

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE
LADOS ACEITOSOS - STLA DEL CAMPO QUIFA**

MARIA CAROLINA MARTINEZ CORTES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2017**

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE
LADOS ACEITOSOS - STLA DEL CAMPO QUIFA**

MARIA CAROLINA MARTINEZ CORTES

**Trabajo de Grado bajo modalidad de monografía, presentado como requisito
para optar al título de Especialista en Producción de Hidrocarburos**

**Director:
M.Sc. EDISON GARCÍA NAVAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2017**

DEDICATORIA

A Dios todo poderoso que ha llenado mi vida de bendiciones y éxitos, A mis abuelitos Adel Cortes y Aura Inés Mazorra (QEPD), a mi madre Flor Cortes, quien me ha brindado amor y cariño a lo largo de mi vida, a mi padre Alfonso Martínez, por enseñarme a luchar y darme apoyo cuando lo necesitaba, a mis hermanos Mónica, Laura y Alfonso por sus palabras de confort en tiempos difíciles; a mis tíos, primos y amigos más cercanos, que siempre han estado conmigo recordándome que debo seguir adelante, luchar por el éxito y por haberme regalado momentos memorables. A mis maestros y educadores quien siempre me guiaron y ayudaron a hacer mis sueños realidad. A todos gracias y que Dios los bendiga.

María

AGRADECIMIENTOS

Agradezco inmensamente a Dios y mi familia que han sido las personas que no han dejado de creer en mí, apoyándome incondicionalmente en los momentos más difíciles de mi vida.

Expreso mi mayor gratitud y agradecimiento a Miguel Celis y Víctor Jácome, que ha creído y confiado en mis capacidades profesionales durante todos estos años ha visto en mí el crecimiento personal y profesional.

También agradezco a todas las persona que me han apoyado en los momentos más difíciles de mi vida y que no han dejado de creer y confiar en mí.

A todos muchas gracias...

María Carolina Martínez Cortés

TABLA DE CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN	
1. GENERALIDADES DE CAMPO QUIFA	20
1.1 ANTECEDENTES DE LA CORPORACIÓN	20
1.2 GENERALIDADES Y LOCALIZACIÓN DEL CAMPO QUIFA	21
2. DEFINICIÓN DE RESIDUO O DESECHO SEGÚN NORMATIVIDAD COLOMBIANA	23
2.1 DEFINICIÓN DE RESIDUO O DESECHO PELIGROSO	23
2.1.1 Características de peligrosidad de los residuos o desechos peligrosos.	23
2.1.2 Clasificación Industrial	28
2.2 COMPOSICIÓN QUÍMICA DEL PETRÓLEO	28
2.2.1 Petróleo a base parafínica (fluidos).	30
2.2.2 Petróleo a base asfáltica (viscosos)	30
2.2.3 Petróleo a base mixta	30
2.3 LA CONTAMINACIÓN DEL PETRÓLEO	30
2.3.1 Clasificación de la contaminación del petróleo según el impacto.	31
2.4 FUENTES PRODUCTORAS DE LODOS ACEITOSOS EN LA INDUSTRIA DEL PETROLEO	32
2.4.1 Operación de Perforación	32
2.4.2 Operaciones de Workover	32

2.4.3 Tiraderos de desechos aceitosos semisólidos	32
2.4.4 Mantenimiento y limpieza de tanques y equipos.	33
2.5 CLASIFICACIÓN DE LOS RESIDUOS ACEITOSOS	33
3. TEORÍA DEL TRATAMIENTO DE EMULSIONES	35
3.1 EMULSIONES, CLASIFICACIÓN. Y CARACTERÍSTICAS	35
3.1.1 Emulsión	36
3.1.2 Clasificación de las emulsiones	36
3.1.3 Características importantes de las emulsiones	37
3.2 AGENTES EMULSIFICANTES	41
3.2.1 Desemulsificación.	42
4. METODOS PARA EL TRATAMIENTO DE EMULSIONES	44
4.1 MÉTODO QUÍMICO	44
4.1.1 Cantidad	45
4.1.2 Selección	45
4.1.3 Clasificación de los surfactantes	46
4.1.4 Pruebas de botella	50
4.1.5 Cambios en el desemulsificador	51
4.1.6 Problemas con los desemulsificadores	51
4.1.7 Tratamiento Químico en la planta STLA	51
4.2 MÉTODOS FÍSICOS	56
4.2.1 Principio de separación	59

4.2.1.1 Separación por gravedad	59
4.2.1.2 Dispersión	59
4.2.1.3 Coalescencia.	60
4.2.1.4 Flotación.	60
5. NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA EL TRATAMIENTO DE EMULSIONES	61
5.1 TEORÍA Y SEPARACIÓN POR MEDIO DE TRATADORES CENTRÍFUGOS	61
5.2. TEORÍA DE LA DECANTACIÓN CENTRÍFUGA	61
5.2.1 Ventajas y desventajas.	65
5.2.2 Funcionamiento y componentes de las centrifugas.	66
6. NORMATIVIDAD AMBIENTAL APLICADA AL MANEJO DE RESIDUOS EN COLOMBIA	73
6.1 CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE COLOMBIA	73
6.2 LEY 99 DE 1993	74
6.3 RESOLUCIÓN 0631 DE 2015	74
6.4 DECRETO 4741 DE 2005	74
6.5 DECRETO 3930 DE 2010	74
6.6 NORMATIVIDAD CALIDAD DE AGUA DE INYECCIÓN NACE	74
7. EVALUACIÓN TÉCNICA Y OPERACIONAL DE LA PLANTA STLA	84
7.1 UBICACIÓN DE LA PLANTA STLA	84
7.2 PROCESO DE CONCENTRACIÓN Y TRATAMIENTO DE LODOS ACEITOSOS EN LA PLANTA STLA	85

7.2.1	Caracterización y recolección de los lodos	89
7.2.2	Almacenamiento	89
7.2.3	Proceso de Separación de fases	89
7.2.4	Tratamiento Químico	90
7.2.5	Disposición final	90
7.3	CONSIDERACIONES TÉCNICAS Y OPERACIONALES DE LOS EQUIPOS DE LA PLANTA STLA	92
7.4	RESULTADOS OBTENIDOS DE LA PLANTA	94
7.5	EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA DE LA PLANTA STLA	95
7.5.1	Factores Evaluados y recomendaciones	97
8.	EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA PLANTA STLA	101
8.1	FLUJO DE CAJA	101
8.2	VALOR PRESENTE NETO O VALOR NETO ACTUAL	102
8.3.	CASO BASE PARA EVALUACIÓN FINANCIERA PLANTA STLA	103
8.3.1	Proyección de fluidos manejados para la Evaluación Financiera	104
8.3.2	Driver	105
8.3.3	Elaboración del flujo de caja	105
8.3.3.1	Análisis de Costos y flujo de caja Planta STLA	105
8.4	ANÁLISIS COSTO/BENEFICIO DE LA PLANTA STLA	121
9.	CONCLUSIONES	123

10. RECOMENDACIONES

124

BIBLIOGRAFIA

LISTADO DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Foto micrográfica de una emulsión	37
Figura 2. Clasificación de las Emulsiones	38
Figura 3. Agente emulsificante	45
Figura 4. Surfactante Aniónico	48
Figura 5. Surfactante no iónico	48
Figura 6. Surfactante catiónico	49
Figura 7. Influencia del HLB en la formación de una emulsión, a) W/O y b) O/W	50
Figura 8. Condiciones de Mezcla	54
Figura 9. Esquema de una centrífuga	62
Figura 10. Datos técnicos Tricanter Flottweg de la serie Z5E	66
Figura 11. Flujo de los líquidos y sólidos en un Tricanter® Flottweg	67
Figura 12. Componentes de una centrifuga Flottweg	68
Figura 13. Ajuste de la represa	70
Figura 14. Rodete ajustable	71
Figura 15. Rodete ajustable según volumen de fluido	72
Figura 16. Ubicación del proyecto en Colombia y en el departamento del Meta	84
Figura 17. Plot Sistema de tratamiento de lodos aceitosos, STLA	85
Figura 18. Plot esquema de tratamiento de lodos aceitosos, STLA	86

Figura 19. Secuencia de concentración, tratamiento y disposición final de lodos aceitosos	88
Figura 20. Proceso de Concentración de lodos aceitosos	88
Figura 21. Variables de un tricanter	98
Figura 22. Diagrama de concentración, tratamiento y disposición final de lodos aceitosos planta STLA Caso Base para evaluación Financiera	103
Figura 23. Proyección de fluidos a tratar en la planta STLA en base a la producción de agua en el Campo Quifa	104

LISTADO DE ECUACIONES

	Pág.
ECUACIÓN 1. Cálculo para PH	52
ECUACIÓN 2. Velocidad final de asentamiento por ley de Stokes	59
ECUACIÓN 3. Máximo tamaño de partícula por Hinze	60
ECUACIÓN 4. velocidad de una partícula perpendicular al eje de giro	63
ECUACIÓN 5. Factor de Hadamard	63
ECUACIÓN 6. Factor de Steinour	64
ECUACIÓN 7. velocidad de una partícula paralela al eje de giro	64
ECUACIÓN 8. Tiempo de sedimentación centrífuga	64
ECUACIÓN 9. Tiempo de residencia centrífuga	64
ECUACIÓN 10. Diámetro de corte d50	64
ECUACIÓN 11. Cálculo radio del fluido rw	65
ECUACIÓN 12. Calculo radio de la interfase de los líquidos inmiscibles	65
ECUACIÓN 13. Valor presente Neto VPN	102
ECUACIÓN 14. Ecuación costo/beneficio	121

LISTADO DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Generalidades Y localización del Campo Quifa	21
Tabla 2. Clasificación de los residuos aceitosos	27
Tabla 3. Lista de algunas actividades generadoras de RESPEL por Código CIIU	29
Tabla 4. Composición química del petróleo	30
Tabla 5. Clasificación de los residuos aceitosos	33
Tabla 6. Características de algunos agentes desémulsificantes	46
Tabla 7. Tratamientos físicos de RESPEL	57
Tabla 8. Equipos de tratamientos de producción de agua	58
Tabla 9. Campo de acción del medio ambiente en la Constitución política de Colombia	73
Tabla 10. Campo de acción creación del Ministerio del medio ambiente y se organiza el SINA	75
Tabla 11. Parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones	76
Tabla 12. Campo de acción prevención y manejo de los residuos peligrosos generados	80
Tabla 13. Decreto 3930 de 2010, Reglamentación para el uso del agua y residuos líquidos	82
Tabla 14. National Association of Corrosión Engineers	83
Tabla 15. Requerimientos contractuales para disposición final	87

Tabla 16. Composición típica de un lodo, un crudo en cuanto a su contenido de hidrocarburo, agua y sólidos	87
Tabla 17. Condiciones técnicas y operacionales de la Planta STLA	92
Tabla 18. Balance de fluidos de la Planta STLA	94
Tabla 19. Resultados físico químicos de la Planta STLA	95
Tabla 20. Resultados físico químicos de la Planta STLA Vs Requerimiento normas ambientales y contractual con PACIFIC E&P	95
Tabla 21. Costos fijos operativos	106
Tabla 22. Costos variables Tratamiento Químico	107
Tabla 23. Costos energía para generación	110
Tabla 24. Costo de consumo de crudo para generación	113
Tabla 25. Costo de disposición final de residuos y fluidos	115
Tabla 26. Flujo de caja	117

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE LODOS ACEITOSOS - STLA DEL CAMPO QUIFA*.

AUTOR: MARÍA CAROLINA MARTÍNEZ CORTÉS**.

PALABRAS CLAVES: PLANTA DE TRATAMIENTO, NUEVAS TECNOLOGÍAS, LODOS ACEITOSOS, NORMATIVIDAD AMBIENTAL.

DESCRIPCIÓN:

El tratamiento de aguas residuales implica la integración de ingeniería, equipos especializados, personal calificado y compromiso por parte de la empresa operadora del campo y los entes gubernamentales; sin embargo, las técnicas tradicionales solo tienen un porcentaje de eficacia y no logran remover el 100% de las impurezas. En la planta STLA se tratan los fluidos que provienen de las piscinas de retrolavados, los cuales son fluidos que ya pasaron por todo un proceso complejo en donde se retiraron las partículas de aceite dispersas más grandes con un tamaño que varía entre 100 – 20 micrones, para las características de estos fluidos definitivamente se deben tener alternativas de tratamiento en las que se apliquen nuevos sistemas y nuevas tecnologías de separación; para el caso de los fluidos iniciales de producción de los pozos se reciben en la planta debido a que las salmueras que acompañan el crudo están constituidas por, goma xántica, soda caustica, lubricantes, carbonatos entre otros y no es posible el tratamiento en el CPF porque puede comprometer el tratamiento de la producción de crudo en el campo, entonces cuando tratamos estos fluidos en la planta STLA se está asegurando recuperar el crudo y dar un buen manejo a las aguas residuales.

A pesar de los esfuerzos por parte de la empresa y el personal operador de la planta, la calidad de los sub productos no logran siempre su objetivo, lo que implica un sobre costo de operación y no permite cumplir con los requerimientos contractuales y de normatividad ambiental vigente, es por tal motivo que una evaluación técnico financiera permite diagnosticar y detectar las falencias técnicas y operativas, permitiendo así dar a estos, un adecuado manejo y una pronta solución.

* Monografía de Especialización.

** Facultad de Ingeniería Físico Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. Director Msc. Edison García Navas.

ABSTRACT

TITLE: FINACIAL TECHNICAL EVALUATION FOR OIL SLUDGE TREATMENT SYSTEM STLA FROM FIELD QUIFA *.

AUTHOR: MARÍA CAROLINA MARTÍNEZ CORTÉS**.

KEYWORDS: Treatment plants, new technology, oil sludge, environmental regulations.

DESCRIPTION:

Wastewater treatment involves the integration of engineering, special equipment, qualified personnel and commitment on the part of the operating company of the field and the governmental entities; However, traditional techniques only have a percentage of effectiveness and fail to remove 100% of the impurities. The STLA plant treats fluids from backwash pools, which are the fluids that have already passed through the entire process of the complex where the largest dispersed oil particles with a size ranging from 100 - 20 Microns, the characteristics of these fluids will definitely have the treatment alternatives in which new systems and new separation technologies are applied; In the case of the initial production fluids of the wells are received in the plant because the brines that accompany the crude are constituted by xanthan gum, caustic soda, lubricants, carbonates among others and is not possible in The CPF because it can compromise the treatment of crude oil production in the field, and when we treat these fluids in the STLA plant is ensuring the recovery of the oil and give a good management of the wastewater

Despite the efforts of the company and the plant operator personnel, the quality of the sub-products do not always achieve their objective, which implies an over-cost of operation and does not allow to comply with contractual requirements and environmental regulations It is for this reason that a technical and financial evaluation allows the diagnosis and detection of technical and operational shortcomings, allowing to give them an adequate management and an early solution.

*Monograph Specialization.

**Physicochemical Faculty of Engineering. Petroleum Engineering School. Director Msc. Edison García Nava

INTRODUCCIÓN

El objetivo de la planta STLA es la separación primaria de agua y la deshidratación de crudo, el cual no se están cumpliendo del todo, ya que en ocasiones los resultados esperados de las condiciones de calidad no se obtienen, el crudo para venta no es apto; BSW > 0,5% y aumento de las grasas y aceites del agua residual a inyectar > 100 ppm. Esta condición que se está presentando en Campo Quifa, genera un elevado costo de operación por barril producido, pérdida de eficiencia de la planta en los procesos de tratamientos de fluido, inconformidades ante normas ambientales y comunidades de la región por el mal manejo de los lodos aceitosos.

El presente trabajo de monografía realiza un diagnóstico del Sistema actual de Tratamiento de Lodos Aceitosos STLA del Campo Quifa, con base a los parámetros requeridos por la empresa y por la normatividad ambiental vigente, flujo de caja y relación costo/ beneficio, además se determinarán las variables financieras y técnicas tales como circuito de circulación, cuantificación de volúmenes, capacidad, descripción del proceso, control y tratamiento de lodos aceitosos.

Inicialmente en el primer capítulo del estudio se resume los antecedentes de la empresa, la ubicación y generalidades del campo.

En el segundo capítulo se investiga los residuos de la industria del petróleo como residuos peligrosos, donde se generan, clasificación y las razones por las que deben ser manejados y tratados adecuadamente por el bienestar humano y ambiental.

Del tercer al quinto capítulo recopila información de la teoría de la emulsión y los métodos de tratamientos y se profundiza en el desarrollo de las nuevas tecnologías de decantación centrífuga, teoría, ventajas y funcionamiento de la tricanter Flottweg utilizada en la planta

La sexta parte recopila algunas normas ambientales que aplican al manejo de residuos peligrosos y las cuales se deben tener en cuenta al momento de desarrollar proyectos de tratamiento de lodos aceitosos.

La séptima parte describe el proceso de deshidratación y se desarrolla la evaluación técnica y operativa de la Planta STLA.

Finalmente capítulo octavo presenta información financiera para realizar la caja de flujo del proyecto y el análisis costo/beneficio

1. GENERALIDADES DE CAMPO QUIFA

La disposición adecuada de los residuos aceitosos de Campo Quifa requieren de un esfuerzo tanto financiero como técnico por parte de Pacific Exploration & Production Colombia, pues porciones de estos desechos pueden ser aprovechados y permitir un ahorro significativo en pagos a terceros por estos tratamientos, además del impacto económico y ambiental que se presenta, también se encuentra el impacto social de las regiones en donde se implementan estas plantas de tratamientos, ya que generan empleo y consciencia, mostrando a la comunidad el esfuerzo que realiza la compañía en alcanzar un avance integral entre el desarrollo industrial y la preservación del medio ambiente. En el transcurso de esta monografía se darán a conocer detalles del tratamiento de los lodos aceitosos de la planta STLA, la normatividad ambiental vigente que la controla, un estudio financiero costo/beneficio y finalmente se realizan recomendaciones que permitirán a la compañía mejorar en su proceso de calidad. Antes de entrar en detalle del Sistema de tratamiento de lodos aceitosos – STLA del Campo Quifa se hace una breve descripción de la ubicación e historia de la corporación donde se va desarrollar la evaluación técnico financiera.

1.1 ANTECEDENTES DE LA CORPORACIÓN

Pacific Exploration & Production Corp. es una compañía dedicada a la exploración y producción de gas natural y petróleo, constituida en Canadá en el año 2008. Y con operaciones en Colombia, Perú, Brasil, Guatemala, Guyana y Belice.

En diciembre de 2009, Pacific E&P se convirtió en la primera empresa extranjera en cotizar en la Bolsa de Valores de Colombia.

En el 2010, Pacific E&P obtuvo un importante crecimiento en sus resultados financieros: pasando de una pérdida neta de US\$125,8 millones en 2009 a una ganancia neta de US\$217,6 millones en 2010; los ingresos se incrementaron en un 160% al finalizar el año (US\$1,7 billones); y el EBITDA de la Compañía fue de US\$922,9 millones, es decir, un incremento del 210% en comparación con el 2009 y pasó de ser una empresa dedicada exclusivamente a la comercialización en el mercado doméstico a ser la segunda empresa de comercialización de crudos colombianos en los mercados de América Latina, Estados Unidos, Europa y Asia.

En 2013 se adquirió Petrominerales, por un valor de CDN\$1.600 millones, se esperaba que la próxima producción neta de Pacific E&P alcanzara los 150.000 barriles de petróleo equivalentes por día. Además Pacific E&P completó la construcción de la línea de transmisión eléctrica Petroeléctrica de los Llanos

(PEL). El objetivo de este proyecto era reducir la emisión del CO2 a niveles por debajo de 180.000 toneladas al año y reemplazar la autogestión de energía para los campos de producción petrolera, que se venían alimentando a través de la quema de combustibles fósiles. PEL tiene 551 kilómetros de líneas de fibra óptica, a lo largo de las cuales se instalaron 549 torres con capacidad de 192 megavatios y finalizando este mismo año Pacific E&P fue la primera empresa petrolera en Colombia en recibir la certificación en la norma ISO 50001, en Eficiencia Energética, por el Sistema de Inyección de Agua de Producción en Pozos (PAD de Inyección) en los campos Rubiales y Quifa.

Pacific Rubiales anunció el cambio de su nombre corporativo a Pacific Exploration & Production (Pacific E&P).en el año 2015, este cambio refleja la internacionalización de la Compañía, y su portafolio. También para este año logró posicionarse entre los nueve líderes de la industria de petróleo y gas en Norteamérica, compartiendo este reconocimiento con empresas como Chevron, ConocoPhillips, y Exxon Mobil entre otras.¹

1.2 GENERALIDADES Y LOCALIZACIÓN DEL CAMPO QUIFA

Tabla 1. Generalidades y localización del Campo Quifa

Nombre del Campo	QUIFA
Nombre del Contrato	Asociación Quifa
Departamento	Meta
Municipio	Puerto Gaitán
Cuenca	Llanos orientales
Campos existentes	QUIFA SW/ CAJUA / EXPLORACION
Tipo de Contrato: Asociación, ANH, etc	ASOCIACION
Fecha de firma del contrato	22 DE DIC. DE 2003
Fecha de finalización	22 DE DIC. DE 2031
Regalías (%)	Regalía variable según Ley 756 de 2002 (base 6%).
Área comercial	40 mil hectáreas
Formación productora	Carbonera areniscas basales

¹ Colaboradores de “Pacific E&P”. [EnLínea]. En página Web [Fecha de consulta: 15 de Marzo de 2106]. Disponible en < <http://www.pacific.energy/es/historia-de-pacific/>>

Nombre del Campo	QUIFA
Profundidad s.s pies	2100-2400
Temperatura °F	145-147
Presión Burbuja psi	108
Presión de inicial psi	1100
Gravedad API	12.7 – 13.8
Viscosidad del petróleo muerto, cps	4500
Viscosidad del petróleo muerto, cps	450 – 500
Relación gas/petróleo, PCN/BN	7 – 8

Fuente: Pacific E&P. Recopilación reporte anual año 2014

2. DEFINICIÓN DE RESIDUO O DESECHO SEGÚN NORMATIVIDAD COLOMBIANA²

Con la expedición del Decreto 4741 de 2005, el Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, el Ministerio de la Protección Social y el Ministerio de Transporte, optó por mantener la igualdad entre los términos “residuo” y “desecho” para efectos de optimizar el control de la gestión y su manejo. De acuerdo con este decreto, un residuo o desecho es cualquier objeto, material, sustancia, elemento o producto que se encuentre en estado sólido o semisólido, o es un líquido o gas contenido en recipientes o depósitos, cuyo generador descarta, rechaza o entrega porque sus propiedades no permiten usarlo nuevamente en la actividad que lo generó o porque la legislación o la normatividad vigente así lo estipula.

2.1 DEFINICIÓN DE RESIDUO O DESECHO PELIGROSO

En forma genérica se entiende por “residuos peligrosos” a los residuos que debido a su peligrosidad intrínseca (tóxico, corrosivo, reactivo, inflamable, explosivo, infeccioso, tóxico), pueden causar daños a la salud o al ambiente. Es decir, la definición de residuo o desecho peligroso está basada en las características intrínsecas de peligrosidad del residuo para la salud o el ambiente y en la no posibilidad de uso por parte del generador que lo produjo. Por lo tanto, la definición no depende del estado físico, ni del manejo al que será sometido posteriormente a su generación.³

2.1.1 Características de peligrosidad de los residuos o desechos peligrosos. Las características se enlistan a continuación:

² COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL Decreto Número 4741 (30, diciembre, 2005). Por el cual se reglamenta parcialmente la prevención y manejo de los residuos o desechos peligrosos generados en el marco de la gestión integral Bogotá D.C, 2005.

³ MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL República de Colombia. Gestión integral de residuos o desechos peligrosos. Primera edición. [En línea] [Fecha de consulta: 28 de Marzo de 2016]. disponible en: (http://www.minambiente.gov.co/images/AsuntosambientalesySectorialyUrbana/pdf/sustancias_qu%C3%ADmicas_y_residuos_peligrosos/gestion_integral_respel_bases_conceptuales.pdf)

- **Por ser corrosivo.** Característica que hace que un residuo o desecho por acción química, pueda causar daños graves en los tejidos vivos que estén en contacto o en caso de fuga puede dañar gravemente otros materiales, y posee cualquiera de las siguientes propiedades:
 - a) Ser acuoso y presentar un pH menor o igual a 2 o mayor o igual a 12.5 unidades.
 - b) Ser líquido y corroer el acero a una tasa mayor de 6.35 mm por año a una temperatura de ensayo de 55 °C.

- **Por ser reactivo.** Es aquella característica que presenta un residuo o desecho cuando al mezclarse o ponerse en contacto con otros elementos, compuestos, sustancias o residuos tiene cualquiera de las siguientes propiedades:
 - a) Generar gases, vapores y humos tóxicos en cantidades suficientes para provocar daños a la salud humana o al ambiente cuando se mezcla con agua.
 - b) Poseer, entre sus componentes, sustancias tales como cianuros, sulfures, peróxidos orgánicos que, por reacción, liberen gases, vapores o humos tóxicos en cantidades suficientes para poner en riesgo la salud humana o el ambiente.
 - c) Ser capaz de producir una reacción explosiva o detonante bajo la acción de un fuerte estímulo inicial o de calor en ambientes, confinados.
 - d) Aquel que produce una reacción endotérmica o exotérmica al ponerse en contacto con el aire, el agua o cualquier otro elemento o sustancia.
 - e) Provocar o favorecer la combustión.

- **Por ser explosivo.** Se considera que un residuo (o mezcla de residuos) es explosivo cuando en estado sólido o líquido de manera espontánea, por reacción química, puede desprender gases a una temperatura, presión y velocidad tales que puedan ocasionar daño a la salud humana y/o al ambiente, y además presenta cualquiera de las siguientes propiedades:
 - a) Formar mezclas potencialmente explosivas con el agua.
 - b) Ser capaz de producir fácilmente una reacción o descomposición detonante o explosiva a temperatura de 25 °C y presión de 1.0 atmósfera.
 - c) Ser una sustancia fabricada con el fin de producir una explosión o efecto pirotécnico.

- **Por ser Inflamable.** Característica que presenta un residuo o desecho cuando en presencia de una fuente de ignición, puede arder bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, o presentar cualquiera de las siguientes propiedades:
 - a) Ser un gas que a una temperatura de 20 °C y 1.0 atmósfera de presión arde en una mezcla igual o menor al 13% del volumen del aire.
 - b) Ser un líquido cuyo punto de inflamación es inferior a 60 °C de temperatura, con excepción de las soluciones acuosas con menos de 24% de alcohol en volumen.
 - c) Ser un sólido con la capacidad bajo condiciones de temperatura de 25 °C y presión de 1.0 atmósfera, de producir fuego por fricción, absorción de humedad o alteraciones químicas espontáneas y quema vigorosa y persistentemente dificultando la extinción del fuego.
 - d) Ser un oxidante que puede liberar oxígeno y, como resultado, estimular la combustión y aumentar la intensidad del fuego en otro material.

- **Por ser infeccioso.** Un residuo o desecho con características infecciosas se considera peligroso cuando contiene agentes patógenos; los agentes patógenos son microorganismos (tales como bacterias, parásitos, virus, rickettsias y hongos) y otros agentes tales como priones, con suficiente virulencia y concentración como para causar enfermedades en los seres humanos o en los animales.

- **Por ser radiactivo.** Se entiende por residuo radioactivo, cualquier material que contenga compuestos, elementos o isótopos, con una actividad radiactiva por unidad de masa superior a 70 K Bq/Kg (setenta kilo becquerelios por kilogramo) o 12nCi/g (dos nanocuries por gramo), capaces de emitir, de forma directa o indirecta, radiaciones. Ionizantes de naturaleza corpuscular o electromagnética que en su interacción con la materia produce ionización en niveles superiores a las radiaciones naturales de fondo.

- **Por ser tóxico.** Se considera residuo o desecho tóxico aquel que en virtud de su capacidad de provocar efectos biológicos indeseables o adversos

puede causar daño a la salud humana y/o al ambiente. Para este efecto se consideran tóxicos los residuos o desechos que se clasifican de acuerdo con los criterios de toxicidad (efectos agudos, retardados o crónicos y tóxicos) definidos a continuación y para los cuales, según sea necesario, las autoridades competentes establecerán los límites de control correspondiente:

- a) Dosis letal media oral (DL50) para ratas menor o igual a 200 mg/kg para sólidos y menor o igual a 500 mg/kg para líquidos, de peso corporal.
- b) Dosis letal media dérmica (DL50) para ratas menor o igual de 1000 mg/kg de peso corporal.
- c) Concentración letal media inhalatoria (CL50) para ratas menor o igual a 10 mg/l.
- d) Alto potencial de irritación ocular, respiratoria y cutánea, capacidad corrosiva sobre tejidos vivos.
- e) Susceptibilidad de bioacumulación y biomagnificación en los seres vivos y en las cadenas tróficas.
- f) Carcinogenicidad, mutagenicidad y teratogenicidad.
- g) Neurotoxicidad, inmunotoxicidad u otros efectos retardados.
- h) Toxicidad para organismos superiores y microorganismos terrestres y acuáticos.
- i) Otros que las autoridades competentes definan como criterios de riesgo de toxicidad humana o para el ambiente.

Además, se considera residuo o desecho tóxico aquel que, al realizársele una prueba de lixiviación para característica de toxicidad (conocida como prueba TCLP), contiene uno o más de las sustancias, elementos o compuestos que se presentan en la Tabla 3 en concentraciones superiores a los niveles máximos permisibles en el lixiviado establecidos en dicha tabla.

Tabla 2. Concentraciones máximas de contaminantes para la prueba TCLP.

CONTAMINANTE	NUMERO CAS1	NIVEL MÁXIMO PERMISIBLE EN EL LIXIVIADO (mg/L)
Arsénico	7440-38-2	5
Bario	7440-39-3	100
Benceno	71-43-2	0.5
Cadmio	7440-43-9	1
Tetracloruro de Carbono	56-23-5	0.5
Clordano	57-74-9	0.03
Clorobenceno	108-90-7	100
Cloroformo	67-66-3	6
Cromo	7440-47-3	5
m-cresol	108-39-4	200
p-cresol	106-44-5	200
Cresol	-	200
2,4 D	94-75-7	10
1,4- Diclorobenceno	106-46-7	7.5
1,2- Dicloroetano	107-06-2	0.5
2,4- Diniltrotolueno	121-14-2	0.13
Endrín	72-20-8	0.02
Heptacloro (y sus hepóxidos)	76-44-8	0.008
Hexoclorobenceno	118-74-1	0.13
Hexoclorobuiadieno	87-68-3	0.5
Hexocloroetano	67-72-1	3
Plomo	7439-92-1	5
Lindano	58-89-9	0.4
Mercurio	7439-97-6	0.2
Metoxiclor	72-43-5	10
Metil etil cetona	78-93-3	200
Nitrobenceno	98-95-3	2
Pentaclorfenol	87-86-5	100
Piridina	110-86-1	5
Selenio	7782-49-2	1
Plata	7440-22-4	5
Tetracloroetileno	127-18-4	0.7
Toxafeno	8001-35-2	0.5
Tricloroetileno	79-01-6	0.5

CONTAMINANTE	NUMERO CAS ¹	NIVEL MÁXIMO PERMISIBLE EN EL LIXIVIADO (mg/L)
2,4,5-Triclorofenol	95-95-4	400
2,4,6- Triclorofenol	88-06-2	2
2,4,5-TP (silvex)	93-72-1	1
Cloruro de vinilo	75-01-4	0.2

Fuente: COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL Decreto Número 4741 (30, diciembre, 2005). Por el cual se reglamenta parcialmente la prevención y manejo de los residuos o desechos peligrosos generados en el marco de la gestión integral Bogotá D.C, 2005. Anexo III. p. 23-25

CAS= Chemical Abstract Service

2 El límite de cuantificación es superior al límite de control calculado. Por tanto, el límite de cuantificación se toma como el límite de control.

3 Si las concentraciones de o-, p- y m-cresol no pueden ser diferenciadas, se debe usar la concentración total de cresol y su límite de control será igual a 200 mg/L.

2.1.2 Clasificación Industrial Internacional Uniforme de todas las actividades económicas, revisión 3 adaptada para Colombia-DANE. La lista que se presenta en la Tabla 4 puede ser utilizada por el generador como indicativa para identificar residuos peligrosos tipo, que se generan en diferentes actividades productivas. La lista no debe entenderse como el listado único y completo de los RESPEL que las diferentes actividades pueden generar; simplemente sirve de guía o referencia técnica para facilitar la tarea del generador en la identificación de sus residuos. Ver tabla 3.

2.2 COMPOSICIÓN QUÍMICA DEL PETRÓLEO⁴

Todos los tipos de petróleo se componen de hidrocarburos, aunque también suelen contener unos pocos compuestos de azufre y de oxígeno; el contenido de azufre varía entre un 0,1 y un 5%. Dichos hidrocarburos pueden separarse por destilación fraccionada de la que se obtienen aceites ligeros (gasolina), vaselina,

⁴ Colaboradores de "El Petróleo". [En línea] En página Web [Fecha de consulta: 15 de Marzo de 2106]. Disponible en < <http://www.elpetroleo.50webs.com/composicion.htm> >

parafina, asfalto y aceites pesados.

El petróleo contiene elementos gaseosos, líquidos y sólidos. La consistencia del petróleo varía desde un líquido tan poco viscoso como la gasolina hasta un líquido tan espeso que apenas fluye. Por lo general, hay pequeñas cantidades de compuestos gaseosos disueltos en el líquido; cuando las cantidades de estos compuestos son mayores, el yacimiento de petróleo está asociado con un depósito de gas natural.

Tabla 3. Lista de algunas actividades generadoras de RESPEL por Código CIU.

CÓDIGO CIU	ACTIVIDAD	RESPEL
C10 C11 C12 C13 C14	EXTRACCIÓN DE CARBÓN, CARBÓN LIGNÍTICO Y TURBA EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO Y DE GAS NATURAL, ACTIVIDADES DE SERVICIOS RELACIONADAS CON LA EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO. EXPLOTACIÓN DE MINERALES NO METÁLICOS	Residuos con metales pesados no ferrosos. Escorias. Líquidos residuales corrosivos. Aceites usados. Mezclas de mercurio. Mezclas de cianuro.

Fuente: MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL República de Colombia. Gestión integral de residuos o desechos peligrosos. Primera edición. [En línea] [Fecha de consulta: 28 de Marzo de 2016]. disponible en: (http://www.minambiente.gov.co/images/AsuntosambientalesySectorialyUrbana/pdf/sustancias_qu%C3%ADmicas_y_residuos_peligrosos/gestion_integral_respel_bases_conceptuales.pdf).

El petróleo es un líquido insoluble en agua y de menor densidad que ella. Dicha densidad está comprendida entre 0.75 y 0.95 g/ml. Sus colores varían del amarillo pardusco hasta el negro.

La composición varía con la procedencia. Se los clasifica según el tipo de hidrocarburos que predominan en él:

La composición elemental del petróleo normalmente varía entre estos intervalos:

Tabla 4. Composición química del petróleo.

ELEMENTO	PESO %
Carbono	84-87%
Hidrógeno	11-14
Azufre	0-2
Nitrógeno	0,2

Fuente: disponible en <http://www.elpetroleo.50webs.com/composicion.htm>

2.2.1 Petróleo a base parafínica (fluidos). Tienen color claro, son fluidos y de baja densidad: 85 g/ml. Rinden más nafta que los asfálticos. Cuando se refinan sus aceites lubricantes se separa la parafina. Mendoza y Salta poseen yacimientos de petróleos parafínicos. De estos petróleos se pueden extraer grandes cantidades de nafta, kerosene y aceites lubricantes.

2.2.2 Petróleo a base asfáltica (viscosos). Es negro, viscoso y de elevada densidad: 0,95 g/ml. En la destilación primaria produce poca nafta y abundante fuel oil, quedando asfalto como residuo. Petróleos asfálticos se extraen del flanco sur del golfo de San Jorge. Estos petróleos son ricos en compuestos cíclicos como el ciclopentano y el ciclohexano, y en hidrocarburos aromáticos como el benceno y sus derivados.

2.2.3 Petróleo a base mixta. Tienen características y rendimientos comprendidos entre las otras dos variedades principales. Después de destilar sus porciones más volátiles abandonan nafta y asfalto. Aunque sin ser iguales entre sí, petróleos de Comodoro Rivadavia (Chubut) y Plaza Huincul (Neuquén) son de base mixta. Los componentes del petróleo más usados como combustibles son el Carbono y el Hidrógeno debido a que ellos se combinan fácilmente con el oxígeno, iniciando la combustión.

2.3 LA CONTAMINACIÓN DEL PETRÓLEO⁵

Aunque todo producto en exceso contamina (por ejemplo, el agua contamina la gasolina envasada), el petróleo tiene el problema de ser insoluble en agua y por lo

⁵ EL PETROLEO [En Línea]. <http://www.elpetroleo.50webs.com/contaminacion.htm>. [Citado en 06 de Febrero de 2015]

tanto, difícil de limpiar. Además, su color, olor y viscosidad lo hacen difícil de disimular. En general, los derrames de hidrocarburos afectan profundamente a la fauna y vida en el lugar, razón por la cual la industria petrolera mundial debe cumplir con normas y procedimientos muy estrictos en materia de protección ambiental.

2.3.1 Clasificación de la contaminación del petróleo según el impacto.

La contaminación involucra todas las operaciones relacionadas con la explotación y transporte de hidrocarburos, que conducen inevitablemente al deterioro gradual del ambiente. Afecta en forma directa al suelo, agua, aire, y a la fauna y la flora

- Efectos sobre el suelo: las zonas ocupadas por pozos, baterías, playas de maniobra, piletas de purga, ductos y red caminera comprometen una gran superficie del terreno que resulta degradada. Esto se debe al desmalezado y alisado del terreno y al desplazamiento y operación de equipos pesados.
- Por otro lado los derrames de petróleo y los desechos producen una alteración del sustrato original en que se implantan las especies vegetales dejando suelos inutilizables durante años.
- Efectos sobre el agua: en las aguas superficiales el vertido de petróleo u otros desechos produce disminución del contenido de oxígeno, aporte de sólidos y de sustancias orgánicas e inorgánicas.
- Efectos sobre el aire: por lo general, conjuntamente con el petróleo producido se encuentra gas natural. La captación del gas está determinada por la relación gas/petróleo, si este valor es alto, el gas es captado y si es bajo, es venteado y/o quemado por medio de antorchas. El gas natural está formado por hidrocarburos livianos y puede contener dióxido de carbono, monóxido de carbono y ácido sulfhídrico. Si el gas producido contiene estos gases, se quema. Si el gas producido es dióxido de carbono, se lo ventea. Si bien existen reglamentaciones, el venteo y la quema de gases contaminan extensas zonas en la dirección de los vientos.
- Efectos sobre la flora y la fauna: la fijación de las pasturas depende de la presencia de arbustos y matorrales, que son los más afectados por la contaminación con hidrocarburos. A su vez estos matorrales proveen refugio y alimento a la fauna adaptada a ese ambiente. Dentro de la fauna, las aves son las más afectadas, por contacto directo con los cuerpos de agua o vegetación contaminada, o por envenenamiento por ingestión. El efecto sobre las aves puede ser letal.

- Efectos del transporte de petróleo: el transporte de hidrocarburos es el que ha producido los mayores accidentes con graves consecuencias ecológicas.⁶

2.4 FUENTES PRODUCTORAS DE LODOS ACEITOSOS EN LA INDUSTRIA DEL PETROLEO

2.4.1 Operación de Perforación. Durante la fase final de la construcción de un pozo se encuentra la de completamiento en la cual se garantiza que el pozo quede apto para producir crudo en superficie, en esta etapa se utilizan salmueras o fluidos con alta concentración de sales que proporciona una columna hidrostática al hueco y evita que este se derrumbe durante el proceso, cuando el pozo aporta los primeros barriles en superficie aproximadamente los primeros 1000 – 1500 bls, estos llegan a tanques mezclados junto con la salmuera originando emulsiones muy difíciles de romper. Si estas emulsiones son mezcladas con otros crudos puede ser muy difícil tratar la mezcla resultante y comprometer la calidad de una gran cantidad de crudo. Por tal motivo es necesario realizar un tratamiento separado del crudo que se está destinando para la venta.

2.4.2 Operaciones de Workover. Las operaciones de workover son trabajos realizados posteriores a la terminación oficial de un pozo y durante estas operaciones los fluidos utilizados para controlar el pozo suelen ser salmueras con alta concentración de cloruro de sodio, nitrato, zinc etc., o en ocasiones también es usado el diésel, el uso de estos depende de las características del yacimiento y el trabajo a realizar. Estos fluidos se mezclaran con el hidrocarburo encontrado en fondo y serán llevado a superficie, y al igual que pasa con un pozo recién puesto a producir estos desechos deben ser procesados por separado de los fluidos de venta tratados en las baterías de los campos.

2.4.3 Tiraderos de desechos aceitosos semisólidos⁷. Son construcciones de materiales impermeables, donde se depositan y almacenan residuos aceitosos

⁶ S.GRECO. Guía de recomendaciones para proteger el medio ambiente durante el desarrollo de la exploración y explotación de hidrocarburos. Buenos Aires. Instituto Argentino del Petróleo, 1991. [En Línea]. <http://www.cricyt.edu.ar/enciclopedia/terminos/ContamPetr.htm>. [Citado en 07 de Febrero de 2015]

⁷ BENAVIDES J, QUINTERO G, GUEVARA A, JAIMES D, GUTIERRES, MIRANDA J. Biorremediación de suelos contaminados con hidrocarburos derivados del petróleo. Enero - junio 2006. NOVA - Publicación Científica. VOL.4. No. 5.p. 82-91.

muy viscosos de difícil tratamiento, estos permanecen ahí hasta que se obtiene una cantidad suficiente para llenar un vehículo que pueda llevarlos a planta especializadas para ser tratadas a muy altos costos, pero mientras esto ocurre pueden producirse escurrimientos e infiltraciones de hidrocarburos contaminando las zonas cercanas.

2.4.4 Mantenimiento y limpieza de tanques y equipos. Debido al tamaño de los tanques donde se almacena petróleo, los mantenimientos y la limpieza de esto genera una gran cantidad de borras aceitosas, los cuales son sedimentos que se acumulan en el fondo de los tanques reduciendo el volumen de almacenamiento para lo cual fueron diseñados. Además con un buen manejo de estos residuos se puede recuperar un alto porcentaje de crudo para venta.

2.5 CLASIFICACIÓN DE LOS RESIDUOS ACEITOSOS⁸

Tabla 5. Clasificación de los residuos aceitosos.

TIPO DE RESIDUO	DESCRIPCIÓN DEL RESIDUO	ACTIVIDAD GENERADORA DEL RESIDUO
1. Fluidos residuales aceitosos de la operación y/o Workover.	Fluidos residuales base aceite con ripios, sólidos y emulsiones, tales como arranques de pozo, fluidos de sumtanks, skimmers, y/o trampas de grasas, contrapozos entre otros. Residuos originados durante la reactivación de pozos. Salmueras para las operaciones de control de pozos, contaminadas con crudo y sólidos.	Operación y Producción
2. Geles, polímeros, espumas de limpieza, gomas y sus derivados y píldoras viscosas.	Retorno de trabajos de estimulación a pozos, basados en sustancias poliméricas, sintéticas de medio y alto peso molecular, así como espumas siliconadas.	Producción trabajos a pozos

⁸ CASTELBLANCO, Ivan Fernando, NIÑO, Jhon A. Manejo y Tratamiento actual de residuos aceitosos en la industria petrolera Colombia. Trabajo de grado ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela de Ingenierías de Petróleos. 2011.p. 58-59.

TIPO DE RESIDUO	DESCRIPCIÓN DEL RESIDUO	ACTIVIDAD GENERADORA DEL RESIDUO
3. Suelo contaminado con alto contenido de Hidrocarburo.	Suelo proveniente de contaminaciones con hidrocarburo durante perforación a pozos y trabajos de estimulación y reacondicionamientos de pozos.	Producción y Workover
4. Fluidos aceitosos de producción contaminados con sólidos y emulsiones estables.	Fluidos de producción provenientes principalmente de saturaciones de la interface de gunbarrel y otras vasijas tales como FOWKO'S	Producción
5. Borrás o fondos provenientes de la limpieza de vasijas	Sólidos y depósitos de fondo en vasijas que hacen parte de las facilidades de producción, tales como separadores, tanques de prueba, desnatadores (skimmers), lechos de secado, decantadores, gunbarrel entre otros.	Producción
6. Aguas aceitosas de lavado de vasijas	Material filtrante contaminado con sólidos e hidrocarburos.	Producción
7. Mogo Mogo	Emulsión parafínica con alto contenido de sólidos que forma una nata y proviene de la interfase de los tratadores térmicos.	Producción

Fuente: CASTELBLANCO, Ivan Fernando, NIÑO, Jhon A. Manejo y Tratamiento actual de residuos aceitosos en la industria petrolera Colombia. Trabajo de grado ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela de Ingenierías de Petróleos. 2011.p. 58-59.

3. TEORÍA DEL TRATAMIENTO DE EMULSIONES⁹

Remover el agua del petróleo crudo a menudo requiere de procesos adicionales a la separación gravitacional. El equipo de tratamiento de crudo está diseñado para romper las emulsiones mediante la coalescencia de las gotas de agua y posteriormente usa la separación gravitacional para separar el crudo y el agua. Adicionalmente, las gotas de agua deben tener suficiente tiempo para contactar a las otras gotas y coalescer. La fuerza boyante negativa actuando sobre las gotas coalescidas debe ser suficiente para permitir a esas gotas asentarse en el fondo del tratador. Además, es muy importante cuando se diseña un sistema de tratamiento de crudo tomar mediciones de temperatura, tiempo, viscosidad del crudo, las cuales pueden inhibir el asentamiento, y las dimensiones físicas del tratador, las cuales determinan la velocidad a las cuales el asentamiento debe ocurrir. Cuando se selecciona un sistema de tratamiento, deben considerarse varios factores para determinar los métodos más adecuados para tratar el petróleo crudo. Algunos de estos factores son:

1. Estabilidad de la emulsión
2. Gravedad específica del crudo y del agua producida.
3. Corrosividad del crudo, del agua producida, y del gas asociado.
4. Tendencia del agua producida a formar escamas.
5. Cantidad de fluido a ser tratado y porcentaje de agua en el fluido.
6. Tendencias del petróleo crudo a formar parafinas.
7. Presiones de operación de los equipos.
8. Disponibilidad de un punto de venta y el valor del gas producido.

3.1 EMULSIONES, CLASIFICACIÓN. Y CARACTERÍSTICAS¹⁰

El crudo rara vez se produce solo. Este generalmente está mezclado con agua lo cual crea un número de problemas durante la producción del petróleo. La producción de agua ocurre en dos formas: una parte del agua puede producirse como agua libre la cual se sentará y se separará rápidamente, y la otra parte del agua puede ser producida en forma de emulsión. Las emulsiones son difíciles para

⁹ ARNOLD Ken, STEWART Maurice. Surface Production Operations, Design of Oil – Handling Systems and Facilities, 3 ra Edición, Volumen 1. Capítulo 9. USA, 2008.p. 384.

¹⁰ KOKAL, S.L., “Crude oil emulstions: a state of the art review”, paper SPE 77497 presentado a la SPE en la conferencia anual técnica y exhibición en San Antonio, Texas (2002).p. 1.

tratar y causan un número de problemas operacionales tales como en equipos de separación, plantas de separación gas-petróleo, producción de crudo fuera de especificaciones y altas presiones en la líneas de flujo. Las emulsiones tienen que ser tratadas para remover el agua dispersa y sales inorgánicas asociadas en orden para obtener un crudo en especificaciones para transporte, almacenamiento y exportación.

Las emulsiones pueden estar presentes en casi todas las fases de producción y proceso del petróleo: dentro del reservorio, en la pared y cabeza del pozo, manejos de facilidades, almacenamiento y durante el proceso del petróleo.

3.1.1 Emulsión¹¹. Una emulsión es una mezcla estable de aceite y agua que no se separará por solo la fuerza de gravedad. En el caso del crudo o una emulsión regular o normal, es una dispersión de gotas de agua en crudo, pero cuando el corte de agua es alto podemos encontrar emulsiones inversas con la fase de agua como continua y la de aceite como dispersa.

Para que una emulsión pueda existir deben haber dos líquidos inmiscibles, un agente emulsificador (estabilizador), y suficiente agitación para dispersar la fase discontinua dentro de la continua.

3.1.2 Clasificación de las emulsiones. Las emulsiones producidas en los campos de petróleos pueden ser clasificados así:

Según las fases:

- Agua en petróleo (W/O): consiste de gotas de agua en una fase continua de aceite.
- Petróleo en agua (O/W): consiste de gotas de aceite en una fase continua de agua.
- Múltiple o emulsión compleja: son más complejas y consiste de pequeñas gotas suspendidas en gotas más grandes las cuales están suspendidas en una fase continua. Por ejemplo agua in crudo y crudo en agua (W/O/W).

El tipo de emulsión se forma depende de un número de factores. Como regla del dedo gordo, cuando el volumen de una fase es muy pequeña comparada con la otra, entonces la fracción más pequeña será la fase dispersa y la otra será la fase continua.

¹¹ ARNOLD Ken, STEWART Maurice. Op. cit., p. 384.

FIG.1: Foto micrográfica de una emulsión.

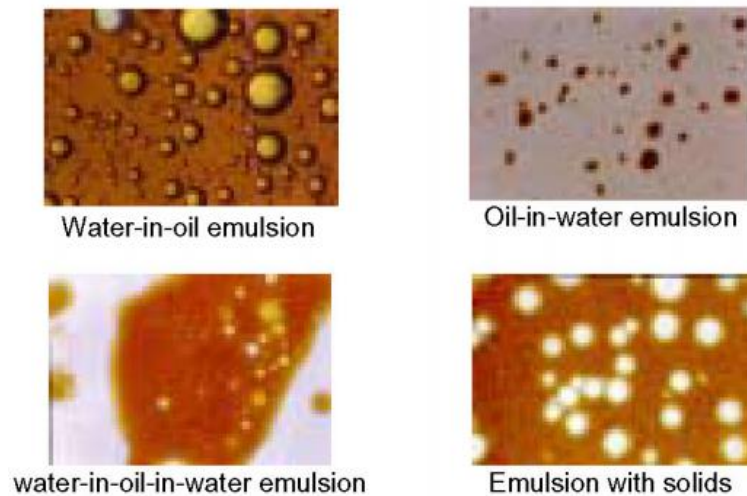


Figure 1: Photo-micrographs of emulsions

Fuente: KOKAL, S.L., "Crude oil emulsions: a state of the art review", paper SPE 77497 presentado a la SPE en la conferencia anual técnica y exhibición en San Antonio, Texas (2002).

Según el grado de estabilidad¹²:

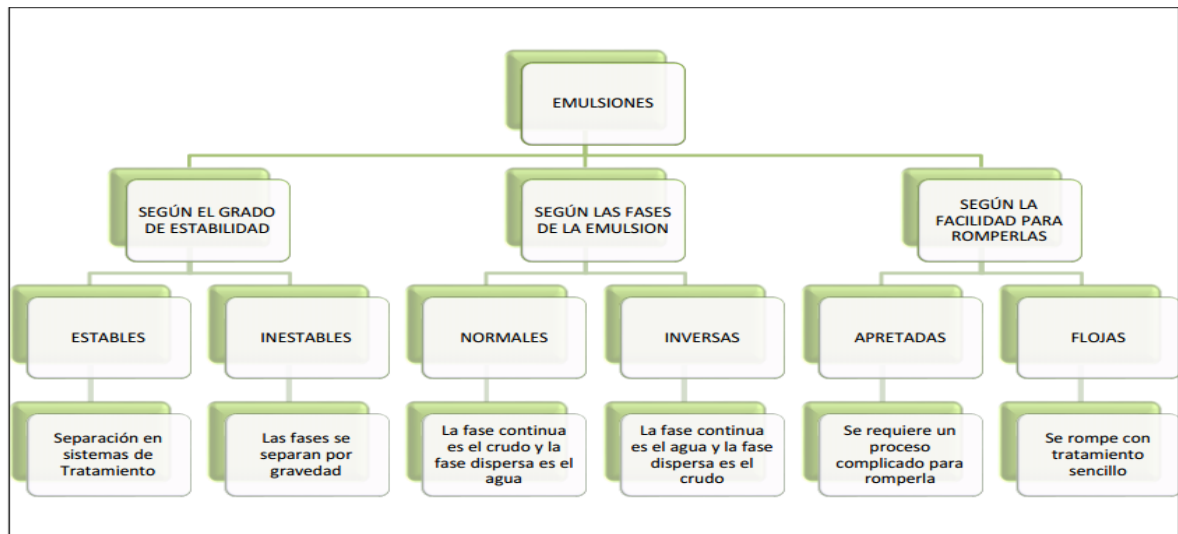
- **Estables.** Una emulsión es estable cuando luego de formada, la única manera de conseguir que las fases se separen es mediante la aplicación de sistemas de tratamiento.
- **Inestables.** Una emulsión es inestable cuando al dejarla en reposo durante algún tiempo, las fases se separan por gravedad.

3.1.3 Características importantes de las emulsiones¹³. La dificultad de separar el agua emulsionada del crudo depende de la "estabilidad" de la emulsión. La estabilidad de una emulsión depende de varios factores:

¹² GRANADOS, P., GUTIERREZ, N., Definición de parámetros de diseño de tratadores térmico y termoelectrostáticos, tesis de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de físico-química. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2007. p.21.

¹³ ARNOLD Ken, STEWART Maurice. Op. cit., p. 385.

FIG.2: Clasificación de las Emulsiones.



Fuente: GRANADOS, P., GUTIERREZ, N., Definición de parámetros de diseño de tratadores térmico y termoelectrostáticos, tesis de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de físico-química. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2007. p.22

- **Diferencia de densidades.** La diferencia en la densidad es uno de los factores que determinan la tasa a la que las gotas de agua se precipitan a través de la fase continua de crudo. Los crudos pesados (alta gravedad específica) tienden a mantener las gotas de crudo más tiempo), mientras los crudos livianos (baja gravedad específica) tienden a permitir que las gotas de agua se asienten en el fondo del tratador. La fuerza neta de gravedad que actúa en una gota es directamente proporcional a la diferencia en densidades entre la gota y la fase continua. Es decir, entre mayor sea la diferencia de densidades, las gotas de agua se separarán más rápidamente de la fase de crudo y por lo tanto, será más fácil el tratamiento de la emulsión.
- **Tamaño de las gotas de agua**¹⁴. El tamaño de la gota de agua también afecta la tasa a la cual las gotas de agua se mueven a través de la fase de crudo. Entre más grande sea la gota, es más rápido su asentamiento. El tamaño de la gota de agua en una emulsión depende del grado de agitación al que la emulsión ha sido sometida antes de tratarla. El flujo a través de las bombas, los estranguladores “choques”, las

¹⁴ Ibid., p. 386

válvulas, y otros equipos de superficie disminuyen el tamaño de las gotas de agua.

- **Viscosidad.** La viscosidad juega dos papeles principales. Primero, cuando se aumenta la viscosidad, se requiere más agitación para cortar gotas grandes en gotas pequeñas de agua en la fase de crudo. Por consiguiente, la cantidad de partículas que se deben retirar para cumplir con las especificaciones de corte de agua para el tratamiento de un determinado sistema aumenta a medida que crece la viscosidad. Segundo, al aumentar la viscosidad, la velocidad a la que se mueven las partículas de agua a través de la fase de crudo disminuye, resultando en una menor coalescencia y por consiguiente en un aumento en la dificultad del tratamiento.

Además, cuando la viscosidad del crudo se incrementa, la fricción encontrada por las gotas de agua moviéndose a través de la fase continua de crudo aumenta, lo que a su vez impide la separación de las fases de crudo y agua. Por consiguiente, entre más alta sea la viscosidad del crudo mayor será el tamaño de la gota de agua dispersa. En conclusión, entre mayor sea la viscosidad del crudo más fuerte o dura será la emulsión.

- **Tensión interfacial.** La tensión interfacial es la “fuerza que sostiene juntas” las superficies de crudo y agua. Cuando no hay agente emulsificante, la tensión interfacial entre el crudo y el agua es baja y las gotas de agua coalescen fácilmente. Por el contrario, cuando la tensión interfacial es alta, las partículas de agua se unen fácilmente con las gotas de crudo. Cuando hay presencia de agentes emulsificantes, ellos incrementan la tensión interfacial y dificultan la coalescencia de las gotas de agua, haciendo más difícil el tratamiento de la emulsión. Por lo tanto, cualquier tratamiento que disminuya la tensión interfacial mejorará la separación de crudo y agua.
- **Presencia y concentración de agente emulsificante**¹⁵. Los químicos (desemulsificadores) son normalmente utilizados para reducir la tensión interfacial. La efectividad del químico es mejorada por mezcla, tiempo, y temperatura. Una adecuada mezcla y suficiente tiempo son requeridos para obtener un contacto íntimo del químico con la fase dispersa. Se requiere de una cierta temperatura mínima para asegurar que el químico cumpla su función. Ambos, la reducción de la viscosidad de la fase continua de crudo y la efectividad del químico son dependientes del logro de una cierta temperatura mínima. Es muy posible que la efectividad

¹⁵ Ibid., p. 387

del químico sea un resultado de la disminución de la viscosidad de la fase crudo o crudo.

- **Salinidad del agua.** La salinidad del agua es una medida de la cantidad de sólidos disueltos en la fase agua. Si la salinidad del agua se incrementa, la densidad del agua aumenta, lo cual a su vez incrementa el diferencial de densidades entre el agua y el crudo. El incremento en el diferencial de densidades ayuda a la separación de las fases agua y crudo. Pequeñas cantidades de sal, o de otro sólido disuelto, en la fase agua disminuirá apreciablemente la tensión interfacial, y por lo tanto, disminuye la dificultad de la separación de las dos fases. Este fenómeno explica en algún grado, la dificultad del tratamiento de las emulsiones formadas en algunos procesos de inyección de vapor. Por lo tanto, la concentración de la salmuera es un factor importante en la formación de emulsiones estables. La presencia de agua dulce o salmuera con baja concentración de sal, favorecen la estabilidad de las emulsiones.
- **Edad de la emulsión.** La edad de la emulsión incrementa la estabilidad de la misma, y la separación de las gotas de agua será más difícil. El tiempo requerido para incrementar la estabilidad varía ampliamente y depende de muchos factores. Antes que la emulsión se forme, los agentes emulsificantes están uniformemente dispersos en el crudo. Tan pronto como la fase agua es mezclada con el crudo, los agentes emulsificantes empiezan a agruparse alrededor de las gotas de agua para formar una emulsión estable. Mientras que la estabilización inicial puede ocurrir en unos pocos segundos, el proceso de desarrollo de la película puede continuar por varias horas y se prolongará hasta que la película alrededor de la gota de agua sea tan densa que no permita más agente emulsificante. A un determinado tiempo, la emulsión ha alcanzado un estado de equilibrio y se puede decir que está vieja. Entre más vieja sea la emulsión, más difícil es su tratamiento. Razón por la cual, el rompimiento de la emulsión o tratamiento, a menudo está localizado tan cerca como sea posible a la cabeza del pozo, para que las emulsiones que se hayan formado durante el flujo de la producción a través del tubing y cabeza de pozo no se envejezcan antes de su tratamiento. Porque la película de agente emulsificante alrededor de la gota dispersa en el crudo, tiende a ser más gruesa, más fuerte y más dura, a medida que transcurre el tiempo.
- **pH.** La adición de ácidos o bases inorgánicas cambia radicalmente la formación de películas de asfaltenos y resinas que estabilizan las emulsiones agua/crudo. Ajustando el pH se puede minimizar las características estabilizadoras de emulsión de la película, incrementando así la tensión interfacial.

- **Agitación**¹⁶. El tipo y severidad de la agitación aplicada a una mezcla de crudo y agua, determina el tamaño de las gotas de agua dispersas en la fase continua de crudo. Entre mayor sea la turbulencia y la acción de corte en un sistema de producción, más pequeñas serán las gotas de agua y mayor será el grado de estabilización de la emulsión y más difícil será su tratamiento.

3.2 AGENTES EMULSIFICANTES¹⁷

Cuando se estudia la estabilidad de una emulsión, puede ser útil realizar una mezcla de crudo puro y agua pura, sin un agente emulsificante, ninguna agitación creará una emulsión. Si la mezcla de crudo puro y agua pura se colocaran en un recipiente, rápidamente se separarían. El estado natural de los líquidos inmiscibles es establecer el menor contacto o un área superficial más pequeña. El agua dispersa en el crudo forma gotas esféricas. Las gotas más pequeñas se unirán con las gotas más grandes y esto creará un área de interfase más pequeña para un volumen dado. Si el emulsificante no está presente, las gotas, se precipitarán generando un área de interfase más pequeña. Este tipo de mezcla es una verdadera "dispersión."

Algunos elementos en los emulsificantes tienen preferencia por el crudo (hidrofóbicos), y otros elementos se atraen más con el agua (hidrofílicos). Un emulsificante tiende a ser insoluble en una de las fases líquidas. Se concentra en la interfase. Son varias las formas como trabajan los emulsificantes para causar una dispersión y crear una emulsión, además, forman una película interfacial alrededor de las gotas de crudo. Esta película estabiliza la emulsión debido a las siguientes razones:

1. Disminuye la tensión interfacial de la gota de agua, causando que gotas más pequeñas se formen. Las gotas más pequeñas se demoran en coalescer más que las gotas grandes, lo que disminuye su asentamiento.
2. Forma una capa viscosa sobre las gotas, lo cual impide la coalescencia de las gotas más grandes cuando chocan.
3. Los emulsificantes¹⁸ pueden ser moléculas polares que se ordenan de tal manera que ocasionan una carga eléctrica en la superficie de las gotas.

¹⁶ Ibid., p. 388

¹⁷ Ibid., p. 389

¹⁸ Ibid., p. 390

En el petróleo crudo se encuentran emulsificantes de manera natural. Los agentes emulsificantes más comunes en los campos de petróleo son las parafinas, resinas, ácidos orgánicos, sales metálicas, arcilla y asfáltenos. Los fluidos de workover y los lodos de perforación también son fuentes de agentes emulsificantes.

El tipo y cantidad de agente emulsificante tienen un efecto inmediato en la estabilidad de la emulsión. Se ha demostrado históricamente que la temperatura de la emulsión también es importante en la formación de parafinas y asfáltenos.

3.2.1 Desemulsificación¹⁹. La desemulsificación es el rompimiento de las fases de aceite y agua en una emulsión de crudo. Desde el punto de vista de producción es interesante dos aspectos de la desemulsificación (a) la velocidad con la que se toma lugar la separación y (b) la cantidad de agua que queda en el crudo después de la separación. Una alta tasa de separación y un bajo valor residual de agua en el crudo es lo que obviamente se requiere en la producción de crudo.

Como se mencionó anteriormente las emulsiones poseen un grado de estabilidad. Esta estabilidad surge desde la formación de la película interfacial y el encapsulamiento de las gotas de agua. Para separar la emulsión la película interfacial debe ser destruida y hacer que las gotas coalescan. Por lo tanto la desestabilización y rompimiento de la emulsión están íntimamente relacionados con la remoción de la película interfacial. Los factores que mejoran o aceleran el rompimiento de emulsión incluye:

- Incremento de la temperatura
- Reducción de la agitación
- Incremento de residencia o retención de tiempo
- Remoción de sólidos
- Control de agentes emulsificantes

Los mecanismos involucrados en la desemulsificación son:

- **Floculación:** es el primer paso en el proceso de desemulsificación de las gotas de agua. Durante la floculación las gotas se agrupan y forman unos agregados o "flocs" las gotas de agua se acercan unas con otras incluso se tocan en ciertos puntos, pero pueden no perder su identidad, pueden no coalescer. La coalescencia solo tiene lugar si en la película interfacial rodeando las gotas de agua es muy débil. La velocidad de floculación depende de diferentes factores incluyendo corte de agua, temperatura, viscosidad del petróleo y el diferencial de densidad entre agua y crudo.

¹⁹ KOKAL, S.L. Op. cit., p. 5.

- **Coalescencia:** es el segundo paso en el proceso de desemulsificación seguido de la floculación. Durante la floculación las gotas de agua se fusionan o coalescen para formar una gran gota. Este es un proceso irreversible para disminuir el número de gotas y eventualmente completar la desemulsificación. La Coalescencia es mejorada por una alta velocidad de floculación, altas tensiones interfaciales, bajas viscosidades del crudo, alto corte de agua y altas temperaturas.

4. METODOS PARA EL TRATAMIENTO DE EMULSIONES²⁰

El proceso y el equipo de tratamiento no deben seleccionarse hasta que las características físicas del crudo y el agua sean determinadas y se haya realizado un estudio del efecto de los productos químicos disponibles sobre la emulsión.

El agua remanente en el crudo después que el agua libre se ha removido se considera que está en estado emulsionado. El crudo emulsionado se retira mediante uno o más procesos de tratamiento. El tratamiento se refiere a cualquier proceso diseñado para separar el crudo del agua y de contaminantes externos que hayan sido arrastrados desde el yacimiento. Los procesos de tratamiento de emulsiones requieren la combinación de la adición de químicos, tiempo de asentamiento, calor, y coalescencia electrostática.

En la planta STLA de Campo Quifa para el tratamiento de los lodos aceitosos se usa el tratamiento fisicoquímico, los cuales junto con los diseños y operación de los equipos, permiten la separación y transformación de componentes dañinos para el medio ambiente en sustancias útiles y de fácil disposición.

4.1 MÉTODO QUÍMICO²¹

Los compuestos químicos desemulsificantes son agentes activos de superficie, similares a los emulsificadores.

Los desemulsificantes tienen tres acciones principales:

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

²⁰ ARNOLD Ken, STEWART Maurice. Op. cit., p. 396.

²¹ VALDEZ I, Clever Walter. Tratamiento fisicoquímico de residuos oleosos. Tesis de grado. Lima: Universidad Nacional de Ingeniería. Lima-Perú. Facultad de Ingeniería de Petróleos, Gas Natural y Petroquímica. Universidad Nacional de Ingeniería. 2011. p.28

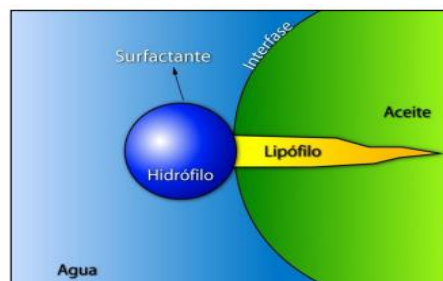
4.1.1 Cantidad²². La cantidad de químico inyectado puede variar de 1 galón por cada 150 barriles hasta 1 galón por cada 1000 barriles. Las concentraciones mayores a 1 galón por cada 250 barriles deben investigarse por posibles errores en la selección del químico o en la dosificación. Mucho químico puede conllevar a la formación de una emulsión más estable y por lo tanto, más difícil de romper.

4.1.2 Selección²³. El éxito en el tratamiento químico consiste en seleccionar el desemulsificador apropiado y usarlo en la proporción adecuada. La mayoría de los desemulsificadores son solubles en agua, y algunos en petróleo y sus derivados, para aplicarlos se pueden usar puros o disueltos en agua, crudo, gasolina o queroseno.

La selección y preparación del tipo de desemulsificador debe coincidir con el recipiente de tratamiento de la emulsión. Los tanques de lavado que tienen largo tiempo de retención (8-24 horas), requieren desemulsificadores de acción lenta. Por otro lado, los tratadores térmicos y las unidades electrostáticas con corto tiempo de retención (15-60 minutos), donde la floculación y la coalescencia de alcanzan a través de un campo eléctrico, requiere desemulsificadores de acción muy rápida. En la tabla 6 se presenta un resumen de los principales desemulsificantes y sus características.

Los surfactantes utilizados para deshidratar el crudo son productos poliméricos de tipo hidrofílicos, capaces de combinarse con los surfactantes naturales (asfáltenos, resinas), para obtener una formulación apropiada a la cual la emulsión se romperá más rápidamente. Ver figura 3

FIG.3: Agente emulsificante



Fuente: Jean louis Salager y Alvaro Fernandez. Cuaderno FRIP S301-PP. 2004 [En línea], [http:// www.firp.ula.ve](http://www.firp.ula.ve). Modificado.

²² ARNOLD Ken, STEWART Maurice. Op. cit., p. 397.

²³ SANTOS Nicolás. Operaciones de tratamiento de crudo. Especialización en producción de hidrocarburos. Escuela de ingeniería de petróleos UIS. Bogotá, 2015. p. 87.

4.1.3 Clasificación de los surfactantes. Desde el punto de vista comercial los surfactantes se clasifican según su aplicación. Sin embargo, se ha observado que muchos surfactantes son susceptibles de ser utilizados en aplicaciones diferentes, lo que provoca confusiones. Por tanto, se prefiere, clasificarlos de acuerdo a la estructura de su molécula, o más exactamente según la forma de disociación en el agua.

Tabla 6. Características de algunos agentes desemulsificantes.

Características de Algunos Desemulsificantes	
Desemulsificante	Característica
Esteres	Son buenos deshidratadores, provocan un asentamiento lento de las gotas de agua, pero al sobre dosificarse provocan emulsiones inversas (o/w).
Di-epóxicos	Son excelentes deshidratadores, pero provocan un asentamiento lento de las gotas de agua
Uretanos	Buenos deshidratadores, provocan un asentamiento lento de las gotas de agua
Resinas	Son buenos deshidratadores, provocan un asentamiento rápido de las gotas de agua, dan un agua separada limpia.
Polialquilenos	Pobres deshidratadores, lento asentamiento de las gotas de agua
Glicoles	Requiere mezclarse con otros para aplicarse
Sulfonatos	Buenos humectantes de sólidos y tiene capacidad para el asentamiento de las gotas de agua, sobre dosificándose no causa emulsiones inversas (o/w), pero pueden causar la precipitación de partículas de sulfuro de fierro en el agua separada.

Desemulsificante	Característica
Poliesteraminas	Agentes de superficie activa violentos, deshidratan en bajas dosificaciones, al sobre dosificarse producen emulsiones inversas (o/w)
Oxialquilados	Buenos agentes humectantes, son usados en mezclas
Poliaminas	Son lentos en el asentamiento de las gotas de agua
Alcanolaminas	Son rápidos en el asentamiento de las gotas de agua

Fuente: SANTOS Nicolás. Operaciones de tratamiento de crudo. Especialización en producción de hidrocarburos. Escuela de ingeniería de petróleos UIS. Bogotá, 2015. p. 88

La estructura química de las porciones hidrófila y lipófila (hidrófoba) varían con la naturaleza del solvente (agua). Usualmente el grupo lipófilo es una cadena larga de hidrocarburo; el grupo hidrófilo es iónico o altamente polar. En las figuras 1.44 – 1.46 se esquematizan las clases de surfactantes dependiendo de la naturaleza del grupo hidrófilo, los cuales son:

- **Aniónicos**²⁴. Su grupo hidrófilo está cargado negativamente. Si el medio iónico (agua) contiene sales de sodio o potasio (Na^+ o K^+), el surfactante se hace más soluble en agua y menos soluble en crudo. A este tipo pertenecen los sulfatos ($\text{R} - \text{OSO}_3^-$), los sulfonatos ($\text{R} - \text{SO}_3^-$), los fosfatos ($\text{R} - \text{OPO}_3^-$) y los fosfonatos ($\text{R} - \text{PO}_3^-$), donde R, representa el grupo lipófilo, soluble en crudo. Ver figura 4.

La producción de los surfactantes aniónicos representa alrededor del 55% de los surfactantes producidos anualmente en el mundo.

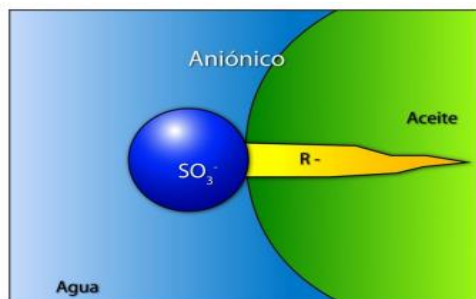
- **No iónicos**. Están en el segundo rango por orden de importancia con un poco menos del 40% del total. Su grupo hidrófilo no ioniza en la fase acuosa. La afinidad por el agua se debe al oxígeno de la molécula, el cual se une al hidrogeno del agua. Algunos ejemplos de estos surfactantes son: los óxidos

²⁴ Ibid., p. 89

polietílicos ($R-O-[CH_2-CH_2]_n-OH$) y los óxidos polipropílicos ($R-O-[CH_2-CH(CH_3)]_n-OH$). Los surfactantes no iónicos son compatibles con compuestos iónicos y anfóteros.

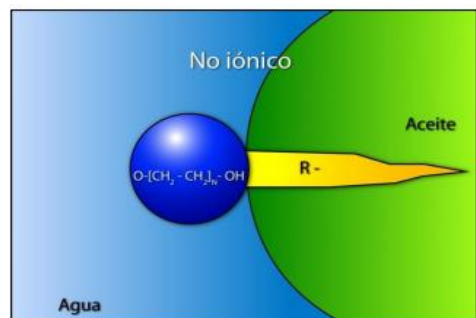
El grupo hidrófobo es generalmente un radical alquilo o alquil benceno y a veces una estructura de origen natural como un ácido graso, sobre todo cuando se requiere una baja toxicidad. Ver figura 5.

FIG.4: Surfactante Aniónico



Fuente: Jean louis Salager y Alvaro Fernandez. Cuaderno FRIP S301-PP. 2004 [En línea], [http:// www.firp.ula.ve](http://www.firp.ula.ve). Modificado.

FIG.5: Surfactante no iónico



Fuente: Jean louis Salager y Alvaro Fernandez. Cuaderno FRIP S301-PP. 2004 [En línea], [http:// www.firp.ula.ve](http://www.firp.ula.ve). Modificado.

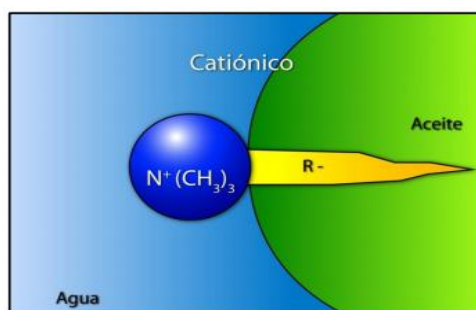
- **Catiónicos**²⁵. Su grupo hidrófilo está cargado positivamente. Si el medio iónico (agua) contiene sales de cloro o bromo (Cl^- o Br^-), el surfactante se hace más soluble en agua y menos soluble en crudo. Entre los surfactantes catiónicos más comunes están: las sales de amonio cuaternaria [aminas

²⁵ Ibid., p. 91

primarias $RN+(CH_3)_3$, aminas secundarias $R_2N+(CH_3)_2$ y aminas terciarias $R_3N+(CH_3)_3$, sales bencilamonio y poliaminas aciladas.

La fabricación de estos surfactantes es mucho más cara que la de los anteriores y es por esta razón que no se utilizan salvo en caso de aplicación particular, como cuando se hace uso de sus propiedades bactericidas o de su facilidad de adsorción sobre sustratos biológicos o inertes que poseen una carga negativa. Esta última propiedad hace que sean excelentes agentes antiestáticos, hidrofobantes, así como inhibidores de corrosión, y puedan ser utilizados tanto en productos industriales como para uso doméstico. Ver figura 6.

FIG. 6: Surfactante catiónico



Fuente: Jean louis Salager y Alvaro Fernandez. Cuaderno FRIP S301-PP. 2004 [En línea], <http://www.firp.ula.ve>. Modificado.

- **Anfóteros**²⁶. Dependiendo de las condiciones del medio el grupo hidrófilo puede exhibir propiedades aniónicas, catiónicas o no iónicas.

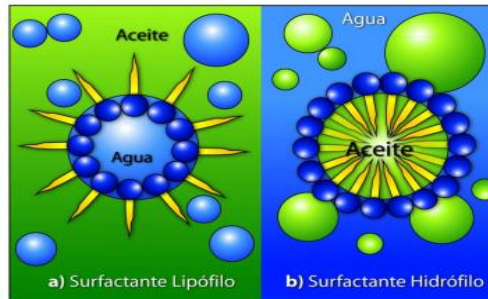
Con el fin de sistematizar el uso de los surfactantes para formular emulsiones, se ha establecido una escala de tensoactividad que se fundamenta en el balance hidrófilo-lipófilo (Hydrophile-Lipophile Balance HLB). La escala HLB se fundamenta en la correlación numérica empírica de las propiedades emulsionantes y solubilizantes del surfactante o tensoactivo con la clase de emulsión que forman.

La escala más útil y aceptada internacionalmente es la propuesta por Griffin que se define de cero a veinte. Un surfactante que posea un coeficiente $HLB = 20$ es 100% hidrófilo, afín con el agua. En cambio si el $HLB = 0$ significa que la sustancia es 100% lipófila. En general, los surfactantes hidrófilos ($HLB = 8$ a 18) forman emulsiones inversas del tipo O/W , que significa que el crudo es la fase dispersa y el agua la fase continua. Por otra parte, los surfactantes lipófilos ($HLB = 2$ a 7)

²⁶ Ibid., p. 92

forman emulsiones normales del tipo W/O. Ver figura 7.

FIG. 7: Influencia del HLB en la formación de una emulsión, a) W/O y b) O/W



Fuente: Jean louis Salager y Alvaro Fernandez. Cuaderno FRIP S301-PP. 2004 [En línea], [http:// www.firp.ula.ve](http://www.firp.ula.ve). Modificado.

No hay ningún químico universal que rompa todas las emulsiones. La determinación del químico correcto que debe emplearse se realiza a través de las pruebas de botella.

4.1.4 Pruebas de botella²⁷. Normalmente la mayoría de los químicos que rompen la emulsión son probados con pruebas de botella, mezclando varios químicos con las muestras de la emulsión y observando los resultados. Tales pruebas permiten eliminar algunos químicos y seleccionar aquéllos que parecen más eficaces. Las pruebas de botella también proporcionan una estimación de la cantidad de químico requerida y un estimado del tiempo de asentamiento requerido por el equipo de tratamiento.

Estas pruebas deben realizarse a condiciones cercanas a las del campo. No debe usarse el agua sintética en lugar del agua producida en las pruebas de botella porque el agua producida puede tener propiedades muy diferentes y puede contener impurezas que no están presentes en el agua sintética.

Mientras pueden determinarse candidatos químicos y dosificaciones aproximadas en la prueba de botella, la naturaleza dinámica del sistema real de fluido requiere varios candidatos para las pruebas de campo. En las condiciones reales, la emulsión sufre el corte a través de las válvulas de control, coalescencia en el flujo a través de las tuberías, y cambios en la emulsión que ocurren dentro del tratador como resultado de los deflectores de entrada, secciones de lavado, etc. La prueba de botella estática no puede modelar estas condiciones dinámicas.

²⁷ ARNOLD Ken, STEWART Maurice. Op. cit., p. 393

4.1.5 Cambios en el desemulsificador²⁸. Como el comportamiento de los fluidos de los yacimientos puede cambiar con el tiempo, es normal hacer un estudio de tratamiento químico cada 2 ó 3 años. A veces solo basta con pruebas de botella para comprobar si el químico usado actualmente es aún el más eficiente para el tratamiento de las emulsiones de un campo.

4.1.6 Problemas con los desemulsificadores. El problema más común con los desemulsificadores es la sobredosis. Un pobre tratamiento, agua sucia Un pobre tratamiento, agua sucia y crecimiento de la interfase, son síntomas de sobredosis de químico. La sobredosis puede ocurrir por un incremento en la tasa de dosificación por ejemplo ir de 5 a 20 ppm o por la acumulación gradual de químico en el sistema. Otro problema es que la viscosidad de los desemulsificadores cambia con la temperatura. Muchos desemulsificadores son químicos viscosos cuya habilidad para ser bombeados cambian drásticamente con disminución en la temperatura.

4.1.7 Tratamiento Químico en la planta STLA. En la planta STLA el tratamiento químico se aplica a la corriente de agua proveniente de los tanques TK-70 y 80, a esta corriente se le adicionan coagulante y floculante para retirarle el hidrocarburo y sólidos, una vez dosificada la cantidad requerida para su clarificación se realiza un mezclado en línea, pasando por gravedad a una piscina de decantación donde se retira el lodo remanente, este lodo es enviado para el tanque de reproceso de natas TK-10. La piscina tiene una serie de barreras que permiten detener el lodo floculado.

Coagulación²⁹. Es un proceso de desestabilización química de las partículas coloidales que se producen al neutralizar las fuerzas que los mantienen separados, por medio de la adición de los coagulantes químicos y la aplicación de la energía de mezclado.

La coagulación es el tratamiento más eficaz pero también es el que representa un gasto elevado cuando no está bien realizado. Es igualmente el método universal porque elimina una gran cantidad de sustancias de diversas naturalezas y de peso de materia que son eliminados al menor costo, en comparación con otros métodos.

²⁸ Ibid., p. 390

²⁹ CARDENAS Yolanda. "Tratamiento de agua coagulación y floculación". [En Línea], http://www.sedapal.com.pe/c/document_library/get_file?uuid=2792d3e3-59b7-4b9e-ae55-56209841d9b8&groupId=10154. [Citado el 10 de Septiembre de 2016].

El proceso de coagulación mal realizado también puede conducir a una degradación rápida de la calidad del agua y representa gastos de operación no justificadas. Por lo tanto que se considera que la dosis del coagulante condiciona el funcionamiento de las unidades de decantación y que es imposible de realizar una clarificación, si la cantidad de coagulante está mal ajustada.

Los componentes son productos químicos que al adicionar al agua son capaces de producir una reacción química con los componentes químicos del agua, especialmente con la alcalinidad del agua para formar un precipitado voluminoso, muy absorbente, constituido generalmente por el hidróxido metálico del coagulante que se está utilizando. Los principales coagulantes utilizados para desestabilizar las partículas y producir el floc son:

- a) Sulfato de Aluminio.
- b) Aluminato de Sodio.
- c) Cloruro de Aluminio.
- d) Cloruro Férrico. e) Sulfato Férrico.
- f) Sulfato Ferroso.
- g) Polielectrolitos (Como ayudantes de floculación).

Siendo los más utilizados las sales de Aluminio y de Hierro; cuando se adiciona estas sales al agua se producen una serie de reacciones muy complejas donde los productos de hidrólisis son más eficaces que los iones mismos; estas sales reaccionan con la alcalinidad del agua y producen los hidróxidos de aluminio o hierro que son insolubles y forman los precipitados.

Es necesario tener en cuenta los siguientes factores con la finalidad de optimizar el proceso de coagulación:

- **pH.** el pH es una medida de la actividad del ion hidrógeno en una solución, y es igual a:

$$Ph = -\log \{H^+\} \quad (\text{Ecuación 1})$$

El pH es la variable más importante a tener en cuenta al momento de la coagulación, para cada agua existe un rango de pH óptimo para la cual la coagulación tiene lugar rápidamente, ello depende de la naturaleza de los iones y de la alcalinidad del agua. El rango de pH es función del tipo de coagulante a ser utilizado y de la naturaleza del agua a tratar; si la coagulación se realiza fuera del rango de pH óptimo entonces se debe aumentar la cantidad del coagulante; por lo tanto la dosis requerida es alta.

Para sales de aluminio el rango de pH para la coagulación es de 6.5 a 8.0 y para las sales de hierro, el rango de pH óptimo es de 5.5 a 8.5 unidades.

- **Sales disueltas.** Las sales contenidas dentro del agua ejercen las influencias siguientes sobre la coagulación y floculación:
 - Modificación del rango de pH óptimo.
 - Modificación del tiempo requerido para la floculación.
 - Modificación de la cantidad de coagulantes requeridos.
 - Modificación de la cantidad residual del coagulante dentro del efluente.
- **Temperatura del agua.** La variación de 1°C en la temperatura del agua conduce a la formación de corrientes de densidad (variación de la densidad del agua) de diferentes grados que afectan a la energía cinética de las partículas en suspensión, por lo que la coagulación se hace más lenta; temperaturas muy elevadas desfavorecen igualmente a la coagulación.

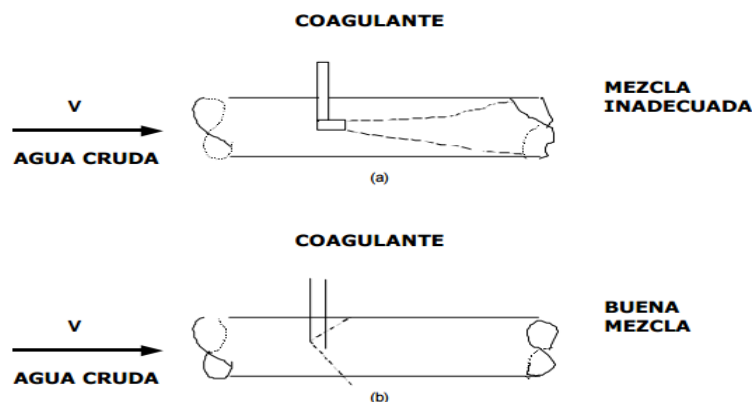
Una disminución de la temperatura del agua en una unidad de decantación conlleva a un aumento de su viscosidad; esto explica las dificultades de la sedimentación de un floc.

- **Tipo de coagulante utilizado y dosis.** La cantidad del coagulante a utilizar tiene influencia directa en la eficiencia de la coagulación, así:
 - Poca cantidad del coagulante, no neutraliza totalmente la carga de la partícula, la formación de los microfloculos es muy escaso, por lo tanto la turbiedad residual es elevada. °
 - Alta cantidad de coagulante produce la inversión de la carga de la partícula, conduce a la formación de gran cantidad de microfloculos con tamaños muy pequeños cuyas velocidades de sedimentación muy bajas, por lo tanto la turbiedad residual es igualmente elevada.
 - La selección del coagulante y la cantidad óptima de aplicación; se determina mediante los ensayos de pruebas de botella.
- **Condiciones de Mezcla.** El grado de agitación que se da a la masa de agua durante la adición del coagulante, determina si la coagulación es completa; turbulencias desiguales hacen que cierta porción de agua tenga mayor concentración de coagulantes y la otra parte tenga poco o casi nada; la agitación debe ser uniforme e intensa en toda la masa de agua, para asegurar que la mezcla entre el agua y el coagulante haya sido bien hecho y que se haya producido la reacción química de neutralización de cargas correspondiente.

En el transcurso de la coagulación y floculación, se procede a la mezcla de productos químicos en dos etapas. En la primera etapa, la mezcla es enérgica y de corta duración (60 seg., máx.) llamado mezcla rápida; esta mezcla tiene por objeto dispersar la totalidad del coagulante dentro del volumen del agua a tratar, y en la segunda etapa la mezcla es lenta y tiene por objeto desarrollar los microfloculos.

- **Sistemas de aplicación de los coagulantes.** Se considera que una reacción adecuada del coagulante con el agua se produce cuando:
 - La dosis del coagulante que se adicione al agua es en forma constante y uniforme en la unidad de mezcla rápida, tal que el coagulante sea completamente dispersado y mezclado con el agua.
 - El sistema de dosificación debe proporcionar un caudal constante y fácilmente regulable; en las siguiente fig. 8 se observan las condiciones de mezcla del coagulante con el agua; se observa que la mejor mezcla es cuando el coagulante adicionado cae en su totalidad a la masa de agua (fig. 8b). Esta condición se obtiene por medio de los equipos de dosificación tanto para los coagulantes al estado sólido y estado líquido, que deben encontrarse calibrados y comprobados en la práctica por medio de las pruebas de aforamiento.

FIG. 8: Condiciones de Mezcla.



Fuente: CARDENAS Yolanda. "Tratamiento de agua coagulación y floculación". [En Línea], http://www.sedapal.com.pe/c/document_library/get_file?uuid=2792d3e3-59b7-4b9e-ae55-56209841d9b8&groupId=10154. [Citado el 10 de Septiembre de 2016].

Floculación. Es el proceso que sigue a la coagulación, que consiste en la agitación de la masa coagulada que sirve para permitir el crecimiento y

aglomeración de los flóculos recién formados con la finalidad de aumentar el tamaño y peso necesarios para sedimentar con facilidad.

Estos flóculos inicialmente pequeños, crean al juntarse aglomerados mayores que son capaces de sedimentar.

La floculación es favorecida por el mezclado lento que permite juntar poco a poco los flóculos; un mezclado demasiado intenso los rompe y raramente se vuelven a formar en su tamaño y fuerza óptimos. La floculación no solo incrementa el tamaño de las partículas del flóculo, sino que también aumenta su peso.

Los floculantes son polímeros o polielectrolitos con pesos moleculares muy elevados moléculas orgánicas solubles en agua formadas por bloques denominados monómeros, repetidos en cadenas larga.

Estos floculantes pueden ser de naturaleza: mineral, orgánico natural y orgánico de síntesis.

- **Floculantes Minerales.** Se encuentra la sílice activada, que es el primer floculante empleado, que debe ser preparado antes de emplear, su preparación es tan delicada y presenta el riesgo de la gelatinización; produce la neutralización parcial de la alcalinidad de silicato de sodio en solución. (caso Atarjea en los años 70 – 80, se utilizó en el tratamiento de agua).
- **Floculantes Orgánicos Naturales.** Son polímeros naturales extraídos de sustancias animales o vegetales.
- **Floculantes Orgánicos de Síntesis.** Son los más utilizados y son macromoléculas de una gran cadena, obtenidos por asociación de monómeros sintéticos con masa molecular elevada de 106 a 107 gr./mol.

Aplicación práctica de los coagulantes y floculantes.

Requisitos Principales. La aplicación de los coagulantes desde el punto de vista práctico en la operación de una Planta de Tratamiento, requieren de:

- **Verificación del caudal de tratamiento.**

Se deben considerar 2 aspectos fundamentales

- Calibración del Equipo de Medición (caudalímetro; correntómetros; etc).

- Ajuste de las Curvas de Calibración para el Punto de Medición y verificación de las curvas de medición para cada condición de flujo.
- La dosificación de los productos químicos.

- Estados de Presentación Productos Químicos:

Productos Líquidos: son utilizados puros o diluidos por medio de equipos de bombeo o por sistemas de gravedad.

- Aplicación de Productos Químicos: La aplicación de productos químicos en la planta requiere de las siguientes precauciones fundamentales:
 1. Concentración de las soluciones, se deben tener en cuenta los límites de solubilidad y la naturaleza del agua de dilución. No realizar diluciones sin control, ya que se produce la hidrólisis antes de la aplicación además de presentar dificultad en la determinación del consumo real de los productos químicos
 2. La dispersión, se debe realizar por un sistema de dispersión a fin de evitar la formación de los aglomerados que son difíciles de disolverse.
 3. Agitación necesaria, para conseguir la mezcla completa de los productos químicos, en el caso de los polielectrolitos es recomendable agitar 30 minutos más después de haber sido preparado, requerido para el desarrollo completo de la cadena polimérica.
- **El manejo de los Equipos / Aparatos de medida y los medios de medición:** La utilización de un densímetro y la curva correspondiente entre la densidad y la concentración de la solución considerada, permite conocer la concentración real en el momento de la medición; en cada recepción del Sulfato de Aluminio Solución se mide la densidad de la solución.

4.2 MÉTODOS FÍSICOS

Este método nos permite tratar las emulsiones cambiando sus propiedades físicas mediante la separación y reducción de volumen y normalmente constituyen la primera etapa dentro de un tratamiento global.

Tabla 7. Tratamientos físicos de RESPEL.

TIPO DE TRATAMIENTO	DESCRIPCIÓN
SEPARACIÓN MANUAL	Elimina residuos seleccionados mediante inspección visual
CRIBADO Y TAMIZADO	Elimina el material grueso
SEDIMENTACIÓN	Asienta los sólidos para separarlos del líquido
DECANTACIÓN	Elimina el contenido de agua
CENTRIFUGACIÓN	Elimina el contenido de agua
AUTOCLAVE	Esteriliza los residuos mediante calor y presión
FILTRACIÓN	Separa mezclas heterogéneas de sólidos y líquidos
ABSORCIÓN	Adhiere contaminantes sobre superficies controladas
LAVADO DEL SUELO	Extrae contaminantes solubles
SECADO DEL LODO	Elimina líquidos retenidos en los lodos

Fuente: MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL República de Colombia. Gestión integral de residuos o desechos peligrosos. Primera edición. [En línea] [Fecha de consulta: 28 de Marzo de 2016]. disponible en: (http://www.minambiente.gov.co/images/AsuntosambientalesySectorialyUrbana/pdf/sustancias_qu%C3%ADmicas_y_residuos_peligrosos/gestion_integral_respel_bases_conceptuales.pdf)

En la planta STLA se reciben los lodos aceitosos provenientes de las piscinas de retrolavados del CPF y los fluidos iniciales de producción de un pozo con una carga inicial de 60 – 70% de BSW; cuando son fluidos que provienen de las

piscinas de retrolavados son fluidos que ya pasaron por todo un proceso complejo en donde se retiraron las partículas de aceite más grandes con un tamaño entre 100 – 20 microns, entonces ya con estos fluidos definitivamente se tiene que tener un tratamiento en el que se aplique nuevos sistemas y nuevas tecnologías de separación, para el caso de los fluidos iniciales de producción de los pozos se reciben en la planta debido a que las aguas que vienen con el crudo son salmueras constituidas por almidón, goma xantica, soda caustica, lubricantes, carbonatos entre otros y no es posible el tratamiento en el CPF porque puede comprometer el tratamiento de la producción de crudo en el campo, entonces cuando tratamos estos fluidos en la planta STLA nos estamos asegurando de recuperar el crudo y dar un buen manejo a las aguas residuales.

En esta la tabla 8 podemos observar los métodos de separación, el tipo de equipos y el tamaño de gota a retirar.

Tabla 8. Equipos de tratamientos de producción de agua.

EQUIPO DE TRATAAMIENTO DE PRODUCCION DE AGUA		
Método	Tipo de equipo	Capacidad Mínima aproximada de tamaño de Partícula a remover (Micrones)
Separación por gravedad	Tanke Skimmer o vasijas Separadores API	120-150
Platos Coalescentes	Platos Interceptores paralelos Platos interceptores currugados Separadores de flujo cruzado Separadores de flujo mixto	30-50
Coalescencia mejorada	Precipitadores Filtros Coalescedores turbulentos de flujo libre	10-15
Flotación de gas	Gas disuelto Gas disuelto mecánicamente Gas disuelto Hidráulicamente	10-20
Separadores de gravedad mejorados	Hidrociclones centrífugas	15-30
Filtración	Membrana multimedia	1+

Fuente: ARNOLD Ken, STEWART Maurice. Surface Production Operations, Design of Oil – Handling Systems and Facilities, 3 ra Edición, Volumen 1. Capítulo 9. USA, 2008.p. 499

4.2.1 Principio de separación³⁰ La función de todos los equipos de tratamiento es remover las partículas de aceite de las partículas de agua. En las unidades de separación por gravedad, la diferencia de gravedades específicas lleva al aceite a flotar sobre la superficie del agua. La dispersión de las gotas de aceite se origina durante el viaje desde la cara del pozo hasta los equipos de superficie, cuando la energía del sistema es alta las gotas se dispersan llegando a tamaños muy pequeños. Cuando la energía es menor, la pequeñas gotas chocan y van formando gotas de mayor tamaño, este proceso es llamado coalescencia.

4.2.1.1 Separación por gravedad. Son los equipos de tratamiento más usados. Las gotas de aceite tienden a desplazarse hacia arriba por diferencia de densidades y la fuerza de boyanza que es ejercida sobre ellas. Esta es resistida por una fuerza de dragado causado por el movimiento vertical a través del agua. Cuando las dos fuerzas son iguales, una constante de velocidad es alcanzada, lo cual puede ser calculada por la ley de Stokes así:

$$V_t = \frac{1.78 \times 10^{-6} (\Delta S.G.) (dm)^2}{\mu} \quad (\text{Ecuación 2})$$

V_t = Velocidad final de asentamiento, ft/s

dm = Diámetro de la gota de aceite, micras

$\Delta S.G$ = Diferencias entre las gravedades específicas del agua y del aceite

μ = Viscosidad del agua (fase continua), cp

Varias conclusiones han sido sacadas de esta ecuación:

1. A mayor diámetro de partícula mayor será la velocidad de asentamiento.
2. A mayor diferencia de densidades entre el agua y el aceite mayor será la velocidad de asentamiento.
3. A mayor temperatura, la viscosidad se reduce y por lo tanto la velocidad de asentamiento es menor.

4.2.1.2 Dispersión³¹. Una gota de aceite oscilante llega a ser inestable cuando la energía cinética es suficiente para compensar la diferencia en la energía superficial entre una sola gota y las dos pequeñas gotas formadas por este. Al mismo tiempo que este proceso está ocurriendo, el movimiento de las partículas más pequeñas de aceite, está causando que la coalescencia ocurra. Por lo tanto, esto puede ser posible definiendo

³⁰ ARNOLD Ken, STEWART Maurice. Op. cit., p. 500

³¹ *Ibíd.*, p. 503

estáticamente un máximo tamaño de gota para una energía dada por unidad de masa y tiempo al cual la rata de coalescencia es igual a la rata de dispersión.

Una relación para el máximo tamaño de partícula que puede existir es equilibrio fue propuesta por Hinze:

$$dm_{\acute{a}x} = 432 \left(\frac{tr}{\Delta P} \right)^{2/5} \left(\frac{\sigma}{\rho_w} \right)^{3/5} \text{ (Ecuación 3)}$$

$dm_{\acute{a}x}$ = Diámetro de la gota por encima del cual el tamaño es únicamente el 5% del volumen de aceite contenido, micras

σ = Tensión superficial, dinas/cm.

ρ_w = Densidad, gr/cm³.

ΔP = Delta de presión, psi.

tr = Tiempo de retención, minutos.

4.2.1.3 Coalescencia³². El proceso de coalescencia en sistemas de tratamiento de aguas residuales depende más del tiempo que el proceso de dispersión. En dispersiones de dos fluidos inmiscibles, coalescencia inmediata puede ocurrir cuando dos gotas chocan. Si el par de gotas es expuesto a flujo turbulento y la energía cinética inducida en el par de gotas es mayor que la energía de adhesión entre ellas, el contacto puede ser roto.

4.2.1.4 Flotación³³. El proceso de flotación mejora la separación de las gotas de aceite del agua. El objetivo es incrementar la diferencia en la densidad entre los dos fluidos por medio de la adición de burbujas de gas a las gotas de aceite. El proceso de flotación puede reducir el tiempo de retención en la vasija, de ese modo se reduce también el tamaño de la vasija de separación permitiendo que un tamaño de gota específico flote sobre la superficie o disminuyendo el tamaño de la gota de aceite que puede ser capturada por una vasija de separación de tamaño específico.

³² *Ibíd.*, p. 502

³³ *Ibíd.*, p. 504

5. NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA EL TRATAMIENTO DE EMULSIONES³⁴

Aunque históricamente los mecanismos tradicionales han permitido obtener buenos resultados en cuanto al cumplimiento de las especificaciones de calidad del crudo para su bombeo por oleoductos, y del agua para vertimiento o reinyección, se ha visto en las últimas décadas el surgimiento de propuestas tecnológicas novedosas que propenden por la obtención de resultados que satisfagan las necesidades de calidad reduciendo el costo de tratamiento de los fluidos.

De forma contraria a las técnicas tradicionales, que aprovechan la gravedad como único mecanismo de asentamiento de las gotas dispersas, las nuevas tecnologías buscan otros horizontes. Así, equipos como los tratadores centrífugos buscan el aprovechamiento de las fuerzas rotacionales, y el uso de campos magnéticos y ultrasonidos, pretenden atacar las emulsiones en un nivel microscópico.

5.1 TEORÍA Y SEPARACIÓN POR MEDIO DE TRATADORES CENTRÍFUGOS³⁵

Los tratadores centrífugos fueron desarrollados durante la década de 1970 como una propuesta que pretende simplificar el tratamiento de crudo, reduciendo el espacio requerido para el equipo y el tiempo de residencia de los fluidos. En estos equipos, la separación no se basa exclusivamente en el aprovechamiento de la aceleración de la gravedad, sino que se introduce un componente rotacional en la sedimentación de las partículas dispersas. Si bien su propuesta data de cuarenta años atrás, su implementación en campos de petróleo recién ha iniciado en el siglo XXI.

5.2. TEORÍA DE LA DECANTACIÓN CENTRÍFUGA³⁶

Las centrífugas se utilizan para separar partículas finas y pequeñas gotas de líquidos. La ecuación del movimiento de una partícula que se desplaza en un

³⁴ SANTOS Nicolás. Op. cit., p. 119

³⁵ *Ibíd.*, p. 120

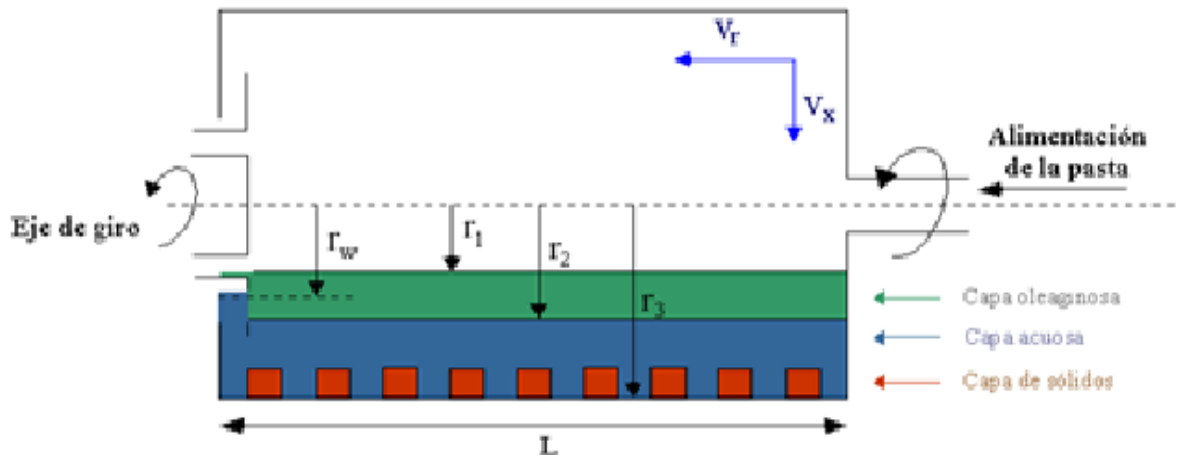
³⁶ ESPINOZA F y MOYA A. "Simulación del decantador centrifugo en la extracción de aceite de oliva virgen". [En Línea], <http://www.ujaen.es/huesped/aceite/articulos/decanter.html>. [Citado el 10 de Noviembre de 2016].

fluido bajo la acción de un campo centrífugo, será parecida a la del desplazamiento de una partícula en un campo gravitatorio, exceptuando que la aceleración de la gravedad, g , debe ser sustituida por la aceleración centrífuga, rw^2 , donde r es el radio de giro y w es la velocidad angular.

La velocidad de sedimentación de las partículas será mucho mayor en una centrífuga que en un campo gravitacional. Un coloide o una emulsión pueden ser completamente estables bajo la acción ordinaria de la gravedad, ya que en estas condiciones las fuerzas de dispersión originadas por el movimiento browniano son mucho mayores que las fuerzas de gravedad. Sin embargo en una centrífuga el coloide o la emulsión pueden destruirse completamente ya que la fuerza centrífuga puede superar los efectos de las fuerzas de dispersión. La relación entre la aceleración centrífuga y la de la gravedad (rw^2/g) constituye una medida del poder de separación de una centrífuga. Esta relación puede tener un valor de hasta 10000.

La velocidad de una partícula en el seno de un fluido y dentro de una centrífuga, puede estudiarse mediante dos componentes: una radial, v_r , perpendicular al eje de giro, y otra axial, v_x , paralela al eje de giro, como se muestra en la Figura 9

FIG.9: Esquema de una centrífuga



Fuente: ESPINOZA F y MOYA A. "Simulación del decantador centrífugo en la extracción de aceite de oliva virgen". [En Línea], <http://www.ujaen.es/huesped/aceite/articulos/decanter.html>. [Citado el 10 de Noviembre de 2016].

Si la concentración de sólidos a la entrada es suficientemente baja como para que no haya interacción entre las partículas, la velocidad radial puede venir dada por la ley de Stokes debidamente modificada. Despreciando, además, los efectos de la

aceleración lineal de la partícula:

$$Vr = \frac{dm^2(\rho d - \rho c)}{18\mu} \omega^2 r \quad (\text{Ecuación 4})$$

Donde

Vr: Velocidad de separación.

d: Diámetro de la partícula.

ρ d: Densidad de la fase dispersa.

ρ c: Densidad de la fase continua.

μ : Viscosidad de la fase continua.

ω : Velocidad angular. ($2\pi \cdot f$)

r: Distancia desde el centro de rotación.

De esta manera se consigue que al tener altas velocidades de rotación se consigan también altas velocidades de sedimentación y altas eficiencias de separación, lo cual permite que pequeñas gotas de agua, e incluso sólidos finos que no consiguen asentarse por métodos convencionales, se precipiten y separen, consiguiendo crudos muy limpios.

La fuerza de rozamiento que actúa sobre una burbuja de gas o una gota de líquido no será la misma, en general, que la que actúa sobre una partícula rígida, ya que en el interior de aquellas se establecen corrientes de circulación. De esta forma se reduce el gradiente de velocidad en la superficie, siendo, por tanto, la fuerza de rozamiento menor que para la partícula rígida. Hadamard demostró que si se desprecian los efectos de energía superficial, la velocidad final de caída de una gota, determinada mediante la ley de Stokes, debe multiplicarse por un factor kh para considerar la circulación interna, que se calcula mediante la expresión:

$$Kh = \frac{3\mu - 2\mu_1}{2\mu - 3\mu_1} \quad (\text{Ecuación 5})$$

Siendo μ la viscosidad del fluido continuo y μ_1 la del fluido que forma la gota o burbuja. Si μ_1/μ es grande kh tiende a 1, caso de la gota de aceite en agua; y si μ_1/μ es pequeño kh tiende a 1,5, como ocurre con el caso de la gota de agua en aceite.

Por otra parte, la velocidad de sedimentación de las partículas en una suspensión concentrada disminuye debido al incremento tanto de la viscosidad de la suspensión como de la densidad, se dice que las partículas grandes son retardadas y las pequeñas son aceleradas. Se han llevado a cabo numerosos intentos para predecir la velocidad aparente de sedimentación de una suspensión concentrada, utilizando la densidad y la viscosidad de la suspensión en lugar de las propiedades del fluido, en esta línea, Steinour propone multiplicar la velocidad

dada por la ley de Stokes por:

$$K_s = e^2 * 10^{-1.82(1-e)} \quad (\text{Ecuación 6})$$

Donde e es la porosidad de la suspensión y $e=1-C$ y C=fracción volumétrica de sólidos o partículas.

En cuanto a la componente axial de la velocidad, si consideramos un perfil de velocidades del líquido uniforme la expresión para el cálculo de esta se simplifica mucho:

$$V_x = \frac{Q}{\pi(r_3^2 - r_1^2)} \quad (\text{Ecuación 7})$$

Donde Q es la velocidad de flujo volumétrico de la alimentación, r_3 el radio de la centrífuga y r_1 el radio de la superficie del líquido.

Tiempo de sedimentación centrífuga, t_r es el tiempo que tarda la partícula en llegar en la pared de la centrífuga desde cualquier punto r:

$$t_s = \frac{18\mu \ln(r_3/r)}{\Delta\rho d^2 \omega^2 K_h * K_s} \quad (\text{Ecuación 8})$$

Tiempo de residencia de la partícula desde que entra hasta que sale se tiene:

$$t_r = \frac{V}{Q} = \frac{\pi L \ln(r_3/r)}{Q} \quad (\text{Ecuación 9})$$

Donde V es la capacidad volumétrica efectiva de la centrífuga y L la longitud de la misma.

En una distribución uniforme representa la fracción de partículas de un tamaño determinado que sedimentan (Svarovsky, 1990). Llamando diámetro de corte, d_{50} , al tamaño de partícula que tiene una probabilidad del 50% de depositarse, entonces tenemos:

$$d_{50}^2 = \frac{18\mu \ln [(2r_3^2)/(r_3^2 + r_1^2)]}{2\Delta\rho \omega^2 t_r * K_h * K_s} \quad (\text{Ecuación 10})$$

Separación de dos líquidos inmiscibles. Estudiemos el problema de separación de dos líquidos inmiscibles en una centrífuga y la colocación de las represas por donde han de salir. En la Figura 9 se observa que r_2 es el radio de la superficie de separación de los dos líquidos y r_w el radio de la represa por donde ha de salir el líquido más denso ya que el más ligero saldrá por r_1 que es el radio

de la superficie de líquido en contacto con el aire del interior del recipiente. El correspondiente r_w será tal que la presión desarrollada en la pared del recipiente por el líquido pesado solo al fluir sobre la represa sea igual a la originada por los dos líquidos en el interior del recipiente.

$$(1/2) p_2 w^2 (r_3^2 - r_w^2) = (1/2) p_2 w^2 (r_3^2 - r_2^2) + (1/2) p_1 w^2 (r_2^2 - r_1^2)$$

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{r_2^2 - r_1^2}{r_2^2 - r_w^2} \quad (\text{Ecuación 11})$$

Si Q_1 y Q_2 son las velocidades volumétricas de alimento del líquido ligero y pesado, suponiendo que no existe deslizamiento entre los líquidos y el recipiente:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{r_2^2 - r_1^2}{r_2^2 - r_w^2} \quad (\text{Ecuación 12})$$

La ecuación anterior nos permite calcular el valor de r_2 para unas condiciones de operación dadas.

5.2.1 Ventajas y desventajas³⁷. Las principales ventajas de este sistema son:

- Alta capacidad por cada unidad de centrifugación.
- Menor requerimiento de calor, debido a que las unidades permiten obtener buenos resultados de BSW a temperaturas menores que las requeridas al usar otro tipo de equipos.
- Menores requerimientos de solventes como la nafta, los cuales son usados para diluir los fluidos durante el proceso de tratamiento.
- Mayor eficiencia para retirar pequeñas partículas emulsionadas y sólidos de grano fino.
- Permite un rango amplio de operación, manejando fluidos con altos y bajos cortes de agua.
- Los equipos tienen un alto grado de automatización, lo cual facilita la operación.

Evidentemente, existen algunas desventajas relacionadas con el uso de este tipo de equipos. Las más destacadas son:

³⁷SANTOS Nicolás. Op. cit., p. 124

- No manejan más de un 5% de gas libre, por lo cual se requiere la instalación de un separador antes del tratador centrífugo.
- No son recomendables para el tratamiento de fluidos que contienen altos cortes de sólidos, pues la presencia de éstos en un sistema que se encuentra operando a altas velocidades genera problemas de erosión en los componentes móviles, reduciendo la vida útil de los equipos.
- El consumo de energía eléctrica es notable. Aunque durante la evaluación económica debe tenerse presente la reducción de otros costos operacionales como el uso de solventes, productos químicos y tratadores térmicos, los cuales podrían no ser necesarios.

5.2.2 Funcionamiento y componentes de las centrifugas. Para el tratamiento de lodos aceitosos en la planta STLA se tiene la tricanter Flottweg serie Z5E (ver figura 10)

FIG.10: Datos técnicos Tricanter Flottweg de la serie Z5E.

DATOS TECNICOS TRICANTER FLOTTEWEG DE LA SERIE Z	
	
Modelo	Z5E
Materiales de construcción	Todas las partes en contacto con el producto son fabricadas en acero inoxidable de alta calidad como Duplex, AISI 316 TI (1,471).
Velocidad máxima del tambor (rpm)	3500
Fuerza centrífuga	3360 G
Dimensiones generales (L, AN, A)	4490 x 1590 x 1120 mm
Peso bruto (kg)	6100
Potencia del motor	90
Accionamiento del motor (kW)	90
Capacidad hidráulica Max GPM	219 GPM

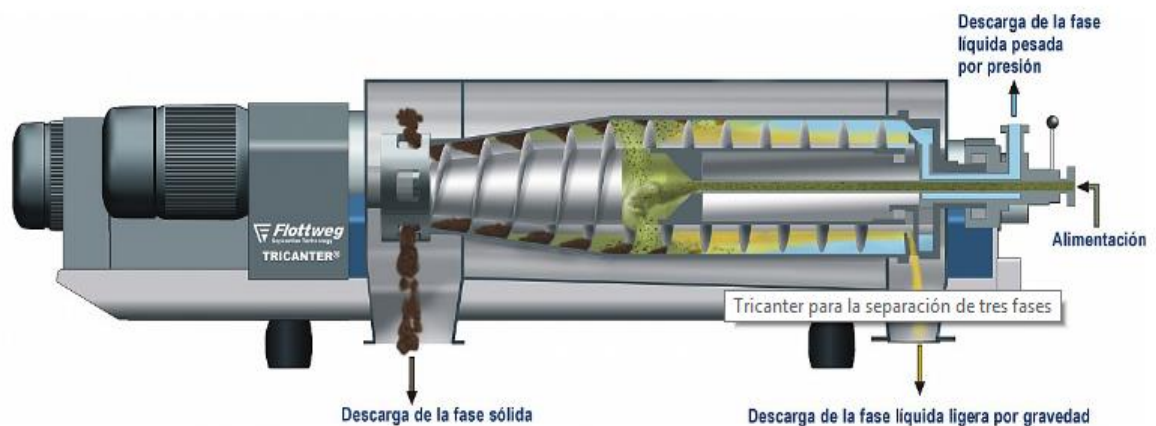
Fuente: información suministrada por Pacific E&P.

El Tricanter Flottweg³⁸ permite separaciones de mezclas de 3 fases, es decir, la separación simultánea de dos fases líquidas no miscibles con diferentes densidades y una fase sólida la cual es la más pesada de todas las fases. El proceso de funcionamiento es parecido al de un decanter. La diferencia más importante en comparación con el decanter es básicamente la descarga separada de ambas fases líquidas.

El Tricanter® Flottweg descarga el líquido más denso a presión mediante el rodete ajustable y la fase ligera la descarga por gravedad (ver figura 11). La ventaja que ofrece el rodete ajustable es que permite ajustar la posición de la zona de separación en la máquina y por consiguiente el grado de separación mientras la máquina está en funcionamiento. Esto permite alcanzar el más alto grado de pureza de los líquidos, de manera tal que, en algunas aplicaciones no se requieran realizar etapas de separación posteriores.

Los componentes principales de una centrifuga son los siguientes:

FIG.11: Flujo de los líquidos y sólidos en un Tricanter® Flottweg



Fuente: FLOTTWEG SEPARATION AND TECHNOLOGY Flottweg. [En Línea], <https://www.flottweg.com/es/la-gama-de-productos/tricanter/>. [Citado el 15 de Septiembre de 2016].

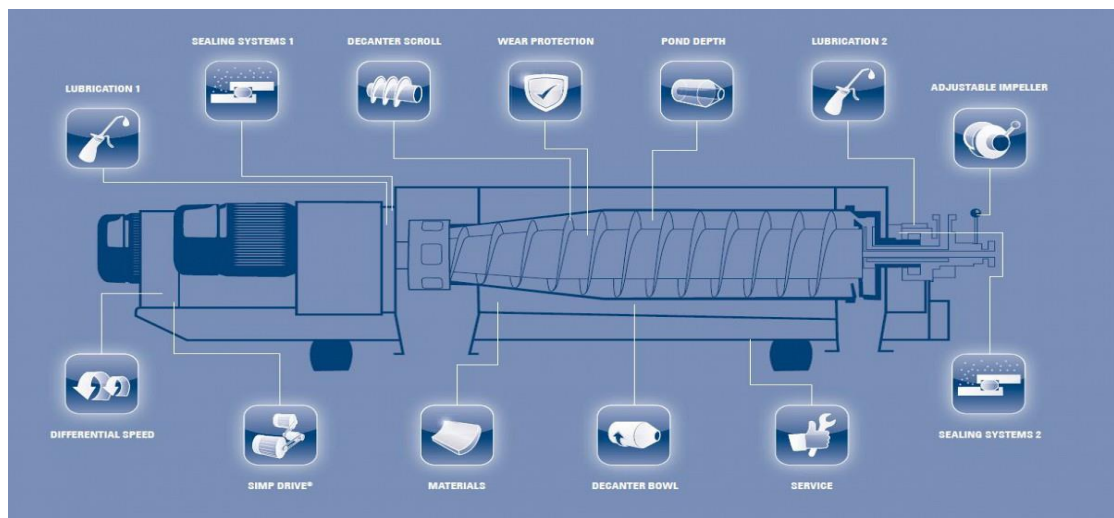
Tornillo sin fin o decanter scroll. Las sustancias sólidas se depositan en la pared interna del tambor debido a la fuerza centrífuga. El tornillo sinfín actúa de transportador, ya que gira a una velocidad de rotación diferencial (en relación a la

³⁸ TECNOLOGÍA CENTRÍFUGA FLOTTWEG PARA EL PROCESAMIENTO DE LODOS QUE CONTIENEN HIDROCARBUROS. Flottweg. [En Línea], https://www.flottweg.com/fileadmin/user_upload/data/pdf-downloads/Oelschlamm-ES.pdf. [Citado el 15 de Septiembre de 2016].

del tambor), lo que produce un lento movimiento relativo que permite impulsar los sólidos hacia el lado de menor diámetro del cono.

La diferencia en la velocidad de rotación determinará el tiempo de permanencia de las sustancias sólidas en el tambor. Por lo tanto, dicho diferencial de velocidad es decisivo para la sequedad deseada de los sólidos y se puede ajustar de forma óptima en base a la tarea de separación. La experiencia de otros proyectos y procedimientos ha demostrado que no existe un "tornillo sinfín" estándar. Por consiguiente, los tornillos sinfín de Flottweg se desarrollan y acaban de forma expresa según las necesidades individuales de cada cliente y las especificidades de cada proceso.

FIG.12: Componentes de una centrifuga Flottweg



Fuente: FLOTTWEG SEPARATION AND TECHNOLOGY Flottweg. [En Línea], <https://www.flottweg.com/es/la-gama-de-productos/tricanterr/>. [Citado el 15 de Septiembre de 2016].

Tambor o pond depth. El producto alcanza en el tambor la velocidad máxima, lo que hace que las sustancias sólidas se depositen en la pared interna del mismo. Esto es resultado de la elevada fuerza centrífuga que actúa sobre las partículas de los sólidos. La característica distintiva del tambor es su forma cilíndrico-cónica. A la hora de fabricar el elemento cilíndrico-cónico del tambor, es posible adaptar sus componentes a los distintos procesos de separación (longitud del cilindro, ángulo del extremo cónico y diámetro de la zona de descarga).

El tamaño del tambor se mide en base a la relación existente entre el diámetro (D) y la longitud (L). Existen varios modelos adaptados a distintos requisitos y aplicaciones (corto 1:2; mediano 1:3 y grande 1:4).

- Máquinas cortas (1:2), cuando se necesita pequeña zona de clarificación.
- Máquinas largas (1:4), cuando se necesitan zonas de clarificación mayores.

Simp Drive. El accionamiento Simp-Drive® regula la velocidad diferencial entre el tambor y el tornillo sinfín en función del par motor del tornillo. La velocidad diferencial determina el tiempo de permanencia de los sólidos en el tambor, por lo que tiene una gran influencia en el proceso de separación. La velocidad diferencial y la del tambor se pueden regular de forma independiente y con el sistema en marcha, gracias al sistema especial de traslación mecánica del Simp-Drive® (engranaje planetario especial).

El eje del engranaje funciona mediante un motor de frecuencia regulada que permite ajustar la velocidad de forma óptima. Otro motor (controlado por un variador de frecuencia) acciona el tambor del decantador, permite rebasar con facilidad el momento de inercia y regula la velocidad del tambor según sea necesario.

Los cambios efectuados en la zona de alimentación inciden en el par motor del tornillo sinfín, dado que el tornillo tiene que desplazar cantidades variables de sólidos, produciéndose con ello una carga también variable. Esto requiere que se tenga que adaptar continuamente la velocidad diferencial, pues es la única manera de obtener una calidad homogénea en la expulsión de sólidos.

Descarga de los líquidos. El líquido clarificado fluye por el extremo cilíndrico del tambor y desde allí se expulsa a través de unas salidas. En dichas salidas hay unas represas/anillos perfectamente ajustados que permiten regular la profundidad de estanque en el tambor. El líquido clarificado se expulsa sin presión hacia la carcasa de la centrífuga. Estas represas ajustadas con precisión constituyen el mecanismo de descarga de los decantadores Flottweg.

Las represas integradas tienen 40 configuraciones posibles. Se encuentran ajustadas en el diámetro de perforación A o B. A partir de este diámetro se suma o resta el valor de la posición de los tornillos excéntricos.

¿Pero cómo se deben ajustar las represas para obtener el resultado deseado?

Ventajas de la descarga de líquidos de Flottweg:

- Adaptación óptima a circunstancias cambiantes.
- Represas Flottweg para conseguir propiedades perfectas de separación y un producto óptimo.
- Ajuste exacto y variable de la profundidad de estanque (mediante cambios en el diámetro).

- Ajuste sencillo de las represas/anillos de regulación (no es necesario desmontar piezas).

FIG.13: Ajuste de la represa.



Fuente: FLOTTWEG SEPARATION AND TECHNOLOGY Flottweg. [En Línea], <https://www.flottweg.com/es/la-gama-de-productos/tricanter/>. [Citado el 15 de Septiembre de 2016].

Rodete ajustable o ajustable impeller. Se puede desplazar el líquido clarificado con ayuda de un rodete. De esta manera, el líquido circula bajo presión en un sistema cerrado. Para que el funcionamiento sea correcto, no debe haber fase sólida en el líquido centrifugado, ya que podría causar un bloqueo en el rodete.

El ajuste permite modificar la posición del rodete, de manera que el líquido se descarga en base a distintos diámetros (con un simple movimiento de palanca). El ajuste del rodete permite un rendimiento óptimo del proceso de separación, ya que permite reaccionar con rapidez a distintas calidades de producto en la zona de alimentación.

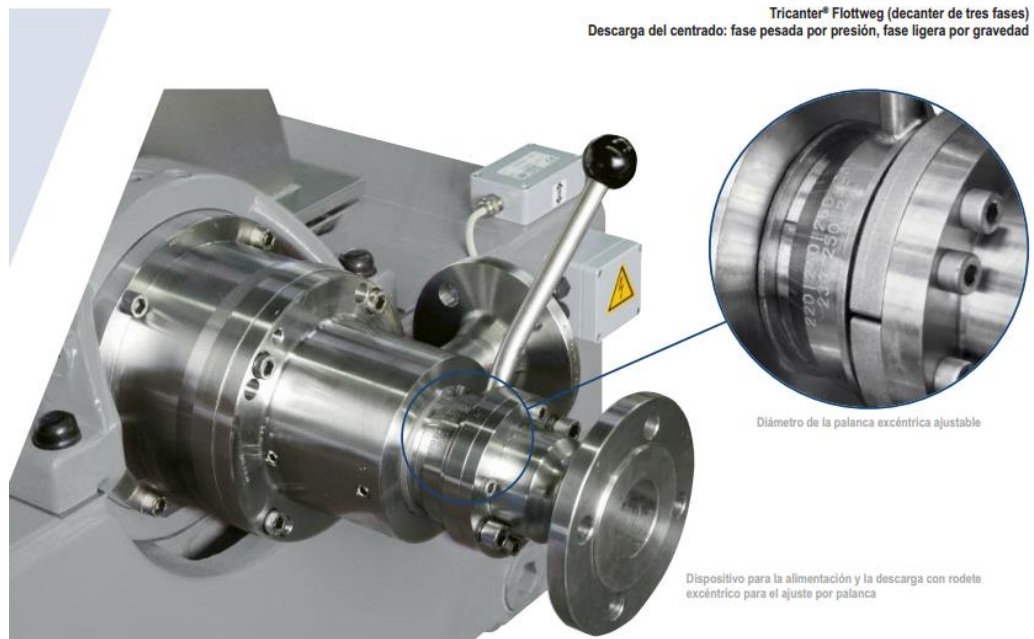
- A menor diámetro del rodete ► mayor altura de la capa de líquido.
- A mayor diámetro del rodete ► menor altura de la capa de líquido.

El diámetro de los rodetes vendrá definido por el tipo de aplicación y los requisitos particulares del proceso. Los diámetros configurados pueden verse fácilmente con ayuda de una escala (220-290).

La profundidad del estanque determina el tiempo de retención del líquido en el tricanter (longitud de la zona de clarificación y de la de secado).

Esta profundidad de estanque es, por tanto, decisiva para la longitud de la zona de clarificación y la de secado. La profundidad se puede configurar mediante un ajuste de las represas (con la máquina parada) o regulando el rodete (con la máquina en marcha).

FIG.14: Rodete ajustable.



Fuente: FLOTTWEG SEPARATION AND TECHNOLOGY Flottweg. [En Línea], <https://www.flottweg.com/es/la-gama-de-productos/tricanter/>. [Citado el 15 de Septiembre de 2016].

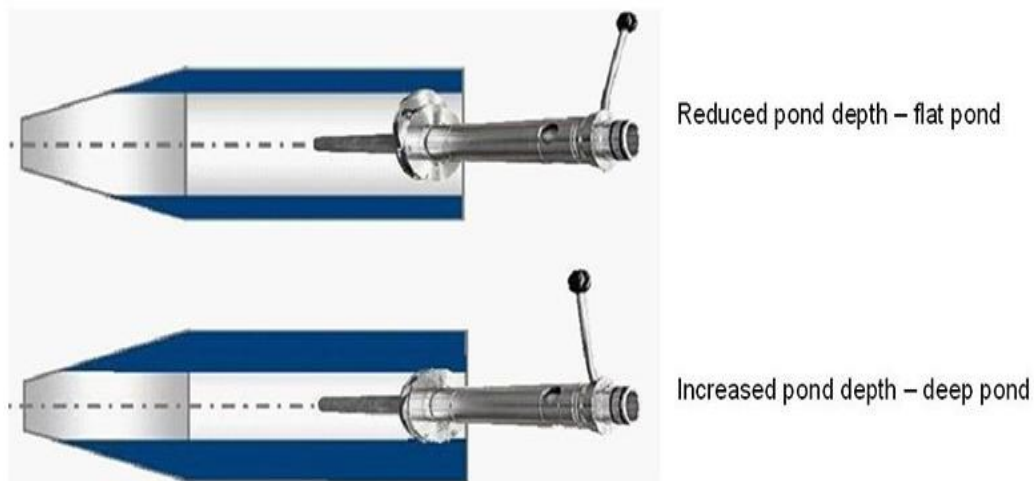
Profundidad del estanque. Ajuste con zona de secado (profundidad baja). El diámetro de la represa d_w es superior al diámetro de la salida de sólidos d . De esta manera se origina una zona en la parte cónica en la que se desplazan los sólidos por el cono seco (zona de secado). La zona de clarificación queda reducida en la misma medida en que se extiende la zona de secado.

Profundidad de estanque: ajuste sin zona de secado (profundidad alta). En este caso, el diámetro de la represa d_w y el del rebosadero de sólidos d es igual. No habría entonces zona de secado y se obtendría una zona máxima de clarificación.

Profundidad de estanque de Flottweg. A mayor altura, mayor será el volumen de fluido y el tiempo teórico de permanencia del líquido en el decantador; se produce también una mejora en el proceso de clarificación. Por otro lado, sin embargo, se

ve reducida la sección de secado en la parte cónica del tambor y, por consiguiente, disminuye el tiempo en que los sólidos permanecen sin contacto con el líquido.

FIG.15: Rodete ajustable según volumen de fluido.



Fuente: FLOTTWEG SEPARATION AND TECHNOLOGY Flottweg. [En Línea], <https://www.flottweg.com/es/la-gama-de-productos/tricanterr/>. [Citado el 15 de Septiembre de 2016].

Los sólidos expulsados contendrán entonces mayor humedad y la capacidad de deshidratación de la máquina se verá reducida. En función de las aplicaciones y de los resultados que se quieran alcanzar en el proceso de separación, en Flottweg podemos optimizar la profundidad del estanque y ajustarla a las necesidades y deseos particulares del cliente.

Ventajas de la profundidad de estanque en Flottweg:

- La altura de la capa líquida permite eliminar mayor humedad de los sólidos, con lo que se consigue un mejor resultado en el producto final.
- Mejor capacidad de clarificación y, con ello, mejora del grado de sequedad de los sólidos.
- Se puede influir directamente en la capacidad de separación ajustando la profundidad de estanque -> Optimización del proceso de separación.
- Adaptación óptima a los requisitos del cliente para alcanzar el mejor resultado posible.

6. NORMATIVIDAD AMBIENTAL APLICADA AL MANEJO DE RESIDUOS EN COLOMBIA

En esta sección se dará a conocer la Normatividad que rige el manejo de residuos en la industria de los Hidrocarburos y como estos deben manejarse para no impactar de forma dañina el medio ambiente, por tal motivo es importante realizar un seguimiento al cumplimiento de la normatividad ante el medio ambiente y diagnosticar a tiempo cualquier inconveniente que se tenga en cuanto a las obligaciones y responsabilidades que se tiene como Generadores de desechos

6.1 CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE COLOMBIA

Las políticas ambientales se organizaron en cuatro campos de acción y se especifica en la tabla 9 con el título, los artículos y los campos de acción.

Tabla 9. Campo de acción del medio ambiente en la Constitución política de Colombia.

NORMATIVIDAD	TITULO	ARTICULO	CAMPO DE ACCIÓN AL MEDIO AMBIENTE
CONSTITUCION POLITICA DE COLOMBIA 1991	TITULO II DE LOS DERECHOS, LAS GARANTÍAS Y LOS DEBERES	58, 63, 66, 67, 79, 80, 82, 88, 95	De los derechos colectivos y del medio ambiente
	TITULO X DE LOS ORGANISMOS DE CONTROL	267, 268, 277	De la función de la contraloría vigilando la gestión fiscal de la administración y de los particulares o entidades que manejen fondos o bienes de la Nación.
	TITULO XI DE LA ORGANIZACIÓN TERRITORIAL	289, 300, 310, 317, 330, 331	Del uso que debe darse al medio ambiente en la distribución del territorio nacional como, departamental, municipal y régimen especial.
	TITULO XII DEL RÉGIMEN ECONÓMICO Y DE LA HACIENDA PUBLICA	332, 333, 334, 360, 361,	De las disposiciones generales por parte del estado del los recursos no renovables

Fuente: Autor en base a la Constitución política de Colombia de 1991.

6.2 LEY 99 DE 1993

Por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA, y se dictan otras disposiciones. Ver tabla 10

6.3 RESOLUCIÓN 0631 DE 2015

Por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones.

Artículo 11. Parámetros Físico-Químicos a monitorear y sus valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales de aguas residuales no domésticas - ARnD de actividades asociadas con hidrocarburos (Petróleo crudo, gas natural y derivados). Ver Tabla 11.

6.4 DECRETO 4741 DE 2005

Por el cual se reglamenta parcialmente la prevención y manejo de los residuos o desechos peligrosos generados en el marco de la gestión integral. Ver tabla 12.

6.5 DECRETO 3930 DE 2010

Por el cual se reglamenta parcialmente el Título I de la Ley 9ª de 1979, así como el Capítulo II del Título VI -Parte III- Libro II del Decreto-ley 2811 de 1974 en cuanto a usos del agua y residuos líquidos y se dictan otras disposiciones. Ver tabla 13.

6.6 NORMATIVIDAD CALIDAD DE AGUA DE INYECCIÓN NACE

NACE: National Association of corrosion Engineers. Ver tabla 14.

Tabla 10. Campo de acción creación del Ministerio del medio ambiente y se organiza el SINA.

NORMATIVIDAD	TITULO	ARTICULO	NUMERAL	CAMPO DE ACCIÓN AL MEDIO AMBIENTE
Ley 99 de 1993	TÍTULO I FUNDAMENTOS DE LA POLÍTICA AMBIENTAL COLOMBIANA	1	11	De los estudios de impacto ambiental como instrumento básico para la toma de decisiones respecto a la construcción de obras y actividades que afecten significativamente el medio ambiente natural o artificial.
		1	13	Se establece un Sistema Nacional Ambiental, SINA, cuyos componentes y su interrelación definen los mecanismos de actuación del Estado y la sociedad civil.
	TÍTULO II DEL MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE Y DEL SISTEMA NACIONAL AMBIENTAL	2		Crearse el Ministerio del Medio Ambiente como organismo rector de la gestión del medio ambiente y de los recursos naturales renovables.
		4		El sistema Nacional Ambiental SINA es el conjunto de orientaciones, normas, actividades, recursos, programas e instituciones que permiten la puesta en marcha de los principios generales ambientales contenidos en esta ley.
		5	10	Determinar las normas ambientales mínimas y las regulaciones de carácter general sobre medio ambiente a las que deberán sujetarse los centros urbanos y asentamiento humanos y las actividades mineras, industriales, de transporte y general todo servicio o actividad que puedan generar directa o indirecta daños ambientales.
		5	15	Evaluar los estudios ambientales y expedir, negar o suspende la licencia ambiental correspondiente.
		5	11	Dictar regulaciones de carácter general tendientes a controlar y reducir las contaminaciones geosférica, hídrica, del paisaje, sonora y atmosférica en todo el territorio nacional.
Nota: Con el decreto 948 de 1995 en lo cual se reglamente parcialmente, en relación con la prevención y control de la contaminación atmosférica y la protección de la calidad del aire				

Fuente: Autor en base a la Ley 99 de 1993

Tabla 11. Parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones.

Resolución 0631 del 17 de Marzo del 2015						
" Por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones"						
Artículo 11. Parámetros Físico-Químicos a monitorear y sus valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales de aguas residuales no domesticas - ARnD de actividades asociadas con hidrocarburos (Petróleo crudo, gas natural y derivados). Serán:						
PARAMETROS	UNIDADES	EXPLORACION (UPSTREAM)	PRODUCCION (UPSTREAM)	REFINO	VENTA Y DISTRIBUCION (DOWNSTREAM)	TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO (MIDSTREAM)
GENERALES						
PH	Unidades de PH	6-9	6-9	6-9	6-9	6-9
Demanda Química de Oxígeno (DQO)	mg/L O2	400	180	400	180	180
Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO5)	mg/L O2	200	60	200	60	60
Sólidos suspendidos totales (SST)	mg/L	50	50	50	50	50
Sólidos sedimentables (SSED)	mL/L	1	1	1	1	1
Grasas y aceites	mg/L	15	15	15	15	15
Fenoles	mg/L	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Sustancias activas al azul de metileno (SAAM)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte

PARAMETROS GENERALES	UNIDADES	EXPLORACION (UPSTREAM)	PRODUCCION (UPSTREAM)	REFINO	VENTA Y DISTRIBUCION (DOWNSTREAM)	TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO (MIDSTREAM)
Hidrocarburos totales (HTP)	mg/L	10	10	10	10	10
Hidrocarburos aromáticos Policíclicos (HAP)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	
BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno, y Xileno)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	
Compuestos Orgánicos Halogenados Adsorbibles (AOX)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
COMPUESTOS DE FOSFORO						
Fosforo Total	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Ortofosfatos (P-PO4)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		

PARAMETROS	UNIDADES	EXPLORACION (UPSTREAM)	PRODUCCION (UPSTREAM)	REFINO	VENTA Y DISTRIBUCION (DOWNSTREAM)	TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO (MIDSTREAM)
GENERALES						
COMPUESTOS DE NITROGENO						
Nitratos(N-NO3)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Nitrógeno Amoniacal (N-NH3)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Nitrógeno Total (N)	mg/L	10	10	10 o 40 si en el proceso de refino se incluyen actividades de hidrogenación	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
IONES						
Cianuro total (CN)	mg/L	1	1	1		
Cloruro (CL-)	mg/L	1200	1200	500	250	250
Fluoruros(F-)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Sulfatos (SO4 2-)	mg/L	300	300	500	250	250
Sulfuros (S2-)	mg/L	1	1	1		
METALES Y METALOIDES						
Arsénico (As)	mg/L	0.1	0.1	0.1		
Bario (Ba)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Cadmio (Cd)	mg/L	0.1	0.1	0.1		
Cinc (Zn)	mg/L	3	3	3		
Cobre (Cu)	mg/L	0.1	0.1	0.1		
Cromo (Cr)	mg/L	0.5	0.5	0.5		

METALES Y METALOIDES						
Hierro (Fe)	mg/L	3	3	3		
Niquel (Ni)	mg/L	0.5	0.5	0.5		
Plata (Ag)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Plomo (Pb)	mg/L	0.2	0.2	0.2		
Selenio (Se)	mg/L	0.2	0.2	0.2		
Vanadio (V)	mg/L	1	1	1		
PARAMETROS	UNIDADES	EXPLORACION (UPSTREAM)	PRODUCCION (UPSTREAM)	REFINO	VENTA Y DISTRIBUCION (DOWNSTREAM)	TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO (MIDSTREAM)
GENERALES		OTROS PARAMETROS PARA ANALISIS Y REPORTE				
Acidez total	mg/L CaCO ₃	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Alcalinidad Total	mg/L CaCO ₃	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Dureza Cálcica	mg/L CaCO ₃	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Dureza Total	mg/L CaCO ₃	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Color - Real (Medidas de absorbancia a las siguientes longitudes Longitudes de ondas 436 nm, 525 nm y 620 nm)	m-1	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte

Fuente: Resolución 0631 de 2015

Tabla 12. Campo de acción prevención y manejo de los residuos peligrosos generados.

NORMATIVIDAD	TITULO	ARTICULO	CAMPO DE ACCIÓN AL MEDIO AMBIENTE
<p align="center">DECRETO 4741 DE 2005</p>	<p align="center">CAPITULO I OBJETO, ALCANCE Y DEFINICIONES</p>	<p align="center">1 - 4</p>	<p>* Objetivo y alcance del decreto por el cual se reglamenta parcialmente la prevención y manejo de los residuos o desechos peligrosos generados en el marco de la gestión integral * Definición de vocabulario fundamental para el entendimiento del decreto</p>
	<p align="center">CAPITULO II CLASIFICACIÓN, CARACTERIZACIÓN, IDENTIFICACIÓN Y PRESENTACIÓN DE LOS RESIDUOS O DESECHOS PELIGROSOS</p>	<p align="center">5 - 9</p>	<p>Referencia para identificar un desecho peligroso, protocolo de muestreo por el IDEAM, caracterización Físico - Química por parte de Laboratorios, actualizaciones de las características, presentación de los residuos según decreto 1609 de 2002.</p>
	<p align="center">CAPITULO III DE LAS OBLIGACIONES Y RESPONSABILIDADES</p>	<p align="center">10 - 19</p>	<p>* Obligación y responsabilidad del Generado: Gestión, plan y manejo integral de los residuos (documentación del plan, capacitación de personal, envase para transporte, plan de contingencia según decreto 321 de 1999, medidas preventivas para cese, cierre o desmantelamiento de la actividad. * Obligación y responsabilidad del receptor: una vez recibe el producto asume todas las responsabilidades integrales del generador hasta que haya efectuado o comprobado el aprovechamiento o disposición final del mismo. * De la responsabilidad acerca de la contaminación y remediación de sitios.</p>
	<p align="center">CAPITULO V DE LAS AUTORIDADES</p>	<p align="center">24 - 26</p>	<p>* Deber de las autoridades ambientales en la gestión integral de los residuos o desechos peligrosos. * Obligaciones de los municipios. * Obligación del IDEAM sobre la información sobre la generación y manejo de residuos a nivel nacional a través del sistema de información ambiental.</p>

NORMATIVIDAD	TITULO	ARTICULO	CAMPO DE ACCIÓN AL MEDIO AMBIENTE
DECRETO 4741 DE 2005	CAPITULO VI DEL REGISTRO DE GENERADORES DE RESIDUOS O DESECHOS PELIGROSOS	27 - 28	*Registro y tiempo de inscripción en el registro de los generadores. * Categorías Generadores: Gran: mayor a 1000 Kg/mes Mediano: mayor o igual a 100 Kg/mes y menor a 1000 Kg/mes Pequeño: mayor o igual a 10 Kg/mes y menor a 100 Kg/mes
	CAPITULO VII DE LA IMPORTACIÓN, EXPORTACIÓN Y TRANSITO DE RESIDUOS O DESECHOS PELIGROSOS	29 - 31	Del Movimiento, del transporte y de la autorización para el movimiento transfronterizo de residuos o desechos peligrosos según normatividad vigente (Ley 253 de 1996, ley 99 de 1993 y decreto 1220 de 2005)
	CAPÍTULO VIII PROHIBICIONES	32	Resumen de sustancias cuyo ingreso o manejo no es permitido en el territorio nacional.
	CAPITULO IX DISPOSICIONES FINALES	35 - 40	* Régimen sancionatorio, vigilancia y control. * Anexos con listados para clasificación de residuos Aceitosos, según proceso o actividad y según corriente de residuos. Se considera que el nivel de 50 mg/kg es un nivel práctico internacional para todos los desechos.

Fuente: Autor en base al decreto 4741 del 2005

Tabla 13. Decreto 3930 de 2010, Reglamentación para el uso del agua y residuos líquidos.

NORMATIVIDAD	TITULO	ARTICULO	CAMPO DE ACCIÓN USO DE AGUA Y RESIDOS LIQUIDOS
DECRETO 3930 DE 2010	CAPITULO I DISPOSICIONES GENERALES	1-2	Objetivo y ámbito de aplicación relacionado con el uso de los recursos Hídricos.
	CAPITULO II DEFINICIONES	3	Definición de vocabulario fundamental para el entendimiento del decreto.
	CAPITULO III ORDENAMIENTO DEL RECURSO HIDRICO	4-8	* Clasificación de las aguas superficiales, subterráneas y marinas, fijar en forma genérica su destinación a los diferentes usos de que trata el artículo 9°. * Criterios de priorización para el ordenamiento del recurso hídrico. * Aspectos mínimos del Ordenamiento del Recurso Hídrico.
	CAPITULO IV DESTINACION GENERICA DE LAS AGUAS SUPERFICIALES, SUBTERRANEAS Y MARINAS	9-18	Uso industrial: Procesos manufactureros de transformación o explotación, generación de energía, minería, hidrocarburos, procesamiento de medicamentos, elaboración de alimentos.
	CAPITULO V DE LOS CRITERIOS DE CALIDAD PARA LA DESTINACION DEL RECURSO	19-23	Definición, competencia, rigor para definir, control de los criterios
	CAPITULO VI DE LOS VERTIMIENTOS	24-40	* Prohibiciones, actividades no permitidas * Reinyecciones de residuos Líquidos * Fijación de la norma de vertimiento * Protocolo para el Monitoreo de los Vertimientos en Aguas Superficiales, Subterráneas. * Plan de Contingencia para el Manejo de Derrames Hidrocarburos o Sustancias Nocivas. * Suspensión de actividades.

Fuente: Autor en base al decreto 3930 del 2010

Tabla 14. National Association of Corrosion Engineers.

NORMATIVIDAD CALIDAD DE AGUA DE INYECCION				
NORMA	TIPO DE ANÁLISIS	PARÁMETRO	LÍMITE DE REFERENCIA	OBJETIVO/OBSERVACIONES *
Referencia NACE	Análisis Físico químicos "in situ"	Conductividad	-	Debe tener una conductividad similar o mayor a la de las aguas de la formación.
		pH	6.5-8.5	Preferiblemente un pH por debajo de 8 lo cual evita la tendencia a incrustaciones.
		[[Fe]]^(2+)	<1.0 mg/L	Previene la corrosión de la tubería y evita la formación de lodos.
		H ₂ S	0.0 mg/L	Previene corrosión y ampollamiento de la tubería. Previene que la formación se vuelva sulfuro agrio.
		CO ₂	<10 ppm	Previene corrosión
		O ₂	<1 ppb	Previene corrosión
		Turbidez	< 2 NTU	Indica la presencia de sólidos suspendidos
Referencia NACE		Densidad	-	Preferible que la densidad del fluido a inyectar sea superior que la densidad del líquido de la formación, para que haya mayor dispersión.
		Grasas y Aceites	<5 mg/L	Previene la obstrucción de los filtros en la Superficie Evita reducir la permeabilidad de la formación
NACE TMO 273-05	Calidad del Agua	Sólidos suspendidos	<5 mg/L	Evita el taponamiento de la formación receptora.
		Pendiente (caudal vs. volumen)	<0.99	Garantiza que no se excede la capacidad del acuífero.
ATSM 4412-02	Bacteriológico	BSR	<[[10]]^4 ucf/mL	Evita la reducción por parte de bacterias de sulfatos y sulfitos que conllevan a la producción de H ₂ S

Fuente: Conferencia Ecopetrol Taller generalidades de pozos inyectoros.

7. EVALUACIÓN TÉCNICA Y OPERACIONAL DE LA PLANTA STLA

7.1 UBICACIÓN DE LA PLANTA STLA

La planta STLA está localizada en el CPF QUIFA SW, en el Kilómetro 170 adelante Puerto Gaitán, Departamento del Meta, Colombia a 450 kilómetros al sur oriente de Bogotá.³⁹

Coordenadas Límites de facilidades:

951458.51 E, 903511.17 N

968342.21 E, 917073.24 N

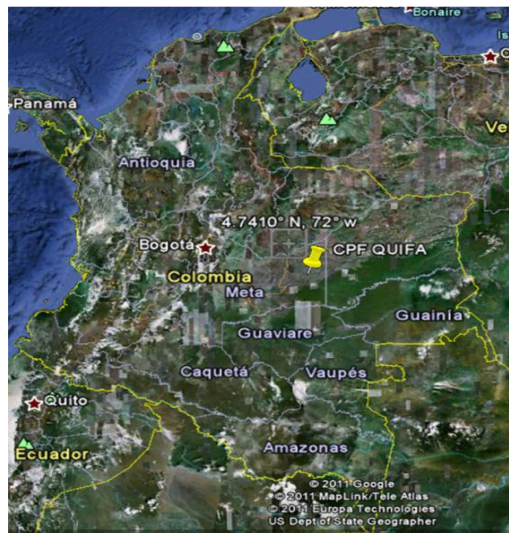
Elevación de las facilidades con respecto al nivel del mar:

200 msnm aproximadamente

Temperaturas:

26.3°C – 36°C

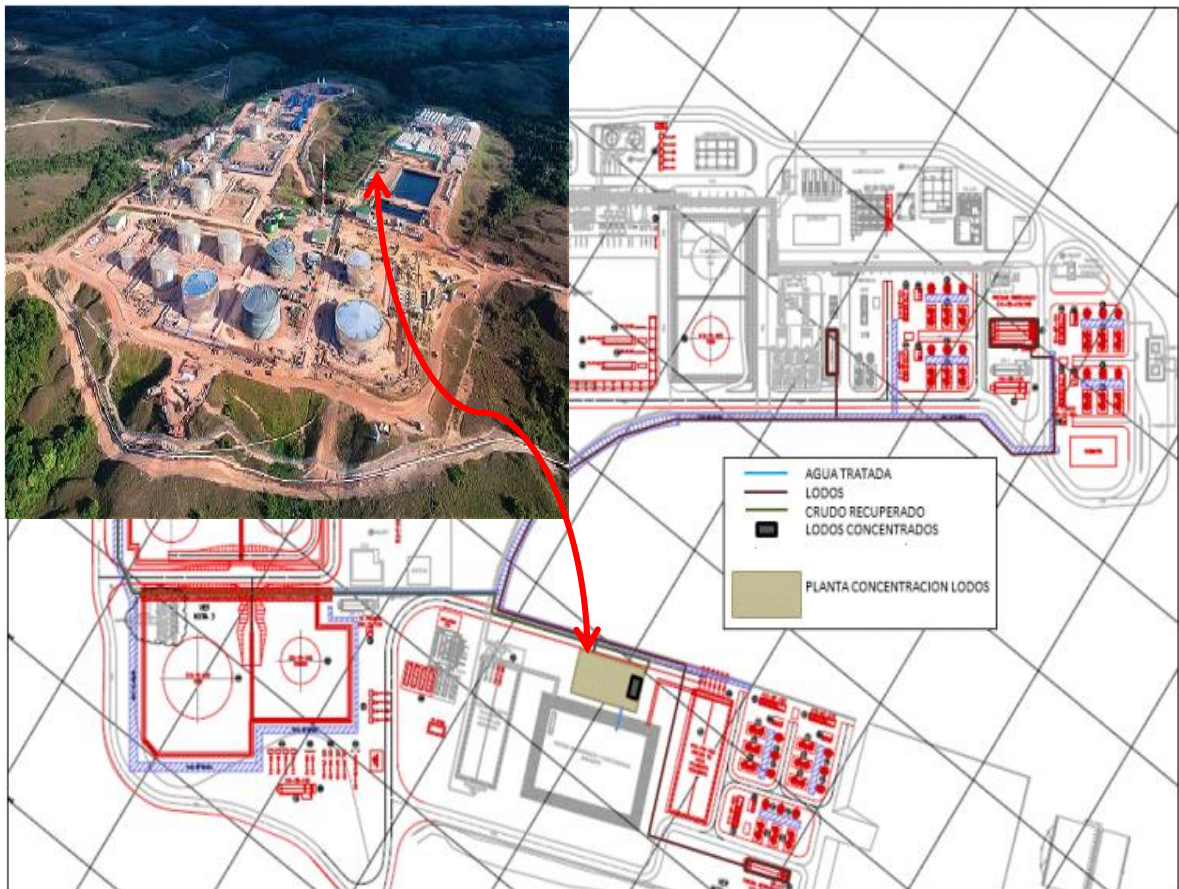
FIG.16: Ubicación del proyecto en Colombia y en el departamento del Meta



Fuente: Pacific Rubiales Informe CPF Quifa. Sistema De Tratamiento De Lodos Aceitosos Proceso De Concentración De Lodos, 2011.p.11.

³⁹ PACIFIC RUBIALES INFORME CPF QUIFA SISTEMA DE TRATAMIENTO DE LODOS ACEITOSOS PROCESO DE CONCENTRACIÓN DE LODOS, 2011. p.11.

FIG.17: Plot Sistema de tratamiento de lodos aceitosos, STLA



Fuente: Pacific Rubiales Informe CPF Quifa. Sistema De Tratamiento De Lodos Aceitosos Proceso de Concentración de Lodos, 2011.p.12.

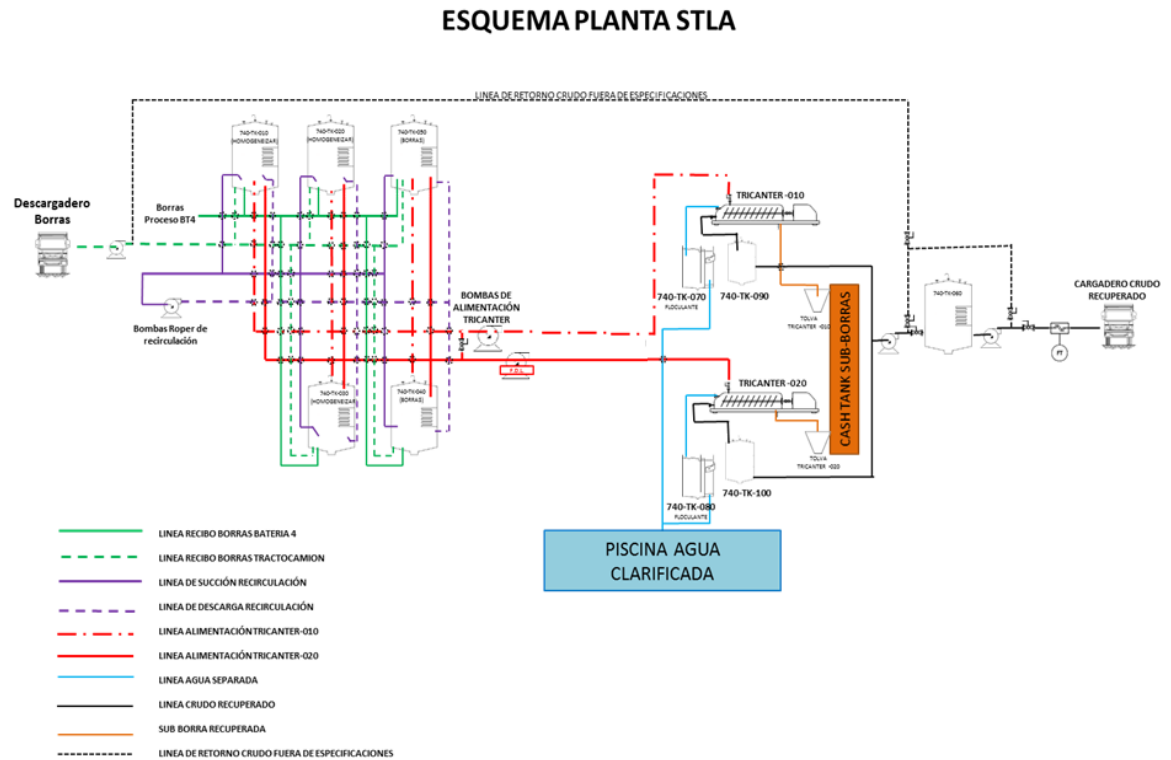
7.2 PROCESO DE CONCENTRACIÓN Y TRATAMIENTO DE LODOS ACEITOSOS EN LA PLANTA STLA

La mayor proporción de los lodos producidos en un CPF son los debidos al proceso de tratamiento del agua ligada al proceso de deshidratación y tiene gran cantidad de agua y una cantidad apreciable de hidrocarburo, por esta razón es de suma importancia su pre-tratamiento para reducir el contenido de humedad y recuperar la mayor cantidad de hidrocarburo. Al realizar esta operación se logra reducir el volumen inicial de lodos a valores alrededor del 10%.

La planta STLA entró en operación por parte de Flamingo el día 14 de mayo de 2014 (ver figura 18), y luego de efectuados los ajustes a la estructura operacional

del sistema a partir del día lunes 25 de junio del mismo año, para un caso base de estudio de un día se están recibiendo en la planta un promedio de 612 Bls para proceso, de los cuales después del tratamiento se obtienen 112 Bls de crudo, 444 Bls de agua y 56Bl de sub-borras las cuales se esperan disponer en las siguientes condiciones:

FIG.18: Plot esquema de tratamiento de lodos aceitosos, STLA



Fuente: información entregada por Pacific E&P.

Para realizar la evaluación técnica de la planta es necesario saber de antemano la base de cálculo con la que se diseñó, esto para saber si la estamos operando dentro de sus capacidades.

Base de cálculo de fluidos tratados para diseño:

- Fluidos provenientes del CPF: 1000Bl
- Fluidos provenientes de los pozos: 1000 – 1500Bl
- Tasa de Utilización: 365 días
- Tiempo de Operación 24h

Lodos que no se tratan:

- Lodos de perforación
- Lodos con contenidos de sólidos mayor de 30%
- Lodos con sólidos con tamaño que no pasan a malla 20

Composición típica de fluidos a tratar:

Tabla 15. Composición típica de un lodo, un crudo en cuanto a su contenido de hidrocarburo, agua y sólidos.

Componentes	Lodo aceitoso % masa	Hidrocarburo% masa
Hidrocarburo	<25	>25
Agua	50 – 70	30 – 70
Sólidos	<15	<5

Fuente: información entregada por la empresa Pacific E&P

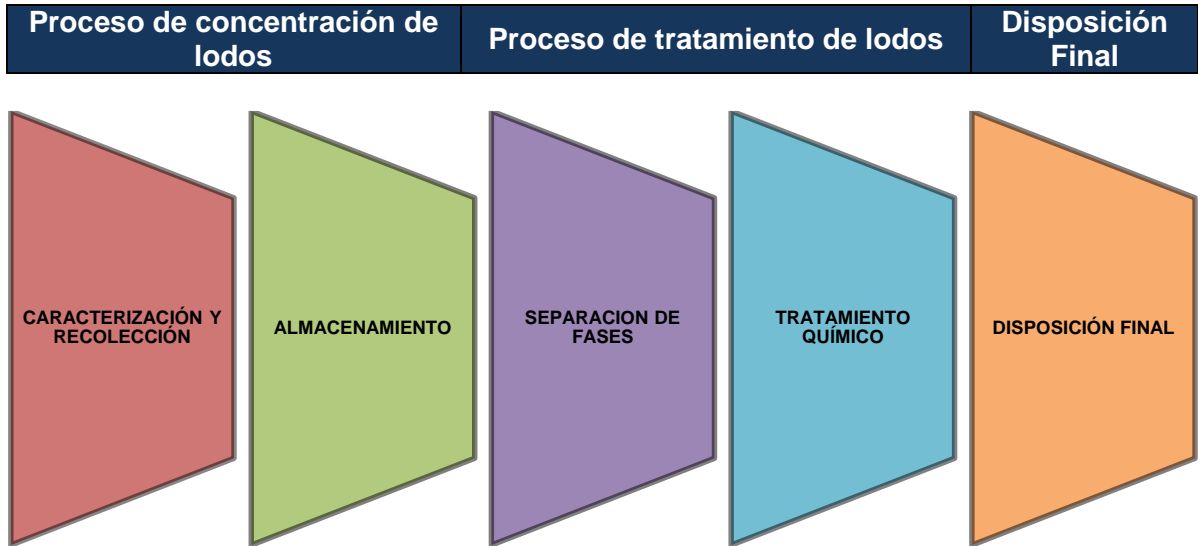
La secuencia del proceso de concentración y tratamiento se puede observar en la figura 19

Tabla 16. Requerimientos contractuales para disposición final.

FLUIDO	REQUERIMIENTO CONTRACTUAL
CRUDO	Salida de Crudo: < 5% de % BSW y dentro de este porcentaje los sólidos deben estar < = 2%.
AGUA	Salida de agua: < 100 ppm de grasas y aceites.
SUB – BORRA	Salida Sub Borra: Inicialmente < = 80% de humedad.

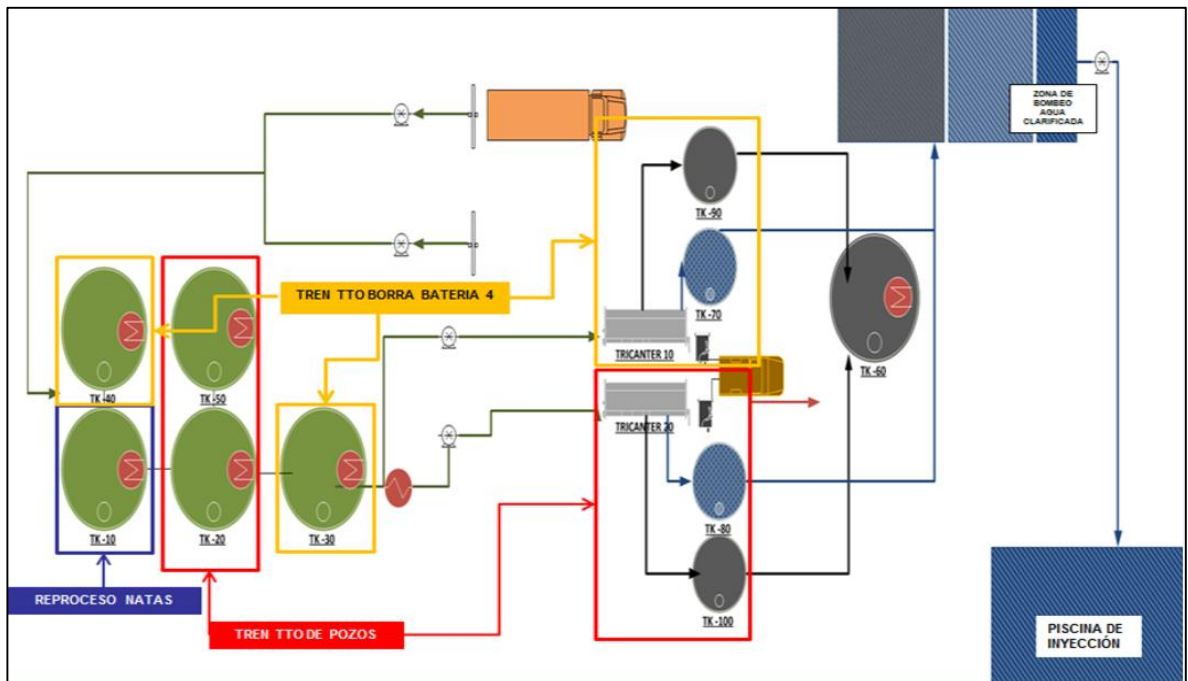
Fuente: información entregada Pacific E&

FIG.19: Secuencia de concentración, tratamiento y disposición final de lodos aceitosos.



Fuente: Elaborado por el autor

FIG.20: Proceso de Concentración de lodos aceitosos.



Fuente: Pacific E&P. Presentación de la gerencia de Producción 2014. Diapositiva 2

7.2.1 Caracterización y recolección de los lodos

Caracterización. Los lodos se deben analizar con el fin de determinar el contenido de sólidos, hidrocarburo y agua libre y ligada.

Recibo de lodos.

- Línea de 3" desde Batería 4 de conducción: interconexión entre el sumidero de las piscinas de retrolavado y la planta de concentración de lodos aceitosos, se reciben por día un promedio de 400 – 500 BFPD.
- Por carrotanque se puede recibir: crudo de los primeros 1000 -1500 barriles iniciales de producción, lodos aceitosos producto de la limpieza de tanques del CPF, camiones de vacío con lodos provenientes de diferentes puntos de recolección: fosas, API, etc.

7.2.2 Almacenamiento. El almacenamiento se realiza en 5 tanques cilíndricos verticales y fondo cónico invertido con foso central, para facilitar su drenaje y retiro de lodos, cada uno con una capacidad de 1000Bls, estos se distribuyen según el tren de manejo de la siguiente manera:

- Tren de Tratamiento lodos aceitosos Batería 4 TK-30 y 40
- Tren de Tratamiento crudos Pozos TK-20 y 50
- Tren de Tratamiento reproceso de natas TK-10

7.2.3 Proceso de Separación de fases. La separación de crudo, agua y sub-borras es realizada por tratamiento físico en las tricanter Flottweg serie Z5 (ver ficha técnica Figura 10), dependiendo del tren de tratamiento esta operación se realiza de la siguiente forma:

- Tricanter 10 para el tren de tratamiento de los primeros crudos producidos en los Pozos y los cuales se tenían almacenados en los tanques TK-20 y 50.
- Tricanter 20 para el tren de tratamiento de los lodos aceitosos provenientes de la Batería 4 y del reproceso de natas, los cuales se tenían almacenados en los tanques TK-20, 50 y 10

Las tres fases obtenidas en barriles de las tricanter son colectados de la siguiente manera:

- Crudo: se colecta diariamente en dos tanques cada uno de 200Bls, en el TK-90 los provenientes del tren de tratamiento de la Batería 4 y reproceso de natas, en el TK-100 el proveniente de los primeros crudos producidos en los pozos, estos pueden ser entre 1000 – 1500Bls, dependiendo la campaña de perforación y el requerimiento por parte de la empresa así será la entrega de estos fluidos a la planta. Si el crudo obtenido en los tanques de Tk-90 y 100 se encuentran dentro de los requerimientos (BSW <5% y sólidos <=2%) por parte de la empresa se dispondrá de este para su respectiva fiscalización y posterior venta (se están entregando un promedio de 112 BOPD) de lo contrario se deberá recircular hacia la Tricanter del respectivo tren de tratamiento.
- Agua: el agua separada en las tricanter se colecta diariamente en dos tanques, cada uno de 500Bls, en el tanque TK-70 la proveniente del tren de tratamiento de la Batería 4 y reproceso de natas, en el tanque TK-80 la proveniente de los primeros crudos producidos en los pozos (se están entregando un promedio 444 BWPD)
- Sub-borras: las sub-borras obtenidas se recolectan en los cash Tank y se esperan obtener con una humedad <=80%

7.2.4 Tratamiento Químico. El tratamiento químico se aplica a la corriente de agua proveniente de los tanques TK-70 y 80, a esta corriente se le adicionan coagulante y floculante para retirarle el hidrocarburo y sólidos, una vez dosificada la cantidad requerida para su clarificación se realiza un mezclado en línea, pasando por gravedad a una piscina de decantación donde se retira el lodo remanente, este lodo es enviado para el tanque de reproceso de natas TK-10. La piscina tiene una serie de barreras que permiten detener el lodo floculado.

7.2.5 Disposición final

- Crudo: una vez el crudo se encuentra en especificaciones de BSW <5% y sólidos <=2% en los tanques TK 90 y 100 es enviado al que de almacenamiento TK-60 de 1000Bls de capacidad, aquí el crudo se cuantifica y caracteriza, se transfiere vía tracto camión al tanque TK-100A para posteriormente ser ponderados con la corriente ODL para la venta.
- Agua: El agua clarificada con un G&A < 100 ppm se envía por rebose a la piscina de inyección.

- Sub-borras: se debe realizar el tratamiento final de las sub-borras. Esta fase requiere de una evaluación técnico-económicamente por parte de la empresa.

7.3 CONSIDERACIONES TÉCNICAS Y OPERACIONALES DE LOS EQUIPOS DE LA PLANTA STLA

Tabla 17. Condiciones técnicas y operacionales de la Planta STLA

PROCESO	FLUIDO	EQUIPO O FACILIDAD	TIPO	CANTIDAD	CONDICIONES TÉCNICAS Y OPERACIONALES REQUERIDOS			CONDICIONES OPERACIONALES ACTUALES		
					FLUJO/VOLUMEN (unidad)	PRESION/RPM	TEMPERATURA	FLUJO/VOLUMEN (unidad)	PRESION/RPM	TEMPERATURA
Descargadero	Lodo Aceitosos	Bomba	Engranaje	1	30-100 GPM	<20 PSI	<60°C	400 - 500 BFD	<20 PSI	50-55°C
	Reproceso Natas							250 - 380 BFD		
	Crudo Pozos	Bomba	Engranaje	1	30-100 GPM	<20 PSI	<60°C	1000 - 1500 BF por pozo entregado		
Almacenamiento	Lodos Aceitosos	Tanque TK 30 y 40	Cilindrico Vertical Metálico AC Atmosferico	2	1000 BLS	Atmosférico	50-65°C	400 - 500 BFD	Atmosférico	50-55°C
	Crudo Pozos	Tanque TK 20 y 50	Cilindrico Vertical Metálico AC Atmosferico	2	1000 BLS	Atmosférico	50-65°C	1000 - 1500 BF por pozo entregado	Atmosférico	50-55°C
	Reproceso Natas	Tanque TK 10	Cilindrico Vertical Metálico AC Atmosferico	1	1000 BLS	Atmosférico	50-65°C	250 - 380 BFD	Atmosférico	<60°C
Recirculación y suministro a Tricanter	Lodos Aceitosos	Bomba	Engranaje	1	>4 GPM	20-40 PSI	50-65°C	>4 GPM	20-40 PSI	50-55°C
	Crudo Pozos	Bomba	Engranaje	1	>4 GPM	20-40 PSI	50-65°C	>4 GPM	20-40 PSI	50-60°C
Separación de fases	Lodos Aceitosos	Tricanter 20	Tricanter Flottweg horizontal serie Z5E 3500 RPM	1	1 - 60 m3/h 4 - 219 GPM	Max 3500 rpm	50-65°C	400 - 500 BFD	Max 3300 rpm	50-55°C
	Crudo Pozos	Tricanter 10	Tricanter Flottweg horizontal serie Z5E 3500 RPM	1	1 - 40 m3/h 4 - 146 GPM	Max 3500 rpm	50-65°C	1000-1500 BFD	Max 3300 rpm	50-55°C
Almacenamiento Diario	Crudo Recuperado	Tanque TK 90	Cilindrico Vertical Metálico AC Atmosferico	1	200 BLS	Atmosférico	50-65°C	112 BOPD	Atmosférico	60-62°C
	Crudo Recuperado	Tanque TK 100	Cilindrico Vertical Metálico AC Atmosferico	1	200 BLS	Atmosférico	50-65°C		Atmosférico	60-62°C
Trasvase	Crudo Recuperado	Bomba	Engranajes. Recirculación, reproceso y/o trasvase	1	20-50 GPM	20-40 PSI	50-65°C	20-50 GPM	20-40 PSI	60-62°C

PROCESO	FLUIDO	EQUIPO O FACILIDAD	TIPO	CANTIDAD	CONDICIONES TÉCNICAS Y OPERACIONALES REQUERIDOS			CONDICIONES OPERACIONALES ACTUALES		
					FLUJO/VOLUMEN (unidad)	PRESION/RPM	TEMPERATURA	FLUJO/VOLUMEN (unidad)	PRESION/RPM	TEMPERATURA
Almacenamiento de Crudo Recuperado	Crudo Recuperado	Tanque TK 60	Cilindrico Vertical Metálico AC Atmosferico	1	1000 BLS	Atmosférico	50-65°C	112 BOPD	Atmosférico	60-62°C
Entrega de Crudo Recuperado	Crudo Recuperado	Bomba	Engranaje	1	20-50GPM	70-150 PSI	50-65°C	20-50GPM	70-150 PSI	60-62°C
Almacenamiento de Agua	Agua Recuperada	Tanque TK 70 y 80	Cilindrico Vertical Metálico AC Atmosferico	2	500 BLS	Atmosférico	50-65°C	444 BWPD	Atmosférico	60-62°C
Sistema de tratamiento Químico	Agua	Bomba	Dosificadora	4	Bomba	ND	T amb.	Bomba	ND	T amb.
		Mescladores estáticos	Mezcladores	4	Mescladores estáticos	ND	T amb.	Mezcladores estáticos	ND	T amb.
	Agua	Piscinas	API. Rectangular	2	500 BLS	Atmosférico	<60°C	444 BWPD	Atmosférico	<60°C
Bombeo Agua Clarificada	Agua	Bomba	Engranaje	1	30-100 GPM	<20 PSI	<60°C	30-100 GPM	<20 PSI	<60°C
Almacenamiento de Sub-borras	Sub-borras	Cash Tank	Rectaular metálico	2	Cash Tank	Atmosférico	30-60°C	56 BSBPD	Atmosférico	30-60°C

Fuente: Autor en base a la información suministrada por la empresa Pacific E&

7.4 RESULTADOS OBTENIDOS DE LA PLANTA

Los resultados entregados por la empresa son un acumulado del 01 de enero al 31 de Julio de 2015, del año 2016 no se entregó información debido a que no se realizó campaña de perforación sino hasta Noviembre de 2016 y por lo tanto no era representativa para realizar la evaluación técnica y financiera.

Tabla 18. Balance de fluidos de la Planta STLA.

BALANCE DE PLANTA					
	Junio	Junio /día	Julio	Julio/día	Acumulado año
Entrada	30		31		212
tracto camión o línea de 3" desde Batería 4	12600	420	14787	477	95750
Otros	6600	220	3906	126	33415
Procesado	19200	640	21080	680	129165
reproceso crudo sin especificaciones	390	13	.0	.0	390
Reproceso natas	11520	384	11191	361	77499
Salida			.0		
Agua	2460	82	4390	142	16611
Crudo	3420	114	3794	122	23250
Sub borras	1800	60	1705	55	11806

Fuente: información suministrada por la empresa Pacific E&

Nota: actualmente PACIFIC E&P no posee licencia ambiental para realizar vertimiento de las aguas producidas en Campo Quifa, por tal motivo en el campo solo es permitida la disposición por inyección según la Resolución 0338 del 04 de abril de 2014, por lo que Campo Quifa puede Inyectar 1.550.000 BWPD, así de esta manera el vertimiento no se hace necesario y de nuevo refleja el compromiso de la empresa por el bienestar del medio ambiente y de las comunidades cercanas al campo.

Los resultados físicos químicos de los fluidos resultantes entregados por la planta son los siguientes:

Tabla 19. Resultados físico químicos de la Planta STLA.

FLUIDO	REQUERIMIENTO CONTRACTUAL	CONDICION ACTUAL
CRUDO	Salida de Crudo: < 5% de % BSW y dentro de este porcentaje los sólidos deben estar < = 2%.	Salida de Crudo: % Agua libre: 1,0 – 1,0% % Emulsión: 1,0 – 0,8% % Sólidos: 2,0 – 1,8% % BSW: 4,0 – 3,6%
AGUA	Salida de agua: < 100 ppm de grasas y aceites.	Salida de agua: 45 ppm G&A
SUB – BORRA	Salida Sub Borra: Inicialmente < = 80% de humedad.	Salida Sub Borra: Humedad: 75%

Fuente: información suministrada por la empresa Pacific E&P.

Tabla 20. Resultados físico químicos de la Planta STLA Vs Requerimiento normas ambientales y contractual con PACIFIC E&P.

FLUIDO	REQUERIMIENTO CONTRACTUAL PACIFIC E&P	RESOLUCION No 2035 DEL 2010 LICENCIA AMBIENTAL INYECCIÓN DE AGUA	NACE	CALIDAD DE INYECCIÓN ACTUAL	CONDICION ACTUAL PLANTA STLA
AGUA	Salida de agua: < 100 ppm de grasas	Salida de agua: PH: 5-9 G&A:0-5 ppm SST: 10 ppm TEMP: 62.8°C	Salida de agua: PH: 6.5 - 8 G&A:< 5 ppm SST: < 5 ppm	Salida de agua: PH: 6.5 - 8 G&A:< 5 ppm SST: < 5 ppm	Salida de agua: PH: 7 - 8.5 G&A: 45 ppm TEMP: 60-62°C

Fuente: Elaborado por el autor.

7.5 EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA DE LA PLANTA STLA

Actualmente la planta se encuentra operando dentro de los parámetros de capacidad técnicas y operativa sugeridas y establecidas por la empresa, y el objetivo de reducir los lodos aceitosos a un 10% se está cumpliendo; sin embargo

la actividad no siempre es la misma en el CPF, por tal motivo se manejan rangos de flujos, temperatura y presión, así mismo, no se mantienen constantes las propiedades de los fluidos (%BSW, concentración de sólidos y sales disueltas, fracciones de los componentes del fluido, temperatura, viscosidad entre otras), lo que hacen de esta operación una actividad muy dinámica y que requiere de personal comprometido y calificado para dicha operación. En el caso de los fluidos provenientes del CPF el rango manejado son de 400 a 500 BFPD promedio, los cuales llegan por línea de 3"o tracto camión, estos son colectados por baches en el transcurso del día lo que implica que la propiedades de estos pueden variar con cada descarga, esto depende de la actividad del tratamiento del agua de producción. En cuanto el manejo de los crudos provenientes de los pozos, las salmueras con las que vienen acompañados los crudos, varían obedeciendo al completamiento del pozo y muchas veces forman una emulsión más compleja de lo usual. Todas estas variaciones hacen necesario realizar una adecuada y periódica caracterización para definir los mejores parámetros de operatividad.

Dentro del tratamiento de deshidratación de los fluidos tratados en la planta STLA se ha observado que el punto más representativo y de mayor importancia se lleva a cabo en las Tricanter, donde se realiza la separación del crudo, agua y sub-borras, además es una tecnología considerada nueva en el país y la información de sus manipulación aplicada a la industria del petróleo no se encuentra con facilidad, como es la teoría de la decantación centrífuga aplicada a las tricanter, la optimización del diferencial de velocidad entre el tornillo sin fin y el tambor, mecanismos de diseño del tambor y del tornillo y formulación que nos permita predecir los tiempos de residencia, sedimentación y tamaño máximo de partículas removidos en estos equipos, por teoría se sabe que pueden remover de 15 a 30 micrones de partículas de crudo del agua tratada, sin embargo para las tricanter este valor podría variar; además se suma a que en la planta no se ha desarrollado un manual de procesos y procedimientos operacional, lo que implica una fuga importante de información y de experiencia adquirida por parte de los operadores e ingenieros.

Durante los 7 meses de información aportados por la planta, el reproceso de natas implica un retratamiento del 60% de los fluidos diarios y el reproceso de crudo 0.31% no es una evento frecuente; las condiciones finales de disposición de agua, crudo y sub-borras se encuentran dentro de los requerimientos contractuales, la calidad del agua (G&A < 45ppm) dispuesta para inyección indica que el tratamiento químico tanto del coagulante como de floculante es el adecuado y es indispensable pues remueve un promedio de 362 bls de natas por día de las piscinas de clarificación, en cuanto a la calidad del crudo el %BSW <5% permite ser colectado y enviado para su posterior fiscalización y venta; sin embargo el porcentaje de sólidos de 2 – 1.8% se encuentran muy al límite de lo requerido contractualmente, esto indicaría dependiendo de la procedencia del fluido primero que el contenido de sólidos a la entrada del proceso es mayor del requerido, donde para el tratamiento de lodos aceitosos es <15% y para el de crudo es <5%,

y segundo, aunque que la separación de los sólidos en la tricanter no es deficiente requiere ser ajustada para no tener reproceso de crudos futuros por contenido de sólidos, finalmente la calidad de la sub-borras posee un valor de humedad del 75% muy cercano al requerimiento contractual <80% esto definitivamente se debe que en la tricanter , la altura del líquido es tan alta que reduce la sección de secado en la parte cónica del tambor y, por consiguiente, disminuye el tiempo en que los sólidos permanecen sin contacto con el líquido, por lo que las sub-borras expulsadas contendrán entonces mayor humedad y la capacidad de deshidratación de la máquina se verá reducida.

Finalmente en cuanto a la revisión de las normas ambientales vigentes Pacific E&P está cumpliendo con el decreto 4741 del 2005 artículo 11, "Por el cual se reglamenta parcialmente la prevención y el manejo de los residuos o desechos peligrosos generados en el marco de la gestión integral" como generador responsable de sus residuos peligrosos , pues con la Planta STLA tiene mayor control de estos y se ahorra costos y tiempo en hacer actividades de seguimiento y verificación ambiental a los residuos entregados, hasta su disposición final de las compañía prestadoras de servicios, que anteriormente tenían el contrato de tratamiento de lodos aceitosos; sin embargo en cuanto el tema de manejo y control de sub-borras se encuentra en estudio y sigue siendo tratado por una empresa contratista mientras se define su manejo en el Campo, cabe aclarar que por disposición de la Resolución 2035 del 2010, Campo Quifa no tiene permiso de emisiones atmosféricas por incinerador por lo cual se tiene que tener en cuenta que el permiso debe tramitarse ante cualquier intención de proyecto por este método. Los parámetros físico-químicos obtenidos del agua de grasas y aceites cumplen con los requerimientos contractuales de la empresa pero no con los estimados por la licencia ambiental vigente Resolución 2035 del 2010 ni por la referencia NACE que indica que con valores > 5ppm se podría obstruir los filtros de superficie y se reduciría la permeabilidad de la formación en la se inyectaría, por lo que el agua obtenida en este proceso es diluida en las piscinas dispuestas para la inyección en los PADs.

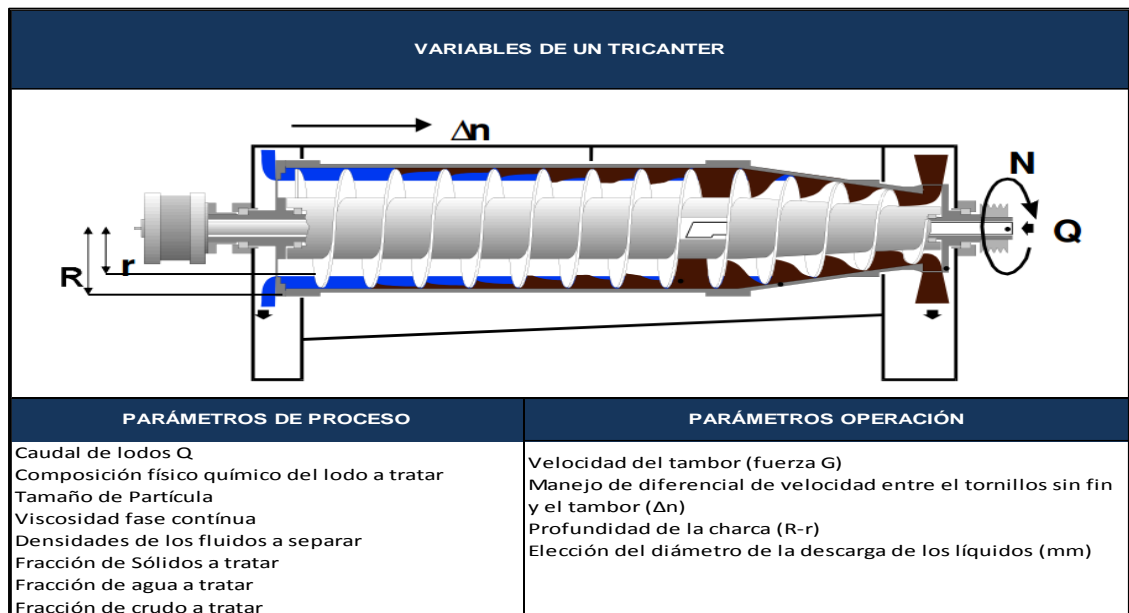
7.5.1 Factores evaluados y recomendaciones. La capacidad y funcionamiento de la Tricanter está determinada por varios parámetros que se relacionan en el proceso aguas abajo y aguas arriba de este, los factores a evaluados fueron los siguientes:

- **Parámetros de Proceso.** Conocer los parámetros de proceso permiten determinar los parámetros de operación en la tricanter, debido a que esta posee limitantes (no manejan más de un 5% de gas libre, no más del 30% de contenidos de sólidos por problemas de erosión y taponamientos de orificios, la diferencia de las densidades de las fases no puede ser tan baja, capacidad máxima de 219 gpm y máxima velocidad de 3500 rpm) y

debemos tenerlas en cuenta para mantener el equipo en buenas condiciones y obtener los subproductos a las condiciones deseadas.

1. Un aumento en el caudal de lodos manteniendo las mismas condiciones operacionales (misma velocidad angular y niveles de líquidos) implicaría que el tiempo de residencia de las partículas sería menor y no podría lograrse una separación adecuada.
2. Un cambio en la fracciones tratadas podrian variar el nivel de el líquido y cambiar los tiempos de sedimentación pues, alteraria la porosidad de la suspensión la cual va en función de la concentración volumétrica de los sólidos.
3. La viscosidad del la fase continua puede variar dependiendo de la temperatura de operación, si la temperatura aumenta la viscosidad disminuye y por lo tanto el tiempo de sedimentación tambien disminuiria.
4. Tenemos parámetros que no van a variar porque son propios del fluido del yacimiento, estos son las densidades los fluidos y, la gravedad gravedad API (13.5)

FIG.21: Variables de un tricanter.



Fuente: Presentación Tecnologías para el tratamiento de aguas residuales. Compañía ALFA ALVA 2014.Diapositiva 37.

5. En cuanto al tamaño de la partícula de estos equipos no van a manejar tamaños de partículas de crudo menores a 15 micrones, por lo que no podemos esperar una remoción del 100% del crudo.
- **Parámetros de Operación.** Una vez se realiza la caracterización del fluido se define los parámetros de operación de la tricanter como son:
 1. La velocidad del tambor puede llegar a un máximo de 3500 rpm y lo que permite un manejo máximo de 219 gpm para lodos aceitosos provenientes de del CPF esto según ficha técnica; sin embargo por eficiencia del equipo del 95% se maneja un máximo de 3300 rpm. Sin embargo para el manejo de crudos el caudal a manejar es menor debido a que las partículas de agua se mueven con mas dificultad en la fase continua del aceite y según ficha técnica se sugiere trabajar un máximo de 146 gpm.
 2. La velocidad diferencial entre el tornillo sin fin y el tambor debe manejarse, la velocidad diferencial determina el tiempo de permanencia de los sólidos en el tambor, por lo que tiene una gran influencia en el proceso de separación. Los cambios efectuados en la zona de alimentación inciden en el par motor del tornillo sin fin, dado que el tornillo tiene que desplazar cantidades variables de sólidos, produciéndose con ello una carga también variable. Esto requiere que se tenga que adaptar continuamente la velocidad diferencial, pues es la única manera de obtener una calidad homogénea en la expulsión de sólidos.
 3. La profundidad de la charca se controla con la altura de la capa del líquido, a mayor altura, mayor será el volumen de fluido y el tiempo teórico de permanencia del líquido en el tricanter; se produce también una mejora en el proceso de clarificación. Por otro lado, se ve reducida la sección de secado en la parte cónica del tambor y, por consiguiente, disminuye el tiempo en que los sólidos permanecen sin contacto con el líquido.

Los sólidos expulsados contendrán entonces mayor humedad y la capacidad de deshidratación de la máquina se verá reducida. En función de las aplicaciones y de los resultados que se quieran alcanzar en el proceso de separación, en Flottweg puede optimizar la profundidad del estanque y ajustarla a las necesidades y deseos particulares de la operación.

4. El ajuste del diámetro de la descarga se puede realizar mediante la configuración del diámetro de la salida del fluido, se tienen 40

configuraciones y con ella se puede adaptar a las circunstancias del proceso y de operatividad.

8. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA PLANTA STLA

El análisis financiero⁴⁰ busca obtener algunas medidas y relaciones que faciliten la toma de decisiones se utilizan ciertas herramientas y técnicas con varios fines, entre los cuales podemos mencionar los siguientes:

- Obtener una idea preliminar acerca de la existencia y disponibilidad de recursos para invertirlos en un proyecto determinado.
- Nos sirve para darnos una idea de la situación financiera futura, así como de las condiciones generales de la empresa y de sus resultados.
- Podemos utilizarlo como una herramienta para medir el desempeño de la administración o diagnosticar algunos problemas existentes en la empresa.
- Hay que decir que para evaluar el desempeño de la administración de una empresa, no hay nada mejor que el análisis de las utilidades, las cuales pueden incrementarse a través del manejo adecuado de los recursos que una empresa dispone, y esto solamente se puede medir mediante el análisis financiero.

8.1 FLUJO DE CAJA⁴¹

El flujo de caja es la acumulación neta de activos líquidos en un periodo determinado y, por lo tanto, constituye un indicador importante de la liquidez de una empresa. El flujo de caja se analiza a través del Estado de Flujo de Caja.

El objetivo del estado de flujo de caja es proveer información relevante sobre los ingresos y egresos de efectivo de una empresa durante un período de tiempo. Es un estado financiero dinámico y acumulativo.

La información que contiene un flujo de caja, ayuda a los inversionistas, administradores, acreedores y otros a:

⁴⁰ EL ANALISIS FINANCIERO. Emprende Pyme. [En Línea], <http://www.emprendepyme.net/el-analisis-financiero.html>. [Citado el 05 de Mayo de 2016].

⁴¹ECONOMIA & NOGOCIO EL MUNDO. El ABC de la Economía. [En Línea], <http://www.elmundo.com.ve/diccionario/fianza.aspx> [Citado el 11 de septiembre de 2015].

- Evaluar la capacidad de una empresa para generar flujos de efectivo positivo.
- Evaluar la capacidad de una empresa para cumplir con sus obligaciones contraídas y repartir utilidades en efectivo.
- Facilitar la determinación de las necesidades de financiamiento Identificar aquellas partidas que explican la diferencia entre el resultado neto contable y el flujo de efectivo relacionado con actividades operacionales.
- Conocer los efectos que producen, en la posición financiera de la empresa, las actividades de financiamiento e inversión que involucran efectivo y de aquellas que no lo involucran Facilitar la gestión interna de la medición y control presupuestario del efectivo de la empresa.

8.2 VALOR PRESENTE NETO O VALOR NETO ACTUAL⁴²

El valor presente neto o valor actual neto; VPN o VNA, es el más utilizado porque pone en pesos de hoy tanto los ingresos futuros como los egresos futuros, lo cual facilita la decisión desde el punto de vista financiero, de realizar o no un proyecto. Al usarse el VPN recordemos que los ingresos se toman con el signo positivo y en la línea de tiempo estarán ubicados en la parte superior y los egresos se tomarán con el signo negativo y estarán ubicados de la línea de tiempo hacia abajo.

- VPN >0 el proyecto es bueno.
- VPN <0 el proyecto no debe realizarse.
- VPN=0 financieramente será indiferente al inversionista.

Desde el punto de vista matemático el VPN es la sumatoria de los flujos de caja puestos en el día de hoy, lo cual podemos representar por:

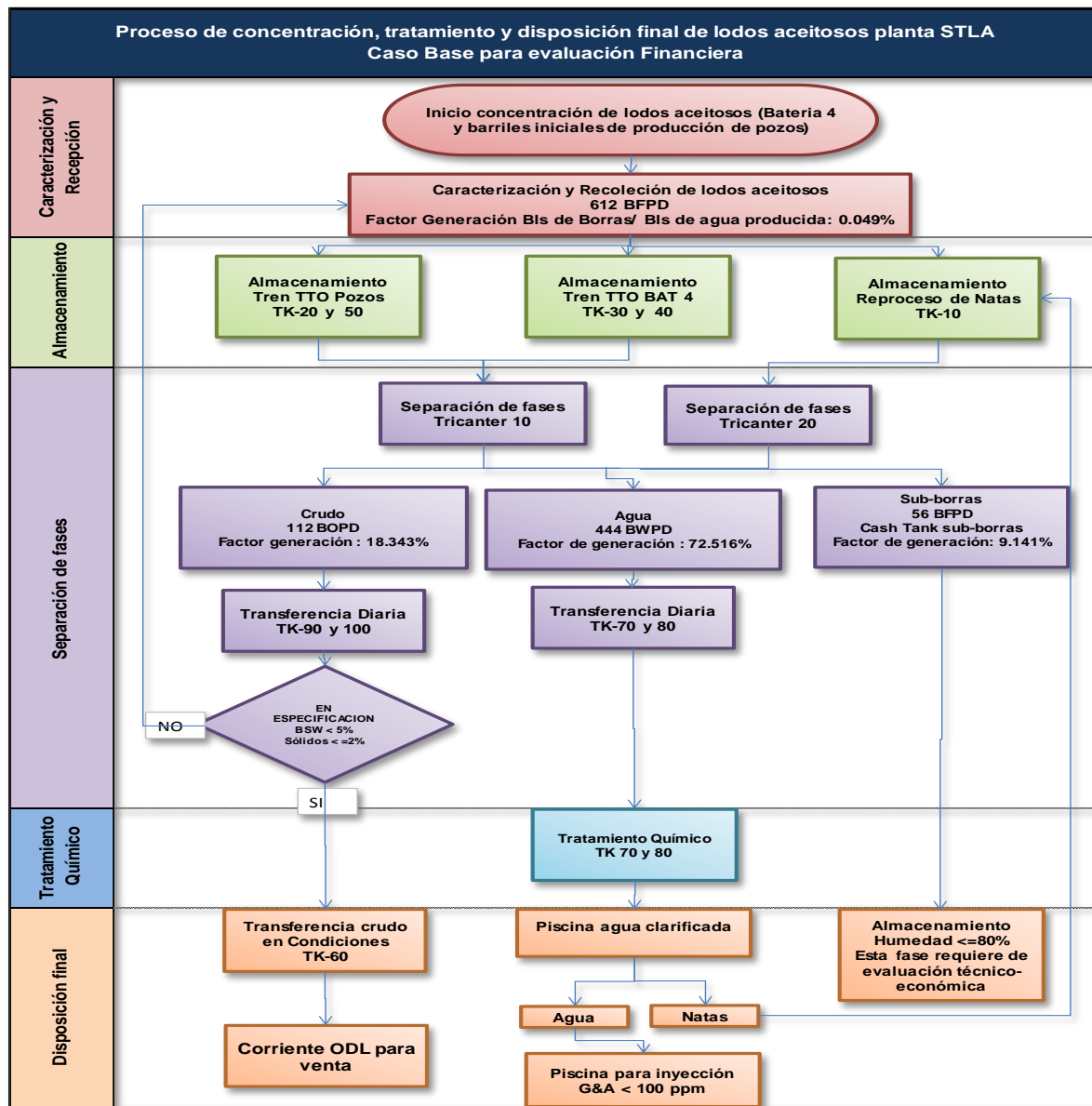
$$VPN = \sum F_n (1+i)^{-n} = F_0 + F_1 (1+i)^{-1} + F_2 (1+i)^{-2} + \dots + F_n (1+i)^{-n} \text{ (Ecuación 13)}$$

Donde i es la tasa a la cual son descontados los flujos de caja, esa tasa i la denominamos TIO y se denomina tasa de interés de oportunidad y es la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto.

⁴²BACA. Guillermo. Ingeniería Económica. Valor Presente Neto. Capítulo 9. Fondo Educativo Panamericano. Octava Edición. p.197 [PDF]. 90.

8.3. CASO BASE PARA EVALUACIÓN FINANCIERA PLANTA STLA

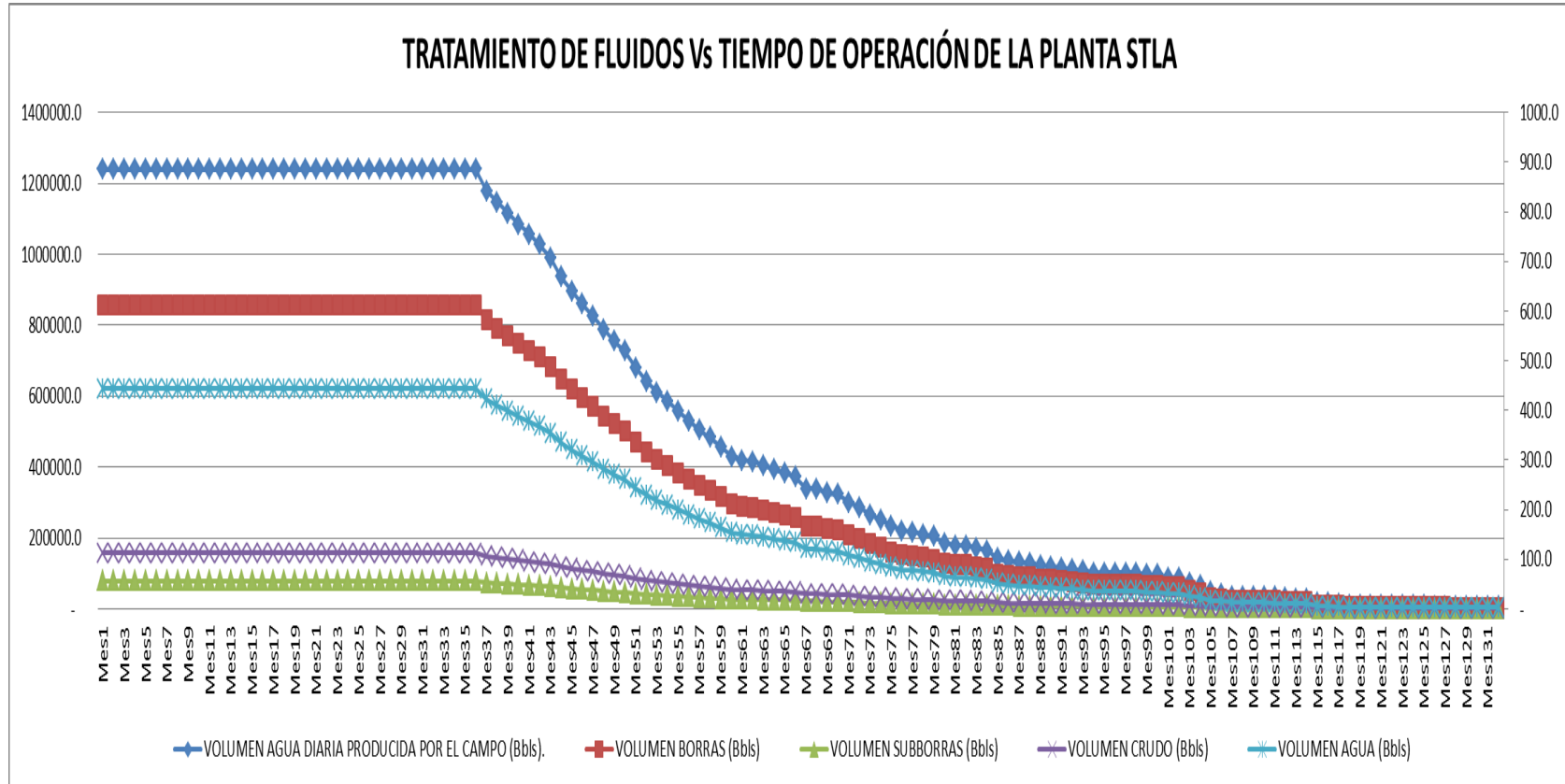
FIG.22: Diagrama de concentración, tratamiento y disposición final de lodos aceitosos planta STLA Caso Base para evaluación Financiera.



Fuente: Autor en base a la información suministrada por la empresa Pacific E&P

8.3.1 Proyección de fluidos manejados para la Evaluación Financiera

FIG.23: Proyección de fluidos a tratar en la planta STLA en base a la producción de agua en el Campo Quifa



Fuente: Autor en base a la información suministrada por la empresa Pacific E&P

8.3.2 Driver. Los driver son factores determinados históricamente que permiten a la empresa establecer cuáles son los fluidos a manejar a partir de una producción dada y que a la vez permite realizar un caso base para el presupuesto de futuros proyectos o provisionar los costos de tiempos futuros, en el caso del tratamiento de lodos aceitosos los factores son los siguientes:

- Factor de Generación de Borrás por Bbl de Agua producida en el campo Quifa es de 0.049%
- Factor de Generación de Sub-borrás Bbls Subborra/Bbls Borrás en el campo Quifa es de 9.141 %
- Factor de Generación de Crudo Bbls /Bbls Borrás en el campo Quifa es de 18.343%

8.3.3 Elaboración del flujo de caja. El flujo de caja es la acumulación neta de activos líquidos en un periodo determinado y, por lo tanto, constituye un indicador importante de la liquidez de una empresa.

Para la evaluación financiera se realizó una caja de flujo el 21 de abril del 2016 con el objetivo de desarrollar una evaluación costo/beneficio y en la cual se tuvieron en cuenta:

- TRM (tasa representativa del mercado promedio año 2016): \$3228.93.
- WTI NYMEX (indicador de precios futuros según la bolsa de valores de Chicago de mayo del 2016 a Diciembre de 2024): USD\$ 45.89
- Tasa de oportunidad mensual: 0.95%

8.3.3.1 Análisis de Costos y flujo de caja Planta STLA

Costos fijos de la planta STLA. Son los costos que se mantendrán durante la duración del proyecto.

- Empleados: supervisores, operadores y técnicos.
- Catering y otras facilidades.
- Renta de pajarita para el manejo de sólidos.

Tabla 21. Costos fijos operativos.

Descripción	Costo Unitario	Cantidad de Personal	Costo Mensual (COP\$)	Costo Mensual (USD\$)
Supervisor II	17.687.047	2	17.687.047	5.478
Operadores de Planta STLA	6.532.213	3	19.596.639	6.069
Técnicos de Operación Planta STLA	7.862.577	3	23.587.731	7.305
		8	60.871.416	18.852
Descripción	Costo Unitario	Cantidad de Personal	Costo Mensual (COP\$)	Costo Mensual (USD\$)
Alimentación y Camarería, y Contedores y Otras Facilidades.	105.343	8	25.619.418	7.934
Descripción	Costo Unitario	Cantidad de Equipos	Costo Mensual (COP\$)	Costo Mensual (USD\$)
Pajarita	750.000	1	9.000.000	2.787
TOTAL COSTO FIJOS			95.490.834	29.574

Fuente: Pacific E&P. Gerencia de Producción, 2016. Modificado por el autor.

Costos Variables de la Planta STLA. Son los costos que dependen de la cantidad de fluidos que deben ser tratados, en el caso de Campo Quifa esto se encuentra en función de la curva de producción de agua en función de la declinación del Campo.

- Tratamiento Químico.
- Costo de energía para generación.
- Costo de consumo de crudo para generación.
- Costo de disposición final de residuos y fluidos.

- **Costos de tratamiento químico:**

Tabla 22. Costos variables Tratamiento Químico.

Descripción	Unidades	Mes1	Mes36	Mes37	Mes38	Mes39	Mes40	Mes41	Mes42	Mes43	Mes44	Mes45	Mes46
COAGULANTE	US\$/Mes	3353.9	3353.9	3188.6	3101.8	3017.8	2933.0	2857.3	2776.0	2677.7	2533.1	2423.6	2326.7
	G Coagulante/ G de agua	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697
	USD\$/Gi	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49
	GPD	12.99	12.99	12.35	12.02	11.69	11.36	11.07	10.76	10.37	9.81	9.39	9.01
FLOCULANTE	US\$/Mes	81.3	81.3	77.3	75.2	73.2	71.1	69.3	67.3	64.9	61.4	58.8	56.4
	Kg Floculante/ G de agua	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036
	USD\$/Gi	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03
	KgPD	0.66	0.66	0.63	0.61	0.60	0.58	0.57	0.55	0.53	0.50	0.48	0.46
	USD\$ Tratamiento/Mes	3.435	3.435	3.266	3.177	3.091	3.004	2.927	2.843	2.743	2.595	2.482	2.383

Descripción	Unidades	Mes47	Mes48	Mes49	Mes50	Mes51	Mes52	Mes53	Mes54	Mes55	Mes56	Mes57	Mes58	Mes59
COAGULANTE	US\$/Mes	2231.1	2129.9	2042.2	1966.5	1838.3	1736.8	1652.0	1587.4	1506.4	1434.3	1364.4	1308.5	1235.0
	G Coagulante/ G de agua	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697
	USD\$/Gi	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49
	GPD	8.64	8.25	7.91	7.62	7.12	6.73	6.40	6.15	5.84	5.56	5.29	5.07	4.78
FLOCULANTE	US\$/Mes	54.1	51.7	49.5	47.7	44.6	42.1	40.1	38.5	36.5	34.8	33.1	31.7	30.0
	Kg Floculante/ G de agua	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036
	USD\$/Gi	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03
	KgPD	0.44	0.42	0.40	0.39	0.36	0.34	0.33	0.31	0.30	0.28	0.27	0.26	0.24
	USD\$ Tratamiento/Mes	2.285	2.182	2.092	2.014	1.883	1.779	1.692	1.626	1.543	1.469	1.398	1.340	1.265

Descripción	Unidades	Mes60	Mes61	Mes62	Mes63	Mes64	Mes65	Mes66	Mes67	Mes68	Mes69	Mes70	Mes71	Mes72
COAGULANTE	US\$/Mes	1162.2	1131.3	1124.0	1092.7	1062.7	1036.5	1005.3	917.1	916.7	883.4	872.0	813.2	773.6
	G Coagulante/ G de agua	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697
	USD\$/Gi	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49
	GPD	4.50	4.38	4.35	4.23	4.12	4.02	3.90	3.55	3.55	3.42	3.38	3.15	3.00
FLOCULANTE	US\$/Mes	28.2	27.4	27.3	26.5	25.8	25.1	24.4	22.2	22.2	21.4	21.1	19.7	18.8
	Kg Floculante/ G de agua	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036
	USD\$/Gi	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03
	KgPD	0.23	0.22	0.22	0.22	0.21	0.21	0.20	0.18	0.18	0.17	0.17	0.16	0.15
	USD\$ Tratamiento/Mes	1.190	1.159	1.151	1.119	1.088	1.062	1.030	939	939	905	893	833	792

Descripción	Unidades	Mes73	Mes74	Mes75	Mes76	Mes77	Mes78	Mes79	Mes80	Mes81	Mes82	Mes83	Mes84	Mes85
COAGULANTE	US\$/Mes	716.1	679.6	633.4	593.4	585.3	568.9	551.2	502.7	484.4	484.5	465.7	443.4	384.4
	G Coagulante/ G de agua	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697
	USD\$/Gi	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49
	GPD	2.77	2.63	2.45	2.30	2.27	2.20	2.14	1.95	1.88	1.88	1.80	1.72	1.49
FLOCULANTE	US\$/Mes	17.4	16.5	15.4	14.4	14.2	13.8	13.4	12.2	11.7	11.8	11.3	10.8	9.3
	Kg Floculante/ G de agua	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036
	USD\$/Gi	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03
	KgPD	0.14	0.13	0.13	0.12	0.12	0.11	0.11	0.10	0.10	0.10	0.09	0.09	0.08
	USD\$ Tratamiento/Mes	733	696	649	608	600	583	565	515	496	496	477	454	394

Descripción	Unidades	Mes86	Mes87	Mes88	Mes89	Mes90	Mes91	Mes92	Mes93	Mes94	Mes95	Mes96	Mes97	Mes98
COAGULANTE	US\$/Mes	365.8	352.8	347.7	333.1	322.9	314.4	299.7	289.6	272.7	272.7	272.8	272.8	272.9
	G Coagulante/ G de agua	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697
	USD\$/Gi	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49
	GPD	1.42	1.37	1.35	1.29	1.25	1.22	1.16	1.12	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06
FLOCULANTE	US\$/Mes	8.9	8.6	8.4	8.1	7.8	7.6	7.3	7.0	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6
	Kg Floculante/ G de agua	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036
	USD\$/Gi	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03
	KgPD	0.07	0.07	0.07	0.07	0.06	0.06	0.06	0.06	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
	USD\$ Tratamiento/Mes	375	361	356	341	331	322	307	297	279	279	279	279	279

Descripción	Unidades	Mes99	Mes100	Mes101	Mes102	Mes103	Mes104	Mes105	Mes106	Mes107	Mes108	Mes109	Mes110	Mes111
COAGULANTE	US\$/Mes	261.1	258.8	238.4	238.4	200.2	174.7	127.4	114.0	94.8	94.8	94.4	94.5	92.6
	G Coagulante/ G de agua	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697
	USD\$/Gi	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49
	GPD	1.01	1.00	0.92	0.92	0.78	0.68	0.49	0.44	0.37	0.37	0.37	0.37	0.36
FLOCULANTE	US\$/Mes	6.3	6.3	5.8	5.8	4.9	4.2	3.1	2.8	2.3	2.3	2.3	2.3	2.2
	Kg Floculante/ G de agua	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036
	USD\$/Gi	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03
	KgPD	0.05	0.05	0.05	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
	USD\$ Tratamiento/Mes	267	265	244	244	205	179	131	117	97	97	97	97	95

Descripción	Unidades	Mes112	Mes113	Mes114	Mes115	Mes116	Mes117	Mes118	Mes119	Mes120	Mes121	Mes122	Mes123	Mes124	Mes125
COAGULANTE	US\$/Mes	80.8	78.6	74.6	44.0	44.0	36.2	26.9	24.9	24.9	24.9	24.9	24.9	24.9	24.9
	G Coagulante/ G de agua	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697
	USD\$/Gi	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49
	GPD	0.31	0.30	0.29	0.17	0.17	0.14	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
FLOCULANTE	US\$/Mes	2.0	1.9	1.8	1.1	1.1	0.9	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
	Kg Floculante/ G de agua	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036
	USD\$/Gi	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03
	KgPD	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
USD\$ Tratamiento/Mes		83	81	76	45	45	37	28	25	25	25	25	25	25	25

Descripción	Unidades	Mes126	Mes127	Mes128	Mes129	Mes130	Mes131	Mes132
COAGULANTE	US\$/Mes	20.3	20.3	18.0	18.0	18.1	18.1	18.1
	G Coagulante/ G de agua	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697	0.000697
	USD\$/Gi	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49
	GPD	0.08	0.08	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
FLOCULANTE	US\$/Mes	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
	Kg Floculante/ G de agua	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036	0.000036
	USD\$/Gi	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03
	KgPD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
USD\$ Tratamiento/Mes		21	21	18	18	18	18	18

Fuente: Pacific E&P. Gerencia de Producción, 2016. Modificado por el autor.

- **Costo de energía para generación:**

Tabla 23. Costos energía para generación.

Descripción	Unidades	Mes1	Mes36	Mes37	Mes38	Mes39	Mes40	Mes41	Mes42	Mes43	Mes44	Mes45	Mes46
ENERGIA PARA GENERACIÓN	Consumo de KW de la planta KW/h	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
	Consumo de KW de la planta KWD/BFPD	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
	Consumo de KW de la planta mensual	102.300	102.300	97.257	94.609	92.047	89.461	87.151	84.673	81.673	77.265	73.923	70.968
	COP\$/KW	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354
	COP\$/KW Mes	36.221.254	36.221.254	34.435.864	33.498.146	32.591.060	31.675.341	30.857.706	29.980.089	28.917.955	27.357.089	26.173.788	25.127.804
	USD\$/KW Mes	11.218	11.218	10.665	10.374	10.093	9.810	9.557	9.285	8.956	8.472	8.106	7.782

Descripción	Unidades	Mes47	Mes48	Mes49	Mes50	Mes51	Mes52	Mes53	Mes54	Mes55	Mes56	Mes57	Mes58	Mes59
ENERGIA PARA GENERACIÓN	Consumo de KW de la planta KW/h	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
	Consumo de KW de la planta KWD/BFPD	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
	Consumo de KW de la planta mensual	68.054	64.965	62.289	59.981	56.070	52.976	50.389	48.418	45.948	43.748	41.617	39.910	37.669
	COP\$/KW	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354
	COP\$/KW Mes	24.095.726	23.002.242	22.054.680	21.237.448	19.852.788	18.757.142	17.841.143	17.143.411	16.268.976	15.489.843	14.735.484	14.130.960	13.337.469
	USD\$/KW Mes	7.462	7.124	6.830	6.577	6.148	5.809	5.525	5.309	5.039	4.797	4.564	4.376	4.131

Descripción	Unidades	Mes60	Mes61	Mes62	Mes63	Mes64	Mes65	Mes66	Mes67	Mes68	Mes69	Mes70	Mes71	Mes72
ENERGIA PARA GENERACIÓN	Consumo de KW de la planta KW/h	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
	Consumo de KW de la planta KWD/BFPD	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
	Consumo de KW de la planta mensual	35.448	34.506	34.284	33.330	32.413	31.614	30.663	27.973	27.960	26.944	26.596	24.803	23.596
	COP\$/KW	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354
	COP\$/KW Mes	12.551.174	12.217.386	12.138.798	11.801.165	11.476.432	11.193.699	10.857.018	9.904.420	9.899.775	9.540.167	9.417.007	8.782.108	8.354.806
	USD\$/KW Mes	3.887	3.784	3.759	3.655	3.554	3.467	3.362	3.067	3.066	2.955	2.916	2.720	2.587

Descripción	Unidades	Mes73	Mes74	Mes75	Mes76	Mes77	Mes78	Mes79	Mes80	Mes81	Mes82	Mes83	Mes84	Mes85
ENERGIA PARA GENERACIÓN	Consumo de KW de la planta KW/h	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
	Consumo de KW de la planta KWD/BFPD	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
	Consumo de KW de la planta mensual	21.842	20.729	19.319	18.100	17.854	17.354	16.813	15.334	14.775	14.778	14.203	13.525	11.724
	COP\$/KW	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354
	COP\$/KW Mes	7.733.627	7.339.612	6.840.251	6.408.645	6.321.428	6.144.364	5.953.062	5.429.386	5.231.309	5.232.340	5.029.028	4.788.748	4.151.052
	USD\$/KW Mes	2.395	2.273	2.118	1.985	1.958	1.903	1.844	1.681	1.620	1.620	1.557	1.483	1.286

Descripción	Unidades	Mes99	Mes100	Mes101	Mes102	Mes103	Mes104	Mes105	Mes106	Mes107	Mes108	Mes109	Mes110	Mes111
ENERGIA PARA GENERACIÓN	Consumo de KW de la planta KW/h	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
	Consumo de KW de la planta KWD/BFPD	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
	Consumo de KW de la planta mensual	7.964	7.894	7.271	7.272	6.107	5.328	3.887	3.476	2.892	2.893	2.881	2.881	2.824
	COP\$/KW	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354
	COP\$/KW Mes	2.819.770	2.794.860	2.574.380	2.574.780	2.162.337	1.886.365	1.376.184	1.230.858	1.024.058	1.024.252	1.019.920	1.020.105	999.806
	USD\$/KW Mes	873	866	797	797	670	584	426	381	317	317	316	316	310

Descripción	Unidades	Mes86	Mes87	Mes88	Mes89	Mes90	Mes91	Mes92	Mes93	Mes94	Mes95	Mes96	Mes97	Mes98
ENERGIA PARA GENERACIÓN	Consumo de KW de la planta KW/h	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
	Consumo de KW de la planta KWD/BFPD	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
	Consumo de KW de la planta mensual	11.158	10.761	10.606	10.159	9.850	9.591	9.142	8.834	8.318	8.319	8.320	8.322	8.323
	COP\$/KW	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354
	COP\$/KW Mes	3.950.685	3.810.275	3.755.146	3.597.146	3.487.662	3.395.851	3.236.913	3.127.805	2.944.979	2.945.491	2.945.990	2.946.479	2.946.957
	USD\$/KW Mes	1.224	1.180	1.163	1.114	1.080	1.052	1.002	969	912	912	912	913	913

Descripción	Unidades	Mes112	Mes113	Mes114	Mes115	Mes116	Mes117	Mes118	Mes119	Mes120	Mes121	Mes122	Mes123	Mes124	Mes125
ENERGIA PARA GENERACIÓN	Consumo de KW de la planta KW/h	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
	Consumo de KW de la planta KWD/BFPD	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
	Consumo de KW de la planta mensual	2.464	2.397	2.276	1.342	1.342	1.105	819	758	758	759	759	759	759	759
	COPS/KW	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354
	COPS/KW Mes	872.374	848.822	805.856	475.036	475.136	391.421	290.126	268.463	268.532	268.601	268.667	268.733	268.797	268.860
	USD\$/KW Mes	270	263	250	147	147	121	90	83	83	83	83	83	83	83

Descripción	Unidades	Mes126	Mes127	Mes128	Mes129	Mes130	Mes131	Mes132
ENERGIA PARA GENERACIÓN	Consumo de KW de la planta KW/h	140	140	140	140	140	140	140
	Consumo de KW de la planta KWD/BFPD	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
	Consumo de KW de la planta mensual	620	620	550	550	551	551	551
	COPS/KW	354	354	354	354	354	354	354
	COPS/KW Mes	219.623	219.678	194.840	194.891	194.940	194.989	195.036
	USD\$/KW Mes	68	68	60	60	60	60	60

Fuente: Pacific E&P. Gerencia de Producción, 2016. Modificado por el autor

- **Costo de consumo de crudo para generación:**

Tabla 24. Costo de consumo de crudo para generación.

Descripción	Unidades	Mes1	Mes36	Mes37	Mes38	Mes39	Mes40	Mes41	Mes42	Mes43	Mes44	Mes45	Mes46
CONSUMO DE CRUDO PARA GENERACION	Bls crudo consumido/ Bls Tratado Mes	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009
	USD\$ Levantamiento @ Marzo de 2016 QFSW / Bls consumido	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9
	USD\$ / Bls tratado	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050
	USD\$/Mes	933	933	887	863	839	816	795	772	745	705	674	647

Descripción	Unidades	Mes47	Mes48	Mes49	Mes50	Mes51	Mes52	Mes53	Mes54	Mes55	Mes56	Mes57	Mes58	Mes59
CONSUMO DE CRUDO PARA GENERACION	Bls crudo consumido/ Bls Tratado Mes	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009
	USD\$ Levantamiento @ Marzo de 2016 QFSW / Bls consumido	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9
	USD\$ / Bls tratado	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050
	USD\$/Mes	621	592	568	547	511	483	459	441	419	399	379	364	343

Descripción	Unidades	Mes60	Mes61	Mes62	Mes63	Mes64	Mes65	Mes66	Mes67	Mes68	Mes69	Mes70	Mes71	Mes72
CONSUMO DE CRUDO PARA GENERACION	Bls crudo consumido/ Bls Tratado Mes	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009
	USD\$ Levantamiento @ Marzo de 2016 QFSW / Bls consumido	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9
	USD\$ / Bls tratado	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050
	USD\$/Mes	323	315	313	304	296	288	280	255	255	246	243	226	215

Descripción	Unidades	Mes73	Mes74	Mes75	Mes76	Mes77	Mes78	Mes79	Mes80	Mes81	Mes82	Mes83	Mes84	Mes85
CONSUMO DE CRUDO PARA GENERACION	Bls crudo consumido/ Bls Tratado Mes	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009
	USD\$ Levantamiento @ Marzo de 2016 QFSW / Bls consumido	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9
	USD\$ / Bls tratado	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050
	USD\$/Mes	199	189	176	165	163	158	153	140	135	135	130	123	107

Descripción	Unidades	Mes86	Mes87	Mes88	Mes89	Mes90	Mes91	Mes92	Mes93	Mes94	Mes95	Mes96	Mes97	Mes98
CONSUMO DE CRUDO PARA GENERACION	Bls crudo consumido/ Bls Tratado Mes	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009
	USD\$ Levantamiento @ Marzo de 2016 QFSW / Bls consumido	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9
	USD\$ / Bls tratado	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050
	USD\$/Mes	102	98	97	93	90	87	83	81	76	76	76	76	76

Descripción	Unidades	Mes99	Mes100	Mes101	Mes102	Mes103	Mes104	Mes105	Mes106	Mes107	Mes108	Mes109	Mes110	Mes111
CONSUMO DE CRUDO PARA GENERACION	Bls crudo consumido/ Bls Tratado Mes	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009
	USD\$ Levantamiento @ Marzo de 2016 QFSW / Bls consumido	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9
	USD\$ / Bls tratado	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050
	USD\$/Mes	73	72	66	66	56	49	35	32	26	26	26	26	26

Descripción	Mes112	Mes113	Mes114	Mes115	Mes116	Mes117	Mes118	Mes119	Mes120	Mes121	Mes122	Mes123	Mes124	Mes125
CONSUMO DE CRUDO PARA GENERACION	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009
	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9
	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050
	22	22	21	12	12	10	7	7	7	7	7	7	7	7

Descripción	Mes126	Mes127	Mes128	Mes129	Mes130	Mes131	Mes132
CONSUMO DE CRUDO PARA GENERACION	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009
	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9
	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050
	6	6	5	5	5	5	5

- **Costo de disposición final de residuos y fluidos:**

Tabla 25. Costo de disposición final de residuos y fluidos.

Descripción	Unidades	Mes1	Mes36	Mes37	Mes38	Mes39	Mes40	Mes41	Mes42	Mes43	Mes44	Mes45	Mes46
DISPOSICIÓN FINAL DE RESIDUOS Y FLUIDOS	USD\$/Bls	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8
	USD\$/Mes	18.429	18.429	17.521	17.044	16.582	16.116	15.700	15.254	14.713	13.919	13.317	12.785

Descripción	Unidades	Mes47	Mes48	Mes49	Mes50	Mes51	Mes52	Mes53	Mes54	Mes55	Mes56	Mes57	Mes58	Mes59
DISPOSICIÓN FINAL DE RESIDUOS Y FLUIDOS	USD\$/Bls	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8
	USD\$/Mes	12.260	11.703	11.221	10.805	10.101	9.543	9.077	8.722	8.277	7.881	7.497	7.190	6.786

Descripción	Unidades	Mes60	Mes61	Mes62	Mes63	Mes64	Mes65	Mes66	Mes67	Mes68	Mes69	Mes70	Mes71	Mes72
DISPOSICIÓN FINAL DE RESIDUOS Y FLUIDOS	USD\$/Bls	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8
	USD\$/Mes	6.386	6.216	6.176	6.004	5.839	5.695	5.524	5.039	5.037	4.854	4.791	4.468	4.251

Descripción	Unidades	Mes73	Mes74	Mes75	Mes76	Mes77	Mes78	Mes79	Mes80	Mes81	Mes82	Mes83	Mes84	Mes85
DISPOSICIÓN FINAL DE RESIDUOS Y FLUIDOS	USD\$/Bls	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8
	USD\$/Mes	3.935	3.734	3.480	3.261	3.216	3.126	3.029	2.762	2.662	2.662	2.559	2.436	2.112

Descripción	Unidades	Mes86	Mes87	Mes88	Mes89	Mes90	Mes91	Mes92	Mes93	Mes94	Mes95	Mes96	Mes97	Mes98
DISPOSICIÓN FINAL DE RESIDUOS Y FLUIDOS	USD\$/Bls	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8
	USD\$/Mes	2.010	1.939	1.911	1.830	1.774	1.728	1.647	1.591	1.498	1.499	1.499	1.499	1.499

Descripción	Unidades	Mes99	Mes100	Mes101	Mes102	Mes103	Mes104	Mes105	Mes106	Mes107	Mes108	Mes109	Mes110	Mes111
DISPOSICIÓN FINAL DE RESIDUOS Y FLUIDOS	USD\$/Bls	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8
	USD\$/Mes	1.435	1.422	1.310	1.310	1.100	960	700	626	521	521	519	519	509

Descripción	Unidades	Mes112	Mes113	Mes114	Mes115	Mes116	Mes117	Mes118	Mes119	Mes120	Mes121	Mes122	Mes123	Mes124	Mes125
DISPOSICIÓN FINAL DE RESIDUOS Y FLUIDOS	USD\$/Bls	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8
	USD\$/Mes	444	432	410	242	242	199	148	137	137	137	137	137	137	137

Descripción	Unidades	Mes126	Mes127	Mes128	Mes129	Mes130	Mes131	Mes132
DISPOSICIÓN FINAL DE RESIDUOS Y FLUIDOS	USD\$/Bls	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8
	USD\$/Mes	112	112	99	99	99	99	99

Fuente: Pacific E&P. Gerencia de Producción, 2016. Modificado por el autor

- **Flujo de caja Planta STLA**

Tabla 26. Flujo de caja

CONCEPTOS / MES	Mes1	Mes36	Mes37	Mes38	Mes39	Mes40	Mes41	Mes42
TOTAL COSTOS FIJOS	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574
TOTAL COSTOS VARIABLES	-34.015	-34.015	-32.338	-31.458	-30.606	-29.746	-28.978	-28.154
TOTAL COSTOS ACTUAL STLA	-63.589	-63.589	-61.912	-61.031	-60.180	-59.320	-58.552	-57.728
TOTAL INGRESOS ANTES DE IMPUESTO	156.571	156.571	148.853	144.800	140.879	136.921	133.386	129.593
IMPUESTO RENTA 25%	-39.143	-39.143	-37.213	-36.200	-35.220	-34.230	-33.347	-32.398
IMPUESTO TRANSPORTE OLEODUCTO 2% POR BOPD	-3.131	-3.131	-2.977	-2.896	-2.818	-2.738	-2.668	-2.592
IMPUESTO REGALIAS 9% POR BOPD	-14.091	-14.091	-13.397	-13.032	-12.679	-12.323	-12.005	-11.663
TOTAL INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS	100.205	100.205	95.266	92.672	90.163	87.629	85.367	82.939
TOTAL NETO ACTUAL STLA	36.617	36.617	33.354	31.641	29.983	28.310	26.816	25.212

CONCEPTOS / MES	Mes43	Mes44	Mes45	Mes46	Mes47	Mes48	Mes49	Mes50
TOTAL COSTOS FIJOS	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574
TOTAL COSTOS VARIABLES	-27.156	-25.691	-24.579	-23.597	-22.628	-21.601	-20.711	-19.944
TOTAL COSTOS ACTUAL STLA	-56.730	-55.264	-54.153	-53.171	-52.202	-51.175	-50.285	-49.518
TOTAL INGRESOS ANTES DE IMPUESTO	125.002	118.255	113.140	108.618	104.157	99.430	95.334	91.802
IMPUESTO RENTA 25%	-31.250	-29.564	-28.285	-27.155	-26.039	-24.858	-23.834	-22.950
IMPUESTO TRANSPORTE OLEODUCTO 2% POR BOPD	-2.500	-2.365	-2.263	-2.172	-2.083	-1.989	-1.907	-1.836
IMPUESTO REGALIAS 9% POR BOPD	-11.250	-10.643	-10.183	-9.776	-9.374	-8.949	-8.580	-8.262
TOTAL INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS	80.001	75.683	72.409	69.516	66.660	63.635	61.014	58.753
TOTAL NETO ACTUAL STLA	23.271	20.418	18.256	16.345	14.459	12.460	10.729	9.235

CONCEPTOS / MES	Mes51	Mes52	Mes53	Mes54	Mes55	Mes56	Mes57	Mes58
TOTAL COSTOS FIJOS	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574
TOTAL COSTOS VARIABLES	-18.643	-17.615	-16.754	-16.099	-15.278	-14.546	-13.838	-13.270
TOTAL COSTOS ACTUAL STLA	-48.217	-47.188	-46.328	-45.673	-44.852	-44.120	-43.412	-42.844
TOTAL INGRESOS ANTES DE IMPUESTO	85.816	81.080	77.121	74.105	70.325	66.957	63.696	61.083
IMPUESTO RENTA 25%	-21.454	-20.270	-19.280	-18.526	-17.581	-16.739	-15.924	-15.271
IMPUESTO TRANSPORTE OLEODUCTO 2% POR BOPD	-1.716	-1.622	-1.542	-1.482	-1.406	-1.339	-1.274	-1.222
IMPUESTO REGALIAS 9% POR BOPD	-7.723	-7.297	-6.941	-6.669	-6.329	-6.026	-5.733	-5.497
TOTAL INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS	54.922	51.891	49.357	47.427	45.008	42.852	40.765	39.093
TOTAL NETO ACTUAL STLA	6.705	4.703	3.029	1.754	156	-1.268	-2.646	-3.751

CONCEPTOS / MES	Mes59	Mes60	Mes61	Mes62	Mes63	Mes64	Mes65	Mes66
TOTAL COSTOS FIJOS	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574
TOTAL COSTOS VARIABLES	-12.525	-11.787	-11.473	-11.399	-11.082	-10.777	-10.512	-10.196
TOTAL COSTOS ACTUAL STLA	-42.099	-41.360	-41.047	-40.973	-40.656	-40.351	-40.086	-39.769
TOTAL INGRESOS ANTES DE IMPUESTO	57.653	54.254	52.811	52.472	51.012	49.608	48.386	46.931
IMPUESTO RENTA 25%	-14.413	-13.564	-13.203	-13.118	-12.753	-12.402	-12.097	-11.733
IMPUESTO TRANSPORTE OLEODUCTO 2% POR BOPD	-1.153	-1.085	-1.056	-1.049	-1.020	-992	-968	-939
IMPUESTO REGALIAS 9% POR BOPD	-5.189	-4.883	-4.753	-4.722	-4.591	-4.465	-4.355	-4.224
TOTAL INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS	36.898	34.723	33.799	33.582	32.648	31.749	30.967	30.036
TOTAL NETO ACTUAL STLA	-5.201	-6.638	-7.248	-7.391	-8.008	-8.602	-9.118	-9.734

CONCEPTOS / MES	Mes67	Mes68	Mes69	Mes70	Mes71	Mes72	Mes73	Mes74
TOTAL COSTOS FIJOS	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574
TOTAL COSTOS VARIABLES	-9.301	-9.297	-8.959	-8.843	-8.247	-7.846	-7.263	-6.893
TOTAL COSTOS ACTUAL STLA	-38.875	-38.871	-38.533	-38.417	-37.821	-37.420	-36.836	-36.466
TOTAL INGRESOS ANTES DE IMPUESTO	42.813	42.793	41.239	40.706	37.962	36.115	33.430	31.726
IMPUESTO RENTA 25%	-10.703	-10.698	-10.310	-10.177	-9.490	-9.029	-8.357	-7.932
IMPUESTO TRANSPORTE OLEODUCTO 2% POR BOPD	-856	-856	-825	-814	-759	-722	-669	-635
IMPUESTO REGALIAS 9% POR BOPD	-3.853	-3.851	-3.711	-3.664	-3.417	-3.250	-3.009	-2.855
TOTAL INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS	27.400	27.388	26.393	26.052	24.296	23.113	21.395	20.305
TOTAL NETO ACTUAL STLA	-11.475	-11.483	-12.140	-12.365	-13.525	-14.306	-15.441	-16.161

CONCEPTOS / MES	Mes75	Mes76	Mes77	Mes78	Mes79	Mes80	Mes81	Mes82
TOTAL COSTOS FIJOS	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574
TOTAL COSTOS VARIABLES	-6.424	-6.018	-5.936	-5.770	-5.590	-5.099	-4.913	-4.914
TOTAL COSTOS ACTUAL STLA	-35.997	-35.592	-35.510	-35.344	-35.164	-34.672	-34.486	-34.487
TOTAL INGRESOS ANTES DE IMPUESTO	29.568	27.702	27.325	26.560	25.733	23.469	22.613	22.617
IMPUESTO RENTA 25%	-7.392	-6.926	-6.831	-6.640	-6.433	-5.867	-5.653	-5.654
IMPUESTO TRANSPORTE OLEODUCTO 2% POR BOPD	-591	-554	-547	-531	-515	-469	-452	-452
IMPUESTO REGALIAS 9% POR BOPD	-2.661	-2.493	-2.459	-2.390	-2.316	-2.112	-2.035	-2.036
TOTAL INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS	18.923	17.729	17.488	16.998	16.469	15.020	14.472	14.475
TOTAL NETO ACTUAL STLA	-17.074	-17.863	-18.022	-18.346	-18.695	-19.652	-20.014	-20.012

CONCEPTOS / MES	Mes83	Mes84	Mes85	Mes86	Mes87	Mes88	Mes89	Mes90
TOTAL COSTOS FIJOS	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574
TOTAL COSTOS VARIABLES	-4.723	-4.497	-3.898	-3.710	-3.578	-3.526	-3.378	-3.275
TOTAL COSTOS ACTUAL STLA	-34.297	-34.071	-33.472	-33.284	-33.152	-33.100	-32.952	-32.849
TOTAL INGRESOS ANTES DE IMPUESTO	21.739	20.700	17.943	17.077	16.470	16.232	15.549	15.076
IMPUESTO RENTA 25%	-5.435	-5.175	-4.486	-4.269	-4.118	-4.058	-3.887	-3.769
IMPUESTO TRANSPORTE OLEODUCTO 2% POR BOPD	-435	-414	-359	-342	-329	-325	-311	-302
IMPUESTO REGALIAS 9% POR BOPD	-1.956	-1.863	-1.615	-1.537	-1.482	-1.461	-1.399	-1.357
TOTAL INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS	13.913	13.248	11.484	10.930	10.541	10.389	9.951	9.649
TOTAL NETO ACTUAL STLA	-20.384	-20.823	-21.988	-22.354	-22.611	-22.712	-23.000	-23.200

CONCEPTOS / MES	Mes91	Mes92	Mes93	Mes94	Mes95	Mes96	Mes97	Mes98
TOTAL COSTOS FIJOS	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574
TOTAL COSTOS VARIABLES	-3.189	-3.040	-2.937	-2.766	-2.766	-2.767	-2.767	-2.767
TOTAL COSTOS ACTUAL STLA	-32.763	-32.614	-32.511	-32.339	-32.340	-32.340	-32.341	-32.341
TOTAL INGRESOS ANTES DE IMPUESTO	14.679	13.992	13.520	12.730	12.732	12.734	12.737	12.739
IMPUESTO RENTA 25%	-3.670	-3.498	-3.380	-3.183	-3.183	-3.184	-3.184	-3.185
IMPUESTO TRANSPORTE OLEODUCTO 2% POR BOPD	-294	-280	-270	-255	-255	-255	-255	-255
IMPUESTO REGALIAS 9% POR BOPD	-1.321	-1.259	-1.217	-1.146	-1.146	-1.146	-1.146	-1.146
TOTAL INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS	9.395	8.955	8.653	8.147	8.149	8.150	8.151	8.153
TOTAL NETO ACTUAL STLA	-23.368	-23.659	-23.858	-24.192	-24.191	-24.190	-24.189	-24.189

CONCEPTOS / MES	Mes99	Mes100	Mes101	Mes102	Mes103	Mes104	Mes105	Mes106
TOTAL COSTOS FIJOS	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574
TOTAL COSTOS VARIABLES	-2.648	-2.625	-2.418	-2.418	-2.031	-1.771	-1.292	-1.156
TOTAL COSTOS ACTUAL STLA	-32.222	-32.198	-31.991	-31.992	-31.604	-31.345	-30.866	-30.730
TOTAL INGRESOS ANTES DE IMPUESTO	12.189	12.081	11.128	11.130	9.347	8.154	5.949	5.321
IMPUESTO RENTA 25%	-3.047	-3.020	-2.782	-2.782	-2.337	-2.039	-1.487	-1.330
IMPUESTO TRANSPORTE OLEODUCTO 2% POR BOPD	-244	-242	-223	-223	-187	-163	-119	-106
IMPUESTO REGALIAS 9% POR BOPD	-1.097	-1.087	-1.002	-1.002	-841	-734	-535	-479
TOTAL INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS	7.801	7.732	7.122	7.123	5.982	5.219	3.807	3.405
TOTAL NETO ACTUAL STLA	-24.421	-24.467	-24.869	-24.869	-25.622	-26.127	-27.059	-27.325

CONCEPTOS / MES	Mes107	Mes108	Mes109	Mes110	Mes111	Mes112	Mes113	Mes114
TOTAL COSTOS FIJOS	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574
TOTAL COSTOS VARIABLES	-962	-962	-958	-958	-939	-819	-797	-757
TOTAL COSTOS ACTUAL STLA	-30.536	-30.536	-30.532	-30.532	-30.513	-30.393	-30.371	-30.331
TOTAL INGRESOS ANTES DE IMPUESTO	4.427	4.427	4.409	4.410	4.322	3.771	3.669	3.483
IMPUESTO RENTA 25%	-1.107	-1.107	-1.102	-1.102	-1.080	-943	-917	-871
IMPUESTO TRANSPORTE OLEODUCTO 2% POR BOPD	-89	-89	-88	-88	-86	-75	-73	-70
IMPUESTO REGALIAS 9% POR BOPD	-398	-398	-397	-397	-389	-339	-330	-314
TOTAL INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS	2.833	2.834	2.822	2.822	2.766	2.413	2.348	2.229
TOTAL NETO ACTUAL STLA	-27.702	-27.702	-27.710	-27.710	-27.747	-27.980	-28.023	-28.101

CONCEPTOS / MES	Mes115	Mes116	Mes117	Mes118	Mes119	Mes120	Mes121	Mes122
TOTAL COSTOS FIJOS	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574
TOTAL COSTOS VARIABLES	-446	-446	-368	-272	-252	-252	-252	-252
TOTAL COSTOS ACTUAL STLA	-30.020	-30.020	-29.941	-29.846	-29.826	-29.826	-29.826	-29.826
TOTAL INGRESOS ANTES DE IMPUESTO	2.053	2.054	1.692	1.254	1.160	1.161	1.161	1.161
IMPUESTO RENTA 25%	-513	-513	-423	-314	-290	-290	-290	-290
IMPUESTO TRANSPORTE OLEODUCTO 2% POR BOPD	-41	-41	-34	-25	-23	-23	-23	-23
IMPUESTO REGALIAS 9% POR BOPD	-185	-185	-152	-113	-104	-104	-104	-105
TOTAL INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS	1.314	1.314	1.083	803	743	743	743	743
TOTAL NETO ACTUAL STLA	-28.706	-28.706	-28.859	-29.044	-29.083	-29.083	-29.083	-29.083

CONCEPTOS / MES	Mes123	Mes124	Mes125	Mes126	Mes127	Mes128	Mes129	Mes130	Mes131	Mes132
TOTAL COSTOS FIJOS	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574	-29.574
TOTAL COSTOS VARIABLES	-252	-252	-252	-206	-206	-183	-183	-183	-183	-183
TOTAL COSTOS ACTUAL STLA	-29.826	-29.826	-29.826	-29.780	-29.780	-29.757	-29.757	-29.757	-29.757	-29.757
TOTAL INGRESOS ANTES DE IMPUESTO	1.162	1.162	1.162	949	950	842	842	843	843	843
IMPUESTO RENTA 25%	-290	-290	-291	-237	-237	-211	-211	-211	-211	-211
IMPUESTO TRANSPORTE OLEODUCTO 2% POR BOPD	-23	-23	-23	-19	-19	-17	-17	-17	-17	-17
IMPUESTO REGALIAS 9% POR BOPD	-105	-105	-105	-85	-85	-76	-76	-76	-76	-76
TOTAL INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS	743	744	744	608	608	539	539	539	539	540
TOTAL NETO ACTUAL STLA	-29.083	-29.083	-29.083	-29.172	-29.172	-29.218	-29.218	-29.218	-29.218	-29.217

Fuente: Pacific E&P. Gerencia de Producción, 2016. Modificado por el autor

8.4 ANÁLISIS COSTO/BENEFICIO DE LA PLANTA STLA⁴³

El análisis costo-beneficio es una herramienta financiera que mide la relación entre los costos y beneficios asociados a un proyecto de inversión con el fin de evaluar su rentabilidad, entendiéndose por proyecto de inversión no solo como la creación de un nuevo negocio, sino también, como inversiones que se pueden hacer en un negocio en marcha tales como el desarrollo de nuevo producto o la adquisición de nueva maquinaria.

Mientras que la relación costo-beneficio (B/C), también conocida como índice neto de rentabilidad, es un cociente que se obtiene al dividir el Valor Actual de los Ingresos totales netos o beneficios netos (VAI) entre el Valor Actual de los Costos de inversión o costos totales (VAC) de un proyecto.

$$B/C = VAI/VAC \text{ (Ecuación 14)}$$

Según el análisis costo-beneficio, un proyecto o negocio será rentable cuando la relación costo-beneficio es mayor que la unidad.

$B/C > 1 \rightarrow$ el proyecto es rentable

Los pasos necesarios para hallar y analizar la relación costo-beneficio son los siguientes:

- Hallar costos y beneficios: en primer lugar hallamos la proyección de los costos de inversión o costos totales y los ingresos totales netos o beneficios netos del proyecto o negocio para un periodo de tiempo determinado.
- Convertir costos y beneficios a un valor actual: debido a que los montos que hemos proyectado no toman en cuenta el valor del dinero en el tiempo (hoy en día tendrían otro valor), debemos actualizarlos a través de una tasa de descuento.
- Hallar relación costo-beneficio: dividimos el valor actual de los beneficios entre el valor actual de los costos del proyecto.

⁴³CRECE NEGOCIOS. Arthur K. Finanzas de Empresas. [En Línea], <http://www.crecenegocios.com/el-analisis-costo-beneficio/>. [Citado el 11 de septiembre de 2015].

- Analizar relación costo-beneficio: si el valor resultante es mayor que 1 el proyecto es rentable, pero si es igual o menor que 1 el proyecto no es viable pues significa que los beneficios serán iguales o menores que los costos de inversión o costos totales.
- Comparar con otros proyectos: si tendríamos que elegir entre varios proyectos de inversión, teniendo en cuenta el análisis costo-beneficio, elegiríamos aquél que tenga la mayor relación costo-beneficio.

El análisis costo-beneficio para la Planta STLA arrojó los siguientes resultados:

VNA EGRESOS	-\$3.748.417
VNA INGRESOS	\$690.046
RELACION COSTO/BENEFICIO	0.18

La relación costo/beneficio <1 no consideraría rentable el proyecto; sin embargo es mejor que la alternativa que se estaba manejando antes de la planta, pues los fluidos eran tratados por terceros y los costos eran más elevados, este mismo análisis de costos se realizó para el tratamiento de lodos aceitosos por terceros y los resultados fueron los siguientes:

VNA EGRESOS	-\$8.930.222
VNA INGRESOS	-\$4.491.758
RELACION COSTO/BENEFICIO	- 0.50

9. CONCLUSIONES

Después de analizar la información, se ha llegado a las siguientes conclusiones:

- El tratamiento de lodos aceitosos en la planta STLA es físico-químico y se realiza en tres secuencias, el primero es el proceso de concentración el cual consta de la caracterización y recolección de lodos, el segundo es el proceso de tratamiento conformado por la separación de fases y el tratamiento químico y por último se tiene la disposición final de los sub-productos (Crudo, agua y su-borras).
- La planta STLA está tratando el 0.049% de la producción de agua del Campo Quifa y de la cual se recuperan 18.34% de aceites, 9.14% de sub-borras y 72.52% de agua.
- El principio fundamental del funcionamiento de las tricanter es la de decantación centrífuga, y consiste en sustituir de la ecuación de velocidad de sedimentación de la ley de Stokes, la gravedad por la aceleración centrífuga $r\omega^2$, así de esta manera, a altas velocidades de rotación se consiguen altas tasas de sedimentación y alta eficiencia de separación de partículas en un rango teórico de tamaño máximo de 15 – 30 micrones.
- Los parámetros del proceso de la planta determinan los parámetros de operación de esta, y esta a su vez inciden en el objetivo de obtener sub-productos de calidad que cumplan con los requerimientos contractuales de la corporación.
- La relación costo beneficio fue de 0.18, lo que para un análisis resultaría como no rentable; sin embargo es una alternativa 2.4 veces más económica que la que se tenía con las empresas prestadoras de servicio. Permitiendo además tener un mayor control de los desechos peligrosos y una ahorro significativo de dinero y tiempo en supervisiones y auditorías a terceros.

10. RECOMENDACIONES

- En la búsqueda de continuar mejorando el proceso de tratamientos de lodos aceitosos es importante tener una buena comunicación con la operación del CPF y los ingenieros de completamiento, pues ante cualquier indicio de cambio de la operación se deben realizar los respectivos análisis de caracterización de los fluidos para ajustar la operación y evitar sobre costos en reproceso.
- Realizar un estudio técnico- económico del tratamiento de sub-borras, para tener un mayor control de estos y cumplir como generadores responsables de todos los desechos peligrosos producidos por el campo.
- Realizar un estudio de optimización para las tricanters, pues esto permitiría, ampliar conocimientos en diseño y manipulación y disminuiría costos en tratamiento químico y energía eléctrica por el reproceso.
- Realizar manuales de procesos y procedimientos de la Planta STLA permiten documentar información y experiencias relevantes para la operación y son pieza fundamental del control de calidad de la empresa.

BIBLIOGRAFÍA

- ARNOLD Ken, STEWART Maurice, Surface Production Operations, Design of Oil – Handling Systems and Facilities, 3 ra Edición, Volumen 1. Capítulo 9. USA, 2008.p. 384 - 504.
- BACA. Guillermo. Fondo Educativo Panamericano. Ingeniería Económica. [PDF]. Ed 8. [s.f]. [s.l]. [s.n]. 197 p.
- BENAVIDES J, QUINTERO G, GUEVARA A, JAIMES D, GUTIERRES, MIRANDA J. Biorremediación de suelos contaminados con hidrocarburos derivados del petróleo. Enero - junio 2006. NOVA - Publicación Científica. VOL.4. No. 5.p. 82-91.
- CARDENAS Yolanda. "Tratamiento de agua coagulación y floculación". [En Línea], http://www.sedapal.com.pe/c/document_library/get_file?uuid=2792d3e3-59b7-4b9e-ae55-56209841d9b8&groupId=10154. [Citado el 10 de Septiembre de 2016].
- CASTELBLANCO, Ivan Fernando, NIÑO, Jhon A. Manejo y Tratamiento actual de residuos aceitosos en la industria petrolera Colombia. Trabajo de grado ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela de Ingenierías de Petróleos. 2011.p. 58-59.
- Colaboradores de "El Petróleo". [En línea] En página Web [Fecha de consulta: 15 de Marzo de 2106]. Disponible en < <http://www.elpetroleo.50webs.com/composicion.htm>>
- Colaboradores de "Pacific E&P". [EnLínea]. En página Web [Fecha de consulta: 15 de Marzo de 2106].Disponible en < <http://www.pacific.energy/es/acerca-pacific-ep>>
- COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Decreto 3930 (25, octubre, 2010). Por el cual se reglamenta parcialmente el Título I de la Ley 9 de 1979, así como el Capítulo II del Título VI -Parte III- Libro II del Decreto-ley 2811 de 1974 en cuanto a usos del agua y residuos líquidos y se dictan otras disposiciones. Bogotá D. C.: El Ministerio, 2010. 52 p.

- COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Decreto 4741 (30, Diciembre, 2005). Por el cual se reglamenta parcialmente la prevención y manejo de los residuos o desechos peligrosos generados en el marco de la gestión integral. Bogotá D. C.: El Ministerio, 2005. 25 p.
- COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Ley 99 (22, diciembre, 1993). Por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA, y se dictan otras disposiciones. Diario oficial. 1993. No 41.146. p. 12
- COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución 0631 (17, marzo, 2015). Por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones. Bogotá D. C.: El Ministerio, 2015. 62 p.
- MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL República de Colombia. Gestión integral de residuos o desechos peligrosos. Primera edición. [En línea] [Fecha de consulta: 28 de Marzo de 2016]. Disponible en: (http://www.minambiente.gov.co/images/AsuntosambientalesySectorialyUrbana/pdf/sustancias_qu%C3%ADmicas_y_residuos_peligrosos/gestion_integral_respel_bases_conceptuales.pdf).
- COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución 2035 (15, octubre, 2010). Por la cual se otorga una Licencia Ambiental Global y se toman otras determinaciones. Bogotá D. C.: El Ministerio, 2010. 97 p.
- CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE COLOMBIA DE 1991.
- CONTABILIDAD. Fernández. S, Aparicio. J y Cervera. M. [En Línea], <http://www.contabilidad.tk/node/162> [Citado en 11 de septiembre de 2015].
- CRECE NEGOCIOS. Arthur K. Finanzas de Empresas. [En Línea], <http://www.crecenegocios.com/el-analisis-costo-beneficio/>. [Citado el 11 de septiembre de 2015].

- DOCUMENTO: PACIFIC RUBIALES INFORME CPF QUIFA SISTEMA DE TRATAMIENTO DE LODOS ACEITOSOS PROCESO DE CONCENTRACIÓN DE LODOS, 2011.p.11.
- ECONOMIA & NOGOCIO EL MUNDO. El ABC de la Economía. [En Línea], <http://www.elmundo.com.ve/diccionario/fianza.aspx> [Citado el 11 de septiembre de 2015].
- EL ANALISIS FINANCIERO. Emprende Pyme. [En Línea], <http://www.emprendepyme.net/el-analisis-financiero.html>. [Citado el 05 de Mayo de 2016].
- EL PETROLEO [En Línea], <http://www.elpetroleo.50webs.com/contaminacion.htm> [Citado el 06 de Febrero de 2015].
- ESPINOZA F y MOYA A."Simulación del decantador centrifugo en la extracción de aceite de oliva virgen". [En Línea], <http://www.ujaen.es/huesped/aceite/articulos/decanter.html>. [Citado el 10 de Noviembre de 2016].
- FLOTTWEG SEPARATION AND TECHNOLOGY Flottweg. [En Línea], <https://www.flottweg.com/es/la-gama-de-productos/tricanterr/>. [Citado el 15 de Septiembre de 2016].
- GRANADOS, P., GUTIERREZ, N., Definición de parámetros de diseño de tratadores térmico y termoelectrostáticos, tesis de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de físico-química. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2007. p.21.
- Jean louis Salager y Alvaro Fernandez. Cuaderno FRIP S301-PP. 2004 [En línea], [http:// www.firp.ula.ve](http://www.firp.ula.ve). Modificado.
- KOKAL, S.L., "Crude oil emulstions: a state of the art review", paper SPE 77497 presentado a la SPE en la conferencia anual técnica y exhibición en San Antonio, Texas (2002).p. 1.-5.
- SANTOS Nicolás. Operaciones de tratamiento de crudo. Especialización en producción de hidrocarburos. Escuela de ingeniería de petróleos UIS. Bogotá, 2015. p. 87 – 124.
- S.GRECO. Guía de recomendaciones para proteger el medio ambiente durante el desarrollo de la exploración y explotación de hidrocarburos. Buenos Aires. Instituto Argentino del Petróleo, 1991.

[En Línea].
<http://www.cricyt.edu.ar/enciclopedia/terminos/ContamPetr.htm>.
[Citado el 07 de Febrero de 2015].

- TECNOLOGÍA CENTRÍFUGA FLOTTWEG PARA EL PROCESAMIENTO DE LODOS QUE CONTIENEN HIDROCARBUROS. Flottweg. [En Línea], https://www.flottweg.com/fileadmin/user_upload/data/pdf-downloads/Oelschlamm-ES.pdf. [Citado el 15 de Septiembre de 2016].
- VALDEZ I, Clever Walter. Tratamiento fisicoquímico de residuos oleosos. Tesis de grado. Lima: Universidad Nacional de Ingeniería. Lima-Perú. Facultad de Ingeniería de Petróleos, Gas Natural y Petroquímica. Universidad Nacional de Ingeniería. 2011. p.28.