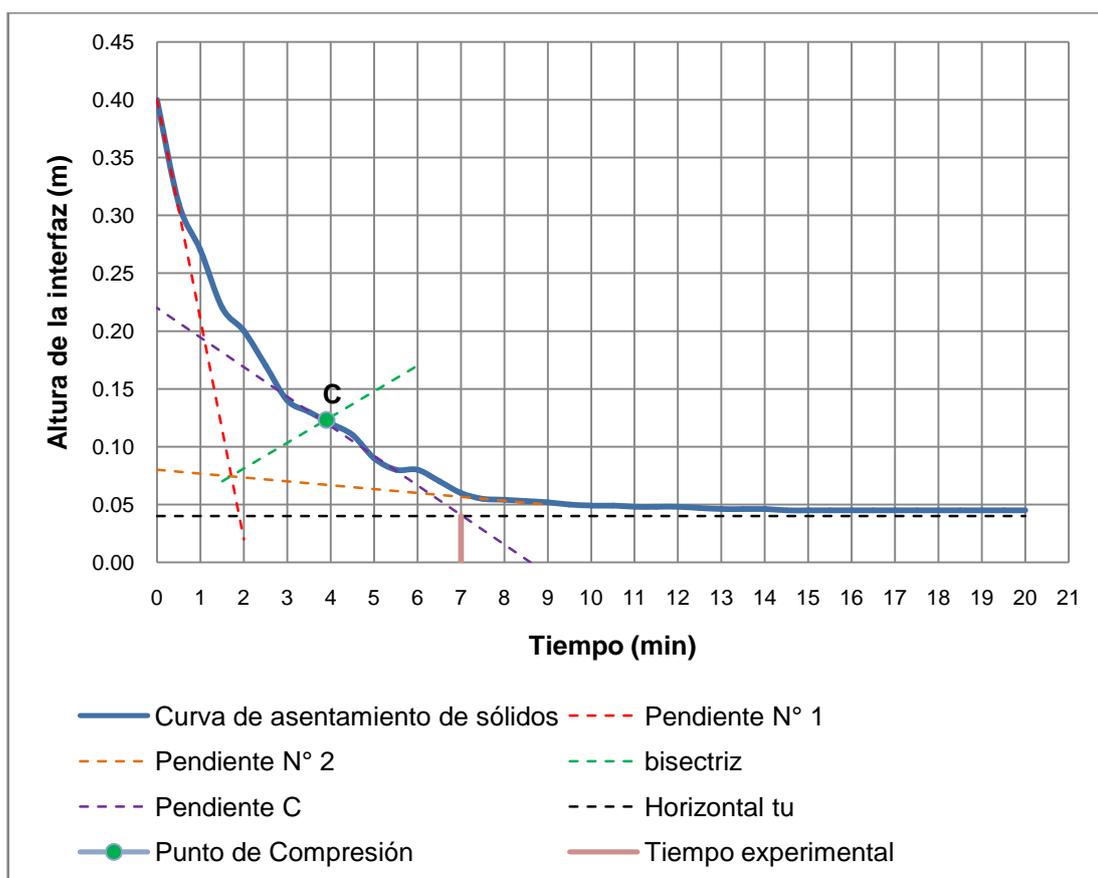
En la figura AVI.2 se muestra los trazos del método gráfico descrito a continuación.

Después de construida la curva el siguiente paso es trazar la tangente a la sección de sedimentación a velocidad constante (tangente roja) y a la sección de compresión de lodos (tangente anaranjada) prolongándolas hasta que corten.

Por el punto de corte se grafica la bisectriz del Angulo formado entre ambas tangentes (línea verde), para determinar el punto de compresión (Punto C) se prolonga la bisectriz hasta que la misma corte con la curva de asentamiento de lodos.

Se traza la recta horizontal por  $H_u = 0.04\text{m}$  (línea negra).

Finalmente se traza una tangente (línea morada) a la curva de asentamiento de sólidos por el punto C, la intersección con la horizontal  $H_u$  y la tangente trazada por C determina el tiempo necesario para obtener la máxima concentración deseada en el colchón de lodos denominada  $t_u$ .



**Figura AVI.2.** Método gráfico para la obtención de parámetros de diseño de un sedimentador

Con el método gráfico antes descrito se obtiene  $t_u$ .

$$t_u = 7 \text{ min}$$

Se calcula el área requerida para la sedimentación mediante la siguiente ecuación:

$$A_e = \frac{Qt_u}{H_0}$$

Donde:

$A_e$ : Área superficial necesaria para el espesamiento de lodos ( $m^2$ )

$Q$ : Caudal de operación ( $m^3/s$ )

$H_0$ : Altura inicial de la columna de fluido (m)

$t_u$ : Tiempo necesario para obtener la concentración deseada en el colchón de lodos (h)

Con los parámetros de diseño obtenidos experimentalmente:

$$A_e = \frac{3179.70 \frac{m^3}{d} * 7 \text{ min}}{0,4 \text{ m} * 1440 \frac{d}{\text{min}} * h}$$

$$A_e = 38,64 \text{ m}^2$$

Se calcula la velocidad de asentamiento a partir de la tangente de la zona de sedimentación a velocidad constante (línea roja).

$$v_s = \frac{H_0 - H_1}{T_0 - T_1}$$

$$v_s = \frac{0,4 \text{ m} - 0,2 \text{ m}}{2 \text{ min}} * \frac{60 \text{ min}}{1 \text{ h}}$$

$$v_s = 6 \frac{m}{h}$$

Se determina la tasa de rebose o clarificación, la cual es proporcional al volumen de líquido sobre la zona de compresión de lodos.

$$Q_o = \frac{Q * (H_o - H_u)}{H_o}$$

$$Q_o = \frac{3179,70 \frac{m^3}{d} * (0,4m - 0,04m)}{0,4}$$

$$Q_o = 2861,78 \frac{m^3}{d}$$

Se calcula el área requerida para la clarificación con la siguiente ecuación:

$$A_c = \frac{Q_o}{v_s}$$

$$A_c = \frac{2861,78 \frac{m^3}{d}}{6 \frac{m}{h} * \frac{24h}{1d}}$$

$$A_c = 19,87 m^2$$

Se comparan  $A_e$  y  $A_c$  y la mayor de las dos determina el área de control de diseño.

$$A_e = 38,64 m^2 > A_c = 19,87$$

Por lo tanto el área que controla el diseño es la de sedimentación.

Para obtener el diámetro de un sedimentador circular se utiliza la siguiente relación.

$$A = \frac{\pi D^2}{4}$$

$$D = 7,01 m$$

La altura del sedimentador es seleccionada de un rango mencionado en bibliografía Romero (2001) que indica que la altura para un sedimentador circular está entre dos y cuatro metros.

$$H = 4 \text{ m}$$

La capacidad del tanque sedimentador se calcula con la siguiente relación:

$$V = A_s * H$$

$$V = 154,56 \text{ m}^3$$

Para finalizar el diseño del sedimentador el tiempo de residencia del agua de formación en el equipo se calcula de la siguiente manera:

$$tr = V/Q$$

$$tr = \frac{154,56 \text{ m}^3}{3179.70 \frac{\text{m}^3}{\text{d}} * \frac{1 \text{ d}}{24 \text{ h}}}$$

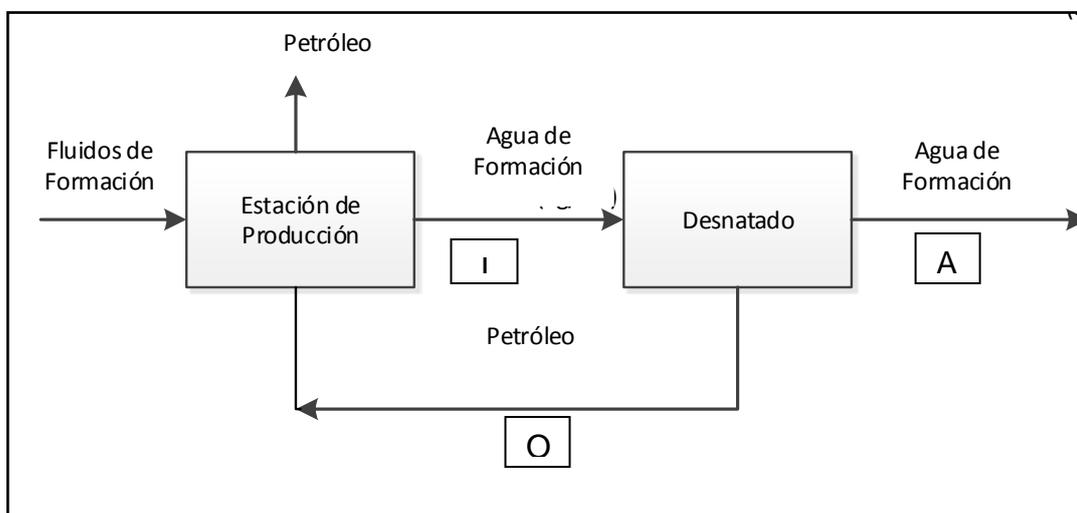
$$tr = 1,20 \text{ h}$$

## ANEXO VII

### BALANCE DE MASA

El balance de masa de la planta de tratamiento se realizó para tratar una entrada de 3 275 091 kilogramos por día de agua de formación. Proceso de desnatado de petróleo.

Proceso de desnatado de petróleo:



**Figura AVII.1.** Diagrama de bloques de la entrada de agua de formación al proceso de desnatado

Entran al proceso de desnatado de petróleo 3 275 091 kg/d

La concentración promedio de petróleo en el agua de formación es de 122 mg/L ó 0,122 kg/m<sup>3</sup>

La concentración promedio de sólidos suspendidos en el agua de formación es 265 mg/L ó 0,265 kg/m<sup>3</sup>

Por lo tanto la corriente de entrada de agua de formación tiene el siguiente flujo másico.

$$Agua = 3\,273\,860,45 \frac{kg}{d}$$

$$\text{Petróleo} = 387,92 \frac{\text{kg}}{\text{d}}$$

$$\text{Sólidos Suspendidos} = 842,62 \frac{\text{kg}}{\text{d}}$$

De los resultados de los ensayos experimentales se obtuvo que el agua de formación después del proceso de desnatado de petróleo tiene una concentración de 5 mg/L ó 0,005 kg/m<sup>3</sup>. Por lo tanto el balance de petróleo en el agua de formación es el siguiente:

$$I = A + B$$

$$387,92 \frac{\text{kg}}{\text{d}} = B + 3\,273\,860,46 \frac{\text{kg}}{\text{d}} * \frac{1 \text{ m}^3}{1\,030 \text{ kg}} * \frac{0,005 \text{ kg}}{1 \text{ m}^3}$$

$$B = 372,03 \frac{\text{kg}}{\text{d}} \text{ de petróleo}$$

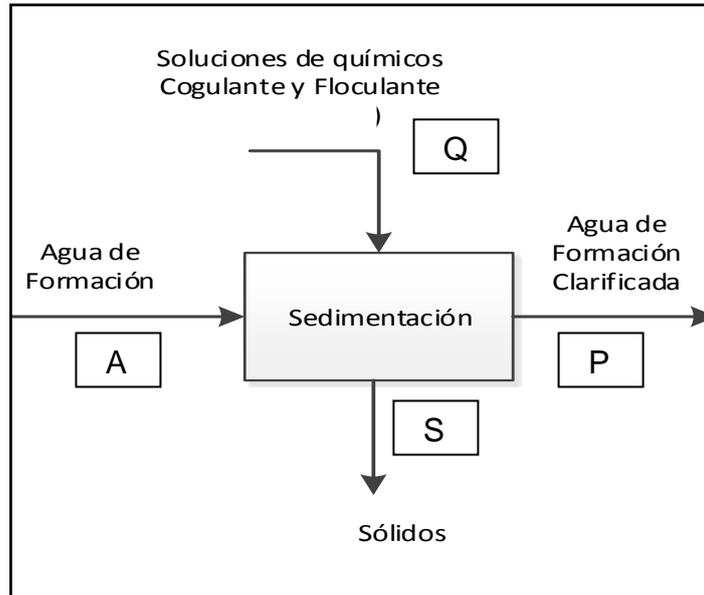
Por lo tanto La corriente de agua salida del tanque skimmer tiene el siguiente flujo másico.

$$\text{Agua} = 3\,273\,860,45 \frac{\text{kg}}{\text{d}}$$

$$\text{Petróleo} = 15,89 \frac{\text{kg}}{\text{d}}$$

$$\text{Sólidos Suspendidos} = 842,62 \frac{\text{kg}}{\text{d}}$$

El balance de masa en el sedimentador, se realiza con la concentración de salida del agua de formación obtenida de los ensayos experimentales esta concentración fue de 6 mg/L ó 0,006 kg/m<sup>3</sup>.



**Figura AVII.2.** Diagrama de Bloques del proceso de sedimentación

Cálculo del volumen de coagulante y floculante a inyectar:

Resina tánica:

Concentración obtenida en la prueba de jarras =  $23810 * \text{GPD}/\text{BAPD}$

$$\frac{4\text{mg}}{\text{L}} = 23810 * \frac{\text{GPD}}{20\ 000}$$

GPD = 3,35 gal de resina tánica pura por día

Diluida al 25 %:

13,4 gal de resina tánica al 25% por día

Flujo másico densidad de  $1\ 000\text{kg}/\text{m}^3$ :

$$51,74 \frac{\text{kg}}{\text{d}} \text{ de resina tánica a inyectar}$$

Emulsión de látex:

Concentración obtenida en la prueba de jarras =  $23810 * \text{GPD}/\text{BAPD}$

$$\frac{6\text{mg}}{\text{L}} = 23810 * \frac{\text{GPD}}{20\ 000}$$

GPD = 5,039 gal de emulsión de látex pura por día

Diluida al 25 %:

20,16 gal de remulsión de látex 25% por día

Flujo másico asumiendo densidad de 1 000 kg/m<sup>3</sup>:

$$77,52 \frac{\text{kg}}{\text{d}} \text{ de resina tánica a inyectar}$$

A este proceso se añaden las soluciones coagulantes y floculantes la dosis de las mismas fue obtenida mediante prueba de jarras y para tratar el caudal de diseño se añade 51,74 kg/d de coagulante y 77, 52 kg/d de floculante sumados hacen una masa total de 129,26 kg/d que se añade al proceso.

Se realiza el balance de sólidos de la siguiente manera

$$A + Q = S + P$$

$$842,62 \frac{\text{kg}}{\text{d}} + 129,26 \frac{\text{kg}}{\text{d}} = \text{Salida} + 3\,273\,860,46 \frac{\text{kg}}{\text{d}} * \frac{1 \text{ m}^3}{1\,030 \text{ kg}} * \frac{0,006 \text{ kg}}{1 \text{ m}^3} + 129,26 \frac{\text{kg}}{\text{d}}$$

$$S = 952,80 \frac{\text{kg}}{\text{d}}$$

$$P = 3\,273\,895,42 \frac{\text{kg}}{\text{d}}$$

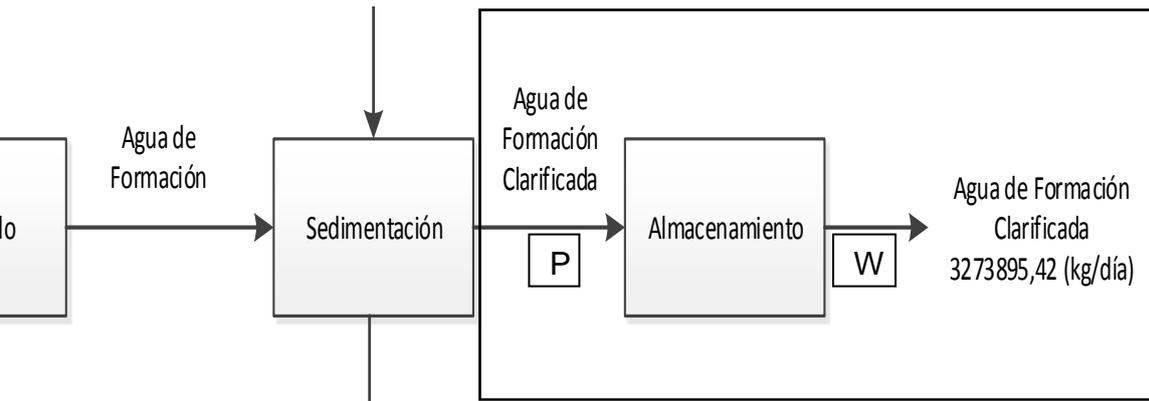
Los flujos másicos de la corriente de salida del sedimentador es la siguiente:

$$\text{Agua} = 3\,273\,860,45 \frac{\text{kg}}{\text{d}}$$

$$\text{Petróleo} = 15,89 \frac{\text{kg}}{\text{d}}$$

$$\text{Sólidos Suspendidos} = 19,07 \frac{\text{kg}}{\text{d}}$$

Se considera que no hay procesos que influyan el balance de masa en el tanque pulmón por lo tanto las corrientes de entrada y salida tienen los mismos valores y composiciones.



**Figura AVII.3** Diagrama de bloques del tanque pulmón

$$P = W$$

$$W = 3\,273\,895,42 \frac{kg}{d}$$

Los flujos máxicos de la corriente de salida del Tanque pulmón es la siguiente:

$$Agua = 3\,273\,860,45 \frac{kg}{d}$$

$$Petróleo = 15,89 \frac{kg}{d}$$

$$Sólidos Suspendidos = 19,07 \frac{kg}{d}$$

## ANEXO VIII

### DISEÑO DE TUBERÍAS

En este anexo se presenta el ejemplo los balances y ecuaciones de diseño para el dimensionamiento de tuberías de la planta de tratamiento de agua de formación.

Consideraciones:

La velocidad de flujo por el interior de tuberías será asumida entre 2 y 4 pie/s.

Se escogerá el diámetro de la tubería dependerá de la velocidad de flujo y el caudal que se transporte por la misma.

Desarrollo:

Se realiza el balance general del sistema de diseño, mediante la ecuación de Bernoulli.

$$\frac{P_1}{\gamma_1} + \frac{v_1^2}{2g} + z_1 + H_B = \frac{P_2}{\gamma_2} + \frac{v_2^2}{2g} + z_2 + hf_{1-2}$$

Donde:

$P_1 =$  Presión en el punto de inicio

$\gamma_1 =$  gravedad específica del fluido en el punto inicial

$g =$  constante de aceleración de la gravedad

$z_1 =$  altura del punto inicial con respecto al nivel de referencia

$H_B =$  altura de bomba necesaria

$hf_{1-2} =$  sumatorio de pérdida de carga por fricción y accesorios en el sistema

el sistema de referencia se toma en los puntos más altos de los tanques con respecto al nivel del piso en ese punto las presiones 1 y 2 corresponderán a la presión atmosférica, considerando que se debe trabajar con presiones absolutas,

la velocidad obviamente en el punto más alto del seno del líquido es cero para ambos casos. De este modo, la ecuación anterior se reduce a lo siguiente:

$$z_1 + H_B = z_2 + hf_{1-2}$$

La ecuación de pérdidas por fricción se obtiene de la relación del factor de Darcy en el diagrama de moody.

$$hf_{1-2}fr = f_D \frac{v^2 L}{2g D_0}$$

La ecuación de pérdidas por accesorios, depende de una constante definida para cada accesorio y de la velocidad de flujo:

$$hf_{1-2}ac = K \frac{v^2}{2g}$$

Sumadas ambas ecuaciones se obtiene las pérdidas totales del sistema.

Si se desea representar la altura comunicada al fluido en forma de energía, se puede aplicar la ecuación:

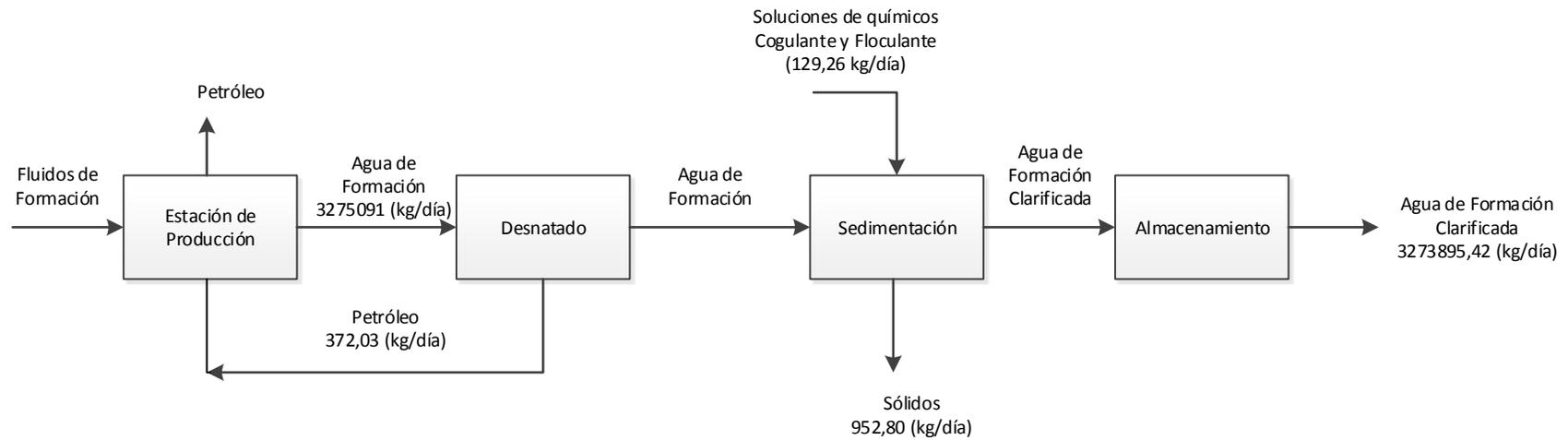
$$\dot{E} = H_B \cdot Q \cdot \gamma$$

De esta manera se diseñaron las tuberías para la planta de tratamiento de agua de formación. Se cálculo pérdidas y se seleccionó las bombas necesarias para el transporte de fluidos en la planta.

## **ANEXO IX**

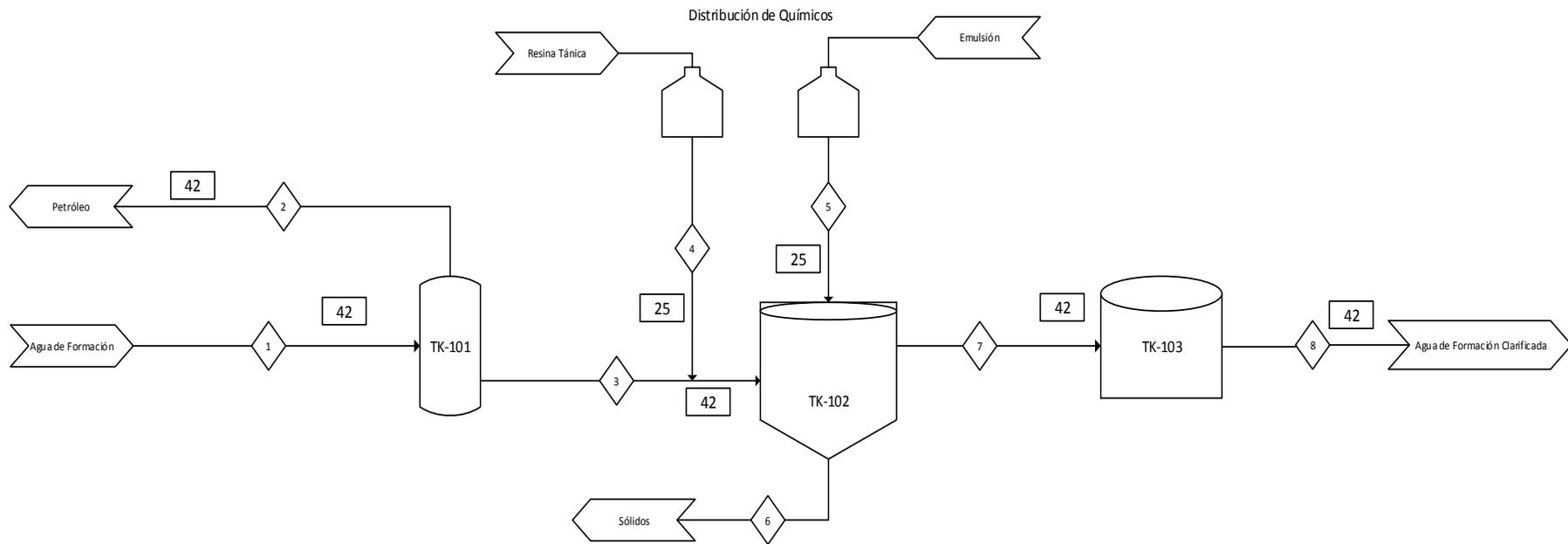
### **DIAGRAMAS DE PROCESO**

En esta sección a continuación se presenta las figuras AIX.1, AIX.2, AIX.3 Y AIX.4 que representan a los diagramas BFD, PFD, P&ID y el layout de la planta de tratamiento de agua de formación diseñada.



		<b>ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL</b> <b>FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA Y AGROINDUSTRIA</b>
<b>NOMBRE DEL PROYECTO:</b>		
Planta de Tratamiento de Agua de Formación		
Línea de Tratamiento de Agua		
<b>ELABORADO POR:</b> Dávalos Monteiro Raúl Leandro		<b>PÁGINAS:</b>
<b>FECHA:</b> Octubre de 2014		1 de 1 BFD

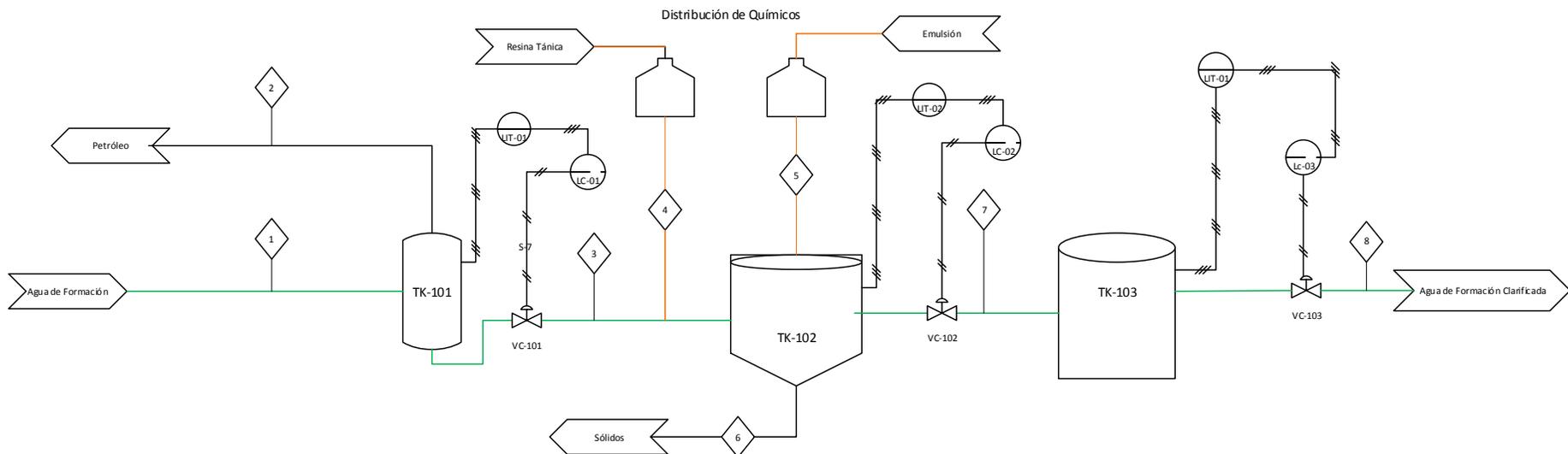
**Figura AIX.1** Diagrama BFD de la planta de tratamiento de agua de formación



Número de corriente	1	2	3	4	5	6	7	8
Estado	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Sólido	Líquido	Líquido
Proceso	Entrada	Desnizado	Desnizado	Sedimentación	Sedimentación	Sedimentación	Sedimentación	Salida
Descripción	Entrada a la Planta de tratamiento	Salida de superior del tanque skimmer	Salida inferior del tanque skimmer	Entrada de coagulante	Entrada de floculante	Salida inferior del sedimentador	Salida superior del sedimentador	Salida del tanque pulmón
Flujo Mánico (kg/d)	3275091	372,03	3274718,97	51,74	77,52	952,7995	3273895,42	3273895,42
Agua (kg/d)	3273860,46	-	3273860,46	-	-	-	3273860,46	3273860,46
Petróleo (kg/d)	387,92	372,03	15,89	-	-	-	15,89	15,89
Sólidos (kg/d)	842,62	-	842,62	-	-	823,54	19,07	19,07
Coagulante (kg/d)	-	-	-	51,74	-	51,74	-	-
Floculante (kg/d)	-	-	-	-	77,52	77,52	-	-

 <b>ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL</b> <b>FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA Y AGROINDUSTRIA</b>	
<b>NOMBRE DEL PROYECTO:</b>	
Planta de Tratamiento de Agua de Formación	
Línea de Tratamiento de Agua	
<b>ELABORADO POR:</b> Dávalos Monteiro Raúl	<b>PÁGINAS:</b>
<b>FECHA:</b> Octubre de 2014	1 de 1 PFD

**Figura AIX.2** Diagrama PFD de la planta de tratamiento de agua de formación

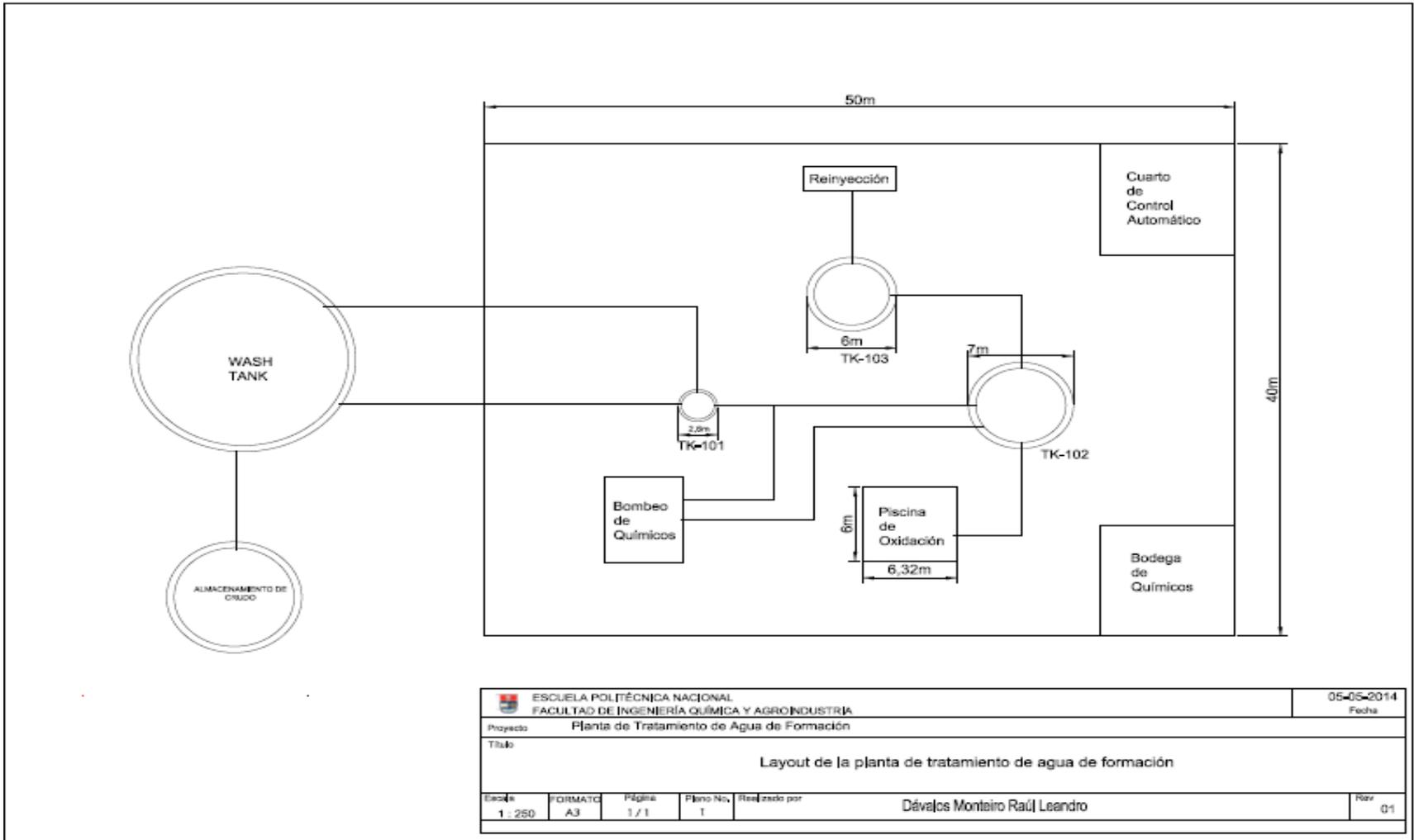


Nº de corriente	Denominación	Diámetro nominal (mm)	Diamtro nominal (pulg)	Cédula (mm)	Fluido transportado	Material
1	230-AF-01-CS SA	230	9	40	Agua de formación	Acero al carbono
2	25,4-Oi-02-CS SA	25,4	1	40	Petróleo 28 °API	Acero al carbono
3	230-AF-03-CS SA	230	9	40	Agua de formación	Acero al carbono
4	10-CG-04-CS-SA	10	3/8	80	Resina Tánica	Acero Inoxidable
5	10-FL-05-CS-SA	10	3/8	80	Emulsión	Acero Inoxidable
7	230-AF-07-CS SA	230	9	40	Agua de formación	Acero al carbono
8	230-AF-08-CS SA	230	9	40	Agua de formación	Acero al carbono

Diagrama	Instrumentación	Fluido transportado	Color
	Controlador de nivel	Agua	
	Transmisor de nivel	Líquido no combustible	
		Ácido	

 <b>ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL</b> <b>FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA Y AGROINDUSTRIA</b>	
<b>NOMBRE DEL PROYECTO:</b>	
Planta de Tratamiento de Agua de Formación	
Línea de Tratamiento de Agua	
<b>ELABORADO POR:</b> Dávalos Monteiro Raúl Leandro	<b>PÁGINAS:</b>
<b>FECHA:</b> Octubre 2014	1 de 1 P&ID

**Figura AIX.3** Diagrama P&ID de la planta de tratamiento de agua de formación



**Figura AIX.4.** Diagrama layout de la planta de tratamiento de agua de formación

## ANEXO X

### FILOSOFÍA DE CONTROL

El objetivo de implementar el control automático de procesos, es mantener en determinado valor de operación, las variables del proceso tales como: temperatura, presión flujos etc.

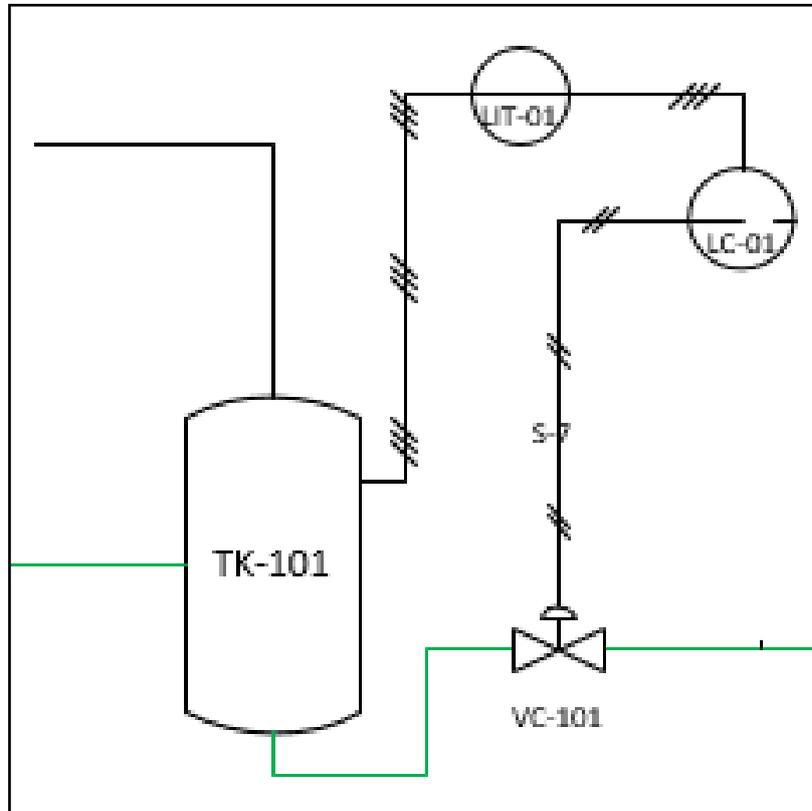
Los procesos son de naturaleza dinámica, en ellos siempre ocurren cambios, y si no se emprenden las acciones pertinentes, las variables importantes del proceso no cumplirán con las condiciones óptimas del tratamiento, poniendo en riesgo la seguridad del personal y la calidad esperada del agua tratada (Smith & Corripio, 1997, p. 60)

En la planta de tratamiento de agua de formación se analizaron propuestas de control automático en los diferentes procesos como se observa en el diagrama P&ID de la planta de tratamiento de agua. A continuación se detallará la filosofía de control de los procesos en la planta.

#### **Control de nivel en el tanque skimmer**

El propósito de esta unidad es separar el petróleo del agua de formación. En este proceso existe una variable que puede cambiar que es el flujo de agua entrante al tanque skimmer, lo cual ocasionaría que el flujo de salida se desvíe del valor deseado. Si esto llega a suceder se debe emprender acciones para corregir la desviación; por lo que se propone un controlar la altura del petróleo en el tanque, manipulando el flujo de salida mediante un sistema de control por retroalimentación. Este sistema que se observa en la figura AX.1 posee un sensor de nivel en el tanque enlazado físicamente a un transmisor (LT-01), la señal eléctrica será recibida por el controlador PID (LC-01) el cual actuará comparando la señal con el valor que se desea, y según el resultado de la comparación

enviará una orden al elemento final de control (VC-101) el cual a su vez manejará el flujo de salida del agua de formación.



**Figura AX.1.** Sistema de control de nivel en el tanque skimmer

En la tabla AX.1 se presenta el detalle del sistema de control del tanque skimmer.

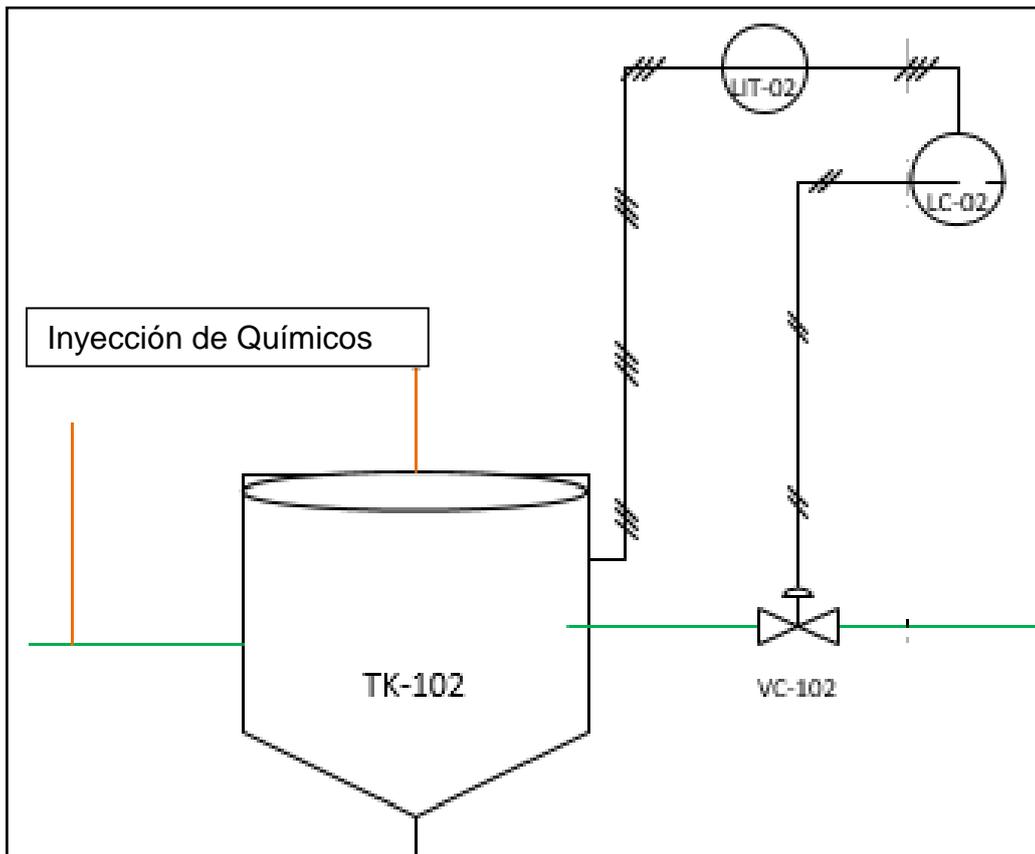
**Tabla AX.1.** Detalle del sistema de control del tanque skimmer

Sistema de Control Tk-101		
Elementos	Detalle	Nomenclatura
Sensor	Nivel	-
Transmisor	Eléctrico	LT-01
Controlador	Digital-PID	LC-01
Elemento de control	Señal neumática-Válvula De Control	VC-101

### Control de nivel en el sedimentador

El propósito de esta unidad es separar los sólidos del agua de formación. En este proceso el flujo de agua entrante es una variable que se puede ver afectada por

alguna falla en los procesos previos, el cambio de alimentación en la corriente de entrada al sedimentador ocasionaría que el flujo de salida se desvíe del valor deseado. Si esto llega a suceder se debe emprender acciones para corregir la desviación; por lo que se propone un controlar la altura del agua en el tanque, manipulando el flujo de salida de agua clarificada mediante un sistema de control por retroalimentación. Este sistema que se observa en la figura AX.2, posee un sensor de nivel en el tanque enlazado físicamente a un transmisor (LT-02), la señal eléctrica será recibida por el controlador PID (LC-02) el cual actuará comparando la señal con el valor que se desea, y según el resultado de la comparación enviará una orden al elemento final de control (VC-102) el cual a su vez manejará el flujo de salida del agua de formación.



**Figura AX.2.** Sistema de control de nivel en el sedimentador

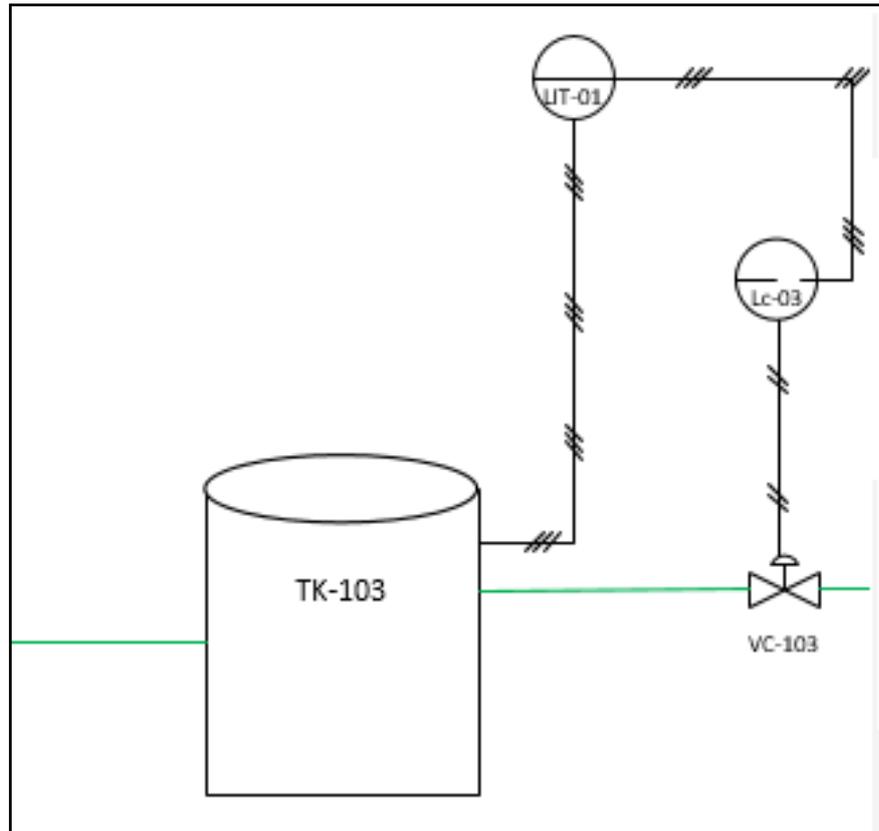
En la tabla AX.2 se presenta el detalle del sistema de control del sedimentador.

**Tabla AX.2** Detalle del sistema de control del sedimentador

<b>Sistema de Control Tk-102</b>		
<b>Elementos</b>	<b>Detalle</b>	<b>Nomenclatura</b>
Sensor	Nivel	-
Transmisor	Eléctrico	LT-02
Controlador	Digital-PID	LC-02
Elemento de control	Señal neumática-Válvula De Control	VC-201

### **Control de nivel en el tanque pulmón**

El propósito de esta unidad es almacenar el agua clarificada para mantener en continuo el sistema de reinyección de agua para recuperación secundaria. En este proceso el flujo de agua entrante es una variable que puede ser perturbada, el cambio de alimentación en la corriente de entrada al tanque pulmón ocasionaría que el flujo de salida se desvíe del valor deseado causando problemas al sistema de reinyección. Si esto llega a suceder se debe emprender acciones para corregir la desviación; por lo que se propone un controlar la altura del agua en el tanque manipulando el flujo de salida de agua clarificada mediante un sistema de control por retroalimentación. Este sistema que se observa en la figura AX.3 posee un sensor de nivel en el tanque pulmón enlazado físicamente a un transmisor (LT-03), la señal eléctrica será recibida por el controlador PID (LC-03) el cual actuará comparando la señal con el valor que se desea, y según el resultado de la comparación enviará una orden al elemento final de control (VC-103) el cual a su vez manejará el flujo de salida del agua clarificada hacia el sistema de reinyección.



**Figura AX.3.** Sistema de control del tanque pulmón

En la tabla AX.3 se presenta el detalle del sistema de control del tanque pulmón.

**Tabla AX.3** Detalle del sistema de control del tanque pulmón

Sistema de Control Tk-103		
Elementos	Detalle	Nomenclatura
Sensor	Nivel	-
Transmisor	Eléctrico	LT-03
Controlador	Digital-PID	LC-03
Elemento de control	Señal neumática-Válvula De Control	VC-301

## ANEXO XII

### CATÁLOGO DE BOMBAS

Catalogo de la bomba centrífuga para reciclar petróleo del tanque skimmer.



Use by land, oil machine gear wheel pump

- Please tell the type or the use in detail while ordering, it is easy to choose correct aircraft type use.
- Our company adhere to goal improved to research and develop, so products is it alter or stop using it is right to have to protect.



Unite axle pump  
HVO2100-17.5 2

Generally draw water, give water, agriculture, water for industrial use equipment, flexible fire control water system.

**FEATURE:** Can be automatic the vacuum sucks the liquid, the structure is simple and easy to maintain. Discharging amount steady, the volume amount is with high efficiency, economy is durable.

**MATERIAL:** Casting iron of high strength, casts steel, big gun copper stainless steel.

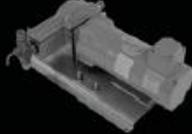
**PURPOSE:** High thickness, high viscosity, high proportion liquid suck giving, heavy oil, engine oil, diesel oil, light oil, solvent, various kinds of oil are sucked and sent, resin, paint, soap, sour soda fluid and molasses of chemical industry, etc. transport, various kinds of liquid are filtered and filled with, smoke and send the liquid medicine agriculturally, the rich water sprays etc..

TYPE	BORE	POWER	RPM	CAPACITY	PRESSURE
	Inch (mm)	HP (kw)			
A06 CU1-010	1/2"	1/4-1/2	500	16	2-4
A06 CU1-020	3/4"	1/2-1	500	39	2-4
A06 CU1-025	1"	1-2	500	56	2-4
A06 CU1-035	1 1/4"	1-2	500	66	2-4
A06 CU1-040	1 1/2"	2-3	500	100	2-4
A06 CU1-050	2"	3-5	500	160	2-4
A06 CU1-080	3"	5-7 1/2	500	230	2-4

TYPE	POWER	BORE		MAX CAPACITY	MAX HEAD
		HP (kw)	Inch (mm)		
HVO250-13.7	2	5 (3.7)	2" (50)	441	38
HVO265-13.7	2	5 (3.7)	2 1/2" (65)	468	38
HVO280-13.7	2	5 (3.7)	3" (80)	506	38
HVO250-15.5	2	7 1/2 (5.5)	2" (50)	545	48
HVO280-15.5	2	7 1/2 (5.5)	3" (80)	674	48
HVO2100-15.5	2	7 1/2 (5.5)	4" (100)	1350	26
HVO250-17.5	2	10 (7.5)	2" (50)	565	66
HVO280-17.5	2	10 (7.5)	3" (80)	820	66
HVO2100-17.5	2	10 (7.5)	4" (100)	1802	33
HVO280-111	2	15 (11)	3" (80)	822	76
HVO2100-111	2	15 (11)	4" (100)	1802	30
HVO2125-111	2	15 (11)	5" (125)	2052	20
HVO280-115	2	20 (15)	3" (80)	902	60
HVO2100-115	2	20 (15)	4" (100)	1652	40
HVO2125-115	2	20 (15)	5" (125)	2202	35
HVO280-119	2	25 (19)	3" (80)	1052	75
HVO2100-119	2	25 (19)	4" (100)	1802	56
HVO2150-119	2	25 (19)	6" (150)	4052	25
HVO2100-122	2	30 (22)	4" (100)	1852	70
HVO2150-122	2	30 (22)	6" (150)	4620	30

Catalogo de las bombas seleccionadas para la inyección de químicos a la planta de tratamiento de agua.





# series 2200

## CHEMICAL INJECTION PUMPS



**In stock- Get it now!**  
**Explosion Proof**  
**1000 psi**  
**One Pint up to 60 GPD**



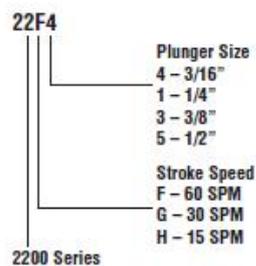
### PRODUCT FEATURES

- 1/4 horsepower motor is available in TENV or Explosion Proof, single or three phase
- The stroke adjustment is adjustable while running
- Fluid ends are 316 stainless steel
- Four plunger sizes are available; 3/16", 1/4", 3/8", and 1/2"
- The geared motor has a built in gear reducer available in 15, 30, 60 strokes per minute
- Maximum volume of 130 gallons per day (duplex model)
- Maximum discharge pressure 1,000 PSI
- Modular design allows easily interchangeable fluid ends
- Motors meet CSA and UL specifications
- Oil-less-requires minimal lubrication for long life

### OPTIONS

- Ceramic plungers which provide longer packing life

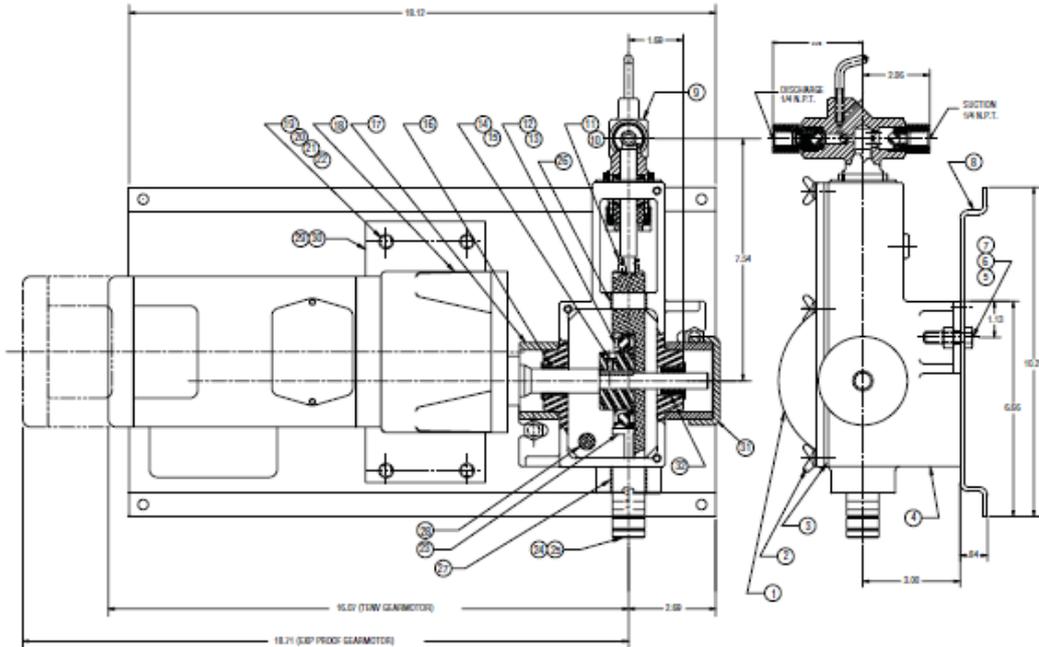
### MODEL DESIGNATION





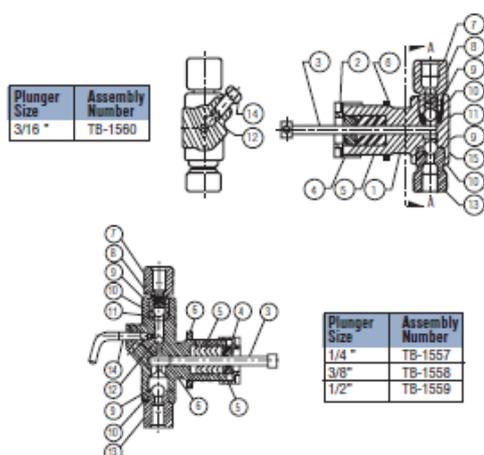
Series 2200 with 1/4 HP Motor			
Model Number	Plunger Size	SPM	Maximum GPD @ 1000 PSI
2204	3/16"	15	2.19
		30	4.37
		60	8.74
2201	1/4"	15	3.84
		30	7.68
		60	15.36
2203	3/8"	15	8.64
		30	17.28
		60	34.56
2205	1/2"	15	15.36
		30	30.72
		60	61.44

PARTS LIST					
ITEM	B/P NO.	NO REQD.	NAME	MATERIAL	
1	TB1483	1	COVER	ASTM A48 C.I.	
2	TA0136	4	1/4-20 x 3/4 THUMBSCR	CAD PL. C.STL.	
3	TA5963	1	GASKET COVER	NITRILE	
4	TC2048	1	HOUSING	ASTM A48 C.I.	
5	TA0142	5	HHCS 5/16-18 x 1.25	CAD PL. C.STL.	
6	TA0144	5	NUT, HEX 5/16-18	CAD PL. C.STL.	
7	TA0300	3	CUT WASHER 5/16	CAD PL. C.STL.	
8	TB1492	1	BASE PL. SIMPLEX	GAUV.STL.	
9	TB1472	1	3/16 SS LP HEAD ASS'Y	316 SST	
	TB1557		1/4 SS LP HEAD ASS'Y	316 SST	
	TB1558		3/8 SS LP HEAD ASS'Y	316 SST	
	TB1559		1/2 SS LP HEAD ASS'Y	316 SST	
10	TA5953	1	DRIVE CLIP	STEEL	
11	T31542	1	CROSS HEAD	AISI 4140 HR STL	
12	TA5823	1	ECCENTRIC CAM	C 1018 STL.	
13	TA5830	1	ROLLER BEARING	STEEL	
14	TA5831	1	10-24UNC x 1/4 ST.SCR	STEEL	
15	TA6386	1	KEY	STEEL	
16	TA5832	2	SLEEVE BEARING	NYLON	
17	TA5826	1	SHAFT GUARD	PVC	
18		1	GEAR MOTOR		
19	TA0139	4	HHCS 3/8-16 x 1.25	CAD PL. C.STL.	
20	TA0439	4	NUT, HEX 3/8-16	CAD PL. C.STL.	
21	TA0459	4	LOCKWASHER 3/8 REG	CAD PL. C.STL.	
22	TA0748	4	WASHER, 3/8 FLT	CAD PL. C.STL.	
23	TA5822	1	STROKE ADJUSTER	C1213 C.R.S.	
24	TA5824	1	LOCK NUT STROKE ADJ.	416 SS	
25	TA2825	1	ADJUSTING SCREW	416 SS	
26	TA3964	1	CROSS HEAD BEARING	INJHOLD NYLON	
27	TA5965	1	CROSS HEAD BEARING	INJHOLD NYLON	
28	TA5966	1	VENT SCREEN	SS	
29	TC2126	1	BRACKET	CS ZINC PLT	
30	TA2585	1	BUMPER	PLASTIC HOSE	



# CHEMICAL INJECTION PUMPS

# series 2200



Injector Head Parts List						
Item	Description	Material	Part Number			
			3/16"	1/4"	3/8"	1/2"
1	Body	SS	TC 2040	TC 0291	TC 0425	TB 0349
2	Gland Nut	303SS	TA 4104	TA 4104	TA 4104	TA 4104
3*	Plunger	17-4PH	TA 6082	TA 6079	TA 6080	TA 6081
4	Gland	303-SS	TA 5642	TA 1483	TA 0957	TA 1219
5*	Plunger Packing**	Buna-N	TA 3969	TA 1461	TA 1456	TA 0959
		Hard	TA 3948	TA 2295	TA 1875	TA 1874
		Viton	TA 3967	TA 4102	TA 4101	TA 4103
		Teflon	TA 3966	TA 1642	TA 1234	TA 1012
6*	Lock Nut	Brass	TA 0225	TA 0225	TA 0225	TA 0225
7	Top Bushing	303-SS	TA 1496	TA 1496	TA 1496	TA 1496
8*	Ball Check Spring	316-SS	TA 0077	TA 0077	TA 0077	TA 0077
9*	Large Ball 1/8"	316-SS	TA 0054	TA 0054	TA 0054	TA 0054
10*	O-Ring	Buna-N	TA 0479	TA 0479	TA 0479	TA 0479
		Viton	TA 2083	TA 2083	TA 2083	TA 2083
11	Top Check Seat	303-SS	TB 0734	TB 0734	TB 0734	TB 0734
12*	Small Ball 1/2"	316-SS	TA 0126	TA 0126	TA 0126	TA 0126
13	Bottom Bushing	303-SS	TB 1213	TB 1213	TB 1213	TB 1213
14	Priming Valve	303SS	TA 5482	TA 1497	TA 1497	TA 1497
15	Gasket	304-SS	TA 4394			

\* Recommended Spare Parts

\*\* See table back page

## 2200 Installation and Start-Up Instructions

### INSTALLATION

#### Pump Location – An Important Factor

- Plan ahead for proper pump mounting-position it to provide for efficient routing of suction and discharge lines, as well as electric service.
- Avoid long suction lines.
- Provide for a flooded suction line whenever possible.
- Pump fluid lines and connections operate best when there is a minimum restriction to the flow.
- Install the proper disconnect switches.
- It is recommended that a solid mounting support be provided—take advantage of the factory installed holes in the base plate for securing the pump.

#### FLUID END

- All fluid connections, both suction and discharge, should be sealed tight. Fluid end connections are 1/4" NPT.
- The suction connection is at the bottom of the fluid end, and the discharge connection is at the top.

#### MOTOR

- A conduit connection is provided at the motor for electrical connections.

- Assure the proper electrical service has been provided.
- Assure all connections are tight, in their proper location, properly grounded, and fused

#### START UP

- Open the priming valve on the fluid end assembly
- Start the pump motor
- Allow the pump to run until a clear, bubble-free stream of media comes out of the priming valve. Close the priming valve
- Check the packing for proper sealing. If it leaks, stop the pump and make the necessary adjustments
- Adjust the stroke adjustment knob to obtain the desired flow rate

#### PREVENTIVE MAINTENANCE

- Check periodically (minimum once a month) and apply a small amount of grease to the cam bearing and to the crosshead areas that cycle through the linear bearings.
- Check the packing regularly. If leakage is observed, stop the pump. Make a small adjustment by turning the gland nut. Restart the pump.
- (Do not over-tighten the packing as this will reduce the packing life and possibly damage the plunger.

It is always important to assure the packing material is compatible with the media being pumped—check for swollen or deteriorated seals.